



## Millennium Challenge Account – Bénin II

# Cadre réglementaire

*Etude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau*

**ANNEXES**

**Version finale**

Présenté par :



<b>Projet :</b>	<b>Accès à l'Électricité Hors Réseau</b>
<b>Activité :</b>	<b>Etude pour la mise en place d'un environnement propice à l'électrification hors-réseau</b>
<b>Contrat n° :</b>	PP1-CIF-OGEAP-01
<b>Client :</b>	Millennium Challenge Account-Bénin II (MCA-Bénin II)
<b>Financement :</b>	Millennium Challenge Corporation (MCC)
<b>Dossier suivi par :</b>	Gabriel DEGBEGNI - Coordonnateur National (CN) Joel AKOWANOU- Directeur des Opérations (DO) p.i. Marcel FLAN - Chef du Projet Energie Décentralisée (CPED)
<b>Consultant :</b>	<u>Groupement :</u> IED - Innovation Energie Développement (Fr) PAC - Practical Action Consulting Ltd (U.K)  2 chemin de la Chauderaie, 69340 Francheville, France Tel: +33 (0)4 72 59 13 20 / Fax: +33 (0)4 72 59 13 39 E-mail : <a href="mailto:ied@ied-sa.fr">ied@ied-sa.fr</a> / <a href="mailto:d.rambaudmeasson@ied-sa.fr">d.rambaudmeasson@ied-sa.fr</a> Site web: <a href="http://www.ied-sa.fr">www.ied-sa.fr</a>  Référence IED : 2016/019/Off Grid Bénin MCC
<b>Date de démarrage :</b>	21 nov. 2016
<b>Durée :</b>	18 mois

#### Rédaction du document :

Version	1	2	3
<b>Date</b>	30-08-2017	7-10-2017	23-01-2018
<b>Rédaction</b>	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Romain FRANDJI, Minielle TALL, Urbain YAMEOGO, Catherine DIAM-VALLA, Mary ALLEN	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Romain FRANDJI, Minielle TALL, Urbain YAMEOGO, Catherine DIAM-VALLA, Mary ALLEN	Jean-Paul LAUDE, Essel Ben HAGAN, Maurice AZANLIN, Catherine DIAM-VALLA, Mary ALLEN
<b>Relecture et validation</b>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résidant</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résidant</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>	Jean-Paul LAUDE - <i>Chef de projet résidant</i> Denis RAMBAUD-MEASSON - <i>Directeur de projet</i>

## **Remerciements**

IED et PAC remercient le MCA-Bénin II, les différentes structures en charge du secteur de l'Électricité (ARE, DGE, SBEE, ANADER, ABERME), pour leur disponibilité et la mise à disposition des données et documents utiles à la prestation. Nous remercions également les acteurs non étatiques (ONG, entreprises privées) ayant gracieusement offert de leur temps et partagé les informations dont ils disposaient.

## Acronymes

ABE	Agence Béninoise pour l'Environnement
ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie
ANM	Agence nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle de la Qualité
AFIMEEB	Association des Fournisseurs et Installateurs de Matériels Electrique et Eau du Bénin
AISER	Association Interprofessionnelle des Spécialistes du domaine des Énergies Renouvelables
ANADER	Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
ANCB	Agence Nationale des Communes du Bénin
ARE	Autorité de Régulation de l'Electricité
BOO	Build, Own and Operate
CONTRELEC	L'Agence de Contrôle des installations électriques intérieures
DAEM	Développement de l'Accès à l'Energie Moderne
DGE	Direction Générale de l'Energie
ECOW-GEN	Programme on Gender Mainstreaming in Energy Access
EHR	Electrification hors réseau
EIES	Etude d'Impact Environnemental et Social
EES	Evaluation Environnementale Stratégique
ENR	Energies renouvelables
ER	Electrification rurale
EEV	Programme Energie et Eau pour la Vie (EEV)
HR	Hors réseau
IED - PAC	Innovation Energie Développement - Practical Action Consulting
MCA-Bénin II	Millennium Challenge Account-Benin II
MCC	Millennium Challenge Corporation
MEEM	Ministère de l'Energie, de l'Eau et des Mines
MOU	Memorandum of Understanding
OCEF	Off-Grid Clean Energy Facility
PDER	Plan Directeur de l'Electrification (extensions du réseau)
PDEHR	Plan Directeur de l'Electrification Hors Réseau
PTF	Partenaire Technique et Financier
RECASEB	Projet de Renforcement des Capacités des Acteurs du Secteur de l'Energie au Bénin
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
SDERB	Schéma Directeur de l'Electrification Rurale du Bénin (SDERB)
SFI	Société Financière Internationale
SHS	Solar Home System (Kit solaire photovoltaïque)
SINEB	Système d'Information National sur l'Energie au Bénin
SSED	Société de Service Electrique Décentralisé
UPE	Utilisation productive de l'électricité

# **SOMMAIRE**

**ANNEXE 1 : PROJET DE DECRET SUR L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN**

**ANNEXE 2.1: PROJET D'ARRÊTÉ PORTANT REGIME DE LA LICENCE DE CONCESSION ET DE L'AUTORISATIONS D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU**

**ANNEXE 2.2: PROJET D'ARRÊTÉ PORTANT REDEVANCES LIEES A L'EXERCICE D'UNE LICENCE D'EXPLOITATION HORS RESEAU**

**ANNEXE 3 : DOSSIER D'APPEL D'OFFRES POUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN**

**A3.1 : Avis d'Appel d'Offres**

**A3.2 : Instructions aux Soumissionnaires**

**A3.3 : Cahier des Prescriptions Techniques pour Le Lot 1 de Réalisation (CPT Lot 1)**

**A3.4 : Cahier des Prescriptions Techniques pour le Lot 2 d'Exploitation (CPT Lot 2)**

**ANNEXE 4: CONVENTION DE CONCESSION**

**ANNEXE 5: LICENCE DE CONCESSION**

**Annexe 5.1 : Formulaire de Demande pour la Licence de Concession**

**Annexe 5.2: Licence de Concession de Production de Distribution d'Electrification Hors Réseau**

**ANNEXE 6: CONTRAT STANDARD D'ÉCHANGE D'ÉNERGIE ENTRE UN CONCESSIONNAIRE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE HORS RÉSEAU ET UN GESTIONNAIRE DE RÉSEAU**

**ANNEXE 7: SOUS-CODE DE RÉSEAU POUR L'INTERCONNEXION DES MINI-RÉSEAUX AU BÉNIN**

**PARTIE A: EXIGENCES OBLIGATOIRES ET PROCÉDURE D'ESSAI**

**PARTIE B: DIRECTIVES TECHNIQUES**

**ANNEXE 8 : NORMES POUR LES SYSTEMES ELECTRIQUES HORS RESEAU**

**ANNEX 9 : GENRE ET INCLUSION SOCIALE DANS L'ELECTRIFICATION HORS-RESEAU**

**ANNEXE 10 : LES QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES LIEES AUX EHR**

**ANNEXE 11 : CLAUSES SUPPLEMENTAIRES À AJOUTER AU CODE D'ELECTRICTÉ DU BENIN EN CAS D'AMENDEMENT**

**ANNEXE 12: MONITORING DES PROJETS D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU**

# ANNEXE 1 : PROJET DE DECRET SUR L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN

## Table des Matières

	Pages
CHAPITRE 1 : DES DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES .....	1
CHAPITRE 2 : DES TITRES D'EXPLOITATION.....	3
CHAPITRE 3 : DE LA MISE EN ŒUVRE DE PROJETS HORS RÉSEAU .....	4
CHAPITRE 4 : DES RÉGIMES DE RÉGULATION DU HORS-RÉSEAU .....	6
CHAPITRE 5 : DES PROPRIETES LIÉES À UN TITRE D'EXPLOITATION HORS RÉSEAU .....	9
CHAPITRE 6 : DES OBLIGATIONS D'UN TITULAIRE D'UN TITRE D'EXPLOITATION HORS RESEAU .	10
CHAPITRE 7 : DES DISPOSITIONS COMMERCIALES ET COMPTABLES .....	11
CHAPITRE 8 : DES DISPOSITIONS GÉNÉRALES POUR LE RACCORDEMENT DES ABONNÉS .....	11
CHAPITRE 9 : DU RACCORDEMENT DU SYSTEME D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU RESEAU NATIONAL.....	1
2	
CHAPITRE 10 : DES DELAIS ET REDEVANCES.....	13
CHAPITRE 11 : DES MODALITES DE RECRUTEMENT DES TITULAIRES DU TITRE D'EXPLOITATION	14
CHAPITRE 12: DE LA DURÉE ET DU RENOUELEMENT DES TITRES D'EXPLOITATION HORS RÉSEAU.....	1
5	
CHAPITRE 13 : DES DISPOSITIONS DIVERSES .....	15

**DÉCRET N° .....DU.....**

Portant réglementation de l'électrification hors-réseau  
en République du Bénin.

**LE PRÉSIDENT DE LA RÉPUBLIQUE,**

**CHEF DE L'ÉTAT,**

**CHEF DU GOUVERNEMENT**

- Vu** la loi n°90-032 du 11 décembre 1990 portant Constitution de la République du Bénin ;
- vu** la loi n°98-030 du 12 février 1999 portant loi-cadre sur l'environnement en République du Bénin ;
- vu** la loi n° 2006-16 du 27 Mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin ;
- vu** la décision portant proclamation, le 30 mars 2016 par la Cour constitutionnelle, des résultats définitifs de l'élection présidentielle du 20 mars 2016 ;
- vu** le décret n°2018-198 du 05 juin 2018 portant composition du Gouvernement ;
- vu** le décret n°2016-292 du 17 mai 2016 fixant la structure-type des ministères ;
- vu** le décret n° 2016- 502 du 11 août 2016 portant attributions, organisation et fonctionnement du Ministère du Plan et du Développement;
- vu** le décret n°2017-041 du 25 janvier 2017 portant attributions, organisation et fonctionnement du Ministère de l'Economie et des Finances ;
- vu** le décret n°2018-072 du 12 mars 2018 portant attributions, organisation et fonctionnement du Ministère de l'Energie;
- vu** le décret n° 2008-815 du 31 décembre 2008 portant définition des modalités d'octroi des concessions de fournitures d'énergie électrique pour les besoins du service public ;
- vu** le décret n° 2009-150 du 30 avril 2009 portant attributions, organisation et fonctionnement de l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) ;

- VU** le décret n° 2008-719 du 22 décembre 2008 portant constitution et fixation des modalités de fonctionnement et de gestion du Fonds d'Électrification Rurale en République du Bénin ;
- VU** le décret n° 2009-182 du 13 mai 2009 portant création, attributions, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Electricité en République du Bénin tel que modifié par le décret n° 2015-074 du 27 février 2015 ;

sur proposition du Ministre d'Etat chargé du Plan et du Développement, du Ministre de l'Energie et du Ministre de l'Economie et des Finances,

le Conseil des Ministres, entendu en sa séance du.....

## DÉCRÈTE

### CHAPITRE I : DES DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES

#### Article premier : Objet

Le présent décret fixe les règles et modalités qui organisent le secteur de l'électrification hors-réseau en République du Bénin.

#### Article 2 : Champ d'application.

Le présent décret s'applique :

- à la production, la distribution et la vente d'électricité hors-réseau sur tout le territoire de la République du Bénin ;
- à la fourniture d'équipements individuels ou communautaires et aux installations électriques hors-réseau, bénéficiant de mesures incitatives.

#### Article 3 : Définitions

Les définitions ci-après complètent les dispositions de la loi n° 2006-16 du 27 mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin.

« **Autorité concédante** » désigne l'Autorité qui a la compétence de déléguer la gestion du service public de fourniture d'énergie électrique, c'est-à-dire le Ministère en charge de l'Énergie ;

« **Autorisation d'électrification hors-réseau** » : acte unilatéral par lequel l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie, ci-après l'ABERME, représentant l'Autorité concédante, après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, ci-après ARE, permet à une personne publique ou privée, d'exploiter à des fins commerciales, des systèmes d'électrification hors-réseau d'une capacité totale cumulée inférieure à 500 kVA ;

« **Convention de concession hors-réseau** »: contrat par lequel l'Autorité concédante, après avis conforme de l'ARE, confie à une personne publique ou privée, à charge pour lui de construire à ses



risques et périls, les ouvrages nécessaires à l'exploitation d'un système d'électrification hors-réseau d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA ;

« **Concessionnaire hors-réseau** »: désigne toute personne publique ou privée qui exploite un système d'électrification hors-réseau sur la base d'une Autorisation d'électrification hors-réseau ou d'une Convention de concession hors-réseau ;

« **Enregistrement** » désigne-toute soumission à l'Autorité concédante, d'un formulaire de demande d'une licence d'exploitation hors-réseau par un Concessionnaire hors-réseau ;

« **Force majeure** » : toute circonstance imprévisible, irrésistible et extérieure à la volonté des parties à une convention de concession ou à une autorisation d'électrification hors-réseau et qui met l'une ou l'autre des parties à cette convention ou autorisation dans l'impossibilité de satisfaire à ses obligations légales, réglementaires ou contractuelles ;

« **Importateur, commerçant détaillant ou installateur agréé** », désigne tout importateur, détaillant et installateur du secteur marchand, qui après approbation de l'ARE, bénéficie de mesures incitatives dédiées pour développer ses activités ;

« **Mini-réseau isolé** » désigne tout mini-réseau qui n'est connecté à aucun autre réseau ;

« **Réseau de distribution** » désigne tout ensemble de câbles, de lignes de service et de lignes aériennes, d'appareils ou équipements électriques connexes, ayant une tension nominale de 33 kV ou inférieure, et qui est utilisé pour transporter l'énergie électrique sur un système de distribution ;

« **Société de Service Électrique Décentralisé (SSED)** » : Toute personne morale titulaire d'un titre d'exploitation pour la vente de services électriques hors-réseau sur la base d'un parc d'énergie solaire distribuée installé chez les abonnés ou à proximité ;

« **Système d'électrification hors-réseau** » désigne tout mini-réseau et centrale d'énergie renouvelable, ou toute production d'énergie renouvelable distribuée destinée au service public de la fourniture d'énergie électrique ;

« **Titulaire d'un titre d'exploitation hors-réseau** » désigne tout concessionnaire hors-réseau ;

« **Zone non desservie ou hors-réseau** » désigne toute zone sans système de distribution existant.

## CHAPITRE 2 : DES TITRES D'EXPLOITATION

### Article 4. : Obligation de détenir un titre d'exploitation hors-réseau pour la fourniture de service public d'électricité hors-réseau

Toute personne désireuse d'installer ou d'exploiter un système d'électrification hors-réseau de service public pour la fourniture ou la vente d'électricité doit détenir un titre d'exploitation hors-

réseau délivré par l'Autorité concédante, après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Tout titulaire de titre d'exploitation hors-réseau recevra de l'Autorité concédante, une licence d'exploitation hors-réseau, attestant qu'il est inscrit dans la base de données de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

**Article 5. : Obligation d'approbation de tout contrat d'installation-vente de systèmes électriques hors-réseau, bénéficiant de mesures incitatives**

Tout importateur, détaillant ou installateur, recevant une aide publique ou bénéficiant de toute autre mesure incitative du Gouvernement ou de partenaires techniques et financiers ou d'organisations non gouvernementales pour la vente et l'installation de systèmes photovoltaïques individuels ou collectifs ou de pico-centrales solaires dans le cadre du service public doit obtenir de l'Autorité de Régulation de l'Électricité l'approbation de son contrat avec l'Autorité concédante ou son représentant, ou le partenaire technique et financier ou l'organisation non gouvernementale qui lui octroie cette aide publique.

### **CHAPITRE 3 : DE LA MISE EN ŒUVRE DE PROJETS HORS-RÉSEAU**

**Article 6 : Modalités de mise en œuvre de l'électrification hors-réseau**

L'électrification hors-réseau comporte trois modalités principales de mise en œuvre :

- a) des programmes de projets de mini et de micro-réseaux alimentés par des centrales à énergies renouvelables ou hybrides ou de parcs d'équipements photovoltaïques ciblant une mise en œuvre et une exploitation par des investisseurs ou promoteurs du secteur privé ;
- b) des programmes de projets prioritaires parrainés par le Gouvernement pour les projets de mini et de micro-réseaux alimentés par des centrales à énergies renouvelables ou hybrides, et pour des équipements communautaires essentiels qui n'ont pas pu mobiliser la participation d'investisseurs ou de promoteurs du secteur privé ;
- c) des programmes marchands appuyés par des mesures incitatives de vente de systèmes photovoltaïques solaires et les lampes solaires de qualité pour les ménages n'ayant aucune autre possibilité d'accès aux services énergétiques modernes.

## **Article 7 : Appels à projets**

La sélection de développeurs ou d'exploitants privés qui souhaitent obtenir un titre d'exploitation hors-réseau se fait sur la base d'une procédure d'appel à projets lancée par l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie, représentant l'Autorité concédante et approuvée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Tout appel à projets réalisé par un Partenaire Technique et Financier ayant signé une convention de partenariat avec le Gouvernement sera implicitement considéré comme fait au nom de l'Autorité concédante. Il devra toutefois être approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

L'appel à projets comprend une phase de présélection des candidats conduisant à l'établissement d'une liste restreinte de candidats et la présentation d'une offre complète, qui conduit les soumissionnaires lauréats à la préparation d'une Convention de Concession avec l'Autorité concédante, lui permettant de clôturer son montage financier, et de signer la Convention de Concession hors-réseau après que cette dernière ait reçu l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Cette convention de concession constitue le titre d'exploitation.

La fréquence des appels à projets sera conditionnée par la programmation triennale de mise en œuvre de la politique d'électrification hors-réseau, conduite par l'Autorité concédante.

## **Article 8 : Propositions d'initiatives spontanées**

Les propositions d'initiatives spontanées d'une capacité totale cumulée inférieure ou égale à 500 kVA sont admises sur présentation d'un mémorandum d'entente signé entre le promoteur ou l'exploitant, la collectivité locale et ou une Organisation Non Gouvernementale qui constitue la base légale d'obtention d'une Autorisation d'électrification hors-réseau auprès de l'ABERME, après l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Dans le cas où un promoteur propose une offre spontanée couvrant plusieurs localités, pour une capacité installée cumulée supérieure à 500 kVA, Il ne bénéficiera pas de ce titre d'exploitation. La règle d'appel à projet en concurrence doit être suivie.

Dans ce cas, le promoteur ou l'exploitant à l'origine de la proposition spontanée aura à soumissionner suivant les procédures normales d'appel d'offres. Lors de l'examen de son offre par la commission d'appel d'offres, le porteur de l'offre spontanée se voit attribuer un bonus de points correspondant aux efforts et aux frais engagés par ce dernier pour réaliser et financer l'étude de faisabilité du projet, cette étude bénéficiant à l'ensemble des soumissionnaires. Lorsque le candidat à l'origine de l'offre spontanée n'arrive pas en tête du classement, il peut user du droit de préemption. Le droit de préemption est assujéti à la condition que l'écart des notes entre les deux offres n'excède pas cinq pour cent (5 %).

## **Article 9 : Programmes gouvernementaux**

Les programmes prioritaires de mini-réseaux avec des centrales d'énergies renouvelables, qui n'auraient pas retenu l'intérêt du secteur privé pourront être mis en œuvre par l'ABERME. Les équipements de ces programmes seront financés par l'État et réalisés par des exploitants privés

sélectionnés sur la base d'un appel à candidature, qui vont les gérer sur la base d'une Convention de concession hors-réseau. Cette convention tiendra compte de l'apport en patrimoine de l'État et de la participation financière de l'exploitant à la gestion du système.

Pour les projets prioritaires qui sont destinés à des équipements communautaires essentiels dont l'exploitation doit revenir aux bénéficiaires (écoles, centres de santé, postes de police, groupement de production) ils seront réalisés par des entreprises recrutées par des appels d'offres compétitifs. Toutefois, ces entreprises doivent assurer pendant une période d'un an après la réception provisoire l'exploitation du système en binôme avec l'exploitant du bénéficiaire. L'entrepreneur devra assurer sur une période complémentaire de deux ans un suivi de l'exploitation de ces systèmes suivant les conditions définies par le contrat.

Les appels d'offre pour les entrepreneurs suivent la procédure des marchés publics et seront soumis préalablement à l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

**Article 10 : Appels à manifestation d'intérêt pour bénéficiaire, par le secteur privé marchand, de mesures incitatives pour des programmes de diffusion de produits électriques hors-réseau.**

Ces programmes de type marchand visent la vente de produits pico-solaires ou plus généralement de produits d'énergies renouvelables individuels ou communautaires.

Ils sont initiés sur la base d'un appel à manifestation d'intérêt ou à projets lancé par l'ABERME ou par un Partenaire Technique et Financier ou une Organisation Non Gouvernementale ayant signé un protocole d'accord avec l'Autorité concédante ou l'ABERME pour le recrutement d'importateurs, de détaillants et d'installateurs bénéficiaires des mesures incitatives. Cet appel à manifestations d'intérêt fait l'objet d'une approbation de l'ARE.

Tout « Importateur, commerçant détaillant ou installateur agréé » souhaitant bénéficier d'un appui financier pour des programmes de diffusion de kits et de lampes solaires de qualité devra signer un contrat avec le bailleur et l'ABERME, sur les modalités d'octroi et d'utilisation des mesures incitatives allouées. Ce contrat est approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité et fait obligation à son bénéficiaire d'un rapport annuel sur les critères de performances et de suivi retenus.

## **CHAPITRE 4 : DES RÉGIMES DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRIFICATION HORS-RÉSEAU**

**Article 11. : Régime de la convention de Concession hors-réseau**

Le promoteur ou l'exploitant d'un ou de plusieurs systèmes d'électrification hors-réseau d'une puissance cumulée supérieure ou égale à 500 kVA négocie dans le cadre d'un appel à projets une **convention de Concession hors-réseau** avec l'Autorité concédante.

Préalablement à cette négociation, le promoteur ou l'exploitant aura été sélectionné sur la base d'une soumission qu'il aura faite en réponse à un appel à proposition de projets, lancé par l'Autorité concédante et ayant reçu l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Le régime de la convention de concession s'applique également aux Sociétés de Services Électriques Décentralisée (SSED) dont la capacité cumulée des systèmes est supérieure à 500 kVA.

#### **Article 12. : Champ d'application de la convention de concession hors-réseau**

La Convention de Concession hors-réseau couvre les activités de production, de distribution et de vente d'électricité hors-réseau, pour la desserte d'une ou plusieurs localités interconnectées ainsi que les échanges électriques vers le point d'injection sur le réseau national dans le cas d'achat ou de vente d'un surplus d'électricité.

La Convention de Concession comprend nécessairement les informations suivantes :

- (i) la preuve de l'existence légale de la société du promoteur ou de l'exploitant, y compris son enregistrement au registre des sociétés avec ses numéros IFU et autres ;
- (ii) le périmètre dans lequel le service électrique sera accessible et la durée pendant laquelle il sera applicable ;
- (iii) une description précise du système de production, de distribution proposé et de raccordement des abonnés, y compris les spécifications et les caractéristiques techniques, les schémas détaillés de l'ensemble des installations à construire, les estimations de coûts et le plan de situation géoréférencé ;
- (iv) le plan d'affaires sur la période couverte par la Convention de Concession ;
- (v) la preuve de la capacité financière du promoteur ou l'exploitant assortie d'un plan de financement documenté ;
- (vi) la preuve que tous les terrains nécessaires à la construction et l'installation de tous les actifs ont été acquis, ou loués et que tous les autres permis nécessaires ont été accordés au promoteur ou l'opérateur de l'électrification hors-réseau par les organismes ou institutions concernés ;
- (vii) Le permis de construire ;
- (viii) Le plan de gestion social et genre ;
- (ix) Le certificat de conformité environnementale ;
- (x) Le document de déclaration de revenus pour les deux années précédentes ;

En cas de vente de surplus d'électricité, un mémorandum provisoire sur les tarifs applicables aux échanges d'énergie entre les 2 systèmes sera établi entre le promoteur ou l'exploitant et le gestionnaire du réseau.

#### **Article 13 : Régime de l'Autorisation d'électrification hors-réseau Système d'électrification hors-réseau d'une puissance cumulée totale strictement inférieure à 500 kVA**

Le promoteur ou l'exploitant d'un ou plusieurs systèmes d'électrification hors-réseau dans une même commune ou deux communes adjacentes dont la puissance totale est strictement inférieure à 500 kVA doit obtenir une Autorisation d'électrification hors-réseau, de l'ABERME, suivant toutes les procédures décrites avec tous les droits et obligations du présent décret.

Les mêmes dispositions s'appliquent également à une Société de Service Électrique Décentralisé (SSED) dont la capacité totale cumulée est strictement inférieure à 500 kVA.

## **Article 14 : Champ d'application de l'Autorisation d'électrification hors-réseau**

L'Autorisation d'électrification hors-réseau couvre les activités de production, de distribution et de vente d'électricité et de services électriques hors-réseau.

L'ABERME, représentant l'Autorité concédante peut accorder une Autorisation d'électrification hors-réseau à un promoteur ou un exploitant pour la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance d'un système d'électrification hors-réseau dans une zone non desservie une fois les conditions suivantes remplies:

- a) le dépôt d'une demande auprès de l'ABERME suivant le formulaire requis en indiquant l'emplacement prévu pour la fourniture du service électrique et le niveau de puissance totale installée;
- b) le Mémoire d'Entente signé entre le développeur ou l'exploitant, la collectivité locale, la congrégation religieuse ou l'organisme non gouvernemental, qui sera constitué des documents suivants:
  - (i) l'objet du mémorandum d'entente sur la fourniture de services hors-réseau et confirmant la volonté et l'acceptation par la collectivité locale sur une telle fourniture ;
  - (ii) la preuve d'existence légale du porteur de projet (qu'il soit un privé, une collectivité territoriale, une congrégation religieuse ou une ONG) ;
  - (iii) une description précise du système hors-réseau pour lequel l'Autorisation est sollicitée, y compris les spécifications et les caractéristiques techniques, les schémas détaillés des installations à construire, les estimations de coûts d'investissement, le plan de situation géoréférencé;
  - (iv) le plan de financement avec la preuve de la capacité financière des différents contributeurs pour le financement acquis et éventuellement la demande de subvention;
  - (v) le plan d'affaires permettant d'apprécier la prise en compte des réinvestissements de maintenance ou une entente sur le niveau de tarif moyen avec la collectivité locale ;
  - (vi) le permis de construire et les copies des accords conclus sur les conditions de mise à disposition des terrains nécessaires à l'implantation et l'exploitation des installations;
  - (vii) le formulaire de vérification environnementale et sociale permettant à l'ABERME de classer le projet en vue de la mise en œuvre d'une procédure de certification environnementale et de gestion des aspects Genre et Inclusion Sociale.
- c) une approbation préalable de la demande est délivrée par l'ARE après avoir vérifié que :
  - le projet au regard de la Politique et du Plan Directeur de l'électrification hors-réseau (PDEHR) est conforme ;
  - le projet est globalement viable, techniquement acceptable et s'inscrit dans une étude comparative de coût préalablement établi par l'ARE.

Cette approbation tiendra également compte des vérifications environnementales nécessaires faites par l'ABERME sur la base du formulaire de certificat de conformité

environnementale dûment rempli par le porteur de projet. Si ces conditions ne sont pas remplies, le projet peut être rejeté ou retourné au porteur du projet pour demande d'informations supplémentaires ou améliorations.

- d) après approbation préalable de l'ARE, l'ABERME assiste le porteur du projet pour finaliser la conception technique, pour réaliser les études nécessaires au certificat de conformité environnementale en fonction de la classification attribuée par la DDES et pour boucler son montage financier. Une convention d'Autorisation d'électrification hors-réseau est élaborée entre l'ABERME et le porteur de projet. Cette convention est soumise à l'approbation de l'ARE.
- e) après approbation de la convention d'Autorisation, l'ABERME délivre une Autorisation d'électrification hors-réseau qui a valeur de titre d'exploitation.
- f) sur la base de l'Autorisation d'électrification hors-réseau et après avis favorable de l'ARE, l'ABERME délivre, à la fin de la réalisation des installations et après la vérification de conformité et la réception provisoire et satisfaisante des installations réalisées, une Licence d'exploitation au Promoteur.

#### **Article 15 : Réglementation des mesures incitatives**

La réglementation applicable au suivi des mesures incitatives accordées au secteur privé marchand (importateurs, détaillants et installateurs des produits pico-solaires ou plus généralement de produits d'énergies renouvelables individuels ou communautaires) consiste à :

- a) l'approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité du contrat à passer avec l'ABERME, le Partenaire Technique et Financier ou l'organisation non gouvernementale. Dans le cas de contrat initié par un partenaire technique et financier ou une Organisation Non Gouvernementale, ces entités ont l'obligation d'associer l'ABERME dans la négociation du contrat.
- b) l'obligation de rapport annuel de l'importateur, du commerçant détaillant ou de l'installateur agréé à l'Autorité de Régulation de l'Électricité sur les critères de performances réalisés pendant l'exécution du contrat.

### **CHAPITRE 5 : DES PROPRIÉTÉS LIÉES À UN TITRE D'EXPLOITATION D'ÉLECTRIFICATION HORS-RÉSEAU**

#### **Article 16 : Actifs liés à un titre d'exploitation**

Les actifs liés à un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau comprennent toutes les installations utilisées pour la production, la distribution et la vente d'un service électrique existant au moment de la signature de la convention de concession, ainsi que les actifs qui seront établis par le concessionnaire avec l'accord de l'Autorité concédante.

Les propriétés définies dans cet article, existantes ou à construire, constituent l'intégralité du patrimoine de la concession.

**Article 17 : Lignes de Moyenne Tension assurant la distribution de plusieurs localités ou permettant la vente d'un surplus de production d'électricité.**

Dans le cas de l'électrification hors-réseau basée sur une production de source renouvelable alimentant une grappe de localités ou vendant son surplus à un concessionnaire de réseau Moyenne Tension, les équipements de la ligne Moyenne Tension vers les localités électrifiées et ceux de la ligne d'injection du surplus de production sur le réseau national font partie des actifs de la concession.

**Article 18 : Identification des actifs liés à un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau.**

Pour chacun des actifs liés à un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau, il est indiqué le nom du propriétaire, l'emplacement, la fonction, la date de mise en service, l'état, la durée de vie résiduelle et la valeur estimée. Une liste distincte est établie pour les biens bénéficiant d'exonérations fiscales et douanières.

**Article 19 : Inventaire des actifs liés à un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau**

Les biens mis à la disposition du concessionnaire hors-réseau, ainsi que ceux apportés par ce dernier font l'objet d'un inventaire complet établi à ses frais et envoyé à l'Autorité concédante dans les trois (3) mois suivant l'entrée en vigueur du titre d'exploitation. Cet inventaire est tenu à jour annuellement par le concessionnaire à ses frais et est soumis à l'Autorité concédante. Il est joint au rapport annuel d'exercice soumis à l'Autorité de Régulation de l'Electricité. Sur cette base, l'Autorité concédante assistée de l'Autorité de Régulation de l'Electricité établit et met à jour l'inventaire du patrimoine de l'électrification hors-réseau.

**Article 20 : Inventaire des actifs par l'Autorité concédante**

L'Autorité concédante se réserve le droit de vérifier ou de faire vérifier à tout moment pendant la durée d'un titre d'exploitation l'inventaire du patrimoine mentionné dans l'article précédent. Le concessionnaire est tenu de procéder aux rectifications des inventaires en cas d'anomalies identifiées.

**Article 21 : Patrimoine lié à un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau.**

Les propriétés définies dans ce chapitre, existantes ou à construire, constituent l'intégralité du patrimoine d'un système d'électrification hors-réseau géré par un titulaire d'une licence d'exploitation.



## **CHAPITRE 6 : DES OBLIGATIONS DU TITULAIRE D'UN TITRE D'EXPLOITATION D'ÉLECTRIFICATION HORS-RÉSEAU**

### **Article 22 : Utilisation des sources d'énergies renouvelables dans les systèmes hors-réseau**

Tout système d'électrification hors-réseau doit comporter une ou plusieurs centrales de production d'électricité basées sur les énergies renouvelables.

Au moins les deux tiers de l'électricité fournie par un système d'électrification hors-réseau au cours d'une année civile doivent être produits à partir de sources d'énergies renouvelables.

### **Article 23 : Obligations du titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau**

Le titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau est soumis aux obligations suivantes :

- Tout titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau doit construire, exploiter et/ou maintenir son réseau de distribution et sa capacité de production ou son système de production décentralisé conformément aux règles, règlements, codes et normes techniques pertinents relatifs à l'électrification hors-réseau.
- Tout titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau doit se conformer aux dispositions du présent décret, aux termes et aux conditions du titre d'exploitation, aux règles et règlements mentionnés dans ce dernier. En cas de non-respect de ses obligations, l'exploitant est tenu de se conformer aux décisions, injonctions et instructions qui pourraient lui être données par l'Autorité concédante ou l'Autorité de Régulation de l'Électricité.
- Tout titulaire d'un titre d'exploitation doit s'efforcer de développer et de mettre en œuvre les solutions économiques les plus efficaces, que ce soit lors de sa conception initiale ou lors des extensions du système hors-réseau. Et tout réseau devra impérativement respecter les normes de sécurité pour la protection des biens et des personnes.
- Tout titulaire d'un titre d'exploitation doit fournir de l'électricité conformément aux termes définis dans le titre d'exploitation signé avec l'Autorité concédante. Il doit se conformer aux normes de qualité du service et de fourniture d'électricité, telles que définies dans les Conventions de concession ou d'Autorisation.
- Tout titulaire d'un titre d'exploitation doit respecter les clauses du cahier des charges de la convention, les normes de protection de l'environnement ainsi que les dispositions particulières de la certification environnementale qui leur est appliquée.

### **Article 24 : Compteurs**

Tout promoteur ou exploitant du système d'électrification hors-réseau doit installer des compteurs approuvés et étalonnés par l'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle Qualité (ANM) et s'efforcer de développer un système de comptage intelligent permettant l'utilisation du système de paiement électronique ou tout autre mode de paiement moderne ainsi que l'exploitation et le contrôle à distance de la consommation.

## **Article 25 : Contrôle du respect des normes de service, des normes techniques et environnementales**

Le système d'électrification hors-réseau peut être inspecté par l'Autorité concédante, par l'Autorité de Régulation de l'Electricité, ou par un tiers mandaté afin de surveiller la conformité aux normes techniques et environnementales, des installations ou des équipements.

L'Agence Béninoise pour l'Environnement ou la cellule environnementale de l'Autorité concédante inspecte les sites de tout détenteur d'un titre d'exploitation pour vérifier la conformité des installations et le respect des réglementations environnementales.

## **CHAPITRE 7 : DES DISPOSITIONS COMMERCIALES ET COMPTABLES**

### **Article 26 : Exigences tarifaire et comptable**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation doit :

- a) à tout moment, appliquer aux consommateurs le tarif approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité ;
- b) produire les états financiers selon le système comptable en vigueur en République du Bénin.

### **Article 27 : Inspection des comptes**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation se soumet à l'inspection et à la vérification de ses comptes par l'Autorité de Régulation de l'Électricité et l'Autorité concédante et fournit toute l'assistance nécessaire à l'accomplissement de cette mission.

## **CHAPITRE 8 : DES DISPOSITIONS GÉNÉRALES POUR LE RACCORDEMENT DES ABONNÉS**

### **Article 28 : Souscription d'un abonnement**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation conclut un contrat de fourniture d'électricité avec chacun de ses clients qui précise les conditions de branchement au système d'électrification et de fourniture de services.

### **Article 29 : Mode de tarification**

Le tarif pour la fourniture d'électricité ou de services électriques est établi conformément aux dispositions contractuelles.

Le principe de base est celui d'un tarif permettant la rémunération des coûts réels d'exploitation, de maintenance et de développement des systèmes, associé à une rémunération raisonnable de l'investissement du concessionnaire hors-réseau.

Les tarifs des consommateurs d'un système d'électrification hors-réseau fonctionnant sous le régime d'un titre d'exploitation doivent être approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Electricité. La modification de ces tarifs ne peut se faire que conformément aux dispositions du titre

d'exploitation et doit être approuvée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

## **CHAPITRE 9 : DU RACCORDEMENT DU SYSTÈME D'ÉLECTRIFICATION HORS-RÉSEAU AU RÉSEAU NATIONAL**

### **Article 30 : Périmètre du système d'électrification hors-réseau**

Tout titulaire de titre d'exploitation doit développer son activité dans le périmètre géographique spécifié dans son titre d'exploitation.

### **Article 31 : Options offertes à un titulaire d'un titre d'exploitation lors de l'arrivée d'un réseau Moyenne Tension (MT)**

Lorsque le système d'électrification hors-réseau est raccordé au réseau MT conventionnel ou de celui d'un concessionnaire d'un réseau de distribution, le titulaire du titre d'exploitation peut demander de :

- i) continuer son activité dans son périmètre en qualité de détenteur d'un titre d'exploitation. Il constitue une enclave dans le périmètre réglementé environnant. A ce titre, il pourra acheter de l'électricité à partir du réseau MT afin de compléter sa propre production à base d'énergies renouvelables à un tarif qui sera négocié avec le concessionnaire du réseau de distribution et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.
- ii) abandonner son activité de distribution et vente d'électricité hors-réseau au profit du concessionnaire du périmètre réglementé environnant et conserver son activité de production d'énergies renouvelables en qualité de petit producteur d'énergie indépendant vendant de l'électricité au gestionnaire du réseau Moyenne Tension. Dans ce cas, il pourra demander des compensations auprès du concessionnaire du périmètre réglementé environnant ou de l'Autorité concédante pour les investissements qu'il aura faits dans son réseau de distribution et qui ne sont pas amortis ;
- iii) Si le raccordement au réseau implique une détérioration irréversible des conditions de gestion financière du titulaire d'un titre d'exploitation, il peut demander la résiliation de ses obligations et solliciter une indemnisation de la part de l'Autorité concédante.

### **Article 32 : Calcul de la compensation**

La compensation visée à l'article précédent doit faire l'objet d'une négociation entre les parties fondées sur la valeur des actifs au moment du raccordement, les revenus escomptés et des subventions accordées, le cas échéant, lors de l'installation du système.

Une comptabilité du patrimoine des systèmes d'électrification hors-réseau doit être tenue par l'Autorité concédante sur la base de renseignements fournis par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

### **Article 33 : Conciliation en cas de dispute sur les conditions de la compensation**

Lorsque les parties ne parviennent pas à s'accorder sur les conditions de la compensation, l'Autorité de Régulation de l'Électricité saisie d'une requête de l'une des parties intervient en qualité de conciliateur.

En cas d'échec, la juridiction conventionnellement prévue par les parties est saisie, et à défaut la juridiction compétente.

### **Article 34 : Remise en état du site en fin d'exploitation**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation doit enlever, recycler ou éliminer tous ses actifs et équipements entièrement dépréciés conformément à la législation environnementale.

## **CHAPITRE 10 : DES DÉLAIS ET REDEVANCES**

### **Article 35 : Délais liés aux procédures de signature de la Convention de concession**

L'Autorité concédante soumet à l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité le dossier d'appel à projets ou d'appel à candidatures. L'Autorité de Régulation de l'Électricité disposera d'un délai de trois semaines à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Électricité est réputée avoir émis un avis favorable.

L'Autorité concédante dispose d'un délai maximum de quatre (04) mois à compter de la date fixée pour la clôture de dépôt des propositions de projets ou de candidatures, pour terminer l'analyse des propositions.

Avant l'octroi par l'Autorité concédante du titre d'exploitation lié à une Convention de Concession cette dernière soumet la Convention de Concession à l'avis de l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation. L'Autorité de Régulation de l'Électricité disposera d'un délai d'un (01) mois à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Électricité est réputée avoir émis un avis favorable.

### **Article 36 : Délais liés aux procédures d'obtention d'une autorisation**

L'ABERME représentant l'Autorité concédante dispose d'un délai d'un mois à compter de la date de dépôt du dossier de demande d'octroi d'autorisation pour analyser ce dernier et donner une première appréciation de la conception technique du système proposé. L'ABERME pourra pendant cette période demander au porteur de projet et aux parties prenantes toutes informations complémentaires nécessaires à la compréhension du dossier. L'ABERME soumettra cette demande analysée à l'avis préalable de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, qui dispose d'un délai d'un mois à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Électricité est réputée, avoir émis un avis favorable.

En cas d'avis favorable, l'ABERME dispose ensuite d'un délai de deux (02) mois pour assister le demandeur d'une autorisation d'électrification hors-réseau à la consolidation technique et financière de la proposition initiale, à la réalisation des études nécessaires à la certification

environnementale et sociale et au bouclage du financement. Cette phase se termine par la préparation d'une autorisation d'électrification hors-réseau, qui sera soumise à l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui dispose d'un délai de deux (02) mois à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Electricité est réputée, avoir émis un avis favorable.

#### **Article 37 : Délais liés à l'octroi de mesures incitatives**

L'ABERME représentant l'Autorité concédante soumet les dossiers d'appel à manifestation d'intérêt pour l'octroi de mesures incitatives à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation. L'Autorité de Régulation de l'Electricité dispose d'un délai d'un mois à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Electricité est réputée, avoir émis un avis favorable.

L'ABERME dispose d'un délai maximal de trois mois pour traiter les propositions reçues et préparer les contrats d'octroi de mesures incitatives. Ces contrats seront soumis à l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité, qui dispose d'un délai d'un mois et demi à compter de la date de sa saisine pour prendre une décision. A défaut, l'Autorité de Régulation de l'Electricité est réputée, avoir émis un avis favorable.

#### **Article 38 : Délais liés à l'octroi d'une licence par l'Autorité concédante**

L'Autorité concédante dispose d'un délai d'un mois après l'inspection et la réception provisoire et satisfaisante des installations pour donner aux signataires d'une Convention de concession ou d'un contrat d'autorisation d'électrification hors-réseau, une licence d'exploitation confirmant ainsi l'inscription des titres d'exploitation dans le registre des concessionnaires de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, qui aurait donné son avis.

#### **Article 39 : Redevances**

Le titulaire d'un titre d'exploitation sera assujéti au paiement de redevances annuelles qui seront définies par un arrêté ministériel.

## **CHAPITRE 11 : DE LA DURÉE ET DU RENOUELEMENT DES TITRES D'EXPLOITATION**

#### **Article 40 : Durée d'un titre d'exploitation**

Sauf disposition contraire au présent décret portant modalités de l'électrification hors-réseau en République du Bénin, la durée de la concession ou de l'autorisation sera initialement fixée de quinze (15) ans à vingt-cinq (25) ans pour les systèmes de production solaire, hydroélectrique et thermique à vapeur à biomasse et à huit (8) ans pour les systèmes de production d'électricité utilisant le gazogène.

Cette durée qui court à compter de la date d'entrée en vigueur du titre d'exploitation est renouvelable pour une période de huit (8) à dix (10) ans. Le titulaire qui ne souhaite pas le renouvellement de son Contrat avise l'Autorité concédante un an avant l'expiration de son Contrat

### **Article 41 : Vérification des conditions du renouvellement du titre d'exploitation**

Au moins deux ans avant la date d'expiration d'une licence d'exploitation, le titulaire du titre d'exploitation, l'Autorité concédante et l'Autorité de Régulation de l'Électricité examinent ensemble si les conditions pour la poursuite du service public de fourniture d'électricité et de services électriques hors-réseau sont toujours réunies.

### **Article 42 : Cas de non renouvellement du titre**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation peut décider unilatéralement de ne pas demander le renouvellement de son titre.

Dans le cas où l'Autorité concédante estime préférable d'organiser un nouveau service en tenant compte du développement du réseau national ou des progrès de la science, elle doit notifier son intention de ne pas renouveler le titre d'exploitation au moins un an avant son expiration.

### **Article 43 : Retrait du titre d'exploitation avant la date d'expiration**

L'Autorité concédante peut également, pour les raisons évoquées au niveau de l'article précédent mettre fin au titre d'exploitation avant la date d'expiration. Dans ce cas, elle doit procéder à la liquidation de la concession ou du système d'électrification hors-réseau du titulaire d'une autorisation. Toutefois, cette liquidation ne peut avoir lieu que si au moins trois ans se sont écoulés depuis le début de l'octroi du titre d'exploitation et après qu'un préavis d'un an ait été donné au titulaire du titre d'exploitation.

## **CHAPITRE 12 : DES DISPOSITIONS DIVERSES**

### **Article 44 : Force majeure - Dérogations et limitations aux obligations du Titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation d'électrification hors-réseau qui invoque un cas de force majeure pour justifier l'inexécution de l'une ou plusieurs de ses obligations doit notifier à l'Autorité concédante et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, dans un délai n'excédant pas 48 heures à compter de la constatation dudit cas de force majeure.

L'Autorité de Régulation de l'Électricité peut décider de surseoir aux obligations du Titulaire d'un titre d'exploitation hors-réseau pour une période et suivant les conditions spécifiées dans la convention ou le contrat, auquel cas le titulaire du titre d'exploitation n'est plus tenu responsable des manquements causés par les conditions de force majeure.

### **Article 45 : Arrêtés d'application du présent décret**

Les conditions et modalités d'application du présent décret sont fixées par arrêtés ministériels.

### **Article 46 : Dispositions finales**

Le Ministre d'Etat chargé du Plan et du Développement, le Ministre de l'Energie et le Ministre de l'Economie et des Finances sont chargés chacun en ce qui le concerne de l'application du présent décret.

Le présent décret, qui prend effet pour compter de la date de sa signature, abroge toutes dispositions antérieures contraires et sera publié au Journal officiel.

Fait à Cotonou, le

Par le Président de la République,

Chef de l'Etat, Chef du Gouvernement,

**Patrice TALON**

Le Ministre d'Etat chargé du Plan et du  
Développement,

Le Ministre de l'Economie et des Finances,

**Abdoulaye BIO TCHANE**

**Romuald WADAGNI**

Le Ministre de l'Energie

**Dona Jean-Claude HOUSSOU**

**Ampliatiions :**

Original 01 - PR 01 - AN 01 - CC 01 - CES 01 - CS 01 - HAAC 01 - HCJ 01 - MESGPR 02 SGG 02 - ME 01 - SG/ME 01 - Directions centrales/ME 03 - Directions Techniques/ ME 03 - Organismes sous tutelle 04 - DDE 06 - Autres Ministères 19 - Préfecture 06 - Mairies 77 - JORB : 01.

# **ANNEXE 2.1: PROJET D'ARRÊTÉ PORTANT REGIME DE LA LICENCE DE CONCESSION ET DE L'AUTORISATION D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU**

## **Tables des Matières**

<b>CHAPITRE 1 : DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES .....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE 2 : DE L'ETENDUE DE LA CONCESSION ET DE L'AUTORISATION .....</b>	<b>2</b>
<b>CHAPITRE 3 : DU CONTRAT DE SOUS-TRAIANCE AVEC LES INSTALLATEURS DE SYSTEMES D'ALIMENTATION HORS RESEAU .....</b>	<b>2</b>
<b>CHAPITRE 4 : OBLIGATION DE PERFORMANCE DU CONCESSIONNAIRE .....</b>	<b>2</b>
<b>CHAPITRE 5 : PERTES COMMERCIALES ET INDICATEURS DE LA QUALITE DES SERVICES .....</b>	<b>3</b>
<b>CHAPITRE 6 : DES DROITS ET OBLIGATIONS DU TITULAIRE D'UN TITRE D'EXPLOITATION HORS RESEAU ....</b>	<b>3</b>
<b>CHAPITRE 7 : DES DROITS ET DEVOIRS DE LA CLIENTÈLE .....</b>	<b>4</b>
<b>CHAPITRE 8 : DES CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT .....</b>	<b>5</b>
<b>CHAPITRE 9 : DU RAPPORT SUR LA PERFORMANCE ET LA FIXATION DES TARIFS.....</b>	<b>8</b>
<b>CHAPITRE 10 : DES ÉQUIPEMENTS DE BRANCHEMENT, DES COMPTEURS ET DES INSTALLATIONS INTERIEURES.....</b>	<b>9</b>
<b>CHAPITRE 11 : DES DISPOSITIONS DIVERSES.....</b>	<b>10</b>



**REPUBLIQUE DU BENIN**

---

**MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE**

## **ARRETE MINISTERIEL**

**Année 2018 N° ..... /ME/.....PORTANT MODALITÉS D'APPLICATION DES  
TITRES D'EXPLOITATION D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU DE LA LICENCE DE  
CONCESSION**

### **LE MINISTRE DE L'ENERGIE**

Vu la Loi n° 2006-16 du 27 Mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin ;

Vu le Décret n° 2009 - 182 du 13 Mai 2009 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Electricité en République du Bénin ;

Vu le Décret n° 2015-074 du 27 février 2015 portant modification du Décret n° 2009-182 DU 13 Mai 2009 ;

Vu le Décret n°2015-075 du 27 février 2015 portant nomination des membres du Conseil National de Régulation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité en République du Bénin ;

Vu le Décret du no du 2018, portant Cadre Réglementaire de l'Electrification Hors-réseau en République du Bénin

## **ARRETE**

### **CHAPITRE I : DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES**

#### **Article 1 : Objet**

Le présent décret définit les termes et conditions d'application du Décret n°... portant Cadre Réglementaire de l'Electrification Hors-réseau en République du Bénin.

## **Article 2 : Définitions**

Pour l'application de ce présent arrêté, les définitions données dans le décret no du ..... 2018 portant Cadre Réglementaire de l'Electrification Hors-réseau en République du Bénin sont applicables.

## **Article 3 : Modalités d'exploitation**

Le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau remplit ses obligations conformément à son contrat d'autorisation ou sa convention de concession.

## **CHAPITRE 2 : DE L'ETENDUE DE LA CONCESSION ET DE L'AUTORISATION**

### **Article 4 : Délimitation de l'étendue d'application d'une concession ou d'une autorisation**

La Concession ou l'Autorisation comprend une définition de l'étendue de la production, y compris la production d'énergie distribuée par les SSED, de la distribution et de la vente d'électricité dans une zone géographique définie par des limites administratives ou physiques spécifiées dans la convention de concession ou le contrat d'autorisation.

### **Article 5 : Publication de la délimitation**

La zone géographique mentionnée ci-dessus est publiée par l'Autorité de Régulation.

## **CHAPITRE 3 : DU CONTRAT DE SOUS-TRAITANCE AVEC LES INSTALLATEURS DE SYSTEMES D'ALIMENTATION HORS RESEAU**

### **Article 6 : Des contrats de sous-traitance avec d'autres acteurs commerciaux**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau peut établir une convention avec des installateurs de systèmes de production, de distribution et d'accès hors réseau couvrant son périmètre de commercialisation, y compris avec des vendeurs et des installateurs de kits photovoltaïques et lanternes solaires ou autres installations d'énergies distribuées, dans le but de compléter son offre énergétique dans le cadre de la concession. Cette convention énonce les obligations mutuelles des parties relatives aux services complémentaires d'accès hors réseau et est validée par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

## **CHAPITRE 4 : OBLIGATION DE PERFORMANCE DU CONCESSIONNAIRE**

### **Article 7 : Obligation de performance en termes de fourniture de service**

Dans le cadre de la politique nationale d'électrification hors réseau et conformément au cahier des charges d'une convention de Concession ou d'un contrat d'Autorisation, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de fournir, selon un échéancier à 3, 5 et 10 ans, un nombre minimum de branchements aux

ménages et autres types de consommateurs. Ce nombre inclut également les services d'énergie distribuée aux ménages et autres types de consommateurs n'étant pas à proximité immédiate des mini-réseaux sous forme de kits solaires individuels ou collectifs ou de pico-centrales EnRs et dans le cas de SSED.

## **CHAPITRE 5 : PERTES COMMERCIALES ET INDICATEURS DE LA QUALITE DES SERVICES**

### **Article 8 : Pertes commerciales**

La performance de l'activité de production, de distribution et de commercialisation du service d'électricité hors réseau est évaluée à travers le taux de pertes commerciales : les consommations non facturées et les factures impayées. Ces pertes sont supportées par le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau et peuvent être compensées dans le calcul du tarif pour le service d'électricité hors réseau, après avis de l'Autorité de Régulation. Le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu d'informer annuellement l'Autorité de Régulation de l'évolution des pertes commerciales moyennes de son exploitation. La réduction des pertes est une priorité pour le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau et pour l'Autorité de Régulation dans le cadre de la fixation des tarifs.

### **Article 9 : Indicateurs de la qualité de service**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation du service d'électricité hors réseau est tenu de se conformer aux normes techniques et de sécurité du Bénin et aux normes de qualité de service sur l'électrification hors réseau. Il doit informer annuellement l'Autorité de Régulation sur l'évolution des indicateurs de qualité de service de son exploitation.

## **CHAPITRE 6 : DES DROITS ET OBLIGATIONS DU TITULAIRE D'UN TITRE D'EXPLOITATION HORS RESEAU**

### **Article 10 : De l'obligation de transparence du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de fournir, aux clients qui en font la demande, les éléments relatifs aux conditions d'accès au service, d'approvisionnement en électricité, de services connexes, d'installations intérieures, de tarification et modalités de paiement pour l'utilisation du service, découlant de la convention de Concession ou du contrat d'Autorisation.

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau devra répondre favorablement aux demandes des clients qui souhaitent voir une version simplifiée et non confidentielle de la convention de Concession ou du contrat d'Autorisation.

### **Article 11 : De la prise en compte de la maîtrise de l'énergie par un Concessionnaire**

Le concept de service peut être étendu à la mise en œuvre par le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau sur l'initiative de l'Autorité Concédante, des actions de Maîtrise de la Demande en Electricité, visant à promouvoir tout équipement permettant des économies d'énergie.

### **Article 12 : De la qualité et de l'efficacité du service**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau doit fournir aux utilisateurs un service efficace et de haute qualité, tant en termes de fourniture d'électricité que de services associés tels que le service à la clientèle et les conseils. Conformément à la règle de l'égalité de traitement, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau peut personnaliser ces services.

## **CHAPITRE 7 : DES DROITS ET DEVOIRS DE LA CLIENTÈLE**

### **Article 13 : Souscription d'un contrat d'abonnement**

L'accès au service d'électricité hors réseau est subordonné à la souscription d'un contrat d'abonnement dont la forme et le contenu sont fixés par le présent arrêté. Tout client du service d'électricité hors réseau est tenu de souscrire un contrat d'abonnement. Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de proposer une souscription sous forme de contrat type écrit à tout demandeur dans les conditions prévues par le présent arrêté. Le contrat prend effet à la date de règlement des droits de souscription et est mis en vigueur à la première livraison d'énergie et au plus tard 15 jours après la date de souscription.

### **Article 14 : De la facturation**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau doit envoyer aux clients, avec la première facture ou le premier paiement en ligne, les conditions générales du service d'électricité conformément aux dispositions du présent arrêté. Il en fera de même chaque fois que ces conditions seront modifiées.

### **Article 15 : De l'interruption du service en cas de non-paiement**

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau peut, conformément à la législation en vigueur, après un rappel par écrit, mettre fin au service de fourniture d'électricité à l'expiration du délai fixé dans la notice formelle et qui ne peut être inférieur à dix jours.

### **Article 16 : De la revente de service électrique**

Tout transfert ou vente d'énergie électrique d'un client à un tiers est interdit, à moins que le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau n'en donne l'autorisation écrite et que l'Autorité Concédante n'en soit informée.

### **Article 17 : De la non-discrimination**

Dans des situations identiques, les clients doivent être traités de manière non-discriminatoire, transparente et objective.

#### **Article 18 : De la continuité du service**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est obligé de prendre les mesures appropriées pour fournir de l'énergie électrique dans les conditions de durée, de continuité et de qualité définies par les textes réglementaires en vigueur et le cahier des charges.

#### **Article 19 : Des conditions de qualité de continuité et de durée du service électrique**

Les conditions de qualité, de continuité et de durée du service électrique sont spécifiées dans les contrats d'abonnement client, en fonction des niveaux de qualité définis par les normes de qualité de service pour l'électrification hors réseau au Bénin et le cahier des charges.

#### **Article 20 : Du suivi technique des équipements**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau met en place un système de surveillance à distance pour le suivi de performance des équipements d'électrification hors réseau notamment la production, le stockage, le réseau de distribution et les systèmes individuels qui lui permettent de déclencher des actions de maintenance préventive et d'optimiser la qualité du service.

#### **Article 21 : Des interruptions programmées pour cause de maintenance**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau peut interrompre le service d'approvisionnement en électricité pour l'entretien des équipements de la concession ainsi que pour les réparations urgentes. Il s'efforce de minimiser les interruptions, en particulier en utilisant les nouvelles possibilités offertes par les développements techniques, et de les situer, dans la mesure compatible avec les exigences de son fonctionnement, aux dates et heures qui induisent le moins de perturbations pour ses clients. Les contrats d'abonnement au client mentionnent les procédures de programmation des interruptions et d'information.

#### **Article 22 : De l'information liée aux mesures d'urgence.**

Dans des circonstances nécessitant une action immédiate, tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est autorisé à prendre les mesures nécessaires d'urgence ; il en avise l'Autorité Concédante dans un délai de 24 heures et l'Autorité de Régulation de Régulation en cas de force majeure.

#### **Article 23 : De la fourniture du service en situation de crise**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau prend également les mesures nécessaires dans une situation de crise, pour maintenir la satisfaction des besoins prioritaires de la population, définis par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

### **CHAPITRE 8 : DES CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT**

#### **Article 24 : De la base de facturation**

La facturation s'effectue sur la base des relevés des compteurs clients. Tout titulaire du titre hors-réseau s'efforcera de développer un système de comptage intelligent permettant l'utilisation des modes de paiement modernes.

La facturation de la fourniture de services électriques distribués se fait sur une base forfaitaire, reflétant les coûts financiers et ceux de la maintenance.

#### **Article 25 : De l'accès au compteur**

Le Client ne peut en aucun cas s'opposer à l'accès au compteur par un agent autorisé du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau. Tout refus de donner l'accès au compteur doit donner lieu à un rapport établi par toute autorité compétente et peut être suivi d'une suspension immédiate de la fourniture d'électricité à la discrétion du titulaire du titre d'exploitation hors réseau. L'accès au compteur peut être requis pour le relevé des consommations, la vérification de l'intégrité des installations ou pour des raisons de maintenance.

#### **Article 26 : De l'identification des agents du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau**

L'agent autorisé du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est identifié par un badge indiquant son identité et son numéro de série.

#### **Article 27 : De la possibilité de relevé du compteur par l'abonné**

Dans le cas où les agents autorisés par le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau n'ont pas pu accéder au compteur du client, ce dernier a la possibilité de communiquer lui-même la lecture du compteur au titulaire du titre d'exploitation hors réseau. Une copie imprimée mise à la disposition du titulaire du titre d'exploitation hors réseau et dûment signée par le client est utilisée à cette fin. Le client est tenu de déposer le formulaire dûment rempli au point de vente du titulaire du titre d'exploitation hors réseau dont il dépend, dans un délai maximum de 7 jours ouvrables à compter de la date de livraison du formulaire imprimé au client tel qu'indiqué par ce dernier.

#### **Article 28 : De la régularisation des différends de comptage.**

Dans tous les cas, s'il existe un écart entre le relevé et le montant estimé par le titulaire du titre d'exploitation hors réseau, l'écart sera régularisé sur la facture suivante.

#### **Article 29 : Du prépaiement par paiement électronique**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau doit recouvrer le prix de vente d'électricité prépayée, en utilisant un compteur prépayé et en informant, à chaque recharge, du tarif appliqué. Il établira une gamme de forfaits de recharge adaptés aux différents types d'abonnés pour lesquels le tarif pourra être différencié (recharge éclairage et tv, recharge confort domestique, recharge activités économiques, etc.)

#### **Article 30 : De l'apurement des erreurs de facturation**

En cas d'erreur de facturation, même si cette erreur est causée par le titulaire du titre d'exploitation hors réseau, ce dernier est autorisé à émettre des factures rétroactives sur une période ne dépassant pas 12 mois à compter de la notification écrite de l'anomalie faite par le titulaire du titre d'exploitation hors réseau au client.

#### **Article 31 : Du traitement des plaintes**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de répondre par écrit à toutes les plaintes des clients concernant leurs factures dans les 21 jours civils suivant la date de réception de la plainte au point commercial du titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau duquel le client dépend.

#### **Article 32 : De la distribution des factures**

Sous réserve des exceptions prévues au présent chapitre, les factures doivent être émises mensuellement ou bimensuellement, en principe à une date fixe, et distribuées aux différents points de consommation par des agents du concessionnaire hors réseau ou des agents dûment autorisés par celui-ci.

#### **Article 33 : Du paiement du service**

Ce paiement sera pré- ou post-payé en espèces, par chèque, domiciliation bancaire ou par l'utilisation du système de paiement électronique ou tout autre mode de paiement moderne.

Dans les zones éloignées des bureaux commerciaux du concessionnaire ce dernier mandate un de ces agents ou un représentant du comité villageois de veille pour le dépôt et le recouvrement des factures.

Dans le cas d'un système de comptabilité basé sur système de comptage intelligent, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau doit assister les consommateurs qui éprouvent des difficultés dans l'utilisation des compteurs intelligents et des paiements électroniques.

#### **Article 34 : Du délai de règlement de la facture**

Le client de l'électricité hors réseau a une période de 10 jours ouvrables à compter de la date de réception de sa facture pour la payer.

#### **Article 35 : Des pénalités en cas de non-paiement ou de piratage du compteur**

En cas de non-paiement de factures dans les délais indiqués ci-dessus ou de piratage du compteur, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau a le droit de suspendre, par tout moyen, le service d'électricité. Si le paiement n'a pas été effectué avant la date limite de paiement, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau peut appliquer la pénalité prévue au contrat.

#### **Article 36 : De la terminaison de la souscription en cas de non-paiement ou de piratage**

Si, malgré ces dispositions, la facture n'est pas réglée dans les 60 jours suivant la date limite de paiement, le titulaire du titre d'exploitation hors réseau peut mettre fin à la souscription en question, nonobstant toutes voies de recours.

#### **Article 37 : Des frais de coupures et de rétablissement du service en cas de défaillance du client**

Les frais de coupure et de rétablissement de l'électricité sont à la charge du client, qui doit les payer intégralement en même temps que les factures et avant tout rétablissement du service. Les frais de coupure et de rétablissement ne sont payables qu'en cas de coupure réelle. Le paiement de la pénalité est dû en cas de retard de paiement, même si la fourniture d'électricité n'est pas suspendue.

## **CHAPITRE 9 : DU RAPPORT SUR LA PERFORMANCE ET LA FIXATION DES TARIFS**

### **Article 38 : Des obligations de soumettre un rapport d'exploitation annuel**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de soumettre chaque année un rapport technique et financier sur ses activités à l'Autorité Concédante et à l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

### **Article 39 : Des informations techniques à fournir dans le rapport d'exploitation**

Le rapport technique comprend les informations sur l'évolution de la capacité installée, le nombre d'abonnements, le nombre de kWh vendus, les pertes enregistrées, les différents événements ayant affecté l'exploitation, les incidents et la façon dont ils ont été résolus.

### **Article 40 : Des informations financières à fournir dans le rapport d'exploitation**

Le rapport financier comprend notamment : i) le compte d'amortissement ; ii) un relevé du compte courant indiquant les recettes venant du tarif, les autres recettes, les dépenses d'exploitation et les dépenses relatives aux coûts en capital, les flux de trésorerie, etc.; iii) un relevé du compte pour la provision des investissements futurs; et iv) le compte pour la provision des frais de Licence et de Convention de Concession.

### **Article 41 : De la tarification et des révisions tarifaires**

Le tarif est fixé sur la base de la méthodologie du cost-plus définie par l'Autorité de Régulation de l'Electricité tenant compte de l'accompagnement financier du titulaire du titre d'exploitation lors de la négociation de la Convention de Concession ou du contrat d'Autorisation.

Ce tarif peut faire l'objet d'une révision lors de la réalisation d'investissements de maintenance ou de développement programmés dans le cadre du plan d'affaires ou dans le cas de variations majeures imprévues de certains paramètres économiques externes intervenant dans le calcul du tarif.

### **Article 42 : Des obligations de justification de la base tarifaire**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau est tenu de justifier clairement le tarif soumis à l'approbation de l'Autorité de régulation, sur la base du taux de retour sur fonds propre, du plan d'affaires de la concession et une ventilation claire des coûts éligibles.

### **Article 43 : Du taux de retour sur fonds propres**

Le taux de retour sur fonds propre sera fixé par l'Autorité de Régulation après négociation avec l'Autorité Concédante lors de l'octroi du titre d'exploitation.



## **CHAPITRE 10 : DES ÉQUIPEMENTS DE BRANCHEMENT, DES COMPTEURS ET DES INSTALLATIONS INTERIEURES**

### **Article 44 : Des équipements de branchements et des compteurs**

Les équipements électriques de branchement et les compteurs installés pour un client par le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau sont déclarés être pour le service public d'électricité dans le cadre de la concession, suite au contrat de souscription entre le client et le titulaire du titre d'exploitation hors réseau.

Les clients sont tenus de ne pas modifier l'équipement de branchement et des compteurs pour l'accès à l'électricité et de faciliter l'accès de ces équipements au titulaire du titre d'exploitation hors réseau et à ses agents autorisés pour des besoins de contrôle, d'entretien, de renouvellement et, le cas échéant, de relevé pour facturation.

### **Article 45 : De la conformité aux normes techniques**

Tous les équipements de la concession doivent être conformes aux normes techniques de sécurité des installations d'électrification hors réseau au Bénin.

### **Article 46 : De la prise en charge des compteurs**

Tout titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau procède à l'installation des compteurs associés à la fourniture du service public d'électricité.

L'installation du compteur est à la charge du titulaire du titre d'exploitation hors réseau.

### **Article 47 : De l'étalonnage des compteurs**

Les compteurs de facturation d'électricité doivent être d'un modèle approuvé et étalonné par l'Autorité nationale chargée de la Normalisation, de la Métrologie et du Contrôle de la Qualité. Les étalonnages de contrôle sont faits régulièrement sur la base d'un calendrier préétabli, joint à la convention de concession ou au Mémoire d'entente et approuvé par l'Autorité de Régulation.

### **Article 48 : De l'installation intérieure**

L'installation intérieure commence immédiatement en aval des bornes de sortie du disjoncteur.

### **Article 49 : De la prise en charge des installations intérieures**

Les installations intérieures sont effectuées et entretenues aux frais du client ou de toute personne à qui l'usage de ces installations a été transféré.

### **Article 50 : Du financement et de l'installation des installations intérieures**

Les installations intérieures sont financées par le projet mais payées, par le client soit intégralement au moment du raccordement, soit par acomptes pendant une période n'excédant pas 24 mois. L'installation intérieure est proposée aux clients par le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau après l'approbation sur plans par l'Organisme chargé du contrôle des installations électriques (CONTRELEC). L'installation intérieure triphasée requiert l'intervention d'un électricien certifié.

**Article 51 : De la responsabilité des installations intérieures**

En aucun cas, le titulaire d'un titre d'exploitation hors réseau ne peut être tenu responsable d'avaries du matériel du client qui ne sont pas causées par le titulaire du titre d'exploitation hors réseau.

**CHAPITRE 11 : DES DISPOSITIONS DIVERSES**

**Article 52: Des dispositions diverses - Transitoire et finale**

Le Ministre en charge de l'énergie et l'Autorité de Régulation de l'Electricité veillent, chacun en ce qui les concerne, à l'application du présent arrêté qui sera publié au Journal officiel de la République du Bénin.

Fait à Cotonou, le ..... 20.....

Par le Ministre de l'Energie  
Chef de l'Etat, Chef du Gouvernement

## **ANNEXE 2.2: PROJET D'ARRÊTÉ PORTANT REDEVANCES LIEES A L'EXERCICE D'UNE LICENCE D'EXPLOITATION HORS RESEAU**

### **Contenu**

<b>Article 1:</b> Redevance due au titre de la licence d'exploitation hors réseau .....	1
<b>Article 2:</b> Frais de dépôt et instructions pour l'octroi d'une la licence d'exploitation hors réseau.....	2
<b>Article 3 :</b> Rémunérations des actifs de l'Autorité Concédante entrant dans une concession.....	2
<b><i>Justification du premier article</i></b> .....	2
<b><i>Justification du second article</i></b> .....	3

**REPUBLIQUE DU BENIN**

---

**MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE**

## **ARRETE MINISTERIEL**

**Année 2018 N° ..... /ME/..... PORTANT REDEVANCES LIEES A L'EXERCICE  
D'UNE LICENCE D'EXPLOITATION HORS RESEAU**

### **LE MINISTRE DE L'ENERGIE**

Vu la Loi n° 2006-16 du 27 Mars 2007 portant code de l'électricité en République du Bénin ;

Vu le Décret n° 2009 - 182 du 13 Mai 2009 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Electricité en République du Bénin ;

Vu le Décret n° 2015-074 du 27 février 2015 portant modification du Décret n° 2009-182 DU 13 Mai 2009 ;

Vu le Décret n°2015-075 du 27 février 2015 portant nomination des membres du Conseil National de Régulation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité en République du Bénin ;

Vu le Décret du no du 2018, portant Cadre Réglementaire de l'Electrification Hors-réseau en République du Bénin

### **ARRETE**

#### **Article 1 : Redevance due au titre de la licence d'exploitation hors réseau**

Chaque année, le titulaire d'une licence hors réseau doit s'acquitter d'une redevance annuelle auprès de l'Autorité Concédante destinée à alimenter le Fonds d'Electrification Rurale et à rémunérer les prestations de suivi de la licence par l'Autorité de Régulation de l'Electricité. Cette redevance est calculée sur la base du nombre de kW de capacité en énergie renouvelable installée et d'un barème unitaire de 5.000 FCFA/kW. Cette redevance sera payée dans le mois suivant l'anniversaire de l'octroi de la licence hors réseau.

Une partie de cette redevance sera reversée à l'Autorité de Régulation de l'Electricité suivant un taux de redevance de 0,40% de la vente annuelle d'électricité, conformément au décret (en projet) portant redevances de concessions dues à l'Autorité de Régulation de l'Electricité par les opérateurs du secteur de l'électricité au Bénin

## **Article 2 : Frais de dépôt et instructions pour l'octroi d'une licence d'exploitation hors réseau**

Le titulaire d'une licence hors réseau doit s'acquitter de frais de dépôt et d'instruction préalablement à l'octroi d'une licence d'exploitation hors réseau par l'Autorité Concédante.

Le montant de ces frais est calculé sur la base du nombre de kW de capacité en énergie renouvelable installée et d'un barème unitaire de 10.000 FCFA/kW. Il sera payé en une seule fois dans un délai d'un mois après l'octroi de la licence hors réseau. Il est plafonné à la valeur maximale de 10 millions de FCFA.

Les frais de dépôt et d'instructions sont versés au Fonds de l'Électrification Rurale (FER).

## **Article 3 : Rémunérations des actifs de l'Autorité Concédante entrant dans une concession.**

Les actifs de l'Autorité Concédante entrant dans une convention de concession seront gérés par le concessionnaire de façon identique à ceux qu'il apportera dans la concession.

Les actifs de l'Autorité Concédante font l'objet d'un inventaire au titre du décret no xx portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et seront suivis sur le plan comptable par un compte d'amortissement.

Pour l'utilisation de ces actifs, le concessionnaire s'acquittera d'une redevance correspondant à la rémunération de la valeur annuelle des actifs après amortissement (plan d'amortissement) au taux d'intérêt égal à celui du taux d'intérêt interbancaire moyen de la BCAO, calculé à la date anniversaire de l'octroi de la licence hors réseau. Pour éviter de pénaliser la trésorerie des systèmes au cours des premières années, la redevance sera lissée sur l'ensemble de la période d'amortissement sur la base du compte d'amortissement prévisionnel des actifs de l'Etat et sera ajustée chaque année en fonction de l'évolution des taux interbancaires.

Les redevances perçues au titre de la rémunération des actifs de l'Autorité Concédante seront reversées comme recettes du Fonds d'Electrification Rurale.

---

### **Justification du premier article :**

*L'investissement de référence est celui d'une capacité installée de 500 kW en EnRs. Dans le cadre de la technologie solaire le coût d'investissement est de 5 millions d'euros par mégawatts soit un investissement de 1,6 milliards de FCFA pour le concessionnaire.*

*Pour un tarif moyen de 200 FCFA/kWh, son chiffre d'affaires annuel en régime de croisière sera de 154 millions de FCFA par an pour une de production 770 MWh.*

*Toute redevance impacte d'une façon ou d'une autre le tarif.*

*La règle pour le calcul de la redevance annuelle est que celle-ci ne doit pas impacter le tarif de plus de 3 FCFA/kWh (similaire à la taxe électrification rurale payée par les abonnés urbains).*

*La redevance annuelle perçue serait de 2,5 millions de FCFA soit 5.000 FCFA/kWh dans la proposition, avec une répartition de 75 % pour le fonds d'électrification rurale et 25 % pour l'ARE.*

*La proposition d'une redevance initiale de 10.000 FCFA/ kW de capacité en énergies de source conduit dans l'exemple à un paiement de 5 millions de FCFA, soit 4 pour mille du coût d'investissement, ce qui doit être considéré comme supportable pour l'investisseur.*

### **Justificatif du second article**

*Pour le même investissement que précédemment et une contribution de l'Autorité Concédante à hauteur de 20 % de l'investissement, l'actif de l'autorité concédante sera de 327 millions sur un investissement total de 1.23 milliard FCFA.*

*Pour un profil d'amortissement linéaire sur 15 ans et un taux interbancaire moyen qui resterait à 5 %, le niveau de redevance irait en décroissant de 15,3 million FCFA la première année pour atteindre la valeur de 1,1 million FCFA en 14<sup>e</sup> année et mobiliserait une part décroissante du chiffre d'affaires de plus de 10 % en première année à 0,7% en dernière année.*

*Un lissage de la redevance permettrait au concessionnaire de payer en moyenne 7,6 millions de FCFA par an soit environ 5 % de son chiffre d'affaire.*

# **ANNEXE 3 : DOSSIER D'APPEL À PROJETS POUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN**

## **Sommaire**

**A3.1 : AVIS D'APPEL À PROJETS**

**A3.2 : INSTRUCTIONS AUX SOUMISSIONNAIRES**

**A3.3 : CAHIER DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES POUR LE LOT 1 DE REALISATION (CPT LOT 1)**

**A3.4 : CAHIER DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES POUR LE LOT 2 D'EXPLOITATION (CPT LOT 2)**

## A3.1 : Avis d'Appel à Projets

<b>MINISTÈRE DE L'ENERGIE, Direction Générale De l'Energie</b>	<b>REPUBLIQUE DU BENIN</b>
--	----------------------------

**DOSSIER D'APPEL A PROJETS POUR  
LA REALISATION ET L'EXPLOITATION DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU  
BENIN**

FINANCEMENT :

Millennium Challenge Corporation (MCC), USA  
Ou Fonds de Développement de l'Electrification Rurale

**Avis d'Appel à Projets**

PIECE N°1 DOSSIER D'APPEL À PROJETS



.....20.....

**MINISTÈRE DE L'ENERGIE**

**REPUBLIQUE DU BENIN**

-----  
**Direction Générale De l'Energie**

-----  
**Cotonou**

N° \_\_\_\_\_/MEEM/DGE/.....

.....20.....

Dans le cadre du programme d'électrification hors réseau qui fait partie du Bénin-MCA II, le Ministère de L'Energie, de l'Eau et des Mines lance un appel à projets pour le recrutement d'un ou plusieurs concessionnaires chargés de la réalisation et/ou de l'exploitation des systèmes d'électrification hors réseau au Bénin pour une période de .. ans.

La participation à l'appel à projets est ouverte aux personnes physiques et morales régulièrement établies au Bénin et en règle devant l'administration ou régionales ou internationales qui s'engagent à s'établir au Bénin.

Au préalable, des informations supplémentaires sur le projet et le dossier d'appel à projet (DOSSIERS D'APPEL À PROJETS) peuvent vous être fournies par la Direction Générale de l'Energie, 01 BP: 2171 Cotonou, Bénin, Tel. +229 21 33 05 14 +229 21 33 69 87 ou par le Guichet unique pour l'EHR établi à l'ABERME (dès sa mise en place)

Vous pouvez retirer le dossier d'appel à projets moyennant le paiement d'une somme forfaitaire non remboursable de ..... FCFA, à la Direction Générale de l'Energie, Cotonou, Bénin ou au Guichet unique de l'EHR à l'ABERME..

Vos offres accompagnées d'un cautionnement de soumission égal à ..... FCFA pour les travaux et les prestations requises dans le dossier d'appel à projets devront être déposées ou parvenir à la Direction Générale de l'Energie, Cotonou, Bénin, au plus tard le .....2018 à 09 heures T.U, heure d'ouverture des plis, en votre présence si vous le souhaitez. Aucune demande de report ne sera acceptée.

Les soumissionnaires resteront engagés par leur offre pour un délai maximum de cent vingt jours (120) à compter de la date prévue pour la remise des offres.

L'Administration se réserve le droit de ne donner aucune suite à tout ou à une partie du présent appel à projets.

**Le Directeur :** .....

## A3.2 Instructions aux Soumissionnaires

### SOMMAIRE

#### Page

<b>1. Introduction .....</b>	<b>1</b>
1.1 Objet de l'appel à projets .....	1
1.2 Lot 1 : Réalisation des systèmes d'électrification hors réseau .....	2
1.3 Lot 2 : Exploitation des systèmes d'électrification hors réseau.....	2
1.4 Documents de l'appel à projets .....	2
1.5 La langue officielle du marché .....	3
1.6 Origine des fonds .....	3
<b>2. Conditions de l'appel à projets.....</b>	<b>4</b>
2.1 Entreprises admises à soumissionner pour le Lot n°1 .....	4
2.2 Critères techniques .....	4
2.3 Cas de groupement d'entreprises pour le lot n°1.....	4
2.4 Entreprises admises à soumissionner pour le lot n°2 .....	5
2.5 Interlocuteurs .....	6
2.6 Délai de validité des offres .....	6
2.7 Propriété intellectuelle des projets.....	6
2.8 Délai d'exécution des prestations .....	7
2.9 Durée d'exploitation des installations (lot 2).....	7
<b>3. PREPARATION DES OFFRES .....</b>	<b>7</b>
3.1 Modalités de remise du Dossier d'Appel à projets (DOSSIERS D'APPEL À PROJETS) .....	7
3.2 Visite des sites .....	7
3.3 Solution de base, et variantes.....	8
3.4 Modifications de détails au dossier de consultation .....	8
<b>4. CONDITIONS D'ENVOI ET DE REMISE DES OFFRES.....</b>	<b>8</b>
4.1 Présentation des offres .....	8
4.2 Propositions non reçues .....	10
<b>5. OUVERTURE DES PLIS.....</b>	<b>10</b>
5.1 Ouverture des plis.....	10
5.2 Modalités de dépouillement des offres.....	10
5.3 Eclaircissement concernant les offres .....	11
5.4 Contact avec le Maître d'ouvrage .....	11
<b>6. EVALUATION DES OFFRES .....</b>	<b>12</b>
6.1 Evaluation des offres du lot n°1.....	12
6.2 Evaluation des offres financières pour le lot 1.....	12
6.3 Evaluation des offres pour le lot Exploitation .....	13
6.4 Classement des offres du lot 2.....	14

<b>7. SUITES DONNEES A LA CONSULTATION .....</b>	<b>14</b>
7.1 Annulation éventuelle de la procédure .....	14
7.2 Notification de l'attribution du marché.....	14
7.3 Signature des contrats.....	14
7.4 Communication des résultats .....	14
7.5 Indemnité accordée aux soumissionnaires non retenus.....	15

<b>MINISTÈRE DE L'ENERGIE</b> ----- <b>Direction Générale De l'Energie</b>	<b>REBUBLIQUE DU BENIN</b>
--	----------------------------

**APPEL À PROJETS  
POUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION  
DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN**

FINANCEMENT:

MILLENNIUM CHALLENGE CORPORATION (MCC) ou  
FONDS D'ELECTRIFICATION RURALE

-----

**INSTRUCTIONS AUX SOUMISSIONNAIRES**

PIECE N°2 DOSSIER D'APPEL à PROJET

# 1. Introduction

## 1.1 Objet de l'appel à projets

Le présent appel à projets a pour objet la sélection d'entreprises soumissionnaires pour les prestations suivantes : «la Réalisation et l'Exploitation des Systèmes d'Electrification hors Réseau au Bénin»

### Décomposition en tranches et en lots

Cette décomposition sera fonction du type de projets poursuivis :

- Soit des projets d'investissements de promoteurs privés désireux de devenir concessionnaire de systèmes EHR au Bénin, avec une contribution ou des mesures d'accompagnement du gouvernement béninois ou d'un bailleur dédié. Ici deux cas de figures peuvent se présenter :
  - Etablissement de nouveaux systèmes
  - Recherche de concessionnaire pour reprendre et développer des systèmes existants établis par la puissance publique
- Soit des projets de construction d'équipements ou de systèmes EHR de type sociocommunautaires réalisés par des entrepreneurs et qui seront transférés vers l'utilisateur final, dans ce cas l'appel à projet à plus le caractère d'un appel d'offres pour le recrutement d'entrepreneur
- Soit des projets à caractère marchand de vente d'équipements ou systèmes photovoltaïques de qualité dans des zones ciblées recevant du gouvernement des subventions ou des mesures d'accompagnement ciblées

Le marché comporte suivant le type de travaux et prestations requis par le présent appel à projet soit :

- Construction et l'exploitation de mini-réseaux avec centrales EnR visant l'établissement d'une convention de concession, en 2 lots ou
- Construction et l'exploitation de courte durée et transfert vers le destinataire final en 1 lot ou
- Exploitation et développement de systèmes mini réseau et centrale EnR construite par la puissance publique en 1 lot
- Pour les facilités de marché, l'importation, la vente, l'installation et le service après-vente pour une période de (2) ans de matériel pico-solaire de qualité en 1 lot

L'exemple qui suit est pour la construction (lot 1) et l'exploitation (lot 2) de mini-réseaux avec centrales EnR

Dans tous les cas de figures, les soumissionnaires répondront sur l'ensemble des lots d'un appel à projets. Les lots seront attribués à une seule entreprise.

Préalablement à la description du contenu des lots, il est pertinent que l'autorité concédante ou l'ABERME est une idée arrêtée de ce qu'ils souhaitent par cet appel à projets :

- Est-ce un appel ouvert permettant laissant aux promoteurs le choix des propositions des localités électrifiées (il choisira certainement celles pour lesquelles il aura considéré que la viabilité est bonne ?
- Est-ce un appel proposant des délimitations géographiques avec une longue liste de localités parmi lesquels les soumissionnaires faire des propositions ?
- Est-ce un appel sur un nombre de localités que le gouvernement souhaite électrifier en priorité ?

La même question se pose pour des projets marchands recevant de la subvention. Les appels à projets seront-ils ouverts ? ou géographiquement ciblées ?

## 1.2 Lot 1 : Réalisation des systèmes d'électrification hors réseau

Chaque système d'électrification hors réseau sera constitué d'une centrale de production d'électricité et d'un réseau de distribution.

Chaque centrale de production d'électricité comprend notamment :

- la réalisation d'un parc solaire et / ou d'un bâtiment destiné à recevoir la centrale de production
- la fourniture, le montage et le raccordement d'un groupe électrogène
- les installations périphériques (mécaniques et électriques)
- les essais et la mise en service
- la fourniture des pièces de rechange
- la formation à la conduite, et à la maintenance
- une proposition de contrat de maintenance

Chaque réseau de distribution comprend notamment :

- la réalisation des aménagements de génie civil
- la réalisation des réseaux, ainsi que des coffrets de protection
- la fourniture des pièces de rechange
- la fourniture d'appareils électriques pour les abonnés au réseau.

## 1.3 Lot 2 : Exploitation des systèmes d'électrification hors réseau

L'exploitation de chaque système d'électrification hors réseau consistera en :

- L'exploitation des équipements de la centrale de production
- L'exploitation des réseaux de distribution de l'énergie électrique
- La gestion déléguée du service électrique

## 1.4 Documents de l'appel à projets

Les documents de l'appel à projets font connaître la nature des prestations, fixent les procédures de l'appel à projets et stipulent les conditions du contrat relatif à chaque lot ou de la convention de concession.

Le dossier de l'appel à projets devra comprendre les pièces suivantes :

1. Pièce n°1 : l'avis d'appel à projets (présent document);
2. Pièce n°2 : la note de présentation du projet
3. Pièce n°3 : les instructions aux soumissionnaires (présent document);
4. Pièce n°4 : le cahier des clauses administratives particulières;
5. Pièce n°5 : le cahier des prescriptions techniques du lot n°1 (présent document)
6. Pièce n°6 : le cahier des prescriptions techniques du lot n°2 (présent document)
7. Pièce n°7 : le modèle de soumission
8. Pièce n°8 : le Bordereau Quantitatif Estimatif (B.Q.E.) du lot n°1
9. Pièce n°9 : le Bordereau Quantitatif Estimatif (B.Q.E.) du lot n°2
10. Pièce n°10 : les modèles de garantie et de caution
11. Pièce n°11 : le modèle de contrat du lot n°1 ou le modèle de convention de concession
12. Pièce n°12 : le modèle de contrat du lot n°2 ou le modèle de convention de concession

Le soumissionnaire devra examiner toutes les instructions, modèles, conditions et spécifications contenus dans les documents de l'appel à projets. Il assumera les risques s'il ne fournit pas tous les renseignements exigés par les documents d'appel à projets ou s'il ne présente pas une soumission conforme, à tous égards, aux exigences des documents de l'appel à projets. Cette carence peut entraîner le rejet de l'offre.

Les documents de l'appel à projets font connaître la nature des prestations, fixent les procédures de l'appel à projets et stipulent les conditions du contrat.

D'autre part, aux fins de faciliter la rédaction de son offre, chaque soumissionnaire pourra, s'il en formule la demande par écrit, obtenir CD d'ordinateur ou lecteur USB contenant le Bordereau des quantités et des prix du lot à renseigner (lot n°1 et lot n°2). Néanmoins ce support ne constituant pas un élément contractuel, cette disquette ne sera pas remise lors de son offre. Seules les pièces écrites seront analysées.

## **1.5 La langue officielle du marché**

Toute correspondance orale et tout document écrit concernant l'offre, échangés entre le candidat, les prestataires retenus et le Maître d'Ouvrage seront établis et rédigés en langue française, étant entendu que tout document imprimé fourni par le candidat peut être rédigé en une autre langue, dès lors qu'il sera accompagné d'une traduction en langue officielle des passages intéressants. Dans ce cas et aux fins de l'interprétation des documents remis, la traduction en langue officielle fera foi. Tout défaut de traduction entraîne le rejet de l'offre.

## **1.6 Origine des fonds**

Le présent appel à projets sera financé les fonds propres et les emprunts levés par le soumissionnaire, ainsi que par des fonds d'accompagnement (subvention à l'investissement et autre formes d'accompagnement) qui seront fournis par le Millenium Challenge Corporation, USA, le Fonds d'Électrification Rurale du Bénin, ou toute autre source de financement d'accompagnement

## 2. Conditions de l'appel à projets

### 2.1 Entités admises à soumissionner pour le Lot n°1

#### *Critères généraux*

La participation à la concurrence est ouverte aux personnes physiques et morales régulièrement installées au Bénin et en règle vis à vis de l'administration.

Elles devront satisfaire aux conditions prévues par l'article 36 du Loi no. 2009-02 du 07 Aout 2009 - Portant code des marchés publics et des délégations de service public en République du Bénin. Afin d'attester qu'elles répondent bien à ces conditions, les entreprises soumissionnaires devront fournir les pièces suivantes datées de moins de trois mois:

- un Extrait du Registre du Commerce (daté de moins de trois mois)
- une attestation fiscale (daté de moins de trois mois)
- la qualification technique
- les références concernant des marchés analogues déjà exécutés par le candidat
- les moyens en personnel qualifié
- les installations et matériels dont les candidats disposent pour exécuter le marché
- la situation financière
- une copie du reçu d'achat du DOSSIERS D'APPEL À PROJETS (daté de moins de trois mois)

### 2.2 Critères techniques

Les entreprises autorisées à soumissionner au titre du lot n°1 doivent présenter des références de réalisation soit en tant qu'entreprise de réalisation d'installations électriques.

### 2.3 Cas de groupement d'entreprises pour le lot n°1

ce paragraphe n'est applicable que pour la réalisation de projets à caractères sociaux communautaires ou pour des projets à caractère marchand.

Dans le cadre soumissionnaire postulant à l'établissement de systèmes EHR dont il deviendra concessionnaire, la soumission doit être déposée par une entité ayant une personnalité juridique, indépendamment du fait que cette entité puisse être en joint-venture dans un groupement solidaire.

Lorsque la soumission est déposée par un groupement sans personnalité juridique, elle est signée par chacun des membres qui doivent s'engager solidairement et désigner celui d'entre eux chargé de représenter le groupement vis à vis de l'administration, notamment au travers l'établissement d'une convention de groupement.

Les mandataires de groupements éventuels seront les uniques interlocuteurs du Maître d'Ouvrage et de son assistant, aussi bien en phase de procédure d'appel à projets que d'exécution des prestations.



Le marché relatif au lot n°1 pourra être dévolu à un groupement conjoint d'entreprises qui comprendra un installateur de systèmes d'énergie renouvelable et/ou systèmes d'alimentation hybrides.

Le mandataire de ce groupement éventuel sera l'installateur de systèmes d'énergie renouvelable et/ou systèmes d'alimentation hybrides. Les entreprises faisant partie de ce groupement éventuel seront obligatoirement solidaires pendant toute la durée d'exécution de leurs prestations et de leurs obligations.

## **2.4 Entreprises admises à soumissionner pour le lot n°2**

### ***Critères généraux***

La participation à la concurrence est ouverte aux personnes physiques et morales régulièrement installées au Bénin et en règle vis à vis de l'administration.

La loi 2009-02 du 7 Août 2009 portant code des marchés public et des délégations de service public en République du Bénin sera remplacée par la loi .... Qui n'a pas encore été promulguée.  
Les entreprises seront dans l'avenir soumises aux conditions de la réglementation des PPP ou du Décret portant modalités .....

Elles devront satisfaire aux conditions prévues par l'article 36 du Loi no. 2009-02 du 07 Aout 2009 - Portant code des marchés publics et des délégations de service public en République du Bénin. Afin d'attester qu'elles répondent bien à ces conditions, les entreprises soumissionnaires devront fournir les pièces suivantes datées de moins de trois mois:

- un Extrait du Registre du Commerce (daté de moins de trois mois)
- une attestation fiscale (daté de moins de trois mois)
- la qualification technique
- les références concernant des marchés analogues déjà exécutés par le candidat
- les moyens en personnel qualifié
- les installations et matériels dont les candidats disposent pour exécuter le marché
- la situation financière
- une copie du reçu d'achat du Dossier d'Appels à Projets (daté de moins de trois mois)

### ***Critères techniques***

Les entreprises autorisées à soumissionner au titre du lot n°2 doivent présenter des références que société de maintenance ou d'exploitation de systèmes d'énergie renouvelable et/ou systèmes d'alimentation hybrides.

### ***Cas de groupement d'entreprises pour le lot n°2***

Une sous-traitance pourra être acceptée, dès lors qu'elle répond à une complémentarité justifiée par le soumissionnaire.

### ***Coût de l'appel à projets***

Le soumissionnaire supportera tous les frais afférents à la préparation et à la présentation de son offre et le Maître d'Ouvrage ne sera en aucun cas responsable de ces coûts ni tenu de les payer, de quelque façon que se déroule le processus de l'appel à projets et quel qu'en soit le résultat.

## **2.5 Interlocuteurs**

### ***Maître d'ouvrage***

Ministère de l'Energie, de l'eau et des Mines  
Avenue Jean-Paul II, 04 BP 1412 Littoral, Cotonou, Benin  
Tel: +229 21 31 2907 / +229 21 31 2938  
Fax: +229 21 31 3546  
Email: sg@energie.gouv.bj

### ***Maître d'œuvre***

Promoteur

### ***Contrôle technique***

Les prestations faisant l'objet du présent marché pourront être soumises à un contrôle technique, effectué par un bureau nommé par le Maître d'Ouvrage. Chaque concurrent sera éventuellement informé par courrier du nom et des coordonnées du bureau de contrôle sélectionné.

### ***Coordinateur de sécurité et de protection de la santé***

Un coordonnateur de sécurité et de protection de la santé pourra être nommé par le Maître d'Ouvrage, pour cette opération. Chaque concurrent sera éventuellement informé par courrier du nom et des coordonnées du bureau sélectionné.

## **2.6 Délai de validité des offres**

Le délai de validité des offres est fixé à **cent vingt (120) jours**, à compter de la date limite de remise des offres. Dans des circonstances exceptionnelles, le Maître d'Ouvrage peut demander au soumissionnaire la prolongation du délai de validité de son offre. La demande et les réponses qui lui seront faites le seront par écrit. La validité du cautionnement de soumission sera de même prolongée autant qu'il sera nécessaire.

## **2.7 Propriété intellectuelle des projets**

Les propositions techniques présentées par les soumissionnaires demeurent leur propriété intellectuelle pleine et entière. Pour faciliter la compréhension du projet, le dossier de consultation comporte certaines options et variantes techniques, qui ne sont données qu'à titre indicatif. En conséquence, tout concurrent qui en reprendra dans son projet, le tout ou partie, sera réputé en accepter la responsabilité entière.

## 2.8 Délai d'exécution des prestations

### *Délai de livraison des installations à réaliser (lot 1)*

Le délai d'exécution des prestations fermes pour le lot 1 (travaux de réalisation des installations), à compter de la notification du marché, est à fixer par le soumissionnaire, dans son offre. Il ne sera toutefois en aucun cas supérieur à **dépendra du type d'appel à projets.**

La durée d'engagement pour la réalisation des prestations suivant les bordereaux des prix unitaires du lot 1, à compter de la notification du marché, est de **deux (2) ans.**

Ce délai et/ou cette durée pourront être éventuellement modifiés par avenant modificatif ultérieur.

## 2.9 Durée d'exploitation des installations (lot 2)

La durée d'exécution des prestations pour le lot n°2 d'exploitation à partir de la date de réception provisoire des ouvrages pris en charge, est de **dépendra du type d'appel à projets.** Elle pourra être éventuellement modifiée ou prolongée par avenant modificatif ultérieur.

## 3. PREPARATION DES OFFRES

### 3.1 Modalités de remise du Dossier d'Appel à Projets

Le Dossier d'Appel à Projets peut être retiré moyennant le paiement d'une somme forfaitaire non remboursable de 50 000 francs CFA représentant le coût du dossier et de son traitement, à la Direction Générale de l'Energie (DGE) au Bénin.

#### *Clarification sur le Dossier d'Appel à Projets*

Pour obtenir tous renseignements complémentaires qui leur seraient nécessaires au cours de leur étude, les concurrents devront faire parvenir, au plus tard **trente jours (30) jours** avant la date limite de remise des offres, une demande écrite auprès du Maître d'Ouvrage.

Le Maître d'Ouvrage répondra à chacune des questions écrites sous forme de réponses écrites transmises par courrier ou par télécopie, simultanément à l'ensemble des concurrents. Il ne sera répondu à aucune question orale.

### 3.2 Visite des sites

Le Maître d'œuvre se chargera d'inviter les entreprises ayant retiré le Dossier d'Appel à Projet à effectuer une visite des sites du projet. Cette visite sera organisée par le maître d'œuvre délégué, au plus tard **trente (30) jours** avant la date de remise des offres. Cette visite est obligatoire. L'offre d'une entreprise qui ne contiendrait pas l'attestation de visite sera écartée.

A l'issue de cette visite, le Maître d'œuvre délégué remettra une attestation de visite aux entreprises y ayant participé. Cette attestation devra alors être jointe dans le dossier d'offre du soumissionnaire. Son absence signifiera qu'aucune visite du site n'aura été effectuée par le soumissionnaire.

### 3.3 Solution de base, et variantes

Les concurrents doivent obligatoirement répondre avec une proposition conforme à la solution de base, y compris les options. Ces dernières pourront ne pas être retenues par le maître d'ouvrage.

Les concurrents sont encouragés à proposer des variantes. L'objectif des variantes est la réduction des coûts pour un service de qualité similaire.

Pour chaque variante proposée, le soumissionnaire devra fournir :

- la justification technique
- la moins-value exclusivement au niveau de son offre financière.

### 3.4 Modifications de détails au dossier de consultation

Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit d'apporter, au plus tard **vingt (20) jours** avant la date limite de remise des offres, des modifications de détail au dossier de consultation. Les concurrents devront répondre sur la base du dossier modifié sans pouvoir élever de réclamation à ce sujet.

Si pendant l'étude du dossier par les concurrents, la date limite des offres est reportée, la disposition précédente est applicable en fonction de cette nouvelle date.

## 4. CONDITIONS D'ENVOI ET DE REMISE DES OFFRES

### 4.1 Présentation des offres

#### ***Soumission aux deux lots***

Dans le cas éventuel où un soumissionnaire répondrait aux deux lots, il remettra deux offres distinctes : une pour le lot 1 et une pour le lot 2.

#### ***Généralités***

Il serait pertinent d'avoir une présélection si le temps le permet, afin d'avoir une première sélection des candidats potentiels.

Les offres seront placées sous double enveloppe cachetée, avec une grande enveloppe n°1, contenant à l'intérieur 3 enveloppes :

- Une enveloppe n°2 contenant les pièces administratives du candidat
- Une enveloppe n°3 contenant les documents de l'offre technique du candidat
- Une enveloppe n°4 contenant les documents de l'offre financière du candidat

Dans le cas éventuel où un candidat soumettrait des variantes, les contenus techniques et les conditions financières des variantes seront clairement séparées respectivement dans l'enveloppe n° 3 et dans l'enveloppe n°4.

### **Grande enveloppe n°1**

Les soumissionnaires prépareront une grande enveloppe extérieure anonyme, fermée, portant uniquement la mention :

"APPELER DES OFFRES POUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN SOUS LE PROGRAM DE BENIN-MCA II"

Lot n° XX

A N'OUVRIR QU'EN SEANCE DE DEPOUILLEMENT"

et adressée à la Direction Générale de l'Energie, le Ministère de l'Energie, de l'eau et des Mines, 01 BP 2171 Cotonou, Benin.

Cette enveloppe contiendra les autres enveloppes indiquées au § 0.

### **Enveloppe n°2 des pièces administratives du candidat**

Cette enveloppe n°2, fermée et portant la mention « **Pièces Administratives** » comportera :

- les pièces administratives exigées au candidat
- l'attestation de visite du site
- le bilan et le compte de résultat des trois (3) derniers exercices, visés par la DGI
- Une déclaration du soumissionnaire s'engageant à exécuter la prestation conformément aux clauses et conditions du dossier d'Appel à projets
- Une description de la société comportant au moins les informations suivantes :
  - Date de création de la société
  - Description des activités de la société :
    - Principales
    - Secondaires
  - Effectif et qualifications du personnel permanent de la société
  - Les moyens humains permanents avec qualification du personnel
  - Les moyens matériels permanents (en propriété ou en location)
- Les attestations d'assurances
- Les certificats de qualifications professionnelles et de capacité
- Les références en opérations similaires avec les informations minimales suivantes :
  - Date
  - Description des prestations réalisées
  - Lieu d'exécution des prestations
  - Client
  - Montant HT des prestations
  - Documents justificatifs (Procès verbaux, attestations, etc.)

### **Enveloppe n°3 des pièces techniques du candidat**

Cette enveloppe n°3, fermée et portant la mention « **Offre Technique** », comportera les pièces techniques exigées du candidat, avec:

1. Le Cahier des Prescriptions Techniques (CPT) du Dossier d'Appel à Projets, paraphé à chaque page par le soumissionnaire, en bas à droite.
2. Les autres pièces et documents exigés dans le CPT et devant accompagner l'offre

### ***Enveloppe n°4 des offres financières du candidat***

Cette enveloppe n°4, fermée et portant la mention « **Offre Financière** », comportera l'offre financière du candidat, avec:

1. Le projet de contrat dûment complété, paraphé et signé
2. Le Cahier des Clauses Administratives (CCA.) du dossier d'appel à projets, paraphé à chaque page par le soumissionnaire, en bas à droite.
3. Les autres pièces et documents exigés dans le CCA et à devant accompagner l'offre
4. Le Bordereau Quantitatif Estimatif (BQE.) dûment complété et signé

### ***Date et heure limite de dépôt des propositions***

Les offres, présentées conformément à l'article ci-dessus devront parvenir à la Direction Générale de l'Energie, le Ministère de l'Energie, de l'Eau et des Mines, 01 BP 2171 Cotonou, Benin au plus tard le ..... 2018 à 09 heures T.U, heure à laquelle interviendra l'ouverture des plis. Aucune demande de report de la date de remise des offres ne sera acceptée.

### **4.2 Propositions non reçues**

Les dossiers qui seraient remis après la date et heure limite fixée ci-dessus, ainsi que ceux remis sous enveloppe non cachetée (sans mention indiquée au 4.1.3), ne seront pas retenus ; ils seront renvoyés à leurs auteurs.

## **5. OUVERTURE DES PLIS**

### **5.1 Ouverture des plis**

L'ouverture des offres aura lieu, en séance publique, dans les locaux de la Direction Générale de l'Energie ou de l'ABERME, le Ministère de l'Energie, de l'Eau et des Mines le ..... 2018 à 09 heures T.U.

On procédera d'abord à l'ouverture des offres relatives au lot n°1 puis à l'ouverture des offres relatives au lot n°2.

Il sera donné lecture à haute voix du nom des soumissionnaires, des modifications ou retraits éventuels. Il sera pris note des éventuelles déclarations faites en séance. Après cette proclamation, les travaux de dépouillement se poursuivent à huis clos.

Une liste nominative émargée constatera la présence des soumissionnaires et des représentants de l'Administration assistant à la séance. L'Administration dressera un procès-verbal de cette séance d'ouverture des plis.

### **5.2 Modalités de dépouillement des offres**

Les différentes étapes du dépouillement des offres sont identiques pour les deux lots.

#### ***Ouverture de la grande enveloppe n°1***

La non-conformité de la présentation de l'offre pourra écarter la soumission.

#### ***Ouverture de l'enveloppe n°2***

L'enveloppe n°2 qui porte la mention "**Pièces Administratives**", ne sera ouverte qu'après l'évaluation de la recevabilité du dossier de l'offre.

Un examen de la recevabilité des **pièces administratives** du candidat sera réalisé par rapport aux conditions exigées dans ce présent document.

La non-conformité des **pièces administratives** pourra entraîner le rejet de la soumission.

Pour le lot n°1, l'absence de **référence de prestations similaires** (installation de groupes électrogènes ou réalisation d'installations électriques) par des soumissionnaires au lot 1 pourra entraîner le rejet de la soumission.

### ***Ouverture de l'enveloppe n°3***

L'enveloppe n°3 qui porte la mention "**Offres Techniques**", ne sera ouverte qu'après l'évaluation de la recevabilité du dossier des '**Pièces administratives** ».

Un examen de la recevabilité des offres techniques du candidat sera réalisé par rapport aux conditions exigées dans ce présent document, complétées par les pièces éventuellement exigées dans le CPT.

La non-conformité de l'offre technique pourra écarter la soumission.

### ***Ouverture de l'enveloppe n°4***

Pour le lot n°1, l'enveloppe n°4 qui porte la mention "**Offre Financière**", ne sera ouverte qu'après l'évaluation de la recevabilité de l'offre technique contenue dans l'enveloppe n°3.

Pour le lot n°2, l'enveloppe n°4 qui porte la mention "**Offre Financière**", ne sera ouverte qu'après l'analyse des offres techniques selon la grille d'évaluation indiquée ci-après.

## **5.3 Eclaircissement concernant les offres**

Lorsqu'il le juge nécessaire, le Maître d'Ouvrage ou son représentant peut demander au soumissionnaire de donner des éclaircissements sur son offre. Des questions complémentaires pourront être adressées de façon écrite aux soumissionnaires qui auront un délai de 10 jours pour y répondre, ayant ainsi la possibilité de compléter et de préciser leur offre. Cette demande ne peut en aucun cas occasionner une modification des qualités techniques et/ou financières de l'offre initialement remise.

## **5.4 Contact avec le Maître d'ouvrage**

Sous réserve des dispositions ci-dessus, aucun soumissionnaire n'entrera en contact avec le Maître d'Ouvrage ou son représentant, sur aucun sujet concernant sa soumission, entre le moment où les plis seront remis et celui où le résultat de la consultation sera communiquée.

Tout effort d'un soumissionnaire pour influencer l'évaluation de sa proposition, la comparaison entre les propositions ou les décisions d'attribution du contrat aura pour résultat de faire écarter son offre.

## 6. EVALUATION DES OFFRES

### 6.1 Evaluation des offres du lot n°1

#### *Evaluation des offres techniques du lot n°1*

L'évaluation des offres techniques du lot n°1 vise à vérifier la conformité des soumissions avec le dossier d'appel à projets, à vérifier la qualité technique de l'offre et l'expérience du soumissionnaire pour des prestations similaires, les moyens humains et matériels qui seront affectés pour la réalisation des prestations..

La vérification de la conformité des soumissions avec le dossier d'appel à projets et la vérification de la qualité technique de l'offre porteront en particulier sur :

- Qualité et conformité de la présentation
- Délais d'exécution des prestations (délai de livraison et/ou délai d'intervention)
- Performances et intérêt des options techniques innovantes proposés
- Calculs techniques et plans joints
- Documentations techniques jointes
- Evolutivité de la proposition

Le non-respect du dossier d'appel à projets ou une qualité technique insuffisante peuvent entraîner le rejet de l'offre.

### 6.2 Evaluation des offres financières pour le lot 1

Le coût de l'investissement moyen par abonné. Le nombre d'abonnés sera celui d l'année 5 du plan d'affaire.

L'autorité concédante et l'Autorité de Régulation fixeront un plafond confidentiel pour ce critère d'évaluation.

Comme défini dans le Bordereau des Quantités Estimatif (BQE), l'offre financière pour le lot 1 est composée de :

- Un BQE de base [BQE<sub>base</sub>] établie à partir des prix unitaires du soumissionnaire et les quantités indiquées dans le BQE de base pour la centrale (champs solaire, parc de batterie, onduleur convertisseur, contrôleur de charge de batterie, synchronisateur, bâtiment, groupe électrogène et installations des équipements), le réseau principal de distribution publique de chaque village (artères principales d'origine, supports d'origine, EP d'origine), des compteurs et un lot de matériel pour des raccordements et des installations intérieures. Des options ont également chiffrées, mais leur prix n'est pas inclus dans le BQE de base.
- Un BQE de stock [BQE<sub>stock</sub>] pour des matériels divers, tels que matériels de raccordements, appareils, appareillages et accessoires pour les installations intérieures.
- Un BQE extension [BQE<sub>extension</sub>], pour des extensions qui seraient réalisées ultérieurement aux travaux de base définis dans le BQE de base.



L'offre financière globale sera estimée sur la base du coût moyen de raccordement d'un abonné au système électrique. Ce coût moyen sera calculé sur la base des investissements réalisés en phase de construction, le nombre moyen d'abonnés sera celui qui est porté au plan d'affaires du porteur de projet à l'horizon 5 ans.

### **Classement des offres du lot 1**

Les offres des soumissionnaires qui n'auront pas été écartées au cours de la procédure d'analyse technique seront classées selon la valeur du coût de raccordement pour un abonné moyen à l'an 5, selon le nombre d'abonné donné par le plan d'affaire

## **6.3 Evaluation des offres pour le lot Exploitation**

L'évaluation des offres pour le lot n°2 vise à retenir l'offre la mieux disante.

### **Evaluation des offres techniques pour le lot n°2**

Les offres techniques du lot n°2 seront évaluées selon la grille suivante :

<b>Critères de la grille de notation des propositions</b>	<b>Points</b>
Assise financière de la société	20
Expérience en matière de gestion "clientèle" en zone rurale	20
Organisation proposée pour assurer le service dans chaque village	20
Qualité du personnel proposé et capacité technique	20
Capacité d'appui	20
<b>Total</b>	<b>100</b>

Les propositions seront notées sur 100 points. Seules les propositions ayant obtenu une note supérieure à 70 points seront étudiées du point de vue financier.

### **Evaluation des offres financières pour le lot 2**

Le soumissionnaire présentera son plan d'affaire sur la durée d'exploitation prévue ainsi qu'un calcul du tarif moyen résultant du niveau de subvention requis et du taux de rendement sur investissement.

Les calculs seront vérifiés par le modèle tarifaire de l'Autorité de Régulation.

L'évaluation se fera sur le niveau de tarif proposé en première place et sur le taux de subvention proposée.

Les offres financières sont jugées sur 100 points.

A partir des offres financières et du calcul du tarif moyen, l'offre la moins-disante en terme de tarif se verra attribuée la note pour le tarif de 50 points. Les Notes pour le tarif  $N_t$  des autres soumissionnaires seront déterminées par la formule suivante :

$$N_t = A / B \times 50$$

où A : tarif du développeur le plus bas

B : tarif du développeur d'une autre proposition

Une deuxième note de 50 points est attribuée en fonction de la demande de subvention proposée par les soumissionnaires. Celui qui demande la subvention la plus basse se voit gratifier de la note de 50 points.

Les Notes  $N_s$  pour le niveau de subvention des autres soumissionnaires seront déterminées par la formule suivante :

$$N_t = C/D \times 50$$

où C : subvention du développeur proposant la subvention la plus basse

D : subvention du développeur d'une autre proposition

## **6.4 Classement des offres du lot 2**

Le classement est fait sur 200 points par addition de la note technique et de la note financière.

La négociation du contrat s'engage avec le soumissionnaire qui aura obtenu le plus de points. Un représentant des communes impliquées participe aux négociations.

## **7. SUITES DONNEES A LA CONSULTATION**

### **7.1 Annulation éventuelle de la procédure**

Le Maître d'Ouvrage se réserve le droit d'accepter ou d'écarter toutes les propositions et d'annuler la procédure d'appel à projets à tout moment, avant l'attribution des contrats sans être tenu de fournir les raisons de sa décision.

### **7.2 Notification de l'attribution du marché**

Avant l'expiration du délai de validité des offres, le Maître d'Ouvrage notifiera par écrit à chaque soumissionnaire choisi que sa proposition a été acceptée.

Au cas où, pour des raisons indépendantes de sa volonté, le Maître d'Ouvrage ne pouvait procéder à la réalisation de l'opération, il serait libéré de tout engagement vis-à-vis des lauréats ou des groupements retenus, et ceux-ci ne pourraient prétendre à un quelconque dédommagement.

### **7.3 Signature des contrats**

En même temps qu'elle notifiera à chaque candidat l'attribution, l'administration lui enverra le projet de contrat incluant toutes les dispositions à convenir entre les parties.

Dans les 15 jours suivant la date de la notification de l'attribution, les candidats retenus signeront et dateront leur contrat et le renverront à l'administration.

### **7.4 Communication des résultats**

Les résultats de la consultation seront communiqués aux concurrents, après la décision du Maître d'Ouvrage portant sur l'examen des propositions de la commission de dépouillement.

## 7.5 Indemnité accordée aux soumissionnaires non retenus

Aucune indemnité n'est prévue pour les soumissionnaires non retenus.

La méthodologie d'évaluation devra être adaptée en fonction des différents types de dossiers à traiter.

Dossiers d'appel à projets pour le recrutement d'entrepreneurs pour la construction et l'exploitation pendant une période de courte durée et le transfert de l'équipement du système d'approvisionnement en électricité ou en service électrique EHR au bénéficiaire final.

- L'offre la mieux disante sur le plan technique ou financier en termes de coût direct et une notation technique renforcée sur les qualités de formation et d'encadrement du personnel d'exploitation du bénéficiaire final.

Dossiers d'appel à projets pour le recrutement d'exploitants de systèmes EHR construit par la puissance publique et proposés, pour une reprise par un concessionnaire qui en assure la gestion la maintenance et le développement sur la période de la convention de concession.

- La capacité financière du soumissionnaire au regard des investissements futurs qu'il aura à mettre en œuvre, un benchmark sur les coûts d'investissements proposés pour la grosse maintenance et le développement et une notation sur le tarif et sur le niveau de subvention qu'il propose.

Dossiers d'appel à projets pour la sélection d'entreprise commerciale (importateurs, vendeurs, installateurs de matériels pico-solaires) souhaitant adhérer à une facilité de marchés (accès à une subvention dont le but est de promouvoir l'importation et la vente de produits pico-solaires de qualité dans des zones d'habitat dispersé ne permettant pas l'installation de mini ou micro réseaux)

- proposition d'une gamme de produits pico solaires à la vente de caractéristiques données en fonction du niveau de subvention proposée.
- Une évaluation sur 100 points des qualifications techniques et services après-vente du soumissionnaire
- Calcul du coût unitaire en FCFA/Wc ou par lumen produits pour une valeur de 50 points pour le moins disant
- Attribution de 50 points à celui qui demande le moins de subvention.
- Evaluation sur la base de celui qui a le plus de points.

### **A3.3 : Cahier des Prescriptions Techniques pour Le Lot 1 de Réalisation (CPT Lot 1)**

<b>MINISTÈRE DE L'ENERGIE</b> ----- <b>Direction Générale De l'Energie</b>	<b>BENIN</b>
--	--------------

**APPEL À PROJETS**

**POUR LA REALISATION ET L'EXPLOITATION**

**DES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU AU BENIN**

-----

**FINANCEMENT :**

Millennium Challenge Corporation (MCC) ou  
Fonds d'Electrification Rurale

-----

**CAHIER DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES  
POUR LE LOT 1 DE REALISATION (CPT Lot 1)**

-----

PIECE N°3 DU DOSSIER D'APPEL À PROJETS

# SOMMAIRE

	Page
<b>1. GENERALITES .....</b>	<b>1</b>
1.1 Objet du document .....	1
1.2 Informations générales .....	1
1.3 Normes et réglementations .....	2
1.4 Aménagement du terrain .....	2
1.5 Bâtiment central .....	2
1.6 Consistance des travaux .....	4
1.7 Vérification du dossier et études d'exécution.....	4
1.8 Normes de qualité.....	5
1.9 Le chantier.....	5
1.10 Ventilation.....	7
1.11 Enduits extérieurs .....	8
<b>2. CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE .....</b>	<b>9</b>
2.1 Implantation .....	9
2.2 Structure de support et semelles .....	9
2.3 Modules photovoltaïques .....	10
2.4 Agencement du champ PV.....	10
2.5 Parc batterie .....	11
2.6 Equipement de gestion de l'énergie solaire (régulateurs, onduleurs chargeurs).....	12
2.7 Tableau Divisionnaire Générateur Solaire .....	16
<b>3. GROUPES ELECTROGENES .....</b>	<b>17</b>
3.1 Généralités .....	17
3.2 Tableau Général Basse Tension.....	26
3.3 Tableau de Distribution Intérieure.....	27
<b>4. CABLAGES ET PROTECTIONS .....</b>	<b>27</b>
4.1 Dimensionnement des composants CC.....	27
4.2 Câblages et protections CC .....	28
4.2 Câblages et protections CA.....	32
4.3 Autres équipements intérieurs .....	33
4.4 Signalisation .....	35
<b>5. RESEAU DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>35</b>
5.1 Principe et description générale .....	35
5.2 Câbles conducteurs .....	36
5.3 Supports de ligne.....	37
5.4 Génie civil et types de supports.....	39
5.5 Hauteur et espacement des supports – tension des faisceaux .....	39
5.6 Accessoires de lignes.....	40
5.7 Mise à la terre du neutre.....	42
5.8 Tirage des conducteurs .....	42

<b>6. ECLAIRAGE PUBLIC.....</b>	<b>42</b>
6.1 Domaine d'application.....	42
6.2 Descriptif.....	42
6.3 Constitution.....	43
6.4 Dispositions spécifiques relatives à la mise en œuvre.....	44
<b>7. COFFRETS D'ABONNES .....</b>	<b>48</b>
7.1 Coffrets collectifs .....	48
7.2 Coffrets individuels .....	48
7.3 Compteurs.....	49
7.4 Raccordements entre coffrets collectifs et installations intérieures .....	49
<b>8. INSTALLATIONS INTERIEURES DES ABONNES.....</b>	<b>50</b>
8.1 Forfait de raccordement.....	50
<b>9. OUTILLAGE ET PIECES DE RECHANGE.....</b>	<b>50</b>
<b>10. FORMATION .....</b>	<b>51</b>
<b>11. OPTIONS.....</b>	<b>51</b>
11.1 Contrat d'entretien .....	51
<b>12. DOCUMENTS A FOURNIR .....</b>	<b>51</b>
12.1 Les documents à remettre avec la soumission.....	51
12.2 Les documents à remettre en phase d'étude de l'exécution .....	52
12.3 Les documents à remettre pendant l'exécution.....	53
12.4 Les documents à remettre préalablement à la réception provisoire.....	53
12.5 Essais, réglages et contrôles .....	53
<b>Questionnaires et Tableaux des caractéristiques techniques.....</b>	<b>56</b>
Questionnaire 1: Modules photovoltaïques .....	56
Questionnaire 2: Données champ PV .....	57
Questionnaire 3: Données de la batterie .....	57
Questionnaire 4: Données des régulateurs MPPT (Type CC/CC) .....	58
Questionnaire 5: Données des régulateurs MPPT (Type CC/CA) .....	59
Questionnaire 6: Données des onduleurs-chargeurs.....	60
Questionnaire 7: Données du contrôle-commande des groupes .....	61
Questionnaire 8: Pièces de rechange et consommables groupes.....	61
Questionnaire 9: Données des tableaux basse tension .....	62
Questionnaire 10: Données des transformateurs.....	63
Questionnaire 11: Données des armoires BT .....	65
Questionnaire 12 : Cellule MT.....	1
Questionnaire 13: Données des Câbles MT.....	1
Questionnaire 14: Données des Câbles BT.....	1
Questionnaire 15: Données des autres câbles BT.....	1
Questionnaire 16: Données des poteaux bois.....	2
Questionnaire 17: Données des armements MT .....	3
Questionnaire 18: Compteurs abonnés .....	4

# 1. GENERALITES

## 1.1 Objet du document

Le présent CPT a pour objet de décrire les spécifications techniques pour «la Réalisation et l'Exploitation des Systèmes d'Electrification hors Réseau au Bénin.» (Lot 1 )

Ce lot comprend pour chaque site :

- Une centrale de production d'électricité comprenant notamment :
  - la réalisation d'un parc et / ou d'un bâtiment destiné à recevoir la centrale de production
  - la fourniture, le montage et le raccordement d'un groupe électrogène, qui compris EnR
  - les installations périphériques (mécaniques et électriques)
  - les essais et la mise en service
  - la fourniture des pièces de rechange
  - la formation à la conduite, et à la maintenance
  - une proposition de contrat de maintenance
  
- Un réseau de distribution comprenant notamment :
  - la réalisation des aménagements de génie civil
  - la réalisation des réseaux ainsi que des coffrets de protection et de comptage
  
- la fourniture d'appareils électriques pour les abonnés au réseau.

## 1.2 Informations générales

### 1.2.1 Conditions climatiques

Les matériels utilisés devront être conçus pour supporter des conditions climatiques sévères, caractérisées par un fort ensoleillement et parfois des vents chargés de poussières de sable. Les conditions climatiques de référence sont :

- température ambiante moyenne : 35°C
- températures minimum et maximum sur l'année: 15 et 50°C
- humidité relative pouvant atteindre 90 %
- fortes différences de température jour/nuit (condensation)
- altitude inférieure à 300 mètres
- vitesse du vent pouvant atteindre 140 km/h
- atmosphère très poussiéreuse

### 1.2.2 Origine des matériels

Les matériels devront être d'origine Française ou Béninoise à hauteur de 70% de la valeur totale.



### **1.3 Normes et réglementations**

Les matériaux seront neufs, de première qualité et exempts de tout défaut préjudiciable à leur emploi. Toutes les pièces seront largement dimensionnées et calculées pour résister aux efforts de pression, de dilatation, de vibration et de contraintes thermiques pouvant se produire en service.

#### Règles de l'Art :

La réalisation des prestations est concernée par les règles de l'Art existant dans les domaines suivants :

- électricité
- mécanique
- construction et génie civil
- équipements diesel

#### Normes et règlements :

Le soumissionnaire devra proposer et réaliser ses prestations conformément aux normes internationales (CEI) et celles en vigueur au Bénin à la date de remise des offres.

Si, au cours de l'exécution de ses prestations, la réglementation se modifiait, le prestataire en informerait immédiatement le Maître d'Ouvrage. Les parties conviendraient alors des mesures à prendre et des conditions de ces mesures.

### **1.4 Aménagement du terrain**

La végétation éventuellement présente sur le terrain sera coupée et dessouchée.

Le terrain sera nivelé et compacté sur la zone destinée à recevoir le bâtiment de la centrale et celle du champ photovoltaïque ainsi que sur les circulations périphériques.

Les circulations seront traitées selon les pratiques locales de manière à assurer la stabilité et protection contre le ravinement.

Une clôture périphérique sera installée en limites extérieures du terrain. Un portail d'accès sera installé en continuité de la clôture au niveau de la route d'accès au site.

Le soumissionnaire produira dans son Dossier Technique un plan de masse figurant l'implantation du champ PV, ainsi que l'implantation de chacun des bâtiments, services et ouvrages de la centrale, y compris les départs de distribution et les localisations des câbles enterrés.

### **1.5 Bâtiment central**

#### **1.5.1 Généralités**

L'usine comprend les bâtiments et les services décrits ci-dessous.

Les différents bâtiments de l'usine seront installés de manière à ne pas provoquer d'ombre sur le champ photovoltaïque.

La visite du site fournira au soumissionnaire les informations nécessaires à la définition de l'installation du champ photovoltaïque et des différents bâtiments et services.

### **1.5.2 Détail des bâtiments de l'usine et de l'équipement extérieur**

Les travaux comprendront tous les organismes d'État (menuiserie, menuiserie, électricité, mise à la terre du bâtiment, extraction de l'air, plomberie, tuiles, peintures, dalles, gouttières, puits, bases de groupe, événements, l'emprise du bâtiment, ses annexes et accessoires, etc.)

#### Bâtiment principal de l'usine électrique

Ce bâtiment comprend les locaux et équipements suivants:

- Une salle pour les générateurs (pour les systèmes hybrides)
- Une salle de contrôle comprenant l'équipement de gestion de l'énergie solaire
- Un magasin
- Une salle de batterie
- Une toilette et une salle de bain
- Fosse septique
- Puits perdu

Les hauteurs minimales de plafond seront de 4,50 m dans la salle des générateurs et la salle de contrôle, et 3,00 m dans les autres pièces.

Les conditions de ventilation de la salle des générateurs de ces batteries de expliciter par le soumissionnaire.

#### Bloc d'administration et garde-corps

Ce bloc aura une superficie d'environ 40 m<sup>2</sup> et comprend les pièces et équipements suivants:

- Un bureau
- Une loge de gardien
- Une toilette et une salle de bain
- Fosse septique

Aucun plan indicatif de ce bâtiment n'est proposé. Le soumissionnaire doit fournir un croquis du bâtiment montrant les ouvertures, les événements, l'équipement.

#### Support de réservoir de stockage gazole externe

Il s'agit d'un support en béton armé permettant le positionnement en hauteur du réservoir de carburant. Il est recouvert de tôle d'acier. Il porte une dalle de béton armé sur laquelle repose le

réservoir. Sa surface et sa hauteur seront compatibles avec le réservoir de 5 m<sup>3</sup> à fournir. Il sera en proximité immédiate du bâtiment principal.

### Clôture périphérique

Il s'agit d'une clôture légère (treillis métallique d'une torsion simple d'une hauteur de 2,00 m, constituée d'une feuille de fils tissés en zinc qui forment des mailles de diamant de 50 mm). Le maillage est ancré au moyen de goujons à tube galvanisé à chaud avec un espacement de 2,00 m sur une masse de béton armé de 20 cm de large et 40 cm de profondeur.

Il sera placé à la limite de la concession.

### Éclairage extérieur

Aux quatre coins du champ PV sera placé un lampadaire d'éclairage. L'entrée du bâtiment de l'usine sera dotée d'un point lumineux.

Le soumissionnaire doit fournir dans son Fichier technique les croquis des plans et élévations des deux bâtiments (bâtiment principal, bloc administratif / garde-corps), l'abri du réservoir externe et la clôture.

Les études d'exécution devront reprendre et détailler les éléments de ces esquisses. Avant l'exécution, les plans d'exécution doivent être validés par l'Employeur.

## **1.6 Consistance des travaux**

Les travaux de construction de ces bâtiments comprennent les corps de métiers suivants :

- Terrassement
- Gros œuvre
- Etanchéité
- Menuiserie vitrerie
- Plomberie sanitaire et assainissement
- Carrelage
- Électricité
- Ventilation
- Peinture

## **1.7 Vérification du dossier et études d'exécution**

Le soumissionnaire est tenu d'examiner les documents écrits et les plans de principe qui lui sont remis. Il devra sur cette base produire dans son Dossier Technique les esquisses plans et élévations de l'ensemble des bâtiments ainsi que des ouvrages et services extérieurs.

L'adjudicataire sera tenu de produire les études et plans d'exécution détaillés de l'ensemble des bâtiments et des ouvrages et services extérieurs. Les plans et élévations devront faire figurer le positionnement en plan de chacun des équipements intérieurs. Les ouvertures seront positionnées en élévation et la compatibilité de leur emplacement avec les équipements intérieurs sera vérifiée. Les chemins de câbles y seront positionnés. L'adjudicataire devra s'assurer que toutes les cotes et

dimensions permettront d'assurer l'exécution des ouvrages suivant les règles de l'art. Ces études d'exécution devront être validées par le maître d'œuvre avant tout démarrage de travaux.

## **1.8 Normes de qualité**

L'élaboration du projet se base sur les normes et documents techniques reconnus et applicables en Benin et en vigueur à la signature du marché.

## **1.9 Le chantier**

### **1.9.1 Gardiennage et accès au chantier**

L'attributaire assurera le gardiennage effectif des chantiers, de jour et de nuit. D'une manière générale, à l'exception des agents et des ouvriers de l'entreprise, l'accès aux chantiers sera rigoureusement interdit à toute personne étrangère. Partout où le Maître d'œuvre et/ou son représentant le jugera nécessaire, l'attributaire établira, à ses frais, des barrières clôtures et toutes installations utiles pour garantir la sécurité de la circulation et isoler les chantiers de la voie publique.

L'entrepreneur exécutera, à ses frais exclusifs, toutes les voies de desserte permettant l'accès aux travaux et l'approvisionnement des chantiers en matériaux, matériels et équipements divers

### **1.9.2 Installation des chantiers**

L'entrepreneur doit inclure dans ses prestations toutes les installations des chantiers nécessaires à la bonne exécution des travaux et entre autres les frais engendrés par les branchements provisoires éventuels et la consommation d'eau et d'énergie. L'entrepreneur mettra à la disposition du Maître d'ouvrage ou de son représentant un local provisoire sur le site équipé de bureaux, tables de travail et de chaises pour tenir les réunions de chantier et pour permettre aux équipes du contrôle de travailler, un panneau de chantier en français à l'entrée de chaque chantier.

Les installations de chantiers comprennent toutes les constructions fixes ou mobiles ainsi que les équipements nécessaires au bon déroulement des travaux. Après l'achèvement des travaux, et sauf en ce qui concerne la partie des installations qui serait nécessaire à l'exécution des travaux d'entretien pendant la période de garantie, l'enlèvement des matériels, matériaux, et débris de chantier doit être effectué par l'attributaire avant la signature du procès-verbal de réception provisoire.

### **1.9.3 Etude géotechnique**

Ce poste comprend :

- puits de sondage à des hauteurs et endroits définis par le Maître d'œuvre et le contrôleur
- étude géotechnique des sols et la réception des fonds de fouille
- analyse des matériaux entrant dans la confection du béton (ciment, sable et graviers)
- essais de composition des bétons
- essais de résistance des bétons et des agglos.

Le Maître d'œuvre définira le niveau d'ancrage des fondations sur la base des sondages, analyses et essais. L'entreprise devra se conformer à la prescription du maître d'œuvre.

Principaux essais à réaliser avant le démarrage des travaux :

- composition et courbe granulométrique des granulats
- équivalent de sable
- analyse de l'eau de gâchage
- étude de composition de béton
- essai de convenance.

Principaux essais à réaliser pendant les travaux :

- essais d'écrasement sur les éprouvettes cylindriques en béton ;
- essais d'écrasement des agglos.

Le prix unitaire de ce poste s'entend toutes sujétions y compris tous les essais que pourra demander le Maître d'ouvrage ou son représentant, chaque fois que la nécessité se fait sentir.

#### **1.9.4 Implantation et nivellement**

Sur le site, l'entreprise aura à sa charge l'implantation des bâtiments en établissant une chaise en bois constituée de : chevrons et planches d'épaisseur satisfaisante (minimum 8x8 cm pour les chevrons et 3,5 cm pour les planches) pour résister aux sollicitations du chantier.

L'ensemble des chaises sera mis au niveau, les données d'implantation (axes, nus, alignement ...) seront matérialisées sur les chaises en plan et altitude, à des repères fixes que l'entreprise doit conserver tant que les travaux l'exigent.

L'entreprise devra faire vérifier l'implantation par le maître d'œuvre avant tout commencement des travaux. Les tolérances admises pour les fouilles sont :

- Niveau :  $\pm 1$  cm
- Implantation :  $\pm 1$  cm

Le nivellement général du terrain et le décapage de toutes terres végétales seront effectués sur l'emprise des ouvrages + 1,50 m.

#### **1.9.5 Terrassement**

Les sols objets des mouvements de terre seront débarrassés de tous les éléments (minéraux ou végétaux) pouvant entraîner des tassements différentiels des remblais ou nuire, en une quelconque manière, à la stabilité des ouvrages.

En tout état de cause, l'entreprise est entièrement responsable de ses travaux, des dégâts occasionnés par elle, et le cas échéant, elle aura la charge entière d'assurer les frais de reprises nécessaires.

##### **1.9.5.1 Fouilles**

Les fouilles pour les fondations seront réalisées de manière à assurer la stabilité des ouvrages (profondeur atteignant le sol de bonne portance) et une aisance certaine pour les différentes manipulations.

En aucun cas, la profondeur des fouilles de fondation ne sera inférieure à 1,00 m. les fouilles devront être réceptionnées par le maître d'œuvre avant la pose du béton de propreté.

En fond de fouilles sera placée la boucle de terre (voir § II.15 Mise à la terre), interconnectée avec le ferrailage de la dalle. Sur cette boucle seront raccordées les liaisons à la terre des différents équipements de la centrale.

#### **1.9.5.2 Remblais**

Remblais au droit des fondations : ils seront effectués tout de suite après la réalisation des soubassements.

Remblais sous dallage : ils seront effectués par couches d'épaisseur maximum de 2 cm, arrosés et compactés à la dame en fonte (ou tout autre matériel approprié).

Le remblai sera exécuté avec des matériaux permettant un compactage efficace et ne contenant pas de matière végétales ni de pierres.

Les remblais de tranchées pour canalisations ne devront pas comporter d'éléments susceptibles de nuire à la tenue des canalisations.

#### **1.9.6 Gros œuvre**

Ce chapitre concerne le bâtiment principal de la centrale, le bloc administratif / loge gardien, la clôture.

##### **1.9.6.1 Règles de l'art**

Tous les travaux de mise en œuvre seront réalisés dans le strict respect des règles de l'art, ils devront donner satisfaction entière en résistance face à toutes les sollicitations. Tous les défauts constatés seront repris par l'entrepreneur à la seule demande du maître d'oeuvre, mentionnée dans le journal de chantier.

##### **1.9.6.2 Béton de propreté**

Le dosage des bétons de propreté sera de 150 kg de ciment pour un m<sup>3</sup> de mélange composé de 800 litres de coquillage et 400 litres de sable, l'épaisseur sera de 5 cm minimum.

Il est interdit de rattraper la différence de niveau par un remblayage ; cette différence sera toujours reprise par un béton de remplissage dosé à 250 kg/m<sup>3</sup>.

## **1.10 Ventilation**

### **1.10.1 Bâtiment principal de la centrale**

#### Salle des groupes électrogènes (pour systèmes hybrides)

Outre les sorties air chaud des groupes qui devront être dimensionnées et positionnées en cohérence avec les radiateurs des groupes (cf. chapitre 2.9), cette salle sera pourvue d'entrées d'air grillagées (maille 1 cm) en partie basse sur la façade opposée à sa porte principale, d'une longueur de 3.00 m et d'une hauteur de 0.50 m, ainsi que d'une ouverture grillagée (maille 5 cm) en partie haute de la façade porte principale, immédiatement sous le chaînage horizontal supérieur portant la toiture d'une longueur de 4.00 m et d'une hauteur de 0.75 m.

### **1.10.2 Local technique**

Il sera ventilé par convection naturelle via une ouverture en partie haute (immédiatement sous le chaînage horizontal supérieur portant la toiture ) dans la paroi séparant ce local du magasin, une ouverture en partie haute dans la paroi séparant ce local de la salle des groupes au-dessus du linteau de la porte PM2, une ouverture en partie haute (grillagée) en façade extérieure.

#### Magasin

Il sera pourvu d'ouvertures grillagées en partie basse des battants de sa porte vers l'extérieur. La maille du grillage sera de 5 mm, et la surface totale des ouvertures d'au moins 0.50 m<sup>2</sup>, ainsi que d'une ouverture en partie haute (au-dessus de 2.00m) dans la paroi séparant ce magasin du local MT.

#### Local batterie

Il sera pourvu de trois ouvertures en partie haute du mur longitudinal (immédiatement sous le chaînage horizontal supérieur portant la toiture) munies de trois ventilateurs-extracteurs électriques, et d'entrées d'air grillagées en partie basse sur la façade de pignon. La maille du grillage sera de 5 mm, et la surface totale des ouvertures en partie basse sera d'au moins 2.00 m<sup>2</sup>.

Les extracteurs assureront un renouvellement d'air d'au moins 30 m<sup>3</sup> par heure. Le soumissionnaire s'assurera que ces appareils respectent les prescriptions de la directive ATEX 94/9/CE pour utilisation en atmosphère explosive.

En raison des dégagements gazeux générés par les batteries, il n'y aura aucune ouverture entre ce local et les différents locaux adjacents.

#### Salle de contrôle

Elle sera pourvue d'ouvertures en partie haute munies de ventilateurs-extracteurs électriques (placées en cohérence avec la position des ventilateurs des équipements installés), et d'entrées d'air grillagées en partie basse sur sa façade extérieure, hors zone de placement des onduleurs ou câbles. La maille du grillage sera de 5 mm, et la surface totale des ouvertures en partie basse d'au moins 0.50 m<sup>2</sup>.

Les extracteurs permettront un renouvellement d'air suffisant pour assurer que la température intérieure ne soit pas supérieure de plus de 3°C à la température ambiante extérieure.

### **1.10.3 Bloc administratif / loge gardien**

Les châssis vitrés coulissants permettront la ventilation naturelle des locaux.

## **1.11 Enduits extérieurs**

Ce paragraphe concerne le bâtiment principal de la centrale et le bloc administratif / loge gardien. Les enduits extérieurs seront constitués par :

- 1 gobetis en couche d'accrochage ;
- 1 couche d'intermédiaire.

## 2. CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

### 2.1 Implantation

Le champ photovoltaïque sera implanté sur le périmètre défini lors de la visite de site. Le soumissionnaire fournira dans son Dossier Technique le plan d'implantation des modules PV faisant figurer chaque structure de support.

Il sera constitué de tables PV inclinées fixées sur supports métalliques ancrés dans des semelles en béton armé.

Il sera soumis aux conditions climatiques suivantes :

Température ambiante maximale	:	45 °C
Température ambiante moyenne journalière	:	35 °C
Vitesse moyenne annuelle des vents de sable	:	4,7 m/s
Vitesse de pointe instantanée maximale des vents de sable	:	65 m/s
Hygrométrie	:	5% à 70%

Irradiation journalière moyenne sur le plan horizontal (valeur à considérer) :

Site de projet 1	:	..... kWh/m <sup>2</sup> .jour
Site de projet 2	:	..... kWh/m <sup>2</sup> .jour

La puissance crête (conditions STC) du champ photovoltaïque sera la suivante :

- Site de projet 1 : ..... kWc (..... kilowatt crête)
- Site de projet 2 : ..... kWc (..... kilowatt crête)

### 2.2 Structure de support et semelles

Cette structure doit assurer la stabilité et la fixation correcte des modules durant toute la durée de vie utile de la centrale. Elle permet le positionnement des modules selon les paramètres suivants :

- Azimut : 0 ° orienté plein sud.
- Inclinaison sur l'horizontale : 17 °(dépendra de la latitude de la localité)
- Tenue au vent jusqu'à 100 m/s.
- Arête basse des tables PV à une hauteur minimale de 80 cm au-dessus du sol
- Arête haute des tables PV à une hauteur maximale de 160 cm au-dessus du sol

Toutes les pièces constitutives des supports de modules devront être réalisées dans des matériaux résistants à la corrosion (aluminium anodisé ou acier galvanisé à chaud). On veillera à supprimer tout risque de corrosion par couple électrolytique. Toute la visserie utilisée sera également inoxydable. Les modules seront fixés sur les profils de la structure au moyen de visserie antivol, sans condamnation définitive.

La structure doit être ancrée au sol au moyen de semelles béton armé (qui pourront être continues ou discontinues) à une profondeur suffisante pour assurer la pérennité du champ PV face aux déplacements possibles des couches superficielles de sable.



Le soumissionnaire devra définir le dimensionnement précis des semelles en fonction de la nature du sol et des caractéristiques des structures portantes. Il fournira dans son Dossier Technique les vues en plan et en coupe de ces semelles.

Les parties métalliques de la structure de support seront reliées à la liaison de terre équipotentielle.

### 2.3 Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques seront constitués de cellules de type silicium cristallin (monocristallin ou polycristallin). Ils porteront un verre solaire de haute transparence en face avant et un film polymère assurant l'étanchéité en face arrière. Les cadres des panneaux seront en Aluminium anodisé afin de garantir une résistance mécanique élevée. Tous les modules seront identiques et interchangeables.

Les modules comprendront sur leur face arrière un boîtier de raccordement étanche IP65 permettant le passage des câbles par 2 presse-étoupe. Les bornes des boîtiers de raccordement seront en nombre suffisant pour permettre les câblages nécessaires pour les arrangements série. La polarité des bornes sera clairement identifiée. Chaque boîte comprendra obligatoirement une diode by-pass (diode de dérivation) de protection du module.

Chaque module sera muni d'une étiquette clairement visible portant :

- Le nom du fabricant,
- La référence du modèle
- Numéro d'identification indélébile (numéro de série) identifiant la date de fabrication.
- Puissance crête ( $W_c$ ), tension en circuit ouvert ( $V_{co}$ ), courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )
- Tension de fonctionnement maximum
- Pays de fabrication

Les modules devront présenter une garantie produit de 10 ans ou plus, une tolérance en puissance nominale de +/-4% ou mieux, une garantie de performance sur la puissance nominale d'au moins 90% au bout de 10 ans et 80% au bout de 25 ans.

Les modules devront être certifiés conformes aux normes CEI 61730 et CEI 61215. Ils devront correspondre à la classe de protection électrique II avec certification établie par un laboratoire agréé (ex : TUV), ainsi qu'aux directives CE.

Le soumissionnaire doit fournir les certificats demandés. et renseigner le Questionnaire n°1 – Modules photovoltaïques (cf. Annexe)

### 2.4 Agencement du champ PV

Les modules seront interconnectés entre eux de façon à obtenir plusieurs chaînes (ou strings) constituant le champ PV.

Le soumissionnaire devra définir l'agencement en chaînes (strings) du champ PV de chaque centrale. Ce schéma de raccordement des modules déterminera les gammes de courants et tensions dans les chaînes et aux bornes des régulateurs MPPT.

Les tensions et courants des chaînes devront être compatibles avec les plages de tension et courant des régulateurs MPPT auxquelles elles sont raccordées.

Le soumissionnaire devra fournir dans son Dossier Technique le schéma unifilaire du champ PV.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n°2 – Données champ PV (cf. Annexe)

## 2.5 Parc batterie

Le parc de batterie sera constitué par un assemblage d'éléments de 2V unitaires assemblés en série et en parallèle pour constituer une batterie câblée selon une tension en adéquation avec les plages de fonctionnement de l'onduleur chargeur.

Les éléments de batterie seront de type acide plomb à plaque tubulaire pour application solaire, de type OPzS. La mention de l'application « solaire » devra figurer sur la fiche technique du fabricant. Tout autre type de batterie est exclu.

Les éléments de batterie seront équipés de capots de recombinaison.

La capacité individuelle des éléments unitaires de 2V ne sera pas inférieure à 900 Ah.

Le local accueillant le parc batterie sera fermé et son accès ne sera autorisé qu'au personnel chargé de l'entretien de la batterie. Le local sera équipé de ventilateurs électriques assurant un renouvellement d'air d'au moins 30 m<sup>3</sup> par heure. Le soumissionnaire s'assurera que ces appareils respectent les prescriptions de la directive ATEX 94/9/CE pour utilisation en atmosphère explosive.

Les éléments de batterie seront installés verticalement sur un chantier bois. Deux chaînes série pourront être installés côté à côté sur le chantier bois pourvu que le niveau d'électrolyte de chaque élément soit visible.

Si la tension nominale de la batterie est supérieure à 150 volts, il devra être prévu un plancher de service non glissant, isolé du sol et d'une largeur minimale de 1 m autour des batteries pour qu'il ne soit pas possible de toucher à la fois le sol ou un élément conducteur relié au sol et l'un des éléments de la batterie.

Pour chaque site, la capacité nominale totale en ampère-heure de la batterie doit être spécifiée à 20°C en C10 (10 heures) jusqu'à 1,80V par élément.

Le produit Capacité nominale totale C10 de la batterie (Ah) x Tension nominale (V) de la batterie sera au moins égal à :

Dépendant de la localité Wh (xxxxx watt-heures)

La profondeur de décharge (DOD) sera constamment mesurée par l'onduleur-chargeur. Le seuil d'alerte (DOD alerte) déclenchant une alarme sonore et visuelle sera de 60% de la capacité nominale. Le seuil de décharge maximale autorisé (DOD maxi) sera de 70%. L'atteinte de ce seuil déclenchera la déconnexion automatique de la batterie.

La durée de vie de la batterie (nombre de cycles) doit être supérieure à 6.000 cycles journaliers à 20% DOD, 2.500 cycles à 50% DOD, 1500 cycles à 80% DOD à 25°C, et la capacité résiduelle en fin de vie doit être d'au moins 80% de la capacité initiale.

Le taux d'auto-décharge ne doit pas dépasser 5% de la capacité nominale par mois.

Les éléments de batterie doivent être interconnectés par un conducteur flexible en cuivre ou par busbars en cuivre plaqués au plomb. Ce conducteur (ou busbar) devra être isolé par gaine. Les conducteurs non gainés ne seront pas admis. La section des conducteurs (ou busbars) sera dimensionnée selon les précisions apportées par le paragraphe 2.13.1 Dimensionnement des composants CC.

Les batteries ouvertes seront livrées pré-chargées et à sec, avec acide séparé.

La période de garantie des batteries devra être d'au moins un an après démarrage sur le site.

Chaque batterie doit porter les mentions gravées ci-dessous :

- Marque et modèle
- Capacité nominale (C10 jusqu'à 1,80 V/élément)
- Date de fabrication (mention gravée)
- Polarité des bornes

Les batteries devront être conformes aux normes suivantes :

- CEI 60896-1 : «Batteries au plomb du type ouvert – Prescriptions générales et méthodes d'essai»
- CEI 62093: «Composants BOS des systèmes photovoltaïques – Qualification et essais d'environnement»
- NF C 58-510: «Batteries d'accumulateurs au plomb destinées au stockage de l'énergie électrique d'origine photovoltaïque».

Le soumissionnaire doit fournir la fiche technique de la batterie proposée et renseigner le Questionnaire n°3 – Données de la batterie (cf. Annexe)

## **2.6 Equipement de gestion de l'énergie solaire (régulateurs, onduleurs chargeurs)**

Le soumissionnaire devra détailler dans son Dossier Technique la configuration régulateurs MPPT / parc batterie / groupes électrogènes / onduleurs-chargeurs qu'il propose. Il joindra tous les éléments de calculs démontrant que la configuration proposée réalise les services demandés décrits au paragraphe 2.1 Modalités de fonctionnement.

### **2.6.1 Régulateur Maximum Power Point Tracking (MPPT)**

Le régulateur MPPT a pour fonction principale de rechercher le point de fonctionnement du champ PV le plus performant, et de placer le système PV à ce point de fonctionnement, tout en délivrant l'énergie au reste du système à la tension adéquate.

Le présent CPT permet que la sortie de régulateur soit de type courant continu (raccordement à la batterie par bus CC) ou de type courant alternatif (couplage à l'ensemble onduleur-chargeur par bus CA).

Pour chaque site, la puissance maximale en entrée CC du régulateur MPPT ne sera pas inférieure à :

20 000 W à 25 °C (vingt mille watts)

Les régulateurs seront logés dans le local dédié. Ils seront installés en respect des distances minimales entre unités pour assurer leur bonne ventilation selon les prescriptions du fabricant sous les conditions climatiques du site.

#### Cas d'une architecture sur bus CC

Le régulateur est un convertisseur CC/CC. Il assure la fonction MPPT.

Il pourra être constitué d'un assemblage modulaire d'unités dont la puissance nominale ne sera pas inférieure à 4000 W.

Il devra répondre aux exigences suivantes :

- Rendement (euro-éta) : > 96%
- Indice de protection : au moins IP 54
- Faible auto-consommation en mode stand-by (nuit) : < 25 W
- Température de fonctionnement compatible avec une ambiante de 45 °C.

Il devra comprendre une interface d'affichage et de programmation. L'affichage inclura au moins les paramètres suivants :

- Puissance instantanée du champ PV
- Tension du champ PV
- Courant et tension de sortie

Il devra comporter le marquage CE.

La période de garantie du régulateur devra être d'au moins 5 ans.

Le soumissionnaire doit fournir la fiche technique du régulateur proposé et renseigner le Questionnaire n°4 - Données des régulateurs MPPT (Type CC/CC) (cf. Annexe)

#### Cas d'une architecture sur bus CA

Le régulateur est un convertisseur CC/CA. Il assure la fonction MPPT.

Il pourra être constitué d'un assemblage modulaire d'unités dont la puissance nominale ne sera pas inférieure à 4000 W.

Il devra répondre aux exigences suivantes :

- Tension nominale de sortie : 230 V AC
- Rendement (euro-éta) : > 96%
- Indice de protection : au moins IP 54
- Faible auto-consommation en mode stand-by (nuit) : < 25 W
- Température de fonctionnement compatible avec une ambiante de 45 °C.

Il devra comprendre une interface d'affichage et de programmation. L'affichage inclura au moins les paramètres suivants :

- Puissance instantanée du champ PV
- Tension du champ PV

- Courant et tension de sortie

Il devra comporter le marquage CE.

La période de garantie du régulateur devra être d'au moins 5 ans.

Le soumissionnaire doit fournir la fiche technique du régulateur proposé et renseigner le Questionnaire n°5 - Données des régulateurs MPPT (Type CC/CA) (cf. Annexe).

### **2.6.2 Onduleur-chargeur**

L'ensemble onduleur-chargeur a pour fonctions principales la conversion CC/CA en sortie de batterie pour alimenter les clients, la conversion CA/CC pour la charge batterie par le groupe électrogène et la régulation de cette charge, le monitoring de l'état de charge de la batterie, le déclenchement d'une alerte au seuil DOD alerte, la déconnexion de la batterie en cas d'atteinte du seuil DOD maxi.

Eventuellement, et en complément aux fonctions impératives listées ci-dessus, cet équipement pourra déclencher la mise en marche automatique des groupes au seuil DOD alerte.

Il permet le découplage du réseau.

Pour chaque site, la puissance nominale disponible en sortie CA de l'ensemble onduleur-chargeur (puissance disponible en alimentation continue à 25°C) ne sera pas inférieure à :

..... W à 25 °C (..... mille watts)

Pour chaque site, la puissance nominale de fonctionnement du sous-ensemble onduleur ne sera pas inférieure à :

..... W à 25 °C (.....mille watts)

Pour chaque site, la puissance nominale de fonctionnement du sous-ensemble chargeur ne sera pas inférieure à :

..... W à 25 °C (..... mille watts)

L'ensemble onduleur-chargeur pourra être constitué d'un assemblage modulaire d'unités dont la puissance nominale en sortie CA ne sera pas inférieure à 4000 W.

La sortie de l'ensemble onduleur-chargeur sera de type 230 V AC triphasé.

Le type d'onduleur-chargeur (avec ou sans transformateur) sera choisi afin d'être adapté au régime de neutre local (régime TT).

L'onduleur-chargeur devra inclure la fonction de découplage du réseau. L'objectif de cette fonction de découplage du réseau est de :

- éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut.
- éviter d'alimenter les autres installations raccordées au réseau à une tension ou une fréquence anormale,
- permettre le ré-enclenchement automatique des ouvrages du réseau

Cette fonction de découplage peut être assurée par un dispositif incorporé à l'onduleur.

Dans le cas où l'onduleur de par sa conception ne serait pas en mesure d'assurer la fonction de découplage, un dispositif externe devra alors être mis en œuvre.

Dans son Dossier Technique l'entreprise fournira un certificat attestant de la conformité de la fonction découplage proposée.

Les onduleurs-chargeurs seront logés dans le local dédié. Ils seront installés en respect des distances minimales entre unités pour assurer leur bonne ventilation selon les prescriptions du fabricant sous les conditions climatiques du site.

L'ensemble onduleur-chargeur devra répondre aux exigences suivantes :

- Rendement max. : > 95%
- Indice de protection : au moins IP 20
- Faible autoconsommation en mode stand-by (nuit) : < 30 W
- Température de fonctionnement compatible avec une ambiante de 45 °C
- Coefficient de distorsion harmonique < 3%

Sa fonction de charge batterie assurera une charge de type IUoU, c'est-à-dire en trois phases : (I) charge à courant constant, (Uo) phase d'absorption à tension constante, (U) phase de maintien ou floating. Les valeurs de courants et tensions et les durées de ces phases seront conformes aux valeurs recommandées par le fabricant des batteries.

L'ensemble onduleur-chargeur devra pouvoir être programmé pour assurer automatiquement une charge d'égalisation à intervalles réguliers.

Il sera équipé d'une sonde de température et assurera un ajustement automatique de la tension de charge en fonction de la température.

Il devra être protégé contre :

- Inversion de polarités CC
- Les surtensions
- Les surcharges

Il devra comprendre une interface d'affichage et de programmation. L'affichage inclura au moins les paramètres suivants :

- Puissance instantanée sortie AC
- Courant sortie AC
- Tension sortie AC
- Courant entrée AC (groupe)
- Tension entrée AC (groupe)
- Courant CC
- Tension batterie
- Etat de charge batterie
- Température batterie

Il devra comporter le marquage CE.

La période de garantie de l'onduleur-chargeur devra être d'au moins 5 ans.

Les onduleurs-chargeurs devront satisfaire les certifications suivantes :

- Interface réseau : norme internationale CEI 61727
- Découplage réseau : découplage externe de type B1 ou découplage interne avec application de la norme allemande VDE 0126-1-1 (mesure d'impédance non exigée) ou « directive sur le branchement et le fonctionnement parallèle d'installations auto-productrices d'électricité sur le réseau basse tension » de l'association allemande des producteurs d'électricité (VDEW)
- Harmoniques : norme 61000-3-2
- Marquage CE : directive 93/68/CEE
- Sécurité électrique : EN50178

Les onduleurs-chargeurs devront disposer d'un certificat de test établi par un organisme certifié.

Le soumissionnaire doit fournir la fiche technique de l'onduleur chargeur proposé et renseigner le Questionnaire n°6 - Données des onduleurs-chargeurs (cf. Annexe).

## **2.7 Tableau Divisionnaire Générateur Solaire**

Le Tableau Général Basse Tension de la centrale hybride comprend :

- le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire (TDGS)
- le Tableau Divisionnaire Générateur Thermique (TDGT).
- le Tableau de Distribution Intérieure (TDI).

Il est traité ici de la composante Générateur Solaire.

Le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire (TDGS) sera un coffret étanche fermant à clé.

Le TDGS comprendra l'interrupteur principal générateur solaire (sur la liaison de l'ensemble onduleur chargeur vers le disjoncteur principal). Celui-ci devra fonctionner en opposition ouvert / fermé avec l'interrupteur principal générateur thermique.

Une étiquette au niveau de cet interrupteur indiquera « point de coupure générateur solaire ».

Le soumissionnaire ajoutera aux composants de ce tableau tout autre équipement (notamment équipement de protection) jugé utile, en justifiant la nécessité de cet équipement.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n° 9 - Données des tableaux basse tension (cf. Annexe).

Le soumissionnaire devra de plus démontrer dans son Dossier Technique que la configuration proposée répond bien aux exigences de puissance (sortie CA, sous-ensemble onduleur, sous-ensemble chargeur) listées plus haut.

## 3. GROUPES ELECTROGENES

### 3.1 Généralités

#### 3.1.1 Installation

La composante thermique de chacune des centrales est constituée de ..... (.....) générateurs Diesel (Groupes électrogènes).

Les groupes et leurs auxiliaires seront installés dans le local dédié.

Chaque groupe sera pourvu de supports anti-vibratiles (silent blocks) et placé sur un massif béton armé de 0,10 m d'épaisseur. Les groupes seront placés face aux ouvertures d'évacuation d'air chaud et pourvus de jaquettes les raccordant à ces ouvertures.

Les circuits d'échappement seront suspendus et pourvus d'amortisseurs de vibration et de compensateurs de dilatation. Ils déboucheront à l'extérieur du bâtiment, de façon à ce que la fumée des gaz d'échappement soit orientée vers la direction des vents dominants. L'échappement devra dépasser d'un mètre au moins le toit du bâtiment de la centrale.

#### 3.1.2 Définitions

Au sens de la norme ISO 3046-1 la puissance ISO d'un moteur est la puissance déterminée dans les conditions de fonctionnement du banc d'essai du fabricant et ajustée ou corrigée comme spécifié par le fabricant, selon les conditions normales de référence ci-après :

- Pression atmosphérique totale  $p_r = 100 \text{ kPa}$
- Température de l'air  $T_r = 298 \text{ K}$
- Humidité relative  $r = 30\%$
- Température du fluide de refroidissement air de suralimentation  $T_{cr} = 298 \text{ K}$

La norme ISO 8528-1 définit, pour un même groupe, plusieurs puissances nominales en fonction du mode d'utilisation :



#### Puissance continue (COP) : Charge constante, durée illimitée

La puissance continue est la puissance qu'un groupe électrogène est capable de fournir, en service électrique continu, pendant un nombre illimité d'heures par an, entre les intervalles normaux de maintenance et dans des conditions ambiantes définies. La maintenance est réalisée selon les prescriptions des constructeurs.

#### Puissance principale (PRP) : Charge variable, durée illimitée

La puissance principale est la puissance maximale disponible, sous charge variable, pendant un nombre illimité d'heures par an, entre les intervalles normaux de maintenance et dans des conditions ambiantes définies. La maintenance est réalisée selon les prescriptions des constructeurs.

#### Puissance pour utilisation limitée (LTP) : Charge constante, durée limitée (500 h/an)

La puissance pour utilisation limitée est la puissance maximale qu'un groupe électrogène est capable de fournir jusqu'à 500 heures par an, avec un maximum de 300 heures en marche continue, entre les intervalles normaux de maintenance et dans des conditions ambiantes définies, la maintenance est réalisée selon les prescriptions des constructeurs.

#### Emergency Stand-by Power (ESP) : Charge variable, durée limitée (25h/an à 100%, 200 h/an à 80%)

La puissance pour utilisation limitée est la puissance maximale qu'un groupe électrogène est capable de fournir sous charge variable pendant au maximum 25 heures par an, entre les intervalles normaux de maintenance et dans des conditions ambiantes définies. Il pourra fournir 80% ou moins de cette puissance pendant au maximum 200 heures par an. Aucune surcharge n'est possible.

Les puissances des groupes électrogènes auxquelles fait référence le présent CPT s'entendent comme les puissances principales (PRP) disponibles aux bornes des groupes électrogènes, corrigées pour les conditions ambiantes du site telles que décrites au chapitre 1.3 Données Générales. Elles sont indiquées en kilowatts (kW) pour une fréquence de 50 Hz à un facteur de puissance (cos phi) de 0,8.

Le soumissionnaire devra indiquer dans son Dossier technique les facteurs correctifs utilisés pour convertir les puissances ISO des groupes en puissances disponibles sur site.

#### Puissance des groupes du présent appel à projets

Les groupes électrogènes faisant partie de l'objet des présentes prescriptions techniques sont caractérisés par les puissances indiquées ci-dessous.

Pour chaque site, la puissance principale (PRP) sur site des groupes électrogènes sera :

Site de projet 1 : ..... kW PRP (quarante-huit kilowatts)  
Site de projet 2 : ..... kW PRP (quatre-vingt kilowatts)

Les groupes électrogènes seront formés par accouplement de moteur diesel avec alternateur.

### **3.1.3 Moteur Diesel**

#### Critères de choix

Les moteurs doivent être d'une construction solide, robuste et fiable, faciles à exploiter et à entretenir.

Les soumissionnaires devront fournir une liste de références suffisantes pour prouver l'aptitude du moteur à pouvoir fonctionner dans des conditions sévères.

En plus de ce qui précède, il sera tenu compte dans le classement technique des offres des critères ci-dessous :

- La vitesse de rotation du groupe : elle sera de préférence inférieure ou égale à 1500 tr/min. Dans le cas contraire, le soumissionnaire devra justifier son choix
- La vitesse linéaire du piston : elle doit être inférieure ou égale à 9 m/s
- La pression moyenne effective
- Les consommations spécifiques de combustible et d'huile moteur.
- Les températures d'eau, d'huile et de gaz d'échappement garanties à la PRP sur site.
- L'efficacité des filtres à air

#### Dispositions constructives du moteur

Le soumissionnaire fournira dans son Dossier Technique une notice descriptive des principaux organes du moteur et de ses performances, illustrés par des dessins et vues éclatées sous forme de coupes transversales et longitudinales du groupe.

Pompes d'injection : les caractéristiques des pompes d'injection seront précisées.

### **3.1.4 Alternateur**

L'alternateur du groupe électrogène sera à auto-excitation statique, sans bagues ni balais, auto ventilé et équipé d'un régulateur de tension.

Le rotor et le stator de l'alternateur doivent être isolés en classe F, et supporter un échauffement correspondant à celui de la classe F

L'alternateur est couplé en étoile avec neutre sorti et fournit une tension de 380 / 220 Volts, 50 Hz en charge avec un degré de protection minimum IP23

### **3.1.5 Installation des groupes électrogènes (pour systèmes hybrid)**

Le moteur et l'alternateur seront accouplés ensemble et montés sur un châssis métallique commun pour former ainsi un groupe électrogène avant la livraison.

Le châssis sera pourvu d'anneaux permettant la manutention du groupe et reposera sur une dalle en béton armé par l'intermédiaire d'amortisseurs de vibrations dont le nombre et la disposition seront calculés en fonction de la charge dynamique du groupe.

Tous les accessoires nécessaires à l'installation du groupe seront fournis avec celui-ci.

Le châssis du groupe électrogène sera équipé d'un coffret à borniers sur lequel seront raccordés l'ensemble des capteurs installés sur le groupe, notamment les thermostats, pressostats, tachymètre, etc.

Le groupe sera livré dans sa version carénée insonorisée.

### **3.1.6 Performance des groupes électrogènes (pour systèmes hybrides)**

#### Puissances

Le soumissionnaire doit inscrire dans le Questionnaire n° 7 les puissances suivantes garanties sur site aux bornes de l'alternateur des groupes :

- Puissance continue (COP) selon les conditions ISO et selon celles du site,
- Puissance principale (PRP) selon les conditions ISO et selon celles du site,
- Puissance pour utilisation limitée (LTP) selon les conditions ISO et selon celles du site.

Le soumissionnaire doit aussi remplir l'ensemble du Questionnaire n° 7 - Données des groupes électrogènes – Partie 1 Caractéristiques générales (cf annexe).

#### Consommations spécifiques

Le soumissionnaire doit spécifier les consommations spécifiques de combustible gasoil garanties sur site, avec une tolérance de 5% sur la base de mesures effectuées sur banc d'essai du constructeur des groupes électrogènes.

Les conditions d'essai seront précisées et les consommations spécifiques données en kJ / kWh.

Le groupe électrogène équipé de ses auxiliaires attelés (pompe à eau, pompe à huile etc....) et de son régulateur de vitesse devra subir les essais conformes aux programmes suivants :

- Une heure de marche à vide
- Une heure de marche à 110% de la puissance COP
- Quatre heures de marche à 100% de la puissance COP
- Une heure de marche à 75% de la puissance COP
- Une heure de marche à 50% de la puissance COP

Durant ces essais, il est fondamental de vérifier que la pression d'huile à l'entrée du moteur n'est pas en baisse et que les températures d'huile, eau et gaz d'échappement à la sortie du moteur ne sont pas en hausse au-dessus des seuils qui leur sont recommandés par le constructeur du moteur diesel.

Le soumissionnaire doit également spécifier les consommations spécifiques d'huile de graissage du groupe, garanties après 500 heures de fonctionnement sur site à la puissance COP. Une tolérance de 10% sera accordée à cette valeur.

#### Régulation de tension

L'alternateur du groupe électrogène sera équipé d'un régulateur automatique de tension dont la fonction est de stabiliser celle-ci en régime permanent et la maintenir dans un intervalle précis en régime transitoire.

En régime permanent, la tension devra être stabilisée à +/- 2,5% de sa valeur nominale, quelle que soit la valeur de la charge et de son facteur de puissance ainsi que l'état thermique de l'alternateur

En régime transitoire, dans le cas d'un délestage ou d'une prise de charge provoquant une variation de charge égale au quart de la puissance nominale du groupe, sous un facteur de puissance supérieur ou égal à 80% et quel que soit le régime permanent initial, l'écart maximal de tension ne devra point atteindre 5% de la tension nominale.

Le retour au régime stable et permanent s'effectuera en moins de deux (2) secondes

La chute de tension transitoire provoquée par l'application brusque à partir de la marche à vide d'une charge égale à la puissance nominale du groupe et dont le facteur de puissance est de 80%, doit être inférieure à 20% de la tension nominale.

La tension sera ramenée dans les limites de +/- 5% de sa valeur nominale en moins d'une seconde, et stabilisée sans pompage en moins de trois secondes.

L'alternateur doit pouvoir être synchronisé en parallèle avec d'autres unités

#### Régulation de vitesse

Le soumissionnaire doit spécifier le type de régulateur et ses caractéristiques ainsi que ses performances garanties de régulation : écarts de variation de vitesse en régime transitoire et permanent, temps de retour à l'état stable après un délestage ou une prise de charge brusque égale à 100% de la charge nominale du groupe, etc.

Le régulateur doit nécessairement offrir la possibilité de commande locale et à distance.

#### Auxiliaires électromécaniques des groupes (pour systèmes hybrides)

En fonction des plans des différents compartiments du bâtiment principal de la centrale et de ses ouvrages annexes, le soumissionnaire doit proposer une structure d'implantation des divers équipements prévus à l'intérieur et à l'extérieur de la centrale.

Le calcul des dimensions des conduites, câbles et chemin de câbles, tôles et autres accessoires nécessaires au montage et à l'interconnexion des ouvrages, sera fait en fonction de l'implantation retenue pour le matériel.

Le soumissionnaire doit fournir les schémas des circuits d'huile, d'eau de refroidissement, de combustible et d'air pour alimentation des moteurs diesel.

La conception de ces circuits d'huile, eau, combustible et air doit nécessairement tenir compte des contraintes climatiques caractérisées par la hausse des températures et la fréquence élevée des vents de sable.

Une attention particulière doit être accordée à l'étanchéité des circuits (contre l'entrée de poussière et de sable) et aux seuils de filtration afin d'arrêter le maximum d'impuretés.

Les filtres seront pourvus d'indicateurs de colmatage et leur efficacité précisée par le soumissionnaire. Il est préférable que les pompes à eau, à huile et d'alimentation du moteur en gasoil soient du type attelé.

#### Circuit de refroidissement

Le système de refroidissement sera par eau ou par air, le soumissionnaire justifiera le système de refroidissement proposé.

#### Circuit de graissage

Le circuit de graissage du moteur diesel comporte différents accessoires tels que la pompe à huile qui est attelée au vilebrequin, le ou les filtres à huile, le radiateur et le régulateur de pression.

En plus de la pompe principale à huile qui sera du type à engrenage et équipée d'une crépine (protection contre les impuretés) d'aspiration et d'une soupape de sûreté (régulateur de pression), le moteur diesel sera doté d'une électro-pompe de pré-graissage.

Le Carter ou plaque de base qui constitue entre autres le réservoir d'huile du moteur aura une capacité suffisante pour assurer une autonomie de fonctionnement prolongée sans qu'il soit besoin de faire des appoints d'huile.

La vidange de l'huile du carter doit pouvoir se faire de façon simple.

Un ensemble de filtres-glacières et un système de ventilation du carter moteur type reniflard seront installés pour évacuer les vapeurs d'huile à l'extérieur de la centrale.

L'huile sera livrée à la centrale dans des fûts dont elle sera transférée par pompe à main type JAPY. Cette pompe sera pourvue de raccord flexible en longueur suffisante et accessoires nécessaires au remplissage de la caisse destinée aux appoints des groupes en huile neuve.

Le soumissionnaire doit fournir une note descriptive du circuit de graissage du moteur diesel : graissage des paliers principaux de la ligne d'arbre, des pistons et bielles, de l'arbre à cames, des

culbuteurs et tige de culbuteur, capacité du carter et performances de la pompe à huile, efficacité des filtres à huile, circuit de refroidissement etc.

#### Circuit d'échappement

Chaque moteur diesel sera équipé d'un collecteur d'échappement dont la bride de sortie sera fixée à un silencieux conçu de manière à créer une perte de charge la plus faible possible.

Le soumissionnaire doit préciser les performances d'atténuation du bruit du silencieux qui aura un revêtement interne de nature à absorber le son et sera équipé de ses accessoires de montage tels que brides, joints et boulons.

Un ou plusieurs compensateurs de dilatation seront installés le long de la conduite extérieure d'échappement ; cependant la conduite intérieure sera couverte par une matière calorifuge. La fumée des gaz d'échappement doit être orientée à la sortie du silencieux vers la direction des vents dominants et dépasser d'un mètre au moins le toit du bâtiment de la centrale.

Afin d'éviter les mouvements vibratoires à la structure du bâtiment, des amortisseurs de vibrations seront installés sur le système d'échappement.

Toutes les conduites de raccordement ainsi que les supports, joints et brides nécessaires au montage du circuit d'échappement seront fournis.

#### Circuit d'admission d'air

Compte tenu des conditions sévères du site, caractérisées par des vents de sable fréquents et intenses, deux types de filtre à air doivent équiper le moteur.

Le soumissionnaire doit étudier l'efficacité des filtres et leur capacité à éliminer les poussières et impuretés en suspension dans l'air tout en conservant leurs propriétés filtrantes.

Faisant de manière à pouvoir espacer de façon raisonnable leur entretien. Le circuit de filtration d'air du moteur diesel sera composé de deux filtres disposés en série :

- Un filtre primaire auto-nettoyeur type à inertie, dont la courbe efficacité en fonction de la taille des particules sera fournie par le soumissionnaire
- Un filtre secondaire qui doit avoir un degré d'efficacité élevé, et posséder une surface filtrante suffisamment grande pour réduire les pertes de charge.

Le soumissionnaire doit fournir une notice descriptive des filtres et éléments de filtre, indiquer ceux à nettoyer ou à remplacer après chaque colmatage de filtre. Chaque filtre sera pourvu d'un indicateur de colmatage. Le soumissionnaire doit préciser les conditions d'essais (granulométrie des particules, sable d'essai etc....) dans lesquelles l'efficacité des filtres a été déterminée et notamment le circuit de mesure utilisé.

#### Circuit de combustible

Le système d'alimentation des moteurs diesel en carburant se compose essentiellement du circuit installé directement sur le moteur, des réservoirs propres de chaque groupe et de la cuve extérieure :

- Le moteur est équipé d'un circuit d'alimentation directe en gasoil comprenant essentiellement un filtre primaire d'aspiration, une pompe d'alimentation en carburant, un filtre secondaire de refoulement, les tubes de cheminement de carburant, les injecteurs et les tuyaux d'injecteur. Le combustible gasoil traverse successivement le filtre d'aspiration, la pompe d'alimentation, le filtre de refoulement, les tuyaux de cheminement de carburant et les injecteurs avant d'être atomisé pour le mélange avec l'air dans la chambre de combustion.
- Les réservoirs propres de chacun des groupes seront d'une capacité minimale de 200 L chacun.
- La cuve extérieure alimente par un circuit commun les réservoirs des deux groupes.

Cette cuve sera placée en hauteur sur sa structure propre à proximité immédiate du bâtiment principal de façon à pouvoir alimenter les réservoirs des groupes de façon gravitaire. Elle sera protégée des intempéries et du rayonnement direct en faces latérales et en couverture au moyen de maçonnerie / bacs acier. Sa capacité sera de 5.0 m<sup>3</sup> (cinq mètres-cube). Elle sera constituée en matériau polyéthylène haute densité, sera stable et rigide. Elle sera conçue pour le stockage de produits pétroliers et pour utilisation en extérieur. Elle sera équipée d'une jauge de niveau, et du système de tuyauterie et vannes nécessaire à l'alimentation gravitaire des réservoirs des groupes. Elle sera équipée d'un bac de rétention. Elle sera équipée d'un système de dépotage adéquat pour son remplissage depuis un camion-citerne. Elle sera conforme à la norme NF EN 13341 (août 2005). Sur le tuyau d'alimentation en gasoil propre à chaque groupe électrogène, seront installés en série un filtre de grande efficacité et un compteur totaliseur de la consommation du moteur diesel en carburant. L'ensemble des conduites, brides, vannes, colliers, joints et supports nécessaires au montage et raccordement du circuit, des pompes de transfert et de dépotage seront fournis et installés par l'entreprise.

#### Démarrage du groupe électrogène

Les groupes électrogènes seront équipés de démarreur électrique 12 V ou 24 V. Ceux-ci devront pouvoir être mis en marche par un mécanisme automatique.

#### **3.1.7 Pièces de rechange**

Le Fournisseur fournira les pièces de rechange et les consommables, hors carburant et huile, pour 15000 heures de service des groupes et pour 3 années de service pour tous les équipements des groupes ainsi que les outillages spéciaux pour le montage, le démontage, l'entretien et la mise en service des groupes.

Le Fournisseur fournira aussi un ensemble des pièces d'usure, injecteurs, joints moteur, joints circuit d'eau et de gas-oil, aéroréfrigérants, une platine de diodes complète par alternateur.

Le conditionnement des pièces de rechange devra être adapté pour un stockage prolongé dans les conditions climatiques des sites.

Le Fournisseur s'engage à maintenir disponibles les pièces de rechange des groupes neufs pendant 20 ans.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n°8 – Pièces de rechange et consommables (cf. Annexe)

#### Tableau Divisionnaire Générateur Thermique

Le Tableau Général Basse Tension de la centrale hybride comprend :

- le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire (TDGS)
- le Tableau Divisionnaire Générateur Thermique (TDGT)
- le Tableau de Distribution Intérieure (TDI).

Il est traité ici de la composante Générateur Thermique.

Le Tableau Divisionnaire Générateur Thermique (TDGT) sera un coffret étanche fermant à clé.

Le TDGT comprendra :

- L'interrupteur principal générateur thermique (en amont du disjoncteur général sur la ligne en provenance des groupes). Celui-ci devra fonctionner en opposition ouvert / fermé avec l'interrupteur principal générateur solaire.
- L'interrupteur secondaire générateur thermique (sur la liaison vers l'ensemble onduleur chargeur)

Une étiquette au niveau de l'interrupteur principal générateur thermique indiquera « point de coupure liaison principale générateur thermique ».

Une étiquette au niveau de l'interrupteur secondaire générateur thermique indiquera « point de coupure liaison secondaire générateur thermique ».

Le soumissionnaire ajoutera aux composants de ce tableau tout autre équipement (notamment équipement de protection) jugé utile, en justifiant la nécessité de cet équipement.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n° 9 - Données des tableaux basse tension (cf. Annexe).



## 3.2 Tableau Général Basse Tension

Le Tableau Général Basse Tension de la centrale hybride constitue l'armoire de puissance par laquelle transite toute l'énergie produite.

Il comprend essentiellement le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire (TDGS), le Tableau Divisionnaire Générateur Thermique (TDGT), le Tableau de Distribution Intérieure (TDI), ainsi que la protection générale de la centrale, le dispositif de comptage, le départ principal.

Le Tableau Général Basse Tension sera un coffret étanche fermant à clé.

Il comportera :

- En face avant
  - un voyant présence tension
  - les boutons poussoirs de commande pour ouverture et fermeture des interrupteurs et disjoncteurs intérieurs
  - l'interface du dispositif de comptage
  - Une verrine de signalisation et d'effacement des défauts
  - Un dispositif de visualisation de différentes tensions et courants
  
- A l'intérieur
  - le jeu de barres triphasé + neutre
  - tous les transformateurs d'intensité (TI) et de potentiel (TP) nécessaires aux comptages, protections et mesures
  - tous les interrupteurs des arrivées groupes (TDGT) et onduleur-chargeur (TDGS)
  - le disjoncteur général
  - le départ principal vers le transformateur élévateur qui alimente la localité
  - le départ auxiliaire qui alimente les auxiliaires de la centrale
  - un dispositif de protection foudre sur le départ principal

Une étiquette au niveau du disjoncteur général indiquera «point de coupure générale ».

Le disjoncteur général sera dimensionné selon le courant maximal que le système est susceptible de produire, c'est-à-dire la somme du courant maximum du groupe de puissance supérieure et du courant maximum de pointe de l'onduleur-chargeur.

Le dispositif de comptage et mesure permettra d'afficher :

- Le comptage général (kWh)
- La puissance active (W)
- Le cos phi
- Le courant de chaque phase
- Le courant maximum de chaque phase
- Les tensions PN de chaque phase
- Les tensions et courants composés entre phases

Le soumissionnaire ajoutera aux composants de ce tableau tout autre équipement (notamment équipement de protection) jugé utile, en justifiant la nécessité de cet équipement.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n° 9 - Données des tableaux basse tension (cf. Annexe).

### 3.3 Tableau de Distribution Intérieure

Le Tableau Général Basse Tension de la centrale hybride comprend :

- le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire (TDGS)
- le Tableau Divisionnaire Générateur Thermique (TDGT)
- le Tableau de Distribution Intérieure (TDI).

Il est traité ici de la composante Distribution Intérieure.

Le Tableau de Distribution Intérieure (TDI) sera un coffret étanche (IP43) fermant à clé.

Le TDI comprendra :

- Un interrupteur différentiel 30mA pour la protection des personnes (calibre à déterminer)
- Des disjoncteurs P/N pour les prises de courant et les points lumineux
- Une mise à la terre pour les masses
- La longueur de câble nécessaire à l'alimentation des auxiliaires

Ce tableau sera conçues suivant la norme NFC 15-100.

Le soumissionnaire doit renseigner le Questionnaire n° 8 - Données des tableaux basse tension (cf. Annexe).

## 4. CABLAGES ET PROTECTIONS

Le soumissionnaire fournira dans son Dossier Technique une note de calcul du dimensionnement de tous les câbles CA et CC. Les caractéristiques mécaniques et électriques des câbles qu'il propose y seront précisées.

### 4.1 Dimensionnement des composants CC

Tous les composants CC (câbles, interrupteurs, connecteurs, etc.,...) du système doivent être choisis en fonction de la valeur de courant et tension maximum des modules connectés en série/parallèle constituant le champ PV.

Tous les composants CC seront calibrés, au minimum :

- En tension :  $V_{co} (STC) \times 1,15$
- En courant :  $I_{cc} (STC) \times 1,25$

Dans tous les cas, les câbles seront dimensionnés en appliquant les facteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble).

## 4.2 Câblages et protections CC

### Câbles CC

Les câbles extérieurs doivent être à la fois, flexibles, stables aux UV, résistant aux intempéries, à la corrosion et compatibles avec la connectique rapide.

Tous les câbles seront sélectionnés de manière à ce que les risques de défaut à la terre ou de court-circuit soient minimisés.

L'ensemble des câbles CC sera de type unipolaire souple à double isolation (classe II) ignifugés et sans halogènes. Les câbles CC seront résistants aux UV (même si non exposés au soleil), dimensionnés pour une température ambiante de 70°C.

Le code de couleur normalisé sera respecté : conducteur de polarité négative de couleur bleue.

Le dimensionnement des câbles doit être effectué en fonction des courants et tensions déterminés selon les précisions apportées par le paragraphe 2.13.1 Dimensionnement des composants CC. On fera référence à la norme NFC 15-100 pour dimensionner les câbles.

Le soumissionnaire devra fournir une note de calcul sur le dimensionnement des câbles dans son Dossier Technique.

Les chutes de tension entre modules et régulateurs MPPT sont admissibles dans la limite de 3% aux conditions STC

Le soumissionnaire devra fournir une note de calcul sur les chutes de tension dans son Dossier Technique.

### Connecteurs CC

Au niveau des modules, on utilisera des connecteurs débrochables. Les connecteurs doivent être spécifiés pour le courant continu. Ils doivent être dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés.

Une étiquette « ne pas déconnecter en charge » doit être fixée à proximité des connecteurs. Les connecteurs doivent :

- assurer une protection contre les contacts directs (> IP21)
- être de classe II
- résister aux conditions extérieures (UV, humidité, température,...) (> IP54)

## Chemins de câbles

Afin de protéger l'installation des risques de surtension et surintensité liés à la foudre, une attention particulière sera portée au fait d'éviter de créer des boucles dans le câblage des modules : on placera donc les câbles connectant les modules un à un en série et le câble retour dans le même chemin de câble. De même, le cheminement des câbles de masses ne comportera aucune boucle induite.

En extérieur : les câbles CC courant depuis le champ PV jusqu'aux régulateurs MPPT seront placés dans des fourreaux diamètre 200 mm enterrés à une profondeur de 500 mm minimum.

A l'intérieur du bâtiment de la centrale : les câbles CC (bus CC, câbles entre onduleurs-chargeurs et batterie) seront placés dans des tranchées couvertes par dalles métalliques affleurantes, amovibles. Elles seront pourvues de trous pour faciliter les manutentions.

L'entrepreneur réalisera les percements, confectionnera les gaines et fourreaux et posera les chemins de câbles nécessaires au passage des câbles depuis les modules jusqu'aux régulateurs.

## Armoire de Jonction Parallèle

L'armoire de jonction parallèle (AJP) permet la mise en parallèle des chaînes de modules PV, la protection et l'isolation du champ PV et contient le (ou les) départ(s) vers le (ou les) régulateur(s) MPPT. Ces départs sont dénommés Liaisons principales CC.

Elle devra être implantée au plus près du champ PV en un point facilement accessible par l'exploitant.

Elle devra comporter des étiquettes de repérage et de signalisation de danger : « Armoire de jonction parallèle champ PV » avec une étiquette « danger, conducteurs actifs sous tension durant la journée ». Les étiquettes devront être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...)

Afin de garantir un bon niveau de sécurité, l'armoire de jonction devra répondre aux dispositions suivantes:

- enveloppe non-propagatrice de la flamme
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil
- séparation des borniers positifs et négatifs avec une isolation appropriée
- disposition des bornes terminales de telle sorte que les risques de courts-circuits durant l'installation ou la maintenance soit improbables.

## Cette AJP contient :

- les fusibles de chacune des chaînes
- un interrupteur-sectionneur général CC au départ de chacune des liaisons principales CC
- un parafoudre CC au départ de chacune des liaisons principales CC

## Fusibles

Des fusibles seront installés à la fois sur la polarité positive et négative de chaque chaîne. Les fusibles devront être :

- appropriés pour le courant continu
- calibrés pour une valeur de courant comprise entre  $1,25 I_{cc}$  et  $2 I_{cc}$  (STC).
- dimensionnés pour fonctionner à une tension égale à  $V_{co}$  (STC) x 1,15 x nb de modules par chaîne.

#### Interrupteur-sectionneur principal CC

L'interrupteur-sectionneur CC sur la liaison principale CC en amont du régulateur MPPT, est un moyen d'isoler électriquement le champ PV tout entier.

Il sera mis en place un interrupteur-sectionneur remplissant à la fois la fonction de coupure en charge et de sectionnement.

L'interrupteur-sectionneur CC doit être dimensionné pour la tension et le courant maximum déterminés selon les précisions apportées au paragraphe 2.13.1 Dimensionnement des composants CC

L'interrupteur-sectionneur CC sera étiqueté « Interrupteur-Sectionneur principal champ PV » avec un repérage clair des positions ON/OFF.

Une note de calcul du calibre de l'interrupteur-sectionneur CC sera incluse au Dossier Technique.

#### Parafoudre CC de protection du champ PV

L'armoire de jonction parallèle contiendra un parafoudre CC. Il sera de type bipolaire sur circuit courant continu en potentiel flottant (type varistances à oxyde de zinc avec déconnexion thermique intégrée, entre polarités et terre).

Les caractéristiques du parafoudre sont déterminées par les critères suivants :

- $U_n$  : la tension doit être choisie de telle sorte que la varistance ne conduise pas en tension de circuit ouvert des modules. En pratique, on retiendra  $U_n = 1,2 \times V_{co}$ .
- $U_p$  : Niveau de protection : en kV selon la tenue aux chocs des équipements à protéger au  $I_n$  déclaré
- $I_n$  : en kA en onde (8/20  $\mu$ s)

#### Liaisons principales CC

Pour un système de N chaînes connectées en parallèle, chacune d'elles étant constituée de M modules connectés en série, les liaisons principales CC seront dimensionnées de la manière suivante :

- Tension :  $V_{co}$  (STC) x M x 1,15
- Courant :  $I_{cc}$  (STC) x N x 1,25

Pour chacune des entrées du régulateur MPPT, la liaison principale sera réalisée par 2 câbles unipolaires double isolation (classe II) ignifugés et sans halogènes et de section suffisante pour limiter

les chutes de tension au minimum. Ils seront munis de connecteurs débrochables appropriés pour le courant continu.

Le code de couleur normalisé sera respecté : conducteur de polarité négative de couleur bleue.

Cette liaison sera placée dans une gaine de diamètre 90 mm enterrée à une profondeur de 0,60 m. Un grillage avertisseur sera placé à 0.20 m au-dessus de la gaine.

#### Câbles CC du parc batterie

Le parc batterie pourra éventuellement être subdivisé en sous-ensembles.

Les liaisons CC reliant le parc batterie (ou les sous-ensembles) au reste du système seront dimensionnées selon les précisions apportées au paragraphe 2.13.1 Dimensionnement des composants CC.

Le calcul du courant de court-circuit du parc batterie (ou de ses sous-ensembles) s'effectue selon la norme NF C 15-100, soit  $I_{cc} (A) = 10 \times C (Ah)$ , où C est la capacité nominale de la batterie. On utilisera la valeur C10.

Les liaisons CC entre parc batterie et le reste du système seront protégées par fusibles calibrés selon les courants et tensions des sous-ensembles.

Un interrupteur courant continu sera installé sur la liaison principale CC entre parc batterie et reste du système.

Câblage et protection en sortie de régulateur MPPT

#### Cas d'une architecture sur bus CA

Le câble en sortie de régulateur MPPT sera de type CA.

La partie CA de l'installation photovoltaïque peut être considérée comme un circuit spécifique de la distribution interne et doit répondre aux spécifications de la norme NFC 15-100.

Le câble CA de sortie du régulateur sera de classe II. Il devra être dimensionné pour limiter la chute de tension à une valeur inférieure à 3% (idéalement 1%).

Il sera disposé sur cette liaison un disjoncteur CA, dénommé « Disjoncteur Secondaire Champ PV (CA) ». Ce disjoncteur sera dimensionné selon les courants  $I_{cc}$  (pouvoir de coupure) et  $I_{nom}$  (calibre).

Une note de calcul du dimensionnement de ce disjoncteur sera incluse au Dossier Technique.

Ce disjoncteur secondaire sera étiqueté « Disjoncteur Secondaire Champ PV (CA) » avec un repérage clair des positions ON/OFF.

### Cas d'une architecture sur bus CC

Le câble en sortie de régulateur MPPT sera de type CC.

Le câble CC de sortie du régulateur sera de classe II. Il devra être dimensionné pour limiter la chute de tension à une valeur inférieure à 3% (idéalement 1%).

Son dimensionnement sera réalisé selon les précisions apportées au paragraphe 2.13.1 Dimensionnement des composants CC

Il sera disposé sur cette liaison un disjoncteur CC, dénommé « Disjoncteur Secondaire Champ PV (CC) ». Ce disjoncteur sera dimensionné selon les courants  $I_{cc}$  (pouvoir de coupure) et  $I_{nom}$  (calibre).

Une note de calcul du dimensionnement de ce disjoncteur sera incluse au Dossier Technique.

Ce disjoncteur secondaire sera étiqueté « Disjoncteur Secondaire Champ PV (CC) » avec un repérage clair des positions ON/OFF.

## **4.2 Câblages et protections CA**

Le câblage CA se répartit comme suit :

Sous-ensemble groupe électrogène (dépendra de la configuration) :

- Liaison Groupe G1 vers Interrupteur de basculement
- Liaison Groupe G2 vers Interrupteur de basculement
- Liaison Interrupteur de basculement vers onduleur-chargeur

Sous-ensemble onduleur-chargeur vers point de livraison :

- Câbles de sortie des onduleurs-chargeurs individuels
- Liaison principale Ensemble onduleurs-chargeurs vers le Tableau Divisionnaire Générateur Solaire

### Câbles CA

L'ensemble des câbles de liaison utilisés en extérieur ou à l'intérieur du bâtiment répondra aux normes en vigueur (isolement, résistance aux ultraviolets, résistance mécanique, etc.), de même que les conduits utilisés pour le cheminement des câbles.

Les câbles CA dans la salle des groupes et dans la salle de contrôle seront placés dans des tranchées couvertes par dalles métalliques affleurantes, amovibles munies de trous pour faciliter les manutentions. Leur indice de charge sera adapté au poids du plus lourd des groupes électrogènes.

Les câbles respecteront le code normalisé des couleurs (phase : rouge/marron/noir, neutre : bleu, PE : vert-jaune)

### Liaisons Groupes G1 et G2 vers Interrupteur de basculement

Les groupes devront être livrés avec leurs protections propres.

Ils seront équipés :

- D'une protection contre les courts circuits (disjoncteur type MCCB)
- D'une protection contre la surchauffe
- D'une protection contre la dépression d'huile
- D'une protection contre les surcharges : celle-ci devra permettre de protéger les groupes électrogènes contre une demande de puissance supérieure à ce qu'ils peuvent fournir. Concrètement, cela peut être réalisé par le disjoncteur de protection si il est convenablement équipé ou par des fusibles de protection. Cette protection devra être dimensionnée pour protéger aussi bien l'alternateur que le moteur du groupe électrogène. En général, nous recommandons que la protection puisse couper de manière certaine à 1,15 fois le calibre nominal.
- D'une protection contre les courants inverses

### Interrupteur de basculement entre groupes

Cet interrupteur de basculement doit pouvoir être basculé de façon manuelle. Il doit par ailleurs pouvoir être automatisé pour basculement sur consigne de facteur de charge.

### Liaison TDGT vers Ensemble onduleur-chargeur

Un fusible calibré selon le courant nominal et le courant de court-circuit du plus puissant des deux groupes sera installé sur la liaison Interrupteur de basculement vers ensemble onduleur-chargeur.

### Liaison Ensemble onduleur-chargeur vers TDGS

Les câbles en sortie des onduleurs-chargeurs et la liaison principale entre cet ensemble et le TDGS doivent être dimensionnés pour limiter la chute de tension à une valeur inférieure à 3% (idéalement 1%).

## **4.3 Autres équipements intérieurs**

### Bâtiment principal de la centrale

Outre les ventilateurs-extracteurs installés dans le local batterie et dans la salle de commande, mentionnés au paragraphe II.4.10 Ventilation, et les équipements des groupes, les locaux du bâtiment de la centrale seront équipés de :

- Points lumineux : de type fluo-compact ou tube fluo, au nombre de quatre dans la salle des groupes, deux dans la salle de contrôle, deux dans le local batterie, un point lumineux dans chaque autre pièce du bâtiment de la centrale. Le soumissionnaire s'assurera que les équipements installés dans le local batterie respectent les prescriptions de la directive ATEX 94/9/CE pour utilisation en atmosphère explosive.
- Prises de courant : au nombre de trois dans la salle des groupes, quatre dans la salle de contrôle.



- Un système mobile de manutention composé d'un portique et palan permettant la manutention des éléments des groupes électrogènes sera fourni.
- Compresseur d'air : Pour le nettoyage des groupes, un compresseur de capacité 15 litres/s et 10 bars est installé dans la salle des groupes. Il est équipé de son coffret de commande, un réservoir d'air comprimé 100 litres, un système de déshuileur, deux tuyaux flexibles armés, chacun d'une longueur suffisante pour atteindre toutes les zones à nettoyer. Les raccords seront du type rapide normalisé. Deux supports seront prévus pour ranger les flexibles.
- Matériel de lutte contre l'incendie : extincteurs 9 kg, extincteurs à poudre et à CO2 sur chariots. Le fournisseur des groupes indiquera si ces moyens de lutte contre l'incendie sont suffisants pour la protection des groupes qu'il fournit.
- Armoire des premiers secours : fermée à clé fixée sur le mur de la salle de commande, elle contient le matériel nécessaire pour désinfecter et protéger les blessures légères et les coupures (compresses, désinfectant, pansements), bander une zone traumatisée (bandes), nettoyer les yeux (sérum), les ciseaux, pinces à écharde et autres petits instruments, un livret de soins des premiers secours.

#### Bloc administratif / loge gardien

- Points lumineux : de type fluo-compact ou tube fluo, au nombre de deux dans le bloc administratif, un dans la loge gardien et un dans le bloc sanitaire.
- Prises de courant : au nombre de deux dans le bloc administratif et deux dans la loge gardien.

#### Mise à la terre

L'interconnexion des masses est d'une importance fondamentale pour le bon fonctionnement des protections contre la foudre et les surtensions.

L'ensemble des masses métalliques des équipements constituant l'installation de production de l'électricité doit être interconnecté et relié à un réseau de terre unique.

L'interconnexion des masses entre le champ photovoltaïque et les équipements électriques sera réalisée avec un câble cuivre de section minimale 25 mm<sup>2</sup>. Le conducteur de masse sera posé à proximité immédiate des conducteurs actifs afin de limiter la surface de boucle, préjudiciable en cas de surtension due à la foudre.

Toutes les structures métalliques conductrices du bâtiment ainsi que celles des modules (structures support) seront mises à la terre.

L'équipotentialité des masses métalliques des équipements électroniques (onduleurs, coffrets de protection, etc.) se fera de la manière suivante :

- si la distance est inférieure à 2 m entre équipements et barre d'équipotentialité, chaque masse d'équipement sera directement raccordée à la barre d'équipotentialité par des conducteurs de masse de section minimale 10 mm<sup>2</sup>.
- si la distance est supérieure à 2 m entre équipements et barre d'équipotentialité, chaque masse d'équipement sera directement raccordée à la câblette cuivre nu commune proche des équipements elle-même reliée à la barre d'équipotentialité.

Ces connexions devront être réalisées même si un conducteur PE relie déjà 2 équipements via un câble d'alimentation.

D'une manière générale, l'interconnexion des masses se fera de préférence d'une manière maillée, plutôt qu'en étoile, surtout si les câbles d'interconnexion sont longs.

#### Circuit continu CC

Le circuit CC sera à potentiel flottant (pratique européenne), c'est à dire qu'aucune des polarités CC ne sera reliée à la terre.

#### Circuit alternatif AC

L'entreprise se conformera aux recommandations du fournisseur des régulateurs et onduleurs-chargeurs pour leur mise en œuvre dans le cadre du régime TT.

Dans tous les cas, le bâtiment comportera une boucle à fond de fouille (interconnecté avec le ferrailage de la dalle) sur laquelle vont se connecter les cellules HTA, les écrans des câbles HTA, le transformateur et les connecteurs séparables HTA. Ces connections se feront via une câble cuivre nu de sections 25mm<sup>2</sup> et des connecteurs en C. Les raccords à serrage mécanique à boulonner sont interdits.

### **4.4 Signalisation**

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (opérateur, chargés de maintenance, services de secours, etc.) il est impératif de signaler le danger lié à la présence de deux sources de tension (photovoltaïque et groupe électrogène) sur le site.

Pour cela, il est demandé la pose de signalisation indiquant la nature du danger à proximité des différents équipements :

- Etiquette « Attention : présence de 2 sources de tension Groupes électrogènes et Photovoltaïque - Isoler les 2 sources avant toute intervention » à proximité du TGBT et de l'ensemble onduleur-chargeur.
- Etiquette « Ne pas ouvrir en charge » ou « Ne pas déconnecter en charge » à proximité des différents équipements concernés.

Le schéma électrique de l'installation et le schéma d'implantation des composants du générateur photovoltaïque, sous forme de documents plastifiés seront placés à proximité du TGBT.

## **5. RESEAU DE DISTRIBUTION**

### **5.1 Principe et description générale**

Le réseau de distribution sera de structure arborescente et prévu avec un neutre distribué et rigidement mis à la terre. Il est réalisé en triphasé avec trois conducteurs de phase, un conducteur neutre et un conducteur pour l'éclairage public (EP).

Les câbles utilisés seront du type isolé, pré-assemblé, en aluminium de section optimisée 54 (ou moins) mm<sup>2</sup> pour les artères principales, de 35 mm<sup>2</sup> et / ou 16 mm<sup>2</sup> pour les autres tronçons. Les lignes 16 mm<sup>2</sup> seront réalisées sans EP.

La hauteur minimale du câble par rapport au sol sera de :

- 3,5 mètres en général,
- et de 6 m en cas de passage de voie et le long de la voie principale.

Le point de livraison représente la limite des prestations du titulaire et est constitué des bornes en aval du compteur d'abonné. Il est situé :

- Soit sur un tableau individuel d'abonné sur le domaine privé
- Soit dans un coffret collectif d'abonnés sur le domaine public (uniquement en monophasé).

En aval de ce point de livraison, les installations sont à la charge et de la responsabilité des abonnés.

### **Caractéristiques du réseau de site de projet 1**

Le réseau de site de projet 1 est représenté sur le plan joint au présent dossier d'appel à projets. A partir de la centrale de production de site de projet 1, les longueurs des artères de distributions dans l'extension de base du réseau sont :

- ..... m en câble 70 mm<sup>2</sup>
- .....m en câble 35 mm<sup>2</sup>
- .....m en câble 16 mm<sup>2</sup>

### **Caractéristiques du réseau de site de projet 2**

Le réseau de site de projet 2 est représenté sur le plan joint au présent dossier d'appel à projets. A partir de la centrale de production de site de projet 2, les longueurs des artères de distributions dans l'extension de base du réseau sont :

- ..... m en câble 70 mm<sup>2</sup>
- ..... m en câble 35 mm<sup>2</sup>
- ..... m en câble 16 mm<sup>2</sup>

## **5.2 Câbles conducteurs**

Les câbles retenus pour la réalisation des artères principales des réseaux sont du type isolé, préassemblés en faisceaux de tension nominale 0,6/1kV à neutre porteur ou faisceau porteur.

Les câbles de 70 mm<sup>2</sup> et 35 mm<sup>2</sup> à neutre porteur seront constitués de 3 conducteurs de phases en aluminium, d'un conducteur neutre en alliage d'aluminium (almélec) utilisé comme porteur auxquels sera ajouté un conducteur d'éclairage public de 16 mm<sup>2</sup>. Le faisceau 16 mm<sup>2</sup> aura 4 conducteurs en aluminium et sera autoporteur.

Les sections respectives sont données dans le tableau ci-après :

Type de faisceau	Phase (mm <sup>2</sup> )	Neutre (mm <sup>2</sup> )	E P (mm <sup>2</sup> )
------------------	--------------------------	---------------------------	------------------------

Neutre porteur	3 x35	54,6	16
Neutre porteur	3 x70	54,6	16
Faisceau porteur	3 x16	16	Néant

Caractéristiques principales des faisceaux à neutre porteur :

*Norme NF C 33-209*

<b>Section des phases (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>35</b>	<b>70</b>
Section porteuse (mm <sup>2</sup> )	1x54,6	1x54,6
Dilatation linéaire (1°C)	23x10 <sup>-6</sup>	23x10 <sup>-6</sup>
Masse linéique de la torsade (Kg/Km)	720	1035
Diamètre équivalent de la torsade (mm)	33	38
Tension max. admissible (daN/mm <sup>2</sup> )	10,7	10,7
Capacité des conducteurs de phase (A) à t° 30°C	132	205
Capacité des conducteurs d'EP (A) à t° 30°C	83	83

Identification des conducteurs :

Les conducteurs des faisceaux seront identifiables de façon univoque par raies longitudinales ou impression sur la gaine isolante.

**Caractéristiques principales du faisceau auto porteur 4x16 mm<sup>2</sup>**

Section des phases (mm <sup>2</sup> )	16
Ame conductrice	Aluminium
Poids linéique de la torsade (daN/m)	0,28
Diamètre équivalent de la torsade (mm)	19
Tension max. admissible (daN/mm <sup>2</sup> )	190
Capacité des conducteurs de phase (A) à t° 30°C	83

Identification des conducteurs :

Les conducteurs des faisceaux seront identifiables de façon univoque par impression sur la gaine isolante.

### 5.3 Supports de ligne

Les supports d'alignement, d'angle, ainsi que les supports d'ancrage seront constitués de poutrelles d'acier, de poteaux bois ou de système de fixation aux habitations lorsque celles-ci le permette. Le soumissionnaire recherchera la solution la plus économique offrant des garanties techniques suffisantes. Pour justifier de l'intérêt de la solution qu'il propose, le soumissionnaire présentera dans son offre :

- Une offre de base, avec des supports en béton de type normalisé au Bénin

- Sa solution la plus économique.

Pour l'analyse financière des offres, si sa solution technique est retenue, c'est cette dernière qui sera prise en compte pour l'évaluation de son offre financière.

### **5.3.1 Rappels sur les contraintes des supports**

#### Longueur totale des supports

La hauteur totale des supports est la somme de la profondeur de la fouille, de la hauteur d'accrochage des câbles au-dessus du sol et de la distance libre entre le niveau d'accrochage des câbles et le sommet du support (0,25 mètre).

La hauteur d'accrochage des conducteurs au-dessus du sol se calcule par la somme de la distance de garde au sol (3,5 ou 6 m) et de la flèche maximale dans l'hypothèse de température maximale (50°C) sans vent.

La profondeur de la fouille est généralement prise à 0.5 m augmenté du dixième de la hauteur totale du support.

#### ***Efforts agissant sur les supports :***

##### Supports d'alignement :

Ils doivent pouvoir résister aux efforts résultant de la combinaison des charges suivantes:

1. Traction des câbles de branchement.
2. Poussée du vent sur le support lui-même;
3. Poussée du vent agissant sur les câbles des demi-portées adjacentes au support dans le sens transversal de la ligne;
4. Traction des câbles due à l'effet d'angle de déflexion maximale admissible fixée à 5%;

##### Supports d'ancrage :

Trois fonctions sont à distinguer : l'arrêt de ligne; l'angle 90° et la dérivation ou étoilement.

#### ***1. Support d'arrêt de ligne :***

Ce support résistera aux efforts suivants :

- Traction maximale unilatérale du câble
- Dans le plan normal au plan de sa grande inertie : poussée du vent sur la demi-portée du câble, poussée du vent sur la face parallèle au plan de plus la grande inertie du support
- Dans le plan de la résultante des efforts agissant dans les deux directions ci-dessus définies : traction des câbles de branchement

#### ***2. Support d'angle 90 :***

Ce support résistera aux efforts suivants :

- Dans le plan de sa plus grande inertie : traction maximale unilatérale du câble
- Dans le plan normal au plan de sa plus grande inertie : poussée du vent sur la demi-portée du câble, traction des câbles à la température de l'hypothèse considérée mais sans vent, poussée du vent sur la face parallèle au plan de la plus grande inertie du support
- Dans le plan de la résultante des efforts agissant dans les deux directions définies ci-dessus : traction des câbles de branchement.

### 3. Support de dérivation ou d'étoilement

Ce support devra résister aux efforts suivants:

- Dans le plan de sa plus grande inertie : traction maximale unilatérale du câble de la ligne d'ancrage
- Dans le plan normal au plan de sa plus grande inertie : traction différentielle des câbles de la ligne en alignement ou arrêt double, poussée du vent sur la demi-portée de la ligne en dérivation, poussée du vent sur la face parallèle au plan de la plus grande inertie du support
- Dans le plan de la résultante des efforts agissant dans les deux directions ci-dessus définies : traction des câbles de branchement

#### 5.3.2 Autres spécifications

##### Fixation sur les supports :

Toute fixation d'accessoires sur les supports devra se faire par boulons, vis (tire-fond) ou colliers dans le cas de poteaux bois. L'attributaire effectuera toute adaptation des éléments nécessaires à la fixation.

##### Traitement des supports en bois:

Les poteaux devront être préalablement traités contre la moisissure et les parasites (créosote).

## 5.4 Génie civil et types de supports

Le soumissionnaire devra détailler le mode d'encrage des supports en fonction du type proposé (métallique et/ou bois) et du type de fonction du support. Les fondations des poteaux reposeront sur une chape de béton de propreté d'épaisseur supérieur ou égale à 10 cm.

Les types particuliers qui nécessitent un jumelage, l'utilisation de contre fiche ou un haubanage seront décrits.

## 5.5 Hauteur et espacement des supports – tension des faisceaux

### 5.5.1 Hauteur par rapport au sol

La hauteur minimale du câble par rapport au sol sera de :

- 3,5 mètres en général,
- et de 6 mètres en cas de passage de voie et le long de la voie principale.

Le soumissionnaire est responsable du choix de la hauteur totale des supports qui devra être telle que la hauteur minimale du faisceau par rapport au sol ne soit pas inférieure aux valeurs indiquées précédemment pour une température du faisceau de 50°C.

Il est demandé au soumissionnaire d'apporter les solutions les plus économiques adaptées aux contextes respectifs des sites et assurant toute la sécurité nécessaire. Les solutions les plus économiques (type de poteaux support, espacement, etc.) proposées constitueront un critère important de l'appréciation des offres.

#### **5.5.2 Justification de la hauteur par rapport au sol**

Le soumissionnaire devra justifier par une note de calcul la tension du faisceau en rapport avec la résistance des supports et la flèche ou les flèches résultantes proposées.

### **5.6 Accessoires de lignes**

Les accessoires de ligne comprennent tous les matériels nécessaires à la suspension et à l'ancrage du faisceau sur les supports, aux raccordements de jonction et de dérivation des conducteurs ainsi qu'à la mise à la terre du neutre.

Les spécifications fournies dans les § 3.6.1 ; 3.6.2 et 3.6.3 ci-après le sont à titre indicatif. Les soumissionnaires peuvent faire des propositions variantes dûment justifiées si elles permettent un meilleur rapport qualité / prix.

#### **5.6.1 Matériel de suspension des faisceaux**

Le matériel se composera d'une pince de suspension et d'un dispositif d'accrochage de la pince à la poutrelle ou au poteau :

##### Pince de suspension :

Pour les faisceaux 35 (et 70) mm<sup>2</sup>, seul le neutre est inséré dans la gorge de la pince. Le conducteur sera maintenu en place dans la gorge au moyen d'un sabot et d'un ressort en acier inoxydable. Le corps de la pince sera en matériaux synthétique renforcé fibre de verre. Un système similaire sera utilisé pour le faisceau 4x16 mm<sup>2</sup>.

#### Dispositif d'accrochage des pinces de suspension :

Les pinces seront accrochées aux poutrelles ou poteaux par un des deux dispositifs ci-après:

- par un crochet solidaire d'une tige en acier galvanisé à chaud boulonnée sur la poutrelle ou le poteau
- par une console d'alignement en alliage d'aluminium boulonnée au support.

#### **5.6.2 Matériel d'ancrage des faisceaux**

Le matériel se compose d'une pince d'ancrage et d'un dispositif d'accrochage de la pince au support :

#### Pince d'ancrage :

L'ancrage des faisceaux est réalisé à l'aide de pince du type à coincement conique.

La pince ne possède qu'une seule gorge permettant d'insérer le conducteur neutre (système analogue pour conducteur 4x16 mm<sup>2</sup>). Les parties métalliques constituant le corps extérieur de la pince sont en acier galvanisé à chaud. Les parties en contact avec l'isolant du porteur sont en matière synthétique renforcée fibre de verre.

#### Dispositif d'accrochage des pinces d'ancrage :

Le dispositif d'accrochage des pinces d'ancrage doit pouvoir supporter les efforts engendrés par les câbles sur les supports. Le coefficient de sécurité doit être au moins égal à 3.

#### **5.6.3 Matériels de jonction, de dérivation et d'extrémité de ligne**

#### Manchon de jonction :

Les manchons de jonction assurent la continuité électrique entre les conducteurs d'une même ligne. Ils sont du type à compression, de préférence pré-isolés et munis d'un dispositif d'étanchéité afin d'éviter la corrosion du métal conducteur.

Les manchons sont constitués d'aluminium à l'exception de ceux destinés à la jonction des conducteurs de neutre des faisceaux à neutre porteur qui sont constitués d'un alliage d'aluminium à haute résistance mécanique.

Les manchons soumis un effort de traction sont prévus pour tenir sans glissement à un effort d'au moins 85% de la tension de rupture du faisceau pour lequel ils sont prévus.

#### Connexion de dérivation :

Les connecteurs de dérivation assurent la continuité électrique entre les âmes conductrices des lignes principales et celles de leurs dérivations.

Les connecteurs seront constitués de matériaux synthétiques renforcés à la fibre de verre et munis de plaques de contact à perforation d'isolant en aluminium.

#### Capots d'extrémité :



Les capots d'extrémité assurent d'une part l'isolement des extrémités des conducteurs contre les contacts accidentels, et d'autre part l'étanchéité pour éviter la détérioration de l'isolant par gonflement de lame dû à la corrosion.

Les capots sont constitués d'une matière thermo-rétractable. Deux dimensions sont prévues; l'une pour les conducteurs de phase et de neutre de 35 à 70 mm<sup>2</sup> de section, l'autre pour les conducteurs 16 mm<sup>2</sup>.

## 5.7 Mise à la terre du neutre

La mise à la terre du neutre est réalisée :

- à proximité de la centrale, sur le premier support d'extrémité
- tous les 100 mètres environ et sur les départs vers compteurs d'abonnés
- à l'extrémité de chaque antenne

Le neutre sera mis à la terre par dérivation du conducteur neutre vers une prise de terre au moyen d'un conducteur de descente qui sera maintenu sur la poutrelle ou le poteau par des colliers de fixation. Le conducteur de descente de la de prise de terre est constitué d'une âme multibrin en cuivre, la prise de terre est réalisée par un piquet de terre étoilé de 1,5 m de long.

## 5.8 Tirage des conducteurs

La manutention des tourets et les opérations de déroulage de tirage et de mise sur pinces seront faites avec le plus grand soin pour éviter toute atteinte aux conducteurs. Le déroulage d'un touret se fera autant que possible en une seule fois pour toute la longueur. La manutention des tourets ne se fera qu'avec une tige (à travers l'axe central de chaque touret) et des élingues. L'utilisation des fourchettes, pelle de bulldozer, etc. est strictement interdite.

Lors du tirage des câbles, l'attributaire prendra toutes les précautions préliminaires (haubanage, etc.) convenables pour éviter des déformations ou fatigues anormales des supports, des accessoires de lignes et des fondations qui ne sont pas calculées pour l'arrêt des conducteurs.

# 6. ECLAIRAGE PUBLIC

## 6.1 Domaine d'application

La présente spécification technique s'applique au matériel et au montage de l'éclairage public.

## 6.2 Descriptif

Pour l'éclairage public des localités deux cas de figures sont à considérer :

- (1) Tous les villages dont l'un des transformateurs HTA/BT alimente plus de 5 lampes EP bénéficieront d'un coffret EP avec interrupteur crépusculaire centralisé (et ce, pour chaque transformateur, quel que soit le nombre de lampes alimentée)
- (2) Les villages dont aucun transformateur n'alimente plus de 5 points d'EP n'auront pas de compteur. Chaque lampe sera commandée par un interrupteur crépusculaire individuel.

Le coffret d'éclairage public est placé autant que possible sur le premier support adjacent au poste haut de poteau pour limiter les chutes de tensions. Il est positionné à 1,60 m du sol. Deux types de coffrets peuvent être installés suivant la nature de l'éclairage public à distribuer :

- Coffret de comptage à encombrement réduit conformes à la spécification HN 62 S 20
- Coffret de comptage conforme à la spécification HN 62 S 17

Les appareils de commande de l'allumage et de l'extinction doivent être placés de façon telle que le personnel chargé de l'entretien de l'éclairage public puisse intervenir hors tension sur l'ensemble de ces appareils de commande, les appareils de contrôle restant plombés et sous tension.

Les parties contrôle du circuit doivent être séparées des parties commande de ce circuit par un interrupteur-frontière (IF) dont les bornes aval matérialisent le point de livraison de l'énergie.

### 6.3 Conception

L'éclairage public sera assuré par des luminaires fixés sur les supports des lignes BT et mixtes par l'intermédiaire d'une console assurant leur bonne orientation par rapport à la voie de circulation.

Le matériel d'éclairage public sera conforme aux recommandations CEI 598, ou autres normes équivalentes de réputation internationale.

Dans le cas de figure (1), il se composera des éléments suivants :

- le luminaire,
- la lampe;
- la console et son dispositif de fixation sur le support;
- le coffret de commande, protection et comptage par transformateur.

Dans le cas de figure (2), il se composera des éléments suivants :

- le luminaire,
- la lampe;
- la console et son dispositif de fixation sur le support;
- Un interrupteur crépusculaire pour chaque lampe.

#### ○ Coffret EP

Le coffret est réalisé en polyester armé de fibres de verre et comprend une cuve et un couvercle, le tout étanche à la pluie et à la poussière. Le coffret EP sera composé de :

- Coupe-circuit principal (type AD)
- Compteur monophasé simple tarif
- Disjoncteur monophasé bipôle
- Coupe-circuit 2A (type HPC)
- Interrupteur crépusculaire
- Contacteur bipolaire (type chauffe-eau)
- Coupe-circuit
- Bornier

#### ○ Luminaire

Le luminaire doit permettre de satisfaire aux exigences visuelles d'éclairage et de luminance mais, aussi d'éblouissement et de visibilité.

Les luminaires proviendront du même fournisseur que celui des lampes.

La maintenance s'effectuera sans outil particulier dans l'optique d'une sécurité totale autant pour le changement des lampes que pour l'appareillage interne.

- Lampes

Les lampes seront du type basse consommation LED d'une puissance nominale minimale de 40W avec une plage d'alimentation comprise au minimum entre 100 et 240V pour tenir en cas de forte variation de tension.

Pour faciliter la maintenance, les lampes ou les drivers d'alimentation doivent pouvoir être changés sans changer le luminaire.

#### **6.4 Dispositions spécifiques relatives à la mise en œuvre**

Il faudra effectuer l'assemblage du luminaire, et du dispositif de fixation sur le support avec la crosse et fixer l'ensemble sur le support.

Selon l'endroit d'implantation du poteau, la crosse devra être orientée de façon à assurer un éclairage maximal de la route ou du carrefour.

Les luminaires seront connectés aux conducteurs du réseau d'éclairage public par l'intermédiaire de conducteurs isolés de 2,5 mm<sup>2</sup> et de connecteurs à perforation d'isolant.

La lampe sera introduite dans le luminaire après que les travaux de manutention, de montage et de connexion électrique auront été complètement achevés.

Les appareils de commande de l'allumage et de l'extinction doivent être placés de façon telle que le personnel chargé de l'entretien de l'éclairage public puisse intervenir hors tension sur l'ensemble de ces appareils de commande, les appareils de contrôle restant plombés et sous tension.

Les parties contrôle du circuit doivent être séparées des parties commande de ce circuit par un interrupteur-frontière (IF) dont les bornes aval matérialisent le point de livraison de l'énergie.

Les distances minimales à respecter par rapport aux conducteurs isolés sont dans tous les cas de 0,35m.

Lorsqu'un appareil d'éclairage public est placé au-dessus de la nappe des conducteurs, sa distance horizontale par rapport au support doit être au minimum de 1 m.

## Lampe EP

Lampe			
DESCRIPTION	UNITÉS	SPECIFICATIONS	OFFRE SOUMISSIONNAIRE
<b>Fabricant</b>			
Type	-	-	
Référence fournisseur	-	-	
Pays d'origine	-	Pays éligible	
<b>Lampe</b>			
Source lumineuse		LED	
Tension nominale	VAC	100-240	
Fréquence	Hz	50	
Consommation max	W	45	
Cos Phi		≥ 0,9	
Flux lumineux	lm	4000	
Eclairage pour H = 8 m	lux	≥ 7,5	
Indice de rendu des couleurs (IRC)		≥ 70	
Température de couleur	K	4000	
Durée de vie	h	50 000	
Indice de protection	IP	65	
Distorsion harmonique totale	%	< 20	
Distribution photométrique		Asymétrique routier	
Limitation de l'éblouissement (TI)		≤ 10	
Angle du faisceau à 8 m			
Nature du corps de la lampe			
Nature de l'optique		Verre granité trempé	
<b>Luminaire</b>			
Dimensions du luminaire (L x l x p)	mm		
Poids du luminaire	g		
<b>Crosse de fixation</b>			
Saillie de la crosse	mm	2000	
Hauteur de la crosse	mm	1500	
Angle d'inclinaison	°	>15 °	
Crosse et accessoires		Acier galvanisé à chaud	

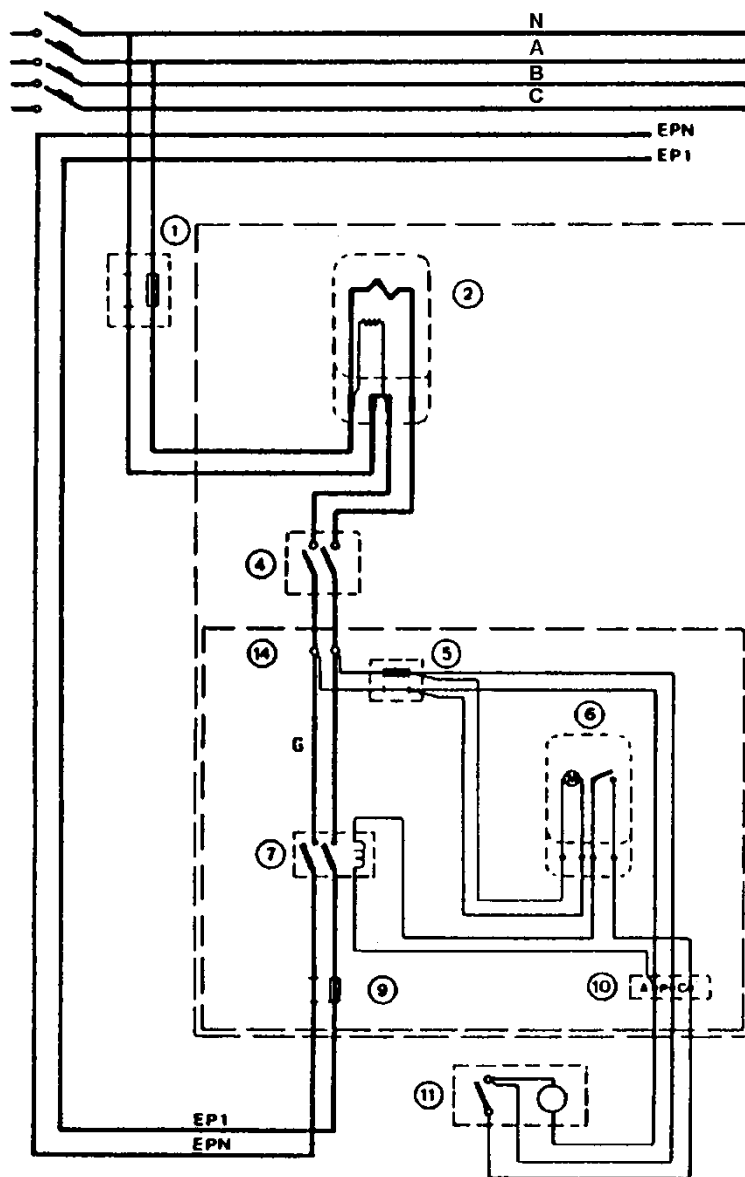
## Coffret de commande EP

Coffret de commande EP – Monophasé / 1 Départ			
DESCRIPTION	UNITÉS	SPECIFICATIONS	OFFRE SOUMISSIONNAIRE
<b>Fabricant</b>	-	-	
Type	-	-	
Référence fournisseur	-	-	
Pays d'origine	-	Pays éligible	
Constitution et montage	-	<p>Montage des éléments suivant dans coffret étanche, selon schéma page suivante :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Coupe-circuit principal (type AD)</li> <li>- Disjoncteur monophasé magnéto thermique – 2 pôles - 3A</li> <li>- Compteur monophasé</li> <li>- Commutateur manuel-automatique</li> <li>- Coupe-circuit 2A (type HPC)</li> <li>- Interrupteur crépusculaire (Cellule photoélectrique)</li> <li>- Contacteur bipolaire (type chauffe-eau)</li> <li>- Coupe-circuit</li> <li>- Bornier pour câble alu 16mm<sup>2</sup></li> </ul>	
Degré d'étanchéité du coffret	-	IP55	
Porte du coffret avec serrure à clé	-	Oui	
Montage	-	Fixé sur support type poutrelle métallique	

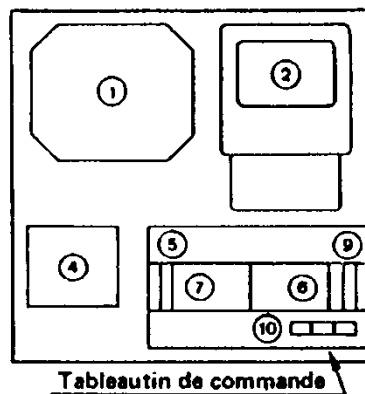
## Interrupteur crépusculaire

Interrupteur crépusculaire			
DESCRIPTION	UNITÉS	SPECIFICATIONS PROPOSE	OFFRE SOUMISSIONNAIRE
<b>Fabricant</b>			
Type			
Référence fournisseur			
Pays d'origine		Pays éligible	
<b>Interrupteur crépusculaire</b>			
Montage		Haut de poteau	
Degré d'étanchéité		IP55	

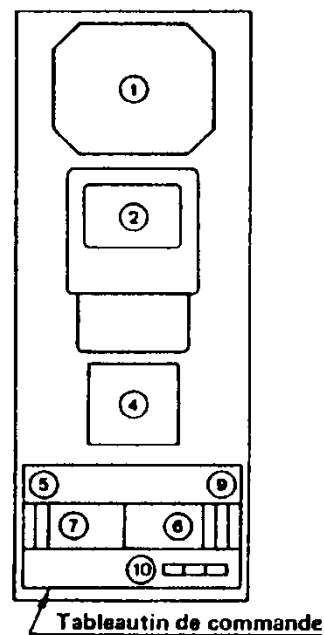
Schéma électrique du coffret d'éclairage public



MONTAGE DANS 1 COFFRET  
HN 62.S.15



MONTAGE DANS 1 COFFRET  
HN 62.S.17



- 1 Coupe-circuit principal (type AD)
- 2 Compteur monophasé simple tarif
- 4 Interrupteur frontière
- 5 Coupe-circuit 2A (type HPC)
- 6 Horloge si éclairage interrompu
- 7 Contacteur bipolaire (type chauffe-eau)
- 9 Coupe-circuit (type g1)
- 10 Bornier
- 11 Cellule photoélectrique
- 14 Bornier de raccordement éventuel

## 7. COFFRETS D'ABONNES

Ces coffrets seront :

- Collectifs en règle générale, situés à l'extérieur des habitations et regroupant jusqu'à une dizaine d'abonnés.
- individuels (tableautin chez l'abonné) en cas de raccordement au réseau triphasé (moulins, artisans ou commerces) ou dans le cas d'un habitat très dispersé (à la périphérie des bourgs).

### 7.1 Coffrets collectifs

Des coffrets collectifs d'abonnés seront judicieusement répartis le long du réseau en fonction de la proximité des abonnés et regrouperont les dispositifs de protection et de comptage d'énergie. L'alimentation par câble enterré de chaque abonné depuis le coffret le plus proche est à charge de ce dernier.

Chaque coffret collectif d'abonnés est constitué de :

- Une armoire avec enveloppe métallique et porte avec serrure.
- Un interrupteur général avec protection différentielle
- Des protections divisionnaires des lignes d'abonné
- Des compteurs d'énergie d'abonné

Ce principe présente l'avantage d'effectuer les dérivations de coffret au fur et à mesure de l'électrification. Le coffret d'abonnés présente l'avantage de regrouper plusieurs abonnés sur la même protection différentielle, d'intégrer des compteurs individuels, et de faciliter l'exploitation.

Ces coffrets seront solidement fixés sur les supports du réseau. La boulonnerie des étriers de fixation sera accessible uniquement depuis l'intérieur du coffret, pour éviter tout vol ou effraction du coffret ; ils ferment à clef ou à cadenas.

Le dimensionnement de chaque coffret devra être prévu pour présenter, après l'intégration et le raccordement des équipements intérieurs minimaux de base, une disponibilité en surface suffisante pour permettre une augmentation de raccordements d'abonné lié au potentiel de proximité et jusqu'à 10 départs d'abonnés.

### 7.2 Coffrets individuels

Un coffret individuel d'abonné sera installé chez un abonné si :

- l'abonné nécessite un branchement triphasé
- l'abonné est isolé, loin d'un coffret collectif et loin d'autres abonnés potentiels.

Le tableau individuel d'abonné est constitué de :

- Un support indémontable
- La protection d'abonné avec cache-bornes plombé
- Le compteur d'énergie avec cache-bornes plombé.

Ces coffrets seront solidement fixés sur un support, le câble n'étant pas accessible. La boulonnerie de fixation ne sera accessible que si la protection et le comptage sont déplombés, pour éviter tout vol ou effraction du coffret.

Dans le cas d'un tableau individuel d'abonné, le forfait de raccordement intègre une distance maximale de la ligne reliant le réseau de distribution publique au point de livraison. Si cette distance devait être supérieure à 30 mètres les frais supplémentaires seraient à la charge de l'abonné, sans droit de suite.

Chaque coffret sera alimenté électriquement depuis le réseau public aérien, par câble isolé de section appropriée à la puissance d'abonnement. La tranchée de passage de ce câble (4 ou 10 mm<sup>2</sup>) est à la charge de l'abonné.

### 7.3 Compteurs

Le soumissionnaire proposera un matériel simple et économique. Les compteurs reconditionnés sont acceptés à condition qu'ils soient fournis avec un certificat du constructeur. Les mini compteurs (compteurs divisionnaires, compteurs sur rail DIN) sont acceptés pour les coffrets collectifs et tableaux individuels, pour ce dernier cas ils devront être installés dans un coffret plombé.

La gamme de compteurs à proposer est :

- en monophasé 220 V : calibre < 20 Ampères (un seul type d'appareil)
- en triphasé 380 V : calibre 5 à 20 Ampères (un seul appareil), avec possibilité de comptage selon 2 tranches horaires (heures pleines, heures creuses).

### 7.4 Raccordements entre coffrets collectifs et installations intérieures

Types de câbles :

Le câble BT retenu pour la réalisation des liaisons électriques enterrées entre le point de livraison extérieur et les installations intérieures est de type U 1000 RO2V.

Section des conducteurs :

La section des conducteurs sera appropriée à la puissance à transiter en respectant une chute de tension maximale autorisée, et également adaptée au dispositif de protection en amont.

En fonction du calibre de la protection les câbles devront avoir une section conforme aux valeurs suivantes, exprimées en mm<sup>2</sup> :

Intensité (A)	Section (mm <sup>2</sup> )
> 16	10
< 16	4,0



## 8. INSTALLATIONS INTERIEURES DES ABONNES

### 8.1 Forfait de raccordement

Le forfait de raccordement payé par les abonnés inclut la fourniture et la pose d'un lot de pièces pour le raccordement et pour le l'installation intérieure. Plusieurs lots seront proposés par le développeur/exploitant. Chaque tableau fera l'objet d'une validation sur documents de Contrelec. La pose de ces fournitures est de la responsabilité du promoteur-exploitation. Il peut pour cela faire appel à l'attributaire ou à tout autre électricien. L'installation intérieure de l'abonné fera l'objet d'une vérification par l'Exploitant avant sa mise sous tension.

Le lot de pièces fournies pour chaque nouvel abonné monophasé, dépendra de l'installation intérieure qu'il aura choisi. Un exemple pour une installation standard pourrait être le suivant :

- 2 lampe LED 7 W (avec douille baïonnette ou à visser) ou une réglette équivalente
- 2 interrupteurs de type adapté au support, de préférence en saillie
- Câble U 1000 RO2V dans la section requise (forfait de 30 m)
- 2 prises avec terre de type adapté au support, de préférence en saillie
- 1 boîte de raccordement

En plus des quantités indiquées au B.Q.E, l'attributaire commercialisera aux mêmes conditions financières ces produits ainsi que la totalité des fournitures listées dans la catégorie « fournitures à prix unitaire » du B.Q.E auprès de la clientèle des abonnés.

## 9. OUTILLAGE ET PIECES DE RECHANGE

Une caisse à outils complète sera fournie pour permettre l'entretien courant, sont contenu sera préciser par le soumissionnaire.

Le stock de pièces détachées à constituer et la liste de l'outillage nécessaire seront détaillés et chiffrés par le soumissionnaire. Il est entendu que l'approvisionnement en pièces de rechange devra être assuré pendant toute la durée de vie de la centrale.

Le soumissionnaire décrira les pièces de rechange pour l'entretien de la centrale sur 6 ans ou sur 18.000 heures de fonctionnement (à la première échéance des 2 atteinte) et évaluera le coût de ces pièces, pose comprise. Un manuel permettant la commande des pièces de rechange tant pour les pièces mécaniques qu'électriques sera fourni par l'attributaire. Il sera rédigé dans la langue du marché.

Les pièces de rechange comprennent : des pièces de sécurité, des pièces sujettes à usure, des pièces diverses jugées nécessaires par le soumissionnaire. Le soumissionnaire propose une liste de pièces de rechange, établie afin de permettre, dans des conditions normales de fonctionnement, de parer à des défauts du matériel dans les délais les plus brefs afin d'éviter toute interruption prolongée de la marche des groupes.

Les pièces sont livrées avec une protection permettant une parfaite conservation de longue durée dans les conditions d'ambiance du lieu d'utilisation.

## 10. FORMATION

Le soumissionnaire proposera un programme de formation pour les techniciens de l'exploitant de la centrale. Cette formation ne s'appliquera que s'il n'est pas également attributaire du lot 2.

Cette formation doit rendre autonome les techniciens vis-à-vis de la centrale tant en conduite journalière qu'en entretien courant. Le soumissionnaire distinguera les tâches de maintenance qui pourront être effectuées par l'exploitant, et celles qui doivent faire appel à un spécialiste. Le but général est de permettre aux opérateurs et techniciens d'exploitation de l'exploitant de prendre connaissance du matériel et de son fonctionnement.

La durée globale de la formation sera une semaine. Les deux équipes de l'exploitant participeront à la totalité de la formation. Elle sera organisée pour moitié du temps à site de projet 1 et pour moitié à site de projet 2.

## 11. OPTIONS

### 11.1 Contrat d'entretien

Le soumissionnaire devra présenter dans son offre une option de contrat d'entretien de chaque groupe électrogène sur 6 ans ou sur 18.000 heures de fonctionnement (à la première échéance des 2 atteinte). Cette offre comprendra notamment un planning prévisionnel des prestations prévues suivant les heures de fonctionnement du groupe, et celles restant à la charge de l'exploitant de la centrale. Les coûts de ce contrat seront détaillés par prestation.

## 12. DOCUMENTS A FOURNIR

### 12.1 Les documents à remettre avec la soumission

A titre récapitulatif, les pièces à fournir dans le dossier à projets des soumissionnaires sont les suivantes (liste non limitative).

#### Dans l'offre technique

- Le présent document [paraphé à chaque page]
- Descriptif technique de l'offre accompagné des calculs justificatifs
- description détaillée des prestations
- schémas de principe
- plan de la centrale: schémas et plans concernant les installations de la centrale et annexes
- note de synthèse décrivant la centrale et son fonctionnement
- description des systèmes de contrôle/commande
- fiches techniques des groupes électrogènes:
- descriptif du tableau de contrôle et de commande
- descriptif de l'armoire départ réseau

- plan de renouvellement des équipements
- liste des pièces de rechange à maintenir à niveau sur le site
- liste des consommables à maintenir à niveau sur le site
- programme de formation
- planning d'exécution des prestations

#### **Dans l'offre financière**

- Le projet de contrat dûment renseigné et signé
- Le cahier des Clauses Administratives [paraphé à chaque page]
- Les Bordereaux Quantitatifs Estimatifs dûment renseignés et signés

## **12.2 Les documents à remettre en phase d'étude de l'exécution**

### Modalités et supports

Le DEO (Dossier d'Exécution des Ouvrages) sera remis préalablement à toute exécution des prestations, pour validation ou remarques éventuelles par le maître d'œuvre ou son représentant.

Pour cette validation, le DEO sera initialement remis en deux exemplaires (au maître d'œuvre et au maître d'œuvre délégué). Le maître d'œuvre dispose d'un délai de quatre semaines pour adresser ses commentaires au titulaire. Passé ce délai, les études et les dessins d'exécution seront considérés acceptés.

Dès l'acceptation, le prestataire devra remettre 3 exemplaires du DEO ainsi validé et/ou amendé.

### Contenu du DEO

Le DEO devra inclure, à minima, les pièces écrites suivantes :

- Fonctionnement : notes descriptives sur le fonctionnement des installations
- les plans, notes de calculs, et schémas du DEO mis à jour
- plans de cheminement des canalisations
- plan de repérage
- plans d'implantation
- Installations électriques :
  - schémas unifilaires des installations électriques
  - schémas développés des tableaux, armoires et coffrets
  - plans d'équipement des tableaux, armoires et coffrets
  - carnets de câbles
  - notes de calcul
  - tableau des valeurs de réglage des protections

## 12.3 Les documents à remettre pendant l'exécution

Le titulaire remet à l'Administration des rapports aux échéances suivantes :

- Rapport à l'issue des travaux de topographie
- Rapport à l'issue des travaux d'implantation (centrales)
- Rapport à l'issue des travaux de fouilles (réseau)
- Rapport d'avancement hebdomadaire et mensuel
- Rapport final à l'expiration du délai contractuel.

Les rapports sont remis en 6 exemplaires.

## 12.4 Les documents à remettre préalablement à la réception provisoire

Le DOE (Dossier des Ouvrages Exécutés) sera remis préalablement à la réception provisoire, et tiendra compte notamment des modifications apportées en cours d'exécution des prestations.

### Modalités et supports

Les documents du Dossier des Ouvrages Exécutés seront remis avant la réception des travaux en **quatre (4)** exemplaires sur support papier.

### Contenu du DOE

Les documents du D.O.E. comprendront le DEO mis à jour, et complété par

- Matériels :
  - la nomenclature des matériels
  - les notices techniques
- Contrôle & conformité :
  - les PV d'étalonnage, et d'essais de l'instrumentation
  - les certificats de conformité partielle éventuels
- Exploitation & entretien :
  - les manuels de conduite et d'exploitation
  - les manuels d'entretien
  - la liste des pièces de rechange avec les fournisseurs potentiels
  - la liste des outillages avec les fournisseurs potentiels
  - la liste des consommables avec les fournisseurs potentiels

## 12.5 Essais, réglages et contrôles

### 12.5.1 Essais du groupe de production

L'attributaire fournira pour tous les équipements les fiches de résultats des essais effectués préalablement chez ses fournisseurs, notamment :

- Le moteur thermique
- L'alternateur

### **12.5.2 Contrôles et essais préalable à la mise en service**

Préalablement à la mise en service technique, les essais et tests des équipements environnant le groupe auront été effectués par le prestataire.

Les essais d'isolement sur les principaux câbles de puissance seront effectués. Une attention particulière sera portée au serrage des connexions, en vue d'éviter les échauffements anormaux.

### **12.5.3 Essais préalables à la réception provisoire**

#### Généralités

La liste des essais et contrôles qu'il est prévu de réaliser préalablement à la réception provisoire du groupe et des installations sera proposée par le soumissionnaire lors de la remise du DEO.

Les essais et contrôles de réception provisoire ont pour but de vérifier les garanties données par l'attributaire sur une période probatoire de fonctionnement.

#### Période probatoire

La période probatoire de bon fonctionnement des installations, et de contrôle de performances garanties éventuelles sera d'au minimum une (1) semaine sans interruption durant la période de fonctionnement instituée, celle-ci pourra se combiner avec la semaine de formation de l'Exploitant. Ces essais probatoires doivent comprendre au moins les essais de consommation spécifique, de régulation de l'alternateur et les performances garanties de la centrale.

Le matériel d'essais devra comporter tout le matériel nécessaire aux essais de la centrale aussi bien mécanique qu'électrique et devra répondre aux besoins des essais de réception provisoire. Cet ensemble restera la propriété du maître d'œuvre.

Pendant l'ensemble des essais préalables à la réception provisoire, les consommables (lubrifiants, fluides divers et produits de traitement) utilisés, ainsi que le combustible sont à la charge de l'attributaire.

#### Contrôles en fin de période probatoire

A l'issue de la période probatoire, le bilan des résultats et le calcul des performances seront effectués.

Dans le cas où les résultats seraient insuffisants, l'attributaire devra faire toutes les modifications pour respecter ses engagements, et faire procéder à de nouveaux essais probatoires.

Dans le cas où les résultats satisfassent aux obligations, la réception provisoire pourra être effectuée.

### **12.5.4 Réception provisoire**

La réception provisoire ne pourra se faire que si les conditions sont réunies :

- Remise du DOE effectuée

- Formation du personnel effectuée
- Résultats de la période probatoire satisfaisants.

Cette réception donnera lieu à l'établissement d'un procès-verbal de réception provisoire, sur lequel des réserves mineures pourront être mentionnées avec un délai maximum pour la levée de celles-ci.

#### **12.5.5 Assistance technique sur une année**

Les importantes variations saisonnières de la demande nécessiteront éventuellement des ajustements des paramètres de basculement entre sources et des ajustements des programmations des systèmes électroniques. C'est pourquoi une assistance à distance ainsi que des visites périodiques seront requises.

Le soumissionnaire présentera une offre d'assistance technique sur une année ayant pour objectif d'accompagner les opérateurs dans l'exploitation des centrales et l'optimisation de leur fonctionnement.

Son offre devra contenir au moins trois visites sur site pour chacune des centrales (une tous les 3 mois, pour chacune des centrales) après la mise en service. Chaque visite sur site sera accompagnée de formation d'une durée d'au moins trois journées.

Tous les frais inhérents à ces formations (formations collectives, formations sur site, etc.), seront inclus dans l'offre du soumissionnaire tant dans le contenu (programmes, documents à fournir, etc.) que dans l'organisation matérielle (transports, frais d'hébergement et de restauration, fournitures, etc.).

Le soumissionnaire décrira avec précision son organisation pour assurer ces prestations et remettra dans son offre les Curriculum Vitae des agents qui seront détachés sur site pour les assurer. Il décrira également les moyens logistiques mis à la disposition de ces agents pendant toute la durée de la prestation d'assistance technique.

## Questionnaires et Tableaux des caractéristiques techniques

### Questionnaire 1: Modules photovoltaïques

<b>DONNEES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES</b>	<b>A renseigner</b>	
<b>DONNEES GENERALES</b>		
Marque		
Modèle		
<b>DONNEES ELECTRIQUES</b>	<b>unité</b>	<b>A renseigner</b>
DONNEES SOUS STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5, température de cellule 25°C		
Puissance nominale du module	Wc	
Courant au point de puissance maximale $I_{MPP}$	A	
Tension au point de puissance maximale $V_{MPP}$	V	
Courant de court-circuit $I_{cc}$	A	
Tension de circuit ouvert $V_{co}$	V	
Tension maximale du système	V	
Diodes de dérivation	oui/non	
<b>CARACTERISTIQUES MECANIQUES</b>		
Dimensions LxHxP	mm	
Poids	kg	
Nombre de cellules		
<b>COEFFICIENTS DE TEMPERATURE</b>		
NOCT	°C	
Coeff. Temp. sur $P_{max}$	%/K	
Coeff. Temp. sur $I_{cc}$	%/K	
Coeff. Temp. sur $V_{co}$	%/K	
<b>CONFORMITE - CERTIFICATIONS A FOURNIR</b>		
Certificat de conformité aux normes CEI 61730 et 61215		
Certificat de test		
Courbe I-V		

## Questionnaire 2: Données champ PV

DONNEES CHAMP PV		A renseigner
DONNEES ELECTRIQUES		unité A renseigner
DONNEES SOUS STC: 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5, température de cellule 25°C		
Puissance nominale du champ PV	Wc	
Nombre de chaînes (strings) en parallèle		
Nombre de modules par chaîne (string)		
Nombre total de régulateurs MPPT		
Courant I <sub>MPP</sub> en entrée de régulateur	A	
Tension V <sub>MPP</sub> en entrée de régulateur	V	
Courant I <sub>cc</sub> en entrée de régulateur	A	
Tension V <sub>co</sub> en entrée de régulateur	V	

## Questionnaire 3: Données de la batterie

DONNEES DE LA BATTERIE		
DONNEES GENERALES SUR LES ELEMENTS UNITAIRES		A renseigner
Marque		
Modèle		
DONNEES ELECTRIQUES		unité A renseigner
Nombre total d'éléments de 2V	Nb	
Tension nominale de l'élément unitaire	V	
Tension nominale de la batterie	V	
Capacité C10 de l'élément unitaire (à 20°C jusqu'à 1,80 V/él.)	Ah	
Capacité C10 de la batterie (à 20°C jusqu'à 1,80 V/él.)	Ah	
Profondeur de décharge maximale (DOD)	%	
Nombre de cycles à 20% DOD	Nb	
Nombre de cycles à 50% DOD	Nb	
Nombre de cycles à 80% DOD	Nb	
DIMENSIONS ET POIDS DES ELEMENTS UNITAIRES		
Dimensions LxHxP	Mm	
Poids	Kg	



## Questionnaire 4: Données des régulateurs MPPT (Type CC/CC)

<b>DONNEES DES REGULATEURS MPPT ( REGULATEURS TYPE CC/CC )</b>		
<b>DONNEES GENERALES</b>		<b>A renseigner</b>
Marque		
Modèle		
<b>DONNEES ELECTRIQUES</b>		<b>unité A renseigner</b>
<b>VALEURS D'ENTRÉE CC</b>		
Puissance Entrée max. (P max)	W	
Tension Entrée Nominale (V)	V	
Tension circuit ouvert max. (V <sub>CO</sub> max)	V	
Tension Entrée admissible max. (V max)	V	
Courant Entrée admissible max. (I max)	A	
<b>VALEURS DE SORTIE CC</b>		
Puissance Sortie max. (P <sub>CC</sub> max)	W	
Courant de Sortie max. (I <sub>CC</sub> max)	A	
Tension de Sortie nominale et plage de fonctionnement (V <sub>CC</sub> )	V	
<b>RENDEMENT</b>		
Rendement maximal P <sub>CC</sub> max (η)	%	
Autoconsommation en mode veille	W	
<b>DIMENSIONS ET POIDS</b>		
Dimensions LxHxP	mm	
Poids	kg	
<b>PROTECTIONS ELECTRIQUES</b>		
Protection inversion de polarité Entrée	o/n	
Protection inversion de polarité Sortie	o/n	
Protection retour de courant (nuit)	o/n	
<b>INDICE DE PROTECTION ET CONDITIONS AMBIANTES</b>		
Classe de protection IP		
Plage de température ambiante admissible	°C	
<b>CONFORMITE - CERTIFICATIONS A FOURNIR</b>		
Conformité CE	o/n	

## Questionnaire 5: Données des régulateurs MPPT (Type CC/CA)

<b>DONNEES DES REGULATEURS ( REGULATEURS TYPE CC/CA )</b>		
<b>DONNEES GENERALES</b>		<b>A renseigner</b>
Marque		
Modèle		
<b>DONNEES ELECTRIQUES</b>		<b>unité A renseigner</b>
<b>VALEURS D'ENTRÉE CC</b>		
Puissance Entrée max. (P max)	W	
Tension Entrée Nominale (V)	V	
Tension circuit ouvert max. (V <sub>CO</sub> max)	V	
Tension Entrée admissible max. (V max)	V	
Courant Entrée admissible max. (I max)	A	
<b>VALEURS DE SORTIE CA</b>		
Puissance Sortie max. (P <sub>CA</sub> max)	W	
Courant de Sortie max. (I <sub>CA</sub> max)	A	
Tension de Sortie nominale et plage de fonctionnement (V <sub>CA</sub> )	V	
Fréquence nominale	Hz	
Facteur de puissance (cos phi)		
<b>RENDEMENT</b>		
Rendement maximal P <sub>CA</sub> max (η)	%	
Autoconsommation en mode veille	W	
<b>DIMENSIONS ET POIDS</b>		
Dimensions LxHxP	mm	
Poids	kg	
<b>PROTECTIONS ELECTRIQUES</b>		
Protection inversion de polarité Entrée	o/n	
<b>INDICE DE PROTECTION ET CONDITIONS AMBIANTES</b>		
Classe de protection IP		
Plage de température ambiante admissible	°C	
<b>CONFORMITE – CERTIFICATIONS A FOURNIR</b>		
Conformité CE	o/n	

## Questionnaire 6: Données des onduleurs-chargeurs

<b>DONNEES DES ONDULEURS-CHARGEURS</b>		
<b>DONNEES GENERALES</b>		<b>A renseigner</b>
Marque		
Modèle		
<b>DONNEES ELECTRIQUES GENERALES</b>		<b>unité A renseigner</b>
<b>VALEURS EN ENTREE CA</b>		
Puissance Entrée CA max.	W	
Tension Entrée CA Nominale	V	
Courant Entrée CA admissible max.	A	
Fréquence Entrée CA	Hz	
<b>VALEURS DE SORTIE CA</b>		
Puissance Nominale (alimentation continue à 25°C)	W	
Courant de Sortie nominal	A	
Tension de Sortie nominale et plage de fonctionnement	V	
Fréquence nominale	Hz	
Facteur de puissance (cos phi)		
Coefficient de distorsion harmonique	%	
<b>SOUS-ENSEMBLE CHARGEUR</b>		
Tension batterie (plage)	V	
Courant de charge max.	A	
Courant de charge nominal	A	
Compensation de température	o/n	
<b>SOUS-ENSEMBLE ONDULEUR</b>		
Courant de décharge max.	A	
<b>RENDEMENT</b>		
Rendement maximal	%	
Autoconsommation en mode veille	W	
<b>DIMENSIONS ET POIDS</b>		
Dimensions LxHxP	mm	
Poids	Kg	
<b>PROTECTIONS ELECTRIQUES</b>		
Protection inversion de polarité CC	o/n	
<b>INDICE DE PROTECTION ET CONDITIONS AMBIANTES</b>		
Classe de protection IP		
Plage de température ambiante admissible	°C	
<b>CONFORMITE - CERTIFICATIONS A FOURNIR</b>		
Conformité CE	o/n	

## Questionnaire 7: Données du contrôle-commande des groupes

EQUIPEMENTS DE CONTROLE ET COMMANDE DES GROUPES		
<b>COFFRET LOCAL DE CONTROLE COMMANDE</b>		
Fonctions conformes au CPT	o/n	
<i>Si non, lister les différences</i>		
Fabriquant et type		
Tropicalisation	o/n	
Indice de protection IP	IP	
Dimension L x l x h	m	
Indicateurs numériques : fabricant et type		
Indicateurs analogiques : fabricant et type		
Signalisation lumineuse : fabricant et type		
Signalisation sonore : fabricant et type		
<i>Joindre les documentations techniques</i>		
<b>ARMOIRE DE CONTROLE DISTANT</b>		
Fonctions conformes au CPT	o/n	
<i>Si non, lister les différences</i>		
Fabriquant et type		
Tropicalisation	o/n	
Indice de protection IP	IP	
Dimension L x l x h	m	
Indicateurs numériques : fabricant et type		
Indicateurs analogiques : fabricant et type		
Signalisation lumineuse : fabricant et type		
Signalisation sonore : fabricant et type		
<i>Joindre les documentations techniques</i>		

## Questionnaire 8: Pièces de rechange et consommables groupes

PIESECES DE RECHANGE ET CONSOMMABLES DES GROUPES	
DETAIL DES PIECES DE RECHANGE	QUANTITES
<i>Lister les pièces de rechange fournies</i>	<i>Lister les quantités fournies</i>

## Questionnaire 9: Données des tableaux basse tension

<b>TABLEAUX BASSE TENSION</b>		
<b>TABLEAU GENERAL BASSE TENSION</b>		<b>A renseigner</b>
Tension assignée	V	
Courant assigné au jeu de barres	A	
Courant de court-circuit admissible	A	
Matériau des barres (Cu/Al)		
Disjoncteur général : fabricant et type		
<b>TABLEAU DIVISIONNAIRE GENERATEUR SOLAIRE</b>		
Interrupteur principal GS: fabricant et type		
Interrupteur principal GS: courant assigné		
<b>TABLEAU DIVISIONNAIRE GENERATEUR THERMIQUE</b>		
Interrupteur principal GT: fabricant et type		
Interrupteur principal GT: courant assigné		
Interrupteur secondaire GT: fabricant et type		
Interrupteur secondaire GT: courant assigné		
<b>TABLEAU DE DISTRIBUTION INTERIEURE</b>		
Interrupteur différentiel : fabricant et type		
Disjoncteur : fabricant et type		
Coffret : fabricant et degré de protection		
Câblage : fabricant et section		

## Questionnaire 10: Données des transformateurs

<b>TRANSFORMATEUR ABAISSEUR DE TENSION</b>		
<b>Transformateur 15/0,4 KV sur poteau</b>	<b>Unité</b>	<b>A renseigner</b>
Puissance assignée	kVA	
Tension primaire	kV	
Tension secondaire	V	
Groupe de couplage		
Surcharge admissible en service continu	%	
Pertes à vide		
A 95% Un	W	
A 100% Un	W	
A 105% Un	W	
A 110 % Un	W	
<b>Courant à vide</b>		
A 100% Un	%	
A 110% Un	%	
<b>Caractéristiques en charge</b>		
Pertes dues aux charges 75 °C	W	
Tension de court-circuit 75 °C	%	
<b>Huile isolante</b>		
Fabricant		
Type		
<b>Poids et gabarit</b>		
Longueur	mm	
Largeur	mm	
Hauteur totale	mm	
Poids partie active	kg	
Poids total	kg	
<b>Fabricant du transformateur</b>		
<b>TRANSFORMATEUR ELEVATEUR DE TENSION</b>		
<b>Transformateur 0,4/15 KV sur poteau</b>	<b>Unité</b>	<b>A renseigner</b>
Puissance assignée	kVA	
Tension primaire	kV	
Tension secondaire	V	
Groupe de couplage		
Surcharge admissible en service continu	%	
Pertes à vide		
A 95% Un	W	
A 100% Un	W	

A 105% Un	W	
A 110 % Un	W	
<b>Courant à vide</b>		
A 100% Un	%	
A 110% Un	%	
<b>Caractéristiques en charge</b>		
Pertes dues aux charges 75 °C	W	
Tension de court-circuit 75 °C	%	
<b>Huile isolante</b>		
Fabricant		
Type		
<b>Poids et gabarit</b>		
Longueur	mm	
Largeur	mm	
Hauteur totale	mm	
Poids partie active	kg	
Poids total	kg	
<b>Fabricant du transformateur</b>		

## Questionnaire 11: Données des armoires BT

<b>ARMOIRES BT</b>		
<b>CARACTERISTIQUES</b>	<b>Unité</b>	<b>A renseigner</b>
Tension assignée/tension maximale de service	V	
Courant assigné de jeux de barres	A	
Section de jeux de barres	mm <sup>2</sup>	
Matériel de barres (conducteur)		
Max admissible courant de court-circuit asymétrique (crête)	KA	
Courant de court-circuit de courte durée	KA	
Tenue de tension appliquée 50 Hz, 1 minute	KV	
<b>Mini de distance de sécurité et d'isolement</b>		
Entre phase	mm	
Phase et terre	mm	
<b>Dimensions/poids</b>		
Longueur	mm	
Largeur	mm	
Hauteur	mm	
Poids total armoire	Kg	
Peinture		



## Questionnaire 12 : Cellule MT

CARACTERISTIQUES	Unité	A renseigner
Section de câble		
Tension d'isolement assignée (Ui)	KV	
Tension d'emploi assignée (Ue)	KV	
Nature de l'âme (Alu/Cu)		
Nombre de brins du conducteur		
Diamètre du brin	Mm	
Courants garantis dans les conditions du site	A	
Résistance en CA à 20oC	Ohm/Km	
Réactance par phase à 50 Hz	Ohm/km	
Caractéristiques constructives		à décrire sur document
Essais et contrôles de qualité		à décrire sur document

## Questionnaire 13: Données des Câbles MT

CABLES MT		
CABLES MT 20 kV 3x(1x50) mm2 ALU		
CARACTERISTIQUES	Unité	A renseigner
Tension assignée		
- simple Uo	KV	
- composée U	KV	
- maxi Um	KV	
- Type de câble	mm2	
- Câble souterrain		
- Nature de la protection mécanique		A décrire sur doc.
- Nature de l'isolant électrique		
- section		
- nature de l'âme		A décrire sur doc.
- forme de l'âme		
- Courants garantis sur site		
- Caractéristiques constructives		
- Caractéristiques électriques	uF/k m	
- résistance en CA à 20°C		

- résistance en CA à 90°C		
- résistivité de l'âme à 20°C		
- capacité par phase		A décrire sur doc.
- facteur de pertes : tg à 20°C		
- diamètre extérieur		

## Questionnaire 14: Données des Câbles BT

CABLES BT ASSEMBLES EN FAISCEAUX POUR RESEAU AERIEN		
CARACTERISTIQUES	Unité	A renseigner
Tension d'isolement assignée (Ui)	KV	
Tension d'emploi assignée (Ue)	KV	
Nature de l'âme du neutre porteur		
Section des conducteurs	mm <sup>2</sup>	
Courants garantis dans les conditions du site		
- Câble 35 mm <sup>2</sup>	A	
- CÂBLE 16 MM <sup>2</sup>	A	
NOMBRE DE BRINS		
- câble 35 mm <sup>2</sup>		
- câble 54,6mm <sup>2</sup>		
- câble 16mm <sup>2</sup>		
diamètre extérieur du conducteur		
- câble 35 mm <sup>2</sup>	Mm	
- câble 54,6mm <sup>2</sup>	Mm	
- câble 16mm <sup>2</sup>	Mm	
Résistance en CA à 90°C	ohm/km	
Réactance par phase à 50HZ	ohm/km	
Caractéristiques constructives		
Essais et contrôle de qualité		
Caractéristiques constructives		A décrire sur doc.
Essais et contrôle de qualité		A décrire sur doc

## Questionnaire 15: Données des autres câbles BT

CARACTERISTIQUES	Unité	A renseigner
Section de câble		
Tension d'isolement assignée (Ui)	KV	
Tension d'emploi assignée (Ue)	KV	
Nature de l'âme (Alu/Cu)		
Nombre de brins du conducteur		
Diamètre du brin	mm	
Courants garantis dans les conditions du site	A	
Résistance en CA à 20oC	Ohm/Km	
Réactance par phase à 50 Hz	Ohm/km	
Caractéristiques constructives		à décrire sur document
Essais et contrôles de qualité		à décrire sur document

## Questionnaire 16: Données des poteaux bois

Caractéristiques	Unité	Poteaux 6 m	poteaux 8 m	Poteaux 11 m
<b>Essence du bois</b>				
nom commun				
nom botanique				
Age maximum des arbres				
Pays d'origine				
Charge de rupture	N/mm <sup>2</sup>			
Module d'élasticité				
<b>Diamètre des poteaux</b>				
au sommet	mm			
au sol	mm			
Poids	kg			
<b>Degré moyen d'humidité</b>				
à l'abattage	%			
juste avant le traitement	%			
Procédé de recherche du degré d'humidité requis Clauses additionnelles recommandées pour une modification avant le traitement				
Nombre maximum de poteaux fabriqués par an				
Référence pour des régions similaires au Benin				
Procédure de traitement				
Procédé d'imprégnation				
Essais et contrôle de qualité				

## Questionnaire 17: Données des armements MT

CARACTERISTIQUES	Unité	A renseigner
<b>1. Isolateurs rigides</b>		
- Tension assignée	kV	
- Tension maximale de service	kV	
- Fabricant		
- Diamètre extérieur de l'isolateur	mm	
- Longueur de la ligne de fuite	mm	
- Hauteur de l'isolateur	mm	
- Hauteur de l'isolateur avec ses accessoires	mm	
- Tenue minimale de contournement à 50 HZ :		
. à sec	kV	
. sous pluie	kV	
- Tenue aux ondes de choc 1,2 /50 micro sec crête	kV	
- Poids	kg	
- Charge minimale de rupture	kN	
- Matière		
<b>2. Chaines d'isolateurs</b>		
- Nombre d'éléments		
- Fabricant		
- Charge maximale de travail par élément	kN	
- Charge de rupture pour la chaine complète	kN	
- Poids de l'élément	kg	
- Longueur de la ligne de fuite	mm	
- Tenue de tension pour l'ensemble à 50HZ :		
à sec	kV	
sous pluie	kV	
- Tension de perforation	kV	
- Tension de tenue aux chocs	kV	
- Matériaux de fabrication		
- Dimension		
Diamètre	mm	
Pas	mm	

## Questionnaire 18: Compteurs abonnés

CARACTERISTIQUES	Unité	Compteur monphasé	Compteur triphasé
Type			
Tension de service	V		
Consommation du circuit de tension	W		
Plage des courants			
Courant maximum admissible	A		
Consommation du circuit de courant	W		
Constante	Wh/tr		
Masse du compteur	Kg		
Dimension : Lxlxh	mm		
Tenue de tension (1 mn/50 HZ)	kV		
Tenue à la tension de choc	kV		
Courbes caractéristiques des essais (précision)			

**A3.4 : Cahier des Prescriptions Techniques pour le Lot 2 d'Exploitation (CPT Lot 2)**

<b>MINISTÈRE DE L'ENERGIE, DE L'EAU ET DES MINES</b> ----- <b>Direction Générale de l'Energie</b>	<b>REPUBLIQUE DU BENIN</b>
---	----------------------------

**APPEL D'OFFRES À PROJETS  
POUR LA RÉALISATION ET L'EXPLOITATION  
DES SYSTÈMES D'ÉLECTRIFICATION HORS RÉSEAU AU BENIN**

FINANCEMENT :

Millennium Challenge Corporation (MCC)  
-----

**CAHIER DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES  
POUR LE LOT 2 D'EXPLOITATION (CPT Lot 2)**  
-----



## SOMMAIRE

PAGE

<b>1. GENERALITES</b> .....	<b>1</b>
1.1 Objet du document.....	1
1.2 Description sommaire des installations.....	1
1.3 Portée des installations.....	1
1.4 Résumé des services à fournir par l'opérateur .....	1
1.5 Durée du contrat d'exploitation .....	2
<b>2. DESCRIPTION DETAILLEE DES PRESTATIONS DEMANDEES A L'EXPLOITANT</b> .....	<b>2</b>
2.1 Prestations techniques dites « P1 » .....	2
2.2 Prestations techniques dites « P2 » .....	2
2.3 Entretien du groupe et du réseau, suivi technique d'exploitation .....	3
2.4 Dépannage .....	3
2.5 Conseils .....	4
2.6 Nouveaux raccordements et extension du réseau .....	4
2.7 Gros entretien, et modification des installations de production .....	5
2.8 Gestion déléguée du service public de l'électricité .....	6
2.9 Relevé de l'énergie consommée et produite au niveau du groupe .....	6
2.10 Relevé des compteurs des abonnés .....	6
2.11 Facturation et collecte des paiements des abonnés.....	6
2.12 Tenu à jour des documents de gestion.....	7
2.13 Procédure en cas de non paiement d'un abonné .....	7
2.14 Compte-rendu auprès du Maître d'Ouvrage .....	7
<b>3. AUTRES RUBRIQUES LIÉES À L'EXPLOITATION DES ÉQUIPEMENTS</b> .....	<b>9</b>
3.1 Formation de l'exploitant.....	9
3.2 Prise en charge des installations .....	9
3.4 Modalités de fin de contrat .....	10
3.5 Assurance.....	10
3.6 Conformité et contrôle des installations .....	11
3.7 Sécurité des personnes .....	11
3.8 Indicateurs de performance .....	11
3.9 Défaillance des instruments de mesure .....	11
3.10 Contrôle des prestations .....	11
3.11 Les contrôles et essais .....	11
3.12 Autorisations et taxes .....	12
3.13 Engagements réciproques .....	12
3.14 Réunions.....	12
3.15 Avertissement réciproque .....	13
3.16 Confidentialité .....	13

<b>4. REMUNERATION DE L'EXPLOITANT .....</b>	<b>13</b>
<b>5. MODALITES DE REMUNERATION.....</b>	<b>14</b>
<b>6. DOCUMENTS A FOURNIR DANS LA SOUMISSION TECHNIQUE .....</b>	<b>14</b>

# 1. GENERALITES

## 1.1 Objet du document

L'objectif de ce présent CPT est de décrire les spécifications techniques du lot 2 relatives au fonctionnement des centrales électriques hors réseau et des réseaux de distribution d'électricité dans le site du projet1 et le site du projet 2.

## 1.2 Description sommaire des installations

Les installations sont décrites dans la pièce 2 de la note «Dossier d'appel à projets sur le projet d'électrification hors réseau». Pour atteindre les niveaux de consommation attendus, l'utilisation rationnelle de l'énergie sera favorisée (faible consommation d'énergie, par exemple CFL et LED, lissage de la demande de pointe par un changement des utilisations les plus consommatrices d'énergie ...)

### **Pour le site 1 du projet:**

La production d'électricité sera assurée par un générateur EnR/générateur hybride avec une puissance de ..... kW situé dans une pièce avec rangement et bureau. Le réseau électrique aérien avec des poteaux en bois ou en métal aura une longueur totale d'environ .... km en .... mm<sup>2</sup>, ... mm<sup>2</sup> et .... mm<sup>2</sup>. Les compteurs d'abonnés seront regroupés en grappes de dix au niveau des armoires en dehors des concessions. Le nombre d'abonnés est susceptible de changer. On estime qu'à la fin de la phase du projet, le nombre d'abonnés sera ..... et que, sur un horizon à moyen terme (5 ans), le réseau comprendra presque ... abonnés (un chiffre non limitatif).

### **Pour le site du projet 2:**

La production d'électricité sera assurée par un générateur EnR / générateur hybride avec une puissance de ..... kW situé dans une pièce avec rangement et bureau. Le réseau électrique aérien avec des poteaux en bois ou en métal aura une longueur totale d'environ .... km en .... mm<sup>2</sup>, ... mm<sup>2</sup> et .... mm<sup>2</sup>. Les compteurs d'abonnés seront regroupés en grappes de dix au niveau des armoires en dehors des concessions. Le nombre d'abonnés est susceptible de changer. Le nombre prévisionnel d'abonnés en fin de projet est estimé à..... et à un horizon à moyen terme (5 ans) à ..... abonnés.

## 1.3 Portée des installations

Les limites en amont et en aval des installations couvertes par les services sont les suivantes:

- Limites en amont: aucune
- Limites en aval: les bornes LV en aval des compteurs d'abonnés.

## 1.4 Résumé des services à fournir par l'opérateur

Les différents services à fournir par l'opérateur peuvent être répartis comme suit:

Avantages connus sous le nom de "P1"

- A - Alimentation en carburant.

Avantages connus sous le nom de "P2"

- B - Fonctionnement du générateur EnR / générateur hybride
- C - Maintenance du groupe et du réseau, suivi technique de l'opération.
- D - Dépannage.
- F - Astuces
- G - Gestion du service d'électricité déléguée, émission et recouvrement des factures

## 1.5 Durée du contrat d'exploitation

Le Maître d'Ouvrage confie l'exploitation et la gestion des équipements électriques pour une durée de 5 ans renouvelable.

## 2. DESCRIPTION DETAILLEE DES PRESTATIONS DEMANDEES A L'EXPLOITANT

### 2.1 Prestations techniques dites « P1 »

#### **Approvisionnement en carburant**

L'Exploitant aura à sa charge la fourniture et le stockage du gazole en qualité et en quantité suffisante pour faire face à ses obligations, notamment de disponibilité. En contrepartie une redevance proportionnelle à l'énergie électrique consommée par les abonnés lui sera payée.

### 2.2 Prestations techniques dites « P2 »

#### **Fonctionnement du groupe électrogène**

Il s'agit d'assurer les démarrages et arrêts de la production électrique aux heures convenues et de surveiller le fonctionnement normal de l'installation (protocoles de démarrage et d'arrêt, surveillance des indicateurs et voyants), tant au niveau du moteur que de la partie génération électrique.

#### Fourniture des consommables

L'exploitant aura à sa charge la fourniture et le stockage de l'huile et autres consommables en qualité et quantité suffisantes pour faire face à ses obligations.

#### Durée de la fourniture

Le mini-réseau devra pouvoir produire et distribuer l'énergie électrique 365 jours par an. Une indisponibilité de 6 jours par an sera tolérée.

La durée journalière de fourniture d'énergie électrique sera adaptée à l'évolution de la demande, et les horaires de fonctionnement notifiés à l'Exploitant par le Maître d'Ouvrage.

Pour limiter les usures prématurées dues à des démarrages trop fréquents, il ne pourra être procédé au maximum qu'à trois mises en service et qu'à trois arrêts de centrale par jour.

La durée de fonctionnement souhaitée en début d'exploitation est de 8 h/jour, étalée sur 2 périodes (en matinée et en soirée).

## Qualité de la fourniture

Les critères suivants feront l'objet d'un contrôle à la demande du Maître d'Ouvrage ou de son représentant :

- variations de la fréquence admissibles 50 Hz +/- 4%
- variations de la tension admissibles 230 /400V +/- 15%

Si les contrôles révèlent des niveaux de qualité inférieure, le Maître d'Ouvrage et l'Exploitant rechercheront les actions à mener pour assurer un service de meilleure qualité.

## **2.3 Entretien du groupe et du réseau, suivi technique d'exploitation**

### Entretien

L'Exploitant aura la charge de l'entretien régulier (vidanges, etc.), de l'entretien préventif et curatif de l'ensemble du groupe, tant pour les parties mécaniques qu'électriques (nettoyage, resserrage). Il devra maintenir le niveau nécessaire en pièces et d'outillage. Un cahier d'entretien sera tenu à jour.

L'Exploitant devra effectuer la maintenance du réseau électrique jusqu'aux compteurs des Abonnés, par exemple (non limitatif) fixation et état des poteaux électriques, des bornes-compteurs.

Pour les interventions de maintenance préventive ou curative sur le réseau, l'Exploitant procédera au maximum à l'isolement des tronçons de réseau sur lesquels il est nécessaire d'intervenir. D'autre part l'Exploitant profitera des périodes d'arrêt du mini-réseau pour réaliser les opérations d'entretien préventif et de maintenance curative, tant sur la centrale de production que sur le réseau de distribution.

Si les opérations doivent se dérouler pendant la période de fourniture, les arrêts seront communiqués préalablement au Maître d'Ouvrage ainsi que la date et la durée prévisionnelle de l'interruption.

### Suivi technique, mesures de performances

L'Exploitant assurera un suivi technique en effectuant quotidiennement des relevés d'indicateurs de fonctionnement et de performance qui seront consignés sur un cahier de bord suivant un protocole à définir avec l'Autorité de Régulation.

### Tenu à jour des documents

L'Exploitant tiendra à jour les documents suivants :

1. Registre d'exploitation de la centrale
2. Registre d'exploitation du réseau

Tous ces documents resteront la propriété du Maître d'Ouvrage.

## **2.4 Dépannage**

L'Exploitant aura la charge des dépannages courants au niveau du groupe ou du réseau. L'Exploitant est autorisé à cesser la production électrique en cas d'urgence mettant en péril l'exploitation, la justification sera produite au Maître d'Ouvrage à posteriori. Il est précisé que, dans l'hypothèse où une parfaite continuité de la fourniture d'électricité, et/ou sa parfaite qualité ne pourraient être assurées, à quelque instant que ce soit

et pour quelque raison que ce soit, l'Exploitant s'engage à mettre en œuvre immédiatement une procédure de délestage, si les moyens de ce délestage existent sur le site.

Dans le cadre de cette procédure, l'Exploitant devra délester chacun des groupes d'utilisateurs et/ou d'abonnés isolément par ordre de priorité décroissante établi en concertation avec le Maître d'Ouvrage.

## 2.5 Conseils

L'Exploitant devra promouvoir la substitution des besoins énergétiques par l'usage de l'électricité produite et distribuée par chaque mini-réseau, auprès d'une clientèle solvable.

L'Exploitant devra prodiguer des conseils :

- Au Maître d'Ouvrage sur les modifications, extensions ou réparations majeures à effectuer,
- Aux abonnés sur le choix des équipements électriques et sur la sécurité des installations intérieures qu'il devra contrôler avant tout raccordement.

L'Exploitant devra assister le Maître d'Ouvrage dans sa démarche globale d'optimisation de l'énergie consommée (carburant et produits associés) et de l'électricité produite. En ce qui concerne cette dernière, il est rappelé que le projet inclut une composante « utilisation rationnelle de l'énergie ». L'Exploitant devra être en mesure de conseiller les usagers sur le choix des équipements électriques, par exemple sur l'utilisation quasi systématique d'éclairages fluorescents, sur leur puissance et leur emplacement. Le personnel de l'Exploitant devra en conséquence avoir reçu la formation lui permettant de prodiguer ces conseils et de les mettre en pratique pour ce qui est de l'exploitation des équipements de production.

Le soumissionnaire devra expliciter dans son offre les moyens qu'il envisage de mettre en œuvre pour contribuer à la composante « utilisation rationnelle de l'énergie »

## 2.6 Nouveaux raccordements et extension du réseau

L'Exploitant devra prévenir le Maître d'Ouvrage de la nécessité de modifier ou d'étendre le réseau de distribution.

Nouveau raccordement à partir d'une armoire collective ou raccordement individuel (triphase ou monophasé)

Après accord de le Maître d'Ouvrage et selon les principes que celle-ci lui dictera, l'abonné fait creuser la tranchée de câble, installer ses équipements électriques par une personne physique ou morale de son choix, mais avant tout raccordement (pose de compteur et branchement) l'Exploitant devra vérifier la conformité de l'installation vis à vis des règles de sécurité. Il n'est pas interdit à l'exploitant de proposer ces services pour effectuer ces opérations qui ne rentrent pas dans ses prestations contractuelles avec le Maître d'Ouvrage et qui feront l'objet d'un paiement direct par le nouvel abonné. En tant que gestionnaire du stock de pièces détachées, l'exploitant prélèvera un compteur pris sur le stock dont il assure la gestion, même si le branchement est réalisé par un tiers.

### Nouveaux raccordements nécessitant une modification du réseau ou l'ajout d'une armoire collective

Le Maître d'Ouvrage décide de faire effectuer des extensions du système électrique pour permettre de nouveaux branchements sur avis de l'Exploitant avec consultation de l'Autorité de Régulation pour validation ou remarques éventuelles.

Avant toute modification de l'installation envisagée par une des parties, l'autre partie devra être consultée et les conséquences devront être acceptées par les deux (2) parties dans le cadre du contrat les engageant. Au cas où les modifications auraient une conséquence sur les conditions d'exécution des prestations, celles-ci seraient modifiées d'un commun accord, avec, le cas échéant signature d'un avenant au contrat en cours.

En ce qui concerne les modifications souhaitées par le Maître d'Ouvrage, tant en renforcement ou en extension des installations, cette dernière aura la faculté de faire réaliser ces modifications :

- Soit par une procédure de gré à gré avec l'Exploitant, selon les conditions économiques en vigueur, et après validation de l'offre de l'exploitant par l'Autorité de Régulation.
- Soit par toute autre entreprise, retenue après appel à projets lancé par le Maître d'Ouvrage avec l'appui de l'Autorité de Régulation. L'Exploitant pourrait alors être admis à soumissionner comme toute autre entreprise.

### Evolution des installations exploitées en cours de contrat

Les modifications des installations en cours d'exécution du contrat, notamment les modifications sur les réseaux de distribution (nouveaux abonnés) ou l'installation d'un second groupe, devront obligatoirement être prises en charge par l'Exploitant dans les mêmes conditions que les installations initiales. Néanmoins les incidences financières, en plus ou en moins, seront appliquées conformément aux prix unitaires indiqués dans les bordereaux.

## **2.7 Gros entretien, et modification des installations de production**

Le Maître d'Ouvrage est responsable des travaux de gros entretien, des réparations, et du renouvellement des matériels qui composent la génération et la distribution électrique.

Il est du ressort du Maître d'Ouvrage de supporter les coûts de réparation ou de renouvellement de tout équipement ou ensemble d'équipements faisant partie des installations prises en charge. Cette opération peut s'imposer suite à des détériorations accidentelles ou dues à une usure normale.

### Modernisation occasionnée par un renouvellement

A l'occasion d'une panne ou avarie, le Maître d'Ouvrage peut être amenée, avec l'avis de l'Exploitant et l'Autorité de Régulation à remplacer dans son ensemble un matériel important, et compte tenu de l'évolution de la technique, à substituer aux appareils à remplacer des matériels de principe ou de puissance mieux adaptés à la poursuite de l'exploitation, non seulement jusqu'à la fin du contrat, mais également au-delà de la date de son expiration.

Si un tel changement modifiait les performances du système électrique, les valeurs de référence utilisées pour le calcul du prix des prestations de l'Exploitant (par exemple la consommation spécifique) seraient revues de façon contradictoire.

## Prévision et exécution des gros travaux

En début de chaque période trimestrielle, l'Exploitant dresse la liste des prestations de gros entretien, de renouvellement ou d'extension à effectuer au cours de la prochaine période.

En ce qui concerne les travaux d'entretien, de renouvellement ou d'extension, le Maître d'Ouvrage aura la faculté de faire réaliser ces modifications :

- Soit par une procédure de gré à gré avec l'Exploitant, selon les conditions économiques en vigueur, et après validation de l'offre de l'exploitant par l'Autorité de Régulation.
- Soit par toute autre entreprise, retenue après appel à projets lancé par le Maître d'Ouvrage avec l'appui de l'Autorité de Régulation. L'Exploitant pourrait alors être admis à soumissionner comme toute autre entreprise.

## **2.8 Gestion déléguée du service public de l'électricité**

Chaque mini-réseau fera l'objet de mission de service public avec une gestion déléguée à l'attributaire de ce présent lot. Les tâches de l'Exploitant concernant ce volet de sa fonction se détaillent comme suit.

## **2.9 Relevé de l'énergie consommée et produite au niveau du groupe**

Les relevés comprendront :

- la mesure de consommation de carburant,
- le temps de fonctionnement du groupe (avec heures de démarrage et d'arrêt),
- l'énergie électrique délivrée.

Pour certains jours, il pourra être demandé des relevés de courbe de charge, c'est à dire noter la consommation globale en fonction des heures de la journée.

## **2.10 Relevé des compteurs des abonnés**

Ces campagnes de relevés seront réalisées par l'Exploitant avec une périodicité mensuelle. L'Exploitant peut réaliser ces campagnes de relevés en une ou plusieurs tranches mensuelles. Le prix de ce service est inclus dans la prestation P2<sub>abonné</sub> définie au paragraphe 4.

## **2.11 Facturation et collecte des paiements des abonnés**

Pour le paiement du service électrique, l'exploitant mettra en place une gestion de la demande par compteurs intelligents à prépaiement reliés à une plateforme permettant à tous abonnés d'alimenter directement son crédit (par mobile money d'un opérateur téléphonique) ou à un poste de recharge ou autre type de forfait de recharge que l'exploitant pourra mettre à la disposition de ces abonnés.

Pour le paiement de frais particuliers (de raccordement au réseau d'un abonné, d'une installation intérieure), l'exploitant inclura ces frais dans sa tarification sur une période donnée.

Les frais spéciaux pour

- de modification d'abonnement (changement de compteur)
- de remise sous tension

pourront être facturés directement à l'abonné.



L'Exploitant fixe le tarif des frais particuliers, avec l'appui de l'Autorité de Régulation et le Maître d'Ouvrage. Chaque facture sera émise en nombre et destinataires comme pour les précédentes.

## 2.12 Tenu à jour des documents de gestion

Dans son offre, le soumissionnaire précisera comment il s'organisera pour assurer le suivi des documents de gestion.

## 2.13 Procédure en cas de non-paiement d'un abonné

Si la facturation se fait manuellement, l'Exploitant signalera au Maître d'Ouvrage les retards de paiement de plus d'un mois qui seront considérés comme factures impayées. Il est de la responsabilité de l'Exploitant d'informer les abonnés ayant un retard de paiement supérieur à un mois des conséquences encourues si ce retard s'accroît jusqu'à deux mois.

En cas de retard de paiement supérieur à deux mensualités de consommation de l'abonné considéré, l'Exploitant sera autorisé, sauf avis contraire du Maître d'Ouvrage dûment justifié, de couper la fourniture électrique à l'abonné concerné.

## 2.14 Compte-rendu auprès du Maître d'Ouvrage

### Rapports mensuels

Suivant une périodicité mensuelle ou sur demande écrite de la part du Maître d'Ouvrage, l'Exploitant devra fournir à l'Autorité de Régulation et le Maître d'Ouvrage dans un délai maximal de 10 jours après la réception de cette demande, un rapport, en 3 exemplaires, présentant les éléments listés dans les paragraphes ci-après.

### Le bilan technique

- Carburant consommé
- Energie électrique produite totale, pourcentage d'énergie renouvelable dans la production totale
- La courbe de charge journalière moyenne (une journée type, semaine et week-end)
- Le nombre d'heures de fonctionnement effectif par mois
- La puissance maximale atteinte
- Les travaux effectués sur la période (entretien, raccordement de nouveaux abonnés..)
- Les incidents constatés.

### Le bilan de gestion

Chaque trimestre l'Exploitant remettra à l'Autorité de Régulation et le Maître d'Ouvrage les informations suivantes :

1. Registre des abonnés :
  - a. Désignation, localisation, type d'abonnement
  - b. Consommation du mois
  - c. Facturations du mois
  - d. Encaissements du mois

- e. Créances et solde général
2. Récapitulatif général :
- f. Consommation du mois
  - g. Somme des facturations
  - h. Somme des arriérés
  - i. Somme des paiements encaissés
  - j. Variation des arriérés depuis le mois précédent
3. Les autres produits d'exploitation
- k. Abonnements
  - l. Frais particuliers
  - m. Les montants collectés
  - n. Le taux de recouvrement de la facturation globale
  - o. Liste des Abonnés ne respectant pas le taux de recouvrement individuel minimal imposé dans le délai imparti.

Ces informations seront remises à l'Autorité de Régulation également sous forme informatique. Elles seront également sauvegardées par l'Exploitant sur support CD gravable.

#### Les charges d'exploitation

Les charges mensuelles de l'Exploitant, avec les justifications de ces prestations (factures originales en cas d'ajustement), au titre de :

- L'exploitation du mini-réseau
- La gestion déléguée du service public

#### Les prévisions d'exploitation sur la période à venir

Ces prévisions d'exploitation de la période à venir, devront présenter notamment:

- Liste des travaux proposés par l'Exploitant
- Liste des interruptions programmées
- Liste des demandes d'abonnés

#### Autre

- Etat du stock de pièces détachées (en particulier des compteurs).

#### Rapports annuels

Le rapport annuel sera remis par l'Exploitant 12 mois après sa prise de fonction, puis à la fin de chaque tranche de 12 mois de prestation.

Il sera établi à partir des informations contenues dans les rapports mensuels et contiendra une synthèse globale établie en concertation avec l'Autorité de Régulation et le Maître d'Ouvrage. Il sera présenté au Maître d' Ouvrage.

## 3. AUTRES RUBRIQUES LIÉES À L'EXPLOITATION DES ÉQUIPEMENTS

### 3.1 Formation de l'exploitant

Avant la prise en charge des installations, le personnel de l'Exploitant bénéficiera d'une formation spécifique assurée par l'adjudicataire du lot n°1. En particulier, la formation portera sur :

- Conduite journalière du mini réseau
- Maintenance du groupe
- Maintenance du champs solaire et nettoyage du bâtiment de la centrale
- Formation à l'utilisation du logiciel de gestion développé pour le projet (avec l'appui du maître d'œuvre délégué).

### 3.2 Prise en charge des installations

Pour des installations neuves (première mise en exploitation) :

Les matériels seront réputés neufs. La prise en charge des installations fera l'objet d'un état des lieux formalisé par procès-verbal entre les Parties qui décrira l'état technique des installations et équipements tel qu'il peut être constaté à ce moment. Seront listés et feront l'objet d'un procès-verbal :

- Les outillages
- Les pièces détachées
- Les documents
- Les matériels de gestion
- Le matériel de bureau et informatique

Pour des installations usagées (contrats d'exploitation suivants) :

La prise en charge des installations par un nouveau Exploitant se fera après que toutes réparations ou opérations de remise à niveau nécessaires aient été effectuées par le Maître d'Ouvrage. Elles seront alors réputées être en état d'usure normale et avoir été entretenues auparavant suivant les règles de l'Art. Ceci fera l'objet d'un état des lieux formalisé par procès-verbal entre les Parties et constatées contradictoirement. Les outillages, pièces détachées et documents seront listés comme précédemment.

Période probatoire des performances

Dans un délai de 3 mois à compter de la date de prise en exploitation, l'Exploitant consignera par écrit l'ensemble des dysfonctionnements et/ou désordres importants affectant les performances des installations et constituant des écarts par rapport au procès-verbal, et que l'Exploitant aura pu constater durant cette période probatoire. En particulier, l'Exploitant consignera la consommation spécifique des groupes électrogènes, qui permet de calculer la rémunération P1.

A l'issue du délai de 3 mois, l'Exploitant notifiera au Maître d'Ouvrage lesdits dysfonctionnements et/ou désordres importants ; les Parties se rencontreront dans un délai de 10 jours ouvrés pour discuter des modalités de réalisation et de prise en charge des travaux et mises à niveau nécessaires, étant entendu que le Maître d'Ouvrage conservera la charge financière de cette remise à niveau sauf s'il est avéré que la responsabilité de l'Exploitant est en cause. En ce qui concerne la consommation spécifique des groupes, si

elle diffère du niveau de référence retenu, ceci n'entraînera pas de travaux mais un réajustement du prix de la prestation P1, tel que défini au paragraphe 4.

En cas de désaccord, ou de non-réalisation correcte des travaux de mises à niveau, l'Exploitant pourra suspendre partiellement ou totalement tout ou partie de ses obligations après signalement par écrit et justification des raisons qui le déchargent contractuellement.

#### Contrôles et essais préalables à la réception :

La liste des essais et contrôles qu'il est prévu de réaliser préalablement à la fin du contrat d'exploitation des installations sera proposée par la l'Autorité de Régulation et soumise à l'approbation du Maître d'Ouvrage.

Les essais et contrôles de réception en fin de contrat ont pour but de vérifier :

1. Que l'état des installations est correct.
2. Que les prestations, notamment celles liées au renouvellement du stock de pièces constaté à la prise d'effet du contrat, ont été effectuées correctement.

### **3.4 Modalités de fin de contrat**

A la cessation du contrat, l'Exploitant devra remettre au Maître d'Ouvrage les installations et équipements en état normal d'entretien et de fonctionnement. Cette remise des installations donnera lieu à l'établissement d'un constat contradictoire. La documentation technique et les livres de bord consignants les opérations d'entretien ou autres interventions seront remis au Maître d'Ouvrage. Outillages, pièces détachées et documents seront remis en état et nombre sauf pour le stock de compteurs dont sera remis un compte séparé.

### **3.5 Assurance**

Après adjudication de son contrat, l'Exploitant devra proposer une assurance pour tout dommage corporel et matériel pouvant survenir à un tiers et ayant pour origine les équipements de production et de distribution électrique. Si elle décide de souscrire cette assurance, le Maître d'Ouvrage en supportera le coût.

Après adjudication de son contrat, l'Exploitant devra également proposer une assurance, offrant « une garantie des dommages matériels ». Cette garantie couvre les dommages matériels sur les installations exploitées et survenant à la suite :

- D'un incendie
- D'une explosion
- D'un vol
- D'une infraction par un tiers
- Des dégâts provoqués par les eaux.

Si elle décide de souscrire cette assurance, elle en supportera le coût.

### **3.6 Conformité et contrôle des installations**

La conformité des installations devra être maintenue par l'Exploitant, tout particulièrement en ce qui concerne la sécurité des personnes. En aucun cas le Maître d'Ouvrage ne sera tenu responsable des conséquences d'accidents. L'entretien des dispositifs de lutte contre l'incendie des installations faisant l'objet du présent contrat sont à la charge de l'Exploitant.

Les contrôles techniques réglementaires éventuels des installations sont à la charge du Maître d'Ouvrage. L'assistance et l'accompagnement nécessaires à leur exécution sont à la charge de l'Exploitant.

### **3.7 Sécurité des personnes**

Notamment pour des soucis de sécurité des personnes, toute personne autre que celle appartenant au personnel de l'Exploitant souhaitant visiter ou contrôler les équipements et installations confiées à l'Exploitant devra en obtenir un accord écrit et une décharge de ce dernier, avec l'accompagnement d'au moins un représentant de l'Exploitant.

### **3.8 Indicateurs de performance**

Les indicateurs de performance seront établis à partir des informations contenues dans les rapports mensuels :

- Nombre d'abonnés (croissance)
- Taux mensuel de recouvrement
- Montant des arriérés (et évolution)
- Pertes techniques et non techniques.

### **3.9 Défaillance des instruments de mesure**

Lors de la défaillance d'un instrument de mesure (de consommation, de qualité,...), la mesure non enregistrée pendant cette période de défaillance sera estimée par rapport à la mesure moyenne relevée sur des périodes identiques encadrant celle de la défaillance.

L'exploitant est responsable du remplacement / de la réparation des instruments de mesure à l'identique dans un délai maximal de un mois. Sauf si l'Exploitant est responsable de la détérioration de l'instrument de mesure, le coût de son remplacement / sa réparation est supporté par le Maître d'Ouvrage.

### **3.10 Contrôle des prestations**

L'Exploitant devra fournir à l'Autorité de Régulation et le Maître d'Ouvrage tous les documents nécessaires que cette dernière lui demandera.

Les frais de contrôle et/ou d'expertise sont supportés par le Maître d'Ouvrage.

### **3.11 Les contrôles et essais**

#### Contrôles et essais courants

Ils sont à la charge de l'Exploitant uniquement dans le cadre de l'exécution de ses prestations et obligations. Le programme de contrôles et d'essais sera établi en concertation avec l'attributaire du lot n°1 et l'Autorité

de Régulation. Il concerne la centrale, ainsi que le réseau avec la surveillance des lignes de distribution, le contrôle périodique des sécurités (asservissements, mesure des prises de terre...).

#### Contrôles et essais en cours d'exploitation

Ces contrôles et essais peuvent être occasionnés par :

1. la réception provisoire de modification des installations : ils seront alors exécutés sur le cahier des charges propres à ces modifications.
2. la demande du Maître d'Ouvrage: ils donneront lieu à l'intervention d'une société ou d'un organisme de contrôle et d'expertise.

### **3.12 Autorisations et taxes**

Le maître d'ouvrage entreprendra les démarches en vue de l'obtention, par l'Exploitant, des autorisations telles que définies dans le décret N° ..... portant réglementation d'EHR à Benin.

Le Maître d'Ouvrage fait également siennes les démarches à entreprendre auprès des autorités administratives afin que l'Exploitant soit autorisé à émettre des factures de fourniture de service électrique selon les textes réglementaires en vigueur ou qui seront adoptés dans le cadre de la réforme du secteur de l'électricité.

### **3.13 Engagements réciproques**

Les réglementations en vigueur s'appliquent au Maître d'Ouvrage comme à l'Exploitant. Si un changement de réglementation intervenait et impliquait un remaniement des installations, l'Exploitant en aviserait Maître d'Ouvrage qui les ferait dans ce cas exécuter à ses frais.

### **3.14 Réunions**

Le Maître d'Ouvrage, l'Autorité de Régulation et l'Exploitant conviennent de se rencontrer suivant les périodicités suivantes :

#### Réunions annuelles

Ces réunions seront programmées, afin notamment de:

- Faire le bilan général des résultats d'exploitation au travers des consommations réalisées, des travaux de maintenance effectués, des incidents majeurs survenus, et établir ainsi les performances atteintes. Ce bilan sera d'abord élaboré entre l'Exploitant et l'Autorité de Régulation puis présenté au Maître d'Ouvrage.
- Etablir le bilan prévisionnel des consommations à venir, des travaux programmés.

#### Réunions trimestrielles

Ces réunions seront programmées, afin notamment de:

- Faire le bilan des consommations passées, des travaux effectués et des incidents survenus.
- Etablir le bilan prévisionnel des consommations à venir, des travaux programmés en maintenance.

### Réunions événementielles

Les Parties et l'Autorité de Régulation peuvent se réunir à l'initiative de l'une ou l'autre en cas d'événement majeur, et en cas de variation significative de l'un des paramètres suivant ayant servi à la détermination des prix:

- Variation des paramètres d'activité,
- Modifications des équipements ou de leurs caractéristiques techniques,
- Modifications des conditions économiques ou fiscales extérieures à l'Exploitant obérant les conditions économiques des prestations.

### **3.15 Avertissement réciproque**

Il a lieu en cas de survenance ou de risque de survenance d'un incident ou d'une anomalie de production, de quelque nature qu'il soit, qu'il affecte la qualité ou la quantité des services et/ou des prestations et/ou de l'approvisionnement en carburant ou autre produits nécessaires à la production. La partie informée s'engage à avertir immédiatement, dès qu'il en a connaissance, l'autre partie, en précisant dans la mesure du possible l'impact probable de cet incident ou de cette anomalie.

### **3.16 Confidentialité**

Chacune des Parties s'engage, pour ce qui la concerne, à conserver confidentielles toutes les informations échangées entre elles au cours du processus de négociation du présent contrat ainsi que toutes les informations qui seront échangées au cours de son exécution, et à ne divulguer ces informations à aucun tiers que ce soit, à moins :

- D'y être contrainte par une autorité administrative ou judiciaire ou par une décision administrative ou judiciaire devenue définitive, ou que cette divulgation ne lui soit nécessaire pour faire valoir ses droits.
- Que le tiers soit assermenté ou soumis au secret professionnel et qu'il soit mandaté par l'une des Parties.
- D'avoir reçu par écrit l'accord de l'autre partie.

## **4. REMUNERATION DE L'EXPLOITANT**

La rémunération du promoteur exploitant se fait directement sur le tarif qu'il perçoit auprès des abonnés qui ont signé une souscription avec lui. Le tarif perçu doit permettre de couvrir les coûts de gestion ordinaire du service dont il est en charge ainsi que les coûts liés à sa maintenance et son développement durant la période de validité de la concession.

Dans son offre financière, le soumissionnaire indiquera pour chaque localité pour lesquelles il établit un système électrique hors réseau ou pour l'ensemble des localités s'il souhaite établir une tarification uniforme dans sa concession son prix de référence  $P_{ref}$  exprimé en FCFA/kWh. Ce tarif de référence est calculé sur la base des éléments suivants :

1. d'un plan d'affaire présenté suivant le modèle joint au dossier d'appel à projets basé sur la méthodologie de calcul du cost-plus, avec le détail des différents coûts éligibles tels que précisés dans une annexe du document d'appel d'offre ;

2. le niveau de subvention sur investissements requis par le soumissionnaire, conformément aux conditions qui lui sont offertes dans cet appel à projets;
3. le taux de rendement sur fonds propres, qu'il souhaite obtenir.

L'Autorité de Régulation qui dispose d'un logiciel de calcul tarifaire vérifiera dans un premier temps l'éligibilité des coûts proposé ainsi que le réalisme de ces derniers. Une fois le niveau de coûts vérifié, l'autorité de régulation procède à la vérification du calcul tarifaire.

Ces 3 éléments serviront dans un premier temps de critères d'évaluation de l'offre du promoteur/exploitant et dans un second temps à l'établissement d'une grille tarifaire pour les localités desservies.

## 5. MODALITES DE REMUNERATION

### Principe

L'Exploitant collecte chaque mois les paiements correspondant aux sommes dues par les abonnés, au titre des :

- Abonnements (si des frais de souscription sont à payer avant le raccordement)
- Consommations d'énergie (suivant la tarification établie)
- Frais particuliers (pouvant être relié à des mesures d'efficacité énergétique)
- Recouvrement des frais de raccordement et de l'installation intérieure.

Le Promoteur/Exploitant est responsable de la sécurité des sommes collectées sur les lieux de fourniture du service électrique hors réseau.

L'Autorité de régulation recommande que la comptabilité du promoteur exploitant soit a minima organisé de la façon suivante :

- Un compte, intitulé « compte d'exploitation » servant à couvrir les coûts de fonctionnement des systèmes d'électrification hors réseau y compris le paiement des droits de licence à de l'Autorité de Régulation, les taxes et les impôts, ainsi que sa propre rémunération.
- Un autre compte intituler « compte de maintenance, de renouvellement et d'extension », dans lequel seront versées annuellement les provisions pour la grosse maintenance, le renouvellement et les extensions des systèmes EHR en fonction de l'évolution de la demande

## 6. DOCUMENTS A FOURNIR DANS LA SOUMISSION TECHNIQUE

L'ensemble des pièces écrites et des documents à fournir, ainsi que toute transmission d'information, sera établi en français.

Les soumissions de projets seront à remettre suivant les modalités définies dans les instructions aux soumissionnaires. Les pièces à fournir dans le dossier d'offre des soumissionnaires à joindre dans l'enveloppe n°3 sont les suivantes (liste non limitative) :

1. Le présent CPT [paraphé à chaque page]
2. Description détaillée des prestations



3. Description du système d'organisation :

- Organisation des moyens et ressources déployés au niveau de chaque centre d'approvisionnement
- CV du personnel d'appui
- Système d'information et relations avec le comité villageois de veille
- les moyens que le soumissionnaire envisage de mettre en œuvre pour contribuer à la composante « utilisation rationnelle de l'énergie

4. Description du système de gestion :

- le type d'organisation pour le comptage, la facturation et la collecte des recettes auprès des abonnés, indiquant les technologies appliquées (compteurs traditionnels, compteurs à prépaiement, utilisation d'une plate-forme de gestion de la clientèle et des données essentielles de la centrale, facturation et collecte des recettes, ou tarification par forfait de consommation prépayé suivant le principe 'pay as you go', relais bancaires de proximité ou paiements par téléphone, etc)

La rémunération de l'exploitant se fait sur la base de la fixation du tarif moyen de vente de l'électricité ou du service électrique sur la base de la méthodologie du cost plus établissant pour une période donnée le taux de retour sur investissement du promoteur/exploitant.

La méthodologie du cost plus ainsi que l'ensemble des coûts éligibles pour le calcul du tarif est jointe en annexe du dossier d'appel à projets.

## ANNEXE 4: CONVENTION DE CONCESSION

### SOMMAIRE

#### Page

<b>CHAPITRE I : DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES.....</b>	<b>2</b>
Article 1. Objet de la Convention .....	2
Article 2: Définitions.....	2
<b>CHAPITRE 2 : DISPOSITIONS RELATIVES A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE .....</b>	<b>3</b>
Article 3. Equipements de production .....	3
Article 4. Autoproducteurs .....	4
<b>CHAPITRE 3. DISPOSITIONS RELATIVES AU TRANSPORT D'ELECTRICITE.....</b>	<b>4</b>
Article 5. Établissement des lignes et installations de transport par le Concessionnaire .....	4
<b>CHAPITRE 4. DISPOSITIONS RELATIVES A LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE .....</b>	<b>4</b>
Article 6. Infrastructures de distribution.....	4
Article 7. Exclusivité dans le Périmètre de la Concession.....	5
Article 8. Obligation de desserte .....	5
Article 9. Obligation de raccorder les usagers et leur proposer une souscription.....	5
Article 10. Obligation de réaliser les installations intérieures .....	5
Article 11. Obligation d'entretien et de renouvellement .....	5
<b>CHAPITRE 5. DISPOSITIONS RELATIVES A LA VENTE AU DETAIL D'ELECTRICITE .....</b>	<b>6</b>
Article 12. Conditions générales de vente au détail .....	6
Article 13. Types d'Abonnés et Conditions Tarifaires .....	6
Article 14. Règlements du Service .....	6
<b>CHAPITRE 6. OBLIGATIONS DU CONCESSIONNAIRE .....</b>	<b>6</b>
Article 15. Conditions générales d'exploitation du service par le Concessionnaire .....	6
Article 16. Établissement par le Concessionnaire du programme d'exécution détaillé .....	7
Article 17. Prérogatives particulières des Agents du Concessionnaire.....	7
Article 18. Contrôle .....	7
Article 19. Normes et standards techniques des ouvrages et équipements mis en place par le Concessionnaire .....	8
<b>CHAPITRE 7. ENGAGEMENTS DE L'AUTORITE CONCEDANTE .....</b>	<b>8</b>
Article 20. Engagements de l'Autorité Concédante .....	8
<b>CHAPITRE 8. ASSURANCES ET RESPONSABILITE.....</b>	<b>9</b>
Article 21. Responsabilité .....	9
Article 22. Installations d'énergie renouvelable individuelles.....	9
Article 23. Assurances.....	9
<b>CHAPITRE 9. REGIME DES BIENS .....</b>	<b>10</b>

Article 24. Définition des biens de retour .....	10
Article 25. Régime des biens de retour .....	10
Article 26. Traitement comptable des biens de retour .....	10
Article 27. Définition des biens de reprise .....	11
Article 28. Régime des biens de reprise .....	11
Article 29. Traitement comptable des biens de reprise .....	11
Article 30. Retour des biens à l'Autorité Concédante .....	11
Article 31. Reprise des biens par l'Autorité Concédante .....	12
<b>CHAPITRE 10. DISPOSITIONS FINANCIERES.....</b>	<b>12</b>
Article 32. Prix et tarifs .....	12
Article 33. Redevance à verser à l'Autorité de Régulation de l'Electricité.....	12
<b>CHAPITRE 11. MODIFICATIONS ET FIN DE LA CONVENTION .....</b>	<b>12</b>
Article 34. Modification de la Convention d'un commun accord entre les parties .....	12
Article 35. Modification de la Convention.....	13
Article 36. Fin de la Convention.....	13
Article 37. Prorogation de la Concession .....	13
<b>CHAPITRE 12. DIVERS .....</b>	<b>14</b>
Article 38. Notifications .....	14
Article 39. Droit applicable .....	14
Article 40. Arbitrage et règlement des différends .....	14
Article 41. Indépendance des dispositions de la Convention .....	14
Article 42. Documents contractuels.....	15
Annexe 1 : La Liste des Localités.....	16
Annexe 2 : Cahiers des Charges.....	17
Annexe 3 : L'Etablissement d'un Modèle Financier pour le Calcul du Taux de Retour Régulé sur Investissement Du Concessionnaire .....	18

<b>MINISTÈRE DE L'ENERGIE, -----</b> ----- <b>Direction Générale de l'Energie</b>	<b>REPUBLIQUE DE BENIN</b>
---	----------------------------

**CONVENTION DE CONCESSION ENTRE**

**LE MINISTÈRE DE L'ENERGIE**

**ET LA SOCIÉTÉ .....**

La présente Convention est conclue le .....entre,

La République du Benin,

représentée par le **Ministère de L'Energie** ci-après dénommée « l'Autorité Concédante » d'une part,

**Et**

la Société ..... dûment représentée par son **Directeur Général**,  
ci-après dénommée le « Concessionnaire », d'autre part

IL A ÉTÉ CONVENU CE QUI SUIT :

## CHAPITRE I : DISPOSITIONS PRÉLIMINAIRES

### Article 1. Objet de la Convention

Par la présente Convention, l'Autorité Concédante confie au Concessionnaire qui l'accepte, la réalisation et l'exploitation des installations et équipements nécessaires à la desserte en électricité ou services électriques des localités rurales dont la liste est en annexe, ainsi que la vente au détail d'électricité ou de services électriques dans le Périmètre de sa concession.

La convention de concession couvre la réalisation des infrastructures de production et de distribution, ainsi que les branchements des abonnés et les installations intérieures, bien que ces dernières restent à la charge des abonnés. Elle couvre également l'exploitation, la maintenance et le développement de ses infrastructures ainsi que la vente d'électricité ou de services électriques aux abonnés finaux.

Dans le cas où ces infrastructures auraient été construites par l'Autorité Concédante, la convention de concession couvre tous les aspects liés à la mise à la disposition du concessionnaire de ces infrastructures, à la gestion et l'entretien de ces infrastructures par ce dernier, et aux conditions économiques et financières liées à la mise à disposition de ces infrastructures.

### Article 2: Définitions

« Abonnés » désigne les clients du concessionnaire localisés dans le périmètre de la concession et liés au concessionnaire par un contrat d'abonnement en fourniture de services électriques.

« ABERME », désigne l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie en charge de la mise en œuvre et du suivi des projets et programme EHR conformément aux options définies par la politique et déclinées dans le plan directeur.

« Autorité Concédante » signifie le représentant de l'Etat, partie et signataire de la présente Convention de concession, en l'occurrence le Ministère en charge de l'énergie ou l'ABERME pour les contrats d'Autorisation.

« Cahier des Charges » signifie une annexe de la présente Convention consacrée aux obligations et spécifications techniques de la fourniture d'électricité par le concessionnaire.

« Comités villageois » désigne, le comité de veille représentant les abonnés et les habitants du village auprès de l'exploitant du concessionnaire, il jouera un rôle d'interface pour le raccordement de nouveaux abonnés pour toute difficulté rencontrée par un abonné par rapport aux services et dans le cas de différend entre l'abonné exploitant.

« Concessionnaire » désigne la société ou le groupement adjudicataire de la concession, objet de la présente Convention de concession.

« Installations de production » désigne les ouvrages et équipements destinés à la production d'électricité.

« Lois et normes en vigueur » désigne l'ensemble des textes législatifs et réglementaires ainsi que les normes applicables au secteur de l'électrification rurale.

« Ministre » signifie le Ministre chargé de l'énergie.

« Parties » signifie l'Etat et le Concessionnaire.

« Périmètre de la Concession » désigne la zone géographique attribuée au Concessionnaire, où il a une exclusivité de production, de distribution et de vente d'électricité.

« Règlement de service » désigne le document qui fixe les règles applicables par le concessionnaire dans ses relations avec les usagers finaux des services offerts dans le cadre de la présente Convention de concession.

« Règlement des Abonnements » désigne le document contractuel liant le concessionnaire et l'abonné et définissant les règles et modalités de l'abonnement.

« Société de projet » désigne la société de droit béninoise créée par le concessionnaire et qui assure pour le compte de ce dernier l'exécution de la présente Convention de concession.

## **CHAPITRE 2 : DISPOSITIONS RELATIVES A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE**

### **Article 3. Equipements de production**

Les équipements de production d'électricité (centrales d'énergies renouvelables ou parc de kits et de picocentrales PV dans le cas de SSED et leurs dispositifs de protection) ainsi que les bâtiments qui y sont dédiés sont la propriété du concessionnaire.

Le statut, en termes de propriété, des équipements de production construits par l'Autorité Concédante et transférés au concessionnaire dépendra des conditions du transfert. Leur valeur pourrait être considérée comme constituant la contribution de l'État en termes d'accompagnement financier du Concessionnaire, auquel cas ils seront considérés comme la propriété de ce dernier. Une autre variante consiste à établir un partenariat dans lequel l'Autorité Concédante investit à hauteur de la valeur vénale des équipements existants. Dans ce cas, le concessionnaire aura une obligation de gérer le patrimoine concédé en bon père de famille en assurant une exploitation viable, un entretien et une maintenance performants. Il pourra

éventuellement payer à l'Autorité Concédante une redevance pour l'utilisation de ces infrastructures.

Un inventaire des installations de production sera dressé de façon contradictoire par l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans un délai de six (6) mois à compter de la date de signature de la présente Convention avec une mention claire de leur origine et de leurs propriétés (infrastructures transférées ou construites, propriété du Concessionnaire ou de l'Autorité Concédante).

#### **Article 4. Auto-producteurs**

Le Concessionnaire est autorisé à conclure des accords avec des auto-producteurs disposant d'une production excédentaire, pour l'alimentation de ses réseaux autonomes et la desserte des abonnés, et ce dans la limite des prescriptions de la Loi.

### **CHAPITRE 3. DISPOSITIONS RELATIVES AU TRANSPORT D'ELECTRICITE**

#### **Article 5. Établissement des lignes et installations de transport par le Concessionnaire**

Le Concessionnaire est tenu de réaliser les lignes Moyenne Tension 33 kV assimilées à des lignes de transport et autres installations nécessaires dans le cas où il dessert plusieurs localités à partir d'une centrale de production (généralement hydro-électrique).

Le Concessionnaire est également tenu de réaliser la ligne moyenne tension nécessaire à l'évacuation du surplus de production d'énergie renouvelable (généralement hydroélectrique) vers le réseau de la SBEE ou de la CEB, pour la vente de ce surplus à ces dernières. Il aura dans ce cas à négocier un contrat de vente d'électricité (PPA) préalablement à la signature de cette convention.

Bien que restant la propriété du concessionnaire, ces infrastructures de transport d'énergie sont déclarées d'utilité publique et ne pourront être démontées sans l'autorisation de l'Autorité Concédante.

Un inventaire des installations de transport sera établi de façon contradictoire par l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans un délai de 6 mois à compter de la date de signature de la présente Convention, avec mention de leur nature (transférées ou construites) et de leur propriétaire.

### **CHAPITRE 4. DISPOSITIONS RELATIVES A LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

#### **Article 6. Infrastructures de distribution**

6.1. Dans le cas où des infrastructures de distribution d'électricité existent déjà dans le périmètre de la concession, les lignes de distribution ainsi que les équipements éventuels des postes de transformation et leurs dispositifs de protection seront transférés par l'Autorité Concédante au concessionnaire qui assurera leur gestion, leur maintenance et leur extension. Le régime de propriété sera identique à celui des

installations de production (article 5 de cette convention) en fonction des dispositions prises par l'Autorité Concédante par rapport à ces équipements.

6.2. Dans le cas où le concessionnaire construit les infrastructures liées à la distribution d'électricité, ces dernières seront déclarées d'utilité publique et ne pourront être démontées sans l'autorisation de l'Autorité Concédante. Le concessionnaire conserve toutefois la propriété de ces dernières jusqu'à la fin de la validité de cette convention.

Un inventaire des installations de distribution sera dressé de façon contradictoire par l'ABERME et le Concessionnaire dans un délai de six (6) mois à compter de la date de signature de la présente Convention avec une mention claire de leur origine et de leur propriété (infrastructures transférées ou construites, propriété du Concessionnaire ou de l'Autorité Concédante).

### **Article 7. Exclusivité dans le Périmètre de la Concession**

Sous réserve des dispositions de l'article 8, le Concessionnaire a l'exclusivité de l'exploitation des installations de production et de distribution d'électricité dans le Périmètre de sa concession, ceci indépendamment du régime de propriété de ces dernières. Il a également l'exclusivité de la vente d'électricité et de services électriques dans le périmètre de sa concession. Il peut perdre cette exclusivité en cas de manquement à ses obligations de service.

### **Article 8. Obligation de desserte**

A l'issue des trois (3) premières années d'exploitation, le Concessionnaire a l'obligation de desservir un nombre total d'abonnés au moins égal à celui notifié dans la Liste des localités figurant en Annexe à la présente Convention.

### **Article 9. Obligation de raccorder les usagers et leur proposer une souscription**

Le Concessionnaire s'engage à fournir l'énergie électrique d'une façon non discriminatoire à tout propriétaire, locataire ou occupant d'un local situé à l'intérieur de la concession, qui en fait la demande et satisfait à toutes les conditions fixées par le Cahier des Charges annexé à la présente Convention.

### **Article 10. Obligation de réaliser les installations intérieures**

Le Concessionnaire réalise pour le compte de l'abonné les installations intérieures sur la base de bordereaux standards pour différentes tailles d'installation. Ces installations auront été contrôlées sur schémas par Contrelec et auront fait l'objet d'une approbation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité quant au montant forfaitaire requis pour la réalisation. Le concessionnaire assure également le suivi de la maîtrise de la demande en énergie électrique. Cette disposition est optionnelle pour les usagers facturés au compteur.

### **Article 11. Obligation d'entretien et de renouvellement**

Les installations et équipements de production, de transport et de distribution faisant partie de la concession doivent être maintenus en bon état de marche par le Concessionnaire qui en assure l'entretien quotidien, la maintenance, le développement et le renouvellement.



## **CHAPITRE 5. DISPOSITIONS RELATIVES A LA VENTE AU DETAIL D'ELECTRICITE**

### **Article 12. Conditions générales de vente au détail**

Le Concessionnaire a l'exclusivité de la vente au détail de l'électricité dans le Périmètre de sa concession.

### **Article 13. Types d'Abonnés et Conditions Tarifaires**

Les Abonnés seront facturés au compteur ou sur une base forfaitaire et la tarification sera fixée après approbation par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

Le concessionnaire développera une grille tarifaire prenant en compte les besoins des usagers domestiques (énergie de confort), des institutions et des activités génératrices de revenus.

### **Article 14. Règlements du Service**

14.1. Dans un délai de six (6) mois à compter de la date de signature de la présente et avant la mise en exploitation du système, le Concessionnaire établit et communique à l'Autorité Concédante et à l'Autorité de Régulation de l'Electricité un projet de règlement de service explicitant les règles appliquées par le Concessionnaire dans sa relation avec les consommateurs.

14.2. Le règlement de service approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Electricité, ne peut être modifié qu'après enquête auprès des usagers et par un avenant.

## **CHAPITRE 6. OBLIGATIONS DU CONCESSIONNAIRE**

### **Article 15. Conditions générales d'exploitation du service par le Concessionnaire**

La présente Convention est conclue en considération de l'engagement souscrit par le Concessionnaire de se conformer aux obligations générales suivantes :

- (i) Le Concessionnaire exploite le service dont il est chargé aux termes de la présente convention à ses frais, risques et périls. Les consommateurs s'acquittent auprès du Concessionnaire du prix des prestations qu'il leur fournit.
- (ii) Le Concessionnaire s'efforce de choisir les sources de production d'énergie électrique et les services accessoires dans les conditions de coûts et de qualité les plus optimales possibles au regard des conditions de fourniture d'énergie électrique et au meilleur coût pour le consommateur final.
- (iii) Le Concessionnaire exploite le service dont il a la charge dans le respect des principes d'équité de traitement des usagers, de continuité et de sécurité du service.
- (iv) Le Concessionnaire limite la fréquence et la durée des interruptions de service éventuelles à ce qui est strictement nécessaire pour la maintenance de ses installations et pour le maintien de la sécurité des personnes et des biens, dans les conditions prévues au Cahier des Charges.
- (v) Le Concessionnaire assure l'entretien de ses installations, la conduite des travaux ou interventions et, plus généralement, l'exploitation du service dont il a la charge en bon professionnel expérimenté en matière de production de transport et de distribution d'énergie électrique et au fait des

- techniques les plus avancées dans ce domaine ;
- (vi) Le Concessionnaire assure l'exploitation du service dans des conditions propres à garantir le plus haut niveau possible de sécurité des personnes et des biens. Le Concessionnaire se conforme à la réglementation destinée à prévenir les risques d'accident ou à limiter les conséquences d'un accident.
  - (vii) Le Concessionnaire exploite le service dont il a la charge dans le respect des règles régissant la protection de l'environnement. Il doit particulièrement se conformer aux règles, directives et recommandations relatives à la protection de l'environnement résultant des conventions internationales dont l'État est signataire. A cet effet, il est tenu de fournir, six (6) mois après la signature de la Convention de concession et pas plus tard à la date de mise en service, un plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux liés à son activité (PGES), pour approbation par l'Autorité Concédante.

## **Article 16. Établissement par le Concessionnaire du programme d'exécution détaillé**

16.1. Les Etudes d'exécution détaillée par village seront présentées par le concessionnaire à l'ABERME pour approbation. L'approbation des plans d'exécution détaillée par village est réputée acquise au concessionnaire en l'absence de réponse de l'ABERME dans un délai maximum de 15 jours.

16.2. Le plan d'exécution du concessionnaire mentionnera également les investissements pouvant être communs à plusieurs villages ou à l'ensemble des villages à desservir.

16.3. Le Concessionnaire est tenu dans la mesure du possible d'utiliser et de promouvoir la main d'œuvre locale.

## **Article 17. Prérogatives particulières des Agents du Concessionnaire**

17.1. Les agents du Concessionnaire intervenant auprès des abonnés doivent être porteurs d'un signe distinctif visible établissant leur lien avec le Concessionnaire.

17.2. Les agents du Concessionnaire ont sous sa seule responsabilité accès aux branchements des abonnés et installations électriques intérieures pour tous relevés, vérifications et travaux utiles à l'exploitation du service concédé, dans le respect des occupations privatives des propriétés et des constructions.

## **Article 18. Contrôle**

18.1. L'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Electricité disposent d'un pouvoir général de contrôle de la bonne exécution de la Convention par le Concessionnaire. Le Concessionnaire doit, à la demande de l'Autorité de Régulation de l'Electricité, remettre tout document comptable, technique ou juridique relatif à la Concession.

18.2. L'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Electricité ont également accès, sur simple demande de leur part, à tous locaux, installations ou sites de production du Concessionnaire. Toute opposition du Concessionnaire ou de ses agents ou dirigeants aux pouvoirs de contrôle de l'Autorité Concédante ou de l'Autorité de Régulation de l'Electricité constitue une violation des obligations contractées par le Concessionnaire aux termes de la présente Convention.

18.3. L'ABERME dispose d'un pouvoir général de contrôle de la bonne exécution des travaux réalisés par le Concessionnaire. A la fin de chaque trimestre, le concessionnaire met à la disposition de cette Agence toutes informations afférentes à la réalisation, au suivi, à l'exploitation et à la maintenance des travaux indiqués dans le plan détaillé des études d'exécution initiales. Les documents d'information visés ci-dessus sont établis sur la base d'un tableau de synthèse par le concessionnaire comme document de référence dont le format est arrêté d'un commun accord entre les parties dès l'entrée en vigueur de la présente convention de concession.

18.4. Le concessionnaire remet à l'ABERME trois (3) mois après la clôture de chaque exercice, les états de synthèse financiers relatifs à la présente Convention, notamment les comptes d'exploitation, le bilan.

## **Article 19. Normes et standards techniques des ouvrages et équipements mis en place par le Concessionnaire**

19.1. Le Concessionnaire s'engage, pour les investissements qu'il réalise et notamment dans le choix des équipements, à se conformer aux normes et minima techniques et aux règlements techniques figurant en annexe au Cahier des Charges de la Convention de concession et en vigueur au Bénin.

19.2. Le matériel doit d'une manière générale être conforme aux codes, normes et règlements en vigueur à la date d'installation des Equipements.

## **CHAPITRE 7. ENGAGEMENTS DE L'AUTORITE CONCEDANTE**

### **Article 20. Engagements de l'Autorité Concédante**

- (i) l'Autorité Concédante prendra les dispositions nécessaires pour permettre au Concessionnaire et à ses sous-traitants de recevoir, à leur demande, tous les permis et autorisations nécessaires pour eux-mêmes et leurs familles au regard des lois sur l'immigration.
- (i) Le Concessionnaire aura le libre choix de ses sous-traitants et de ses fournisseurs et lui-même et ses sous-traitants pourront, dans le respect de la réglementation en vigueur, importer le matériel et les équipements, les matières premières, pièces détachées et tout ce qui sera nécessaire à l'exercice de sa mission. Le concessionnaire doit vérifier que les sous-traitants se conforment à la réglementation et aux normes en vigueur. Il doit tenir informé trimestriellement l'Autorité Concédante de la liste des sous-traitants en service.
- (ii) Le Concessionnaire pourra effectuer librement les transferts de devises à l'étranger dans les conditions prévues par la législation et la réglementation en vigueur au Bénin et dans la zone UEMOA.
- (iii) Le Concessionnaire disposera de toute liberté dans sa gestion technique, commerciale et financière, et pourra notamment procéder à la suspension de la fourniture d'électricité à tous les usagers en cas de non-paiement de leurs consommations.
- (iv) Le Concessionnaire disposera de toute liberté dans l'embauche et le licenciement du personnel dans le respect de la législation et la réglementation en vigueur au Bénin.

## CHAPITRE 8. ASSURANCES ET RESPONSABILITE

### Article 21. Responsabilité

Le Concessionnaire devra dédommager l'Autorité Concédante des pertes et préjudices résultant:

- (i) d'une action fautive ou d'une négligence du Concessionnaire;
- (ii) de la rupture abusive de la présente Convention;
- (iii) du non-respect des obligations contractuelles par le Concessionnaire.

### Article 22. Installations d'énergie renouvelable individuelles

#### Dans le cas des SSED

22.1. Le Concessionnaire ne peut être tenu responsable des vols et dégradations affectant les installations d'énergie renouvelable installées chez les abonnés.

22.2. En cas de détérioration du produit de l'abonné ou de ses installations, le Concessionnaire est tenu de remplacer au prix du marché aux frais de l'abonné.

22.3. Le concessionnaire et l'abonné peuvent convenir de modalités d'achat de pièces de rechange sur la base d'un échéancier.

### Article 23. Assurances

#### 23.1. Polices devant être souscrites

Dès l'entrée en vigueur de la Convention et pour toute sa durée, le Concessionnaire devra souscrire :

- (i) Une assurance couvrant les pertes et dommages concernant les ouvrages, biens et équipements appartenant à l'Autorité Concédante, qui résulteraient d'une action fautive ou de l'inaction du Concessionnaire.
- (ii) Une assurance couvrant les pertes et dommages concernant les ouvrages, biens et équipements appartenant à l'Autorité Concédante, qui résulteraient d'un cas fortuit tel qu'incendie, événement naturel ou malveillance.
- (iii) une assurance couvrant la responsabilité civile du Concessionnaire à l'égard de son personnel.
- (iv) une assurance couvrant la responsabilité civile du Concessionnaire à l'égard de tiers tant en ce qui concerne les dommages corporels que matériels.

#### 23.2. Information à l'Autorité Concédante

Le Concessionnaire souscrira et maintiendra à ses frais des polices d'assurance couvrant les risques mentionnés ci-dessus et les communiquera à l'Autorité Concédante avant l'entrée en vigueur de la présente Convention.

#### 23.3. Injonctions de l'Autorité Concédante

Pendant la durée de la présente Convention, l'Autorité Concédante pourra enjoindre au Concessionnaire, qui devra s'exécuter, de lui fournir la preuve que ces polices d'assurance ont bien été souscrites et maintenues et que les primes ont bien été réglées dans les délais contractuels.

## CHAPITRE 9. REGIME DES BIENS

### Article 24. Définition des biens de retour

Les biens de retour sont les ouvrages et équipements concourant à la production ou à la distribution d'électricité qui sont mis à la disposition du concessionnaire par l'Autorité Concédante, suivant le régime de propriété établie par la Convention.

### Article 25. Régime des biens de retour

25.1. Les biens de retour mis à la disposition du concessionnaire sont la propriété de l'Autorité Concédante.

25.2. Les biens de retour seront, à l'expiration de la concession, pour quelque cause que ce soit, retournés à l'Autorité Concédante.

25.3. Les biens de retour font l'objet d'un traitement comptable spécifique.

25.4. Toutes les infrastructures de lignes de transport et de distribution établies sur le domaine public, indépendamment du régime de propriété établi par la convention seront considérées comme biens de retour et ne pourront pas être démontées ou démantelées pour revente des matériaux sans une autorisation explicite de l'Autorité Concédante.

### Article 26. Traitement comptable des biens de retour

26.1. Biens de retour mis à la disposition du concessionnaire

Les biens de retour mis à la disposition du concessionnaire sont inscrits en immobilisation à l'actif du bilan et en « Droits du Concédant » au passif du bilan ou, si ces biens sont financés par des tiers, au compte de passif « Financement par les tiers ». Ces biens de retour font l'objet :

- d'un amortissement pour dépréciation sur leur durée de vie technique par prélèvement de la dotation correspondante sur les « Droits du Concédant » ou, le cas échéant, sur le compte « financement par les tiers », sans affecter le compte de résultat.
- d'une provision de renouvellement inscrite au passif du bilan et passée en charge au compte de résultat. La dotation annuelle correspondante est égale à la somme, d'une part, de la valeur d'acquisition divisée par la durée de vie technique, et, d'autre part, de la variation annuelle de la valeur prévisionnelle de remplacement.

26.2. Biens de retour financés par le concessionnaire

Les biens de retour financés par le concessionnaire sont inscrits en immobilisation à l'actif du bilan, sans affecter les « Droits du Concédant ». Ces biens de retour font l'objet :

- d'un amortissement de caducité inscrit au passif du bilan et passé en charge au compte de résultat;

- d'un amortissement pour dépréciation passé en charge au compte de résultat et inscrit au passif du bilan ;
- d'une provision pour renouvellement inscrite au passif du bilan et passée en charge au compte de résultat. La dotation annuelle correspondante est égale à la variation annuelle de la valeur prévisionnelle de remplacement.

## **Article 27. Définition des biens de reprise**

27.1. Les biens de reprise sont constitués par les biens constitués ou acquis par le Concessionnaire et directement affectés à l'exploitation ou l'entretien du service.

27.2. Il s'agit en particulier, sans que cette liste soit limitative, des équipements de production décentralisée d'électricité alimentant des réseaux autonomes, des systèmes solaires individuels ou collectifs , des transformateurs MT/BT , des engins spécialisés, des outillages, des stocks, du matériel informatique et des logiciels spécialisés, des fichiers et bases de données ainsi que, le cas échéant, des immeubles à usage d'atelier, de bureau, de magasin, de laboratoire ou de logement de fonction, construits sur des terrains du Concessionnaire.

27.3. S'agissant particulièrement des logiciels spécialisés, des fichiers et bases de données visés ci-dessus, le concessionnaire est tenu d'en faire copies à l'ABERME pour les besoins de suivi et d'archivage.

## **Article 28. Régime des biens de reprise**

28.1. Les biens de reprise sont la propriété du concessionnaire.

28.2. Le Concessionnaire ne peut aliéner les biens de reprise immobiliers et ne peut consentir sur eux d'hypothèque sans autorisation expresse préalable de l'Autorité Concédante.

28.3. Le Concessionnaire peut, après autorisation de l'Autorité Concédante, utiliser certains biens de reprise pour un usage autre que celui du service concédé.

## **Article 29. Traitement comptable des biens de reprise**

Le traitement comptable des biens de reprise est celui du droit commun des sociétés commerciales.

## **Article 30. Retour des biens de retour à l'Autorité Concédante**

30.1. A la date d'expiration de la Concession, l'Autorité Concédante fait jouer son droit de subrogation envers le concessionnaire en lui reprenant automatiquement, de plein droit et à titre gracieux l'ensemble des droits de ce dernier sur les biens de retour.

30.2. A cette même date, le concessionnaire est tenu de retourner à l'Autorité Concédante, gratuitement et sans frais pour elle, en état normal d'entretien et de fonctionnement, l'ensemble des biens de retour.

30.3. Quelle que soit la cause d'expiration de la Concession, la provision pour caducité non amortie figurant au bilan du concessionnaire constitue une créance du Concessionnaire sur l'Autorité Concédante, dont le règlement n'est pas soumis à l'impôt au titre des bénéfices industriels et commerciaux.

30.4. Quelle que soit la cause d'expiration de la Concession, la provision de renouvellement figurant au bilan du concessionnaire est due par le concessionnaire à l'Autorité Concédante.

## **Article 31. Reprise des biens de reprise par l’Autorité Concédante**

31.1. A la date d’expiration de la Concession, l’Autorité Concédante peut reprendre, sans toutefois pouvoir y être contrainte, en totalité ou en partie et contre indemnité, les biens de reprise nécessaires à l’exploitation normale du service concédé. Dans le cas d’expiration de la Concession au terme des vingt-cinq (25) (ou d’une durée autre) années ou d’une éventuelle prorogation de ladite Concession, l’Autorité Concédante notifie au Concessionnaire son intention de racheter les biens de reprise au moins six (6) mois avant la date d’expiration et, dans les autres cas, au plus tard à la date d’expiration.

31.2. La valeur des biens de reprise est fixée à l’amiable ou à dire d’expert désigné après accord entre les parties.

31.3. Les modalités de règlement sont fixées par accord des parties et, à défaut, le prix est réglé à la date de la reprise.

## **CHAPITRE 10. DISPOSITIONS FINANCIERES**

### **Article 32. Prix et tarifs**

32.1. Le Concessionnaire perçoit auprès des abonnés desservis ou équipés en installations individuelles un tarif approuvé par l’Autorité de Régulation de l’Electricité.

32.2. Le modèle de tarification doit permettre la couverture des coûts réels d’exploitation et un retour acceptable sur fonds propres du concessionnaire (cost plus). L’établissement d’un modèle financier pour le calcul du taux de retour régulé sur investissement du Concessionnaire est présenté en annexe 3. Un accompagnement financier du Concessionnaire lors de la négociation de cette Convention de Concession est requis pour assurer un niveau de tarif compatible avec la capacité à payer du service énergétique par les populations rurales.

32.2. Ce tarif est révisé conformément aux conditions de révision prévues dans le décret portant Régulation de l’Electricité des titres d’exploitation et celles figurant au Cahier des Charges de la Concession.

### **Article 33. Redevance à verser à l’Autorité Concédante**

En application du Décret n° du portant modalités de l’électrification hors réseau en République du Bénin, tout concessionnaire devra verser à l’Autorité Concédante les frais d’instruction pour les demandes d’octroi d’une licence de concession, ainsi qu’une redevance annuelle déterminée en fonction des quantités d’énergie produites, distribuées et vendues. Le montant de cette redevance est fixé par Arrêté ministériel.

Une redevance annuelle sera également perçue par l’Autorité de Régulation de l’Electricité suivant les principes fixés par arrêté ministériel.

## **CHAPITRE 11. MODIFICATIONS ET FIN DE LA CONVENTION**

### **Article 34. Modification de la Convention d’un commun accord entre les parties**

L’Autorité Concédante et le Concessionnaire, peuvent à tout moment, sur avis conforme de l’Autorité de

Régulation de l'Electricité, modifier d'un commun accord les termes de la présente Convention ou de ses annexes.

### **Article 35. Modification de la Convention**

La Convention de Concession ne peut être amendée, révisée ou modifiée par l'Autorité Concédante sans le consentement du Titulaire de la Licence.

### **Article 36. Fin de la Convention**

36.1. La présente Convention expire à vingt-cinq (25) ans (ou une autre échéance, 8 ans pour les concessions utilisant un gazogène, de 15 à 25 ans pour les autres, 35 ans pour une production hydroélectrique) à compter de sa date de signature.

36.2. La présente convention prend fin :

- i) Si le Concessionnaire arrête totalement son activité durant au moins sept (7) jours alors que l'Autorité Concédante n'a autorisé aucun arrêt, et que cet arrêt ne résulte pas d'un cas de force majeure ;
- ii) Si le Concessionnaire devient insolvable ou est déclaré en faillite ou mis en liquidation judiciaire;
- iii) Si le Concessionnaire ne prend pas les mesures exigées par une décision d'arbitrage;
- iv) Si le Concessionnaire soumet à l'Autorité Concédante des informations ou documents que le Concessionnaire sait être faux ;
- v) Si, au terme des trois premières années, le Concessionnaire dessert moins de quatre-vingt pour cent des abonnés qu'il s'était engagé à desservir.
- vi) En cas de défaillance grave du concessionnaire dans la qualité du service après-vente offert aux abonnés.

36.3. Le Concessionnaire peut mettre fin à la Convention, quinze jours après l'avoir notifié à l'Autorité Concédante dans l'un des cas suivants :

- (i) Si l'Autorité Concédante ne remplit pas ses obligations prévues par la Convention et si elle n'y a pas remédié dans les quarante-cinq (45) jours suivant la réception d'une note du Concessionnaire mentionnant cette défaillance ;
- (ii) Si l'Autorité Concédante manque de donner satisfaction à une décision définitive résultant d'une procédure d'arbitrage.

36.4. Les dispositions de la présente Convention afférentes à la remise des installations et à la reprise des biens en fin de Convention s'appliqueront en cas de fin anticipée de la Convention.

### **Article 37. Prorogation de la Concession**

37.1. La Concession peut être prorogée pour une ou plusieurs périodes, par avenants à la Convention de Concession fixant notamment la durée de la prorogation.

37.2. La partie qui prend l'initiative de proposer la prorogation de la Concession doit notifier son intention à l'autre partie au moins deux (2) ans avant l'expiration de la durée initiale de la Concession ou, en période de prorogation, au moins un (1) an avant l'expiration de la période de prorogation.

37.3. Le Concessionnaire aura à présenter cette demande de prolongation de la licence de concession un an



avant l'expiration de la durée initiale de sa licence.

## CHAPITRE 12. DIVERS

### Article 38. Notifications

Toutes les notifications et communications doivent être faites, en langue française, par écrit et remises en mains propres ou adressées par télécopie ou courrier express, aux adresses suivantes:

Le Concessionnaire :

Cotonou, République du Bénin, A l'attention du Directeur Général

Téléphone : Télécopie :

L'Autorité Concédante :

Ministère de L'Energie, de L'Eau et des Mines, Cotonou, République du Bénin, À l'attention du Ministre

Téléphone : Télécopie :

Ou à toute autre adresse que son ou ses destinataires pourraient avoir indiquée suivant la forme prévue au présent article.

Ces informations devront être portées à l'identique dans le texte de la licence

### Article 39. Droit applicable

La présente Convention s'exécute conformément aux lois et règlements en vigueur au Bénin.

### Article 40. Arbitrage et règlement des différends

#### 40.1 Procédure amiable

Les Parties feront tout leur possible pour résoudre à l'amiable les différends pouvant survenir à propos de la Convention et de son interprétation.

#### 40.2 Arbitrage

Tout différend entre les Parties relatif à l'application de la Convention, qui n'aurait pu être résolu à l'amiable dans les trente (30) jours suivant réception par l'une des Parties de la demande de règlement amiable peut être déféré, par l'une ou l'autre des Parties, à la procédure d'arbitrage. Ces différends découlant de la Convention seront tranchés définitivement par un tribunal national ou sous régional compétent. La décision d'arbitrage rendue sera définitive et s'imposera aux Parties ainsi qu'à toute juridiction.

### Article 41. Indépendance des dispositions de la Convention

Au cas où une disposition de la présente Convention ou de ses annexes se révélerait nulle en totalité ou en partie et dans la mesure où la loi applicable le permet, cette nullité n'affectera pas la validité du reste de la présente Convention.

## Article 42. Documents contractuels

42.1 Les relations contractuelles des Parties sont régies par la présente Convention et ses annexes.

42.2 La présente Convention et ses annexes reflètent l'intégralité des accords des Parties relativement à la concession.

42.3 La présente Convention et ses annexes annulent et remplacent tout engagement ou convention antérieurs portant sur le même objet et liant les Parties.

42.4 Les dispositions de la présente Convention et de ses annexes s'imposent à tous les organes de l'Autorité Concédante. Les documents contractuels sont les suivants, par ordre de prévalence décroissante:

- (i) La présente Convention de concession,
- (ii) L'Annexe 1 - LA LISTE DES LOCALITES
- (iii) L'Annexe 2 - CAHIERS DES CHARGES
- (iv) L'Annexe 3 - Modèle Financier : Calcul du Taux de Retour Régulé sur Investissement du Concessionnaire et de la Base Tarifaire

EN FOI DE QUOI, ce Convention figurant en tête des présentes.

a été signé en deux exemplaires originaux avec effet à la date.....

LA RÉPUBLIQUE DU BENIN

M. Ministre de L'Energie, de L'Eau et des Mines

CONCESSIONNAIRE

M. Directeur Général

## **Annexe 1 : Liste des Localités**

Avec la prévision d'abonnés à l'horizon 5 ans et à terme.

## **Annexe 2 : Cahiers des Charges**

(Résumée dans les documents d'appel d'offres)

## **Annexe 3 : L'Etablissement d'un Modèle Financier pour le Calcul du Taux de Retour Régulé sur Investissement Du Concessionnaire et de la base tarifaire**

### **Prévision de la demande**

Le modèle comprendra une prévision de la demande par type d'abonnés correspondants aux classes tarifaires souhaitées, généralement des abonnés domestiques, les services et les activités productives. Dans le cas des abonnés domestiques, le modèle peut également envisager un tarif spécifique pour les plus démunis, ou tarif social.

Cette prévision est faite sur la durée de la concession soit de 20 à 25 ans.

### **Calcul des recettes**

Les recettes comprennent d'une part les recettes sur le tarif et d'autre part celles liées aux coûts de raccordement qui sont financés par le développeur.

La prévision de la demande permet de calculer le niveau de recettes sur le tarif qui sera déterminé par le calcul d'un tarif moyen pour le taux de retour sur investissement qui aura été arrêté.

La grille tarifaire de chaque classe de consommateurs sera établie séparément sur la base du tarif moyen fixé en y introduisant des éléments de pondération pouvant tenir compte d'une part de la sollicitation en puissance de chaque catégorie (ceci pour sécuriser d'une certaine façon les coûts fixes) et pour répondre d'autre part au souhait politique de dégager un tarif social pour les plus démunis et un tarif pour les activités productives plus avantageux que ceux de la consommation des services et la consommation de confort. Dans le cadre de petits systèmes, la marge de manœuvre sans subvention reste faible et cette différenciation restera minimale.

Les autres éléments de tarif à déterminer seront ceux liés aux coûts de branchements qui devront couvrir les investissements réalisés par le promoteur qui, selon la proposition faite, préfinance les branchements des abonnés. Le promoteur développera des solutions standards pour la majorité des abonnés et il sera possible lors des premières années, de faire jouer les opportunités de subventions à l'investissement sur les branchements<sup>1</sup>.

Recettes totale = recettes sur le tarif + recette due au branchement

### **Calcul des dépenses d'exploitation (OPEX)**

Une modélisation des coûts d'exploitation sera faite sur la période de validité de la concession, comprenant l'ensemble des coûts éligibles liés à la production et la distribution d'électricité, l'entretien de la centrale, des lignes et des branchements, y compris les salaires, les frais généraux, les coûts en combustibles, les taxes et impôts.

---

<sup>1</sup> L'attribution d'une prime de performance au nombre de branchements réalisés pendant les 3 premières années peut être un outil qui permet à la fois de densifier rapidement la consommation du système et d'offrir une aide à certaines catégories de consommateurs

### **Calcul des coûts en capitaux (CAPEX)**

Ces coûts comprennent généralement les coûts d'investissement initiaux pour les équipements de production, de distribution, de raccordement et autres coûts liés à la centrale, ainsi que les provisions pour réinvestissements permettant de couvrir les réinvestissements programmés (pour le solaire réinvestissement dans les batteries après 6 à 8 ans) et les besoins en fonds de roulement généralement couvrant 12 mois de coût d'exploitation en attente de la montée en puissance de la demande et des recettes.

Ces coûts capitaux font l'objet d'un plan d'investissement dans lequel peut intervenir de la dette à long terme, de la subvention d'investissement, du fonds propre et de l'auto-investissement dégagé au fil de l'exploitation comme provisions pour réinvestissements.

### **Etablissement du compte des pertes et profits**

Il est établi comme suit :

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) = recettes sur les tarifs – coûts d'exploitation

EBITD= EBITA – provision pour réinvestissement

Comptes des profits et des pertes = EBITD – Intérêt sur la dette – les impôts sur le revenu

### **Taux de retour sur fonds propres**

Le taux de retour sur investissement se calcule comme TRI de la trésorerie générée par le projet défalqué des fonds propres investis par le promoteur. Cette trésorerie est essentiellement générée par le compte profits et pertes augmenté des provisions pour investissements (pour les ressources) et défalqué essentiellement des variations annuelles du fonds de roulement (pour les coûts en capitaux).

La corrélation dans le modèle est ainsi établie entre le tarif définissant la recette et le taux de rendement sur fonds propre qui est la clef de négociation et de décision du développeur.

## **ANNEXE 5: LICENCE DE CONCESSION**

## **Annexe 5.1 : Formulaire de Demande pour la Licence de Concession**



# REPUBLIQUE DU BÉNIN

## MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE en qualité d'autorité concédante

BP : 04-1412  
Cotonou  
Bénin  
sg@energie.gouv.bj

**OU**

## L'AGENCE BÉNINOISE D'ÉLECTRIFICATION RURALE ET DE MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE (ABERME)

### FORMULAIRE DE DEMANDE

### LICENCE D'EXPLOITATION D'UN SYSTÈME D'ÉLECTRIFICATION HORS RÉSEAU

Utilisé uniquement par ME ou l'ABERME	
Date de réception:	Numéro de dossier:
Temps reçu:	Reçu par:

**REMARQUE IMPORTANTE:** Remplissez ce formulaire et renvoyez-le avec tous les autres éléments pertinents au Secrétaire Général du Ministère en charge de l'Énergie ou au Directeur Général de l'ABERME à l'adresse ci-dessus.

Afin d'éviter des retards inutiles, répondez pleinement à tous les éléments et soumettez au ME toutes les informations requises pour examiner cette demande. Le ME ne traitera pas cette demande tant qu'elle n'est pas jugée complète.

Lorsque vous remplissez ce formulaire, IMPRIMER A L'ENCRE BLEUE OU NOIRE SEULEMENT. Lorsque des options sont proposées, cochez la case correspondante. Ne laissez aucun

élément sans réponse. Si un élément semble ne pas s'appliquer à la demande spécifique, vous devez indiquer avec les lettres majuscules N / A qu'il n'est pas applicable.

Vous devez vous assurer que toute la documentation requise est jointe et que chaque feuille d'informations jointe à l'application correspond à un élément spécifique de la demande. Lorsqu'il est nécessaire de fournir une documentation sur une feuille séparée, elle doit être sur un papier A-4 propre et clair.

## Section 1A – Particularités générales

### 1. Nom du demandeur

### 2. Enregistrement au Bénin

Tout élément justifiant que le demandeur de licence est une société Béninoise dûment établie au regard de la législation en vigueur

Certificat d'enregistrement au registre du commerce N° .....

Certificat de conformité N° ..... ..

Enregistrement N° .....

IFU N° .....

TVA N° .....

### 3. Adresse physique et postale

a) Adresse physique: (numéro de parcelle, numéro de maison, rue)

b) Adresse postale:

c) Ligne fixe:

d) Télécopieur:

e) Téléphone cellulaire:

f) E-mail:

g) Adresse du site Web:

### 4. Statut juridique du demandeur

Propriétaire unique

Partenariat

Société publique à responsabilité limitée

- Société privée à responsabilité limitée
- Organisme gouvernemental
- Société coopérative
- Autres (précisez)

Veillez joindre le certificat d'inscription, le certificat d'incorporation, les statuts et les statuts pertinents, le contrat de coentreprise, l'acte de société et d'autres documents, le cas échéant.

## 5. Contact

- a) Nom du contact:
- b) Adresse physique: (numéro de parcelle, numéro de maison, rue)
- c) Adresse postale:
- d) Ligne fixe:
- e) Télécopie:
- f) Téléphone cellulaire:
- g) E-mail:

## 6. Détails des actionnaires

- a) Nom de l'actionnaire 1:
- b) Adresse de contact:
- c) Nationalité (dans le cas d'un actionnaire individuel) :
- d) Pays de résidence ou d'incorporation :
- e) Montant des actions (%)

- 
- a) Nom de l'actionnaire 2:
- b) Adresse de contact:
- c) Nationalité (dans le cas d'un actionnaire individuel)
- d) Pays de résidence ou d'incorporation

e) Montant des actions (%)

Pour un ajout à cette liste, continuez s'il vous plait sur une feuille séparée.

**7. Montant des frais et méthode de paiement**

a) Montant: FCFA ..... Euros .....

b) Mode: Cash ... .. Vérifier ..... Autres ..... (préciser)

**8. Frais, Numéro de réception de paiement: ..... ..**

**9. La date souhaitée pour la prise d'effet de la licence .....**

Si avant 90 jours à compter de la date de la demande ...

Si après 90 jours à compter de la date de la demande .....

## **Section 1B - Stabilité financière**

### **10. Fournir des états financiers vérifiés certifiés et des comptes et des relevés bancaires dans le cas des particuliers pour les 3 dernières années avant la demande**

Les 12 derniers mois .... les 2 dernières années ... les 3 dernières années .....

#### **11. Banques et références financières au Bénin**

a) Nom de la banque.....

c) Adresse.....

d) Personne-ressource.....

Continuez s'il vous plait sur une feuille séparée

#### **11. Les banquiers et les références financières en dehors du Benin**

a) Nom de la banque.....

b) Adresse.....

c) Personne-ressource.....

Pour un ajout à cette liste, continuez s'il vous plait sur une feuille séparée

#### **12. Tout autre arbitre important sur le statut financier du demandeur**

a) Nom de l'entité / personne physique.....

b) Adresse.....

c) Personne-ressource.....

Pour un ajout à cette liste, continuez s'il vous plait une feuille séparée

#### **13. Investissements proposés au cours des cinq premières années**

a) Devise: CFA, US \$, €, £, ¥, Autre..... (Précisez)

b) Montant (millions).....

#### **14. Sources de financement pour le projet proposé**

a) Contribution au capital-actions (préciser les composants étrangers ou locaux dans une feuille séparée).....

b) Capital du prêt (préciser).....

Décrire l'activité commerciale principale du demandeur.....

Veillez indiquer à quelle activité commerciale le demandeur est actuellement engagé  
(utilisez une feuille séparée si nécessaire)

## Section 2A - Compétence technique et de gestion

**14. Le requérant fait-il l'objet d'une poursuite civile ou pénale au Bénin ou dans tout autre pays?**

Oui: Si oui, veuillez donner des détails sur une feuille séparée  Non:

**15. Est-ce qu'une société affiliée / mère / membre du groupe du requérant est impliquée dans une poursuite civile ou une affaire criminelle au Bénin ou dans tout autre pays?**

Oui: Si oui, veuillez donner des détails sur une feuille séparée  Non:

**16. Est-ce que l'un des administrateurs / CEO de la Société détaillé à la section 1A a été impliqué dans une entité dans laquelle une licence d'électricité a été révoquée?**

Oui :  Non :

**17. Le demandeur ou une société mère, détenue, affiliée ou associée ont-ils déjà été reconnus coupables d'une infraction au Bénin ou dans d'autres pays au cours des trois dernières années.**

Oui: Si oui, veuillez donner des détails sur une feuille séparée  Non:

**18. Est-ce que l'un des directeurs généraux détaillés au paragraphe 1A détient une qualification professionnelle ou industrielle?**

Oui - Veuillez joindre des CV pertinents  Non :

**19. Est-ce que l'un des directeurs / CEO de la Société détaillés dans la section 1A travaille actuellement, ou a déjà travaillé, dans le secteur de l'électricité?**

Oui - Veuillez joindre CV (Vous voudrez peut-être ignorer cela si vous avez joint le CV à la section 24 ci-dessus.  Non :

## Section 2B - Description du projet

**20. Fournissez la description détaillée du projet et joignez les éléments suivants.**

Convention de concession ou le contrat d'autorisation

L'organisation et les procédures détaillées d'exploitation et d'entretien, des moyens de gestion, du suivi de la performance, du comptage, de la facturation, du recouvrement et de la relation avec la clientèle

La description finale du site et des installations comme construit



Le titre foncier, ou une preuve d'autorisation d'utilisation sur le site (caution, y compris le permis de construction);

La lettre d'engagement du promoteur sur l'égalité entre les sexes et l'inclusion sociale

Un formulaire rempli de l'évaluation rapide du genre et de l'inclusion sociale

Tout autre accord ou arrangement dont le demandeur est partie

**21. Sur une feuille distincte, fournir un calendrier de mise en œuvre du projet si celui-ci ne fait pas partie de la documentation fournie ci-dessus.**

**22. Énumérer et joindre la preuve de tous les consentements / approbations requis délivrés par les autorités compétentes (utiliser une feuille séparée), par exemple approbation du gouvernement local, offre foncière, etc.**

**23. Sur une feuille séparée, fournir le rapport d'étude d'impact sur l'environnement et l'approbation de l'Agence Béninoise pour l'Environnement (ABE)**

Joindre le certificat de conformité environnemental accompagné de l'EIES et du plan de gestion environnemental, la liste de dédommagements prévus et éventuellement le plan de réinstallation dans le cas de projets hydroélectriques.

### **Section 3 - Déclaration du demandeur**

Je ..... (indiquer le nom) étant .....  
(indiquez la position / la désignation) déclare par la présente que je suis autorisé à présenter cette demande au nom du demandeur et accepte que le Ministère en charge de l'Énergie ou l'ABERME puisse exiger des compléments d'information pour évaluer cette demande.

**Signature**

**Date**

## COMMISSAIRE À L'ASSERMENTATION

RÉSUMÉ POUR L'USAGE OFFICIEL SEULEMENT	
1. Nom du demandeur	
2. Date de soumission	
3. Numéro de dossier	
4. Frais payés	
5. Numéro de réception	
6. Résultats de la vérification pour l'exhaustivité	
7. Dates et journaux dans lesquels la demande a été annoncée	
8. Avis conforme de l'ARE	
9. Décision de l'autorité	
10. Date de délivrance de la licence	
11. Date d'expiration de la licence	
12. Autres informations pertinentes	

### INFORMATIONS ADDITIONNELLES

1. Capacité installée totale sous cette demande: ..... kW, pour inclure les unités de génération suivantes:

No.	Nom de la centrale EHR et Numéro d'unité	Capacité Installée kW (kVA)	Capacité Disponible kW (kVA)	Plan annuel de Production (kWh)

2. Expansion de la capacité de génération prévue

An	Capacité Installée kW (kVA)	Capacité Disponible kW (kVA)	Plan annuel de Production (kWh)
1			
2			
3			
4			
5			

### 3. Source d'énergie

	Solaire	Hydro	Biomasse	Diesel	Autre (Précisez)
Numéro d'unité					
Capacité Installée, kW (kVA)					
Capacité Disponible, kW (kVA)					

### 4. Licence précédente (détenue par le demandeur - le cas échéant)

Type de licence	
Année d'émission	
Raison de la suspension / révocation (le cas échéant)	
Année de suspension / révocation	

### 5. Expérience / Compétence du candidat

- (i) Dans une feuille séparée, indiquez le nombre d'années pendant lesquelles le(s) demandeur de licence(s) a été dans ce type d'entreprise/activité.
- (ii) Joindre le nombre et les qualifications du personnel clé.

## **Annexe 5.2: Licence de Concession de Production de Distribution d'Electrification Hors Réseau**

**LICENCE DE CONCESSION DE PRODUCTION DE DISTRIBUTION  
D'ÉLECTRIFICATION HORS RESEAU**

octroyée à

.....

**[nom du Titulaire]**

au vu

**de la Convention de Concession ou du contrat d'Autorisation  
d'Électrification Hors Réseau (EHR)**

par

**Le Ministère de l'Énergie ou l'ABERME  
en qualité d'Autorité Concédante**

## SOMMAIRE

	Page
1. Définitions et interprétation .....	1
2. Octroi d'une Licence .....	2
3. Activité auquel la Licence se rapporte .....	2
4. Durée de la Licence.....	2
5. Renouvellement de la Licence .....	2
6. Modification, suspension ou retrait/annulation de la Licence .....	3
7. Dérogations et limitations aux obligations du Titulaire d'une Licence.....	3
8. Responsabilité civile et contractuelle .....	3
9. Création d'un bureau au Bénin.....	3
10. Acquisition de tout bien aux fins de la Licence .....	4
11. Cession d'actifs, changement de capital et changement dans le contrôle de l'exercice de la Licence	4
12. Transfert de la Licence .....	5
13. Obligations du titulaire au regard de ses abonnés.....	5
14. Obligations de rapport du Titulaire à l'Autorité.....	6
15. Contrôle de conformité.....	6
16. Evénements pour lesquelles le Titulaire de Licence doit aviser rapidement l'Autorité .....	7
17. Confidentialité et utilisation de l'information .....	7
18. Obligations environnementales, de santé et de sécurité .....	8
19. Assurance.....	8
20. Frais de Licence.....	8
21. Paiements au Titulaire de la Licence .....	9
22. Conformité aux 'cahiers des charges des lignes de transport de distribution et des équipements connexes'	9
23. Conformité aux règlements, décisions et ordonnances de l'Autorité .....	9
24. Examen des décisions de l'Autorité .....	9
25. Respect des conditions de la Licence et des pénalités .....	10
26. Retrait/annulation de la Licence.....	10

**Date**

**LICENCE REF NO**

## **LICENCE D'EXPLOITATION D'UN SYSTEME D'ÉLECTRIFICATION HORS-RESEAU (LICENCE D'EXPLOITATION EHR)**

### **1. Définitions et interprétation**

- 1) Tout mot ou expression défini dans le décret portant sur les concessions d'électrification hors-réseaux au Bénin doit, à moins que le contexte ne l'exige autrement, être utilisé pour l'octroi d'une Licence dans le sens qui lui est attribué.
- 2) Toute référence à une loi doit inclure tout amendement statutaire, modification ou redéfinition de celle-ci et toute législation subsidiaire prise en vertu de celle-ci, après la date d'entrée en vigueur de la présente Licence.
- 3) Sauf indication contraire du contexte, les termes suivants ont les significations suivantes:

« Autorité Concédante » désigne le Ministère en charge de l'énergie ou l'ABERME suivant qu'il s'agisse d'une licence octroyée sur la base d'une concession ou d'une autorisation,

« Cahier des charges des lignes de raccordement au réseau » désigne les normes des lignes et des ouvrages et les critères techniques assurant le raccordement d'un système d'électrification hors réseau au réseau national.

« Contrat d'achat d'électricité » désigne le contrat d'achat d'électricité daté du ..... 20 .... et établi entre le Titulaire de la Licence et la SBEE ou la CEB et approuvé par L'Autorité de Régulation de l'Électricité.

« Date de début » désigne la date de signature de cette Licence.

« Décret » désigne le décret no                      du                      2018 portant Cadre Réglementaire de l'Electrification Hors-réseau en République du Bénin.

« Gouvernement » désigne le gouvernement de la République du Bénin.

« Ministre » désigne le ministre en charge des questions énergétiques au sein du gouvernement.

« Titulaire de la Licence » désigne (Insérer le nom et l'adresse du Titulaire de la Licence), le Titulaire d'un titre d'exploitation d'un système d'électrification hors réseau appelé Licence d'un système EHR (Insérer le numéro et la date d'entrée en vigueur) et comprenant ses adjoints et les représentants autorisés.

## 2. Octroi d'une Licence

**EN EXERCICE** des pouvoirs conférés par les dispositions du décret no      du      2018, Le Ministère en charge de l'Énergie ou l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise de l'Énergie **OCTROIE CETTE LICENCE D'EXPLOITATION D'UN SYSTEME DE L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU À**

..... (insérer le nom du Titulaire de la Licence),

une société à (statut de la société) constituée et enregistrée en République du Bénin en vertu du certificat de constitution (insérer le numéro de certificat) dont le siège social est situé ... ..... (insérer l'adresse physique et l'adresse postale), (le Titulaire de la Licence),

**et l'autorise à exploiter le système d'électrification rurale hors réseau de la localité de à ..... (indiquer l'emplacement),**

sous réserve des termes et conditions énoncés dans la présente Licence d'exploitation d'électrification hors réseau et conformément aux termes de la convention de concession ou du contrat d'autorisation établis comme préalable à cette Licence EHR.

## 3. Activités auxquelles la Licence se rapporte

La Licence est spécifique et limitée à la fourniture d'électricité ou de services électriques hors réseau de service public pour la concession ayant un périmètre établi par la convention de concession ou le contrat d'autorisation, sise à (l'emplacement des lieux), où sont installés et construits, entretenus et exploités par le Titulaire de la Licence l'ensemble des infrastructures du système d'électrification hors réseau dont il est propriétaire.

Au titre de cette licence, le titulaire sera autorisé à vendre son surplus d'électricité renouvelable (hydroélectricité ou biomasse) au réseau de la SBEE ou de la CEB, conformément aux dispositions du décret portant réglementation de l'EHR, et d'acheter un complément d'énergie électrique en période d'étiage prononcé. Le titulaire de la licence signera un autre contrat avec lesdites compagnies d'électricité qui devra également faire l'objet d'un avis conforme et un suivi par l'Autorité de Régulation de l'Électricité de l'Électricité (contrat d'achat et de vente d'électricité de type PPA)

## 4. Durée de la Licence

La Licence entrera en vigueur et aura effet à la date de sa signature (en l'application du décret au , .....date de début de la Licence) et sera valide pour une durée de (8 à 25 ans selon le cas) ..... années, assujetties aux dispositions du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin, des arrêtés ministériels d'application et aux conditions précisées dans le présent document.

## 5. Renouvellement de la Licence

1. La Licence peut être renouvelée conformément aux dispositions du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin. Tout renouvellement fait l'objet d'un addendum à la convention de concession/au contrat d'Autorisation négocié entre l'Autorité Concédante et le concessionnaire, qui déposera une demande de renouvellement de sa Licence auprès de l'Autorité



Concédante, après obtention de l'avis conforme sur l'addendum de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

2. Si le Titulaire de la Licence souhaite renouveler la Licence après la date d'expiration de la convention de concession, le Titulaire de la Licence doit soumettre à l'Autorité Concédante une demande de prolongation/révision de la convention de concession/du contrat d'autorisation au plus tard vingt-quatre (24) mois avant l'expiration de la Licence et une demande de renouvellement de la Licence à ces mêmes autorités au plus tard 12 mois avant son expiration.
3. L'Autorité Concédante pourra accepter ou rejeter la demande de renouvellement au vu des performances du Titulaire du titre d'exploitation au cours de la période précédant la demande de renouvellement et en fonction de nouvelles perspectives d'électrification connues de l'Autorité.

## **6. Modification, suspension ou retrait/annulation de la Licence**

- 1) La Licence ne peut être amendée, révisée ou modifiée par L'Autorité Concédante sans le consentement du Titulaire de la Licence et de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.
- 2) La Licence peut être suspendue ou retirée conformément aux dispositions du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et est assujettie aux conditions de retrait spécifiées dans la clause 25 ci-dessous.

## **7. Dérogations et limitations aux obligations du Titulaire d'une Licence**

Si le Titulaire de la Licence est empêché d'exécuter l'une de ses obligations prévues au titre de la Licence en raison d'un événement de force majeure:

- 1) le Titulaire de la Licence doit notifier dès que possible à l'Autorité Concédante/l'ABERME et l'Autorité de Régulation de l'Électricité les obligations qu'il est dans l'impossibilité de remplir; et
- 2) l'Autorité Concédante, sur l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, peut décider de surseoir à ces obligations, et le Titulaire de la Licence ne sera pas tenu responsable. Dans le cas où l'événement de force majeure perdure et pour garder le bénéfice de la décision de l'Autorité Concédante, le Titulaire de la Licence devra démontrer que son incapacité d'exécution de certaines obligations n'a pas pu être évitée

## **8. Responsabilité civile et contractuelle**

Nonobstant toute disposition de la Licence, le Titulaire de la Licence est civilement responsable pour tout délit commun et autre engagement contractuel conformément aux lois du Bénin.

## **9. Création d'un bureau au Bénin**

- 1) Le Titulaire de la Licence doit, à la mise en vigueur de la présente Licence, fournir à l'Autorité une adresse électronique, postale et physique d'un bureau au Bénin à laquelle la communication de l'Autorité Concédante peut être envoyée ou livrée.
- 2) Le Titulaire de la Licence doit conserver ces bureaux jusqu'à ce que la Licence expire ou lui soit retirée en vertu du décret.

## 10. Acquisition de tout bien aux fins de la Licence

Le Titulaire de la Licence doit veiller à ce que toute occupation d'un terrain ou toute acquisition d'un bien par lui, pour le besoin de l'activité d'électrification prévue par la présente Licence, soit effectuée conformément aux lois du Bénin (code des marchés, loi sur la concurrence etc.). Toute acquisition de terrains, de biens ou de fournitures nécessaire à l'exercice de la présente Licence doit être réalisée de la façon la plus économique et concurrentielle possible au regard de la nature et des quantités des biens et fournitures à acquérir tout en respectant les critères de qualité nécessaires.

## 11. Cession d'actifs, changement de capital et changement dans le contrôle de l'exercice de la Licence

- 1) Le Titulaire de la Licence est tenu, pour la durée de la Licence, d'informer l'Autorité Concédante sur les éléments suivants:
  - a) toute action pouvant entraîner une diminution du capital social du Titulaire de la Licence déclaré à la date de délivrance de celle-ci;
  - b) toute acquisition par un tiers de plus de vingt-cinq pour cent (25%) du capital social du Titulaire de la Licence;
  - c) tout changement de contrôle du Titulaire de la Licence; ou
  - d) l'intention du Titulaire de la Licence d'augmenter ou de diminuer son capital autorisé ou son capital libéré.
- 2) Le Titulaire de la Licence est tenu, pour la durée de la Licence, d'obtenir l'approbation écrite préalable de l'Autorité Concédante relative aux éléments suivants:
  - a) Sous réserve du paragraphe (4), la cession de toute partie de l'entreprise d'électricité du Titulaire de la Licence (y compris l'un des actifs faisant partie de l'entreprise) au moyen de la vente, du transfert, de la fusion, de la location ou de tout autre moyen de cession; et
  - b) toute action pouvant entraîner une diminution du capital social du Titulaire de la Licence déclaré au moment de l'octroi de celle-ci, qui pourrait affecter les fondements financiers, techniques ou opérationnels sur lesquels l'octroi de la Licence a été décidé.
- 3) Pour l'application de l'alinéa (1) c) ci-dessus et nonobstant toute disposition contraire à la Licence, une personne est réputée avoir pris le contrôle du Titulaire si elle exerce ou est en mesure d'exercer le droit d'acquérir, de contrôler directement ou indirectement les affaires du Titulaire, et notamment, mais sans préjudice sur ce qui précède, s'il possède ou est en droit d'acquérir la majorité du capital social émis du Titulaire ou d'exercer la majorité des droits de vote du Titulaire de la Licence.
- 4) Pour l'application de l'alinéa (2) a), le Titulaire de la Licence a le droit de pouvoir disposer de son actif ou d'une partie de son entreprise sans l'approbation préalable de l'Autorité Concédante, à la seule condition que l'Autorité Concédante ou l'Autorité de Régulation de l'Électricité aient préalablement publié une directive portant sur un accord de principe pour la cession d'actifs d'une nature spécifiée ou d'un montant inférieur à une valeur spécifiée, et à la condition que le Titulaire de la Licence informe, avant la cession d'actifs, l'Autorité Concédante avec la preuve que l'actif ou la partie de l'entreprise cédée relève des dispositions de cette directive.
- 5) Sans préjudice du paragraphe (4) ci-dessus, le Titulaire de la Licence peut demander par écrit à l'Autorité Concédante l'autorisation de disposer de ses actifs, en précisant les biens sujets à cession

et les raisons de cette demande, ou d'approuver l'une des actions énoncées au paragraphe (2) (b) ci-dessus.

- 6) Le Titulaire de la Licence peut disposer des actifs dont il est question, ou peut entreprendre l'une des actions énoncées au paragraphe (2) (b) ci-dessus, tel que spécifié dans l'avis visé au paragraphe (5), si:
  - a) l'Autorité Concédante confirme par écrit qu'elle consent à cette disposition ou à cette action; ou
  - b) l'Autorité Concédante n'émet aucune objection écrite à une telle cession ou action dans les trente (30) jours de l'avis;
  - c) le paragraphe (4) ci-dessus s'applique, ou
  - d) le Titulaire de la Licence est tenu par la loi ou par une décision définitive d'un tribunal compétent de disposer de l'actif concerné partie de son engagement, mais sans préjudice du pouvoir de l'Autorité Concédante à révoquer cette Licence.

## 12. Transfert de la Licence

- 1) Sous réserve du paragraphe (2) ci-dessous, le Titulaire de la Licence ne doit pas transférer ou se départir des droits, pouvoirs ou obligations qui lui sont conférés par la Licence sans le consentement écrit de l'Autorité Concédante.
- 2) L'Autorité Concédante consent au transfert de l'entreprise et de la Licence aux Bailleurs de fonds ou aux parties dûment désignées par les Bailleurs aux termes et aux conditions des conventions de financement relatives à l'entreprise.
- 3) Sous réserve des dispositions du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et de la Licence, le Titulaire peut demander d'autres Licences pour les entreprises d'énergie électrique dans n'importe quelle zone de la République du Bénin.
- 4) Le Titulaire de la Licence ne doit ni acheter, ni acquérir d'entreprise, ni s'associer à une autorité publique locale, à une personne morale ou un groupe de personnes fournissant de l'énergie électrique sous Licence, sauf s'il obtient l'autorisation de l'Autorité Concédante.
- 5) L'Autorité Concédante peut retirer la Licence et appliquer toute autre mesure qu'elle juge appropriée, si le Titulaire contrevient à la disposition du paragraphe 13.1

## 13. Obligations du titulaire au regard de ses abonnés

- 1) Le Titulaire d'une licence devra respecter l'ensemble des conditions générales de service tel que décrit dans le décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin. Il devra, entre autres, traiter de manière non discriminatoire, transparente et objective l'ensemble de ses abonnés.
- 2) Le Titulaire de la Licence devra renseigner dans le contrat d'abonnement client les conditions de qualité, de continuité et de durée du service électrique qui seront proposées, en fonction des niveaux de qualité définis par les normes de qualité de service pour l'électrification hors réseau au Bénin.
- 3) Le Titulaire de la Licence devra informer au moins 24 heures à l'avance toute coupure programmée de l'approvisionnement pour des raisons d'entretien ou de maintenance.
- 4) La facturation de la fourniture d'électricité ou de services électriques hors réseau se fera sur la base de la quantité d'énergie consommée relevée sur un compteur ou sur la base de forfaits de services énergétiques dans le cas de kits individuels ou de fourniture d'énergie à partir d'une pico centrale.

La facturation et les différends liés à cette dernière devront être traités conformément aux dispositions du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et des arrêtés ministériels qui le détaillent.

- 5) Le tarif appliqué devra strictement se conformer aux dispositions et décisions prises par l'Autorité Régulation de l'Électricité lors de l'avis conforme donné à la signature de la Convention de Concession. Le Titulaire de la Licence ne peut sur sa seule décision changer la grille tarifaire validée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Toute modification tarifaire devra suivre la prescription du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et des arrêtés ministériels qui le détaillent.

#### **14. Obligations de rapport du Titulaire à l'Autorité**

- 1) Après la fin de chaque exercice financier et dans un délai maximum de trois (3) mois, le Titulaire de la Licence doit soumettre à l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Électricité un rapport d'exercice technique et financier de l'année écoulée indiquant la qualité du service et les performances techniques et financières du Titulaire de la Licence.
- 2) À la fin de chaque exercice financier, le Titulaire de la Licence soumettra un audit environnemental interne à l'Agence Béninoise de l'Environnement ;
- 3) Chaque trimestre ou semestre, le Titulaire remettra à l'Autorité Concédante, dans les 15 jours suivants la fin du trimestre ou semestre, un rapport synthétique sur la gestion technique du système, sur les défauts de production ou de distribution et les coupures, l'évolution de la demande et des recouvrements et à l'ABERME, un rapport sur la gestion des aspects environnementaux ;
- 4) Le Titulaire de la Licence doit soumettre les données financières suivantes à l'Autorité Concédante et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité à sa demande :
  - a) les états financiers du Titulaire de la Licence pour chaque exercice, ainsi que le rapport d'un auditeur externe et ses remarques sur ces états financiers;
  - b) toute autre donnée financière que l'Autorité Concédante ou l'Autorité de Régulation de l'Électricité peut spécifier avec un préavis raisonnable.
  - c) Il fournira également un rapport technique trimestriel ou semestriel consignait l'évolution de la demande, du nombre d'abonnés, des ventes d'électricité, les incidents qui auront émaillé la gestion de la centrale et du réseau, et les activités de maintenance et de remplacement de matériel. Ce rapport proposera une perspective d'évolution du marché pour les 2 années à venir et indiquera quel type d'investissements est programmé pour répondre à la demande.

#### **15. Contrôle de conformité**

- 1) Le Titulaire de la Licence doit donner aux représentants de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, de l'Autorité Concédante et de l'Agence Béninoise de l'Environnement ou à toute personne dûment autorisée par l'Autorité Concédante, l'accès aux sites du Titulaire de la Licence pour toute inspection en vertu du décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin ou pour vérifier si les dispositions dudit décret ou de la Licence sont respectées.
- 2) L'accès aux sites du Titulaire d'une Licence conformément aux paragraphes (1) et (2) de cette clause doit être accordé après un préavis raisonnable et après l'autorisation préalable du Titulaire de la Licence. Une telle autorisation ne doit pas être refusée pour des raisons injustifiées.

## 16. Événements pour lesquels le Titulaire de la Licence doit aviser rapidement l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Électricité

Le Titulaire de la Licence doit aviser sans délai l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Électricité par écrit de la survenue d'un des événements suivants:

- 1) tout accident par électrocution, ainsi que tout autre accident de nature à avoir causé ou susceptible d'avoir causé des pertes de vie ou des blessures corporelles, toute explosion ou incendie qui s'est déclaré au niveau de la production, du transport, de la distribution basse tension ou au niveau des transformateurs ou des équipements et tableaux connexes de surveillance de la centrale du Titulaire de la Licence, ou survenue à l'intérieur ou autour d'une centrale, d'un poste, d'une station de commutation, d'un ouvrage ou d'une ligne d'alimentation électrique du Titulaire de la Licence. Il est tenu d'informer immédiatement l'Autorité Concédante de toute perte de vie ou de blessure occasionnée par un tel accident, explosion ou incendie.

Cette notification devra impérativement être envoyée dans les 24 heures suivant un tel événement (accident, explosion, incendie, dommage physique sur des personnes et perte de vies humaines) à l'Autorité Concédante par les canaux de communication les plus rapides (téléphone, MMS, email, information à la commune de référence, au poste de police, à la gendarmerie).

- 2) tout événement qui menace la capacité financière du Titulaire de la Licence à s'acquitter de ses obligations en vertu de la Licence ou de tout contrat d'achat d'électricité;
- 3) toute interruption forcée affectant une partie importante de l'entreprise et susceptible de perdurer comme spécifié dans les conditions de la Licence;
- 4) les modifications relatives à l'adresse physique, électronique et postale du Titulaire de la Licence;
- 5) toute modification de la composition ou de la structure des partenaires du Titulaire de la Licence affectant les partenaires originaux ou les suivants inscrits au registre des associés du Titulaire de la Licence; ou
- 6) tout transfert de l'entreprise et de la Licence au vu de la clause 12.

## 17. Confidentialité et utilisation de l'information

- 1) Le Titulaire de la Licence doit conserver la confidentialité des informations et des données qu'il possède sur d'autres Titulaires de Licence, conformément aux ententes conclues avec ceux-ci, le cas échéant, et ne peut divulguer ces informations à des tiers (autres que l'Autorité Concédante ou conformément pour l'exécution d'une délibération définitive d'un tribunal compétent)
- 2) Le Titulaire de la Licence, ses affiliés et associés doivent s'assurer que toutes les informations reçues par eux se rapportant à l'entreprise:
  - a) ne sont pas utilisées par le Titulaire de la Licence ou ses sociétés associées à d'autres fins que celles pour lesquelles elles ont été fournies ou d'autres fins que celles autorisées par la Licence; et
  - b) ne sont pas utilisées par le Titulaire de la Licence ou ses sociétés associées pour tirer tout avantage commercial pour fournir un service autre que celui autorisé par la Licence.
- 3) Conformément aux termes de la Licence, le Titulaire de la Licence peut demander à l'Autorité Concédante de ne pas divulguer les informations commercialement sensibles fournies par le Titulaire

de la Licence à l'Autorité Concédante. , l'Autorité Concédante ne doit divulguer aucune information qu'elle apprécie comme commercialement sensible, sans l'approbation préalable du Titulaire de la Licence. Ces restrictions ne s'appliquent pas:

- a) aux informations qui sont dans le domaine public; ou
- b) aux informations qui sont, ou sont devenues publiques, connues ou disponibles autrement que par l'action de l'Autorité ou
- c) aux informations relatives à la performance et au niveau de conformité du Titulaire de la Licence aux normes de performance.

## **18. Obligations environnementales, de santé et de sécurité**

- 1) Le Titulaire de la Licence doit se conformer aux dispositions de toutes les lois environnementales, de santé et de sécurité en vigueur, et mettre en œuvre le plan de gestion environnementale et sociale (PGES) et autres réglementations, notamment en termes de déplacement de populations pour des sites hydroélectriques ;
- 2) Dans le cadre de son activité, le Titulaire de la Licence doit s'assurer de protéger la santé et la sécurité des personnes employées par lui, des utilisateurs du service et autres personnes physiques ou animaux qui côtoient ses équipements que ce soit dans l'enceinte de la centrale (y compris les champs solaires) ou aux abords de cette dernière et des lignes MT et BT ;
- 3) Le Titulaire de la Licence devra procéder à des élagages réguliers le long de ses lignes de distribution moyenne et basse tension, afin d'éviter des chutes de câbles sur le domaine public en cas de tempête ;
- 4) Il élaborera chaque année un audit interne environnemental qu'il soumettra à l'Agence Béninoise de l'Environnement et à l'Autorité Concédante.

## **19. Assurance**

Le Titulaire de la Licence doit adopter et mettre en œuvre des politiques raisonnables et prudentes en matière de gestion et d'assurance des risques associés à l'entreprise.

Il doit être assuré pour tous dommages corporels et matériels accidentels qui pourraient être potentiellement causés par les éléments de son système de fourniture de services électriques hors réseau implanté dans le domaine public.

Il devra également être assuré pour tout dommage technique, mécanique ou électrique pour la partie du patrimoine de l'État qui lui serait confié dans le cadre de la Licence d'exploitation hors réseau.

## **20. Frais de Licence**

- 1) Le Titulaire de la Licence doit, dans les trente (30) jours suivant le début de la présente Licence, s'acquitter auprès de l'Autorité Concédante<sup>2</sup> d'un droit d'octroi de Licence conformément à l'arrêté ministériel sur les redevances, et verser des droits d'instruction.

---

<sup>2</sup> L'arrêté précisera la répartition de ces redevances entre l'Autorité Concédante et l'Autorité de Régulation de l'Electricité

- 2) Conformément à l'arrêté ministériel sur les redevances, le Titulaire doit verser à l'Autorité Concédante une redevance annuelle due dans les trente (3) jours suivant chaque date anniversaire de la date d'entrée en vigueur de la présente Licence.

## **21. Paiements au Titulaire de la Licence**

- 1) Les paiements à effectuer au Titulaire de la Licence pour la vente d'énergie électrique ou la fourniture de services auxiliaires au réseau en vertu de la Licence doivent être conformes au contrat d'achat d'électricité approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.
- 2) Aucun remboursement ni réduction des prix maximaux ne seront appliqués à l'exception de ce qui est stipulé dans le Contrat d'achat d'électricité approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

## **22. Conformité aux 'cahiers des charges des lignes de transport/distribution moyenne tension et des équipements connexes'**

- 1) Lors de la planification, du raccordement, de l'exploitation et du maintien de l'entreprise, le Titulaire de la Licence doit se conformer pleinement aux cahiers des charges des lignes de transport/distribution moyenne tension et des équipements connexes.
- 2) Dans le cas où le Titulaire de la Licence constate qu'il n'est ou ne sera pas en mesure de se conformer à une disposition des cahiers des charges des lignes de transport/distribution moyenne tension et des équipements connexes, il doit faire les efforts raisonnables nécessaires dans un délai acceptable pour remédier à ce non-respect et immédiatement informer l'Autorité Concédante des mesures prises.

## **23. Conformité aux règlements, décisions et ordonnances de l'Autorité de Régulation de l'Électricité**

- 1) Le Titulaire de la Licence doit se conformer pleinement aux règles, aux codes, aux normes, aux lignes directrices, aux directives, aux décisions ou aux ordonnances rendues par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans l'exercice de ses fonctions en vertu de la Loi.
- 2) Le Titulaire de la Licence doit se conformer à toutes les dispositions applicables des lignes directrices de raccordement au réseau moyenne tension à l'égard de son activité.

## **24. Examen des décisions de l'Autorité de Régulation de l'Électricité**

- 1) Le Titulaire de la Licence a le droit de demander à l'Autorité de Régulation de l'Electricité d'examiner ses décisions relatives au retrait ou à la modification de la présente Licence ou à toute autre décision qui affecte l'engagement du Titulaire ou ses droits en vertu de cette Licence.
- 2) Si le Titulaire de la Licence l'exige de la manière prescrite, l'Autorité de Régulation de l'Electricité peut réexaminer ses décisions qui affectent l'engagement du Titulaire de la Licence ou ses droits en vertu de la présente Licence, y compris sa décision concernant la révocation ou la modification de cette Licence.

## 25. Respect des conditions de la Licence et pénalités

- a. Lorsque l'Autorité Concédante est convaincue que le Titulaire a contrevenu à l'une des conditions de cette Licence, l'Autorité Concédante peut délivrer une instruction exigeant que le Titulaire de la Licence prenne des mesures spécifiques ou s'abstienne de prendre des mesures spécifiques afin de remédier à la contravention.
- b. Avant d'émettre un tel ordre, l'Autorité Concédante informe le Titulaire de la Licence de son intention et des motifs et, conformément à la procédure, fournit au Titulaire de la Licence une occasion de donner une réponse dans les délais imposés.
- c. Sans limiter tout autre droit ou recours qui sont à la disposition de l'Autorité Concédante en vertu de la Loi, l'Autorité Concédante peut spécifier dans l'instruction au Titulaire une pénalité pour chaque jour où le Titulaire de la Licence est en défaut de conformité. La pénalité spécifiée par l'Autorité Concédante et confirmée par un avis conforme de l'Autorité de Régulation ne doit pas dépasser les limites (le cas échéant) des sanctions prévues par le Décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin ou toute autre législation en vigueur.

## 26. Retrait/annulation de la Licence

- 1) Sous réserve des dispositions du Décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin, l'Autorité Concédante après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité peut à tout moment retirer sa Licence à un Titulaire si:
  - (i) L'Autorité Concédante est convaincue que le Titulaire de la Licence a délibérément ou par négligence failli à ses obligations d'exploiter ses infrastructures conformément aux termes et conditions de la Licence, aux dispositions du Décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin ou à tout règlement en vertu de celui-ci;
  - (ii) Le Titulaire de la Licence, à tout moment après l'entrée en vigueur de cette Licence, déclare à l'Autorité Concédante que l'activité liée à la Licence ne peut pas être conduite d'une façon rentable et doit être terminée et, si sur la base de sa demande, l'Autorité Concédante est convaincue de la véracité de cette déclaration;
  - (iii) Le Titulaire de la Licence accepte de commun accord avec l'Autorité Concédante et par écrit que cette Licence soit annulée;
  - (iv) Tout montant (à moins que le Titulaire de la Licence ne conteste le recours aux procédures administratives et judiciaires appropriées) payable par le Titulaire de la Licence en vertu de l'une des conditions ou des règlements délivrés en vertu du Décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin est impayé après trente (30) jours après et demeure impayé pour une période de trente (30) jours après que l'Autorité Concédante ait donné au Titulaire de la Licence l'avis de retard de paiement;
  - (v) Le Titulaire de la Licence est dans l'impossibilité de payer ses dettes et est déclaré insolvable (le Titulaire de la Licence pourra toutefois faire recours à toutes procédures et mesures judiciaires appropriées pour démontrer qu'il est solvable).
  - (vi) Le Titulaire de la Licence ne se conforme pas à une instruction définitive de l'Autorité de Régulation de l'Électricité délivrée en vertu du Décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin et cette défaillance n'est pas rectifiée à la satisfaction de



l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les 60 jours qui suivent la date à laquelle l'Autorité a notifié un tel manquement au Titulaire de la Licence.

- (vii) Le Titulaire de la Licence cesse d'exercer l'activité autorisée par la présente Licence;
  - (viii) Le Titulaire de la Licence est en liquidation ou assujetti à une décision de liquidation par un tribunal compétent;
  - (ix) Le Titulaire de la Licence adopte toute autre solution de liquidation que celle précédemment approuvée par écrit par l'Autorité Concédante.
  - (x) Il est établi que le Titulaire de la Licence a soumis des informations qu'il connaissait ou avait des raisons de savoir fausses lors de la présentation de sa demande de Licence; et
  - (xi) Le Titulaire de la Licence, sans l'autorisation de l'Autorité Concédante, achète ou acquiert une entreprise ou s'associe avec toute autorité publique, locale, société, personne ou groupe de personnes produisant, transportant ou distribuant de l'énergie électrique sous Licence.
- 2) Dans le cas d'un retrait de licence, l'Autorité Concédante, en accord avec l'Autorité de Régulation de l'Électricité, prendra toutes les mesures nécessaires, y compris celle de confier l'exploitation des infrastructures pour laquelle le titulaire de la licence est défaillant en régie à un gestionnaire désigné par l'Autorité Concédante, et ceci dans l'unique objectif d'assurer la continuité du service public de l'électricité.

L'Autorité Concédante

le \_\_ jour de \_\_\_\_\_ 20\_\_.)

)

En présence de )

)

Et )

# **ANNEXE 6: CONTRAT STANDARD D'ÉCHANGE D'ÉNERGIE ENTRE UN CONCESSIONNAIRE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE HORS RÉSEAU ET UN GESTIONNAIRE DE RÉSEAU**

## **SOMMAIRE**

### **Page**

<b>Article 1. Définitions</b>	<b>2</b>
<b>Article 2. Livraison, Vente et Achat et du Droit des Parties</b>	<b>3</b>
<b>Article 3. Terme; Défaut; Résiliation; Étape Importante</b>	<b>4</b>
<b>Article 4. Raccordement; Mesure; Exploitation</b>	<b>6</b>
<b>Article 5. Facturation et Paiement</b>	<b>8</b>
<b>Article 6. Force Majeure</b>	<b>10</b>
<b>Article 7. Relation des Parties; Limitation de Responsabilité; Indemnisation</b>	<b>11</b>
<b>Article 8: Règlement des Différends</b>	<b>11</b>
<b>Article 9: Délégation et Attribution; Restructuration</b>	<b>12</b>
<b>Article 10: Représentations et Garanties</b>	<b>12</b>
<b>Article 11: Divers</b>	<b>13</b>
<b>PREMIERE APPENDICE : TARIFS DE LIVRAISON DU DROIT DES GESTIONNAIRE DE RÉSEAU</b>	<b>16</b>
<b>DEUXIÈME APPENDICE : DESCRIPTION DE LA CAPACITE DE PRODUCTION DU CONCESSIONNAIRE</b>	<b>17</b>
<b>TROISIÈME APPENDICE : EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU</b>	<b>18</b>

# CONTRAT STANDARD D'ÉCHANGE D'ÉNERGIE ENTRE UN CONCESSIONNAIRE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE HORS RÉSEAU ET UN GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

Ce contrat standard d'échange d'énergie électrique (ci-après dénommé «Contrat») est conclu à la date signée ci-dessous,

Entre

**SBEE** ou **(CEB)**<sup>3</sup> ou un concessionnaire d'un réseau d'électrification rurale (si de telles concessions sont établies)

ayant comme adresse de siège social \_\_\_\_\_, le Bénin (ci-après dénommé "**Le Gestionnaire de réseau** ")

et

(nom du concessionnaire \_\_\_\_\_), **le Concessionnaire d'un système d'électricité hors réseau**

ayant comme adresse de siège social \_\_\_\_\_, au Bénin (ci-après dénommé "**le Concessionnaire** ")

pour une période de \_\_\_\_\_ années (appelée ci-après "la Durée").

---

<sup>3</sup> généralement les échanges d'énergie se feront à un niveau de tension de 20 ou 33 kV avec le réseau de distribution la SBEE.

## Article 1. Définitions

Lorsqu'ils sont utilisés avec la première lettre en majuscule, que ce soit au singulier ou au pluriel, les termes suivants doivent avoir les significations suivantes:

- (a) Contrat: le présent document, y compris toutes ses annexes, et tous les documents, lois, règlements, lignes directrices ou normes incorporés par référence explicite dans ce document, en tant que tels mais peuvent être modifiés le cas échéant.
- (b) Droit applicable: Toutes les lois, traités, proclamations, règlements, règles et règlements généraux qui sont habituellement considérés dans la République du Bénin comme étant juridiquement contraignants.
- (c) Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), créée par Décret N ° 2009-182 du 13 mai 2009
- (d) Date d'exploitation commerciale : Le premier jour du mois suivant ~~qui suit~~ (1) le jour où les Parties se sont accordées sur la mise en vigueur du présent Contrat d'échanges d'énergie, ou (2) le jour où le Concessionnaire commence les échanges d'énergie électrique avec le Gestionnaire de réseau.
- (e) Capacités contractées: les capacités d'échanges d'énergie et de puissance telles que décidées entre les Parties à la signature du présent Contrat.
- (f) Année du contrat: la période de douze mois commençant par la Date d'exploitation commerciale et chaque période de douze mois.
- (g) Point de livraison: le point où l'installation du Concessionnaire se connecte au système de transport ou de distribution du Gestionnaire de réseau et où le comptage des échanges d'énergie électrique entre les Parties s'effectue. Au point de livraison se connectent les systèmes électriques du Gestionnaire de réseau et du Concessionnaire par un dispositif comprenant les équipements de protection et de comptage et toutes autres installations qui pourraient être requises par Le Gestionnaire de réseau. Les termes «Point de livraison» et «Point d'approvisionnement» peuvent être utilisés de manière interchangeable.
- (h) Date d'échéance: Trente (30) jours après le dernier jour de chaque mois pendant la durée du présent Contrat.
- (i) Urgence: Une condition ou une situation susceptible d'entraîner une perturbation du service aux clients du Gestionnaire de réseau, qui est susceptible de causer un défaut majeur dans le système de transmission du Gestionnaire de réseau ou qui est susceptible de présenter un danger pour les personnes et les biens.
- (j) Événement de défaut: un événement tel que défini à l'article 3 (b).
- (k) Installation: Tous les moteurs et générateurs électriques du Concessionnaire, ainsi que tous les équipements de protection et autres équipements associés ou auxiliaires du Concessionnaire, et les droits d'occupation des sols nécessaires à la production d'énergie électrique conformément au présent Contrat.
- (l) Unité de production : Installations du Concessionnaire, y compris les bâtiments et les terrains nécessaires à l'exercice d son activité pour lequel il a acquis un droit d'occupation du sol.
- (m) Bonne pratique liée à la production d'électricité : les pratiques, les méthodes et les actes concernant les matériaux, les ressources, les fournitures, le carburant, le personnel, la maintenance, les réparations, le contrôle, les essais et les opérations adéquats dans l'industrie des services publics à un moment donné, dans l'exercice d'un jugement raisonnable fondé sur les faits connus ou qui auraient dû être connus au moment d'une décision, pratiques dont le résultat est réputé conforme à la loi, à la réglementation, aux codes, aux recommandations des fabricants d'équipement, à la sécurité, à la protection de l'environnement et de l'économie.

- (n) Lignes directrices sur le raccordement: les normes et les exigences du Gestionnaire de réseau relatives au raccordement à son réseau de distribution ou de transport d'une installation d'électrification hors réseau.
- (o) Point de connexion: le point où la ligne électrique d'injection ou le système électrique du Concessionnaire se connecte au système électrique de l'Gestionnaire de réseau. Les termes «Point De connexion» et «Point de couplage» peuvent être utilisés de manière interchangeable.
- (p) Installations d'interconnexion: Toutes les installations à construire par le Gestionnaire de réseau pour lui permettre de recevoir de l'énergie conformément au présent Contrat.
- (q) Partie ou Parties: Le Concessionnaire ou le Gestionnaire de réseau, ou les deux, et leurs successeurs intéressés par l'un ou l'ensemble des droits et obligations ci-dessous.
- (r) Taux d'escompte : Ce taux annoncé par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) au cours de la période considérée.
- (s) Interruption programmée: interruption de l'exploitation de la Capacité de production programmée à l'avance pour son entretien.
- (t) Projet d'électrification hors réseau: un projet de production et de distribution de l'énergie électrique destinée à la vente sur un mini réseau assujetti au régime réglementaire de concession ou d'autorisation qui a un surplus d'électricité à vendre à partir de sa centrale, dans les conditions conformes au présent Contrat, ou est par ailleurs jugé compatible avec l'exécution du présent Contrat.
- (u) Durée: la durée de validité du présent contrat commencera à la date de sa mise en vigueur ou la date programmée de la première livraison d'électricité au Gestionnaire de réseau et se terminera à la date programmée de résiliation du présent contrat (à 23:59 de la date programmée)
- (v) Interruption non programmée: une panne à la Capacité de production qui n'est pas une interruption programmée.

## Article 2. Livraison, Vente et Achat et du Droit des Parties

(a) Le droit des Parties. À la date d'exploitation commerciale, les parties s'engagent à respecter les clauses d'échanges d'énergie électrique (achat et vente) pour la durée du présent Contrat, conformément à l'article 3 et au tarif indiqué à l'article 5.

(b) Prévisions. Avant la date de mise en exploitation commerciale et par la suite au plus tard chaque année subséquente du contrat, le Concessionnaire fournira au Gestionnaire de réseau un programme d'exploitation de sa Unité de production et/ou de ses besoins d'achat en énergie pour les deux (2) années à venir qui comprend ce qui suit:

- 1) la disponibilité mensuelle anticipée de la production, et
- 2) les indisponibilités programmées pour chaque année pour lesquelles le Concessionnaire ne sera pas tenu responsable envers Le Gestionnaire de réseau et ne sera assujetti à aucune responsabilité, paiement réduit ou pénalité dans le cas où l'énergie électrique réellement livrée au Gestionnaire de réseau est différente des quantités ou des heures indiquées dans lesdites prévisions.

Le Concessionnaire doit mettre à jour son plan d'interruptions programmées et aviser Le Gestionnaire de réseau en cas de modification de ces plans.

(c) Interruptions programmées. Le Concessionnaire s'efforcera de coordonner toute interruption programmée, conformément aux règles de Bonne Pratique 'des compagnies d'électricité', suite à toute demande écrite raisonnable du Gestionnaire de réseau. Le Concessionnaire doit notifier au Gestionnaire de réseau un mois à l'avance toutes interruptions programmées, y compris une estimation non contraignante

de la durée prévue de chaque interruption et, dès que possible, notifier toute interruption non prévue, y compris une estimation non contraignante de la durée estimée de chaque panne.

(e) Interruption des échanges. Le Concessionnaire peut réduire, interrompre, ou cesser les échanges d'énergie et de puissance avec le Gestionnaire de réseau uniquement dans la mesure où le Concessionnaire peut justifier raisonnablement qu'une telle interruption, réduction ou cessation est nécessaire pour installer un équipement, effectuer des réparations, des remplacements, des investigations et des inspections des équipements, ou effectuer la maintenance de l'Unité de production ce qui affecte directement les échanges d'énergie et de puissance avec le Gestionnaire de réseau. Le Concessionnaire doit, avant d'engager toute interruption, réduction ou cessation des échanges d'énergie et de puissance avec le Gestionnaire de réseau, faire tout son possible pour fournir au Gestionnaire de réseau un préavis minimum de vingt-quatre (24) heures, un tel préavis pourra inclure une explication de la cause de l'interruption et une estimation du début et de la durée de l'interruption.

(f) Synchronisation. Le Concessionnaire doit aviser par écrit le Gestionnaire de réseau au moins 30 jours avant la première synchronisation ou la mise en exploitation de ses générateurs pour la première mise en parallèle avec le réseau du Gestionnaire de réseau et coordonner le début des opérations avec celui-ci ; le Concessionnaire doit par la suite aviser le Gestionnaire de réseau chaque fois qu'il synchronise ou remet sa capacité de production en exploitation en parallèle avec le réseau du Gestionnaire de réseau après une cessation d'exploitation

(g) Normes. Le Concessionnaire doit se conformer à toutes les normes en vigueur au Bénin.

### **Article 3. Terme; Défaut; Résiliation; Étape Importante**

(a) Durée. À compter de la date et à la date de signature ci-dessous par toutes les Parties, date choisie par le Concessionnaire et acceptée par Le Gestionnaire de réseau, le présent Contrat entre en vigueur et, sous réserve des dispositions de résiliation stipulées dans le présent Contrat, se poursuivra pour toute la durée spécifiée ci-dessus. Nonobstant ce qui précède, les dispositions applicables du présent Contrat resteront en vigueur après la résiliation comme stipulé ci-devant, pendant une durée nécessaire pour la provision les factures finales, les ajustements de facturation, les paiements et l'exécution de tous les droits énoncés ci-dessous. À la fin de la durée, les parties peuvent convenir de proroger le présent Contrat pour une autre période sur laquelle ils peuvent s'accorder, tout en sachant que, si aucun accord n'est conclu, la Unité de production EHR devra cesser ses activités ou pourra être transférée au Gestionnaire de réseau suivant les modalités de la convention de concession ou du contrat d'autorisation liant le Concessionnaire à l'Autorité Concédante.

(b) Défaillance. Une Partie est réputée défaillante dans le cadre du présent Contrat dans les cas suivants :

- 1) Le Concessionnaire n'est pas fonctionnel à la Date d'exploitation commerciale conformément à l'article 3 (e), auquel cas le Concessionnaire est réputé être la Partie défaillante ci-dessous, à moins que cette défaillance ne soit attribuable principalement à une défaillance du Gouvernement de la République du Bénin ou des instruments du Gouvernement de la République du Bénin à délivrer les permis nécessaires à l'Unité de production.
- 2) La faillite, la dissolution ou la liquidation de l'une ou l'autre des parties, auquel cas la Partie en faillite, dissoute ou liquidée est réputée être la Partie défaillante en vertu des présentes.

- 3) Si l'une des Parties ne respecte pas les termes, conditions ou dispositions du présent Contrat et que ces déficiences ne sont pas corrigées dans les soixante (60) jours suivant la notification écrite à la Partie défaillante, une période supplémentaire d'au plus un (1) an après la notification écrite peut être donnée, à condition que la Partie défaillante commence, dans un délai de soixante (60) jours, à mettre en œuvre des mesures correctives de manière convaincante.
- 4) Sans excuse raisonnable, la défaillance de toute Partie à effectuer un paiement incontesté lorsqu'il est dû et que la période de non-paiement excède une durée de plus de quatre-vingt-dix (90) jours.
- 5) L'expropriation, l'acquisition ou la nationalisation obligatoire des biens matériels ou des fonds propres du Concessionnaire ou de l'Unité de production décidées par le Gouvernement du Bénin.
- 6) La dissolution ou la réorganisation du Gestionnaire de réseau de sorte que lui-même ou son successeur ne puissent pas s'acquitter de ses obligations, l'une ou l'autre pourra être proclamée être une cause de défaillance par le Concessionnaire.
- 7) Une des Parties conteste et nie l'applicabilité du présent Contrat, auquel cas la Partie qui conteste l'applicabilité est désignée être la Partie défaillante ci-après.

(c) Procédure et remédiation aux défaillances.

- 1) Avis. En cas de défaillance, la Partie non-défaillante doit notifier par écrit à la Partie défaillante et peut engager les recours prévus dans le présent Contrat ou en vertu de la loi et résilier le présent Contrat en adressant un cet avis écrit à l'autre partie. Dans le cas où le Gestionnaire de réseau invoque une défaillance du Concessionnaire, il doit le notifier aux Bailleurs de fonds et leur accorder le temps, l'accès et l'opportunité raisonnables pour remédier à la situation et coopérer avec les Bailleurs à cette fin.
- 2) Droits d'entrée. Si un événement de défaillance ou d'urgence survient et que la Partie qui subit cet événement est empêchée temporairement de satisfaire à ses obligations (y compris, mais sans s'y limiter, le rétablissement du fonctionnement de l'Unité de production ou du réseau du Gestionnaire de réseau) malgré ses meilleurs efforts, l'une ou l'autre partie peut choisir d'informer toutes les Parties, conformément à la présente disposition, de son intention d'intervenir dans les droits et obligations de la Partie qui subit l'événement de défaillance et d'essayer dans un délai raisonnable de remédier à cet événement de défaillance ou d'urgence (ci-après "Droits d'Entrée"). Une Partie ne pourra invoquer la mise en application de son droit d'entrée en vertu de cet article que si elle possède les compétences et les moyens nécessaires pour mener à bien le travail requis pour remédier à l'événement de défaillance ou d'urgence conformément aux lois de la République du Bénin et à la Bonne Pratique des compagnies d'électricité.
- 3) Coûts d'entrée. Les dispositions d'indemnisation du présent Contrat s'appliquent à l'exercice de tels droits d'entrée, à condition que la Partie exerçant ces droits d'entrée soit indemnisée par la Partie subissant l'événement de défaillance ou d'urgence pour toutes les dépenses raisonnablement engagées par cette première. La Partie exerçant son droit d'entrée sera indemnisée et tenue indemne par la Partie subissant l'événement de défaut contre toutes réclamations de quelque nature que ce soit résultant ou associée à des actions curatives raisonnables compatibles avec les 'Bonnes Pratiques des Compagnie d'Électricité' pour pallier ou remédier à un événement de défaut ou d'urgence. La partie qui aura exercé ce type de droits d'entrée devra, le plus tôt possible, remettre à la Partie qui a subi l'événement de défaut le contrôle de toute installation sur laquelle elle a assumé le contrôle ou l'exploitation. La Partie qui exerce un tel droit d'entrée doit conserver et produire des justificatifs des coûts engagés pour tenter de pallier ou de remédier à l'événement

de défaut ou d'urgence et la Partie qui subit l'événement de défaut doit rembourser les dépenses raisonnables et documentées engagées par l'autre Partie.

(d) Balise. Le début de l'exploitation commerciale doit avoir lieu dans les trois (3) ans pour l'hydroélectricité et deux (2) ans pour les autres ressources suivants la date de signature du Contrat. Le Concessionnaire est tenu de soumettre des rapports d'étape trimestriels au Gestionnaire de réseau indiquant la progression des travaux en vue de la mise en exploitation commerciale. Si le Concessionnaire ne met pas en Exploitation Commerciale dans les délais indiqués ci-dessus, le présent Contrat sera nul et non avenü à moins que les deux Parties n'acceptent une extension dans le but explicite de terminer la construction, les essais et la mise en service de la Capacité de production, sous réserve de l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

#### **Article 4. Raccordement; Mesure; Exploitation**

(a) Responsabilité du point de livraison. Le Concessionnaire doit prendre à ses frais toutes les dispositions nécessaires pour transmettre et livrer le 'droit du Gestionnaire de réseau' à celui-ci au point de livraison. Le Gestionnaire de réseau doit coopérer avec le Concessionnaire dans ces arrangements.

(b) Normes d'interconnexion. Les exigences et les normes d'équipement, de transmission et de distribution du Gestionnaire de réseau, y compris les cahiers des charges des lignes de transport ou de distribution MT, s'appliquent à l'installation et à l'exploitation de tout l'équipement du Concessionnaire et à la ligne de raccordement.

(c) Conformité à la ligne de raccordement. Sur préavis raisonnable, le Gestionnaire de réseau a le droit d'inspecter l'équipement de raccordement du Concessionnaire afin d'assurer la conformité avec les Bonnes Pratiques des compagnies d'électricité et au cahier des charges des lignes de transport et de distribution MT. Cet accès ne doit pas interférer avec l'exploitation commerciale normale du Concessionnaire. Si, de l'avis du Gestionnaire de réseau, les équipements de raccordement au réseau du Concessionnaire ne sont pas exploités et maintenus, le Gestionnaire de réseau doit aviser le Concessionnaire de telles anomalies que le Concessionnaire devra corriger rapidement. Le Gestionnaire de réseau n'est pas tenu d'accepter et de payer le Droit du Gestionnaire de réseau tant que cette correction n'est pas faite.

(d) Générateurs à induction. Si la Capacité de production du Concessionnaire comprend un(des) générateur(s) à induction, le Concessionnaire doit fournir des condensateurs de compensation du facteur de puissance pour chacun de ces générateurs individuellement. De tels condensateurs doivent être activés et désactivés simultanément pour tous les générateurs de type induction associés de l'installation. La valeur en kVAR de ces condensateurs doit être la valeur standard la plus élevée qui ne dépassera pas la valeur kVAR de ces générateurs en charge à vide. Le Concessionnaire doit payer au Gestionnaire de réseau, selon les taux en vigueur approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité, le coût de toute l'énergie consommée par le Gestionnaire de réseau pour exciter les générateurs d'induction, à moins que cette énergie ne soit retranchée de la vente ci-dessous. Ce paiement est effectué conformément à l'article 5.

(e) Mesure. Le Gestionnaire de réseau est propriétaire et maintient l'équipement de mesure principal utilisé pour la mesure d'énergie et la facturation en vertu du présent Contrat. L'équipement de mesure et de télécommande doit être conforme à toutes les normes et directives du Gestionnaire de réseau, pouvoir s'inscrire et enregistrer le transfert instantané et bidirectionnel de la puissance active et réactive, kWh et



kVARh et être capable de transmettre ces données aux lieux spécifiés par le Gestionnaire de réseau. L'équipement de mesure doit être scellé et possède une capacité de stockage et d'enregistrement de masse. Le Concessionnaire doit fournir un emplacement approprié pour l'équipement de mesure et de télémétrie si le point d'interconnexion se trouve à la Capacité de production.

(f) Compteur de contrôle: Le Gestionnaire de réseau doit, à ses propres frais, concevoir, financer, construire, installer, posséder, exploiter et entretenir un poste de comptage de contrôle (également connu sous le nom de compteur de sauvegarde) de la même précision que le compteur primaire. Dans le cas où le compteur principal doit être retiré du circuit, le compteur de sauvegarde doit être utilisé pour la lecture des données de mesures pour la facturation jusqu'à ce que le compteur primaire soit remis dans le circuit.

(g) Lecture du compteur. Le Gestionnaire de réseau doit lire les compteurs à la fin de chaque mois. Le Concessionnaire doit fournir au Gestionnaire de réseau l'accès à la Capacité de production à tous moments raisonnables, sous réserve d'un préavis raisonnable, pour la lecture ou l'inspection des compteurs, l'examen de l'exploitation de la Capacité de production ou pour toutes autres fins raisonnablement liées à l'exécution des termes du présent Contrat. Cet accès ne doit pas interférer avec l'exploitation commerciale normale du Concessionnaire. Tout le personnel du Gestionnaire de réseau doit suivre toutes les règles et procédures de sécurité en vigueur à la Capacité de production et dans les locaux de la Capacité de production.

(h) Précision du compteur. Tous les appareils de mesure de la production de la Capacité de production doivent être testés au moins une fois par an, aux frais du Gestionnaire de réseau, conformément à la Bonne Pratique des compagnies d'électricité. À tout moment raisonnable, l'une ou l'autre Partie peut demander un test de l'exactitude de tout équipement de mesure. Chaque Partie supportera le coût d'un test demandé par elle. Les résultats des étalonnages ou essais des compteurs doivent être examinés par les Parties à tout moment raisonnable. Si les lectures d'un équipement de mesure sont jugées inexactes de plus d'un demi pour cent (0,5%), le Gestionnaire de réseau doit faire en sorte que ce matériel de mesure soit recalibré ou remplacé le plus tôt possible. Chaque Partie doit recevoir un préavis raisonnable et avoir le droit d'être présent lors de la rupture des scellés, des essais, de l'étalonnage et de l'étanchéité des compteurs. Si l'une ou l'autre des Parties croit qu'il y a eu une défaillance ou un arrêt du compteur, elle en informe immédiatement l'autre Partie. La Partie possédant les compteurs fera les investigations requises et prendra des mesures correctives si nécessaire.

(i) Calibrage du compteur. Le test et l'étalonnage des compteurs, ainsi que toute vérification de la précision du compteur, doivent être effectués conformément aux normes de mesure du Gestionnaire de réseau. L'étalonnage doit avoir lieu avant l'utilisation des compteurs pour les premiers enregistrements de la production de la Capacité de production. Tous les compteurs doivent être scellés et verrouillés par leur propriétaire après l'étalonnage.

(j) Transfert de la Capacité contractée et d'Énergie Électrique associée. Au point de couplage, la capacité contractée et l'énergie électrique associée, ainsi que la responsabilité légale sur celle-ci, seront déclarées être transférées de la Partie assurant la fourniture vers la Partie recevant cette fourniture. À cet instant, le Partie recevant la fourniture sera dotée du contrôle exclusif et de possession de cette capacité et de l'énergie électrique associée et en sera seule responsable. Une telle énergie électrique transférée doit être en courant alternatif triphasé, de fréquence nominale de 50 Hz, à la tension spécifiée dans le TROISIÈME APPENDICE.

(k) Exploitation. L'Unité de production doit être exploitée par le Concessionnaire d'une manière compatible avec 'les Bonnes Pratiques des compagnies d'électricité' et avec un niveau de sécurité appropriée.

(l) Responsabilité de la ligne raccordement. Le Concessionnaire accepte toute responsabilité et libère le Gestionnaire de réseau de toute responsabilité et indemnise le Gestionnaire de réseau pour les fautes ou les dommages causés par les installations de raccordement du Concessionnaire au système électrique du Gestionnaire de réseau et au public, qui résulteraient de l'exploitation de l'équipement de raccordement du Concessionnaire.

(m) Données techniques. Chaque Partie rend compte annuellement à l'Autorité de Régulation de l'Électricité et l'ABERME, par un rapport quant à la vente d'électricité, aux données mensuelles d'exploitation et aux pannes pour l'année civile afin de permettre à l'Autorité de Régulation de l'Électricité de surveiller les performances de l'installation.

## Article 5. Facturation et Paiement

(a) Facturation. Le Gestionnaire de réseau doit relever ses compteurs principaux (achat et vente d'énergie) le dernier jour de chaque mois pour la détermination de l'énergie électrique et de la puissance échangées au cours dudit mois et acceptées par Le Gestionnaire de réseau aux termes de ce Contrat, et doit consigner la (les) lecture (s) et fournir les résultats des relevés de compteurs (y compris l'heure et la date de la lecture) par écrit au Concessionnaire dans les quinze (15) jours suivant chaque relevé.

(b) Paiement. Les parties ou leurs représentants fiduciaires s'engagent à régler tous les montants dus au titre des échanges d'énergie électrique, établis de bonne foi et non contestés par les Parties, au plus tard à la Date d'échéance, conformément aux tarifs et sous réserve des conditions énoncées à l'Annexe A, qui régit le tarif applicable, déterminé sur une quantité d'énergie livrée en kWh, et pour le paiement de toute puissance livrée en vertu du présent CONTRAT. Les montants incontestés non payés après la date d'échéance doivent être crédités d'intérêts payables au Concessionnaire par le Gestionnaire de réseau au Taux officiel d'escompte interbancaire de la région UEMOA calculé mensuellement (pour le mois ou pour partie de celui-ci). Toute Partie de bonne foi peut contester toute erreur de livraison ou de facturation, tout montant ou paiement par notification écrite à l'autre Partie dans un délai d'un (1) an à compter de la réception d'un relevé de compteur ou d'autres formes d'informations sur la facturation conformément à l'alinéa (e) de cet article, que le paiement ait été ou non effectué par le Gestionnaire de réseau. Si le règlement des différends conformément à l'alinéa (e) de cet article est en faveur du Concessionnaire, le Gestionnaire de réseau doit immédiatement payer le montant litigieux au Concessionnaire ainsi que les intérêts calculés au taux officiel d'escompte interbancaire de la région UEMOA, calculé mensuellement, sur la période entre la date d'échéance et la date à laquelle le paiement sera effectué. Si la résolution est favorable au Gestionnaire de réseau, le Concessionnaire remboursera tout paiement déjà reçu du montant litigieux majoré des intérêts au taux officiel d'escompte interbancaire de la région UEMOA, calculé chaque mois, de la date d'échéance initiale à la date de remboursement. Tous ces paiements en vertu du présent article doivent être effectués dans les quinze (15) jours suivant la date de la décision finale de cette résolution en vertu de l'alinéa (e) du présent article.

(c) Le paiement sera payable en Francs FCA ou en Euros (cela peut être ajusté à une autre devise forte par accord mutuel entre les parties de ce Contrat) afin que le Concessionnaire ne prenne aucune exposition en devises. Pour des projets en partie financés en Francs CFA (dette de long terme plus capitaux propres) la

vente d'énergie sera payable en Francs CFA dans la même proportion. Nonobstant cette disposition, la transaction réelle pour la facture associée en Euros peut être effectuée en monnaie locale au taux de change en vigueur à la date de cette facture, à condition que les parties parviennent à des arrangements mutuellement satisfaisants pour atténuer les risques de convertibilité et de transférabilité associés à ces paiements dans le service de la dette et le rapatriement des capitaux et des bénéfices.

(d) Estimation. Dans le cas où les données requises pour déterminer les montants dus par une des deux Parties ou le paiement s'y afférant ne sont pas disponibles lorsque requises, ces données non disponibles seront estimées par le Gestionnaire de réseau, sous réserve d'un ajustement le mois suivant en fonction des données réelles et qui sera porté aux paiements ultérieurs. Le défaut de relevé de compteur par le Gestionnaire de réseau conformément à l'alinéa (a) du présent article ne libère aucunement la Partie redevable de l'obligation de payer l'autre Partie à la fin de chaque mois pour l'énergie délivrée et acceptée comme prévu au présent contrat.

(e) Autres données du compteur. Pour déterminer le montant des Droits du Gestionnaire de réseau livrés et acceptés pendant toute période de facturation, l'enregistrement des montants, la facturation et le paiement seront basés sur la première disponibilité des options de mesure ou d'estimation suivantes, par ordre décroissant d'applicabilité:

- 1) La (les) mesure (s) primaire (s) de l'installation lorsque le compteur satisfait pour la période en cause à la norme de précision figurant à l'article 4 (i); ou
- 2) La mesure du compteur secondaire de la Capacité de production lorsque ce compteur secondaire est positionné pour enregistrer l'énergie électrique livrée et acceptée, et lorsque ce compteur satisfait à la norme de précision figurant à l'article 4 (i);
- 3) Lorsqu'aucun compteur ne parvient à enregistrer avec précision l'énergie électrique livrée et acceptée, les données mensuelles moyennes pour la Capacité de production depuis le même mois de l'Année contractuelle précédente, si disponibles, sont raisonnablement ajustées pour la période de facturation particulière par toutes les données disponibles pertinentes affectant la production des installations concernant les précipitations, les débits d'écoulement, la consommation de carburant de la centrale, le niveau de température ambiante, les heures de fonctionnement, le temps de fonctionnement des générateurs et/ou le relevé de l'autoconsommation des installations du Concessionnaire (collectivement «Variations d'exploitation») : pendant la période de défaillance du compteur, ces données ajustées doivent être utilisées, le cas échéant, pour estimer la quantité d'énergie électrique livrée et acceptée. Lorsque ces données ne sont pas disponibles de manière fiable, l'énergie mensuelle moyenne livrée et acceptée au cours des six (6) périodes de facturation précédant le défaut du compteur (ou sur les derniers mois si l'exploitation de Capacité de production est inférieure à six mois à compter de la Date d'exploitation commerciale), ajustée ou normalisée pour les pannes ou les Variations d'exploitation, doit être utilisée pour estimer l'énergie fournie par la Capacité de production pour la période à facturer.

(f) Effacement des montants dus. Chacune des deux Parties peut effacer des dettes incontestables dont elle est redevable à l'autre Partie relative à la Capacité de production par des montants incontestés équivalents dus par l'autre Partie relative à la Capacité de production en vertu du présent Contrat.

## Article 6. Force Majeure

(a) Force majeure. Aux fins du présent Contrat, le terme «Force Majeure» désigne tout événement échappant à tout contrôle raisonnable et qui n'est pas le résultat de défaut, de négligence ou de mépris persistant de la Partie dont l'activité est profondément affectée ou devient ingérable et qui choisit d'invoquer la Force Majeure. Sont compris à cette clause, mais sans s'y limiter, les événements suivants :

- 1) Tout acte de Dieu, le feu, l'explosion, les pluies excessives, les inondations, les raz-de-marée, l'épidémie ou le tremblement de terre;
- 2) Toute autre cause, identique ou non, échappant à tout contrôle raisonnable et qui n'est pas le résultat de défaut, de négligence ou de mépris persistant de la Partie invoquant une Force Majeure;
- 3) Tous troubles civils, insurrection, rébellion, hostilités, désordre public ou désobéissance publique, actes de sabotage, émeute, embargo, blocus, quarantaine, conflit du travail, grèves qui sont documentées, actes de guerre ou de terrorisme ou ennemi public, que la guerre soit ou non déclarée.

(b) Événements sans force majeure. Les obligations non remplies de l'une ou l'autre Partie qui ne sont pas le fait d'un cas de force majeure mais résultent d'une contre-performance ne doivent pas être excusées pour motif de force majeure. Le retard de paiement de sommes dues ou les dommages causés aux biens et/ou aux personnes résultant d'un manquement par une Partie de se conformer au code de précaution des compagnies électriques ne peuvent pas relever d'un cas de Force Majeure.

(c) Protocole de force majeure. Aucune défaillance en raison d'un événement de force majeure ne doit être prononcée dès lors que la Partie non performante victime de préjudices lui permettant d'invoquer la force majeure:

- 1) Fournit rapidement (dans les 48 heures) une note écrite à l'autre Partie, aux bailleurs de fonds et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité de la survenue d'un événement de Force Majeure et de sa décision d'invoquer la Force Majeure, en estimant la durée prévue de l'événement et son impact probable sur la performance de ses obligations relatives au présent contrat, et soumet des preuves tangibles et satisfaisantes de l'existence de l'événement en question;
- 2) Fait tous les efforts raisonnables pour continuer à remplir ses obligations relatives au contrat;
- 3) Prend ou initie rapidement toutes mesures pour corriger ou résorber les conséquences du cas de force majeure et soumet périodiquement des preuves tangibles et satisfaisantes de ce qu'elle déploie tous les efforts raisonnables pour corriger la situation;
- 4) Fournit tous les efforts raisonnables pour atténuer ou limiter les dommages causés à l'autre Partie, sans pour autant nuire à ses propres intérêts; et
- 5) Notifier rapidement par écrit à l'autre Partie, aux bailleurs de fonds et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité de la cessation de la Force Majeure.

(d) Effet de force majeure. Si une Partie est rendue totalement ou partiellement incapable de s'acquitter de ses obligations en vertu du présent Contrat en raison d'un événement de force majeure, cette Partie sera, si nécessaire, temporairement excusée de toute performance affectée par l'événement de Force Majeure.

(e) Force majeure Durée. Nonobstant ce qui précède, si une Partie est empêchée de s'acquitter substantiellement de ses obligations relatives au présent Contrat pendant une période de deux (2) ans en raison d'un événement de force majeure, l'autre Partie peut choisir de résilier le présent Contrat dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours suivant la notification écrite de résiliation à la Partie qui ne fonctionne pas, à moins qu'une reprise tangible des activités soit documentée avant l'expiration de cette période de quatre-vingt-dix (90) jours.

## **Article 7. Relation des Parties; Limitation de Responsabilité; Indemnisation**

(a) Aucune autre relation. Aucune disposition du présent Contrat ne doit être interprétée comme établissant des relations entre les Parties autres que celles des entrepreneurs indépendants pour la vente et l'achat d'énergie électrique générée par l'Unité de production. Aucune relation d'agence de quelque nature que ce soit n'est créée par le présent Contrat.

(b) Indemnisation. Chaque Partie doit défendre, indemniser et mettre l'autre Partie, ses dirigeants, ses administrateurs, ses agents, ses employés, à l'abri de toutes réclamations, responsabilités, actions, demandes, jugements, pertes, frais, dépenses, (y compris les raisonnables frais d'avocat), poursuites, actions ou dommages résultant de blessures corporelles, de décès ou de dommages matériels subis par une personne ou une entité (qu'elle soit ou non partie du présent contrat): (i) causé par des biens ou des installations appartenant à la Partie par cette dernière, sauf dans le cas d'un acte de négligence ou de faute intentionnelle d'un dirigeant, administrateur, sous-traitant, agent, employé, entité mère, filiale ou société affiliée de l'autre Partie; ou (ii) causé par un acte de négligence ou une faute intentionnelle de la Partie ou d'un dirigeant, administrateur, sous-traitant, agent, employé, entité mère, filiale ou société affiliée de la Partie. Si l'une ou l'autre Partie reçoit un avis de la confirmation de toute réclamation pour laquelle l'indemnisation doit être demandée à l'autre Partie, cette Partie doit en aviser rapidement l'autre Partie. Les parties coopèrent dans le cadre de la défense mutuelle d'une telle réclamation.

(c) Indemnité ajustée. Si Le Gestionnaire de réseau et le Concessionnaire reconnaissent tous deux déterminés à reconnaître avoir été des Parties négligentes ou avoir commis une faute délibérée de la manière visée par l'alinéa (e) ci-dessus, les obligations d'indemnisation du Concessionnaire et du Gestionnaire de réseau doivent être ajustées de manière appropriée en fonction du pourcentage de la responsabilité de chaque Partie pour cet événement de perte ou d'indemnisation.

## **Article 8: Règlement des Différends**

(a) Les parties reconnaissent qu'un différend peut surgir entre les parties concernant l'applicabilité, l'interprétation, le paiement ou l'exécution du présent Contrat. En cas de différend entre les Parties relatif au présent Contrat, la Partie qui réclame notifie le différend à l'autre Partie et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité par écrit et les Parties tentent de le régler à l'amiable et de bonne foi dans un délai de soixante (60) jours. Au-delà de ce délai et sans règlement du différend, les Parties peuvent s'engager dans les procédures de règlement des différends prévues aux alinéas a) et b) de le présent article ou demander tout autre recours en droit ou justice. Ce mécanisme de règlement des différends ne s'applique pas aux différends d'une Partie avec des tiers qui ne sont pas directement liés au présent Contrat.

(b) Appel à l'Autorité de Régulation de l'Électricité : Si, dans les soixante (60) jours suivant la notification, un différend n'est pas résolu à la satisfaction mutuelle des Parties, toute Partie peut faire appel par écrit après cette période de soixante (60) jours mais avant le quatre-vingtième (80<sup>ième</sup>) jour à compter de la notification initiale du différend à l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Les Parties respectent et agissent conformément à la préconisation écrite de l'Autorité de Régulation de l'Électricité quant à ce différend en attendant l'avis conforme de l'Autorité de Régulation ou toute autre décision juridique qui serait opposable.

## **Article 9: Délégation et Affectation; Restructuration**

(a) Délégation d'affectation. Ce présent Contrat lie les successeurs, les ayant droits et les délégués des Parties concernés. Aucune obligation ou délégation par le Concessionnaire d'aucun de ses droits, devoirs ou obligations en vertu des présentes ne pourra pas être prise ne compte sans le consentement écrit préalable du Gestionnaire de réseau et de l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans chaque cas.

(b) Choix de désengagement. En cas de restructuration du marché de l'électricité mise en œuvre pendant la durée du présent Contrat et qui altérerait les fonctions du Gestionnaire de réseau, le Gestionnaire de réseau déclare et garantit que dans le cadre de cette Restructuration, tout successeur assumant une ou toutes ses fonctions de transmission et de distribution assumera pleinement par écrit les obligations d'achat d'énergie du Gestionnaire de réseau en vertu du présent accord.

Si la Restructuration est mise en œuvre pendant la durée de cet Accord, et si la loi le permet, le Concessionnaire aura le choix, mais non l'obligation, de se retirer unilatéralement et de dénoncer le présent accord, à condition que ce soit dans le but de participer au marché de l'électricité restructuré. Il le fera par un préavis donné au Gestionnaire de réseau et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, à tout moment dans la période jusqu'à cinq (5) ans avant la date de résiliation du présent Contrat, tel que spécifiée dans le présent document.

## **Article 10: Représentations et Garanties**

Outre les dispositions de l'article 9, chaque Partie reconnaît et garantit à l'autre que:

- (a) elle est légalement établie pour faire des affaires en République du Bénin;
- (b) la mise en vigueur et l'exécution du présent Contrat ne sont pas en conflit avec les lois, et les réglementations du Benin
- (c) il n'y a pas d'action judiciaire ou administrative en instance qui interdise ou entrave la participation de la Partie au présent Contrat ou pourrait affecter de manière substantielle et défavorable la capacité de la Partie à s'acquitter de ses obligations en vertu du présent Contrat;
- (d) le présent Contrat constitue une obligation valable, légale et contraignante de la Partie conformément aux termes du contrat;
- (e) la mise en vigueur, la livraison et la bonne exécution par la Partie du présent Contrat ne contreviennent à aucune disposition ni constituent un défaut matériel au regard de tout autre accord ou instrument auquel elle est Partie prenante ou par lequel elle est liée.

## Article 11: Divers

(a) Modification. Le présent Contrat ne peut être modifié ou amendé que par écrit signé au nom des deux Parties par leurs agents dûment autorisés et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

(b) Coopération. Il incombe au Concessionnaire de prendre toutes les mesures nécessaires pour satisfaire à toutes les exigences légales applicables concernant la Capacité de production.

(c) Accord complet et exhaustif. Le présent Contrat constitue l'accord final complet et exhaustif entre les Parties concernant l'objet du présent Contrat, et tous les accords, discussions, communications et correspondances antérieurs relatifs à l'objet du présent Contrat sont remplacés par l'exécution du présent Contrat.

(d) Le présent contrat doit se conformer à toutes les lois, règlements, codes et politiques pertinents du gouvernement du Bénin et à tout avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

(e) Choix de la loi. L'interprétation et l'exécution du présent Contrat seront conformes et contrôlées par les lois de la République du Bénin.

(f) Dérogations. Aucune dérogation implicite n'est envisageable au titre du présent Contrat. La défaillance occasionnelle de l'une ou l'autre Partie à respecter une disposition du présent Contrat ne doit pas affecter le droit de cette Partie de l'appliquer ultérieurement. Il est convenu qu'une dérogation expresse par l'une ou l'autre Partie à l'exécution de l'un des engagements ou des conditions du présent Contrat, ou toute violation de celui-ci, ne doit pas être considérée comme une dérogation implicite de cette Partie pour tout manquement ultérieur à l'exécution du même Contrat ou tout autre terme ou condition du présent Contrat.

(g) Dissociabilité. Est admise la dissociabilité d'une clause de ce Contrat qui serait jugée invalide ou inapplicable par un tribunal de juridiction compétente, à la condition qu'elle n'affecte pas le reste du présent Contrat qui peut être interprété de manière à atteindre son objectif essentiel sans la clause invalide.

(h) Aucune interprétation des titres. Les rubriques du présent Contrat sont descriptives et ne sont pas destinées à modifier l'interprétation ou le sens du Contrat et, en conséquence, ne doivent pas être interprétées comme faisant partie des obligations d'une Partie.

(i) Avis. Tout avis, facture ou autre communication qui est requise ou autorisée par le présent Contrat, sauf disposition contraire, doit préciser clairement qu'il se rapporte au présent Contrat, porter la date de sa création, et être transmis soit par écrit et livré par service personnel, par transmission électronique avec une preuve de réception et de lecture, ou par télécopie, avec une copie ultérieure envoyée par courrier prépayé, dûment adressée, comme suit:

- 1) Dans le cas du Concessionnaire à la personne, à la société et à l'adresse indiquée sur la ligne de la signature ci-dessous;
- 2) Dans le cas du Gestionnaire de réseau: Directeur Général, \_\_\_\_\_, Bénin

- 3) Une autre adresse ou destinataire pour ampliation, y compris la désignation des Bailleurs, peut être spécifié ou substitué par une Partie de la manière prévue ici.
- 4) Chaque avis, facture ou autre communication qui doit être envoyé par la poste, livré ou transmis de la manière décrite ci-dessus est réputé suffisamment expédié et reçu, et ceci à toutes fins utiles, au moment où il est remis au destinataire ou au moment où la livraison est refusé par le destinataire lors de sa présentation.
- 5) Chaque fois qu'un avis ou une autre communication doit être remis par le Gestionnaire de réseau au Concessionnaire, une copie de cet avis / communication doit être fournie aux Bailleurs, le cas échéant, par un mode de transmission similaire à l'adresse fournie par écrit au Gestionnaire de réseau par le Concessionnaire.

EN ENSEMBLE DE QUOI les Parties ont signé le présent Contrat.

à compter du \_\_\_\_ jour du mois de \_\_\_\_\_, 20\_\_, chaque signataire dûment autorisé par son entité respective à signer librement ce Contrat et à être lié par les termes et conditions contenus dans ce document.

#### GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

Par: \_\_\_\_\_ (signature autorisée)

Nom imprimé: \_\_\_\_\_

Titre: \_\_\_\_\_

Nom du représentant du Gestionnaire de réseau: \_\_\_\_\_

Adresse: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_

Email: \_\_\_\_\_

La personne qui a signé ci-dessus est apparue personnellement devant moi, et a prouvé son identité par une documentation appropriée, a avisé et déclaré que l'exécution du présent Contrat susmentionné était de son entière responsabilité

Notariée: \_\_\_\_\_

Numéro de la Commission: \_\_\_\_\_

Date: \_\_\_\_\_

#### CONCESSIONNAIRE

Par: \_\_\_\_\_  
(signature autorisée)



Nom imprimé: \_\_\_\_\_

Titre: \_\_\_\_\_

Nom du représentant du Concessionnaire: \_\_\_\_\_

Adresse: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_

Email: \_\_\_\_\_

La personne qui a signé ci-dessus est apparue personnellement devant moi, et a prouvé son identité par une documentation appropriée, a avisé et déclaré que l'exécution du présent Contrat susmentionné était de son entière responsabilité

Notariée: \_\_\_\_\_

Numéro de la Commission \_\_\_\_\_

Date: \_\_\_\_\_

Notariée: \_\_\_\_\_

Numéro de la Commission \_\_\_\_\_

Date: \_\_\_\_\_

Nom imprimé: \_\_\_\_\_

Titre: \_\_\_\_\_

Nom du Concessionnaire: \_\_\_\_\_

Adresse: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_

Email: \_\_\_\_\_

L'individu signé ci-dessus est apparu personnellement devant moi, et ayant prouvé son identité par une documentation appropriée, avisé et déclaré que l'exécution du Contrat susmentionné était son acte et son acte gratuits

Notariée: \_\_\_\_\_

Numéro de la Commission \_\_\_\_\_

Date: \_\_\_\_\_

## PREMIERE APPENDICE : TARIFS DE LIVRAISON DU DROIT DES GESTIONNAIRE DE RÉSEAUX

Année d'exécution de Contrat d'achat d'électricité: 20 .....

Le tarif d'achat d'une installation d'électrification hors réseau, de plus de 500 kVA, se connectant au réseau principal est comme indiqué dans le tableau 1.

Le tarif d'achat d'une l'installation d'électrification hors réseau ne peut être ajusté qu'avec l'approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité de Régulation de l'Électricité

**Tableau 1: Tarifs recommandés pour la livraison d'énergie à la grille principale du Gestionnaire de réseau**


## DEUXIÈME APPENDICE : DESCRIPTION DE LA CAPACITE DE PRODUCTION DU CONCESSIONNAIRE

NOM DE L'INSTALLATION: [\_\_\_\_\_]

EMPLACEMENT DE L'INSTALLATION: [\_\_\_\_\_]

FONCTIONNEMENT DE LA RIVIÈRE / HÔTE (le cas échéant): [\_\_\_\_\_]

POINT DE LIVRAISON EXACT (numéro de l'alimentateur, du pôle ou du commutateur): [\_\_]

EMPLACEMENT DU COMPTEUR (numéro de compteur): [\_\_\_\_\_]

TENSION DE CONNEXION NOMINALE: [\_\_\_\_\_]

RÉGULATION DE LA TENSION: [\_\_\_\_\_] CONNECTÉE; [\_\_\_\_\_] ILOTÉ

TYPE DE CARBURANT: [\_\_\_\_\_];

TEMPERATURE DE CONDITIONNEMENT DU CARBURANT: [\_\_\_\_\_]

TECHNOLOGIE DE PRODUCTION UTILISÉE [\_\_\_\_\_]

CAPACITÉS NOMINALES: [\_\_\_\_\_] kW

CAPACITÉ CONTRACTÉE: [\_\_\_\_\_] kW

FACTEUR DE CAPACITÉ: [\_\_\_\_\_].

PRODUCTION ANNUELLE PREVUE: [\_\_\_\_\_] kWh

QUANTITÉ CONTRACTÉE DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU (kWh ou% de sortie): [\_\_\_\_\_]

TAUX DE MONTÉE EN PUISSANCE: [\_\_\_\_\_] MW / MINUTE;

TAUX DE RÉDUCTION EN PUISSANCE [\_\_\_\_\_] MW / MINUTE

NB MINIMUM D'HEURES D'EXPLOITATION: [\_\_\_\_\_] HEURES;

TEMPS MINIMUM DE CHANGE: [\_\_\_\_\_] HEURES

HEURE DE DÉMARRAGE: [\_\_\_\_\_] HEURES

DATE PREVUE DE MISE EN SERVICE: [\_\_\_\_\_]

TENSION ENVOYÉE AU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU: [\_\_\_\_\_] VOLTS

## TROISIÈME APPENDICE : EXIGENCES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

1. Les exigences pertinentes énoncées dans le "Code de l'électricité du Bénin" sont applicables.

2. La tension de livraison au point d'approvisionnement doit être [\_\_\_\_ kV ± \_\_\_\_%]

3. Exigences et conditions spéciales: [A FOURNIR SPECIFIQUEMENT POUR CHAQUE PROJET DE RACCORDEMENT DEPENDANT DES CARACTÉRISTIQUES DU PROJET ET DES TECHNOLOGIES]

4. Le facteur de puissance opérationnelle de la Capacité de production au point de livraison (point de fourniture) doit être [\_\_\_\_\_].

5. Arrangement d'interconnexion

[Ce sera un diagramme unifilaire du raccordement au réseau du système EHR. Le diagramme doit montrer les installations de production, les appareillages, les transformateurs, les systèmes de protection et les lignes de transmission, leur capacité, leur notation, leurs niveaux de tension et identifier clairement le point d'approvisionnement et le point de couplage commun.

## **ANNEXE 7: SOUS-CODE DE RÉSEAU POUR L'INTERCONNEXION DES MINI-RÉSEAUX AU BÉNIN**

### **SOMMAIRE**

#### **PARTIE A: EXIGENCES OBLIGATOIRES ET PROCÉDURE D'ESSAI**

**Annexe A 1 – Formulaire pour les informations à échanger**

**Annexe A2– Enregistrement d’essais de générateur raccordé**

#### **PARTIE B: DIRECTIVES TECHNIQUES**

**République du Bénin**

**AUTORITÉ DE RÉGULATION DE L'ELECTRICITÉ**

**SOUS-CODE DE RÉSEAU POUR  
L'INTERCONNEXION DES MINI-RÉSEAUX  
AU BÉNIN <sup>4</sup>**

---

<sup>4</sup> Inspirée de la régulation Tanzanienne

# **PARTIE A: EXIGENCES OBLIGATOIRES ET PROCÉDURE D'ESSAI**

## **CONTENU DE LA PARTIE A**

	<b>Page</b>
<b>DEFINITIONS ET ABBREVIATIONS</b>	<b>1</b>
<b>A1 CHAMP D'APPLICATION DU SOUS-CODE DE RÉSEAU POUR L'INTERCONNEXION DES MINI- RÉSEAUX</b>	<b>4</b>
<b>A2 INTRODUCTION AU SOUS-CODE DE RÉSEAU</b>	<b>4</b>
Partie A: Procédure de demande et exigences obligatoires	4
Partie B: Directives techniques	5
A2.1 Limites de capacité et tension d'interconnexion	5
A2.2 Capacités et tensions supérieures et mises à niveau	5
A2.3 Pouvoir discrétionnaire du Gestionnaire du réseau de distribution pour renoncer à certains critères	5
A2.4 Agents désignés	6
<b>A3 PRODUCTION EHR RACCORDÉES</b>	<b>6</b>
A3.1 Producteur EHRs dans un réseau de distribution	6
A3.2 Disponibilité de la capacité	6
<b>A4 PROCÉDURE D'INTERCONNEXION DE RÉSEAU</b>	<b>6</b>
A4.1 Échange d'informations techniques sur l'interconnexion	6
A4.2 Rapport d'exploitation annuel	7
A4.3 Compteurs	8
A4.4 Comptage au point de livraison	10
<b>A5 EXIGENCES DE PROTECTION OBLIGATOIRES</b>	<b>11</b>
<b>A6 MISE EN ŒUVRE DU SOUS-CODE DE RÉSEAU</b>	<b>12</b>
A6.1 Opérateur de réseau de distribution chargé de la mise en œuvre du Sous-Code de Réseau	12
A6.2 Révisions	12
<b>A7 DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR</b>	<b>12</b>
<b>A8 CERTIFICAT DE RACCORDEMENT</b>	<b>12</b>
A8.1 Délivrance du certificat de raccordement	12
A8.2 Certificat de Raccordement	12

<b>A8.3 Validité</b>	<b>12</b>
<b>A8.4 Agents désignés</b>	<b>13</b>
<b>A8.5 Procédure d'essai et de validation</b>	<b>13</b>
<b>A8.6 Coûts et frais des tests et du certificat de raccordement</b>	<b>13</b>
<b>A9 PROCÉDURES D'ESSAIS ET DE VALIDATION</b>	<b>13</b>
<b>A9.1 Général</b>	<b>13</b>
<b>A9.2 Responsabilités et témoignage</b>	<b>13</b>
<b>A9.3 Procédures d'essai</b>	<b>14</b>
<b>A9.4 Intervalles d'essai</b>	<b>15</b>
<b>A9.5 Enregistrements</b>	<b>15</b>
<b>Annexe A 1 – Formulaire pour les informations à échanger</b>	<b>16</b>
<b>Annexe A2– Enregistrement d'essais de générateur raccordé</b>	<b>19</b>



## DEFINITIONS et ABBREVIATIONS

**BT** : Basse Tension. Il s'agit de niveau de tension ne dépassant pas 1000 V entre les conducteurs et 600 V entre les conducteurs et la terre

**CAT** : Contrôleur Automatique de Tension

**Certificat d'interconnexion** : Certificat délivré par le gestionnaire du réseau de distribution à un Producteur EHR, après avoir testé les conditions de raccordements de son réseau d'interconnexion

**Charge captive** : La somme de la charge de ligne captive et de la charge locale captive

**Contrat d'achat d'électricité (CAE)** : Contrat entre l'opérateur du réseau de distribution et le Producteur EHR pour l'achat d'électricité

**Demande captive locale** : Charge dans les locaux du générateur raccordé, y compris les auxiliaires du générateur

- **Demande de ligne captive** : Demande jusqu'au 1er point d'isolement automatique, qui est (ou peut-être) couverte par un générateur raccordé, à l'exclusion de la demande locale captive

**DT** : Défaut de Terre (protection)

**DTN: Déplacement de tension du neutre** : Une technique pour mesurer le déplacement de la tension du neutre par rapport à la terre

**DTS** : Défaut terre de secours (protection)

**EHR** : Électrification Hors Réseau

**Exportation d'énergie électrique** : Fourniture d'énergie électrique par un Producteur EHR raccordé à un réseau de distribution

**Fonctionnement en îlot** : Situation qui se produit lorsqu'une partie du réseau de distribution est déconnectée du réseau et est alimentée par un ou plusieurs générateurs connectés à celle-ci

**Gestionnaire du réseau de distribution** : Responsable de l'exploitation d'un réseau de distribution (SBEE dans le cas du Bénin)

**GRT**: Gestionnaire de Réseau de Transport chargé de l'exploitation du réseau de transport au Bénin - Communauté Électrique du Bénin (CEB)

**HT** : Haute Tension. Il s'agit des niveaux de tension dépassant 1000 V entre les conducteurs et 600 V entre les conducteurs et la terre

**Îlotage** : Quand une partie de réseaux électrique comprenant des moyens de production et de charges est déconnecté du réseau principal (séparée du réseau amont) et que les charges de cet « îlot » sont entièrement alimentées par les générateurs du même « îlot » et où la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs proches de leurs valeur nominales (marche en réseau séparé)

**Importation d'énergie électrique** : Achat d'énergie électrique par un producteur EHR à partir d'un réseau de distribution

**Interconnexion de réseau** : Ligne de raccordement entre un réseau de distribution et le système électrique du Producteur EHR, réalisé dans le but d'exporter ou d'importer de l'énergie électrique

**Isolation** : Processus par lequel un réseau électrique est coupé de sa source d'alimentation

**Lettre d'intention** : Lettre émise par un gestionnaire de réseau de distribution à un producteur EHR pour signifier l'intention d'acheter de l'électricité auprès de ce producteur EHR à un endroit particulier

**MALT: (système de mise à la terre)** : Dans ce système de mise à la terre (grounding), le gestionnaire du réseau de distribution fournit des conducteurs de neutre et de protection séparés dans tout le système. Le conducteur de protection est connecté au neutre de la source. Toutes les parties conductrices exposées de l'installation d'un consommateur sont connectées au conducteur de protection fourni par le gestionnaire du réseau de distribution via la borne de terre principale de l'installation du consommateur

**Mini-réseau** : Réseau électrique de taille réduite isolé non raccordé au réseau national et exploité sous la surveillance de l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE)

**Niveau de tension** : Une des valeurs de tension nominale utilisées dans un système donné

**Papillotement** : Ou scintillement (flicker en anglais) - Une fluctuation de tension électrique causée par des perturbations électromagnétiques ou par des variations de puissance sur le réseau porteur de cette tension

**PC** : Perte des Charges (protection)

**PI** : Puissance inverse (protection)

**Point de Couplage Commun (PCC)** : Emplacement de la connexion entre un réseau de distribution et le Producteur EHR raccordé, au-delà duquel les autres clients se chargent

**Point de Ravitaillement (PR)** : Emplacement de la connexion entre un réseau de distribution et un générateur intégré

**Producteur EHR** : Détenteur d'une licence d'exploitation EHR qui projette de se connecter ou a déjà connecté sa production EHR à un réseau de distribution

**Production captive** : Production électrique disponibles chez les consommateurs, mais non raccordée en parallèle avec le réseau de distribution

**Production Combinée de Chaleur et d'électricité (PCCE)** : Une centrale qui produit de l'électricité et fournit de l'énergie thermique, généralement de la vapeur, à un besoin de chauffage ou de refroidissement industriel ou autre

**Production EHR raccordée** : Production constituée par une ou plusieurs unités de production hybridée ou non (EnR ou thermique) raccordée au réseau de distribution du gestionnaire, pour une gamme de capacité et des tensions de raccordement comme indiquées dans la section A2 du présent Sous-Code de Réseau

**RAT** : Régulateur Automatique de Tension

**Régime de neutre TT: (système de mise à la terre)** : Mode de de mise à la terre où toutes les parties conductrices exposées d'une installation sont connectées à une prise de terre fournie par le consommateur qui est électriquement indépendante de la terre source.

**Réseau de distribution** : Un réseau d'alimentation en énergie électrique exploité sous une tension inférieure à 50kV (0,4, 15, 20 ou 33 kV dans le cas de la SBEE).

**Réserve tournante** : Différence entre la capacité totale disponible de tous les groupes électrogènes déjà couplés à un système électrique et leur charge réelle totale

**SBEE** : Société Béninoise d'Énergie Electrique

**SC/SI** : Sur-courant/intensité (protection) : Dépassement de la valeur nominale du courant / intensité

**sF** : Sous-fréquence (protection)

**SF**: Sur-fréquence (protection): Dépassement de la valeur nominale de la fréquence

**Sous-station** : Partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement en amont et en aval, les extrémités de lignes de distribution et/ou de transport, de l'appareillage électrique Tension la plus élevée (la plus basse) d'un système : Valeur la plus élevée (la plus basse) de la tension de

fonctionnement dans des conditions de fonctionnement normales à tout moment et en tout point du système

**sT** : Sous-tension (protection)

**Surtension (protection)** : Dépassement de la valeur nominale de la tension

**TCF** : Taux de changement de fréquence (protection)

**Tension d'interconnexion** : Tension nominale à laquelle l'interconnexion du réseau est effectuée

**Tension de déplacement du point neutre** : Tension entre le point neutre réel ou virtuel et la terre

**Tension de fonctionnement** : Valeur de la tension dans des conditions normales à un instant donné et à un point donné du système

**Tension de pas**: Différence de potentiel de surface ressentie par une personne qui franchit une distance de 1 m avec ses pieds sans entrer en contact avec une autre structure

**Tension de touche** : Différence de potentiel entre l'augmentation du potentiel de la terre (GPR) et le potentiel de la surface au point où une personne se tient debout, tout en ayant ses mains en contact avec une structure mise à la terre. Le GPR est défini comme la tension maximale qu'un réseau de mise à la terre d'une station peut atteindre par rapport à un point de mise à la terre distant supposé être au potentiel de la terre distante. La tension de contact pourrait également être de main en main

**Tension nominale** : Valeur approximative appropriée de la tension utilisée pour désigner ou identifier un système

**Tension transférée** : C'est un cas particulier de la tension de contact où la tension est transférée dans ou hors de la station par un conducteur mis à la terre à un point éloigné ou à la terre de la station, respectivement

**VS** : Vector Shift (protection)

## **A1 CHAMP D'APPLICATION DU SOUS-CODE DE RÉSEAU POUR L'INTERCONNEXION DES MINI- RÉSEAUX**

Ce Sous-Code de Réseau pour l'Interconnexion des Mini-Réseaux au Bénin fournit des lignes directrices afin de faciliter la connexion des mini-réseaux EHR (réseau et hors réseau) à un réseau de distribution sans en affecter l'exploitation sécurisée des réseaux de transport ou de distribution au Bénin.

Le but de ce Sous-Code de Réseau pour l'Interconnexion des Mini-Réseaux est d'assurer un fonctionnement sûr, fiable et sécurisé de tous les mini-réseaux avec une production EHR connectés aux réseaux de distribution. Le Sous-Code de Réseau contient les critères de performance technique de base qu'un mini-réseau avec production doit respecter pour connecter son installation de production à un réseau de distribution au Bénin et définit les règles et les normes que les opérateurs de réseau doivent suivre pour connecter un mini-réseau avec production à son réseau de distribution. Tous les mini-réseaux avec production EHR raccordés au réseau de distribution au Bénin seront considérés comme un Producteur EHR.

Le Sous-Code de Réseau présente les problèmes qui pourraient survenir lors de la connexion des Producteurs EHR aux réseaux de distribution au Bénin et fournit des directives sur les types d'interconnexion, les tensions, les études requises, les exigences de protection et les procédures de test et de certification.

Aux fins du présent Sous-Code de Réseau, une production EHR raccordée est définie comme une production constituée par une ou plusieurs unités de production hybridée ou non (EnR ou Thermique) dont la capacité d'exportation/injection totale est supérieure ou égale à 250 kW et connectée à un réseau de distribution moyenne tension 0,4 ; 15 ; 20 ou 33 kV dans le cas de la SBEE.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le producteur EHR raccordé doivent s'échanger mutuellement les données et les informations nécessaires sur leur réseau ou leur installation pour assurer la conformité avec ce Sous-Code de Réseau.

Le Sous-Code de Réseau est subdivisé en deux parties:

1. Partie A: Exigences obligatoires et procédures d'essai; et
2. Partie B: Directives techniques

Ce Sous-Code de Réseau ne remplace ni ne se substitue à aucune des exigences spécifiées dans le Code de l'électricité du Bénin, ni aux règlements sur l'électricité ou ni aux contrats d'achat d'électricité.

## **A2 INTRODUCTION AU SOUS-CODE DE RÉSEAU**

### **Partie A: Procédure de demande et exigences obligatoires**

La partie A du Sous-Code de Réseau spécifie les critères obligatoires à respecter par les Producteurs EHR connectés à un réseau de distribution au Bénin.

## Partie B: Directives techniques

La partie B du Sous-Code de Réseau fournit des informations utiles aux Producteurs EHR et aux opérateurs de réseau de distribution (gestionnaire du réseau de distribution) pour la conception et les tests de validation de raccordement au réseau des Producteurs EHR.

### A2.1 Limites de capacité et tension d'interconnexion

Les critères spécifiés dans ce Sous-Code de Réseau s'appliquent à tous les Producteurs EHR ayant une capacité d'exportation supérieure ou égale à 250 kW et à la connexion à un réseau de distribution via un point unique d'approvisionnement (POS) de niveau de tension inférieur ou égal à 50 kV (15, 20 ou 33 kV dans le cas de la SBEE) . La capacité totale de la production peut être constituée de plusieurs générateurs. La production maximale intégrée autorisée à différents niveaux de tension est donnée dans le Tableau A1.

### A2.2 Capacités et tensions supérieures et mises à niveau

Lorsque la capacité totale de production d'exportation au point de livraison du Producteur EHR dépasse 5 MW, soit au moment de la première interconnexion du producteur EHR raccordé, soit à la suite d'une mise à niveau, les critères de ce Sous-Code de Réseau ne seront plus applicables. De même, lorsque l'interconnexion se fait à une tension supérieure à 250 kV, ce Sous-Code de Réseau n'est plus applicable.

**Table A 1- Limites de capacité de production EHR raccordée**

Niveau de tension (U)	Capacité de production EHR maximale exportée via un point de raccordement	Mesure à U
$U \leq 1\text{kV}$	250 kW	$U \leq 1\text{kV}$
$1 < U \leq 50\text{kV}$	5 MW	$1 < U \leq 50\text{kV}$

### A2.3 Pouvoir discrétionnaire du Gestionnaire du réseau de distribution pour renoncer à certains critères

Le Gestionnaire du réseau de distribution peut renoncer à l'un ou plusieurs critères du présent Sous-Code de Réseau pour tout Producteur à raccorder dans l'une ou plusieurs des conditions suivantes :

- La Production est conçue pour répondre aux besoins d'urgence à court terme du réseau de distribution afin d'assurer la continuité de l'approvisionnement en électricité;
- La Production est spécifiquement destinée à des fins de recherche à court terme.

Dans tous les cas, tous les Producteurs EHRs sont mandatés pour opérer avec une protection contre :

- La Sur-tension,
- La sous-tension
- La Sur-fréquence,
- La sous-fréquence,
- Les décharges électriques d'origine atmosphérique

## A2.4 Agents désignés

Le Gestionnaire du réseau de distribution désignera un Comité Technique compétent pour:

- attester que les critères de raccordement de ce Sous-Code de Réseau sont satisfaits au moment de la première interconnexion; et
- veiller au respect desdits critères de façon continue par le Producteur EHR qui en a la responsabilité.

## A3 PRODUCTION EHR RACCORDÉES

### A3.1 Producteur EHRs dans un réseau de distribution

Les Productions EHRs sont généralement des productions de petite et moyenne taille connectées à un réseau de distribution. Il peut également y avoir des charges captives. La tension d'interconnexion serait inférieure ou égale à 50kV (0,4kV, 15 kV, 20kV ou 33 kV dans le cas de la SBEE).

### A3.2 Disponibilité de la capacité

Il n'y a pas de centre de contrôle centralisé ou de dispatching de Production d'EHRs. La puissance de sortie de l'installation de production est contrôlée par l'opérateur et dépend de la disponibilité de la connexion. La centrale fonctionnera généralement à la puissance maximale disponible à partir de la source d'énergie primaire. L'exigence d'un contrôle centralisé de la capacité de production intégrée doit être revue lorsque la capacité totale de production intégrée dépasse 10% de la charge nominale de la ligne d'interconnexion.

## A4 PROCÉDURE D'INTERCONNEXION DE RÉSEAU

Un diagramme montrant le processus d'échange d'informations jusqu'à la mise à l'essai du raccordement du réseau est illustré à la figure A1.

### A4.1 Échange d'informations techniques sur l'interconnexion

#### **A4.1.1 Du Producteur EHR au Gestionnaire du réseau de distribution**

Durant la période de validité de la lettre d'intention, et lorsque la spécification détaillée de la Production EHR est en cours de préparation, le Producteur EHR soumettra au gestionnaire du réseau de distribution les données techniques sur la production EHR à raccorder présentées à l'annexe 1. Le gestionnaire du réseau de distribution peut demander au Producteur EHR des informations complémentaires, raisonnablement nécessaires, en plus de celles figurant à l'annexe 1.

Le producteur EHR doit fournir un schéma unifilaire du système électrique de la centrale de production EHR jusqu'au point d'approvisionnement. Tous les relais de protection et les transformateurs de mesure associés doivent également figurer sur le schéma unifilaire. Un schéma unifilaire standard est représenté sur la figure A2.

Le producteur EHR doit également fournir au gestionnaire du réseau de distribution les réglages proposés pour tous les relais de protection et de commutation.

#### **A4.1.2 Du gestionnaire du réseau de distribution vers le producteur EHR**

Après la délivrance d'une lettre d'intention et après avoir reçu les informations figurant dans l'annexe A1 du producteur EHR, le gestionnaire du réseau de distribution doit s'assurer que la conception détaillée du Producteur EHR est en cours, et conduire les études nécessaires, y compris celles expliquées aux directives de la section B1, afin de fournir les informations requises par le Producteur EHR.

#### **A4.2 Rapport d'exploitation annuel**

Les Producteurs EHR doivent fournir les informations suivantes au gestionnaire du réseau de distribution, à la fin de chaque année civile d'exploitation, pendant la durée d'un CAE valide:

- a) l'exportation nette d'énergie au gestionnaire du réseau de distribution en kWh et la valeur maximale et minimale de puissance y relative en kW;
- b) Les valeurs minimale et maximale du facteur de puissance ;
- c) La liste des pannes, avec date, heure, durée, cause probable (identification externe ou interne), dommages (le cas échéant);
- d) les interruptions programmées (but, date, durée) dans les douze mois calendaires à venir; et
- e) la date prévue de reconnexion en cas de panne de longue durée, partielle ou totale, au moment de la soumission des informations.

Ces informations permettront au gestionnaire du réseau de distribution d'établir une base de données qui l'aidera dans la planification de la gestion du système. En plus des informations ci-dessus, le Producteur EHR a l'obligation de fournir une prévision annuelle d'exploitation telle que spécifiée dans le CAE.

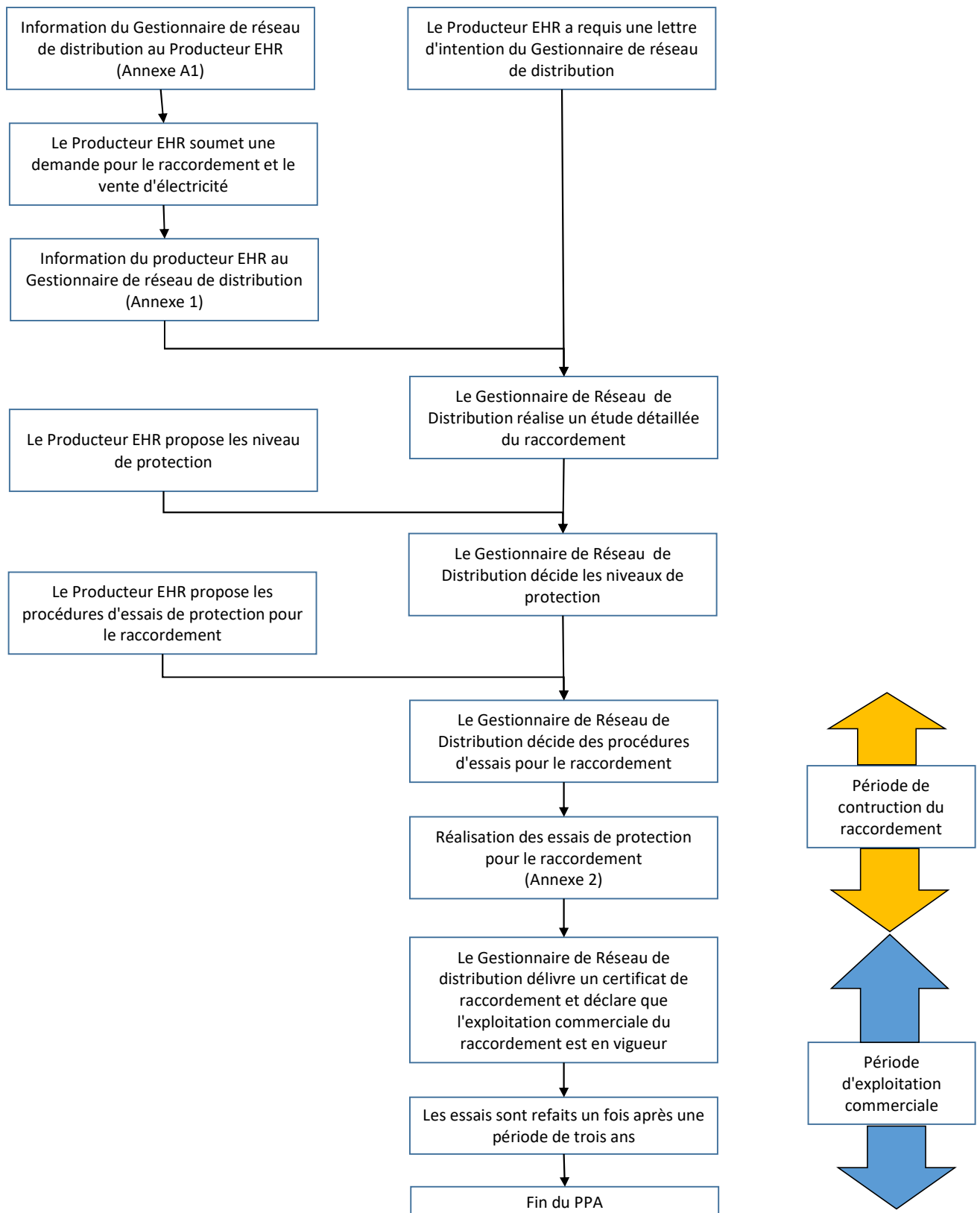


Figure A1- Diagramme de procédures pour le raccordement des Producteur EHRs

### A4.3 Compteurs

#### A4.3.1 Type de compteur



Les compteurs utilisés pour la mesure doivent être basés sur la technologie numérique. Chacune des parties doit installer son propre système de comptage pour des mesures contradictoires. Le gestionnaire du réseau de distribution doit pouvoir permettre le transfert de données en ligne au centre de dispatching (centre de conduite de réseaux) et à toute unité de surveillance spéciale établie par le gestionnaire du réseau de distribution facilitant ainsi le développement des énergies renouvelables.

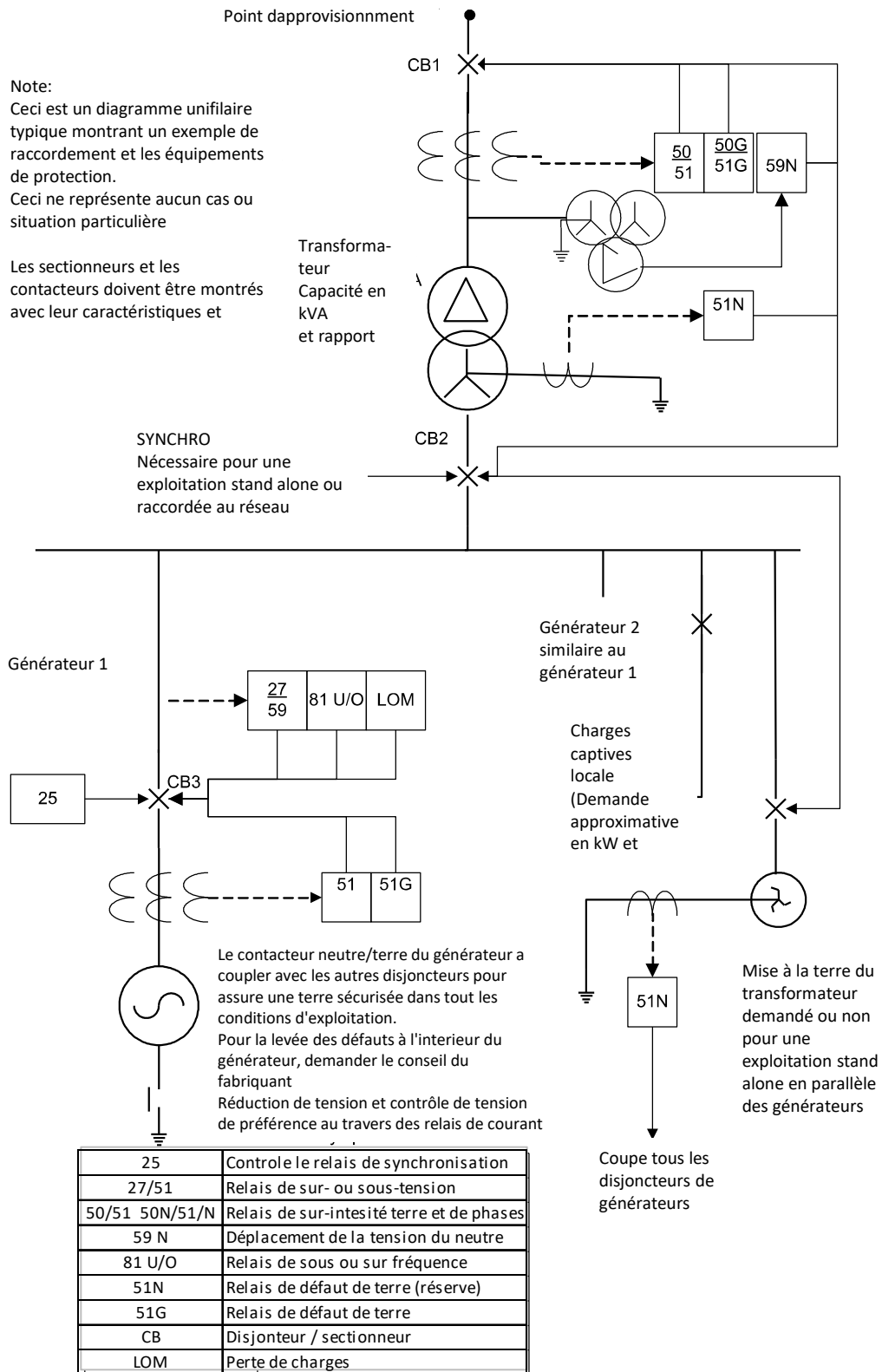


Figure A 2 -Diagramme unifilaire type pour raccorder une production EHR

#### A4.4 Comptage au point de livraison

L'énergie et les autres dispositions nécessaires pour mesurer le transfert de puissance entre le réseau de distribution et le Producteur EHR doivent normalement se faire au point de livraison. Un autre

point de mesure peut être convenu entre le gestionnaire du réseau de distribution et le Producteur EHR. Cet accord peut inclure une compensation pour l'augmentation ou la réduction des pertes au Gestionnaire du réseau de distribution en raison du changement du lieu de comptage.

#### A4.4.1 Coûts de l'équipement de comptage

Les coûts d'achat des compteurs et de l'équipement de comptage sont à la charge du Producteur EHR. Les compteurs peuvent être exploités et entretenus par le gestionnaire du réseau de distribution.

## A5 EXIGENCES DE PROTECTION OBLIGATOIRES

Le tableau A2 résume les exigences obligatoires de protection. Voir la partie B pour les directives techniques permettant de répondre à ces exigences de protection.

**Table A 2- Résumé des exigences minimales de protection**

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Inverseurs statiques autocommutés
Type de générateur	Tout	Voir la description du cas 2	Tout	Voir la description du cas 4	
Charge captive minimale	L	L		L	
Capacité installée cumulée maximale	<0.5 x L	>0.8 x L		>0.8 x L	
Capacité maximale installée sur le site	< 5 MW	< 5 MW	> 5 MW		
Protection de sous et sur tension	•	•	•	•	
Protection de sous et sur fréquence	•	•	•	•	
Perte de conduites principales	*	•		•	
Protection de NVD		•	*(1)		
Inter-déclenchement			*		
Perte de phase	•	•	•	•	•
Autre	*	*	*	*	*

• Exigence minimale obligatoire

\* Pour les autres exigences et variantes, voir les descriptions sous les descriptions de cas et les exigences

(1) NVD ou mise à la terre parallèle

## **A6 MISE EN ŒUVRE DU SOUS-CODE DE RÉSEAU**

### **A6.1 Opérateur de réseau de distribution chargé de la mise en œuvre du Sous-Code de Réseau**

Le gestionnaire du réseau de distribution mettra en œuvre les critères de ce Sous-Code de Réseau lorsqu'un Producteur EHR sera connecté au réseau de distribution. Le gestionnaire du réseau de distribution se réserve le droit de déconnecter les Producteurs EHRs qui ne sont pas conformes aux critères spécifiés dans ce Sous-Code de Réseau.

### **A6.2 Révisions**

Ce Sous-Code de Réseau peut être révisé de temps à autre par l'Autorité de Régulation, et il est de la responsabilité des producteurs EHR raccordés de s'assurer que le raccordement de son réseau est conforme à la dernière version des directives.

Tous les frais encourus par le Producteur EHR pour se conformer aux révisions des directives sont à la charge du Producteur EHR.

## **A7 DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR**

Les exigences des directives s'appliqueront à tous les Producteurs EHR connectés à un réseau de distribution à partir du..... 20 ... ..

Les Producteurs EHRs avec un certificat d'interconnexion valide doivent être connectés et / ou fonctionner en parallèle avec le réseau de distribution.

## **A8 CERTIFICAT DE RACCORDEMENT**

### **A8.1 Délivrance du certificat de raccordement**

Le gestionnaire du réseau de distribution doit délivrer un Certificat de Raccordement après que les essais requis dans ce Sous-Code de Réseau aient été effectués.

### **A8.2 Certificat de Raccordement**

Le dossier d'essais du Producteur EHR suivant le formulaire figurant à l'annexe A2 doit être joint au Certificat de Raccordement. Les originaux du Certificat de Raccordement et du dossier d'essai du Producteur EHR doivent être conservés à l'adresse indiquée dans le Certificat de Raccordement et le dossier d'essai.

### **A8.3 Validité**

Le Certificat de Raccordement est valide pour une période de trois (3) ans à compter de la date du Dossier d'essais de la Production EHR à raccorder, après quoi le Producteur EHR doit organiser un nouvel essai et demander au gestionnaire du réseau de distribution l'édition d'un nouveau Certificat de Raccordement.

Le gestionnaire du réseau de distribution se réserve le droit d'inspecter les systèmes de protection du raccordement, à tout moment pendant la période de validité d'un Certificat de Raccordement.

#### **A8.4 Agents désignés**

Le gestionnaire du réseau de distribution désignera un Comité Technique pour assister aux essais de raccordement spécifiés dans ce Sous Code de Réseau. Il délivrera un Certificat de Raccordement si les essais sont concluants. Le gestionnaire du réseau de distribution peut également désigner un ou plusieurs organismes ou agences de certification tiers pour effectuer l'inspection et les essais nécessaires, assister aux essais et conseiller le gestionnaire du réseau de distribution sur l'édition du Certificat de Raccordement.

#### **A8.5 Procédure d'essai et de validation**

Les procédures d'essai et de validation sont expliquées à la section A10.

#### **A8.6 Coûts et frais des tests et du certificat de raccordement**

Les coûts pour la réalisation des tests de raccordement, soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par les organismes de certification tiers, seront pris en charge par le Producteur EHR.

### **A9 PROCÉDURES D'ESSAIS ET DE VALIDATION**

#### **A9.1 Général**

Cette section sur les directives couvre:

- des lignes directrices pour les essais et leur validation,
- les besoins d'information avant le test,
- les besoins en personnel et les rapports d'essais,
- les formulaires standards à remplir.

#### **A9.2 Responsabilités et témoignage**

Le Producteur EHR nommera une personne qualifiée pour agir en tant que son représentant pour les inspections de protection et les tests.

Le gestionnaire du réseau de distribution mettra sur pied un comité technique qualifié pour apprécier les tests de protection. Ce Comité veillera au respect avec le représentant du Producteur EHR des procédures d'essai et du choix des équipements à utiliser pour lesdits essais. Il est de la responsabilité du représentant du Producteur EHR, d'organiser, de convenir des procédures avec le gestionnaire du réseau de distribution et de procéder à des essais d'équipement de protection. Le Producteur EHR désignera un Représentant pour assister au test avec le Comité Technique et les équipements mis à disposition par le gestionnaire du réseau de distribution.

Avant le test, le représentant du Producteur EHR fournira un rapport certifié attestant que :

- i) le système de mise à la terre est conforme aux dispositions du présent Sous-Code de Réseau et d'autres normes pertinentes;

- ii) la conception et la mise en œuvre du système de production et de protection sont conformes aux exigences des directives et à toute protection spécifiée dans le CAE;
- iii) le système de production est sûr à utiliser et satisfait à toutes les exigences pertinentes pour les installations électriques;
- iv) les essais de mise en service ont été achevés, y compris tous les essais de TC et de TP (transformateur de courant et de potentiel)

Il est de la responsabilité du représentant du Producteur EHR de fournir et de remplir les formulaires d'essais.

Le représentant du Producteur EHR doit donner le plus d'indications possible sur les critères des essais. Le gestionnaire du réseau de distribution doit mettre à disposition un Comité Technique dans un délai de deux (2) semaines à compter de la notification par le Producteur EHR qu'un essai est requis.

L'essai doit être assisté par le Comité Technique du gestionnaire du réseau de distribution. Ledit Comité Technique du gestionnaire du réseau de distribution certifie par signature que les essais de protection ont été effectués de manière concluante.

### A9.3 Procédures d'essai

Les procédures d'essais doivent être listées par le Producteur EHR. Elles seront convenues entre le représentant du Producteur EHR et le Comité Technique du gestionnaire du réseau de distribution avant la date des essais.

Les procédures seront conçues pour démontrer le fonctionnement de toutes les fonctions de protection requises par ce Sous-Code de Réseau et spécifiées dans le CAE entre le Producteur EHR et le gestionnaire du réseau de distribution.

Les procédures incluront, le cas échéant:

- Le système de mise à la terre;
- L'injection secondaire de tensions et d'intensité dans les essais de relais et le fonctionnement observé des relais;
- La démonstration que le fonctionnement d'un relais de protection ouvre ou inhibe la fermeture du disjoncteur ou du contacteur approprié;
- les essais d'injection de courant primaire, lorsque cela est possible, pour démontrer le rapport entre les TC et la continuité du câblage du TC; et
- Autres essais selon les besoins (par exemple résistance de la mise à la terre, résistance d'isolement, résistance de contact)

Deux (02) copies du schéma unifilaire de l'installation montrant les connexions électriques principales, les disjoncteurs, les contacteurs, les TP, les TC et les relais de protection doit être fourni par le Producteur EHR au gestionnaire du réseau de distribution avant le jour des essais. Une copie de ce dessin doit être disponible sur le site en tout temps.

Un dessin détaillé de l'arrangement de protection doit également être fourni par le Producteur EHR.

Les équipements des essais utilisés pour les mesures pendant les essais doit être correctement étalonné et posséder un certificat d'étalonnage valide. Le dossier des essais du Producteur EHR à remplir pour les essais de validation et les essais ultérieurs figure à l'annexe A2.

## A9.4 Intervalles d'essai

La protection de connexion au réseau requise doit être testée aux moments suivants:

- i) Avant la validation de l'installation de nouvelle production pour son raccordement au réseau de distribution. Une connexion à court terme peut être autorisée pour configurer et tester l'équipement de protection;
- ii) Un nouveau test à des intervalles d'au plus trois ans pour permettre l'émission d'un nouveau Certificat de Raccordement;
- iii) à la suite de tout changement important dans l'équipement de production ou de protection; et
- iv) À la suite de toute opération d'entretien ou de réparation, impliquant la déconnexion ou le réarrangement de tout équipement de protection.

Lors d'un nouvel essai, les paramètres de protection définis lors de la première mise en service doivent être saisis sur le formulaire de consignation des essais.

## A9.5 Enregistrements

Un dossier écrit sous la forme d'un enregistrement des essais du Producteur EHR (annexe A2) doit être conservé par le Producteur EHR. L'emplacement de stockage de cet enregistrement original doit être indiqué sur le dossier d'essais. Une copie de ce dossier d'essais, en version hard et soft, doit être fournie au gestionnaire du réseau de distribution. Le dossier d'essais couvrira tous les essais requis.

## Annexe A 1 – Formulaire pour les informations à échanger

### a) Informations à fournir par le gestionnaire du réseau de distribution] au Producteur EHR

Cette information doit inclure les niveaux de défaillances planifiés (ou potentiels) attendus par le [gestionnaire du réseau de distribution] dans les 10 ans suivant la demande de raccordement.

Nom du site .....

Numéro de référence du site .....

Emplacement .....

Nom du Producteur EHR.....

Contact.....

Point de raccordement (lieu) ... ..

Niveaux de défaillance maximum (pour la sélection de l'équipement et la conception de la mise à la terre):

Niveau de défaillance symétrique de conception de réseau (kA ou MVA) .....

Niveau de défaillance crête asymétrique à mi-cycle (kA) .....

Niveau de défaillance symétrique triphasé à demi-cycle (MVA ou kA) .....

Rapport X / R pour défaillance symétrique triphasé .....

Niveau de défaillance monophasé-terre (kA) (en négligeant les résistances du système de terre)  
.....

Rapport X / R pour défaillance monophasé-terre. (en négligeant les résistances du système de terre)  
.....

Niveaux de défaillance minimum (pour la conception de la protection):

Niveau de défaillance symétrique en régime permanent triphasé (MVA ou kA) .....

Rapport X / R pour défaillance symétrique triphasé .....

Niveau de défaillance monophasé-terre (kA) (Résistances du système de mise à la terre de négligence)  
.....

Rapport X / R pour défaillance monophasé-terre (en négligeant les résistances du système de terre)  
.....

### b) Informations à fournir par le Producteur EHR au [gestionnaire du réseau de distribution]



**b.1 Pour les générateurs synchrones d'une puissance installée supérieure à 500 kVA**

Nom du site.....

Emplacement.....

Numéro de référence du site .....

Nom du Producteur EHR.....

Contact.....

Lieu d'approvisionnement .....

Capacité d'exportation maximale .....

Capacité d'importation maximale .....

Plage de fonctionnement du facteur de puissance .....

Générateur (pour chaque générateur synchrone):

Tension aux bornes (kV) .....

Indice de machine (MVA) .....

Stator résistance (pu) ..... tolérance % .....

Réactance sub-transitoire (pu) ..... tolérance% .....

Réactance transitoire (pu) ..... tolérance % .....

Réactance synchrone (pu) ..... tolérance % .....

Constante de temps sub-transitoire (ms) ..... tolérance (ms) .....

Constante de temps transitoire (ms) ..... tolérance (ms) .....

Transformateur (pour chaque transformateur de générateur);

Cote (MVA) .....

Réactance (pu) ..... .. tolérance% .....

Résistance (pu) ..... .. tolérance% .....

Rapport de tension ..... .. groupe de vecteurs .....

Câble ou ligne entre le générateur et le point d'accouplement commun lorsque cette distance de câblage dépasse 50 mètres

Tension (V) ..... .. Réactance (Ohm) ..... Résistance (Ohm) .....

**Informations à fournir par le Producteur EHR à [gestionnaire du réseau de distribution]**

**b.2 Pour les générateurs synchrones d'une puissance installée inférieure à 500 kVA**

Nom du site .....

Emplacement .....  
 Référence du site .....  
 Nom de du Producteur EHR .....  
 Contact.....  
 Lieu d'approvisionnement .....  
 Capacité d'exportation maximale (kW) .....  
 Capacité d'importation maximale (kW) .....  
 Plage de fonctionnement du facteur de puissance .....  
 Générateur (pour chaque générateur synchrone):  
 Tension aux bornes (kV) .....  
 Indice de machine (MVA) .....  
 Stator résistance (pu) .....  
 Transformateur (pour chaque transformateur de générateur);  
 Cote (MVA) ..... Réaction (pu) ..... Résistance (pu) .....  
 Rapport de tension ..... .. Groupe de vecteurs .....  
 Câble ou ligne entre le générateur et le point d'accouplement commun lorsque cette distance de câblage dépasse 50 mètres  
 Tension ..... Réactance (Ohm) ..... Résistance (Ohm) .....

## Annexe A2– Enregistrement d’essais de générateur raccordé

Remarque: Tous les détails d’essais sont à fournir pour chaque générateur du parc de production EHR. Une copie distincte de ce formulaire doit être utilisée pour chaque générateur.

### 1. Informations sur le site

Numéro de référence du site .....

Identification ou numéro du générateur (s'il y a plus d'un générateur sur le site) .... ..  
.....

### 2. Détails de la Producteur EHR:

Nom et adresse:.....

.....

Numéros de téléphone et personne à contacter ..... ..  
.....

L'original de ce document est stocké à: .....

### 3. Détails du gestionnaire du réseau de distribution :

Nom et adresse de la personne de contact: .....

.....

### 4. Noms des représentants

Représentant du Producteur EHR

Prénom NOM .....

La désignation .....

Représentant du fabricant (facultatif) Nom. ....

La désignation .....

Ingénieur Témoin [du gestionnaire du réseau de distribution]

Prénom NOM.....

La désignation .....

### 5. Détails de la fourniture d’énergie du gestionnaire du réseau de distribution

Tension.....

Niveau de défaillance maximum .....

Point d'emplacement de l'accouplement commun .....

Lieu d’approvisionnement.....

Le lieu du point de synchronisation est .....

### 6. Détails de l'installation de production

Type (synchrone, asynchrone, inverseur) .....

Fabricant .....

Numéro de série. ....

Évalué:

Tension (V) .....

Courant (A) .....

Fréquence (Hz) .....

Facteur de puissance .....

Capacité (kVA) .....

Sortie enroulement Delta ou étoile .....

Disposition de mise à la terre .....

### 7. Détails de la protection

Vérifier la disponibilité des diagrammes de protection et des diagrammes unifilaires

### 8. AVR et contrôle du facteur de puissance

Enregistrer les détails du mode convenu pour l'opération de contrôle AVR et Facteur de puissance du générateur ou les contraintes imposées à la sortie .....

### 9. Inspection d'installation:

Résistance à la terre mesurée de la mise en service: ..... ohm

Continuité de la terre

(Société génératrice pour fournir un enregistrement de mise en service ou de test)

La mise à la terre de tous les équipements est satisfaisante

(Liaison principale vue par l'ingénieur témoin)

Générateur neutre mis à la terre en mode isolé

Le générateur est déconnecté lorsqu'il est connecté au réseau

Voir la classification et les paramètres des disjoncteurs principaux et des fusibles

L'interrupteur d'isolement du générateur est verrouillable en position OFF et fournit une coche d'isolation sûre

S'il s'agit du premier test d'validation de l'installation après la construction et la mise en service, ou après un entretien majeur ou une mise à niveau, l'Ingénieur Témoin devrait voir tous les documents d'essai de mise en service appropriés. Particulièrement en ce qui concerne les relais de protection d'interconnexion et leurs capteurs TC et TV, selon le cas

Tension nominale pour l'essai et la mesure ..... V

(calculer la tension d'essai nominale à partir de la tension HT et du rapport de transformation, s'il s'agit d'une connexion HT Pour une connexion BT, la tension test nominale est de 230 V)

### 10. Tests de relais de protection

Identifiez les relais de protection d'interconnexion qui ont été spécifiés et installés. Énumérer ici les fonctions de protection d'interconnexion qui ont été implémentées, ainsi que les niveaux maximum et minimum d'exploitation des relais, qui ont été spécifiés pour ce site. Les niveaux seront ceux spécifiés dans les directives techniques à moins qu'un autre accord soit prévu.

Par exemple:

"RoCoF ..... Hz / seconde" "Sous-tension ....., Surtension ....."

.....  
.....  
.....

- Effectuez les tests de déclenchement des relais de protection et enregistrez les résultats des tests sur les pages suivantes.
- L'essai consiste à démontrer le fonctionnement des relais de protection d'interconnexion conformément aux directives techniques.
- Le test n'est pas destiné à vérifier les performances détaillées du relais, telles que les niveaux de prise en charge et de restitution.
- Le générateur doit être éteint et isolé pendant les tests suivants sur la protection d'interconnexion.

Enregistrement du temps de fonctionnement

- La durée de fonctionnement de chaque test de relais doit être enregistrée.
- La durée de fonctionnement du relais doit être mesurée, y compris tout retard réglé dans le relais.
- Si possible, le temps de fonctionnement doit être mesuré au niveau des contacts auxiliaires sur le sectionneur de ligne approprié, et inclure toutes les unités de différé ou autres caractéristiques.
- Le temps mesuré pour chaque test doit être enregistré pour chaque test.
- Le temps total de déclenchement maximum spécifié dans les directives inclut le temps de fonctionnement du sectionneur approprié.

La durée de fonctionnement du sectionneur est: ..... ms (à partir des tests de mise en service)

## ÉTALONNAGE DES EQUIPEMENTS DE PROTECTION D'UNE PRODUCTINO EHR RACCORDÉE ET TESTS DE DÉCLENCHEMENT

### SURTENSION

FABRICANT .....

TYPE .....

NUMÉRO DE SÉRIE .....

Ligne ou phase testée	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Volt	Temp (ms)	Volt	Temp (ms)	Volt	Temp (ms)	
R-N ou R-Y5							
Y-N ou Y-B							
B-N ou B-R							

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation.

### SOUS-TENSION

FABRICANT .....

TYPE .....

NUMÉRO DE SÉRIE .....

Ligne ou phase testée	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Volt	Temp (ms)	Volt	Temp (ms)	Volt	Temp (ms)	
R-N ou R-Y							
Y-N ou Y-B							
B-N ou B-R							

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation

### MESURE DU TEMPS

Indiquez quelle heure est mesurée, par ex. relais seulement ou auxiliaire relais et disjoncteur "

.....

### INSTRUMENT DE MESURE

Type ..... Numéro de série .....

Certificat d'étalonnage valide vu: Oui / Non

### SUR-FRÉQUENCE (VITESSE)

FABRICANT .....

TYPE .....

<sup>5</sup> Couleur des phases : R: Rouge ; B: Bleue ; Y: Jaune ; N: Neutre

NUMÉRO DE SÉRIE .....

	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Hz	Temp (ms)	Hz	Temp (ms)	Hz	Temp (ms)	
Phase testée.....							

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation

### SOUS FRÉQUENCE

FABRICANT .....

TYPE .....

NUMÉRO DE SÉRIE .....

	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Hz	Temp (ms)	Hz	Temp (ms)	Hz	Temp (ms)	
Phase testée.....							

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation.

### MESURE DU TEMPS

Indiquez quelle heure est mesurée, par ex. "Relais seulement" ou "auxiliaire relais et disjoncteur"

.....

### INSTRUMENT DE MESURE

Type ..... Numéro de série .....

Certificat d'étalonnage valide vu: Oui / Non

### PERTE DE LA CHARGE - ROCOF

PERTE DE LA FONCTION DE SECTEUR ..... FABRICANT .....

TYPE ..... NUMÉRO DE SÉRIE .....

Phase	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Hz/s ou Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	Hz/s ou Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	Hz/s ou Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation

### MESURE DU TEMPS

Indiquez quelle heure est mesurée, par ex. "Relais seulement" ou "auxiliaire relais et disjoncteur"

.....

#### INSTRUMENT DE MESURE

Type ..... Numéro de série .....

Certificat d'étalonnage valide vu: Oui / Non

#### PERTE DE CHARGES - DEVIATION DU VECTEUR

PERTE DE LA FONCTION DE SECTEUR ..... FABRICANT .....

TYPE ..... NUMÉRO DE SÉRIE .....

Phase	Valeurs mesurées à la première validation *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation.

#### MESURE DU TEMPS

Indiquez quelle heure est mesurée, par ex. "Relais seulement" ou "relais et disjoncteur auxiliaire "

.....

#### INSTRUMENT DE MESURE

Type ..... Numéro de série .....

Certificat d'étalonnage valide vu: Oui / Non

#### PERTE DE RÉSEAU- DECLENCHEMENT SIMULTANÉ

Assurez-vous que les détails d'inter-trajet sont affichés sur la ligne unique et les schémas de protection

Vérifier l'existence de barrières de tension appropriées sur les systèmes de signalisation de déclenchement, si nécessaire

Enregistrez les détails ci-dessous ou sur les feuilles jointes no. .... .., de chaque arrangement Inter-voyage.

Faire fonctionner l'intertrip à distance et vérifier le signal et le fonctionnement de la coche de déclenchement

#### DÉPLACEMENT DU NEUTRE DE TENSION (SI APPLICABLE)

FABRICANT ..... TYPE .....



NUMÉRO DE SÉRIE .....

Test à effectuer avec un relais NVD déconnecté des TV.....

	Valeurs mesurées à la mise en service *		Paramètre actuel		Valeurs enregistrées au test actuel		Séquence de déclenchement et indications
	Tension	Délai de temp (ms)	Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	Degrés d'angle	Délai de temp (ms)	
<b>Tension secondaire injectée</b>							

\* Afficher les valeurs calculées, si le test actuel est le premier test de validation.

### MESURE DU TEMPS

Indiquer quelle heure est mesurée, par exemple "relais uniquement" ou "auxiliaire relais et disjoncteur"

.....

### INSTRUMENT DE MESURE

Type ..... Numéro de série .....

Certificat d'étalonnage valide vu: Oui / Non

Fonctionnement de la protection de déplacement du neutre

Démonstration du fonctionnement de déplacement du neutre

Pour démontrer le fonctionnement de la protection de déplacement du neutre, l'alimentation des équipements de détection de déplacement du neutre doit être coupée du côté HT.

Chaque phase doit être déconnectée à son tour. La déconnexion peut être obtenue en retirant le fusible HT alimentant l'équipement. Lorsqu'une phase est retirée, la protection doit fonctionner et le (s) disjoncteur (s) doit (doivent) être déclenché (s).

La phase rouge

La phase jaune

La phase bleue

Une personne qualifiée expérimentée devra procéder à l'enlèvement des fusibles HT.

Si les résultats d'essai ci-dessus sont acceptables pour l'ingénieur de contrôle du gestionnaire du réseau de distribution, le générateur peut maintenant être synchronisé et connecté au réseau.

### 11. Synchronisation de la machine

Méthode de synchronisation: Auto / Manuel

Vérifier le dossier d'essai de réception du réseau et du générateur, ou entreprendre le test maintenant

cocher

## 12. Fluctuation de la tension à la synchronisation

Tension du système	R-N or R-Y	Y-N or Y-B	B-N or B-R
Générateur OFF			
Générateur connecté			

La fluctuation de tension ne doit pas dépasser 3% au point de couplage commun.

Courants de charge de la machine pendant cet essai Rouge..... Amp ; Y-Jaune..... Amp ; Bleu.....Amp ;

Équipement de mesure de tension Type ..... Numéro de série .....

Appareil de mesure de courant Type ..... Numéro de série ..... ..

## 13. Perte de la protection de phase

Avec la machine en marche et en parallèle avec le système du gestionnaire du réseau de distribution, retirer successivement chaque alimentation de phase, suivie d'une déconnexion triphasée. Ce test peut être effectué à n'importe quel niveau de puissance. La déconnexion ne devrait pas pouvoir être effectuées pour des faibles niveaux de puissance, auquel cas, des restrictions sur la production minimale acceptée par l'alternateur peuvent être faites.

Phase rouge

Phase jaune

Phase bleue

3 phases

Le générateur doit s'arrêter et le fonctionnement doit être désactivé jusqu'à ce que le réseau ou le relais soit réinitialisé.

## 14. Perte de déclenchement et fournitures auxiliaires

Tester que toute protection est «à sécurité intégrée» en désactivant les alimentations du relais de protection. La machine doit s'arrêter et ne pas pouvoir redémarrer tant que l'alimentation n'est pas rétablie .

(Alternativement l'alarme doit être rendue morte)

## 15. CERTIFICATION

Au nom de la Société Génératrice, je certifie que l'équipement de production ci-dessus est installé et testé, et conforme aux exigences des Sous-Code de Réseau pour l'Interconnexion des Mini-Réseaux au Bénin.

Signature .....

Prénom: .....

La désignation .....

Date .....

Au nom de [Distribution Network Operating Co], je certifie avoir été témoin des tests ci-dessus.

Signature .....

Prénom: .....

La désignation .....

Date.....

Exceptions

Détails des restrictions sur la sortie de puissance.

Détails des charges anormales.

Note des changements ou actions demandés.

Indications de tout changement futur.

Enregistrer les détails des fluctuations de courant, de tension ou de courant.

Continuez sur une feuille séparée si nécessaire et indiquez le nombre de feuilles ici ..... pages supplémentaires jointes.

Remarques

Ces tests servent à protéger le réseau de distribution du gestionnaire du réseau de distribution. Ils ne certifient pas que l'ensemble de l'installation a été testé ou répond aux exigences du Règlement sur le câblage ou à toute exigence légale.

La protection contre les surtensions et les sous-tensions doit être testée à l'aide d'une alimentation externe à tension variable.

Lorsque la fréquence de l'installation dépend de la fréquence du réseau, un générateur de signaux à fréquence variable externe, avec une sortie de tension et de courant appropriée, doit être utilisé pour les essais de protection contre les sur et sous-fréquences.

La perte de protection du réseau doit être testée en appliquant une rampe de fréquence ou un changement de fréquence de pas, conformément aux instructions du fabricant.

## PARTIE B: DIRECTIVES TECHNIQUES

### CONTENU DE LA PARTIE B

	Page
<b>B1 ÉTUDES ET INFORMATIONS À ÉCHANGER</b>	<b>1</b>
B1.1 Stabilité .....	1
B1.2 Flux de charge .....	1
B1.3 Niveaux de défaillance .....	1
B1.4 Protection .....	1
B1.5 Niveaux de tension.....	1
B1.6 Mise à la terre .....	2
<b>B2 NIVEAUX DE DEFAILLANCE</b>	<b>2</b>
B2.1 Général .....	2
B2.2 Informations sur le niveau de défaillance.....	2
B2.3 Calcul du niveau de défaillance .....	3
B2.4 Réduction et gestion du niveau de défaillance.....	3
<b>B3 RÉGULATION DE TENSION</b>	<b>3</b>
B3.1 Général .....	3
B3.2 Changements soudains de tension .....	4
B3.3 Limites de tension .....	4
B3.4 Exigences relatives aux facteurs de puissance .....	4
<b>B4 FLUX DE PUISSANCE INVERSE</b>	<b>4</b>
B4.1 Fonctionnement de la production EHR raccordée .....	4
B4.2 Pertes .....	4
B4.3 Protection .....	5
<b>B5 MISE À LA TERRE DE RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRODUCTEURS EHRs</b>	<b>5</b>
B5.1 Général .....	5
B5.2 Réseaux d'approvisionnement en électricité du gestionnaire du réseau de distribution ..	5
B5.3 Compatibilité de la mise à la terre du réseau et de la production EHR.....	5
B5.4 Mise à la terre parallèle du générateur .....	6
B5.5 Interconnexion des systèmes du gestionnaire du réseau de distribution et des générateurs du système de mise à la terre.....	8
B5.6 Courants du générateur circulant dans les connexions de mise à la terre .....	9
<b>B6 SYNCHRONISATION DE GÉNÉRATEURS</b>	<b>9</b>
B6.1 Général .....	9
B6.2 Fluctuation de la tension .....	9
B6.3 Générateurs synchrones .....	9
B6.4 Générateurs asynchrones .....	9
B6.5 Autres types de générateurs .....	10
B6.6 Relais de contrôle de synchronisation .....	10

<b>B7 ILOTAGE</b>	<b>10</b>
B7.1 Général .....	10
B7.2 Dangers de l'îlotage.....	10
B7.3 Déclenchement de la Production EHR raccordée en raison de conditions anormales dans le réseau.....	10
B7.4 Restauration .....	11
<b>B8 MÉTHODES DE PROTECTION ET RÉGLAGES DES RELAIS</b>	<b>11</b>
B8.1 Général .....	11
B8.2 Relais de protection, transformateurs de courant et de tension.....	13
B8.3 Exigences de protection d'interconnexion .....	13
<b>B9 PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS</b> .....	<b>19</b>
<b>B10 HARMONIQUE</b>	<b>20</b>
<b>B11 PROCÉDURES OPÉRATIONNELLES ET EXIGENCES</b>	<b>20</b>
B11.1 Moyens d'isolation .....	20
B11.2 Installations de mise à la terre pour maintenance.....	21
<b>B12 ASPECTS DE SÉCURITÉ</b>	<b>21</b>

## **B1 ÉTUDES ET INFORMATIONS À ÉCHANGER**

Le gestionnaire du réseau de distribution peut effectuer les études suivantes avant d'autoriser le raccordement d'un Producteur EHR et le Producteur EHR doit fournir les informations indiquées à l'annexe A1 de la partie A du présent Sous-Code de Réseau. Ces études seront menées pendant la période de validité de la lettre d'intention et lorsque le gestionnaire du réseau de distribution est convaincu que les conceptions détaillées du Producteur EHR sont en cours.

### **B1.1 Stabilité**

Le gestionnaire du réseau de distribution peut analyser l'effet de la mise en œuvre de la production supplémentaire sur la stabilité de son système de distribution ainsi que sur les systèmes sources. Les informations sur le Producteur EHR requis pour une étude de stabilité doivent être soumises par le Producteur EHR, quelle que soit la capacité du générateur. Les informations requises peuvent varier en fonction de la capacité du générateur.

### **B1.2 Flux de charge**

Le gestionnaire du réseau de distribution peut effectuer des études de flux de charge pour déterminer les performances du système de distribution et également les mesures correctives requises pour assurer une performance satisfaisante du système lorsque le Producteur EHR proposé est ajouté à son réseau.

### **B1.3 Niveaux de défaillance**

Le gestionnaire du réseau de distribution effectuera une étude de panne avec le générateur proposé inclus dans le modèle de réseau. Le Producteur EHR doit fournir au gestionnaire du réseau de distribution des informations relatives aux niveaux de défaillance, comme indiqué à l'Annexe 1 de la Partie A du présent Sous-Code de Réseau et, si cela est demandé, encore plus d'informations pour une analyse détaillée.

### **B1.4 Protection**

Le gestionnaire du réseau de distribution sera tenu de réaliser une étude de protection pour s'assurer que le système de protection convenu répondra aux exigences identifiées ci-dessus. Les critères minimaux du système de protection pour les Producteur EHRs sont donnés dans les sections suivantes de ce Sous-Code de Réseau.

### **B1.5 Niveaux de tension**

#### ***B1.5.1 Tension d'interconnexion***

Le Producteur EHR devrait choisir la tension d'interconnexion en consultation avec le gestionnaire du réseau de distribution. Le tableau A1 de la partie A montre les directives pour la sélection de la tension d'interconnexion.

Le Producteur EHR devrait entamer un dialogue avec le gestionnaire du réseau de distribution pour décider de la tension appropriée et du point d'approvisionnement. Sur la base de ces discussions, le gestionnaire du réseau de distribution doit définir le point de fourniture et sa tension nominale au moment de l'émission de la lettre d'intention.

Une fois le point de ravitaillement décidé, le gestionnaire du réseau de distribution peut effectuer toutes les études nécessaires et fournir au Producteur EHR la tension de fonctionnement normal applicable, la tension normale maximale, la tension maximale autorisée et des informations sur les limites de facteur de puissance au point de vente.

### **B1.5.2 Papillotement**

Le générateur ne doit pas provoquer de papillotement au niveau du POS qui dépasse les limites définies dans la norme CEI 61000-3-11: 2017: Fluctuations de tension et papillotement dans les systèmes publics d'alimentation basse tension<sup>6</sup>.

### **B1.5.3 Augmentation de la tension**

L'augmentation de tension au POS due à la production doit être dans les limites opérationnelles. La bande passante cible pour la tension sur les jeux de barres 33 kV et 15 kV d'une sous-station de réseau est de  $\pm 5\%$ . La tension cible sur les jeux de barres de 33 kV et 15 kV d'une sous-station de réseau est respectivement de 33 kV et 15 kV.

### **B1.5.4 Études sur le papillotement et l'augmentation de tension**

Une approche en deux étapes sera nécessaire pour mener ces études:

- Étape I: exclure les connexions de charge aux lignes de distribution et aux transformateurs de réseau
- Étape II: Inclure les connexions de charge aux lignes de distribution et aux transformateurs de réseau

L'étude de phase II sera requise lorsque l'étude de stade I indiquera un problème potentiel.

## **B1.6 Mise à la terre**

La Producteur EHR doit fournir des informations sur la mise à la terre proposée au gestionnaire du réseau de distribution. Le guidage sur le système de mise à la terre est donné à la section B4.

## **B2 NIVEAUX DE DEFAILLANCE**

### **B2.1 Général**

Les niveaux de défaillance dans un réseau de distribution doivent être maintenus dans les limites de conception. Les caractéristiques nominales de l'appareillage de commutation doivent être conformes au niveau de défaillance de conception déclaré afin d'assurer des performances saines du système.

### **B2.2 Informations sur le niveau de défaillance**

Le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir au Producteur EHR les niveaux de défaillance standard au point de livraison dudit Producteur. La Producteur EHR doit fournir la contribution en termes de niveau de défaillance de sa production EHR au point de livraison. Le Producteur EHR doit

---

<sup>6</sup><https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-61000-3-112017/compatibilite-electromagnetique-cem-partie-3-11-limites-limitation-des-variations-de-tension-des-fluctuations-de-tension/article/878227/xs129911>

fournir les tolérances sur les données de niveau de défaillance fournies. Les exigences d'information sont spécifiées dans l'annexe A1 de la partie A des directives.

### ***Générateurs asynchrones***

Pour les machines asynchrones, l'ensemble de données n'est pas standard et, par conséquent, les exigences en matière de données doivent être convenues entre le gestionnaire du réseau de distribution et le Producteur EHR.

## **B2.3 Calcul du niveau de défaillance**

Le gestionnaire du réseau de distribution est responsable de la surveillance des niveaux de défaillance sur le réseau de distribution et de la réalisation d'évaluations détaillées, le cas échéant, pour s'assurer que les limites de défaillance ne sont pas dépassées.

Les calculs des défaillances doivent être basés sur les méthodes définies dans la CEI 60909, Courant de court-circuit dans les systèmes à courant alternatif.

## **B2.4 Réduction et gestion du niveau de défaillance**

La connexion d'une Production EHR entraînera toujours une augmentation du niveau de défaillance. Lorsqu'il a été identifié que le niveau de défaillance résultant dépasserait le niveau de défaillance de conception, voici les options possibles pour surmonter ce problème:

- Remplacement de l'appareillage de commutation et des composants - remplacement de l'appareillage de commutation par un équipement de conception supérieure
- Fractionnement du réseau / Modification des dispositions d'alimentation du système - pour atteindre les niveaux de défaillance les plus faibles.
- Augmenter l'impédance - en isolant le transformateur, un réacteur limitant le courant ou une longueur de circuit supplémentaire.
- Limiteurs de courant de court-circuit - introduction de nouveaux dispositifs qui interviennent lorsque le niveau de défaillance augmente jusqu'à une valeur prédéterminée, par exemple limiteurs de courant de court-circuit ( $I_s$ ), limiteurs de niveau supraconducteurs et disjoncteurs limiteurs de courant

## **B3 RÉGULATION DE TENSION**

### **B3.1 Général**

Le contrôle de la tension sur le système de distribution est affecté par la connexion d'une Production EHR raccordée. La puissance alimentée dans le réseau par la Production EHR augmentera la tension au point d'approvisionnement. Cela peut constituer un apport acceptable de la tension du réseau local ou peut entraîner le dépassement des limites de tension opérationnelles ou légales du réseau de distribution local.

Le gestionnaire du réseau de distribution étudiera attentivement l'optimisation du contrôle de tension du réseau, en utilisant éventuellement le contrôleur automatique de tension avec des réglages des tensions de lignes permettant de conforter la tension et de baisser le facteur de puissance, pour



encourager le raccordement de la production EHR sans compromettre les obligations légales envers les clients existants.

### **B3.2 Changements soudains de tension**

Le réseau peut être soumis à des changements soudains de tension lorsqu'un générateur d'induction est connecté au réseau. L'excitation d'un transformateur d'une production EHR du réseau ou le déclenchement soudain d'une production EHR peut également provoquer des changements soudains de tension. Les variations de tension maximales doivent être de  $\pm 3\%$  pour la commutation planifiée et de  $\leq 6\%$  pour les interruptions imprévues.

### **B3.3 Limites de tension**

Après avoir déterminé une tension cible optimale et des limites de tension à la sous-station, ces limites doivent être déclarées et être disponibles pour toutes les Producteurs EHR potentiels. Voir la section A5 sur les informations que le gestionnaire du réseau de distribution doit fournir à un Producteur EHR.

La tension au point de couplage commun (PCC) doit être conforme aux limites légales.

Des limites non statutaires peuvent être convenues entre le gestionnaire du réseau de distribution et le Producteur EHR si aucun autre client n'est concerné. Le gestionnaire du réseau de distribution se réserve le droit d'examiner et de réviser ces limites non statutaires. La Producteur EHR supportera les coûts résultant de ces révisions.

### **B3.4 Exigences relatives aux facteurs de puissance**

L'accord d'achat d'électricité doit spécifier un facteur de puissance pour la connexion - il s'agit généralement d'une valeur proche de l'unité mais peut être en deçà (la production EHR fournissant une puissance réactive), en fonction des problèmes de régulation de tension.

## **B4 FLUX DE PUISSANCE INVERSE**

Les flux d'énergie inverse se produisent lorsque la puissance générée par la Production EHR dépasse la demande du système de distribution, et l'énergie excédentaire s'écoule du réseau de tension inférieure vers le système de tension plus élevée. Des flux d'énergie inversés peuvent causer des problèmes de régulation de tension.

### **B4.1 Fonctionnement de la production EHR raccordée**

Dans des conditions de flux d'énergie inverse, une Production EHR peut être amenée à fonctionner à un facteur de puissance éloigné de l'unité, ce qui empêchera d'exploiter au maximum les avantages de la Production EHR raccordée.

### **B4.2 Pertes**

Lorsque la production EHR est inférieure ou égale aux charges du réseau de distribution, les pertes subies dans le réseau de transport et de distribution diminuent. Cependant, dans le cas d'un flux de puissance inversé en fonction de l'étendue de la production du Producteur EHR et de son emplacement, les pertes du système pourraient augmenter et entraîner des coûts d'exploitation du système plus élevés pour le gestionnaire du réseau de distribution.

### **B4.3 Protection**

Souvent, l'enroulement BT d'un transformateur de sous-réseau est protégé par des relais de surintensité directionnels. Si les flux de puissance inverse dépassent la limite sur le réglage du relais, les relais provoqueront un déclenchement, créant ainsi une panne injustifiée.

## **B5 MISE À LA TERRE DE RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DES PRODUCTEURS EHRs**

### **B5.1 Général**

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont connectés ou référencés à la terre aussi près que possible de leur source d'énergie. Ceci est fait en connectant le point neutre du transformateur ou l'enroulement de générateur au sol directement ou par l'intermédiaire d'une impédance. De plus, tous les ouvrages en métaux non porteurs de la centrale et de l'équipement des sous-stations sont également mis à la terre. L'objectif principal d'une telle mise à la terre est de contrôler la tension des systèmes et des métaux entrant dans la construction dans des limites prévisibles.

Le Producteur EHR peut utiliser des électrodes de terre séparées pour les systèmes HT et BT ou une seule électrode commune pour les deux systèmes. Les systèmes de mise à la terre des sous-stations et des réseaux électriques doivent être conçus en tenant compte du type de réseau, des politiques de protection et des paramètres du système tels que les défaillances des courants de terre, conduisant à des tensions apparaissant dans les systèmes de terre et la célérité de protection.

Notez que le terme HT est utilisé pour toutes les tensions supérieures à 1 000 V, afin d'être cohérent avec les autres sections de ce Sous-Code de Réseau.

### **B5.2 Réseaux d'approvisionnement en électricité du gestionnaire du réseau de distribution**

Les réseaux d'alimentation électrique du gestionnaire du réseau de distribution sont reliés à la terre en un seul point ou à deux points ou plus. De nombreux réseaux de mise à la terre peuvent exister à une même sous-station ou à différents points du réseau pour faciliter les interconnexions et les changements opérationnels.

### **B5.3 Compatibilité de la mise à la terre du réseau et de la production EHR**

Des arrangements devraient être convenus pour que le système de mise à la terre de la Production EHR soit compatible avec celui de l'approvisionnement du gestionnaire du réseau de distribution. Pour accepter des points supplémentaires de mise à la terre du réseau, tels que la mise à la terre parallèle d'une unité de production, le gestionnaire du réseau de distribution considérera les aspects techniques suivants:

- Contrôler l'amplitude des courants de défaillance à la terre
- Maintien d'un chemin prédéterminé pour le courant de défaillance à la terre
- Adéquation des systèmes de détection de défaillances à la terre existants dans le réseau du gestionnaire du réseau de distribution

- Limitation des courants circulants aux fréquences de base et harmoniques
- Éviter les interférences avec les systèmes de communication
- Le cas échéant, donner la priorité au maintien de l'efficacité de la mise à la terre du réseau

Les terres du système fournies par la Production EHR ne devraient être fermées que lorsque les systèmes alimentés par la Production EHR fonctionnent en mode isolé par rapport au réseau du gestionnaire du réseau de distribution ou seulement si les études effectuées montrent qu'il est possible de fonctionner en mode parallèle sans danger.

En outre, une protection appropriée sera nécessaire au niveau du générateur de courant pour maintenir des conditions de sécurité dans le réseau gestionnaire du réseau de distribution si son point de mise à la terre normal est isolé ou déconnecté. Les exigences de protection sont spécifiées dans ce Sous-Code de Réseau.

## **B5.4 Mise à la terre parallèle du générateur**

Normalement, l'électricité est générée à ou près de 11 kV ou moins. Lorsque la tension de génération est inférieure à la tension du réseau du gestionnaire du réseau de distribution, un transformateur élévateur est utilisé pour connecter le générateur au réseau du gestionnaire du réseau de distribution. Si la tension de production est la même que celle du réseau du gestionnaire du réseau de distribution, une connexion directe pourrait être autorisée en tenant compte des aspects de mise à la terre.

### **B5.4.1 Générateurs 11kV**

Les gros générateurs (de plus de 1 MW) peuvent être mis à la terre par une impédance de mise à la terre neutre d'une valeur à convenir, lorsqu'ils fonctionnent en parallèle avec des réseaux de 11 kV.

Si le réseau du gestionnaire du réseau de distribution est effectivement mis à la terre et que la Production EHR est mis à la terre par impédance, des schémas de protection appropriés doivent être mis en service pour empêcher le fonctionnement du générateur Producteur EHR dans des conditions d'îlotage.

### **B5.4.2 Générateurs BT**

Lorsqu'un générateur est connecté aux réseaux d'alimentation du gestionnaire du réseau de distribution et risque d'être en îlotage, la méthode préférée pour des conditions de fonctionnement sûres consiste à mettre le générateur à la terre au niveau du Point de Raccordement Commun de l'alimentation du gestionnaire du réseau de distribution.

Une mise à la terre parallèle en cas de fonctionnement en parallèle avec le réseau du gestionnaire du réseau de distribution assurera des connexions plus sûres au générateur. Pour permettre cela, le gestionnaire du réseau de distribution considérera les aspects techniques énumérés au point B5.3 ci-dessus.

L'utilisation d'un enroulement approprié du transformateur ou l'interverrouillage des interrupteurs et la mise à la terre automatique du neutre du générateur (lorsque le réseau entrant est déconnecté) peut être nécessaire pour éviter une mise à la terre parallèle du générateur. Lorsqu'un générateur doit fonctionner indépendamment des alimentations du gestionnaire du réseau de distribution, il doit être équipé d'un système d'électrode de terre qui doit être lié au système de mise à la terre (ou au terminal) du gestionnaire du réseau de distribution, lorsque cela est possible et pratique, à condition

que le système de terre du gestionnaire du réseau de distribution ne transmette des tensions de courant pouvant affecter le système de mise à la terre du générateur. Alternativement, lorsque cela est permis, un générateur peut utiliser un système de mise à la terre partagé.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut décider qu'une Production d'EHR raccordée ne doit pas avoir de mise à la terre neutre parallèle, lorsqu'il fonctionne en parallèle avec l'alimentation du gestionnaire du réseau de distribution. Dans ce cas, une protection appropriée doit garantir qu'un générateur îloté est automatiquement déconnecté.

Si un générateur îloté doit continuer à exploiter et à fournir des charges captives locales et des charges captives de ligne, l'une des conditions suivantes doit être remplie :

- Le point de connexion du générateur/réseau peut être correctement mis à la terre parallèlement au fonctionnement du générateur.
- Le réseau au point de raccordement commun peut être mis à la terre automatiquement s'il est îloté.
- Des dispositifs appropriés tels que la protection de déplacement de tension du neutre peuvent être fournis pour garantir des conditions de sécurité et déconnecter le générateur en cas de défaut de terre dans le système du gestionnaire du réseau de distribution ou le système du producteur.

Lorsqu'un générateur est raccordé au réseau d'alimentation BT du gestionnaire du réseau de distribution à l'écart d'une sous-station, la méthode préférée pour garantir des conditions de fonctionnement sûres et éliminer tout dommage si les conducteurs neutres deviennent un circuit ouvert est que le générateur fonctionne sans connexion parallèle à la terre neutre.

Les dispositifs de protection devront déconnecter un générateur en îlot dans ces conditions.

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution donne une approbation écrite pour une connexion en parallèle des systèmes de mise à la terre, les conditions suivantes s'appliquent:

- La mise à la terre de l'alimentation de la Production EHR raccordée doit être du type terre protectrice multiple.
- Le point étoile du générateur doit être connecté à l'électrode de terre de la Production EHR raccordée et à la borne de mise à la terre ou au neutre du gestionnaire du réseau de distribution. Si l'électrode de mise à la terre du gestionnaire du réseau de distribution se trouve au point d'approvisionnement, la Production d'EHR raccordée ne doit pas fournir une électrode indépendante ceci après un accord préalable avec le gestionnaire du réseau de distribution.
- La Production d'EHR raccordée ne doit pas produire de distorsion harmonique supérieure à celle autorisée dans la norme CEI 61000-2-2: 2002 + AMD1: 2017 CSV: *Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 2-2: Environnement - Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la signalisation dans les systèmes publics d'alimentation basse tension.*

Si l'alimentation du gestionnaire du réseau de distribution se fait directement à partir d'un poste HT / BT situé sur le terrain du Producteur EHR avec la centrale adjacente au point d'approvisionnement, l'exigence de fournir une électrode de terre peut être abandonnée avec le neutre de la Production

EHR solidement connecté au système de mise à la terre du neutre du gestionnaire du réseau de distribution.

L'agencement doit garantir que la connexion du point neutre du générateur au système de mise à la terre de la Production d'EHR au système/terminal de terre du réseau de distribution soit substantielle, solide, directe et clairement identifiée.

Des contrôles réguliers sur le système de mise à la terre doivent être effectués par le Producteur d'EHR.

## **B5.5 Interconnexion des systèmes du gestionnaire du réseau de distribution et des générateurs du système de mise à la terre**

La mise à la terre d'un réseau d'alimentation électrique et du générateur d'un système nécessite que le gestionnaire du réseau de distribution, l'installation de production et l'équipement électrique soient connectés à un système de mise à la terre avec des électrodes de mise à la terre appropriées.

Lorsque les réseaux fonctionnant avec des tensions différentes sont proches et que les zones de résistance de leurs systèmes terrestres se chevauchent, les systèmes de mise à la terre en chevauchement doivent être interconnectés et la résistance de l'ensemble du système de terre doit être réduite à une valeur sûre considérant le défaut maximal anticipé de courant du système de mise à la terre sur le site.

Les approvisionnements en HT vers les locaux des générateurs nécessitent un système de mise à la terre HT combiné. Le terminal de terre HT comprendra une connexion à la terre à un système d'électrodes de mise à la terre du gestionnaire du réseau de distribution et fournira éventuellement un chemin métallique jusqu'au point où le point neutre du réseau HT du gestionnaire du réseau de distribution est mis à la terre.

Pour l'alimentation BT des locaux/site de la centrale, un transformateur HT/BT du gestionnaire du réseau de distribution aura normalement des systèmes de terre HT et BT indépendants. Si elle est combinée, l'élévation de tension et la tension transférée au neutre de la BT devront se situer dans des limites acceptables. Si la mise à la terre est indépendante, la borne de terre BT du gestionnaire du réseau de distribution devra de préférence être connectée au système de terre de la Production d'EHR. Ceci minimisera le risque de dommages à la centrale dans le système de la Production EHR.

L'isolation de l'enroulement BT du transformateur d'alimentation et des bornes de terre doit être suffisante pour éviter tout danger d'élévation de tension sur le système de mise à la terre HT en cas de défaut du système de mise à la terre au niveau du poste d'alimentation.

Lorsque le terminal/système de mise à la terre BT du gestionnaire du réseau de distribution n'est pas disponible pour la Production d'EHR raccordée (TT système), un chemin métallique entre le neutre du réseau BT du gestionnaire du réseau de distribution et le système de terre du Producteur d'EHR ne sera pas disponible.

La conception de tous les systèmes de mise à la terre doit garantir que toutes les tensions de touche et de pas restent dans des limites acceptables. Les tensions transférées à la centrale du Producteur d'EHR ne doivent pas créer des tensions de touche ou de pas inacceptables.

Des précautions doivent être prises pour éviter les dommages et éliminer les dangers résultant des tensions transférées vers et à partir des services métalliques externes et des chemins métalliques.

Pour les descriptions, dessins et limitations de divers systèmes de mise à la terre à basse tension, se reporter à la dernière révision de la norme BS 7671 ou de son équivalent. Les systèmes de mise à la terre BT doivent satisfaire aux normes et règlements ci-dessus et les normes appliquées au Bénin.

## **B5.6 Courants du générateur circulant dans les connexions de mise à la terre**

Lorsque deux générateurs ou plus fonctionnent en parallèle avec leurs points étoiles / neutres connectés à un conducteur neutre commun ou à un jeu de barres de mise à la terre, des courants harmoniques peuvent circuler entre les machines. Les effets typiques du courant harmonique circulant dans les connexions à la terre sont l'interférence téléphonique, l'échauffement d'une résistance de mise à la terre du neutre et l'obligation de déclasser un générateur. Les harmoniques affectent également la sensibilité de la protection des défauts de terre ou des dispositifs d'alarme.

## **B6 SYNCHRONISATION DE GÉNÉRATEURS**

### **B6.1 Général**

La synchronisation peut être réalisée manuellement ou automatiquement, cette dernière étant préférable. Si la synchronisation manuelle est suggérée pour une raison particulière, son fonctionnement sûr et fiable doit être sérieusement envisagé et mis en œuvre avec soin.

### **B6.2 Fluctuation de la tension**

Pendant la synchronisation d'un seul générateur, la fluctuation de tension induite sur le réseau ne devrait normalement pas dépasser 3% au point de raccordement commun, et devrait également satisfaire aux exigences de tension et de papillotement (*flicker*).

### **B6.3 Générateurs synchrones**

Avant qu'un générateur synchrone puisse être connecté au réseau, le générateur doit être démarré sans connexion et sa vitesse doit être ajustée pour synchroniser la sortie du générateur avec l'alimentation du réseau.

Les critères pour une bonne synchronisation du générateur au réseau doivent satisfaire :

- au respect de l'ordre des phases,
- à l'égalité de la fréquence et
- à l'égalité de la tension

### **B6.4 Générateurs asynchrones**

Les générateurs asynchrones nécessitent normalement des mesures spéciales pour minimiser le courant d'appel prélevé par le générateur à partir du réseau au moment de la connexion afin de satisfaire aux exigences de fluctuation de tension de la section B3. L'équipement et les procédures appropriés peuvent inclure:

- L'équipement électronique de démarrage progressif

- Le démarreur à résistance
- De conduire mécaniquement le générateur jusqu'à une vitesse quasi synchrone avant la connexion.

## **B6.5 Autres types de générateurs**

D'autres types de générateurs, qui incluront les onduleurs statiques devront avoir leur sortie synchronisée avec le réseau avant ou pendant la connexion au réseau. Les caractéristiques transitoires de la connexion doivent être soumises à l'appréciation au gestionnaire du réseau de distribution.

## **B6.6 Relais de contrôle de synchronisation**

Un relais de contrôle de synchronisation doit être utilisé pour inhiber le fonctionnement d'un disjoncteur de connexion de générateur synchrone ou d'un contacteur lorsque les deux alimentations sont en dehors des limites prédéfinies. (Les générateurs à induction ne nécessitent pas de relais de contrôle de synchronisation.)

## **B7 ILOTAGE**

### **B7.1 Général**

Dans le contexte de Production d'EHR raccordée, l'îlotage comprend généralement:

- Un seul départ ou une section de départs d'alimentation après un déclenchement du sectionneur du circuit de la source ou du réenclencheur automatique.
- Un réseau primaire ou une section de bus après un déclenchement du (des) commutateurs de lignes (s) entrante (s).

La Production d'EHR raccordée et l'îlotage sont définis à la section A3.3 de la partie A de ce Sous-Code de Réseau.

Il a été établi que l'îlotage non planifié n'est pas acceptable et qu'une protection est donc nécessaire pour détecter de telles situations et déclencher la génération dans un délai acceptable.

### **B7.2 Dangers de l'îlotage**

Les dangers potentiels présentés par l'utilisation d'un générateur en situation d'îlotage sont:

- La non mise à la terre du système de distribution en fonctionnement îloté
- Les niveaux de défauts inférieurs
- Le ré-enclenchement non synchronisé
- Les niveaux de tension non stables
- La qualité de l'alimentation
- Le risque pour le personnel de maintenance

### **B7.3 Déclenchement de la Production EHR raccordée en raison de conditions anormales dans le réseau**

Certains défauts survenant ailleurs dans le système d'alimentation peuvent provoquer le déclenchement de générateurs du Producteur d'EHR. Ceux-ci sont:

- Les défauts externes apparus ailleurs dans le système
- Le fonctionnement des relais de délestage de sous-fréquence des départs de distribution auxquels la Production d'EHR est connectée.
- Les défauts en aval sur les départs de distribution auxquels la Production d'EHR est connectée.
- Les défauts sur d'autres départs de distribution

## B7.4 Restauration

Dans le cas d'une Production d'EHR déconnectée du système du gestionnaire du réseau de distribution en raison d'un défaut d'alimentation de son réseau de distribution, le Producteur d'EHR doit s'assurer que la reconnexion de ses générateurs n'est possible qu'après un délai minimum d'une (01) minute après la restauration de l'alimentation électrique par le gestionnaire du réseau de distribution .

## B8 MÉTHODES DE PROTECTION ET RÉGLAGES DES RELAIS

### B8.1 Général

Le Producteur EHR raccordé doit concevoir son système de protection pour détecter de manière fiable les défaillances ou les conditions anormales et fournir un moyen approprié d'isoler automatiquement l'équipement ou les systèmes défectueux de manière sélective et le plus rapidement possible.

Voici la condition anormale possible qui pourrait survenir:

- i) Sur intensité
- ii) Défaillance de la mise à la terre
- iii) Sous fréquence
- iv) Sur fréquence
- v) Sous tension
- vi) Surtension
- vii) Perte de charges
- viii) Déplacement de tension neutre
- ix) Puissance inversée,
- x) Déséquilibre du réseau

#### B8.1.1 Surintensité et défaillance à la terre

Un dispositif de protection contre les surintensités (de préférence contrôle ou réduction de surintensité à partir du niveau de la tension) et contre les défauts de terre doit être installé sur le générateur pour détecter les défauts du générateur et sur le réseau et devront être correctement coordonnés.

#### B8.1.2 Fréquence supérieure et inférieure

Des relais de fréquence supérieure et inférieure doivent être installés pour surveiller les sorties de fréquence du système en dehors des limites prédéfinies. Les réglages dépendront des caractéristiques du générateur, de la configuration du raccordement au réseau et des exigences d'exploitation. Les paramètres de protection doivent être coordonnés avec les schémas de délestage du système du gestionnaire du réseau de distribution.



### **B8.1.3 Sous et surtension**

Une protection contre les sous-tensions et les surtensions doit être prévue au niveau de l'installation pour surveiller les tensions des trois phases.

Les réglages dépendront des caractéristiques du générateur, de la configuration du raccordement au réseau et des exigences d'exploitation. Les paramètres de protection peuvent être déterminés au stade de la conception en consultation avec le gestionnaire du réseau de distribution.

### **B8.1.4 Perte de charges**

Le but de la protection contre les pertes de charge sur le réseau est de détecter une situation d'îlotage et de la déconnecter de la Production EHR du réseau.

La détection autonome d'une situation d'îlotage est basée sur la détection de cette perturbation électrique.

### **Taux de changement de fréquence**

Les méthodes les plus courantes et les plus utilisées pour détecter la perte de charges sont le taux de changement de fréquence (TCF) et le déplacement du vecteur, et il est maintenant courant d'utiliser un relais basé sur ces deux principes. Les réglages des relais doivent être décidés en consultation avec le gestionnaire du réseau de distribution.

### **Déclenchement simultané**

La méthode la plus fiable pour éviter une situation d'îlotage est d'éviter le déclenchement simultané du disjoncteur de Production d'EHR et l'ouverture du disjoncteur du gestionnaire du réseau de distribution au niveau de la sous-station ou du réenclencheur.

### **Mouchard de défaut**

C'est une forme de déclenchement simultané utilisant les conducteurs de phase comme moyen de communication. Le mouchard de défaut est installé au poste source et fonctionne après l'ouverture d'un disjoncteur de source approprié. Le dispositif crée soit un court-circuit sur le chargeur inséré provoquant le fonctionnement de la protection du générateur, il peut créer un défaut de terre sur une phase, provoquant le fonctionnement de la protection 'Déplacement du neutre' du générateur.

### **B8.1.5 Protection contre le déplacement de tension neutre**

Cet appareil ne détecte pas l'îlotage. Son but est de détecter un défaut de terre et des conditions d'îlotage non-sécuritaire.

Un appareil approprié mesure le déplacement du neutre du côté HT du transformateur du générateur et fonctionne avec un différé, lorsque le déplacement dépasse le réglage du déclenchement.

La protection de déplacement du neutre de tension doit être conforme à la protection contre les défauts de terre au niveau du réseau ou de la sous-station primaire.

### **B8.1.6 Puissance inverse**

Lorsqu'un générateur synchrone raccordé au réseau perd sa force d'entraînement du moteur primaire, il continuera à fonctionner comme un moteur synchrone puisant de la puissance dans le

réseau. Ceci est une condition indésirable et devrait être évitée. Un vrai relais wattmétrique doit être utilisé pour détecter cette situation et des réglages doivent être décidés selon les recommandations du fabricant.

Le résumé des réglages de relais typiques est présenté dans le Tableau B 1.

## B8.2 Relais de protection, transformateurs de courant et de tension

La Production d'EHR raccordée peut inclure des systèmes de protection supplémentaires pour protéger son générateur des conditions dangereuses auxquelles un générateur pourrait être confronté.

Les relais de protection doivent être de qualité appropriée pour assurer un fonctionnement fiable et cohérent. Les niveaux de performance des relais doivent être déclarés par le fabricant. Les performances de tous les relais de protection doivent être conformes aux normes CEI applicables. Une attention particulière devrait être portée aux exigences pour les transformateurs de courant afin de maintenir le fonctionnement lorsque des courants de défaut se produisent. Les transformateurs de courant et de tension doivent être sélectionnés de manière appropriée et conformes aux normes CEI appropriées.

**Tableau B 1 - Résumé des paramètres de relais typiques**

Relais	Paramètres		Remarques
	Temps	Niveau	
Sur courant et défaut de terre			En consultation avec le gestionnaire du réseau de distribution
Sur fréquence	+4% (52 Hz)	< 0,5 s	
Sous fréquence	-6% (47 Hz)	< 0,5 s	
Sur tension	110%	< 0,5 s	Connexion de point HT
Sur tension	110%	< 0,5 s	Connexion de point BT
Sous tension	90%	< 0,5 s	Connexion de point HT
Sous tension	86%	< 0,5 s	Connexion de point BT
<b>Perte de charges principales</b>			
Taux de changement de fréquence	2,5 Hz/s	< 0,5 s	
Décalage de vecteur	60°- 120° dans un demi cycle	< 0,5 s	
Déplacement de tension neutre	25%	1-3 s	Systèmes efficacement mis à la terre
Inversement des flux de puissance	3-25% du taux admissible	2-10 s	Recommandations du fabricant

## B8.3 Exigences de protection d'interconnexion

Afin de spécifier le type d'exigences de protection d'interconnexion, les interconnexions des Productions d'EHRs raccordées sont classées dans trois cas, illustrés aux figures B1 à B3.

Cependant, le gestionnaire du réseau de distribution pourra à sa discrétion permettre que la Production d'EHR raccordée puisse fonctionner sans une partie de la protection stipulée, ceci en fonction de la charge captive.

Un résumé des définitions de cas et des exigences de protection est présenté au tableau B2. Les cas sont décrits ultérieurement.

**Table B 2- Résumé des exigences minimales de protection**

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	
<b>Type de générateur</b>	<b>Tout</b>	<b>Voir la description du cas 2</b>	<b>Tout</b>	<b>Voir la description du cas 4</b>	<b>Inverseurs statiques autocommutés</b>
Charge captive minimale	L	L		L	
Capacité installée cumulée maximale	<0.5 x L	>0.8 x L		>0.8 x L	
Capacité maximale installée sur le site	< 5 MW	< 5 MW	> 5 MW		
Protection de sous et sur tension	•	•	•	•	
Protection de sous et sur fréquence	•	•	•	•	
Perte de charges principales	*	•		•	
Protection de de neutre déplacé		•	*(1)		
Inter-déclenchement			*		
Perte de phase	•	•	•	•	•
Autre	*	*	*	*	*

• Exigence minimale obligatoire

\* Pour les autres exigences et alternatives, voir les descriptions sous les descriptions de cas et les exigences

(1) NVD ou mise à la terre parallèle

### **B8.3.1 Cas 1: Production de moins de 5 MW, charge captive comparativement élevée**

**Type de générateur** - Tous les types.

**Conditions:**

La capacité de production installée est inférieure à la moitié de la charge captive minimale (voir la note ci-dessous), et

La capacité de production installée est inférieure à 5 MW.

Remarque: La charge captive minimale est la somme de la charge de ligne captive minimale et de la charge locale captive minimale. La charge de ligne captive minimale peut être difficile à établir, auquel cas on peut supposer qu'elle représente 50% de la charge de ligne moyenne.

Dans ce cas, à la suite de la déconnexion de la ligne de distribution, la vitesse et la tension de la Production d'EHR raccordée tomberont rapidement car le ou les générateurs seront incapables de fournir l'énergie nécessaire.

**Protection requise** (voir la Figure B1)

- Sous et surtension
- Sous et sur fréquence

Facultatif, à la discrétion du Producteur EHR

Décalage de vecteur triphasé

**Critère de conception**

La charge captive minimale est sujette à changement en raison de l'insertion de sectionneurs, de réenclencheurs, de la reconfiguration ou de la réduction de la charge du client. Le gestionnaire du réseau de distribution doit être informé de toute modification apportée à la Production d'EHR raccordée pour examen et pour évaluer la nécessité d'une amélioration rétrospective de la protection. De même, chaque fois que des modifications du système du gestionnaire du réseau de distribution affectent la charge de ligne captive, le gestionnaire du réseau de distribution examine la protection de l'interconnexion et conseille le Producteur EHR raccordé en conséquence.

Les réenclencheurs automatiques doivent avoir un temps de réenclenchement minimum de 1 seconde pour minimiser la possibilité de réenclenchement non synchronisé. Le gestionnaire du réseau de distribution doit vérifier que ce délai de réenclenchement est suffisant pour que la protection de l'interconnexion fonctionne avant le réenclenchement.

NOTE:  
Ce diagramme montre seulement la protection requise pour le raccordement de la production au réseau.  
Des protections additionnelles pour le générateur et le transformateur seront requises

La protection de l'interconnexion doit alternativement utilisée CB3 ou CB1. Si il y a plus d'un générateur, la protection peut être partagée ou dupliquée pour chaque générateur

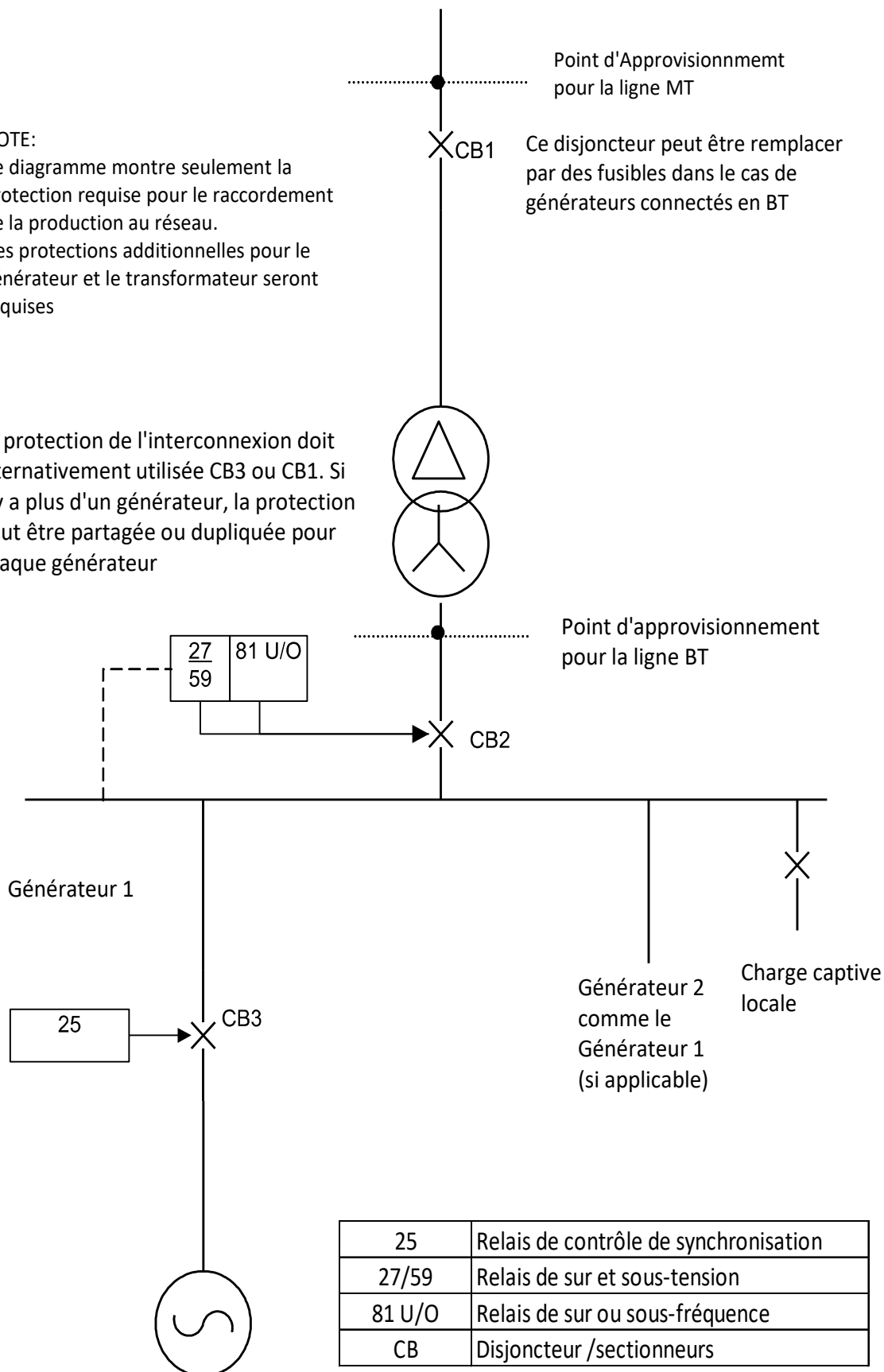


Figure B 1- Système de Protection pour le raccordement d'une production EHR (Cas 1)

### **B8.3.2 Cas 2: Production inférieure à 5 MW, charge captive inférieure**

**Type de générateur:** Tous les types sauf les générateurs excités par réseau définis dans le cas 5.

**Conditions:**

- La capacité de production installée représente plus de 80% de la charge captive minimale (voir la remarque ci-dessous), de sorte que l'équilibre charge / générateur est possible, et
- La capacité de production installée est inférieure à 5 MW.

Remarque: La charge captive minimale est la somme de la charge de ligne captive minimale et de la charge locale captive minimale. La charge de ligne captive minimale peut être difficile à établir, auquel cas on peut supposer qu'elle représente 50% de la charge de ligne moyenne.

**Protection requise** (voir la Figure B2)

- Sous et surtension
- Sous et sur fréquence
- Perte de conduites principales
- Déplacement du neutre (NDV)
- Vérification de la ligne morte

La protection de déplacement du neutre n'est pas requise lorsque la capacité installée maximale du site est inférieure à 1 MW, si la capacité de production raccordée cumulée sur une ligne de distribution ne bénéficiant pas d'une protection de déplacement du neutre est inférieure à 0,8 fois la charge captive minimale.

La mise en place de relais de contrôle des délais sur les disjoncteurs ou sectionneurs en amont ou la désactivation de tous les dispositifs de réenclenchement automatique en amont doit être envisagée.

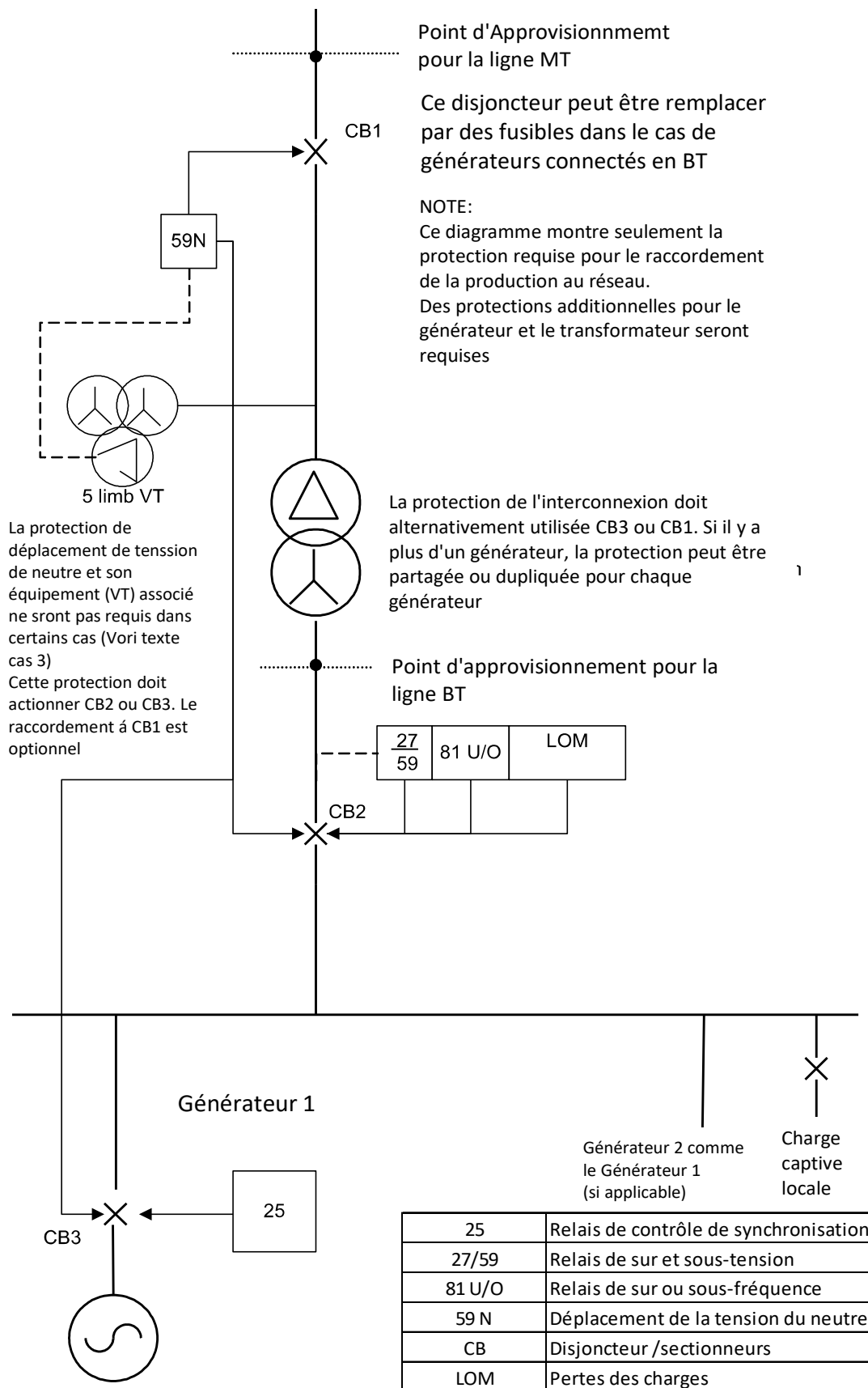


Figure B 2- Système de Protection pour le raccordement d'une production EHR (Cas 2)

### **B8.3.3 Cas 3: Générateurs et onduleurs asynchrones, faible charge captive**

#### **Type de générateur**

Générateur asynchrone excité par réseau avec une correction du facteur de puissance locale inférieur à la demande de puissance réactive, ou un onduleur à commutation de ligne.

La capacité réseau / circuit gestionnaire du réseau de distribution n'est pas suffisante pour auto-exciter le générateur.

#### **Conditions**

- La capacité de production installée représente plus de 80% de la charge captive minimale (voir la remarque ci-dessous), de sorte que l'équilibre charge / générateur est possible, et
- Aucun générateur synchrone ou générateur auto-excité n'est connecté.

Remarque: La charge captive minimale est la somme de la charge de ligne captive minimale et de la charge locale captive minimale. La charge de ligne captive minimale peut être difficile à établir, auquel cas on peut supposer qu'elle représente 50% de la charge de ligne moyenne.

#### **Protection requise**

- Sous et surtension
- Sous et sur fréquence
- Perte de charges

### **B8.3.6 Inverseurs statiques à commutation automatique**

Les onduleurs incluent généralement des méthodes de protection exclusives, notamment TCF. Il est de la responsabilité du Producteur d'EHR de démontrer que la protection répond aux niveaux acceptables de dépendance et de fiabilité.

## **B9 PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS**

L'équipement associé à une production d'EHR doit être protégé contre les effets dangereux des surtensions transitoires.

L'occurrence de surtensions transitoires peut être due à des causes externes et internes. La foudre est la source la plus courante de surtensions transitoires. Cependant, les transitoires dommageables pourraient provenir du système de réseau lui-même, en raison des opérations de commutation, de la résonance ferromagnétique, etc.

Des mesures adéquates devraient être prises pour protéger et isoler l'équipement des dommages causés par les conditions ci-dessus.

Un transformateur BT / HT relie généralement le Producteur d'EHR au système de réseau du gestionnaire du réseau de distribution. Il est essentiel que le côté HT du transformateur soit protégé contre les surtensions transitoires en installant des parafoudres à oxyde métallique sans joints avec des boîtiers en polymère.



La position du parafoudre, son bon calibre, les connexions aux électrodes de terre et la conception du système de mise à la terre sont des facteurs critiques qui maximiseront l'efficacité de l'arrêt.

## **B10 HARMONIQUE**

Les harmoniques sont introduites par les dispositifs non linéaires qui tirent du courant ou injectent des courants dans le système de distribution du gestionnaire du réseau de distribution.

On considère que la génération d'harmoniques à travers les Productions EHRs n'est pas un problème sérieux par rapport aux autres charges non linéaires qui sont connectées au système de distribution.

Cependant, pour éviter une distorsion harmonique excessive sur le système du gestionnaire du réseau de distribution, l'installation de la producteur d'EHR doit être conçue et utilisée de manière à satisfaire aux critères spécifiés dans la norme CEI 61000-2-2: 2002 + AMD1: 2017 CSV: *Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 2- 2: Environnement - Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence et la signalisation dans les systèmes publics d'alimentation basse tension.*

## **B11 PROCÉDURES OPÉRATIONNELLES ET EXIGENCES**

Les exigences opérationnelles et les directives pour un Producteur EHR après le début de l'exploitation commerciale sont indiquées dans le CAE.

La Producteur d'EHR doit tenir dûment compte des exigences stipulées dans le Code de l'électricité du Bénin. Ils devraient également veiller à ce que tout le personnel d'exploitation soit compétent, et qu'ils aient des connaissances adéquates et un jugement suffisant pour prendre les mesures appropriées en cas d'urgence.

### **B11.1 Moyens d'isolation**

Toutes Production EHR exploitées en parallèle avec le système du gestionnaire du réseau de distribution doivent inclure des moyens d'isolation (correctement étiquetés), capables de déconnecter l'ensemble du système de gestionnaire du réseau de distribution. Ce moyen d'isolation doit être verrouillable en position OFF uniquement, par un cadenas séparé. L'accès aux points d'isolement doit rester libre et dégagé.

Le gestionnaire du réseau de distribution devra avoir le droit d'accéder aux moyens d'isolement sans retard injustifié. Le gestionnaire du réseau de distribution a le droit d'isoler à tout moment l'alimentation du Producteur d'EHR si une telle déconnexion devenait nécessaire pour des raisons de sécurité et / ou pour se conformer aux obligations légales. Les moyens d'isolation doivent normalement être installés à proximité du point de mesure, mais peuvent être positionnés ailleurs avec l'accord préalable de gestionnaire du réseau de distribution.

Un diagramme montrant toutes les lignes d'alimentation électrique entrantes doit être affiché sur le point d'approvisionnement ou le plus près possible de celui-ci.

## B11.2 Installations de mise à la terre pour maintenance

Un équipement adéquat de mise à la terre, fixe ou portable, doit être prévu pour mettre à la terre une section HT pendant une maintenance. Ceux-ci doivent être fournis à tous les points d'isolement de la section considérée ou entre ce point et le (s) point (s) de travail. Dans le cas des points d'isolation BT des équipements HT (tels que les transformateurs), s'il n'est pas possible d'appliquer la mise à la terre, des précautions doivent être prises conformément aux règles de sécurité.

## B12 ASPECTS DE SÉCURITÉ

Un code de sécurité doit être mis en œuvre et utilisé pour les activités opérationnelles. Il doit contenir essentiellement:

- Les responsabilités des personnes et de leurs définitions
- Les niveaux d'autorisation et de compétence,
- Les installations et équipements en exploitation et leurs définitions,
- Les niveaux de tension,
- Les règles de sécurité qui spécifient clairement les actions qui seront nécessaires pour protéger la ou les personnes effectuant des travaux sur l'installation et l'équipement contre les dangers inhérents,
- La formation du personnel pour effectuer en toute sécurité les tâches autorisées jusqu'à un achèvement satisfaisant,
- les procédures spécialisées pour la sécurité lorsque le travail est effectué sans isolation ni mise à la terre (Ce point nécessite d'être détaillé dans les moindres détails),
- La documentation doit être remplie avant et après l'exécution d'un travail,
- Les instructions de gestion sur l'application du "Code de sécurité".

Chaque employé doit recevoir une copie du Code de sécurité et il est de la responsabilité du Gestionnaire de réseau de s'assurer que toutes les règles et procédures spécifiées dans le Code sont strictement suivies.

Au lieu d'avoir son propre «code de sécurité», le Producteur d'EHR a la possibilité d'adopter le manuel de sécurité du gestionnaire du réseau de distribution comme code de sécurité. Le code de sécurité devrait inclure les exigences pertinentes des réglementations nationales en matière d'électricité applicables aux installations électriques.

# **ANNEXE 8 : NORMES POUR LES SYSTEMES ELECTRIQUES HORS RESEAU**

## **SOMMAIRE**

### **Page**

<b>Annexe 8.1 : Normes Techniques et Sécuritaires pour les Systèmes Electriques Hors Réseau.....</b>	<b>1</b>
<b>Annexe 8.2 : « Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique », élaboré par et publié en Janvier 2016. ....</b>	<b>8</b>
<b>Annexe 8.3: Qualité des normes de service pour les systèmes électriques hors réseau –Cadre de l'Assurance Qualité (CAQ - QAF) .....</b>	<b>10</b>

## **Annexe 8.1 : Normes Techniques et Sécuritaires pour les Systèmes Electriques Hors Réseau**

### **A8.1 Normes techniques pour les installations électriques hors réseau**

Les consommateurs d'électricité hors réseau doivent bénéficier d'une alimentation électrique fiable basée sur un réseau triphasé basse tension de 400 V similaire à leurs homologues desservis par le réseau de la SBEE.

Toutes les installations électriques hors réseau doivent être conformes aux normes techniques internationales ci-dessous citées. Un comité technique sous l'égide de l'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle de la Qualité (ANM) comprenant les structures étatiques et privées du secteur de l'électricité dont entre autres la CEB, l'ARE, la DGE, la SBEE, l'ABERME, l'UC-PDER, CONTRELEC, l'AISER pour élaborer et adopter les normes nationales du Bénin sur les installations électriques hors réseau en se basant sur les normes internationales. Ensuite ces normes pourront être formatées en règlements techniques applicables et opposables à la profession et dans le cadre des appels d'offres.

Il s'agit :

#### **PV solaire/Système Hybride**

1. CEI 61215-1-1: 2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) - Spécification de conception et homologation - Partie 1-1: Exigences particulières pour les tests de modules photovoltaïques en silicium cristallin (PV);
2. CEI TS 62941: 2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) - Ligne directrice pour une confiance accrue dans les spécifications de conception et l'homologation type des modules photovoltaïques;
3. CEI 60287-2-1: 2015 - Câbles électriques - Calcul du courant nominal - Partie 2-1: Résistance thermique - Calcul de la résistance thermique;
4. CEI 60364-7-712: 2017 – Installations électriques, basse tension - Partie 7-712: Exigences pour installations ou emplacements spéciaux - Systèmes d'alimentation solaire photovoltaïque (PV);
5. CEI TS 62257-1: 2015 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 1: Introduction générale à la série CEI 62257 et à l'électrification rurale; et
6. A4.6 CEI TS 62257-8-1: 2007 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables de petites puissance et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 8-1: Sélection des batteries et des systèmes de gestion des batteries pour les systèmes d'électrification autonomes - Cas spécifique de batterie de voiture plomb-acide humide disponibles dans les pays en développement.

#### **Mini-Hydro**

1. CEI: 1116 – 1992 Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydro-électriques.
2. CEI 60041:1991, Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques.

3. CEI : 545 – 1976, Guide pour la Réception, l'exploitation et l'Entretien des Turbines Hydrauliques
4. NF E44-501 Octobre 1991 Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais sur plate-forme

## **Biomasse**

CEI 60045-1 ED. 1.0: Turbines à vapeur Partie 1: Spécifications

## ***PV Solaire /Système Hybride***

### ***A8.1.1 CEI 61215-1:2016 Mars 2016 - Modules photovoltaïques (PV) pour applications terrestres - Qualification de la conception et homologation - Partie 1 : Exigences d'essai***

L'CEI 61215-1-1: 2016 définit les exigences relatives aux spécifications de conception et pour l'homologation des modules photovoltaïques terrestres adaptés à un fonctionnement à long terme en général dans un milieu de plein air, tels que définis dans l'CEI 60721-2-1. Cette norme est destinée à s'appliquer à tous les modules de panneaux plats à base de silicium cristallin. L'objet de cette séquence d'essai est de déterminer les caractéristiques électriques et thermiques du module et de montrer, dans la mesure du possible et dans des limites raisonnables de coût et de temps, que le module est capable de résister à une exposition prolongée dans les climats décrits. Cette norme définit les modifications inhérentes à la technologie photovoltaïque aux procédures et exigences de la procédure de test selon CEI 61215-1: 2016 et CEI 61215-2: 2016.

En vente à : <https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-61215-12016/modules-photovoltaïques-pv-pour-applications-terrestres-qualification-de-la-conception-et-homologation-partie-1-exigence/article/856849/xs127544>

### ***A8.1.2 CEI TS 62941:2016 - Modules photovoltaïques terrestres (PV) – Ligne directrice pour une confiance accrue dans les spécifications de conception et l'approbation type des modules photovoltaïques.***

L'CEI TS 62941: 2016 (E) fournit plus de confiance dans la cohérence de performance et de la fiabilité des modules photovoltaïques certifiés. Les exigences de cette spécification technique sont définies en supposant que le système de gestion de la qualité de l'organisation répond déjà aux exigences d'un système de gestion de la qualité. En maintenant un système de fabrication conformément à cette directive, les modules photovoltaïques devraient conserver leur performance déterminée à partir des séquences de test de l'CEI 61215, de l'CEI 61646 ou de l'CEI 62108. Cette spécification technique s'applique à tous les modules photovoltaïques, indépendamment de la conception et de la technologie, c'est-à-dire pour des panneaux plats, ou des panneaux à concentration (PVC). Cette spécification technique définit les meilleures pratiques pour la conception des produits, les procédés de fabrication et la sélection et le contrôle des matériaux utilisés dans la fabrication de modules photovoltaïques qui répondent aux exigences de l'CEI 61215, de l'CEI 61646 ou de l'CEI 62108.

En vente à : <https://webstore.CEI.ch/publication/24096>

**A8.1.3 CEI 60287-2-1:2015 Avril 2015 Câbles électriques. Calcul du courant admissible. Partie 2 : Résistance thermique. Section 1 : calcul de la résistance thermique**

L'CEI 60287-2-1: 2015 est disponible sous le numéro ILC 60287-2-1: 2015 RLV qui contient la norme internationale et sa version annotée, montrant toutes les modifications du contenu technique par rapport à l'édition précédente.

L'CEI 60287-2-1: 2015 s'applique uniquement aux conditions stationnaires de fonctionnement des câbles à toutes les tensions alternatives ou continues jusqu'à 5 kV, enterrés directement dans le sol, dans des conduits, dans des tranchées ou dans des tuyaux en acier, À la fois avec et sans séchage partiel du sol, ainsi que des câbles aériens. Le terme «état stationnaire» désigne un courant constant continu (facteur de charge à 100%) suffisant pour produire asymptotiquement la température maximale du conducteur, les conditions ambiantes environnantes étant présumées constantes. Cette partie de l'CEI 60287 fournit des formules pour la résistance thermique. Cette deuxième édition de l'CEI 60287-2-1 annule et remplace la première édition, publiée en 1994, Amendement 1: 2001, Amendement 2: 2006 et Corrige 1: 2008. Cette édition comprend les changements techniques importants suivants par rapport à l'édition précédente:

- a. L'inclusion d'une référence à l'utilisation de méthodes d'éléments finis où les méthodes analytiques ne sont pas disponibles pour le calcul de la résistance thermique externe;
- b. Explication sur les câbles de type SL et SA;
- c. Méthode de calcul pour T3 pour les câbles à trois conducteurs non blindés avec isolation extrudée et des écrans de bande de cuivre individuels sur chaque noyau;
- d. Changement de condition pour X en 5.4;
- e. Inclusion de constantes ou conditions d'installation pour conduits remplis d'eau dans le tableau 4.

En vente à: <https://webstore.iec.ch/publication/22254>

**A8.1.4 CEI 60364-7-712:2017 Avril 2017 - Installations électriques basse tension - Partie 7-712: Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux - Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)**

L'CEI 60364-7-712: 2017 est disponible sous le numéro CEI 60364-7-712: 2017 RLV qui contient la norme internationale et sa version annotée, montrant toutes les modifications du contenu technique par rapport à l'édition précédente.

L'CEI 60364-7-712: 2017 s'applique à l'installation électrique de systèmes photovoltaïques destinés à fournir tout ou partie d'une installation. L'équipement d'une installation photovoltaïque, comme tout autre équipement, est traité uniquement en ce qui concerne sa sélection et son application dans l'installation. Cette nouvelle édition comprend des révisions et des extensions importantes, en tenant compte de l'expérience acquise dans la construction et l'exploitation des installations photovoltaïques et des développements technologiques, depuis la publication de la première édition de cette norme.

En vente à : <https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-60364-7-7122017/installations-electriques-basse-tension-partie-7-712-exigences-applicables-aux-installations-ou-emplacements-speciaux-insta/article/877870/xs129862>

**A8.1.5 CEI TS 62257-1: 2015 - Recommandations pour les énergies renouvelables et les systèmes hybrides pour l'électrification rurale - Partie 1: Introduction générale à la série CEI 62257 et à l'électrification rurale**

L'CEI TS 62257-1: 2015 (E) introduit une méthodologie pour la mise en œuvre de l'électrification rurale à l'aide de systèmes autonomes d'énergie renouvelable hybride. Il fournit également un guide pour faciliter la lecture et l'utilisation de la série CEI 62257 pour la mise en place d'une électrification rurale décentralisée dans les pays en développement ou dans les pays développés. La série CEI 62257 est conçue comme suit:

- Les parties 2 à 6 sont des supports méthodologiques pour la gestion et la mise en œuvre de projets; et
- Les parties 7 à 12 sont des spécifications techniques pour les systèmes individuels ou collectifs et les composants associés.

En vente à: <https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-ts-62257-12015/-/article/830444/xs127167>

**A8.1.6 CEI TS 62257-8-1: 2007 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables de petites capacités et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 8-1: Sélection des batteries et des systèmes de gestion des batteries pour les systèmes d'électrification autonomes - Cas spécifique des batteries d'acide-plomb humides pour automobiles disponibles dans les pays en développement**

CEI TS 62257-8-1: 2007 propose des tests comparatifs simples et peu coûteux afin de discriminer facilement, dans un panel de batteries d'acide de plomb humides pour véhicule, le modèle le plus acceptable pour les systèmes d'électrification individuelle photovoltaïque.

En vente à: <https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-ts-62257-8-12007/-/article/681640/xs115588>

**A8.1.7 CEI TS 62257-9-2: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-2: Systèmes intégrés – Micro-réseaux**

CEI TS 62257-9-2: 2016 (E) spécifie des micro-réseaux en lignes aériennes du fait des raisons techniques et économiques dans le contexte de l'électrification rurale décentralisée. Les micro-réseaux couverts par cette partie de l'CEI 62257 sont à basse tension CA, triphasé ou monophasé, avec une capacité nominale inférieure ou égale à 100 kVA. Ils sont alimentés par une seule micro-centrale. Les principaux changements techniques concernant l'édition précédente sont les suivants: modification de la gamme de tension couverte par la spécification technique à une tension nominale CA inférieure à 1 000 V et une tension nominale CC inférieure à 1 500 V.

Cette publication doit être lue conjointement avec la série CEI 62257.

En vente à: <https://webstore.iec.ch/publication/25944>

**Biomasse**

## **CEI 60045-1 ED. 1.0: Turbines à vapeur Partie 1: Spécifications**

*Bien qu'elle ne soit pas spécifique à la biomasse, cette norme est utilisée pour les plantes utilisant la biomasse.*

La présente Norme Internationale s'applique aux turbines à vapeur entraînant des générateurs pour les services d'énergie électrique. Comprend des dispositions pour les turbines pour d'autres applications. Permet à un acheteur potentiel de connaître les options et alternatives disponibles et d'expliquer ses exigences techniques aux fournisseurs. Remplace la CEI 60045 (1970).

La portée de la norme comprend: i) Régulation; ii) Fonctionnement et entretien; iii) Massifs et bâtiments; iv) Systèmes auxiliaires de la turbine; v) Instrumentation; vi) Protection; vii) Essais; viii) Livraison et installation; ix) Informations de conception à fournir par l'acheteur; et x) Informations de conception à prévoir par le fournisseur

En vente à: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec60045-1%7Bed1.0%7Db.img.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60045-1%7Bed1.0%7Db.img.pdf)

### **Mini-Hydro**

#### **1. CEI: 1116 – 1992 Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydro-électriques**

La présente Norme Internationale est utilisée comme guide. Elle est applicable aux aménagements hydro-électriques avec des groupes de puissance unitaire inférieure à 5 MW et des turbines ayant un diamètre de roue inférieur à 3 m. Le guide comporte ce qui suit: a) des prescriptions générales pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydro-électriques; b) des spécifications techniques de l'équipement électromécanique, à l'exclusion de son dimensionnement et de toute normalisation dans ce domaine; et c) des prescriptions pour la réception, l'exploitation et l'entretien.

En vente à: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61116%7Bed1.0%7Db.img.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61116%7Bed1.0%7Db.img.pdf)

#### **2. CEI 60041:1991, Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et pompes-turbines, en vue de la détermination de leurs performances hydrauliques.**

La présente Norme Internationale régit les modalités des essais sur place destinés à déterminer dans quelle mesure les garanties contractuelles principales sont respectées. Elle fixe les règles qui gouvernent la conduite de ces essais et prescrit les mesures à prendre en cas de contestation d'une phase quelconque des essais. Elle fixe également les méthodes de calcul des résultats ainsi que l'étendue, le contenu et le mode de présentation du rapport final.

En vente à: <https://www.boutique.afnor.org/norme/cei-600411991/essais-de-reception-sur-place-des-turbines-hydrauliques-pompes-d-accumulation-et-pompes-turbines-en-vue-de-la-determination-de/article/739033/xs101585>

#### **3. CEI : 545 – 1976, Guide pour la réception, l'exploitation et l'entretien des turbines hydrauliques**



L'objet du présent guide est d'établir, d'une manière générale, les modes opératoires pour la réception des turbines hydrauliques et du matériel associé et d'indiquer comment de tels turbines et matériel doivent être exploités et entretenus. Le guide s'applique aux turbines à action et à réaction de tous types et, notamment, aux turbines importantes accouplées directement aux générateurs électriques. Il s'applique également aux pompes-turbines dans leur fonctionnement en turbine.

En vente à: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec60545%7Bed1.0%7Db.img.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60545%7Bed1.0%7Db.img.pdf)

#### **4. NF E44-501 Octobre 1991 Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais sur plate-forme**

La présente norme s'applique aux turbines à action et à réaction d'une puissance mécanique nominale inférieure à 5 MW et qui sont utilisées pour la production d'énergie électrique ou pour l'entraînement mécanique de diverses machines. Les essais réalisés dans un laboratoire agréé pourront être effectués: - sur un modèle réduit, - sur un prototype, - sur une machine industrielle. En ce qui concerne les groupes composés d'une turbine entraînant une machine utilisatrice, pour lesquels seules les prestations globales sont précisées, l'application de la présente norme est limitée à la seule turbine. Il doit être fait référence à d'autres normes pour les autres composants.

En vente à: <https://www.boutique.afnor.org/norme/nf-e44-501/turbines-hydrauliques-de-petite-puissance-essais-sur-plate-forme/article/686154/fa022151>

#### **A8.2 Normes techniques pour les équipements hors réseau**

Tous les appareils électroménagers hors réseau doivent être conformes aux normes techniques internationales suivantes. L'Agence Nationale de Normalisation, de Métrologie et du Contrôle de la Qualité (ANM) mettra en place un Comité technique pour élaborer et adopter les Normes nationales du Bénin pour les équipements hors-réseau utilisant ces normes internationales comme normes:

1. CEI TS 62257-9-5: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-5: Systèmes intégrés - Sélection de kits d'éclairage autonomes pour l'électrification rurale;
2. CEI TS 62257-9-4: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-4: Systèmes intégrés - Installation par l'utilisateur; et
3. CEI / TS 62257-9-3 ED. 2.0 EN: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-3: Systèmes intégrés - Interface utilisateur.

##### **A8.2.1 CEI TS 62257-9-5: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-5: Systèmes intégrés - Sélection de kits d'éclairage autonomes pour l'électrification rurale**

CEI TS 62257-9-5: 2016 est disponible sous le numéro CEI 62257-9-5: 2016 RLV qui contient la norme internationale et sa version annotée, montrant toutes les modifications du contenu technique par rapport à l'édition précédente.

CEI TS 62257-9-5: 2016 (E) s'applique aux appareils d'éclairage électrique rechargeables autonomes ou aux kits qui peuvent être installés par un utilisateur typique sans employer un technicien. Il présente un cadre d'assurance de la qualité qui comprend les spécifications du produit, les méthodes

d'essai et les fiches techniques normalisées. Cette nouvelle édition comprend les changements techniques importants suivants par rapport à l'édition précédente:

- Méthodes de test de batterie mises à jour pour s'harmoniser avec les normes CEI existantes, la séquence de test a été modifiée pour permettre la charge de la batterie à l'aide du contrôleur de charge du produit avant le test du temps de décharge complète de la batterie;
- limites à la résistance totale de l'appareil de test ajouté pour les procédures d'essai.

En vente à: <https://webstore.iec.ch/publication/25275>.

### **A8.2.2 CEI / TS 62257-9-3 ED. 2.0 EN: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-3: Systèmes intégrés - Interface de l'utilisateur**

L'CEI TS 62257-9-3: 2016 (E) spécifie les exigences générales pour la conception et la mise en œuvre du matériel d'interface de l'installation de l'utilisateur qui se connecte à un micro-réseau ou à la production d'un système autonome. Elle s'applique aux interfaces d'utilisateur simplifiées (tableau de distribution) dans les installations électriques avec une puissance maximale de 500 VA dans les systèmes décentralisés d'électrification rurale. Les principaux changements techniques concernant l'édition précédente sont les suivants: modification de la gamme de tension couverte par la spécification technique à une tension nominale CA inférieure à 1 000 V et une tension nominale CC inférieure à 1 500 V. Cette publication doit être lue conjointement avec la série CEI 62257.

En vente à: [http://www.techstreet.com/standards/iec-ts-62257-9-3-ed-2-0-en-2016?product\\_id=1930012](http://www.techstreet.com/standards/iec-ts-62257-9-3-ed-2-0-en-2016?product_id=1930012)

### **A8.3 Normes de sécurité pour les installations électriques hors réseau au Bénin**

Comme le prévoit le décret n ° 2007-539/novembre 2007, en l'absence de normes techniques nationales sur les installations hors réseau au Bénin, la norme de sécurité CEI suivante sur les installations d'électrification hors réseau sera appliquée au Bénin:

- CEI TS 62257-9-1: 2016 - Recommandations pour les systèmes d'énergies renouvelables et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-1: Systèmes intégrés - Systèmes de micro électricité

CEI TS 62257-9-1: 2016 (E) fournit des exigences générales pour la conception, la construction et l'exploitation de micro-centrales et des exigences générales pour assurer la sécurité des personnes et des biens. Les micro-centrales électriques couvertes par cette spécification sont CA basse tension, triphasées ou monophasées, avec une capacité nominale inférieure ou égale à 100 kVA. Les principaux changements techniques concernant l'édition précédente sont les suivants: modification de la gamme de tension couverte par la spécification technique à une tension nominale CA inférieure à 1 000 V et une tension nominale CC inférieure à 1.000 V.

Cette publication doit être lue conjointement avec la série CEI 62257.

En vente à: <https://webstore.iec.ch/publication/25943>

## **Annexe 8.2 : « Guide d'Application des Normes pour l'Électrification Rurale en Afrique », élaboré par et publié en Janvier 2016.**

Le guide de l'AFSEC s'applique à la fois à l'extension du réseau existant et aux situations où la connexion au réseau électrique n'est pas rentable du fait de longues distances ou de demandes en électricité faibles. Pour les systèmes isolés, l'AFSEC fait largement référence à la série de spécifications techniques CEI 62257.

Ce guide de l'AFSEC donne un aperçu des normes pour les technologies appropriées à l'électrification des zones rurales en Afrique, selon le niveau de qualité de service et la quantité nécessaire d'énergie que le client peut s'offrir. Ce guide fournit des supports méthodologiques pour la gestion et la réalisation de projets, pour les calculs économiques, pour la sécurité aussi bien que pour les spécifications techniques des systèmes individuels ou collectifs, ou hybrides. Il propose une méthodologie pour atteindre les meilleures conditions techniques et économiques pour l'acceptation, l'exploitation, la maintenance et le remplacement d'équipements, et couvre le cycle de vie complet du système. Il ne remplace pas les manuels techniques fournis par les fabricants d'équipements. Ce document devra être utilisé en complément des codes et règlements nationaux.

Le Guide liste 25 documents normatifs faisant partie pour la plupart de la série de spécifications techniques CEI 62257, que l'utilisateur potentiel peut se procurer auprès de l'AFSEC. Ces normes sont bien entendu sujettes à révision.

On notera que le guide propose une méthode pour les études préliminaires et le plan directeur pour l'électrification d'un pays ou d'une région (CEI TS 62257-1).

Le guide couvre les différents moyens de production (solaire PV, mini-réseau ou kits, éolien, micro hydroélectricité, bio-énergie), l'analyse des besoins et des charges, et les systèmes de stockage. Il traite des options pour la MT et la BT, ainsi que des exigences de sécurité, notamment pour le solaire PV. Il introduit les normes de construction des centrales et des réseaux, les normes d'évaluation quantitatives et qualitatives, les modalités d'exploitation et de maintenance, et les méthodes de tarification.

Il s'agira ensuite d'analyser la compatibilité des normes préconisées dans le guide de l'AFSEC avec celles actuellement en vigueur au Bénin, surtout celles appliquées par la SBEE et les normes allégées de l'ABERME. Les normes AFSEC devraient en principe introduire des simplifications par rapport aux normes qui s'appliquent au réseau interconnecté. Ce travail normatif doit se faire en concertation avec les professionnels, notamment tous ceux qui interviennent déjà sur les petits réseaux indépendants, et ceux qui commercialisent les systèmes photovoltaïques individuels (le guide de l'AFSEC distingue en principe les niveaux de tensions et les technologies).

Le travail de normalisation lié au système EHR devra également associer le secteur privé afin de dégager un consensus sur les critères minima à respecter pour la préparation des dossiers d'appel d'offres. Là encore, l'ANM apportera sa contribution pour préparer les règlements techniques basés sur ces critères à minima, qui seront imposables dans tout projet de réalisation EHR.

Cette agence donnera son avis sur le code de conduite que pourrait développer les professionnels à la recherche d'un label qualité.

En coopération avec les associations de professionnels, des organismes de formation professionnelle et l'ANM, il serait envisagé de développer des curricula techniques répondant à la demande de techniciens et de gestionnaire de système d'EnR. Les procédures de certification de ces métiers mettront à contribution l'ANM.

## Annexe 8.3: Qualité des normes de service pour les systèmes électriques hors réseau –Cadre de l'Assurance Qualité (CAQ - QAF)

### Qualité de l'énergie (Courant alternatif CA)

Les paramètres spécifiques pour chacune des conditions de qualité d'un service électrique en courant alternatif (CA) sont présentés dans cette section.

#### 1. Déséquilibre de tension

Dans un système triphasé, le déséquilibre de tension a lieu lorsque les valeurs de tensions entre phases ou ligne diffèrent d'une phase à l'autre ou que les angles de phase diffèrent des conditions de gestion équilibrée, ou les deux à la fois. Ceci est généralement dû à des charges monophasées réparties inégalement parmi les trois phases. Le déséquilibre de tension est l'écart maximal par rapport à la moyenne de la tension et est exprimé en pourcentage. Le déséquilibre de tension n'a lieu que dans les systèmes triphasés, et pas dans les systèmes monophasés ou à courant continu.

Une cause habituelle de déséquilibre de tension se produit lorsqu'un fusible coupe l'une des charges monophasées sur un circuit triphasé. Étant donné que la plupart des villages éloignés ne nécessitent qu'un service monophasé, les générateurs triphasés enverront souvent un service monophasé sur trois départs. Le déséquilibre de tension se produira lorsque ces charges de chaque départ sont très différentes.

Pour le Bénin la plupart des réseaux BT des systèmes d'une taille compatible avec un raccordement au réseau seront en câble torsadé triphasé, toutefois avec des sections appropriées pour réduire les coûts. Pour les micro-réseaux il est préconisé de développer une distribution monophasée

Le tableau A8.1 fournit la valeur maximale autorisée du déséquilibre de tension recommandé pour chaque niveau de service.

**Tableau A8.1: Niveaux de service pour le pourcentage de déséquilibre de tension**

Niveau de Service	Limites déséquilibre de tension
Bas	<10%
Standard	<5%
Elevé	<2%

#### 2. Surtension Transitoire

Les surtensions transitoires dans les réseaux de distribution électrique résultent des effets de la foudre ou d'opérations de commutation sur le réseau, telles que les batteries de condensateurs. Les surtensions transitoires peuvent être classées comme impulsives ou oscillatoires. Les surtensions transitoires peuvent endommager les équipements, ce qui peut entraîner une perte de production. Les équipements affectés par une surtension transitoire sont les appareils électroniques, les instruments de mesure et l'isolation du bobinage des transformateurs ou des moteurs. Les dispositifs de protection contre la foudre et les absorbeurs de surtension peuvent être installés le long des lignes de distribution ou des maisons pour limiter les dégâts potentiels de surtensions transitoires impulsives (voir tableau A8.2)

**Tableau A8.2: Protection contre les transitoires pour différents niveaux de service**

Niveau de Service	Qualité
Base	Pas de protection
Standard	Protection contre la surtension
Élevé	Protection contre la surtension

### 3. Les variations de tension de courte durée

Les variations de tension de courte durée englobent les écarts de drmc<sup>7</sup> aux fréquences de puissance pendant moins d'une minute et sont causées par des conditions de défaut, liées à l'alimentation de grandes charges nécessitant des courants de démarrage élevés ou des intermittentes pertes de connexion dans un câblage électrique. En fonction de la localisation des pannes et des conditions du système, le défaut peut provoquer des chutes de tension temporaires (affaissement de la tension), des augmentations de tension ou une perte complète de tension (interruptions). La cause de défaut peut être proche ou éloignée du point où la variation se manifeste. Dans chaque cas, l'impact sur la tension pendant l'état de défaut est une variation de courte durée jusqu'à ce que les dispositifs de protection entre en fonction pour effacer le défaut.

La panne peut provoquer un affaissement, un gonflement ou une interruption en fonction de l'intensité, de l'emplacement et de la durée du défaut:

- Un affaissement est une diminution de la tension entre 0,1 et 0,9 pour cent nominal par unité (pu) en drmc de tension ou intensité à la fréquence de puissance pour des durées de 0,5 cycle à 1 minute.
- Un gonflement est une augmentation de la tension de 1,1 pu à 1,8 pu, de 0,5 cycle à 1 minute.
- Une interruption est une tension <0.1 pu pour <1 minute.

Le tableau A8.3 énumère le nombre de variations de courte durée par période recommandée dans chaque niveau de service.

**Table A8.3: Nombre de variations de tension de courte durée par niveau de service**

Niveau de service	Qualité
Bas	<5/ jour
Standard	<1/ jour
Élevé	<1/semaine

### 4. Variations de longues durées

Les variations de longue durée englobent les écarts de drmc de fréquences de puissance de plus d'une (1) minute. La norme ANSI C84.1 spécifie les tolérances de tension à l'état stationnaire escomptées sur un système d'alimentation. Une variation de tension est considérée comme de longue durée lorsque les limites ANSI sont dépassées pendant plus d'une (1) minute. Les variations de longue durée peuvent être des surtensions ou des sous tensions. Les surtensions et les sous-tensions ne sont généralement pas les résultats

---

<sup>7</sup> **dévi**ation de la racine de la moyenne des carrés

des pannes du système, mais sont causés par des variations de charge sur le système et les opérations de commutation de système.

Le résumé des paramètres de variation de longue durée est:

- Surtensions: Déviation RMC de tension CA  $> 1,1$  pu pendant plus d'une minute (augmentation de la tension CA comme DRMC de plus de 110% de la tension nominale pendant plus d'une minute)
- Sous-tension: Déviation RMC de tension CA  $< 0,9$  pu pour plus de 1 minute (une diminution de la tension CA comme DRMC à moins de 90% de la tension nominale pendant plus d'une minute)
- Interruption prolongée: tension  $< 0.1$  pu pour plus d'une minute (la tension d'alimentation a été nulle pour une durée supérieure à 1 minute).

Le tableau A8.4 répertorie le nombre de variations de durée à long terme par période recommandée dans chaque niveau de service.

**Tableau A8.4: Nombre acceptable de variations de service de longue durée par niveau de service**

Niveau de Service	Qualité
Bas	$< 10$ /jour
Standard	$< 5$ / jour
Élevé	$< 1$ / jour

## 5. Variations de Fréquence

L'écart de la fréquence d'alimentation du système d'alimentation par rapport à la valeur nominale spécifiée est directement lié à la vitesse de rotation des générateurs, par exemple dans le cas de petites centrales hydroélectriques. La variation de fréquence est un problème plus fréquent dans un système avec une forte contribution de sources de production variable et se produit souvent dans un système isolé. Les principales causes des variations de fréquence sont les défauts importants sur le système de transmission, une perte d'une charge ou d'une source de production importante.

Le tableau A8.5 décrit la gamme de fréquence acceptable pour un niveau de service donné.

**Tableau A8.5: Gamme de fréquence acceptable pour le niveau de service.**

Niveau de Service	Qualité
Bas	$48 \text{ Hz} < f < 52 \text{ Hz}$
Standard	$49 \text{ Hz} < f < 51 \text{ Hz}$
Élevé	$49.5 \text{ Hz} < f < 50.5 \text{ Hz}$

**Tableau A8.6: Exemple de formulaire d'enregistrement de perturbation de client.**

<b>Nature de la perturbation</b>	
Date:	
Heure:	
Adresse:	
Nature de la perturbation	.
<b>Rétablissement</b>	
Période de rétablissement:	
Equipements fonctionnels après rétablissement:	.
<b>Équipements affectés par la perturbation</b>	
Fabricant du type d'équipement:	.
Évaluation de l'équipement:	.

Basé sur les standards 1159-2009 de l'IEEE: *Pratique recommandée par l'IEEE pour la surveillance de la qualité de l'énergie électrique*

**Tableau A8.7: Exemple de formulaire d'enregistrement technique**

<b>Qualité de l'alimentation</b>	
Campagnes de relevés de tension pour petit système	
Contrôle étendu de la qualité de l'énergie pour les systèmes plus importants	
Contribution de l'énergie renouvelable (kWh)	
<b>Coût</b>	
Production d'énergie (kWh)/vente d'énergie (FCFA/kWh)	
<b>Disponibilité de l'énergie</b>	
Durée du service journalier	.
Nombre d'heures d'alimentation en électricité par jour	.
Pourcentage du no de jours de service en dessous de la valeur contractuelle	
Pourcentage de no de jours de service au-delà de la valeur contractuelle	.
Nombre moyen d'heures de service fourni pendant la journée (6 h / 18h)	
Nombre moyen d'heures de service offertes pendant la soirée (18h/12h)	.
<b>Efficacité</b>	
Pertes du système (ventes d'énergie (kWh) / production d'énergie (kWh))	
Efficacité du système (kWh/l) pour la production thermique, kWh produit/kWh injecté sur le réseau ou vendu	
Efficacité du système diesel	
<b>Pannes de courant non planifiées (ajustées pour tenir compte des heures moyennes de service par jour)</b>	
Nombre d'incidents de service non planifiés	
Index d'interruption de fréquence moyen du système (SAIFI)	
Index de durée d'interruption moyen du système (SAIDI <sub>xx</sub> )	



<b>Coupages de courant planifiées (ajustées pour tenir compte des heures moyennes de service par jour)</b>	
Nombre d'événements de service planifiés	
Index planifié d'interruption de fréquences moyen du système (P-SAIFI)	.
Index planifié de la durée d'interruption moyenne du système (P-SAIDI <sub>xx</sub> )	.
<b>Exploitation, maintenance et sécurité</b>	
Nombre d'activités O & M avec une courte description de l'activité et une analyse de la cause à effet.	.
Nombre d'événements/activités en relation avec la sécurité des travailleurs ou la sécurité publique avec une courte description de l'événement et une analyse de la cause à effet.	

**Tableau A8.8: Exemple du Formulaire d'Enregistrement du Commerce**

	Jan-Mars	Avril-Juin	Juillet-Sept	Oct-Déc
Clients par secteur (résidentiel, gouvernemental, commercial)				
• Nouveaux abonnés connectés				
• Abonnés débranchés				
• No total d'abonnés opérationnel				
• No de branchements en cascade				
Taux de collecte des paiements				
• % des abonnés effectifs réglant leur facture par niveau de service				
• % des abonnés ayant plus de 6 mois de retard par niveau de service				
Interruptions totales du service				
• Fournisseur d'énergie				
• Tempête extrême				
• Pré-arrangé				
• Tous les autres				
Nombre et nature des appels et des plaintes relatifs au service				
Problèmes de sécurité et accidents du travail				
Nombre total des clients				
Total de kWh vendu				
Total de kWh produit				
Coût de production et de distribution (y compris le carburant pour hybride) FCFA				
Autres coûts (assistance du siège, consommable, transport, spécifier)				
Revenus par secteur (domestiques, institutions communales, commercial, eau) FCFA				
Tarif ou structure tarifaire				
Production annuelle d'électricité au cours de l'année civile (du 1er janvier au 31 décembre)				
Vente annuelle d'électricité au cours de l'année civile (du 1er janvier au 31 décembre)				

## **ANNEXE 9 : GENRE ET INCLUSION SOCIALE DANS L'ÉLECTRIFICATION HORS-RESEAU**

### **SOMMAIRE**

#### **Page**

<b>A9.1: Lettre d'engagement sur l'égalité entre les sexes et l'inclusion sociale .....</b>	<b>1</b>
<b>A9.2 : Evaluation rapide du genre et de l'inclusion sociale .....</b>	<b>2</b>
<b>A9.3 : Indicateurs genre et inclusion sociale à inclure dans le plan de suivi-évaluation d'un projet EHR.....</b>	<b>6</b>
<b>A9.4: Exemples d'actions genre et inclusion sociale dans l'électrification hors-réseau .....</b>	<b>7</b>

## A9.1: Lettre d'engagement sur l'égalité entre les sexes et l'inclusion sociale

Je soussigné(e), [prénom, nom de famille], développeur / opérateur de système d'électrification hors réseau installé à [nom de la localité, commune, département], m'engage à promouvoir l'égalité entre les sexes et l'inclusion sociale dans la conduite de mon projet. Plus précisément, je m'engage à :

1. Mettre en place un mécanisme (invitation, participation, ...) pour inclure les femmes et les personnes marginalisées dans tout programme d'information, de formation et de consultation publique en faveur de la population ;
2. Faire l'effort de recueillir les besoins différenciés en électricité des hommes, des femmes et des personnes marginalisées ;
3. Offrir, dans la mesure du possible, des services qui prennent en charge, les différents besoins en électricité des hommes, des femmes et des personnes marginalisées ;
4. A compétences égales, prioriser la candidature féminine et des personnes marginalisées dans le recrutement de mon personnel pendant l'installation et l'exploitation de mon système aussi bien pour la main d'œuvre qualifiée que non qualifiée ;
5. Mener des séances de CEI/CCC périodiques sur les IST/VIH/Sida, le harcèlement et les violences sexistes ;
6. Sous-traiter autant que possible avec les femmes entrepreneures ou les groupes de personnes vulnérables

Signé

[Signature du développeur/opérateur]

Date

[date de signature]

## A9.2 : Evaluation rapide du genre et de l'inclusion sociale

### I. Identification du site de mise en œuvre du programme/projet

Nom du département :	
Nom de la commune	
Nom de l'arrondissement	
Nom du village ou de la ville :	
Nom et contact du 1 <sup>er</sup> responsable de la zone	
Nom, titre, fonction et références de la personne chargée de remplir le présent formulaire :	
Date :	Signature :

### II. Evaluation

Libellé	Réponse	Observations
<b>Information Générale</b>		
Nombre d'hommes		
Nombre de femmes		
Nombre de jeunes		
Y-a-t-il une association de personnes handicapées ?	Oui/non	
Y-a-t-il des peuples allochtones ?	Oui/non	
Y-a-t-il une minorité ethnique ?	Oui/non	
Y-a-t-il une minorité religieuse ?	Oui/non	
<b>Consultation publique</b>		
Est-ce-que les populations dans la zone d'intervention ont été informées du projet ?	Oui/non	
Comment ont-elles été informées ?	Réunion publique Annonce radio Crieur public Circulaire Autre	
Est-ce-que les femmes ont été informées ?	Oui/ non Si oui, comment	
Est-ce-que les associations de personnes handicapées a été informées ?	Oui/ non Si oui, comment	
Est-ce-que les peuples allochtones ont été informés ?	Oui/ non Si oui, comment	

Est-ce-que tous les groupes ethniques ont été informés ?	Oui/ non Si oui, comment	
Est-ce-que tous les groupes religieux ont été informés ?	Oui/ non Si oui, comment	
Si une réunion publique a été tenue, combien de personnes y ont assisté ?		
Dont nombre d'hommes		
Dont nombre de femmes		
Dont membres des associations des personnes handicapées		
<b>Activité économique</b>		
Quelle est l'activité économique principale des hommes	Agriculture Elevage Pêche Commerce Transformation agricole Autre (préciser)	
Quelle est l'activité économique principale des femmes	Agriculture Elevage Pêche Commerce Transformation agricole Autre (préciser)	
Y-a-t-il une activité économique qui profitera plus de l'électricité que les autres	Oui/ non	
Qui domine cette activité	Hommes/ Femmes	
<b>Participation au projet</b>		
Le projet, prévoit-il de créer des emplois dans la zone d'intervention	Oui/non	
Y-aura-t-il des opportunités d'emploi pour les hommes	Oui/non Si oui, lesquels	
Y-aura-t-il des opportunités d'emploi pour les femmes	Oui/non Si oui, lesquels	
Y-aura-t-il des opportunités d'emploi pour les personnes handicapées	Oui/ non Si oui lesquels	
Est-ce-que les populations allochtones, les minorités religieuses et les	Oui/non	

minorités ethniques auront les mêmes chances de recrutement que les autres populations ?		
Un comité de gestion villageois sera-t-il formé à l'issu de ce projet ?	Oui/non	
Combien d'hommes comptez-vous avoir dans le comité ?		
Combien de femmes comptez-vous avoir dans le comité ?		
Combien de personnes handicapées comptez-vous avoir dans le comité ?		
Est-ce-que les personnes allochtones, les minorités religieuses et les minorités ethniques auront les mêmes chances pour servir dans le comité de gestion que les autres ?	Oui/non	
<b>Utilisation domestique</b>		
Quelle est la priorité du nouveau service électrique pour les hommes	Eclairage Radio Télévision Réfrigération Autre	
Quelle est la priorité du nouveau service électrique pour les femmes	Eclairage Radio Télévision Réfrigération Autre	
Est-ce-que le service électrique satisfera les priorités des hommes et des femmes de manière égale	Oui/non	

### III. Propositions d'actions

- a. Quelles actions proposez-vous pour assurer que les hommes, les femmes et toutes les couches sociales sont informés sur le projet et ont l'opportunité d'être entendus ?

Action 1 :

Action 2 :

Action 3 :

b. Quelles actions proposez-vous pour que l'activité économique des hommes et des femmes bénéficie de manière égale au service électrique ?

Action 1 :

Action 2 :

Action 3 :

c. Quelles actions proposez-vous pour faire profiter les femmes et les groupes marginalisés des opportunités d'emplois temporaires ou permanents qui seront apportés par le projet ?

Action 1 :

Action 2 :

Action 3

d. Quelles actions proposez-vous pour satisfaire les priorités en électricité des hommes et des femmes au sein du ménage ?

Action 1 :

Action 2 :

Action 3 :



### **A9.3 : Indicateurs genre et inclusion sociale à inclure dans le plan de suivi-évaluation d'un projet EHR**

#### **Pour suivi de la Lettre d'Engagement (applicable à la Catégorie EHR 2)**

1. Pourcentage de femmes ayant assisté aux réunions d'information
2. Pourcentage de personnes handicapées ayant assisté aux réunions d'information
3. Pourcentage de personnes appartenant à des groupes marginalisés (selon le contexte de la localité) ayant participé aux réunions d'information
4. Pourcentage de femmes employées durant la phase de construction
5. Pourcentage de femmes employées durant la phase d'exploitation
6. Pourcentage de personnes handicapées employées durant la phase de construction
7. Pourcentage de personnes handicapées employées durant la phase d'exploitation
8. Pourcentage de personnes appartenant à des groupes marginalisés (selon le contexte de la localité) employées durant la phase d'exploitation
9. Pourcentage de femmes ayant participé aux sessions de formation pour la maintenance, le service après-vente, etc.
10. Pourcentage de personnes handicapées participé aux sessions de formation pour la maintenance, le service après-vente, etc.
11. Pourcentage de personnes appartenant à des groupes marginalisés (selon le contexte de la localité) ayant participé aux sessions de formation pour la maintenance, le service après-vente, etc.

#### **Pour le suivi de l'Evaluation Rapide Genre et Inclusion Sociale (Applicable aux Catégories 3 et 4)**

Inclure les indicateurs de 1 à 11 ci-dessus en plus des suivants :

1. Pourcentage de ménages dirigés par des femmes électrifiés
2. Nombre d'utilisateurs productifs hommes
3. Nombre d'utilisateurs productif femmes
4. Nombre d'hommes dans le comité de gestion villageois
5. Nombre de femmes dans le comité de gestion villageois
6. Nombre de personnes handicapées dans le comité de gestion villageois
7. Nombre de personnes appartenant aux groupes marginalisés (selon le contexte de la localité) dans le comité de gestion villageois

## A9.4: Exemples d'actions genre et inclusion sociale dans l'électrification hors-réseau

Cet outil est fourni à titre de référence pour aider les promoteurs et les agences gouvernementales à formuler des actions sensibles au genre et à l'inclusion sociale dans les projets d'EHR.

### Bien-être

Objectifs genre et inclusion sociale	Résultats escomptés	Activités
Éliminer l'écart entre les taux de branchement des ménages dirigés par des hommes et des ménages dirigés par les femmes et entre les groupes marginalisés et les autres groupes	Taux de branchement comparable	<ul style="list-style-type: none"> <li>- une sensibilisation et commercialisation des options et avantages d'électrification sensibles au genre et à l'inclusion sociale</li> <li>- Tarifs sociaux, coûts de branchement sociaux (sur éligibilité)</li> <li>- Financement des coûts de branchement</li> <li>- Levée des barrières juridiques qui pourraient empêcher les femmes à avoir un branchement à leur nom</li> <li>- Adresser les lacunes en matière d'alphabétisation qui pourraient limiter la communication, la compréhension des contrats et de la facturation</li> </ul>
Éliminer l'écart de consommation d'électricité entre les ménages dirigés par des hommes et les ménages dirigés par des femmes et entre les groupes marginalisés et les autres groupes	Taux de consommation par personne comparable dans les différents ménages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarifs sociaux (sur éligibilité)</li> <li>- Facturation / paiements par petites tranches et de manière plus fréquente</li> </ul>
Réduire la pénibilité des travaux domestiques et le manque de temps	L'électricité utilisée pour supplanter le travail domestique / non rémunéré	Promotion de l'éclairage dans la cuisine, de la technique de meulage, du pompage d'eau, de la réfrigération, des TIC, etc.

<b>Objectifs genre et inclusion sociale</b>	<b>Résultats escomptés</b>	<b>Activités</b>
Réduction de la violence sexiste	Les rues rendues plus sécurisantes pour les femmes la nuit	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Installation de lampadaires dans des lieux déterminés par la communauté</li> <li>- Dresser un budget pour le fonctionnement de l'éclairage public</li> <li>- Avoir un plan de maintenance des lampadaires dans le temps</li> </ul>
Renforcement des infrastructures et des services communautaires importants pour les femmes, les hommes et les groupes marginalisés	Les priorités de développement communautaire des hommes, des femmes et de tous les groupes sociaux sont équilibrées	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Electrification des garderies, des écoles, des cliniques, des bureaux décentralisés, etc.</li> <li>- Accessibilité des infrastructures communautaires</li> <li>- Budget/ plan / revenus pour l'infrastructure communautaire</li> <li>- Plan de maintenance à long terme</li> </ul>
Éliminer les différences entre les sexes dans les procédures d'expropriation et de compensation	Tous les individus reçoivent un traitement égal et une indemnisation équitable pour la perte de terres, d'emprise, d'accès aux ressources naturelles, etc. en raison de l'électrification	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendre les procédures d'expropriation et d'indemnisation complètement transparentes</li> <li>-Collecter des données désagrégées par sexe pour le suivi des résultats du projet</li> <li>--Mener des campagnes d'information ciblées par le sexe expliquant les droits et les processus administratifs</li> <li>-Retirer tout obstacle juridique à une juste indemnisation des femmes</li> <li>-Donner une assistance juridique / administrative aux particuliers</li> </ul>

## Productivité

Objectifs genre et inclusion sociale	Résultats escomptés	Activités
Éliminer l'écart entre les sexes dans l'utilisation commerciale de l'électricité	Les entreprises appartenant à des hommes et celles appartenant à des femmes élargissent leurs services et / ou augmentent leur production grâce à l'électrification	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marketing/ promotion des opportunités et avantages d'électrification, sensible au genre</li> <li>- Inclusion des entreprises à domicile dans la portée du projet</li> <li>- Tarifs sociaux (sur éligibilité)</li> <li>- La levée des barrières juridiques qui empêchent les femmes de mettre les branchements à leur nom ou de faire des emprunts à leur nom.</li> <li>- disponibilité de financement pour les branchements et l'achat d'appareils (congélateurs, équipement de salon, cybercafés, machines à coudre, soudure, etc.)</li> <li>- Renforcement des capacités pour l'utilisation productive de l'électricité</li> </ul>
Les hommes, les femmes et les personnes marginalisées se créent une activité ou développent leur activité	Les entreprises appartenant à des hommes et celles appartenant à des femmes se créent pour profiter des nouvelles opportunités offertes par l'électrification (utilisation productive)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marketing/ promotion des opportunités et avantages d'électrification, sensible au genre</li> <li>- Inclusion des entreprises domiciliées dans la zone de portée du projet</li> <li>- Aide au développement de l'entreprise et promotion de la technologie</li> <li>- Financement entreprise et financement client</li> <li>- La levée des barrières juridiques qui empêchent les femmes de mettre les</li> </ul>

		branchements à leur nom ou de faire des emprunts à leur nom.
Augmenter le nombre d'individus impliqués dans la vente, l'installation et le maintien d'équipements électriques	Un nombre égal d'hommes et de femmes, et plus de personnes marginalisées qui entrent dans le secteur	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Recrutement ouvert aux hommes, aux femmes et aux personnes marginalisées</li> <li>- Formation technique et professionnelle pour les hommes, les femmes et les personnes marginalisées (ingénierie, service à la clientèle, entrepreneuriat, etc.)</li> <li>- Congés de maternité/paternité et facilitation de la garderie pour les stagiaires et les embauchés</li> <li>- Accessibilité du lieu de travail aux personnes à mobilité réduite</li> <li>- Toilettes séparées pour homme et femme</li> <li>- toilettes accessibles aux personnes à mobilité réduite</li> <li>- Adoption d'un langage non-sexiste dans les politiques et les communications de l'entreprise</li> </ul>
Les secteurs économiques dominés par les hommes et ceux dominés les femmes bénéficient de l'électrification	Amélioration de l'infrastructure commune utilisée par les hommes et les femmes pour la production et le commerce	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Promotion d'une action collective pour les coopératives industrielles / commerciales et les gouvernements locaux</li> <li>- Systèmes d'éclairage des marchés</li> <li>- Usines de réfrigération, usines de glace</li> <li>- Usines communautaires</li> <li>- Récupération de déchets par lots (fumier, résidus verts) pour alimenter l'électrification</li> </ul>

		- Support pour les conseils d'administration des ressources hydrauliques dans l'équité du genre (en cas d'hydroélectricité)
--	--	---

## Empowerment

<b>Objectifs genre et inclusion sociale</b>	<b>Résultats escomptés</b>	<b>Activités</b>
Les hommes, les femmes et les personnes marginalisées dans la communauté ont leur mot à dire, de manière égale, sur le développement du projet	L'opinion des hommes, des femmes et les groupes marginalisés sur les questions importantes est sollicitée et prise en considération.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Outils de consultation participative utilisés dans les étapes de faisabilité et de conception</li> <li>- Les comités de gestion communautaire sont équilibrés en hommes/femmes et personne marginalisées.</li> </ul>
Les femmes, les hommes et les groupes marginalisés participent pleinement à la communauté	L'électrification augmente l'alphabétisation des femmes et des personnes marginalisées, la fréquentation scolaire des filles, le temps de loisir des femmes, les entreprises féminines ; La participation au projet encourage les femmes et les personnes marginalisées à jouer un rôle public plus actif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Promouvoir des messages d'empowerment</li> <li>- Création de groupes de soutien / aide personnelle et relations de mentorat</li> </ul>

## Efficacité organisationnelle

<b>Objectifs genre et inclusion sociale</b>	<b>Résultats escomptés</b>	<b>Activités</b>
La prise en compte du genre et de l'équilibre social dans la main-d'œuvre projet / entreprise	Les hommes, les femmes et les personnes marginalisées ont été recrutés, formés, soutenus, payés, retenus et promus de manière égale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diffusion d'offres d'emploi et recrutement sensible au genre et à l'inclusion sociale</li> <li>- Opportunités de stages, d'apprentissage par la pratique (mettre moins l'accent sur les qualifications formelles)</li> <li>- Réseaux de soutien par les pairs féminins et mentorat</li> <li>- Collecte des données désagrégées par sexe sur l'embauche, les salaires, la rétention</li> <li>- Etablissement de quotas, le cas échéant</li> <li>- Diversité, discrimination positive</li> </ul>
La prise en compte du genre et de l'équilibre social dans la prise de décision et la gouvernance des projets / entreprises	Les hommes, les femmes et les personnes marginalisées participent à la fois à la gouvernance et à la gestion des efforts d'électrification	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diffusion d'information sensible au genre et à l'inclusion sociale</li> <li>- Etablissement de quota, le cas échéant</li> <li>- Diversité, discrimination positive</li> </ul>

## ANNEXE 10 : LES QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES LIEES AUX EHR

### A10.1: Modèle pour une étude d'impact environnementale et sociale simplifiée

Une déclaration d'impact sur l'environnement devrait intégrer, mais sans s'y limiter, les informations suivantes.

1. Le projet et les activités qu'il est susceptible de générer;
2. L'emplacement proposé du projet et les raisons pour rejeter les emplacements alternatifs;
3. Une description concise du cadre législatif et réglementaire national en matière d'environnement, des informations de référence et toute autre information pertinente relative au projet;
4. Les objectifs du projet;
5. La technologie, les procédures et les processus à utiliser, dans la mise en œuvre du projet; les matériaux à utiliser dans la construction et la mise en œuvre du projet;
6. Les produits et déchets générés par le projet;
7. Une description de l'environnement potentiellement affecté, y compris les informations spécifiques nécessaires pour identifier et évaluer les effets environnementaux du projet;
8. Les effets environnementaux du projet prévus, y compris les effets sociaux et culturels et les effets directs, indirects, cumulatifs, irréversibles, à court terme et à long terme;
9. Liste des autres technologies et des alternatives disponibles;
10. Analyse des alternatives, y compris le site du projet, la conception et les technologies et les raisons pour préférer le site, la conception et les technologies et processus proposés;
11. Un plan de gestion de l'environnement proposant des mesures pour éliminer, minimiser ou atténuer les effets néfastes sur l'environnement; Y compris le coût, le calendrier et la responsabilité de mise en œuvre des mesures;
12. Fournir un plan d'action pour la prévention et la gestion des accidents prévisibles et des activités dangereuses dans le cadre de la réalisation d'activités ou de grands projets industriels et autres projets de développement;
13. Les mesures visant à prévenir les dangers pour la santé et à assurer la sécurité dans le milieu de travail pour les employés et pour la gestion des situations d'urgence;
14. Une identification des lacunes dans les connaissances et les incertitudes qui ont été rencontrées dans la compilation de l'information;
15. Une analyse économique et sociale du projet;
16. Impacts positifs et comment les améliorer; et
17. Les questions que le conseil peut exiger.

La déclaration d'impact environnemental doit avoir le format suivant:

Page de Couverture:

- titre du projet proposé;
- emplacement du développement proposé;
- développeur;
- consultants principaux;
- adresse de contact et téléphone;



- date de soumission.
- Résumé exécutif;
- Accusé de réception;
- Sigles;
- Introduction;
- Contexte et description du projet;
- Cadre politique, administratif et juridique;
- Conditions de base ou existantes;
- Évaluation des impacts et identification des alternatives;
- Gestion des impacts ou mesures d'atténuation de l'environnement;
- Plan de gestion environnementale et sociale;
- Plan de surveillance environnementale et sociale;
- Évaluation des ressources ou analyse coûts-avantages ;
- Mise hors service;
- Résumé et conclusions
- Références;
- Annexes;

Le sommaire exécutif doit contenir les éléments suivants:

- i. titre et emplacement du projet ou de l'entreprise;
- ii. le nom du promoteur et le contact;
- iii. les noms et les adresses des experts ou des cabinets d'experts chargés de l'EIE;
- iv. Un bref aperçu et la justification du projet proposé ou de l'entreprise montrant-
  - une brève description de l'environnement du projet;
  - les parties prenantes et leur implication dans le processus d'EIE;
  - explication de la raison pour laquelle certains impacts ne sont pas abordés;
  - liste des développeurs, consultants, autorités locales de planification et autres personnes et organisations consultées;
  - résultats de la consultation publique ;
  - description des principaux impacts importants;
  - alternative envisagée;
  - recommandations et plans d'atténuation des impacts;
  - gestion environnementale et sociale;
  - la surveillance et l'audit proposés;
  - évaluation des ressources ou analyse coûts-avantages; Et le déclassement.

## Annexe 10.2 : Grille d'analyse environnementale et sociale, comme modèle de due diligence

### I. Identification du site de mise en œuvre du programme/projet

Nom du village ou de la ville :	
Nom de la commune ou de l'arrondissement	
Nom de la région ou du département :	
Nom, titre, fonction et références de la personne chargée de remplir le présent formulaire :	
Date :	Signature :

Coordonnées GPS : .....

Observations .....

.....

### II. Brève description de la zone d'influence du programme

2.1. Type de technologie envisagée : .....

2.2. Dimensions du programme / projet : .....

2.3. Superficie nécessaire pour les installations : .....

2.4. Taille approximative des installations : .....

2.5. Types et nombre d'ouvrages à construire : .....

.....

2.6. Mode de fonctionnement des ouvrages : .....

- voies d'accès : .....

- sites d'évacuation : .....

### III. Brève description du programme proposé

3.1. composantes du programme : .....

.....

.

.....

.

.....  
.  
3.2. Activités pertinentes :

.....  
.....  
.....

3.3. Infrastructures à construire:.....  
.....

**IV. Description de l'environnement initial**

4.1. Description des éléments du milieu naturel de la zone d'influence directe du site d'accueil :

- Type de sol :.....
- Topographie du terrain : .....
- situation de la pente : Pente faible (0 à 10%) Oui \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_  
Pente moyenne (10 à 25%) : Oui \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_  
Pente forte (25% et plus) : Oui \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_

4.2. Sensibilité du milieu :

- Cours d'eau proche : Oui : \_\_\_\_\_ / Non : \_\_\_\_\_
  - Zone aquacole ou piscicole proche :.....Oui : \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_
  - Proximité d'une activité touristique et/ou de loisir : .....Oui \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_
  - Période d'étiage importante et/ou fréquente : .....Oui : \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_
  - Plaintes liées à la zone ou dans ses environs : .....Oui : \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_
  - Site situé en zone inondable : .....Oui : \_\_\_\_\_ / Non \_\_\_\_\_
  - Forêts naturelles intactes Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_
  - Forêts riveraines Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_
  - Zones humides (lacs, rivières, zones inondées, etc.) Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_
  - Distance du site d'accueil par rapport aux zones humides les plus proches ?  
\_\_\_\_\_ km.....
- .....

- Habitats naturels pour lesquels une protection est requise par les lois nationales ou les accords internationaux Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

.....

- Autres zones ou aires sensibles situées dans la zone d'influence du programme  
Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

.....

.....

.....

#### 4.3. Emplacement du site

Situation	Réponse OUI/NON	Observations/commentaires
Y-a-t-il des obstacles à l'accessibilité du site ?		
Comment l'emplacement du site a-t-il été choisi ? les personnes concernées ont-elles été consultées ?		
Y-a-t-il des zones sensibles du point de vue environnemental (forêts, fleuves, zones humides, un monument naturel/historique, une zone d'héritage culturel)?		
S'agit-il d'un site sacré, d'un lieu de culte, un site archéologique ou un site touristique?		
Le site est-il situé dans une aire protégée, un parc national, une réserve naturelle, une forêt classée ou un bois sacré ?		
Le site est-il un espace cultivé ou une zone de production quelconque ? (préciser)		
L'emplacement du site affectera-t-il une zone sensible quelconque ?		
Le site est-il dans une propriété privée ?		

<b>Situation</b>	<b>Réponse OUI/NON</b>	<b>Observations/commentaires</b>
Est-ce que l'emplacement du site va entraîner un déplacement de personnes ou d'animaux d'éleveurs issus du site ?		
Est-ce que l'appropriation du site va entraîner une acquisition de terres et /ou nécessiter des terres qui sont la propriété d'un individu ou d'une famille ?		

#### 4.4. Etat (recensement) de la végétation sur le site

<b>Espèces végétales</b>	<b>Espèces protégées (Oui/Non) par un texte</b>	<b>Espèces usages multiples à</b>	<b>Espèces médicinales</b>
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			

#### 4.5. Analyse des zones sensibles et des écosystèmes fragiles

##### 4.5.1. *Écologie des rivières et des lacs*

Y-a-t-il une éventualité que, du fait de la mise en œuvre du programme, l'écologie des rivières ou des lacs soit affectée négativement ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.2. *Aires protégées et zones sensibles*

La zone d'influence du programme inclut-elle des aires protégées définies par le gouvernement ou les collectivités locales (parc national, réserve nationale, site protégé, patrimoine culturel, site sacré etc.) ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

Si les installations et infrastructures requises par le programme se trouvent en dehors d'une aire protégée (ou dans ses environs), sont-elles susceptibles d'affecter négativement l'écologie de l'aire protégée (exemple : interférence avec les couloirs de migration de mammifères ou d'oiseaux) ?  
Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.3. *Occupation des terres*

Sur base des activités envisagées dans le programme, est-il prévu de déplacer des populations et de les réinstaller sur d'autres sites ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

Sur base des activités envisagées dans le programme, est-il prévu d'exproprier des propriétaires de terres ou de biens ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.4. *Compensation ou acquisition des terres*

L'acquisition de terres ou la perte, le déni ou la restriction d'accès au terrain ou aux autres ressources économiques seront-ils le fait de la mise en œuvre du programme ?  
Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.5. *Perte de récoltes, arbres fruitiers, et infrastructures domestiques*

La mise en œuvre du programme provoquera-t-elle la perte permanente ou temporaire de récoltes, d'arbres fruitiers, ou de biens personnels ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.6. *Site historique, archéologique ou d'héritage culturel*

Sur base des sources disponibles, des consultations avec les autorités locales, les connaissances ou les observations locales, la mise en œuvre du programme pourrait-elle affecter des sites historiques, archéologiques ou d'héritage culturel ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

##### 4.5.7. *Paysage/esthétique*

Y-a-t-il des possibilités que la mise en œuvre du programme affecte négativement l'aspect esthétique du paysage local ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

#### 4.5.8. Santé, hygiène et sécurité

Y-a-t-il des possibilités que la mise en œuvre du programme génère des facteurs de risques pouvant affecter la santé, l'hygiène et la sécurité des populations riveraines ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

#### 4.5.9. Pollution sonore et émissions

Y-a-t-il des possibilités que la mise en œuvre du programme génère des nuisances sonores et des émissions susceptibles d'affecter la santé des populations riveraines ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

#### 4.5.10. Déchets solides ou liquides

Le programme va-t-il générer des déchets solides ou liquides ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

Si « oui », existe-t-il un plan de gestion, de collecte et d'évacuation des déchets ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

#### 4.5.11. Consultation du public

La consultation et la participation du public ont-elles été recherchées ? Oui \_\_\_\_\_ Non \_\_\_\_\_

Si « oui », décrire brièvement les mesures et les propositions formulées par les populations consultées.

**N.B.** : La GAES couplée avec les guides élaborés de la loi cadre va permettre de catégoriser les projets ou les programmes qui vont être assujettis à la procédure des évaluations environnementales conformément à la loi. Par exemple pour un site d'accueil donné, la procédure d'assujettissement est déclenchée systématiquement pour tout projet ou programme qui totalise plus de 10 % de « oui ». Une liste de contrôle environnemental serait élaborée pour mieux apprécier les résultats issus de l'analyse GAES et répondre ou apprécier l'efficacité des mesures d'atténuation proposées à l'élaboration du MCA – Bénin II.

## A10.3: Textes d'application pertinents de la loi cadre sur l'environnement et autres lois pertinentes pour l'environnement

Au nombre des textes d'application pertinents de la loi cadre sur l'environnement auxquels les projets EHR seront assujettis, on peut citer parmi d'autres, les décrets ci-après :

- **Le décret n°2001-110 du 04 avril 2001, fixant les normes de qualité de l'air en République du Bénin.** Il définit les normes de qualité de l'air ambiant, les normes de rejet des véhicules motorisés et les normes d'émission atmosphérique relative aux sources fixes (usines ou immeubles pourvus ou non de cheminées émettant des fumées ou des particules dans l'atmosphère) ;
- **Le décret n° 2001-109 du 04 avril 2001 portant sur les normes de qualité des eaux résiduaires.** Cette réglementation concerne les eaux usées industrielles et les eaux usées domestiques. Ainsi, tout rejet d'eaux usées industrielles dans un milieu récepteur doit être conforme aux exigences contenues dans le permis de déversement ;
- **Le décret n°2003-332 du 27 août 2003, portant gestion des déchets en République du Bénin.** Il a pour objectif de protéger l'environnement et la santé de l'homme de toute influence dommageable causée par les déchets. Il vise essentiellement à : prévenir ou réduire la production de déchets et leur nocivité, promouvoir la valorisation des déchets notamment par recyclage, réutilisation, récupération, utilisation comme source d'énergie, organiser l'élimination des déchets, limiter, surveiller et contrôler les transferts de déchets et assurer la remise en état des sites.
- **Le décret n°2003-330 du 27 août 2003 portant gestion des huiles usagées en République du Bénin.** Il fixe les modalités de collecte, de transport, de regroupement, de prétraitement, d'élimination ou de valorisation des huiles usagées. Il stipule en son article 6 que : "tout producteur ou distributeur d'huiles propres et tout producteur d'huiles usagées sont responsables de leur élimination". Selon l'article 7, "tout producteur ou tout détenteur est tenu, selon le cas, de stocker ses huiles usagées dans un conteneur approprié ou de les déposer dans les conteneurs sélectifs prévus à cet effet".
- **Le décret 2001-294 du 08 août 2001, portant réglementation des nuisances sonores en République du Bénin.** Il définit les valeurs et références nationales permettant d'apprécier le seuil au-delà duquel le bruit nuit à l'individu, sur toute l'étendue du territoire.
- **Le Décret n°2005-466 du 28 juillet 2005 fixant modalités de mise en œuvre de l'audit environnemental et de conformité environnementale en République du Bénin.** Cette procédure permet au Ministre en charge de l'environnement de veiller au respect des normes environnementales, d'exiger des mesures correctives et de prendre des sanctions en cas de non-respect délibéré ou de récidive. Il contribue au maintien de la conformité environnementale. Ce décret prescrit au moins un audit interne par an aux entreprises industrielles et un audit externe sous la responsabilité du ministère chargé de l'environnement.

**La loi n°91-004 du 11 février 1991 portant sur la réglementation phytosanitaire en République du Bénin:** ses dispositions concernent la protection sanitaire des végétaux et produits végétaux, par la prévention et la lutte contre les organismes nuisibles tant au moment de leur apparition qu'à leur propagation sur le territoire national, en vue de sauvegarder et de garantir un environnement satisfaisant, propice à un développement durable. Les pesticides sont des produits phytosanitaires parmi lesquels on peut rencontrer des polluants organiques persistants (POP). Cette loi interdit d'importer, de fabriquer, de conditionner ou de



reconditionner, de stocker, d'expérimenter, d'utiliser ou de mettre sur le marché, tout produit phytopharmaceutique non autorisé ou homologué. Au nombre des catégories de POP, on peut citer les produits dangereux comme les Polychlorobiphényles (PCB). En ratifiant la Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants (POP), le Bénin s'est engagé aux côtés de la communauté internationale dans la lutte pour l'élimination desdites substances. Les PCB sont des produits diélectriques anciennement utilisés dans les postes de transformation électrique. Un décret d'application de cette loi a été promulgué en la matière. Il s'agit du décret N° 91-13 du 24 janvier 1991 portant réglementation de l'importation des produits nocifs pour l'homme et la sécurité de l'Etat. L'agence en charge de la politique EHR devrait veiller à ne pas utiliser des PCB dans les nouveaux postes qui seront construits.

**La loi n°87-015 du 21 septembre 1987 portant sur le code de l'hygiène publique** de la République du Bénin : elle légifère sur les habitations, les nuisances sonores, l'eau, la pollution du milieu naturel, les installations industrielles, les plages, les établissements classés, la police sanitaire. Elle a été pendant longtemps peu vulgarisée jusqu'à l'avènement de la décentralisation (en 2003) qui a favorisé la promulgation de textes d'application par les maires.

**La loi n°2010-44 du 21 octobre 2010 portant sur la gestion de l'eau en République du Bénin**: elle régit la gestion intégrée des ressources en eau du point de vue quantitatif et qualitatif dans le but d'assurer une répartition équitable et une exploitation durable de la ressource disponible. Elle s'applique au projet dans le cadre des usages et de la protection des eaux de surface et souterraines.

**La loi n°93-009 du 02 juillet 1993 portant sur le régime des forêts en République du Bénin** : elle édicte les dispositions sur "la gestion, la protection, l'exploitation des forêts, le commerce et l'industrie des produits forestiers et connexes". Elle définit les différents types de régimes forestiers (domanial, privé, communautaire, classé), leur mode de gestion ainsi que des réserves de faune et des questions relatives à la chasse. Certaines dispositions liées à l'exploitation forestière et à la faune touchent le projet. En effet, la loi interdit tout défrichement de bois et broussailles de moins de 25 m le long des rives, des cours et plans d'eau. En outre, certains actes tels que l'abattage des arbres, l'émondage, l'ébranchage, la mutilation, etc. des espèces protégées et/ou plantées sont interdites, sauf autorisation de l'administration forestière. Pour la construction et l'entretien des emprises directes des projets EHR, il pourrait être amené à couper des espèces forestières.

Pour la mise en œuvre opérationnelle des différentes lois sur la protection de l'environnement, l'Etat béninois a promulgué une série de textes d'applications connexes utiles en eux-mêmes et complétant ceux spécifiques sur les EIE en vue de contrôler son environnement et de permettre aux générations actuelles de satisfaire leurs besoins en ressources sans compromettre ceux des générations futures. On dénombre plusieurs décrets et arrêtés qui sont en vigueur pour la protection de l'environnement et la nature (cf. en annexe la liste des textes en vigueur sur les secteurs de l'environnement et la protection de la nature).

## **ANNEXE 11 : CLAUSES SUPPLEMENTAIRES À AJOUTER AU CODE D'ÉLECTRICITÉ DU BENIN EN CAS D'AMENDEMENT**

- 1) Nous suggérons d'ajouter les définitions suivantes dans le code d'électricité du Bénin
  - Système d'électrification hors réseau (mini ou micro réseaux alimenté par une production d'énergies renouvelables hybridée, parc de kits solaires et de pico centrales destinés à la fourniture d'un service électrique réglementé
  - Régime de l'autorisation et contrat d'autorisation pour les systèmes d'une capacité cumulée strictement inférieure à 500 kVA
  - Régime de la concession d'électrification hors réseau et convention de concession pour les systèmes d'une capacité cumulée supérieur ou égale à 500 kVA
  - Licence d'exploitation de systèmes d'électrification hors réseau
  - Société de service électrique distribué
  - Importateurs/vendeurs/installateurs d'équipements pico solaires subventionnés
  
- 2) Nous suggérons que dans la « SECTION II, OPERATEURS DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ET MODALITES D'INTERVENTION » les producteurs et distributeurs d'électricité hors réseau comme une activité intégrée de service public, les sociétés de services électriques distribués ainsi que les importateurs/vendeurs/installateurs de matériels pico solaires bénéficiant d'une facilitation de marché soient considérés comme des opérateurs dans le secteur de l'énergie électrique au Bénin.

### **SECTION II**

#### **OPERATEURS DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ET MODALITES D'INTERVENTION**

Article 13: Opérateurs dans le secteur de l'énergie électrique

Les principaux opérateurs dans le secteur de l'énergie électrique sont:

- les producteurs ;
- les producteurs indépendants ;
- les auto-producteurs ;
- les transporteurs ;
- les distributeurs ;
- et les importateurs.
- les producteurs/distributeurs d'électricité hors réseau, sous lesquels on trouve les sociétés de services électriques décentralisés établis dans un but de service public, c'est-à-dire vendre de l'énergie électrique ou un service électrique à un consommateur final. Ils ne sont ni producteurs indépendants ni auto-producteurs.
- les importateurs/vendeurs/installateurs de matériels pico solaires, bénéficiant d'une facilitation de marché pour intervenir sur des segments bien déterminés de mise en œuvre de la politique. Leur activité est de nature assimilable au service public,

3) Un chapitre supplémentaire devrait être ajouté au code :

## **CHAPITRE..... : DISPOSITIONS GENERALES POUR LES PRODUCTEURS – DISTRIBUTEURS D'ELECTRICITE HORS RESEAU**

### **Champ d'application.**

#### **Article 1.**

Les présentes dispositions s'appliquent:

- à la production, à la distribution et la vente d'électricité hors réseau associée sur tout le territoire de la République du Bénin;
- à la fourniture de services électriques hors réseau produits à partir d'un parc de kits et pico centrales solaires installés chez le bénéficiaire
- à la vente d'équipements individuels ou collectifs/communautaires et installations électriques hors réseau, équipements et équipements électriques s'inscrivant dans le cadre d'actions appuyée par le gouvernement s'adressant aux zones d'habitat dispersé

### **Demande et obtention d'une Licence d'exploitation hors réseau sous le régime de la Concession ou de l'Autorisation**

#### **Article 2 : des régimes d'électrification hors réseau**

Nul ne doit installer ou exploiter un système d'électrification hors réseau pour la fourniture ou la vente d'électricité ou de service électrique hors réseau, à moins de détenir une licence d'exploitation de systèmes d'électrification hors réseau.

Cette licence d'exploitation EHR sera accordée par le Ministère en charge de l'Énergie ou l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maîtrise d'Énergie (ABERME) agissant en qualité d'Autorité Concédante sur la base d'un contrat d'Autorisation ou d'une convention de Concession négociée au préalable avec l'Autorité Concédante et après avoir reçu l'avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE).

Les régimes d'autorisation et concession sont définis par décret portant modalités de l'électrification hors réseau en République du Bénin.

#### **Article 3. des régimes applicables au secteur marchand**

Toute installation ou vente de systèmes photovoltaïques individuels ou collectifs ou de pico-centrales solaires, recevant une aide publique au financement ou tout autre incitation de marché du gouvernement ou de partenaires techniques et financiers, pour la fourniture d'électricité à une tierce personne, requiert un avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité du contrat liant l'importateur, le commerçant détaillant ou l'installateur agréé à l'ABERME, au Partenaire Technique et Financier ou à une Organisation Non-Gouvernementale.

## **Conditions de raccordement du système d'électrification hors réseau au réseau national**

### **Article 4. Du périmètre de la licence**

Tout titulaire d'une Licence d'exploitation d'un système d'électrification hors réseau doit développer son activité dans le périmètre géographique spécifié dans sa licence et conformément aux clauses du contrat d'autorisation de la Convention de concession préalablement établi avec l'Autorité Concédante.

### **Article 5. Des options envisageables pour un Titulaire de Licence hors réseau lors du raccordement au réseau national d'un autre concessionnaire**

Lorsqu'un système d'électrification hors réseau est ultérieurement raccordé au réseau national ou à celui d'un concessionnaire d'un réseau de distribution (CER), le titulaire de la licence peut accepter de :

- 1) continuer son activité en qualité de détenteur d'une Licence d'exploitation de système d'électrification en tant qu'enclave dans l'activité de la SBEE ou de la CER. A ce titre il pourra acheter de l'électricité à partir du réseau afin de compléter sa propre production à base d'énergies renouvelables à un tarif qui sera négocié avec la SBEE ou le concessionnaire d'un réseau de distribution et qui devra être approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité ;
- 2) conserver son activité de production d'énergie renouvelable et devenir un petit producteur indépendant d'énergie vendant de l'électricité à la SBEE ou aux CER et céder le réseau de distribution et sa gestion à la SBEE ou la CER. Dans ce cas, il pourra demander des compensations de la part de l'Autorité Concédante pour les investissements qu'il aura faits dans son réseau de distribution et qui ne sont pas amortis;
- 3) demander la résiliation de ses obligations et solliciter une indemnisation de l'Autorité Concédante. si le raccordement au réseau implique une détérioration irréversible de la gestion financière de son système d'électrification hors réseau.

### **Article 6. De la compensation**

La compensation visée à la sous-section (6 3) doit être fondée sur la valeur des actifs au moment du raccordement, y compris le niveau des subventions accordées lors de l'installation du système, mais également les manques-à-gagner sur une période de 5 ans.

Une comptabilité du patrimoine des systèmes d'électricité hors réseau doit être tenue par l'Autorité Concédante sur la base de renseignements fournis par l'Autorité.

### **Article 7. De l'arbitrage**

Lorsque les parties ne parviennent pas à s'accorder sur les conditions de la compensation, l'Autorité de régulation de l'électricité agit comme arbitre pour déterminer le niveau de compensation à verser.

# ANNEXE 12: MONITORING DES PROJETS D'ELECTRIFICATION HORS RESEAU

## SOMMAIRE

### Page

<b>A12.1 Logique de la composante 'Accès à l'électrification hors réseau.....</b>	<b>1</b>
<b>A12.2 Bénéficiaires.....</b>	<b>3</b>
<b>A12.3 Indicateurs de résultats.....</b>	<b>4</b>
<b>A12.4 Suivi-Evaluation .....</b>	<b>4</b>
A12.4.1 Cadrage du suivi évaluation .....	4
A12.4.2 Indicateurs proposés.....	5
A12.4.2 Enquêtes complémentaires.....	6

## A12.1 Logique de la composante 'Accès à l'électrification hors-réseau'

L'objectif général du projet 'Accès à l'EHR' est d'accroître l'accès à un service électrique de qualité des zones concernées par le développement d'opportunités d'entrepreneuriat privé ou public/privé assurant l'investissement, la fourniture d'équipements, l'exploitation et la maintenance du service électrique dans ces zones.

Il vise dans les zones hors-réseau:

- un accès accru à l'électricité pour les populations et les activités économiques ;
- un service électrique fiable pour des services publics cruciaux et pour les activités économiques ;
- une disponibilité étendue de l'énergie électrique disponible grâce aux activités d'efficacité et de maîtrise de la demande.

La logique du projet 'Accès à l'électrification hors réseau' est illustrée par la figure suivante. Elle intègre les activités de la composante 'environnement propice à l'électrification hors réseau' qui développe le cadre conceptuel et réglementaire de ce type d'électrification, la composante du fonds à coûts partagés pour les énergies propres (OCEF Off-grid Clean Energy Facility), et des éléments de la composante 'réformes et renforcement institutionnel pour ce qui est de l'efficacité énergétique'.

Le graphe de la figure 2 illustre en termes de logique comment la composante OCEF contribue à la fois à l'objectif d'accès (population et activités économiques), à la sécurisation de l'approvisionnement des infrastructures publiques essentielles et de certaines activités économiques, et comment elle contribue par une politique d'économie d'énergie à permettre que plus de bénéficiaires aient accès au service pour une quantité d'énergie donnée.

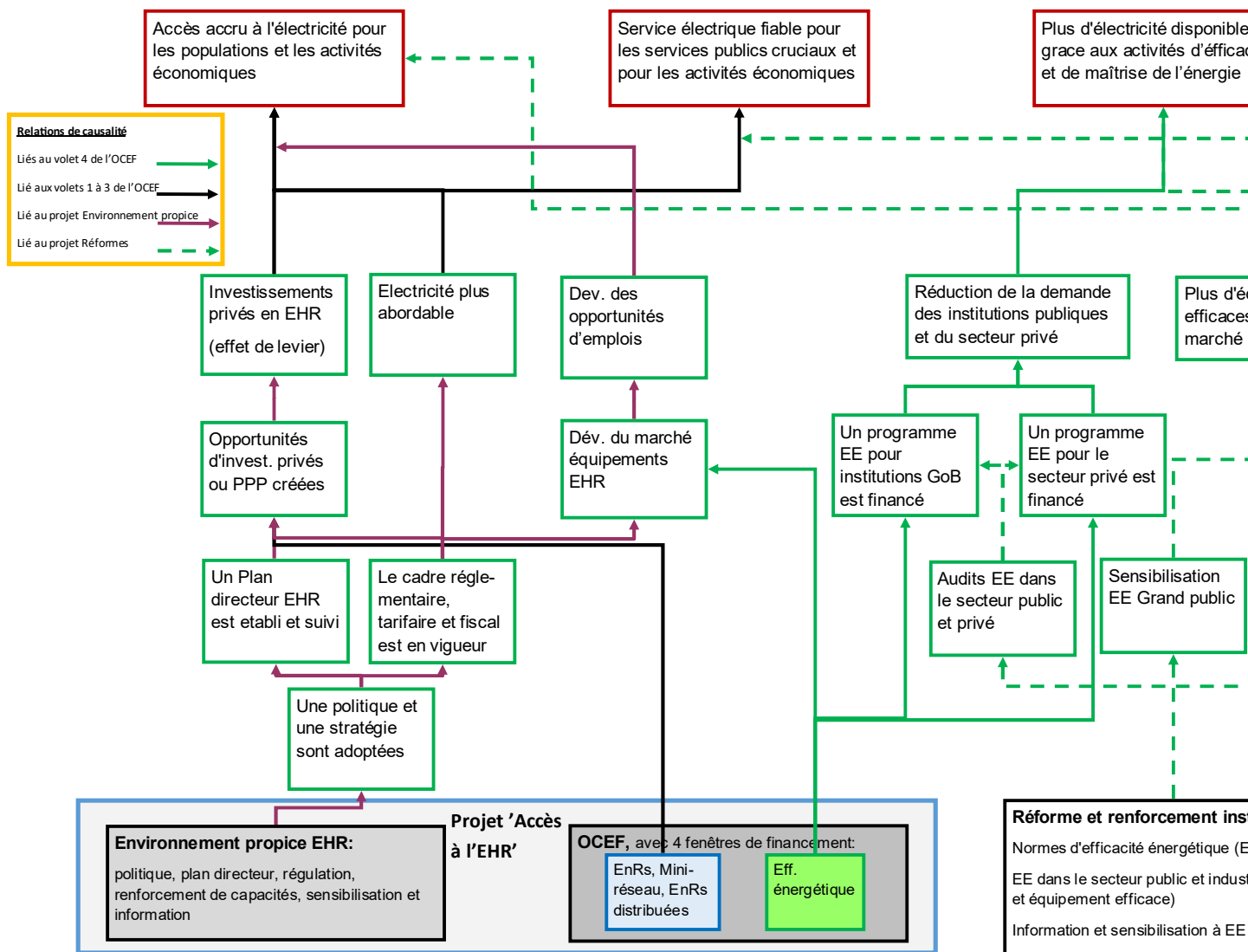


Figure A12.1 : Logique du projet 'Accès à l'EHR' prenant compte de l'efficacité énergétique

## A12.2 Bénéficiaires

**Les ménages**, qui devraient voir leurs dépenses énergétiques en éclairage diminuer en comparaison des achats de pétrole lampant, de piles et de bougies. Pour certains ménages, ce sera l'occasion de développer des activités économiques au sein du ménage tel que la production d'eau fraîche pour les jours de marché. Pour tous les ménages ayant des enfants, l'électricité facilitera le soin des petits la nuit, et la scolarité des élèves.

La **création d'adduction d'eau villageoise AEV** facilitera la tâche des femmes et libérera du temps pour elles-mêmes, leurs enfants ou pour des activités génératrices de revenus au sein du ménage ou au sein d'un groupement féminin. Ils créeront des emplois de gestion et d'entretien des forages équipés d'une pompe photovoltaïque.

Les **groupements féminins** pourront profiter de l'électricité pour diversifier ou améliorer les processus de production déjà en cours au sein de ce groupe. L'électricité favorisera également l'accès à l'alphabétisation pour tous et en particulier pour les groupements féminins, leur permettant de jouer un rôle plus affirmé dans leur communauté locale.

Les **collectivités territoriales** devraient à terme voir leur assiette fiscale augmenter, en raison du développement des activités économiques et des chaînes de valeur liées à l'électricité. Toutes les infrastructures communales cruciales au bon fonctionnement de la communauté (mairie, écoles, centre de santé, centre de loisirs, centre communautaire, églises et mosquées) seront en état de mieux remplir leur rôle grâce à l'accès à l'électricité. Elles contribueront donc à renforcer le bien-être des populations, la productivité et à terme participeront au renforcement général du savoir et des capacités des habitants.

Les **activités économiques et micro-entrepreneurs** (notamment ceux soutenus dans le cadre du programme de MCA-Benin II pour l'Entreprenariat Féminin dans le Secteur de l'Energie)<sup>8</sup>, se développeront en relation avec l'électrification de ces zones

Les **porteurs de projets** toucheront un retour sur leurs fonds propres qui devraient être supérieur à 10% (dynamique de l'investissement privé), et qui durant la période de construction et l'exploitation des systèmes d'approvisionnement énergétique créeront des emplois et du revenu.

Les **institutions bancaires et de micro-crédits**, qui verront l'opportunité de développer de nouveaux produits, soit dans la phase de financement des systèmes énergétiques, soit dans la phase d'exploitation par la collecte des redevances du service énergétique et pourront proposer aux abonnés des formules de crédit ou de microcrédits permettant une utilisation productive de l'électricité.

Le **secteur privé de la production, de la vente, de l'installation et de la maintenance d'équipements EnRs et équipements de haute efficacité** qui s'installera dans le sillage des activités de normalisation, de labellisation, de campagnes d'informations ciblées (secteur étatique et industriel) et grand public, contribuera à la réduction de la demande et indirectement à l'atteinte des objectifs spécifiques de l'accès, de fiabilisation de l'approvisionnement en électricité des institutions cruciales.

---

<sup>8</sup> Women energy entrepreneurship (WEE), MCC



### **Données permettant de suivre ces bénéficiaires**

Pour mieux cerner l'impact monétaire de l'électrification hors réseau sur les bénéficiaires identifiés, il sera nécessaire de créer une référence de la situation de ces bénéficiaires avant l'électrification. Pour cela 2 approches pourront être mises en œuvre :

- la première consistera à faire une analyse documentaire des données déjà disponibles, principalement celles produites par l'INSAE, et
- la seconde sera de proposer à tous les porteurs de projets dans le cadre de la facilité OCEF de réaliser une étude socio-économique succincte de la localité qui sera électrifiée et de son environnement.

Une analyse des études précédemment réalisées par l'INSAE auprès des ménages permettra de déterminer un certain nombre de ratios économiques sur le niveau de vie des ménages, leur niveau de revenu, sur le coût du service énergétique dans une situation sans et avec l'électricité, ainsi que sur la volonté qu'ont les ménages de payer pour un service donné.

### **A12.3 Indicateurs de résultats**

Pour ce qui est de l'accès, ces indicateurs seront d'ordre :

- i) statistique avec le nombre de localités électrifiées en EHR, le nombre de ménages alimentés, d'activités économiques, d'institutions publiques raccordées, et
- ii) économique comparant le coût du service par rapport aux coûts des dépenses évitées, et la création immédiate d'emplois liés à la phase de construction.

Ils pourront être déclinés pour l'OCEF en statistiques plus précises sur :

- le nombre de projets sélectionnés par fenêtre,
- le coût des projets, montant des apports de la Facilité et effet de levier.

Les indicateurs de plus long terme concerneront la génération de revenus et d'économies, le respect des normes environnementales, la vérification de la prise en compte du genre. Ces données pourront partiellement être fournies par la statistique, mais devront faire l'objet d'enquêtes de terrain qui pourront être comparées au référentiel de départ (baseline).

En termes d'indicateur d'efficience, il sera également pertinent de déterminer l'effet de levier développé par la facilité, en termes de financement propre et de prêts en calculant le ratio de la contribution de la facilité par rapport aux coûts d'investissements totaux des projets développés, en termes simples (combien 1USD d'aide de la facilité aura généré d'investissement ?).

### **A12.4 Suivi-Evaluation**

#### **A12.4.1 Cadrage du suivi évaluation**

Dans l'annexe III du document du compact, une première liste de questions auxquelles le suivi-évaluation doit répondre est établie comme suit :

1. Dans quelle mesure la politique d'électrification hors-réseau a-t-elle été mise en œuvre?

2. Du point de vue des acteurs du secteur, quelle était l'utilité de la nouvelle politique pour faciliter les nouvelles entrées sur le marché hors réseau? Quelle est cette utilité du point de vue des entreprises/organisations potentiellement intéressées?
3. En dehors de l'activité OCEF, combien de nouveaux acteurs se sont positionnés sur le marché de l'électricité hors réseau au Bénin? Quelles ont été leurs expériences avec le nouveau processus?
4. Dans quelle mesure l'accès à l'électricité a-t-il changé à la suite de l'activité de l'OCEF?

Les questions soulevées au niveau de la préparation du Compact mettent en exergue le besoin de savoir si la démarche proposée a été internalisée par les partenaires et les acteurs potentiels de l'EHR, mais également si elle a été efficiente en termes de résultats et en termes d'effet de levier.

Une question supplémentaire devra toutefois être posée :

5. La mise en place du cadre réglementaire et tarifaire a-t-elle effectivement permis de créer des conditions pérennes et équilibrées de gestion des systèmes EHR en collaboration avec le secteur privé avec une tarification abordable pour les populations ?

Sur le plan du cadrage politique, stratégique et institutionnel de l'EHR, la contribution du Compact peut être évaluée intrinsèquement, puisqu'étant pratiquement la seule sur ce segment de l'électrification. Toutefois, il faudra s'assurer des apports connexes d'autres activités de renforcement de capacité et d'appui institutionnel qui seront fournis par d'autres partenaires.

Par contre en termes de résultats physiques, il sera nécessaire d'analyser la contribution de l'OCEF à l'émergence de nouveaux systèmes EHR en relation avec d'autres facilités et sources de financement qui pourront être proposés par d'autres partenaires.

Pour ce qui est des indicateurs, l'annexe III du Compact propose pour la mesure de l'accroissement à l'électrification hors-réseaux de suivre le nombre de nouvelles connexions (ménages ou autres entités) qui ont accès à l'électricité en tant que résultat direct des activités du Compact, c'est-à-dire de la mise en place d'un cadre propice et d'une facilité financière.

#### **A12.4.2 Indicateurs proposés**

Les indicateurs de performance proposés sont plus différenciés et tiennent compte des questions posées lors de la formulation du compact.

##### *Pertinence de la mise en place du cadre favorable à EHR*

Outre l'ensemble des indicateurs de suivi des activités donnés dans la matrice du cadre logique :

- Nombre de promoteurs privés s'intéressant au marché de l'EHR (nombre de demandes préalables pour la proposition d'un MoU de projets auprès du Gouvernement)
- Nombre de projets privés sollicitant les fenêtres 1 à 3 de l'OCEF

- Nombre de projets portés par une commune en partenariat ou non avec un privé sollicitant les fenêtres 1 à 3 de l'OCEF

Toutefois, toutes ces intentions n'aboutiront pas. Il sera donc pertinent de savoir parmi ces projets celles qui se concrétiseront par un financement (source OCEF) et/ou par un titre d'exploitation (ARE)

Pour la quatrième fenêtre de financement de l'OCEF

- Nombre de projets publics ou privés ayant sollicité la contribution de l'OCEF
- Nombre d'institutions publiques et d'entreprises privées auditées et pour lesquelles des mesures d'efficacité ont été mises en place.
- Investissements réalisés, contribution de l'OCEF, énergie économisée.

Pour ce qui est de la documentation des résultats en termes d'accès

- Le nombre de nouvelles localités/villages ayant bénéficié d'un accès à un système EHR
- Pour chaque localités, le nombre d'entités alimentés en EHR (Ménages, activités économiques, institutions socio-économiques – écoles, centres de santé, lieux de cultes, postes de police, administrations déconcentrées, ONGs – Système d'éclairage public, pompage électrique)
- Pour chaque localité, le type de gestion des systèmes proposés, le niveau de tarif appliqué et les facilités actuelles et ultérieures d'accès au service (prise en compte du genre et de l'inclusion sociale)

En complément des indicateurs de résultats immédiats, le développement du nombre d'établissements commerciaux, artisanaux et industriels fournis et le développement de leurs consommations d'électricité sont des indicateurs du développement économique. L'évolution du nombre d'abonnés domestiques et de leurs consommations unitaires, le raccordement des institutions socio-économiques et la création d'approvisionnement en eau villageoise par l'équipage de forages en pompage électrique seront autant d'éléments qu'il est pertinent d'intégrer au suivi-évaluation.

La majeure partie de ces informations pourra être fournie par les rapports des exploitants au MCA-BÉNIN II dans le cadre de l'OCEF, mais également ceux remis au régulateur dans le cadre du suivi des concessions et des titres. Pour cela il sera pertinent que la mise en place du suivi-évaluation de l'OCEF se fasse en synergie avec celui du suivi des concessions et des titres que l'ARE fera annuellement. Le suivi-évaluation de l'OCEF par le MCA-Bénin II devra décanter les informations cruciales qui sont à collecter dans le cadre du suivi-évaluation des concessions par ARE.

Toutefois il est important que les opérateurs hors-réseau ne soient pas sollicités par des tâches qui vont au-delà de leurs tâches de gestionnaire et que la fréquence de collecte de données demandées ne soit pas élevée, au risque de ne pas avoir de réponse; une fréquence annuelle de reportage devrait normalement être suffisante.

#### **A12.4.2 Enquêtes complémentaires**

Certaines informations importantes sur la création du revenu, la satisfaction des bénéficiaires, la mise en œuvre de la MDE, la prise en compte des aspects environnementaux et du genre et de l'inclusion sociale nécessiteront des enquêtes spécifiques. Comme les enquêtes sont coûteuses, elles devront être mutualisées et ciblées.

La proposition du consultant consiste à mener des enquêtes dans environ 5% des localités électrifiées depuis un an. Chaque candidat à l'OCEF et/ou chaque détenteur d'un titre d'exploitation de l'ARE procédera lors de la préparation de son projet à une étude succincte de l'état socio-économique de la localité (baseline) qu'il prend en charge. Un canevas sera développé et joint au dossier de sollicitation de l'OCEF. Ce canevas sera introduit auprès de l'ARE pour inscription comme pièce du dossier de demande de titre. Ce canevas sera testé pour les enquêtes de référence dans le cadre de la première mission de terrain.

Les enquêtes devront être menées pour la première environ un an après le début de l'électrification et la seconde deux à trois ans plus tard. Deux enquêtes seulement seront conduites pour l'échantillon retenu, puisque nous savons par expérience que si les conditions sont présentes et si les synergies de développement se cristallisent l'impact sera très sensible à l'horizon 3 à 4 ans. Sinon, le développement restera relativement faible. Les questions à traiter sont mentionnées dans ce qui suit.

Quand le plan directeur sera élaboré, il sera possible de proposer un échantillonnage représentatif de localités à retenir pour les activités de suivi.

Une proposition concernant le nombre d'entités à enquêter dans une localité choisie est la suivante:

- Ménages : 5%; avec un minimum de 10 ménages dans les localités où il y a moins de 200 clients ménagers
- Les petites entreprises/activités économiques environ 15%; Un minimum de 10 petites entreprises dans les localités où il y a moins de 70 clients de type petites entreprises
- Les services sociaux et publics environ 15%; Un minimum de 10 clients dans des localités où il y a moins de 70 services sociaux et public
- Grands consommateurs d'électricité. 100%. Un grand consommateur d'électricité représente au moins 5% du total de la consommation d'électricité de la localité.

Au cours de ces enquêtes, un nombre représentatif d'entités qui n'ont pas encore adhéré à l'EHR seront interviewés pour comprendre les barrières et contraintes qu'elles ont rencontrées.

Ces enquêtes seront conduites par des bureaux d'études qui ont reçu une formation et qui pourront ultérieurement être la disposition de l'ARE, pour procéder à des enquêtes témoin dans le cadre du suivi évaluation des titres et des concessions. Elles serviront de modèles pour les enquêtes de référence dans le cadre de la première mission de terrain.

### **Enquête et choix des indicateurs pour la situation de l'emploi et l'évolution des revenus**

L'évolution de **la situation, de l'emploi, et du revenu** constitue à bien des égards un des indicateurs de meilleure qualité. L'obtention de telles données nécessitera des enquêtes. En ce qui concerne la situation du revenu, il ne faut pas s'attendre à ce que les enquêtes fournissent toujours des valeurs monétaires, mais uniquement des données qualitatives.

L'administration locale devrait être invitée à indiquer le développement des activités commerciales dans la localité depuis son électrification: en termes de nombre ou en tendance.

Une autre question à aborder avec l'administration locale est de savoir s'il y a des problèmes d'approvisionnement en électricité qui freinent voire empêchent le développement de l'économie locale (qualité du service, durée du service, limitation de puissance, problème de gestion, panne). En cas de réponse affirmative, il faudrait demander à l'administration locale d'indiquer les raisons des problèmes (réseau de distribution insuffisamment étendu, manque de capacité de la centrale, qualité des produits, défaillance de la maintenance, coûts de connexion trop élevés, tarifs trop élevés, etc.).

Certains clients devront être interrogés pour savoir si leurs activités commerciales et leurs revenus/bénéfices ont augmenté depuis l'électrification et dans quelle mesure ils pensent que cela est dû à l'électrification.

Exemples de type de questions

- Développement des activités commerciales depuis l'électrification: a augmenté considérablement, a augmenté un peu, n'a ni augmenté ni diminué, a diminué un peu, a diminué beaucoup.
- Pensez-vous que le développement de vos activités commerciales est principalement dû à l'électrification: oui, non, ne sait pas
- Développement des revenus / bénéfices depuis l'électrification: augmenté de manière substantielle, a augmenté un peu, n'a ni augmenté ni diminué, a diminué un peu, a diminué beaucoup.
- Pensez-vous que le développement des revenus / profits que vous tirez de vos activités commerciales est principalement dû à l'électrification: oui, non, ne sait pas

### **Enquête et choix des indicateurs pour le développement des services publics et socio-économiques**

Les indicateurs devront être fixés en collaboration avec les autorités en charge de ces services :

- Evolution de la réussite scolaire
- Evolution du taux d'alphabétisation
- Taux de fréquentation des services de santé et des maternités
- Accès au froid médical et aux médicaments
- Amélioration des conditions d'accueil des patients.
- Amélioration de la couverture téléphonique et Internet dans les administrations décentralisées

### **Indicateur d'accès au service électrique EHR**

L'indicateur idéal proposé est celui du taux d'accès à l'EHR, qui est le ratio entre le nombre de ménages ayant accès à l'électricité divisée et le nombre total de ménages dans les zones considérées.

Par ménages ayant accès à l'électricité ou aux services électriques, on considérera :

- tous les ménages raccordés à un mini réseau, qu'ils soient de service public géré par un concessionnaire ou qu'il soit alimenté par le surplus d'un auto producteur,
- tous les ménages équipés de kits solaires ou de systèmes basés sur la pico hydroélectricité
- tous les ménages utilisant des systèmes individuels basés sur de grosses batteries permettant à la fois de regarder la télévision, de fournir le service d'éclairage et de ventilation.

### **Indicateur de mesure de la satisfaction des abonnés à EHR**

Seules les enquêtes seront en état d'apporter une réponse qualitative à cette question et de connaître, en cas d'insatisfaction, les raisons supposées par l'abonné de la qualité de service médiocre.

### **Indicateurs sur la capacité de payer des abonnés et sur l'impact de la facture électrique sur le revenu**

Il est important que l'étude de référence détermine d'une façon claire les coûts évités par l'électrification :

- achat de pétrole lampant
- achat de batteries pour l'éclairage domestique, à l'exception de celles pour les torches utilisées en extérieur
- recharge de batteries
- contribution au fonctionnement d'un groupe électrogène de voisinage etc.

Au niveau des enquêtes, les sujets abordés sont ceux du coût de raccordement et du tarif et du montant de la facture. La question sera d'évaluer si l'accès à l'énergie électrique a réduit la facture réelle de l'abonné, mais également la perception de ce dernier qui sera tenté de comparer son tarif au tarif social de la SBEE.

### **Indicateurs sur la bonne gestion technique des mini réseaux**

La question devrait être répondue par le gestionnaire de réseau lors du rapportage annuel à la condition que les mesures des critères de gestion soient possibles sur des mini réseaux sans pour autant en augmenter le coût d'investissement. D'une façon générale, pour les réseaux solaires cet indicateur de bonne gestion se fera à partir d'un benchmark de perte maximale dans le système de production et de distribution (pertes de stockage, pertes de conversion DC/AC, pertes en réseau).

### **Indicateurs de la réduction en CO<sub>2</sub>**

Ces indicateurs sont pertinents si l'on souhaite développer en parallèle l'accès aux finances carbone pour l'EHR, bien que le coût de la tonne de carbone évitée soit relativement bas par rapport aux coûts de transaction liée au montage d'un projet.

L'électrification hors réseau permet :

- la substitution de l'utilisation du pétrole lampant, qui outre ses émissions de CO<sub>2</sub> émet un certain nombre de particules toxiques (black carbon : suie et fumée)
- la substitution de gaz oil des groupes électrogènes des auto-producteurs domestiques avec éventuellement des micros réseaux recharge (toile d'araignée) et pour la recharge des batteries.