

REPUBLIQUE DU BÉNIN
-----0-----
PRESIDENCE DE LA REPUBLIQUE



AUTORITE DE REGULATION DE L'ELECTRICITÉ
CONSEIL NATIONAL DE REGULATION



CONSULTATION PUBLIQUE N°003/2021

**RELATIVE A L'ELECTRIFICATION HORS RESEAU DE 20
LOCALITES DANS LES DEPARTEMENTS DU ZOU, COUFFO ET
COLLINES PAR L'ENTREPRISE WEZIZA BENIN DANS LE CADRE
DU PROJET OCEF/MCA BENIN 2**

DOCUMENT DE CONSULTATION

Août 2021

AVIS DE PRESSE

CONSULTATION PUBLIQUE RELATIVE AUX CONDITIONS TARIFAIRES DES ENTREPRISES GDS, ASEMI, AKUO, PARAS, ENERGICITY DANS LE CADRE DE LA "FACILITÉ D'ÉNERGIE PROPRE HORS-RÉSEAU" DÉNOMMÉE OCEF DU MCA-BÉNIN II DE CERTAINES LOCALITÉS DES COMMUNES DE GOGOUNOU, KANDI, SÈGBANA, KÉROU, KOUANDÉ, NATTINGOU, TOUCOUNTOUNA, KALALÉ, N'DALI, PÈRÈRÈ, BASSILA, DJOUGOU, TCHAOUROU, BANTÈ, OUESSÈ, SAVÈ, APLAHOUÉ, KÉTOU, DJIDJA, ZOGBODOMEY.

Le 09 septembre 2015, le Millenium Challenge Corporation (MCC) a signé avec le Gouvernement du Bénin un deuxième Accord de Don (Compact) essentiellement axé sur l'énergie électrique.

Il se compose de quatre projets dont le projet "Accès à l'Énergie Hors-Réseau" et plus particulièrement l'activité "Facilité d'Énergie Propre Hors-Réseau" (Off-Grid Clean Energy Facility - OCEF) qui contribuera à accroître l'accès à l'électricité pour la majorité de la population actuellement non desservie dans les zones rurales et péri-urbaines en réduisant les coûts initiaux de raccordement et les obstacles à l'investissement dans le secteur de l'énergie électrique.

Conformément à l'article 61.2 de loi N°2020-05 du 1er avril 2020, relatif aux régimes de l'électrification hors-réseau, à l'alinéa 2, l'ABERME a soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) une série de demandes d'approbation de conventions de concession hors-réseau pour l'électrification de certaines localités des communes ci-dessus citées par les différents promoteurs dans le cadre du projet OCEF/MCA-Bénin II.

L'article 4 du décret 2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin fait obligation à toute personne désireuse d'installer ou d'exploiter un système d'électrification hors-réseau de détenir un titre d'exploitation hors-réseau qui ne peut être pour les entreprises concernées qu'une convention de concession pour l'électrification hors-réseau (capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA).

La convention de concession implique une approbation préalable des conditions tarifaires, conformément à l'article 69 du code de l'électricité relatifs aux principes de fixation des tarifs réglementé qui dispose que :

« Compte tenu des variations des coûts, les tarifs réglementés sont définis par période de vingt-quatre (24) mois et sont révisibles sur décision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Cette révision doit prendre en compte notamment les cas de modifications substantielles des conditions techniques ou technologiques, ou les circonstances économiques ayant présidé à la définition des éléments de structuration financière du projet. »

Par ailleurs, l'article 7 du décret N°2009-189 du 13 mai 2009 portant création, attributions et fonctionnement de l'ARE, dispose : « pour l'exercice de ses fonctions, le Conseil National de Régulation doit veiller à garantir les intérêts de toutes les parties (pouvoirs publics, consommateurs et exploitants) notamment en organisant régulièrement des sessions ou audiences de consultation où toutes les parties sont représentées ... ».

Dans ce cadre, l'ARE lance une consultation publique afin de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments présentés par les entreprises au soutien de leurs requêtes. La consultation se tiendra du 02 au 09 septembre 2021.

Aussi, l'ARE invite-t-elle toutes les personnes intéressées, à formuler au plus tard le jeudi 09 septembre 2021 à 17 heures, leurs observations, commentaires ou recommandations sur le document de consultation publique posté sur le site de l'ARE, www.arenbj.com et également disponible en version papier à son siège.

Ces observations, commentaires ou recommandations sont à adresser à l'ARE :

- Par courrier au Président de l'ARE et déposé au siège de l'ARE sis à la Haie Vive, villa N°186 ; ou
- Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj.

Le Président de l'Autorité de Régulation de l'Électricité



Gbédonougbo Claude GBAGUIDI



Questionnaire sur le document de consultation publique relatif à l'Électrification Hors Réseau

Ce questionnaire est élaboré dans le cadre de la consultation publique sur les conditions tarifaires des entreprises GDS, ASEMI, PARAS et ENERGICITY en vue de la signature de conventions de concession d'électrification hors réseau.

Nous vous invitons à répondre le plus sincèrement possible aux questions qui y figurent afin d'apporter une valeur ajoutée au processus d'électrification hors réseau.

Merci d'avance pour votre contribution.

Veillez bien vouloir cocher la case correspondant à votre réponse.

N°	Questions	OUI	NON
01	<p>Etes-vous ressortissant ou habitant de l'une des communes ci-dessous ? Si oui, précisez votre localité :</p> <p>Gogounou : ILOUGOU <input type="checkbox"/></p> <p>Kandi : FOUAY <input type="checkbox"/> BODEROU <input type="checkbox"/></p> <p>Sègbana : KOUTE <input type="checkbox"/> LETE <input type="checkbox"/> GBARANA <input type="checkbox"/></p> <p>Kérou : YAKRIGOROU <input type="checkbox"/> DJOLINI <input type="checkbox"/> GOROBANI <input type="checkbox"/> NASSOUKOU <input type="checkbox"/></p> <p>Kalalè : MATCHORE <input type="checkbox"/> GBESSAKPEROU <input type="checkbox"/></p> <p>N'dali : KORI <input type="checkbox"/></p>	OUI	NON

	<p>Pèrèrè : DIGUIDIROU <input type="checkbox"/> BOUGNAKOU <input type="checkbox"/> GOUNKPADE <input type="checkbox"/> SONON <input type="checkbox"/></p> <p>Tchaourou : WARI MARO <input type="checkbox"/> WORIA <input type="checkbox"/></p> <p>Bantè : OKOUTA-OSSE <input type="checkbox"/></p> <p>Dassa-Zoumè : FITA <input type="checkbox"/> ASSIYO <input type="checkbox"/> GBEDAVO <input type="checkbox"/> GOUNSOE <input type="checkbox"/> ZOUTO <input type="checkbox"/> ATCHERIGBE <input type="checkbox"/></p> <p>Ouèssè : IDADJO <input type="checkbox"/></p> <p>Savè : DJABATA <input type="checkbox"/></p> <p>Aplahoué : AGNAME <input type="checkbox"/> AGODOGOU <input type="checkbox"/> GOUGOUTA <input type="checkbox"/> HONTONOU <input type="checkbox"/> VOLLY-LATADJI <input type="checkbox"/> TAKPATCHIOME <input type="checkbox"/></p> <p>Idigny : EFFEOUTE <input type="checkbox"/></p> <p>Djidja : SAWLAKPA <input type="checkbox"/> KOHOUGAN <input type="checkbox"/> LOBETA <input type="checkbox"/> GBADAGBA <input type="checkbox"/></p> <p>Zogbodomey : AGOITA <input type="checkbox"/> BOLAME <input type="checkbox"/> DOME-AGA <input type="checkbox"/> DOME-CENTRE <input type="checkbox"/> GBAFFO HON <input type="checkbox"/></p>		
02	Savez-vous ce qu'est l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
03	La SBEE est-elle la seule société pouvant produire et distribuer de l'énergie électrique au Bénin ?	OUI	NON
04	Avez-vous connaissance du cadre réglementaire de l'électrification hors réseau ? (Code de l'électricité, décret relatif à l'électrification hors réseau, etc.)	OUI	NON
05	Avez-vous connaissance du cadre institutionnel de l'électrification hors réseau ?	OUI	NON
06	Connaissez-vous l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) ?	OUI	NON
07	Connaissez-vous la méthodologie de calcul des tarifs de vente d'électricité aux consommateurs ?	OUI	NON
08	Par quelle structure accepteriez-vous l'électrification de votre localité ? (Cochez la case appropriée)		

	A long terme par la SBEE (Dans 5 à 10 ans) ___ <input type="checkbox"/> Immédiatement par un Privé (Hors réseau) _____ <input type="checkbox"/>
09	Êtes-vous d'accord pour le tarif proposé ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/>
10	Si non, quel tarif maximum accepteriez-vous ? (en FCFA/kWh)
11	Êtes-vous d'accord pour le montant des frais de raccordement proposés ? OUI <input type="checkbox"/> NON <input type="checkbox"/>
12	Si non, quel montant maximum accepteriez-vous ? (en FCFA)
13	Que pensez-vous de la prévision de la demande en électricité ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/>
14	Que pensez-vous des dépenses d'investissement et coûts d'exploitation du Promoteur privé ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>) Faible <input type="checkbox"/> Moyen <input type="checkbox"/> Elevé <input type="checkbox"/>
15	Quelles suggestions faites-vous sur le document de consultation publique ? (<i>Veillez inscrire votre réponse ci-dessous</i>)
16	<i>Comment appréciez-vous le rôle de l'ARE dans le processus de l'électrification de votre localité ? (Veillez inscrire votre réponse ci-dessous)</i>

Nous vous remercions pour votre disponibilité !!!

Table des matières

Liste des figures	iii
Liste des tableaux	iv
INTRODUCTION.....	1
I. PRESENTATION DE ENERGENCY	3
II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION.....	4
II.1. Contexte	4
II.3. Périmètre de concession.....	5
II.4. Modèle d'électrification hors-réseau.....	8
III. PRESENTATION DU PROJET	10
III.1. Données générales du projet	10
III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet	12
III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques	38
IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF.....	50
IV.1. Préambule.....	50
IV.2. Objectifs de l'ARE	50
IV.3. Définitions	52
IV.4. Principes généraux de la tarification	53
IV.5. Principes tarifaires	54
IV.6. Approche de la régulation tarifaire	55
IV.7. Procédure de fixation des tarifs	57
IV.8. Taux de rentabilité normal	57
IV.9. Classes de tarifs	57
IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire	58
IV.11. Tarifs de raccordement	58
IV.12. Publication des tarifs.....	58
V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION	58
V.1. Le marché	59
V.2. Les investissements.....	61
V.3. Les charges d'exploitation	64
VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE.....	65
VI.1. La détermination des revenus requis.....	66
VI.2. Le revenus requis	75
VI.3. La grille tarifaire	75
VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES	76

VIII. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES	76
IX. ANNEXES	79
ANNEXE 1 : CONVENTION DE CONCESSION TYPE	79
ANNEXE 2 : PRINCIPALES DISPOSITIONS DE CE RÈGLEMENT DE SERVICE	132
ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION PAR LOCALITE.....	154
ANNEXE 4 : CABLAGE INTERNE – SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE.....	175
ANNEXE 5 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX.....	177
ANNEXE 6 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	180
ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV.....	201
ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS.....	203
ANNEXE 9 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE	205
ANNEXE 10 : FICHE TECHNIQUE DES BATTERIES	207
ANNEXE 12 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE.....	215
ANNEXE 13 : CHARTE GENRE ET INCLUSION SOCIAL.....	219

Liste des figures

Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par Energicity Corp en Sierra Leone	4
Figure 2: Répartition géographique des sites de WEZIZA BENIN	8
Figure 3: Capture d'écran de Shiny Weather App.....	10
Figure 4: Croissance de la demande par catégorie de clients	17
Figure 5: Profil de charge moyen journalier - Clients Faible utilisation - Résidentiel	18
Figure 6: Croissance de la demande de la catégorie T1 sur la 1ere décennie	19
Figure 7: Profil de charge moyen journalier - Clients Moyenne utilisation - Résidentiel	22
Figure 8: Croissance de la consommation de la catégorie T2	22
Figure 9: Profil de charge moyen journalier - Clients Utilisation Elevée - Résidentiel.....	26
Figure 10: Croissance de la consommation de la catégorie T3	26
Figure 11: Profil de charge moyen journalier - Clients Utilisation Elevée - Commerciale	30
Figure 12: Croissance de la consommation de la catégorie T4	32
Figure 13: Architecture du système de comptage.....	46
Figure 14: Assemblage compteur Energicity.....	46
Figure 15: Exemple de Chaine de traitement de données	49
Figure 17: Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients	60

Liste des tableaux

Tableau 1: Périmètre de concession de WEZIZA BENIN et coordonnées de points.....	6
Tableau 2: Catégories d'usagers déterminées par WEZIZA BENIN.....	9
Tableau 3: Evolution de la demande d'électricité.....	14
Tableau 4: Projection des ventes : Clients à faible consommation.....	20
Tableau 5: Projection des ventes : Clients à moyenne utilisation (résidentiel).....	24
Tableau 6: Projection des ventes - Utilisation Elevée (Résidentiel).....	28
Tableau 7: Projection des ventes - Utilisation très Elevée/Commercial.....	33
Tableau 11: Projection des ventes sur l'ensemble du projet.....	37
Tableau 12: Synthèse des unités de production par localité.....	42
Tableau 13: Investissements pour extension.....	63
Tableau 14: Charges d'exploitation sur la période de concession.....	64
Tableau 15: Paramètres macro-économiques.....	66
Tableau 16: Paramètres de coûts.....	66
Tableau 17: Paramètres financiers.....	67
Tableau 18: Paramètres de vente des services de branchement.....	67
Tableau 19: Comparaison des CMPC.....	73
Tableau 20: Grille tarifaire.....	75
Tableau 21: Frais de branchement autorisé par l'ARE.....	76
Tableau 22: Dépenses mensuelles probables par catégories.....	76

INTRODUCTION

La Loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin crée un cadre institutionnel juridique destiné à attirer les investissements privés pour le développement du secteur de l'électricité.

L'Agence Béninoise de l'Électrification Rurale et de la Maîtrise de l'Energie (ABERME) est en charge d'instruire les projets d'investissement sollicitant le bénéfice des mesures d'encouragement visant la promotion de l'électrification rurale fondé sur la mise en concession du service public de l'électricité. L'électrification hors réseau étant une partie intégrante de la politique d'électrification rurale du Bénin, elle fait partie intégrante de la politique générale du secteur de l'énergie.

La vision du Gouvernement du Bénin en matière d'électrification hors réseau est de : « Fournir à chaque béninoise et béninois, particulier ou acteur économique, un accès équitable et sans discrimination à un service électrique adéquat et de qualité grâce à l'implication accrue du secteur privé ».

L'article 61 du code de l'électricité qui précise le régime juridique de l'électrification hors-réseau.

En effet, cet article dispose que : « ...Les systèmes d'électrification hors-réseau incluent les activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité de service public et leurs exploitants doivent être titulaires d'un titre d'exploitation hors-réseau. ».

Ce même article distingue deux régimes de l'électrification hors-réseau à savoir : le régime de l'autorisation et celui de la convention de concession.

La convention de concession s'applique à des systèmes d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 kVA pour lesquels l'autorité concédante accorde à une personne morale de droit public ou de droit privé, le droit de construire, d'exploiter et d'assurer la maintenance à ses risques et périls d'un système d'électrification hors-réseau.

Conformément au cadre légal et réglementaire, l'entreprise WEZIZA BENIN a introduit à l'ABERME une demande pour l'obtention d'un titre d'exploitation d'électrification hors réseau dans le cadre du projet OCEF/MCA Benin 2 et qui a été soumis à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation.

Aux termes de l'article 66 de la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin, les tarifs de transport, de distribution, de commercialisation et de transit de l'énergie électrique font l'objet de règlements tarifaires adoptés et publiés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Dans ce cadre, l'ARE a démarré le processus de fixation des conditions tarifaires de WEZIZA BENIN en octobre 2020.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments contenus dans ce document. La consultation a lieu du

.....

L'Autorité de Régulation de l'Électricité, invite toutes personnes intéressées à formuler au plus tard le à des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

▪ Par courrier adressé au Président de l'ARE et déposé au **siège de l'ARE sis à "La Haie Vive", villa 186 à Cadjèhoun** ;

■ Par courrier électronique à l'adresse consultation@are.bj ;

■ En demandant à être entendues par l'ARE, la requête devant être déposée au plus tard le

I. PRESENTATION DE ENERGICITY

WEZIZA BENIN est une filiale du groupe ENERGICITY CORP, créé par le consortium Energicity-Comtel Technologies.

ENERGICITY développe des mini-réseaux solaires qui fournissent aux communautés hors réseau l'énergie dont elles ont besoin pour les besoins des ménages, les divertissements et les besoins communautaires et commerciaux tels que la transformation agricole et les soins de santé. En d'autres termes, ENERGICITY fournit l'énergie dont les familles et les communautés ont besoin pour prospérer. Pour ce faire, ENERGICITY construit, possède et exploite des mini-réseaux solaires pour les communautés hors réseau comptant plus de 100 ménages en moyenne. Ses mini-réseaux solaires fournissent de l'électricité 24 heures sur 24 aux communautés en utilisant la technologie solaire et le stockage sur batterie. L'entreprise distribue à ses clients finaux de l'électricité en courant alternatif, mesurée au niveau de chaque foyer individuel.

WEZIZA BENIN a été sélectionné par le Gouvernement du Bénin et le Millenium Challenge Account Bénin II à travers un processus compétitif pour électrifier 20 localités hors réseau dans trois départements.

Ce premier périmètre de déploiement au Bénin permettra à près de 40 000 personnes d'accéder à une électricité propre, abordable, fiable et évolutive. WEZIZA BENIN prévoit de déployer une capacité solaire d'environ 2 MW pour répondre à la demande croissante des communautés desservies au cours des 5 prochaines années.



Figure 1: Mini-centrale solaire PV construite par Energicity Corp en Sierra Leone

II. PRESENTATION DU PERIMETRE DE CONCESSION ET DU MODELE D'ELECTRIFICATION

II.1. Contexte

Le taux de pauvreté au Bénin est autour 40% selon la Banque Mondiale, et 65% de la population béninoise appartiendrait au P20 (20% des personnes les plus pauvres du monde). Les habitants des zones rurales que WEZIZA BENIN souhaitent desservir sont clairement dans cette catégorie. Par ailleurs leurs moyens de subsistance et leur qualité de vie sont particulièrement dépréciés par un taux d'électrification rural inférieur à 20%.

Une enquête socio-économique a révélé des populations dynamique, active dans l'agriculture principalement (25% du PIB du pays) dominé par le coton. Toutefois, il est noté une diversification intéressante par la culture de tubercules (ignames, manioc), de céréales (maïs, soja, riz, arachides, etc.) et de légumineuses (piment, tomates, etc.). Selon les populations rencontrées dans les localités du périmètre identifié par l'entreprise, cela permettrait d'assurer un revenu plus régulier au courant de l'année. La transformation des produits agricoles est par ailleurs limitée à l'utilisation de moulins à écraser pour faire de la farine ou de la pâte de différents tubercules ou céréales (exemple : fromage de soja qui semble assez populaire). Ce faible niveau de capacité à transformer ou stocker leurs récoltes les expose à des altérations importantes de leur récoltes qu'ils vendent finalement à la valeur la plus basse.

Les agriculteurs s'organisent le plus souvent en coopérative pour mutualiser les efforts et la vente de leurs produits. Ces coopératives servent aussi de premier levier d'accès à des financements pour ses membres et aussi d'inclusion des femmes, puisqu'elles en font partie systématiquement et sont les principales constituantes des coopératives soja qui fabriquent et revendent le très populaire fromage de soja.

De façon générale, avec le manque d'électricité, les populations se sentent aussi exclues des opportunités et de l'économie de l'information qui anime le monde d'aujourd'hui. L'absence de lumière pour l'éducation, l'accès aux technologies de la santé modernes ou à l'information (radio, téléphone et téléviseurs) accroît leur isolement de la société moderne en plus de freiner leur développement économique.

Un autre défi remonté par les localités est le manque ou les difficultés d'accès au capital. Ils utilisent par ailleurs déjà des solutions onéreuses (lampe à kérozène, générateur diesel, etc.) et ont besoin aujourd'hui d'une solution énergétique à faible coût permettant de réaliser des économies et de susciter la confiance nécessaire pour investir dans des activités à plus forte valeur ajoutée notamment génératrices de plus de revenus.

Enfin, il n'est pas évident d'identifier les groupes les plus vulnérables dans les localités. Toutefois, il semble que ces groupes sont principalement constitués de familles ne possédant pas de terre et devant certainement la louer pour leurs activités agricoles ou devant travailler pour le compte d'autres agriculteurs. Cela est à mitiger par le fait qu'une part importante des jeunes rencontrés déclare travailler dans les villes proches pour exercer des métiers tel que soudure, menuiserie, vulcanisation, etc. que le manque d'électricité ne leur permet pas d'exercer dans le village. Il est donc très envisageable que ce type de force de travail puisse s'établir dans la localité une fois électrifiée, et contribue au développement de l'emploi local. C'est typiquement en cela que réside la dynamique que nous souhaitons impulser au travers du présent projet.

II.3. Périmètre de concession

Le périmètre de concession d WEZIZA BENIN couvre 20 localités rurales dans les départements du Zou, Couffo et Collines et se présentent comme suit :

Tableau 1: Périmètre de concession de WEZIZA BENIN et coordonnées de points

LOCALITES	Département	Commune	Arrondissement	Points du périmètre de la concession											
				Localisation general		Point 1		Point 2		Point 3		Point 4		Point 5	
				X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
ASSIYO	COLLINES	DASSAZOUME	PAOUINGNAN	N 07.5649 9	E 002.285 46	N 07.5649 9	E 002.285 46	7°34'22. 97"N	2°16'50. 31"E	7°34'17. 46"N	2°16'37. 99"E	7°33'47. 49"N	2°16'57. 82"E	7°34'10. 68"N	2°17'1.9 1"E
GOUNSOE	COLLINES	DASSAZOUME	PAOUINGNAN	N 07.5773 2	E 002.332 9	7°34'47. 07"N	2°19'32. 04"E	7°34'33. 83"N	2°19'26. 00"E	7°34'25. 39"N	2°19'33. 79"E	7°34'34. 55"N	2°20'18. 48"E	7°34'55. 98"N	2°20'11. 35"E
ZOUTO ATCHERIGBE	COLLINES	DASSAZOUME	PAOUINGNAN	N 07.5680 0	E 002.138 32	7°33'45. 50"N	2° 8'3.56"E	7°33'50. 24"N	2° 7'54.77" E	7°34'19. 52"N	2° 8'28.02" E	7°34'5.8 0"N	2° 8'31.86" E	7°33'52. 95"N	2° 8'16.58" E
FITA	COLLINES	DASSAZOUME	KPINGNI	N 07.6848 5	E 002.129 97	7°41'22. 72"N	2° 7'45.96" E	7°40'58. 95"N	2° 7'26.46" E	7°40'48. 32"N	2° 7'38.01" E	7°40'58. 61"N	2° 7'54.52" E	7°41'19. 31"N	2° 8'5.26"E
GBEDAVO	COLLINES	DASSAZOUME	PAOUINGNAN	N 7.63416	E 2.16571	7°38'1.1 3"N	2°10'12. 82"E	7°37'49. 46"N	2° 9'58.73" E	7°38'5.4 1"N	2° 9'43.59" E	7°38'15. 03"N	2°10'0.4 0"E	7°38'7.5 0"N	2°10'7.4 7"E
GOUGOUTA	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	N 7.41631	E 1.71840	7°25'15. 84"N	1°43'2.9 8"E	7°24'58. 83"N	1°42'51. 30"E	7°24'46. 48"N	1°43'5.2 0"E	7°25'0.2 0"N	1°43'18. 76"E	7°24'50. 46"N	1°43'14. 60"E
VOLLY-LATADJI	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	N 7.22719	E 1.71657	7°13'34. 75"N	1°42'40. 96"E	7°13'13. 75"N	1°43'2.2 5"E	7°13'26. 48"N	1°43'16. 86"E	7°14'4.8 2"N	1°43'17. 00"E	7°14'3.8 8"N	1°42'44. 94"E
AGODOGOUI	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	N 7.35023	E 1.63269	7°21'11. 45"N	1°37'43. 37"E	7°20'39. 88"N	1°37'44. 26"E	7°21'15. 35"N	1°37'51. 70"E	7°20'49. 76"N	1°38'27. 88"E	7°20'32. 22"N	1°38'21. 35"E
AGNAME	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	N 7.24752	E 1.63811	7°14'35. 27"N	1°38'11. 84"E	7°15'2.7 9"N	1°38'8.0 8"E	7°15'4.2 9"N	1°38'30. 46"E	7°14'37. 36"N	1°38'31. 26"E	7°14'25. 99"N	1°38'22. 85"E
HONTONOU	COUFFO	APLAHOUE	ATOME	N 7.26492	E 1.66635	7°15'43. 33"N	1°39'14. 79"E	7°15'29. 46"N	1°39'26. 18"E	7°15'51. 74"N	1°40'7.5 3"E	7°16'11. 03"N	1°40'5.9 9"E	7°16'2.3 8"N	1°39'34. 09"E
TAKPACHIOME	COUFFO	APLAHOUE	GODOHOUE	N 7.14041	E 1.76217	7° 7'44.15" N	1°45'50. 53"E	7° 8'12.60" N	1°46'38. 53"E	7° 8'48.75" N	1°46'6.3 9"E	7° 8'28.75" N	1°45'26. 44"E	7° 8'8.70"N	1°45'23. 77"E

LOBETA	ZOU	DJIDJA	MONSOUR OU	N 7.57960	E 1.87331	7°34'48. 17"N	1°52'6.8 7"E	7°35'2.6 3"N	1°52'17. 92"E	7°34'54. 82"N	1°52'30. 06"E	7°34'42. 27"N	1°52'24. 76"E	7°34'40. 07"N	1°52'17. 37"E
SAWLAKPA	ZOU	DJIDJA	DJIDJA	N 07.2650 4	E 01.8951 9	7°16'7.3 8"N	1°53'38. 51"E	7°15'49. 76"N	1°53'32. 01"E	7°15'43. 12"N	1°53'41. 77"E	7°15'50. 57"N	1°53'51. 15"E	7°16'6.1 2"N	1°53'50. 24"E
GBADAGBA	ZOU	DJIDJA	SETTO	N 07.5145 8	E 001.989 44	7°30'58. 32"N	1°59'10. 64"E	7°31'10. 89"N	1°59'28. 57"E	7°30'48. 38"N	1°59'32. 95"E	7°30'37. 80"N	1°59'28. 92"E	7°30'41. 99"N	1°59'18. 42"E
KOHOUGAN	ZOU	DJIDJA	MONSOUR OU	N 7.57698	E 1.90049	7°34'36. 26"N	1°53'57. 29"E	7°34'29. 99"N	1°54'5.1 2"E	7°34'36. 84"N	1°54'11. 62"E	7°34'45. 11"N	1°54'8.0 6"E	7°34'45. 71"N	1°54'0.1 2"E
GBAFFO	ZOU	ZOGBODO MEY	DOME	N 7.10721	E 2.31173	7° 6'13.98" N	2°18'44. 98"E	7° 6'47.53" N	2°18'58. 47"E	7° 6'41.22" N	2°18'27. 16"E	7° 6'17.59" N	2°18'21. 81"E	7° 6'8.53"N	2°18'34. 61"E
DOME AGA et DOME- CENTRE	ZOU	ZOGBODO MEY	DOME	N 7.09815	E 2.31169	7° 6'7.80"N	2°18'34. 74"E	7° 6'1.32"N	2°18'34. 20"E	7° 5'45.63" N	2°18'40. 39"E	7° 5'52.84" N	2°18'52. 64"E		
HON	ZOU	ZOGBODO MEY	MASSY	N 6.98069	E 2.29377	6°58'58. 01"N	2°17'19. 83"E	6°58'43. 24"N	2°17'31. 53"E	6°58'46. 21"N	2°18'2.1 9"E	6°59'2.3 4"N	2°18'12. 94"E	6°59'10. 39"N	2°17'58. 14"E
AGOITA	ZOU	ZOGBODO MEY	DOME	N 7.05384	E 2.31623	7° 3'9.89"N	2°18'24. 85"E	7° 3'38.14" N	2°18'36. 96"E	7° 3'12.60" N	2°19'37. 37"E	7° 2'46.36" N	2°19'18. 79"E	7° 2'53.09" N	2°18'56. 20"E

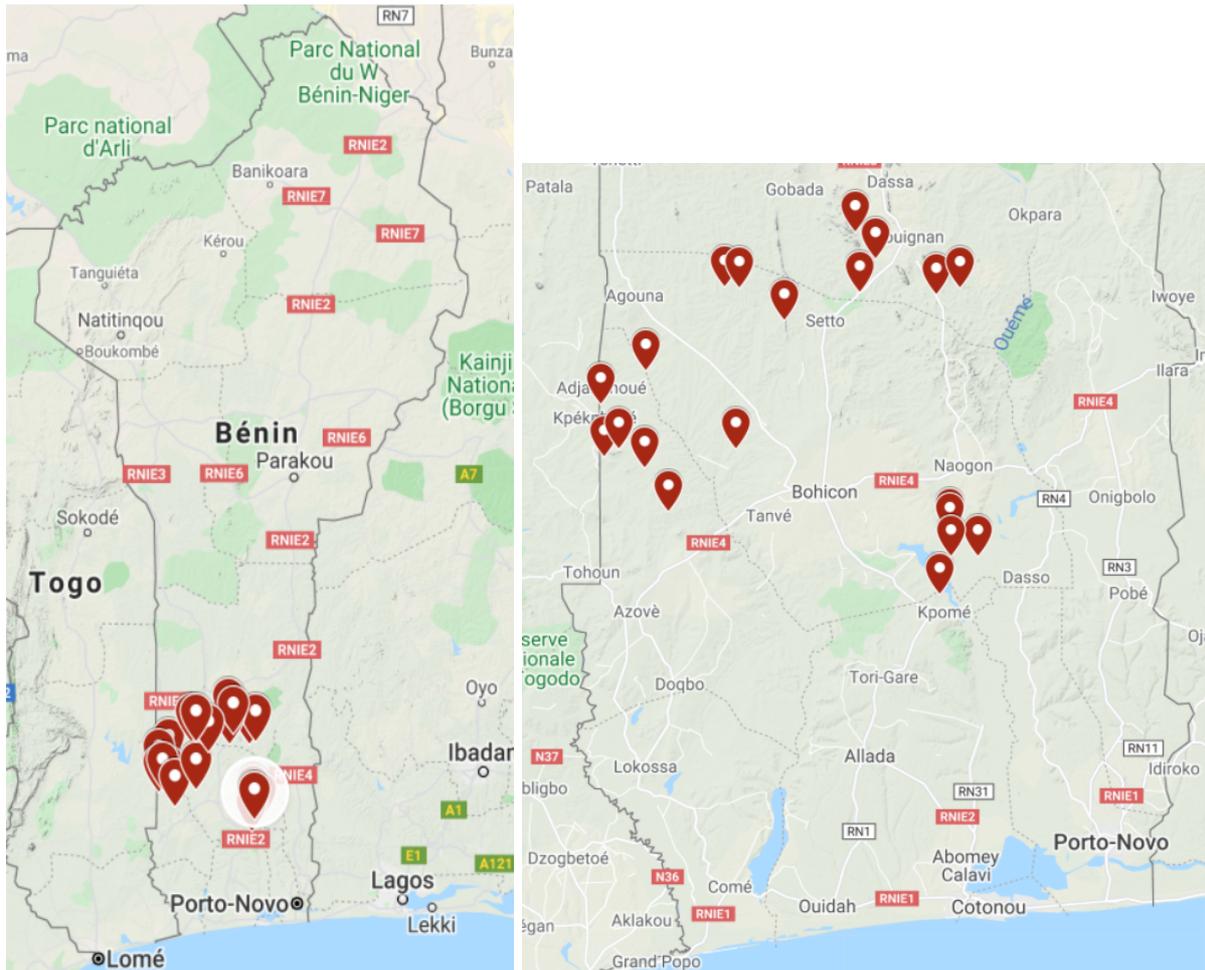


Figure 2: Répartition géographique des sites de WEZIZA BENIN

II.4. Modèle d'électrification hors-réseau

L'objectif de la conception de WEZIZA BENIN est de fournir l'énergie la moins chère à ses clients sur plus de 20 ans d'exploitation. Elle conçoit des systèmes avec modularité qui peuvent être facilement modifiés en taille pour s'adapter aux besoins de ses clients. Alors que pour la plupart des entreprises du secteur, il s'agit d'une approche « All in a box », son objectif est de concevoir des systèmes qui peuvent être facilement et rapidement déployés sur le terrain, et qui sont ouverts à l'intégration de changements étant donné que, de par son expérience, elle a appris que les niveaux d'abonnements et de demandes peuvent être différents des projections, même entre des villages voisins. Il est donc essentiel de pouvoir concevoir avec souplesse des systèmes en fonction des besoins des clients.

WEZIZA BENIN procédera à la construction de 20 mini-réseaux et à la réhabilitation d'un mini-réseau (du PROVES à Domé-Centre).

Le WEZIZA BENIN divise ses clients potentiels en 5 segments en fonction de leurs usages probables. Ces profils sont un composé de :

- L'expérience de ENERGICITY au sein de ses 15 projets au Ghana au service d'environ 1000 familles agriculteurs ruraux et aussi en Sierra Leone au service de plus de 3000 familles et entreprises dans 25 localités.
- Des dénombrements spécifiques et de l'évaluation du marché effectuée dans les 20 communautés béninoises sélectionnées pour ce projet
- Des données sur la consommation d'énergie recueillies auprès des populations et opérateurs économiques (boutiques, moulins à générateur diesel, etc.) au sein des localités.

En effet, son approche générale pour évaluer et concevoir la demande, est basée sur des profils de consommation connus et basée sur des données historiques et réelles recueillies dans ses mini-réseaux actuels (en exploitation depuis 2015, dans des localités agricoles similaires à celles sélectionnées ici).

L'utilisation de ce modèle combinée aux données supplémentaires provenant des visites sur le terrain (comme le nombre potentiel de clients dans la communauté, le nombre potentiel de lampadaires, de boutique, d'usage spécifiques tel que pour les moulins ou les broyeurs, etc. lui permet d'estimer la demande et le profil de charge de chaque localité.

Le tableau ci-dessous présente les différentes catégories d'usagers déterminées pour le Benin, leur puissance installées moyenne, leur utilisation quotidienne moyenne estimée et leur proportion dans les communautés sélectionnées :

Tableau 2: Catégories d'usagers déterminées par WEZIZA BENIN

Nom du segment	kWh/jour	Utilisation typique de l'électricité	Puissance installée	Proportion
T1- Faible utilisation - Résidentiel	0 – 0.15	Éclairage/Téléphone...	15W	48%
T2- Utilisation moyenne - Résidentiel	0.15 – 0.5	Éclairage/Téléphone/Radio/TV...	100W	31%
T3- Utilisation élevée - Résidentiel	0.5 - 1	Éclairage/Téléphone/Radio/ TV/Ventilateur ...	200W	13%
T4- Très élevé/commercial	> 1	Eclairage/Téléphone/Radio/TV/Ventilateur/ Congélateur/Imprimante...	350W	8%
T5- Services publics (École, centre de santé, éclairage)	0.5 – 2.5	<ul style="list-style-type: none"> • Centre de santé : réfrigérateur pour vaccins, éclairage • École : Éclairage / lecteur multimédia 	150W 60W	1%

III. PRESENTATION DU PROJET

III.1. Données générales du projet

L'approche de développement projet ci-après décrite est celle développée par Energicity pour ses filiale dont Weziza Benin, et prend en compte les spécificité de chaque pays. et projet Les données météorologiques historiques sont difficiles à obtenir pour la plupart des pays d'Afrique de l'Ouest – en particulier des données fiables. Heureusement, grâce au programme d'observation de la Terre de l'Union Européenne, il est possible de télécharger des données satellitaires pour l'Afrique de l'Ouest pour des endroits spécifiques. Par l'intermédiaire de l'ECWMF (European Centre for Medium-Range Weather forecasts), ERA5 a traité les données météorologiques et satellitaires mondiales pour générer des données horaires remontant à 1979. Les ensembles des données s'étendent à l'Afrique. Grâce à ces données, le Consortiama pu télécharger des données pour chaque année de 2010 à 2020 en utilisant l'application Shiny Weather qui automatise le téléchargement de ces données. (<https://rokka.shinyapps.io/shinyweatherdata/>).

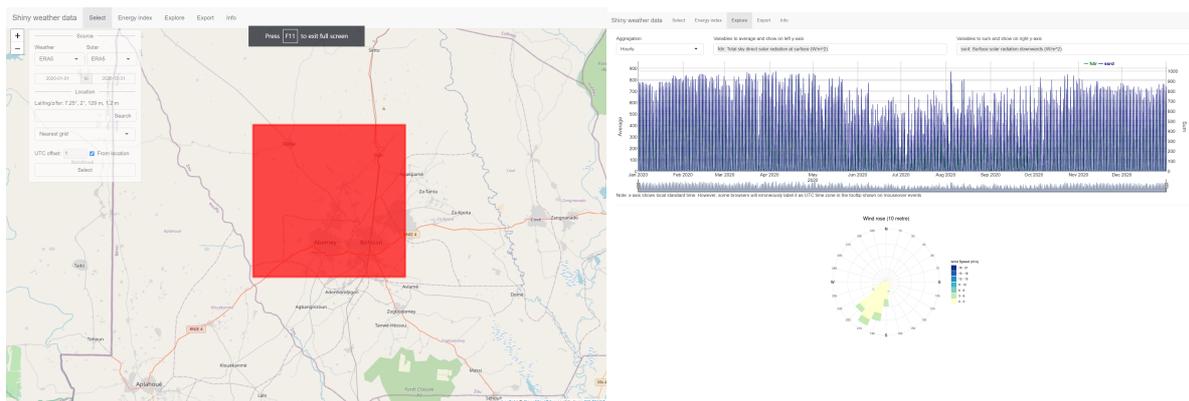


Figure 3: Capture d'écran de Shiny Weather App

Pour faciliter sa conception, le Consortiama construit son propre outil de conception interne, l'outil de dimensionnement de Minigrad Energicity E-MiST (Energicity Minigrad Sizing Tool). E-MiST s'appuie sur les données de leurs systèmes existants pour modéliser à la fois la production d'énergie du système et les charges des clients. Pour la production d'énergie, le système s'appuie sur deux outils standard de l'industrie, l'un est le System Advisor Model (SAM) des Laboratoires nationaux d'énergie renouvelable (NREL) pour modéliser la production du système photovoltaïque. NREL SAM est utilisé pour simuler la production des modules PV avec précision en utilisant le fichier météo de l'application Shiny Weather en données d'entrée.

À l'aide de ces deux outils, E-MiST est en mesure :

- de modéliser la production d'un système PV pour chaque site,
- de prendre en compte les projections sur l'utilisation des clients,
- de modéliser le stockage de l'énergie, le générateur diesel (le cas échéant),
- prédire avec précision, avec les charges des clients, le pourcentage de la charge client couverte, et l'énergie PV réduite.
- simuler également l'installation de la consommation de générateur diesel et des heures de fonctionnement.

Energicity utilise des données de consommation de clients existants, collectées au pas de 15 minutes et segmentées par type d'utilisation pour former un profil de charge horaire sur une semaine type. Après des recherches approfondies, Energicity a déterminé que la variance de l'utilisation des clients est plus utile que la modélisation d'une seule journée en fonction de ce que les clients déclarent être prêts à utiliser (même pour ses clients qui sont déjà connectés à son réseau). Il est donc important d'envisager une semaine type, ce qui se révèle beaucoup plus efficace pour prédire le comportement et le niveau d'usage attendu.

Par exemple, dans certaines communautés, l'utilisation pendant les jours où les clients restent à la maison est très différente de celle des jours où la majorité des clients fermiers sont dans les champs. Les samedis et dimanches peuvent avoir des profils de charge sensiblement différents de ceux du lundi (selon encore une fois la communauté et même les pratiques religieuses). Certaines localités ont par exemple un jour de repos prédéfini pour tout le monde par exemple mardi ou mercredi, ou des jours de marché.

En utilisant des données réelles d'usage, Energicity a été ainsi en mesure de construire un profil de charge plus réaliste où elle peut voir la variabilité et aussi tenir compte de l'augmentation des charges qui se produisent les jours où les clients restent à la maison ou des dimanches et lui assurer qu'elle installe la bonne capacité prenant en compte chacun de ces jours.

WEZIZA BENIN a ainsi identifié 4 segments types,

- Utilisation résidentielle : 0-150 Wh/jour, 150-500 Wh/jour, 500-1000Wh/jour,
- et utilisateurs commerciaux 500Wh-1000Wh, 1000Wh-2000Wh

Son analyse de la demande et ses engagements communautaires visent à estimer le pourcentage de clients qui seraient dans chacun des segments susmentionnés.

Note : Pour les très gros utilisateurs, usage productifs tel que des chaînes de transformation céréalières, elle les modélise de façon plus précise et au cas par cas et essaie de planifier le cas échéant les extensions de capacité nécessaires. Un engagement spécifique de ces usagers est fait pour confirmer leur souscription et leur projet de raccordement (timing, besoin

énergétique, profil d'usage, etc). En effet, la capacité supplémentaire nécessaire est suffisamment conséquente pour que sa planification soit faite sur la base d'une analyse spécifique.

WEZIZA BENIN estime également le pourcentage de clients qui auront un solde négatif et seront donc inactifs, en moyenne. À tout moment, cela peut varier de 10 à 30 % selon les localités, avec une diminution forte dans les mois suivant les ventes des récoltes et une augmentation dans les autres mois. Cela variera en fonction de la dépendance du village à l'égard de l'agriculture ou d'autres revenus saisonniers. Elle se base sur les analyses historiques et aussi les entrevues avec les anciens et les chefs de villages pour comprendre la saisonnalité et les sources de revenu.

E-MiST combine la sortie PV de NREL SAM avec les données de charge horaire estimées pour simuler l'énergie fournie aux clients. E-MiST simule la perte de conversion de l'onduleur, les pertes d'efficacité de la batterie et les pertes de câblage AC dans l'acheminement de l'énergie au client. Pour son dimensionnement actuel, WEZIZA BENIN suppose que les batteries seront déchargées à un état de décharge de 40% (60% de profondeur de décharge).

III.2. Données sur l'offre et la demande énergétique du projet

La consommation moyenne par client dans la première année d'exploitation est projetée à 0,28 kwh par jour. La projection de la croissance de cette consommation est

- de 17 % en moyenne, d'une année à l'autre au cours de la prochaine décennie,
- et 8% en moyenne sur les 20 ans du contrat de concession (projection plus conservatrice au-delà de l'année 10)
- avec un rythme différent dans chaque segment (35% de croissance sur les 4 premières années – basé sur expérience - et ensuite en moyenne 4% sur le reste).

Le taux de croissance aura cependant un rythme différent dans chaque catégorie, et est exprimé dans la section suivante en fonction de :

- L'évolution des usages observée par les segments similaires, dans les localités similaires de l'entreprise au Ghana en exploitation depuis près de 4 ans :
 - Ce qui semble correspondre également à la période pendant laquelle les clients font des économies, en comparaison à leur présente source d'énergie coûteuse (pétrole, diesel, essence, ...),

- Ce qui permet de roder et d'ajuster le niveau d'utilisation de l'électricité pour matcher aux besoins et capacité réelle, y compris de décider quels appareils prioriser et acquérir
- L'estimation de croissance au-delà de cette période, est plus lente et conservative, en supposant que la plupart des usagers sont déjà établis dans leur routine et ont rodé leur budget d'électricité.

Par ailleurs, toujours en se basant sur les données historiques sur des habitudes de paiements observés au Ghana, il a été incorporé un niveau de « délinquance » de 32%. Cela signifie que sur une base quotidienne, 32% des clients n'utilisent pas d'électricité parce que leur solde de crédit est de 0. En général les clients prennent entre 1 et 6 jours chaque mois avant de recharger leur compte. Bien sûr, ces nombres sont des moyennes et varient d'un segment à l'autre du fait des différents niveaux de pouvoir d'achats. Ces jours de « coupures » pendant lesquels le client n'utilise pas l'électricité ont été intégré dans l'estimation des ventes et donc du dimensionnement de la capacité de production.

Le tableau ci-dessous résume, pour une localité type, la demande annuelle de chaque segment y compris la croissance de cette demande sur la durée du projet :

Tableau 3: Evolution de la demande d'électricité

Demande pour une localité type		An1	An2	An3	An4	An5	An6	An7	An8	An9	An10
Nombre de localité		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
K Croissance de la demande			67%	180%	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%
T1 - Faible Utilisation (Résidentiel)		48%	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Kwh - Consommation moyenne		0,055	0,092	0,257	0,283	0,311	0,342	0,359	0,377	0,396	0,416
Temps de coupure par mois		16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
Nombre de jour de coupure par mois		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Consommation du annuelle du segment (kwh)		1 529,81	2 554,78	7 153,40	7 868,74	8 655,61	9 521,17	9 997,23	10 497,09	11 021,95	11 573,04
Consommation journaliere		0,046	0,077	0,216	0,238	0,261	0,288	0,302	0,317	0,333	0,350
Consommation individuelle annuelle		16,863	28,2	78,9	86,7	95,4	105,0	110,2	115,7	121,5	127,6
Croissance de la demande			87%	35%	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%
T2 - Moyenne Utilisation (Résidentiel)		31%	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Kwh - Consommation moyenne		0,24	0,45	0,61	0,67	0,73	0,81	0,85	0,89	0,93	0,98
Temps de coupure par mois		6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Nombre de jour de coupure par mois		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Consommation du annuelle du segment (kwh)		4 824,53	9 021,88	12 179,54	13 397,49	14 737,24	16 210,97	17 021,51	17 872,59	18 766,22	19 704,53
Consommation journaliere		0,23	0,42	0,57	0,63	0,69	0,76	0,80	0,84	0,88	0,92
Consommation individuelle annuelle		82,344	154,0	207,9	228,7	251,5	276,7	290,5	305,0	320,3	336,3
Croissance de la demande			69%	12%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%
T3 - Utilisation Elevée (Résidentiel)		13%	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Kwh - Consommation moyenne		0,62	1,05	1,17	1,29	1,42	1,56	1,69	1,82	1,97	2,13
Temps de coupure par mois		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Nombre de jour de coupure par mois		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Consommation du annuelle du segment (kwh)		5 448,99	9 208,79	10 313,84	11 345,23	12 479,75	13 727,72	14 825,94	16 012,02	17 292,98	18 676,42
Consommation journaliere		0,61	1,03	1,15	1,27	1,39	1,53	1,65	1,79	1,93	2,08
Consommation individuelle annuelle		221,774	374,8	419,8	461,8	507,9	558,7	603,4	651,7	703,8	760,1
Croissance de la demande			20%	20%	20%	10%	10%	8%	8%	8%	8%
T4 - Utilisation très Elevée/Commercial		8%	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Kwh - Consommation moyenne		1,20	1,44	1,73	2,07	2,28	2,51	2,71	2,93	3,16	3,41
Temps de coupure par mois		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Nombre de jour de coupure par mois		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Consommation du annuelle du segment (kwh)		5 960,30	7 152,36	8 582,84	10 299,41	11 329,35	12 462,28	13 459,26	14 536,00	15 698,88	16 954,79
Consommation journaliere		1,08	1,30	1,56	1,87	2,05	2,26	2,44	2,63	2,84	3,07
Consommation individuelle annuelle		394,200	473,0	567,6	681,2	749,3	824,2	890,2	961,4	1 038,3	1 121,3
# T5 - Public Service		<1%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Nombre de centre de santé (45 % de localité en ont un)		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kwh - Consommation moyenne		1,20	1,44	1,73	2,07	2,28	2,51	2,71	2,93	3,16	3,41
Nombre d'Ecole (chaque localité en a une)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Kwh - Consommation moyenne		0,24	0,45	0,61	0,67	0,73	0,81	0,85	0,89	0,93	0,98
Centre de santé - Temps de coupure par mois		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ecole - Temps de coupure par mois		45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
Consommation annuelle du segment (kwh)		245,28	326,62	405,45	474,38	521,82	574,00	615,07	659,17	706,55	757,45
Consommation journaliere		0,46	0,62	0,77	0,90	0,99	1,08	1,16	1,25	1,34	1,43
Consommation individuelle annuelle		169,159	225,3	279,6	327,2	359,9	395,9	424,2	454,6	487,3	522,4
Total Consommation - Annuelle (kwh)		18 009	28 264	38 635	43 385	47 724	52 496	55 919	59 577	63 487	67 666
Nombre d'usagers desservi		190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Consommation moyenne (kwh/jour/client) evolution		0,26	0,41	0,56	0,62	0,69	0,76	0,80	0,86	0,91	0,97
			57%	37%	12%	10%	10%	7%	7%	7%	7%
		17 992,98	28 237,82	38 560,56	43 303,28	47 633,61	52 396,97	55 814,88	59 467,53	63 371,77	67 545,69
		(15,94)	(26,61)	(74,51)	(81,97)	(90,16)	(99,18)	(104,14)	(109,34)	(114,81)	(120,55)
					(963,80)						

Demande pour une localité type		An11	An12	An13	An14	An15	An16	An17	An18	An19	An20
Nombre de localité		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Croissance de la demande		5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	1%
T1 - Faible Utilisation (Résidentiel)	48%	91									
Kwh - Consommation moyenne		0,437	0,450	0,463	0,477	0,492	0,506	0,522	0,537	0,543	0,548
Temps de coupure par mois		16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
Nombre de jour de coupure par mois		5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Consommation du annuelle du segment (kwh)		12 151,70	12 516,25	12 891,74	13 278,49	13 676,84	14 087,15	14 509,76	14 945,05	15 094,51	15 245,45
Consommation journaliere		0,367	0,38	0,39	0,40	0,41	0,43	0,44	0,45	0,46	0,46
Consommation individuelle annuelle		133,9	138,0	142,1	146,4	150,8	155,3	159,9	164,7	166,4	168,0
Croissance de la demande		5%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	1%
T2 - Moyenne Utilisation (Résidentiel)	31%	59									
Kwh - Consommation moyenne		1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,19	1,23	1,27	1,28	1,29
Temps de coupure par mois		6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Nombre de jour de coupure par mois		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Consommation du annuelle du segment (kwh)		20 689,76	21 310,45	21 949,76	22 608,26	23 286,50	23 985,10	24 704,65	25 445,79	25 700,25	25 957,25
Consommation journaliere		0,97	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,19	1,20	1,21
Consommation individuelle annuelle		353,1	363,7	374,6	385,9	397,4	409,4	421,7	434,3	438,6	443,0
Croissance de la demande		8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	2%	2%
T3 - Utilisation Elevée (Résidentiel)	13%	25									
Kwh - Consommation moyenne		2,30	2,41	2,53	2,66	2,79	2,93	3,08	3,23	3,29	3,36
Temps de coupure par mois		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Nombre de jour de coupure par mois		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Consommation du annuelle du segment (kwh)		20 170,53	21 179,06	22 238,01	23 349,91	24 517,41	25 743,28	27 030,44	28 381,96	28 949,60	29 528,60
Consommation journaliere		2,25	2,36	2,48	2,60	2,73	2,87	3,01	3,16	3,23	3,29
Consommation individuelle annuelle		820,9	862,0	905,1	950,3	997,9	1 047,8	1 100,1	1 155,1	1 178,3	1 201,8
Croissance de la demande		8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	2%	2%
T4 - Utilisation très Elevée/Commercial	8%	15									
Kwh - Consommation moyenne		3,69	3,87	4,06	4,27	4,48	4,71	4,94	5,19	5,29	5,40
Temps de coupure par mois		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Nombre de jour de coupure par mois		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Consommation du annuelle du segment (kwh)		18 311,18	19 226,74	20 188,07	21 197,48	22 257,35	23 370,22	24 538,73	25 765,67	26 280,98	26 806,60
Consommation journaliere		3,32	3,48	3,66	3,84	4,03	4,23	4,45	4,67	4,76	4,86
Consommation individuelle annuelle		1 211,1	1 271,6	1 335,2	1 401,9	1 472,0	1 545,6	1 622,9	1 704,1	1 738,2	1 772,9
Croissance de la demande		8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	2%	2%
T5 - Public Service	<1%	1,5									
Nombre de centre de santé (45 % de localité en ont un)		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Kwh - Consommation moyenne		3,69	3,87	4,06	4,27	4,48	4,71	4,94	5,19	5,29	5,40
Nombre d'Ecole (chaque localité en a une)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Kwh - Consommation moyenne		1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,19	1,23	1,27	1,28	1,29
Centre de santé - Temps de coupure par mois		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ecole - Temps de coupure par mois		45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%	45%
Consommation annuelle du segment (kwh)		812,15	848,62	886,80	926,75	968,57	1 012,35	1 058,18	1 106,15	1 125,73	1 145,68
Consommation journaliere		1,53	1,60	1,68	1,75	1,83	1,91	2,00	2,09	2,13	2,16
Consommation individuelle annuelle		560,1	585,3	611,6	639,1	668,0	698,2	729,8	762,9	776,4	790,1
Total Consommation - Annuelle (kwh)		72 135	74 190	76 190	78 190	80 190	82 190	84 190	86 190	88 190	90 190
Nombre d'usagers desservi		190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Consommation moyenne (kwh/jour/client)		1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,38	1,40	1,42
evolution		7%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	2%
		72 008,73									
		(126,58)									

Demande pour une localité type		An11	An21	An22	An23	An24	An25
	Nombre de localité	1	1	1	1	1	1
	Croissance de la demande	5%	1%	1%	1%	1%	1%
T1 - Faible Utilisation (Résidentiel)	48%	91	91	91	91	91	91
	Kwh - Consommation moyenne	0,437	0,554	0,559	0,565	0,570	0,576
	Temps de coupure par mois	16%	16%	16%	16%	16%	16%
	Nombre de jour de coupure par mois	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	Consommation du annuelle du segment (kwh)	12 151,70	15 397,90	15 551,88	15 707,40	15 864,48	16 023,12
	Consommation journaliere	0,367	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48
	Consommation individuelle annuelle	133,9	169,7	171,4	173,1	174,9	176,6
	Croissance de la demande	5%	1%	1%	1%	1%	1%
T2 - Moyenne Utilisation (Résidentiel)	31%	59	59	59	59	59	59
	Kwh - Consommation moyenne	1,03	1,30	1,32	1,33	1,34	1,36
	Temps de coupure par mois	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	Nombre de jour de coupure par mois	2	2	2	2	2	2
	Consommation du annuelle du segment (kwh)	20 689,76	26 216,82	26 478,99	26 743,78	27 011,22	27 281,33
	Consommation journaliere	0,97	1,23	1,24	1,25	1,26	1,28
	Consommation individuelle annuelle	353,1	447,5	451,9	456,5	461,0	465,6
	Croissance de la demande	8%	2%	2%	2%	2%	2%
T3 - Utilisation Elevée (Résidentiel)	13%	25	25	25	25	25	25
	Kwh - Consommation moyenne	2,30	3,43	3,50	3,57	3,64	3,71
	Temps de coupure par mois	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	Nombre de jour de coupure par mois	1	1	1	1	1	1
	Consommation du annuelle du segment (kwh)	20 170,53	30 119,17	30 721,55	31 335,98	31 962,70	32 601,95
	Consommation journaliere	2,25	3,36	3,43	3,49	3,56	3,64
	Consommation individuelle annuelle	820,9	1 225,9	1 250,4	1 275,4	1 300,9	1 326,9
	Croissance de la demande	8%	2%	2%	2%	2%	2%
T4 - Utilisation très Elevée/Commercial	8%	15	15	15	15	15	15
	Kwh - Consommation moyenne	3,69	5,50	5,62	5,73	5,84	5,96
	Temps de coupure par mois	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	Nombre de jour de coupure par mois	3	3	3	3	3	3
	Consommation du annuelle du segment (kwh)	18 311,18	27 342,73	27 889,59	28 447,38	29 016,33	29 596,65
	Consommation journaliere	3,32	4,95	5,05	5,15	5,26	5,36
	Consommation individuelle annuelle	1 211,1	1 808,4	1 844,5	1 881,4	1 919,1	1 957,5
T5 - Public Service	<1%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Nombre de centre de santé (45 % de localité en ont un)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Kwh - Consommation moyenne	3,69	5,50	5,62	5,73	5,84	5,96
	Nombre d'Ecole (chaque localité en a une)	1	1	1	1	1	1
	Kwh - Consommation moyenne	1,03	1,30	1,32	1,33	1,34	1,36
	Centre de santé - Temps de coupure par mois	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Ecole - Temps de coupure par mois	45%	45%	45%	45%	45%	45%
	Consommation annuelle du segment (kwh)	812,15	1 166,00	1 186,71	1 207,80	1 229,28	1 251,17
	Consommation journaliere	1,53	2,20	2,24	2,28	2,32	2,36
	Consommation individuelle annuelle	560,1	804,1	818,4	833,0	847,8	862,9
		An11	An21	An22	An23	An24	An25
	Total Consommation - Annuelle (kwh)	72 135					
	Nombre d'usagers desservi	190	190	190	190	190	190
	Consommation moyenne (kwh/jour/client)	1,04	1,44	1,46	1,49	1,51	1,54
	evolution	7%	2%	2%	2%	2%	2%
		72 008,73					
		(126,58)					

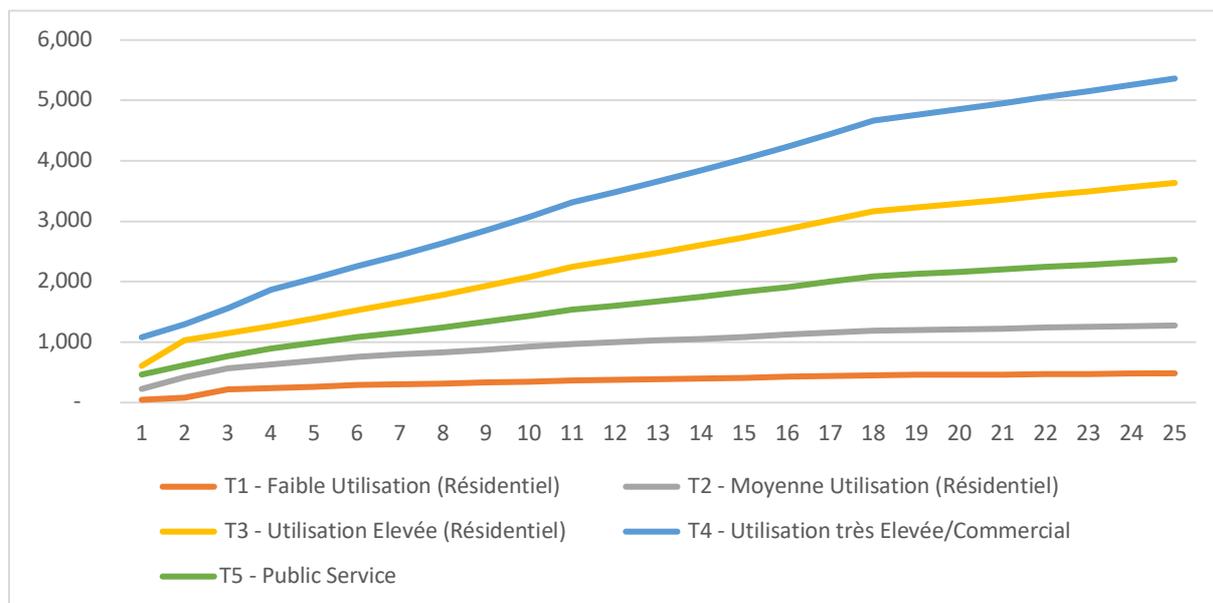


Figure 4: Croissance de la demande par catégorie de clients

Les projections des ventes sont alors une combinaison de la demande d'électricité par les segments ci-dessus au sein de chaque localité et du tarif proposé.

T1- Faible Utilisation (Résidentiel) - 0 à 150 Wh par jour – 48% des clients

Ces clients sont en général parmi les plus vulnérables et pauvres de la localité, pratiquant potentiellement de l'agriculture de subsistance ou travaillant pour le compte d'autres agriculteurs mieux établis. Présentement, ces clients utilisent généralement des lampes à pétrole, et probablement en limitant les heures d'utilisation afin de maintenir leurs dépenses faibles.

Selon les études, 80 à 90% des personnes dans les localités sélectionnées utilisent actuellement une lampe à pétrole comme principale source d'éclairage. Sur la base de l'évaluation terrain, la dépense typique quotidienne pour du pétrole pour l'éclairage est autour de 81 FCFA pour une lampe (soit ¼ de litre de pétrole tous les deux jours).

Par ailleurs cette population paye en plus pour recharger leurs téléphones (entre 100 et 300 CFA) chez des opérateurs de kit solaire ou dans les villes les plus proches.

En profitant du faible coût de l'électricité, environ 60% de cette catégorie d'utilisateurs pourrait rejoindre le segment « Faible Utilisation », principalement pour :

- L'éclairage => 2 ampoules de 5W pendant 7 heures
- La recharge de téléphone => 1 téléphone de 5W chargé en une heure

- Eventuellement pour certain, une petite radio => de 7W utilisé 2 heures

soit globalement une utilisation en moyenne de 55Wh par jour pour environ 15W à 20W de puissance « installée », leur permettant d'accéder à un meilleur service à coût inférieur. *Voir le profil de charge moyen pour ce segment en bleu dans le graphique ci-dessous.*

Note : Ensuite, les 40% autres (parmi les 80 à 90% utilisant des lampes à pétrole) profiteraient d'avoir une électricité moins chère pour étendre leur utilisation actuelle de l'énergie pour un meilleur confort tout en dépensant un montant similaire qu'aujourd'hui (voir la description du segment de consommation moyenne – section suivante).

Les clients de ce segment de faible utilisation, en moyenne, auront une courbe de demande comme la suivante au cours de la journée. *Il s'agit d'un profil de charge moyen de tous les clients du segment. Ce qui signifie que certains utilisent plus ou moins au cours de la journée.*

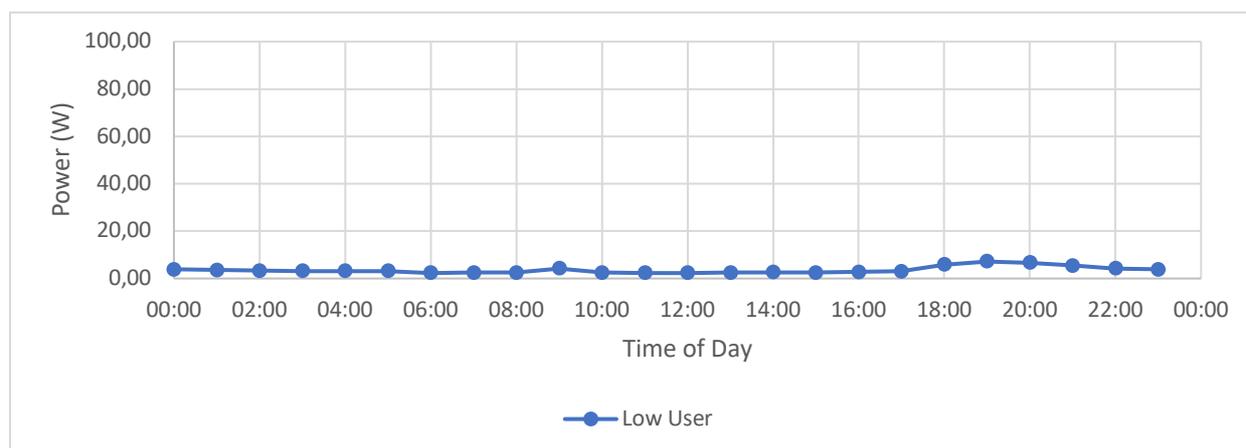


Figure 5: Profil de charge moyen journalier - Clients Faible utilisation - Résidentiel

La consommation diurne est très faible à quelques watts, ce qui s'explique par l'activité agricole pendant la journée. Ensuite, il y a une augmentation de la demande dans la soirée lorsque les clients reviennent des champs et mettent en route leurs quelques ampoules et ou rechargent leurs téléphones.

Croissance de la consommation

L'estimation de la croissance de la consommation pour cette catégorie est d'environ 21% sur la première décennie :

- 86 % de croissance d'une année à l'autre en moyenne entre l'année 1 et l'année 4
- Et puis de 7% de croissance en moyenne chaque année pour les années suivantes

Au-delà de l'année 10, il y a une projection conservatrice à en moyenne 2% par an.

En fait, il est constaté que ce segment donne la priorité à l'usage de l'électricité comme une solution moins chère que la lampe à pétrole et budgétise l'électricité dans le minimum quotidien, en dessous des 90 Wh d'électricité par jour. Ces usagers mettent plus de temps que les autres segments à acquérir de nouveaux appareils et booster leur usage à des niveaux plus élevés (en moyenne, ça prend 3 ans à un usager de ce segment pour passer à une utilisation du niveau du segment suivant).

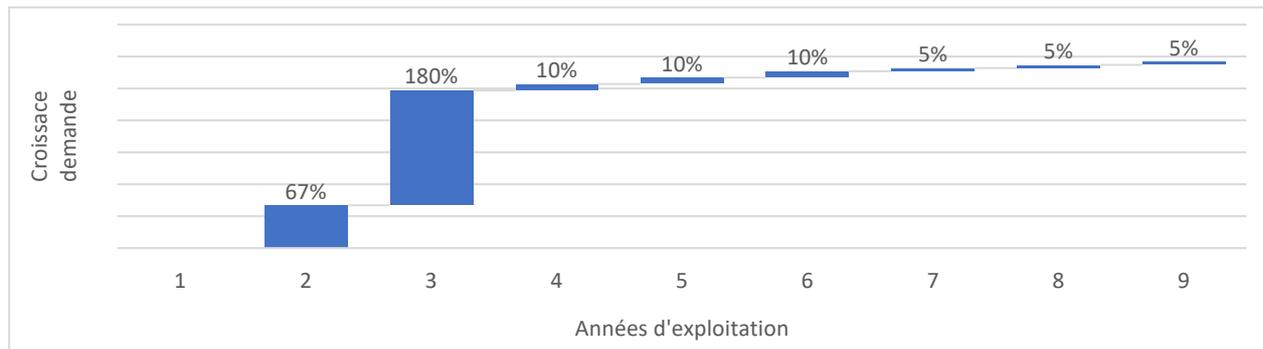


Figure 6: Croissance de la demande de la catégorie T1 sur la 1ere décennie

Habitude de paiement

Bien que ces clients dépensent moins pour leur électricité, cela reste une dépense non négligeable dans leur budget et il est constaté qu'ils sont les plus susceptibles d'avoir des coupures. Lorsque l'on examine le paiement de ce segment au Ghana, l'on constate qu'ils seront en moyenne en coupure (hors tension) pendant environ 5 à 6 jours chaque mois (16% du temps). C'est-à-dire que lorsque leur solde atteindra zéro, ils prendront généralement ce nombre de jours pour recueillir de l'argent et ou décider de recharger leur compte pour reprendre l'usage de l'électricité.

Note : Dans les prévisions de ventes, ces jours sont comptabilisés « sans ventes » d'électricité pour ce segment, vu que les clients sont hors tension.

Prévisions de ventes :

En raison du faible coût de l'électricité et des faibles niveaux de consommation de cette catégorie, ce segment a une dépense moyenne mensuelle abordable de 2010 FCFA par mois dans la première année. Et, au cours des dix premières années, ils restent en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 1 de ménages les plus pauvres (ayant un budget de 6000 CFA à 8000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau.

Les prévisions de consommations et ventes, année après année sont les suivantes :

Tableau 4: Projection des ventes : Clients à faible consommation

Demande pour une localité type	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nombre de localité	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Croissance de la demande		67%	180%	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%	5%
T1 - Faible Utilisation (Résidentiel)	48%	90									
Kwh - Consommation moyenne	0,055	0,092	0,257	0,283	0,311	0,342	0,359	0,377	0,396	0,416	0,437
Kwh - Consommation au-delà du forfait journalier	-	0,002	0,17	0,19	0,22	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33	0,35
Charge mensuelle - forfait (cfa) - par usager	2 010,00	2 106,48	2 207,59	2 313,56	2 424,61	2 540,99	2 662,95	2 790,78	2 924,73	3 065,12	3 212,25
Charge journalière - consommation au-delà du forfait (cfa)	-	0,37	34,70	41,96	50,43	60,28	67,46	75,42	84,23	93,98	104,77
Temps de coupure par mois	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
Nombre de jour de coupure par mois	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Charge mensuelle - consommation au-delà du forfait (cfa) - par usager	-	9,16	867,58	1 049,09	1 260,69	1 507,08	1 686,56	1 885,42	2 105,65	2 349,48	2 619,35
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (par usager)	2 010,00	2 115,64	3 075,17	3 362,65	3 685,30	4 048,07	4 349,52	4 676,19	5 030,38	5 414,60	5 831,60
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (pour le segment)	180 447,75	189 931,66	276 073,33	301 881,63	330 847,40	363 415,38	390 477,89	419 805,09	451 602,66	486 095,87	523 531,50
Charge mensuelle (USD): Forfait + Consommation (pour le segment)	305,84	312,54	441,06	468,24	498,23	531,33	554,27	578,54	604,24	631,44	660,27
Consommation du annuelle du segment (kwh)	1 513,88	2 528,17	7 078,88	7 786,77	8 565,45	9 421,99	9 893,09	10 387,75	10 907,14	11 452,49	12 025,12
Consommation du annuelle du segment (au delà du forfait)-(kwh)	-	50,92	4 601,63	5 309,52	6 088,20	6 944,74	7 415,84	7 910,50	8 429,88	8 975,24	9 547,87
Consommation du annuelle du segment (inclus dans le forfait) - (kwh)	1 513,88	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25	2 477,25

T2- Moyenne Utilisation (Résidentiel) - - 150 à 500 Wh par jour – 31% des clients

Ces clients utilisent l'électricité principalement pour l'éclairage, la radio et la recharge de téléphone et aussi la télévision pour le divertissement. Avant l'électrification, ils sont présentement et généralement limités à l'usage de lampes à pétrole et aux appareils alimentés par batterie et certains peuvent avoir déjà investi dans de petits kits solaires (7 000 CFA à 15 000 CFA selon la taille) pour un point d'éclairage et la recharge de téléphone. Ils n'ont cependant pas les ressources pour se procurer un groupe électrogène. Sur les 80 à 90% de villageois utilisant principalement une lampe à pétrole pour leur éclairage, il est estimé que 40% environ rejoindront le segment « Moyenne Utilisation », pour bénéficier d'un meilleur service et confort. En effet, une fois que l'électricité à coût réduit sera disponible, ils devraient se procurer quelques appareils - principalement la télévision ou un ventilateur - pour rendre leur vie plus confortable.

Leur consommation quotidienne moyenne d'électricité est estimée autour de 240 Wh la première année, soit assez pour :

- regarder 2 à 3 heures de télévision (75W),
- s'éclairer avec 2 ampoules peu énergivores (5W) pendant 6 heures
- écouter environ 2 à 3 heures de radio (7W)
- et de charger 2 téléphones ($5W \times 2 = 10W$)

soit globalement une utilisation en moyenne de 240 Wh par jour pour environ 100 W de puissance « installée », leur permettant d'accéder à un meilleur service à coût inférieur.

Le profil de charge moyen pour ce segment est présenté en orange dans le graphique ci-après. *Il s'agit d'un profil de charge moyen de tous les clients du segment. Ce qui signifie que certains utilisent plus ou moins au cours de la journée.*

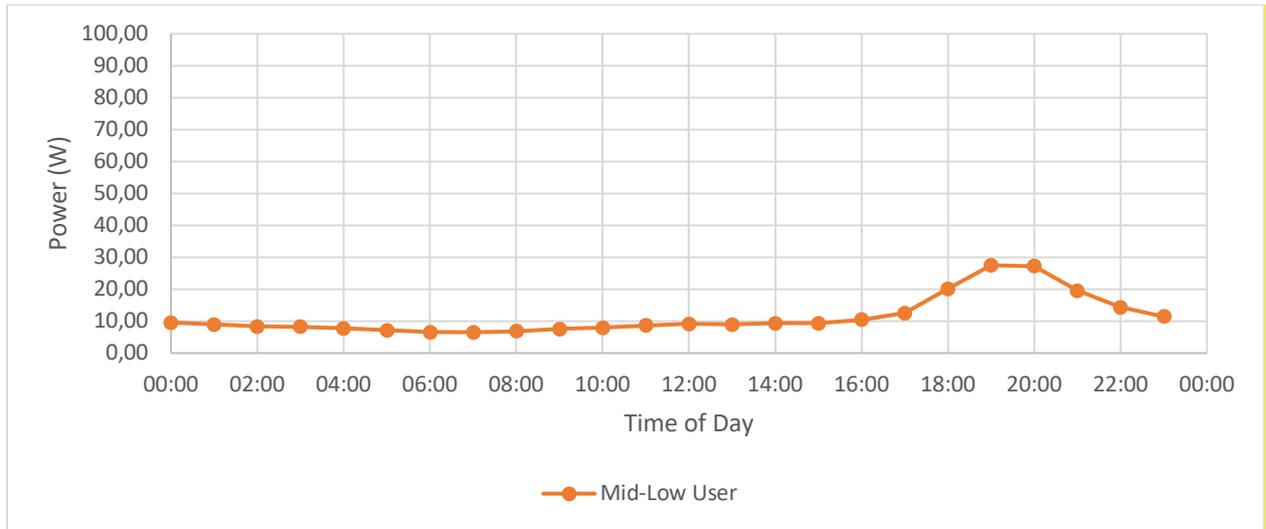


Figure 7: Profil de charge moyen journalier - Clients Moyenne utilisation - Résidentiel

Croissance de la consommation

L'estimation la croissance de la consommation pour cette catégorie est d'environ 18% sur la première décennie :

- 44 % de croissance d'une année à l'autre en moyenne entre l'année 1 et l'année 4
- Et puis de 7% de croissance en moyenne chaque année pour les années suivantes

Au-delà de l'année 10, il y a une projection conservatrice à en moyenne 2% par an.

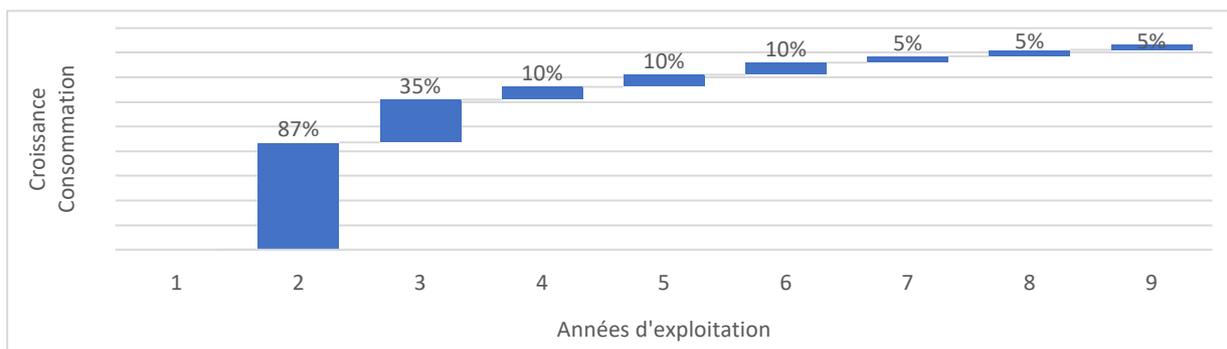


Figure 8: Croissance de la consommation de la catégorie T2

Cette estimation est aussi basée sur l'expérience et les données observées au Ghana sur des segments d'utilisation similaires, pour les 4 premières années.

Habitude de paiement :

Les clients de ce segment sont légèrement plus aisés que les clients du segment précédent et tirent pleinement profit de la valeur apportée par l'électricité – notamment pour ceux qui la valorisent par des usages productifs.

Lorsque l'on examine le paiement de clients similaires au Ghana, l'on constate qu'ils seront en moyenne en coupure (hors tension) pendant environ 2 jours chaque mois (6% du temps). C'est-à-dire que lorsque leur solde atteindra zéro, ils prendront généralement ce nombre de jours pour recueillir de l'argent et ou décider de recharger leur compte et de reprendre l'usage de l'électricité.

Note : Dans les prévisions de ventes, ces jours sont comptabilisés sans ventes d'électricité pour ce segment.

Prévisions de ventes :

Grâce au faible coût de l'électricité et malgré les consommations plus élevées dans ce segment, la dépense moyenne mensuelle est estimée à 2 803 FCFA par mois dans la première année et :

- au cours des 5 premières années, ils restent en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 1 de ménages les plus pauvres (ayant un budget de 6000 CFA à 8000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau
- au cours des 4 années suivantes, ils restent en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 2 de ménages relativement pauvres (ayant un budget d'environ 20 000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau

Les prévisions de consommation et ventes, année après années sont les suivantes :

Tableau 5: Projection des ventes : Clients à moyenne utilisation (résidentiel)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Croissance de la demande</i>		87%	35%	10%	10%	10%	5%	5%	5%	5%	5%
TZ - Moyenne Utilisation (Résidentiel)	31%	59									
Kwh - Consommation moyenne	0,24	0,45	0,61	0,67	0,73	0,81	0,85	0,89	0,93	0,98	1,03
Kwh - Consommation au-delà du forfait journalier	0,15	0,36	0,52	0,58	0,64	0,72	0,76	0,80	0,84	0,89	0,94
<i>Charge mensuelle - forfait (cfa) - par usager</i>	2 010,00	2 106,48	2 207,59	2 313,56	2 424,61	2 540,99	2 662,95	2 790,78	2 924,73	3 065,12	3 212,25
Charge journalière - consommation au-delà du forfait (cfa)	28,35	71,07	107,09	125,41	146,62	171,17	189,49	209,69	231,98	256,57	283,69
Temps de coupure par mois	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Nombre de jour de coupure par mois	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Charge mensuelle - consommation au-delà du forfait (cfa) - par usager	793,80	1 989,91	2 998,41	3 511,39	4 105,38	4 792,89	5 305,65	5 871,40	6 495,54	7 184,01	7 943,34
<i>Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (par usager)</i>	2 803,80	4 096,39	5 206,00	5 824,94	6 529,99	7 333,88	7 968,60	8 662,18	9 420,28	10 249,13	11 155,59
<i>Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (pour le segment)</i>	164 274,64	240 007,52	305 019,63	341 283,47	382 591,94	429 692,05	466 880,53	507 517,00	551 933,93	600 496,51	653 605,90
<i>Charge mensuelle (USD): Forfait + Consommation (pour le segment)</i>	278,43	394,94	487,31	529,36	576,15	628,23	662,72	699,42	738,48	780,05	824,31
<i>Consommation du annuelle du segment (kwh)</i>	4 824,53	9 021,88	12 179,54	13 397,49	14 737,24	16 210,97	17 021,51	17 872,59	18 766,22	19 704,53	20 689,76
<i>Consommation du annuelle du segment (au dela du forfait)-(kwh)</i>	3 015,33	7 212,68	10 370,34	11 588,29	12 928,04	14 401,77	15 212,31	16 063,39	16 957,02	17 895,33	18 880,56
<i>Consommation du annuelle du segment (inclus dans le forfait) - (kwh)</i>	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20	1 809,20

T3- Utilisation Elevée (Résidentiel) - 500 Wh à 1 kWh par jour – 13% des clients

Ces clients ont très souvent un vieux groupe électrogène pour un usage personnel ou commercial et ont déjà plusieurs appareils installés dans leurs maisons (TV, ventilateurs, ...). Particulièrement, dans les localités sélectionnées au Bénin, il a été constaté que la plupart de ces personnes déclare avoir cessé d'utiliser leur groupe électrogène en raison du coût du carburant (et préfère le louer pour les cérémonies afin de le rentabiliser). Certains sont actuellement passés ou envisagent de passer à des moyens voir large kits solaires (entre 60 000 à 200 000 CFA selon la taille) qui peuvent soutenir l'éclairage, recharge de téléphone, un ventilateur ou une chaîne stéréo et la TV.

Leurs motivations principales pour le service de WEZIZA BENIN est la réduction des coûts, la facilité d'utilisation et la scalabilité (possibilité d'utiliser plusieurs autres équipements). Ainsi ils utiliseront les appareils qu'ils ont déjà et qui comprennent plusieurs points d'éclairage, la Télévision, ventilateurs, stéréo et éventuellement rajouteront un réfrigérateur/congélateur en plus.

Leur consommation quotidienne moyenne d'électricité est estimée autour de 620 Wh la première année, soit assez pour :

- regarder 2 à 3 heures de télévision (75W),
- avec un décodeur TV (45W)
- s'éclairer avec 3 ampoules peu énergivores (5W) pendant 6 heures
- écouter environ 2 à 3 heures de radio (7W)
- utiliser un ventilateur (45W) pendant 3 heures
- et de charger 2 téléphones ($5W \times 2 = 10W$)

soit globalement une utilisation en moyenne de 620 Wh par jour pour environ 200 W de puissance « installée », leur permettant d'accéder à un meilleur service à coût inférieur.

Le profil de charge moyen pour ce segment est présenté dans le graphique ci-après. *Il s'agit d'un profil de charge moyen de tous les clients du segment. Ce qui signifie que certains utilisent plus ou moins au cours de la journée.*

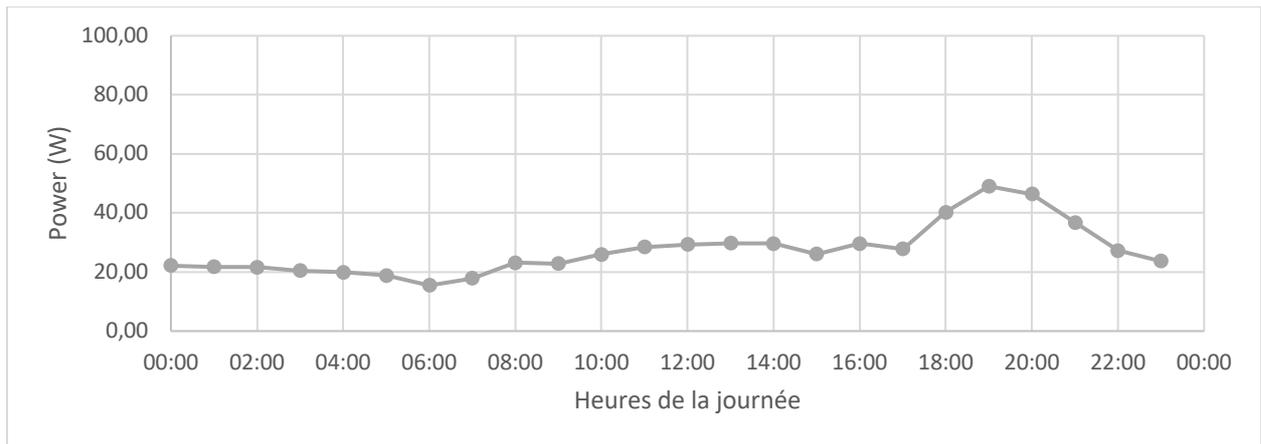


Figure 9: Profil de charge moyen journalier - Clients Utilisation Elevée - Résidentiel

Croissance de la consommation

L'estimation de la croissance de la consommation pour cette catégorie est d'environ 15% sur la première décennie :

- 30 % de croissance d'une année à l'autre en moyenne entre l'année 1 et l'année 4
- et puis de 9% de croissance en moyenne chaque année pour les années suivantes.

Au-delà de l'année 10, il y a une projection conservatrice à en moyenne 4% par an.

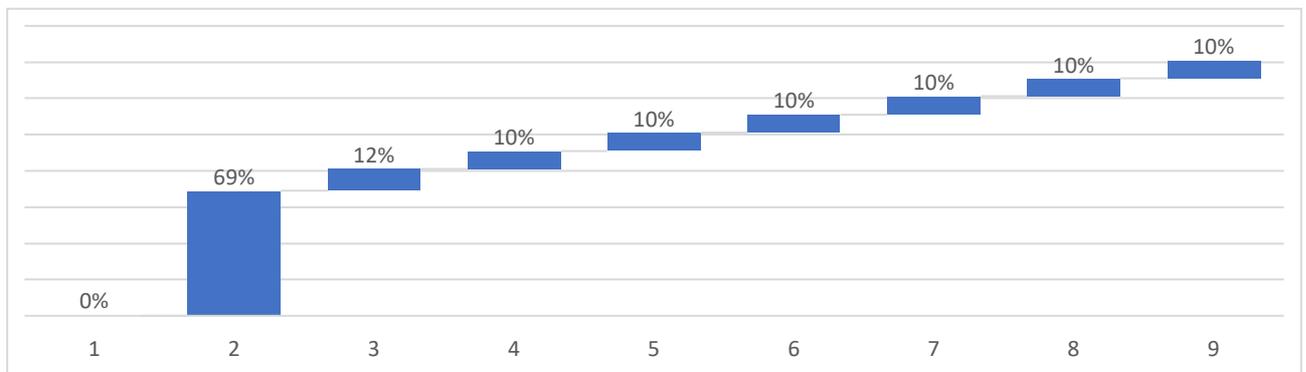


Figure 10: Croissance de la consommation de la catégorie T3

Ce groupe est également le principal moteur de la catégorie suivante d'utilisation plus commerciale.

Habitude de paiement :

Les clients de ce segment sont les consommateurs les plus riches de la localité et le coût de l'électricité est un pourcentage maîtrisable de leur revenu. Lorsque l'on examine le paiement

de clients similaires au Ghana, l'on prévoit qu'ils seront en moyenne en coupure (hors tension) pendant 1 jour ou moins chaque mois (2% du temps).

Note : Dans les prévisions de ventes ces jours sont comptabilisés sans ventes d'électricité pour ce segment, que les clients sont éteints.

Prévisions de ventes :

Grâce au faible coût de l'électricité et ce malgré des consommations plus élevées dans ce segment, la dépense moyenne mensuelle est estimée à 4 914,93 FCFA par mois dans la première année, et :

- au cours des 7 premières années, elle reste en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 2 de ménages relativement pauvres (ayant un budget d'environ 20 000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau
- au cours des années suivantes, ils restent en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 3 de ménages aisés (ayant un budget d'environ 30 000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau

Les prévisions de ventes, année après années sont les suivantes :

Tableau 6: Projection des ventes - Utilisation Elevée (Résidentiel)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<i>Croissance de la demande</i>		69%	12%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%	8%
T3 - Utilisation Elevée (Résidentiel)	13%	25									
Kwh - Consommation moyenne	0,62	1,05	1,17	1,29	1,42	1,56	1,69	1,82	1,97	2,13	2,30
Kwh - Consommation au-delà du forfait journalier	0,53	0,96	1,08	1,20	1,33	1,47	1,60	1,73	1,88	2,04	2,21
<i>Forfait journalier (CFA)</i>	67,00	70,22	73,59	77,12	80,82	84,70	88,77	93,03	97,49	102,17	107,07
<i>Prix du Kwh (CFA)</i>	189,00	198,07	207,58	217,54	227,99	238,93	250,40	262,42	275,01	288,21	302,05
<i>Forfait journalier (CFA)</i>	67,00	70,22	73,59	77,12	80,82	84,70	88,77	93,03	97,49	102,17	107,07
Charge mensuelle - forfait (cfa) - par usager	2 010,00	2 106,48	2 207,59	2 313,56	2 424,61	2 540,99	2 662,95	2 790,78	2 924,73	3 065,12	3 212,25
Charge journaliere - consommation au-delà du forfait (cfa)	100,17	189,71	224,92	261,25	303,22	351,70	399,87	454,48	516,37	586,53	666,03
Temps de coupure par mois	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Nombre de jour de coupure par mois	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Charge mensuelle - consommation au-delà du forfait (cfa) - par usager	2 904,93	5 501,69	6 522,67	7 576,12	8 793,25	10 199,22	11 596,17	13 179,80	14 974,85	17 009,31	19 314,89
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (par usager)	4 914,93	7 608,17	8 730,27	9 889,67	11 217,86	12 740,21	14 259,13	15 970,58	17 899,58	20 074,43	22 527,14
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (pour le segment)	120 759,83	186 932,68	214 502,63	242 989,28	275 622,80	313 026,95	350 346,71	392 397,13	439 792,78	493 228,85	553 491,72
Charge mensuelle (USD): Forfait + Consommation (pour le segment)	204,68	307,61	342,69	376,90	415,06	457,66	497,30	540,77	588,43	640,71	698,05
<i>Consommation du annuelle du segment (kwh)</i>	5 448,99	9 208,79	10 313,84	11 345,23	12 479,75	13 727,72	14 825,94	16 012,02	17 292,98	18 676,42	20 170,53
<i>Consommation du annuelle du segment (au dela du forfait)-(kwh)</i>	4 658,01	8 417,81	9 522,86	10 554,25	11 688,77	12 936,74	14 034,96	15 221,04	16 502,00	17 885,44	19 379,55
<i>Consommation du annuelle du segment (inclus dans le forfait) - (kwh)</i>	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98	790,98

T4- Utilisation très Elevée/Commercial -plus de 1 kWh par jour- – 8% des clients

Ces clients sont pour la plupart les petits commerces actuels (boutiques d'approvisionnement, "buvettes", tailleurs, etc.) mais aussi les petites unités de transformation (moulins à grains et les broyeurs), qui sont estimés saisir l'occasion de la fourniture d'électricité pour augmenter leurs revenus ou réduire leurs coûts d'exploitation. En fait, il est envisageable que les clients investissent dans des congélateurs pour diversifier ou démarrer leur entreprise, transiter du générateur diesel au moteur électrique pour réduire leur coût, et ou prolonger leurs horaires d'ouverture la nuit.

Au Ghana, il a été constaté une augmentation de 29 % du nombre de femmes qui ont lancé leur activité une fois que l'électricité était disponible dans la communauté ([source - Black Star Energy and Power Africa survey in 2018](#)).

L'étude terrain au Bénin a particulièrement permis de dénombrer environ 5 à 10 boutiques pour 100 ménages. Les propriétaires de ces boutiques ont principalement l'intention d'obtenir un congélateur pour être en mesure de diversifier leur offre et d'augmenter leurs revenus en vendant des boissons froides, de la viande et du poisson au sein de la communauté, voire de devenir grossistes pour desservir les hameaux à proximité.

Par ailleurs, il a été observé une agriculture plus diversifiée (qu'au Ghana) : coton, manioc, soja, maïs, arachides, noix de cajou, poivre et autres légumineuses. Il s'agit pour les localités d'avoir un levier de stabilisation de leur revenu au cours de l'année (avec plusieurs périodes de récolte). Les principaux outils de transformation de ces produits agricoles sont :

- Les moulins à écraser alimentés par un moteur diesel (15 à 20 chevaux) => pour le maïs, le soja et le manioc principalement
 - Entre 3 et 4 moulins sont généralement opérationnel dans les localités
- Les petits broyeurs, alimentés par un moteur à essence (environ 5 chevaux) => pour légumineuses type piment, tomates, etc. et grains mous (soja trempés, etc...)
 - Entre 5 et 8 broyeurs opérationnels dénombrés par localité

En outre, il a été noté que chaque localité a plusieurs coopératives pour organiser leur production et la vente sur le marché des produits cultivés et transformés : Systématiquement il a été trouvé une coopérative pour le coton, mais aussi pour le fromage de soja (principalement des femmes), et certaines aussi pour transformer l'arachide en pâte, le manioc en fleur et gari, et le riz. Ces coopératives sont les prémices de l'inclusion financière

locale et seront un bon partenaire pour développer des utilisations productives de l'électricité au sein des communautés.

Profil de charge

Pour les courbes de demande pour ce segment, nous avons ci-après le profil moyen pour une utilisation commerciale par des établissements de vente au détail que nous retrouvons au Bénin comme au Ghana, utilisant l'électricité pour alimenter principalement un ou deux congélateurs, prolonger les heures d'ouverture la nuit et éventuellement jouer une chaîne stéréo ou un téléviseur pour le divertissement de leurs clients. Ce qui est estimé représenter une consommation d'environ 1,2 à 1,5kWh en moyenne par jour, pour une puissance installée d'environ 350W.

De l'évaluation sur le terrain, il est estimé que 5 à 10 % des clients pourraient avoir ce profil (commerce existant et nouveaux entrepreneurs saisissant l'opportunité offerte par l'électricité).

Le profil de charge moyen pour ce segment est présenté dans le graphique ci-après. Il s'agit d'un profil de charge moyen de tous les clients du segment. Ce qui signifie que certains utilisent plus ou moins au cours de la journée.

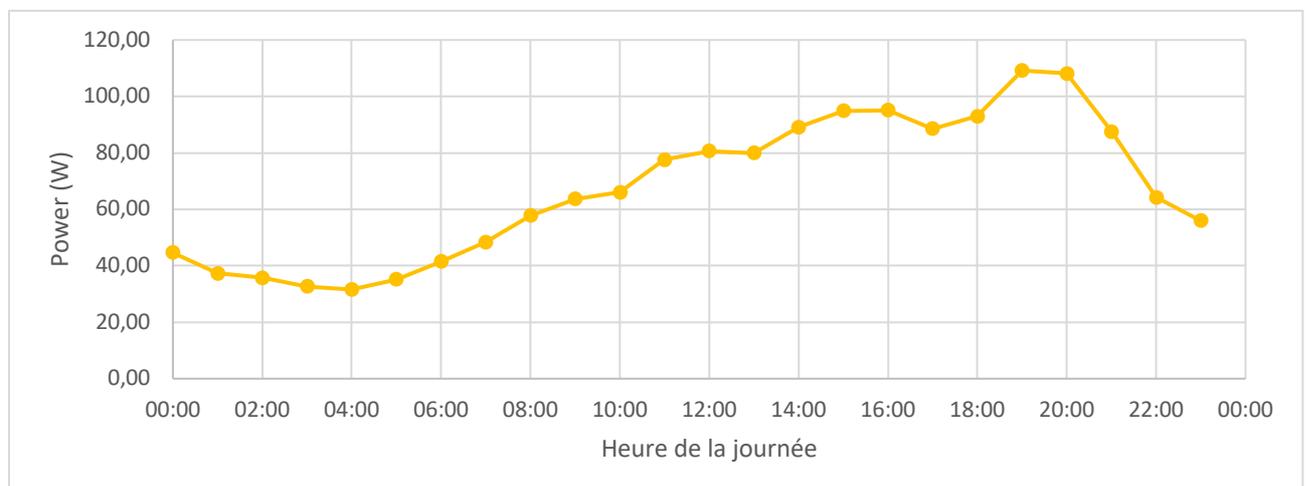


Figure 11: Profil de charge moyen journalier - Clients Utilisation Elevée - Commerciale

Le dimensionnement de capacité intègre ensuite les charges plus élevées telles que les moulins et broyeurs au cas par cas, au regard de la capacité déjà déployé et utilisé, du nombre de moulins/broyeurs prêt à faire la transition et la typologie du réseau de distribution déployée (l'intégration de moulins exige de mettre en place un réseau triphasé typiquement). La cible est de pouvoir intégrer ces charges de façon gérable et économiquement viable. Ainsi il est envisagé à moyen terme une intégration de :

- 2 à 3 broyeurs tous les 100 usagers – en remplaçant les petits moteurs à essence actuels de 5 chevaux, par des moteurs électriques d'environ 1,5 à 3 kW
- Un moulin électrique tous les 100/200 usagers – remplaçant le moteur diesel (15 à 20 chevaux) par un moteur électrique (5 à 7,5 kW), avec des optimisations mécaniques sur le moulin (notamment le niveau de force/couple nécessaire)

Habitude de paiements

Étant donné que l'électricité est utilisée pour une activité commerciale, il y a une plus grande probabilité que ces clients paient leurs factures. Il est constaté, à partir des données de paiement de clients similaires au Ghana, que ces clients passent en moyenne moins d'un jour en « coupure » par mois. En raison de l'impératif d'affaires et du revenu disponible, ils rechargeront généralement leur compte juste après que leur compteur effectue la coupure pour maintenir le service.

Toutefois, certains opérateurs peuvent avoir une utilisation saisonnière, typiquement lié aux phases de récolte avec des périodes où l'activité est drastiquement réduite. Ce sera généralement le cas pour les moulins à grains / opérateurs de broyeurs, mais aussi des boutiques dont les clients subissent une baisse de revenu. Ainsi, avec l'hypothèse que 50% des usagers commerciaux suspendraient leurs opérations 2 mois par an en raison de l'effet saisonnier, le temps de coupure a été réajusté à en moyenne 3 jours de coupure par mois (environ 10% du temps).

Croissance de la consommation

Avec le déploiement de l'électricité, les entreprises et d'autres utilisations productives se développeront au sein des localités. Principalement, ce sera par l'acquisition d'appareils générateurs de revenus tels que les congélateurs, déjà prêts sur le marché. Progressivement, de nouvelles entreprises arriveront, motivés par différents facteurs : centre d'information avec imprimantes, magasin de gros avec chaîne de froid pour servir la communauté et les hameaux, etc. mais aussi des personnes qui travaillent actuellement dans les villes voisines et électrifiées devraient décider d'installer tout ou partie de leur activité dans la localité (exemple de soudeurs, menuisier, etc... rencontrés dans les localités et ayant exprimé pour la plupart cette aspiration).

Sur cette base, l'estimation la croissance de la consommation pour cette catégorie est d'environ 18% sur la première décennie :

- 20 % de croissance d'une année à l'autre en moyenne entre l'année 1 et l'année 4

- Et puis de 9% de croissance en moyenne chaque année pour les années suivantes

Au-delà de l'année 10, il y a une projection conservatrice à en moyenne 4% par an.

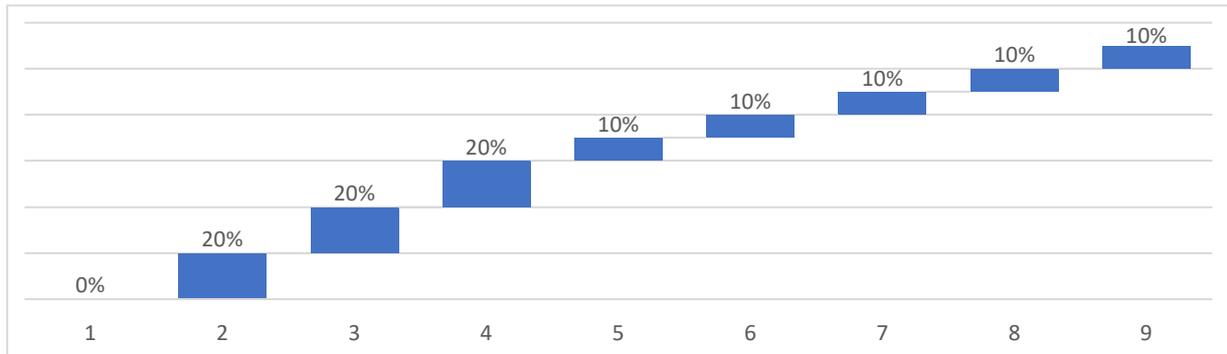


Figure 12: Croissance de la consommation de la catégorie T4

Prévisions de ventes :

Grâce au faible coût de l'électricité et malgré des consommations plus élevées dans ce segment, la dépense moyenne mensuelle est estimée à 7 674 FCFA par mois dans la première année, et:

- au cours des 5 premières années, les usagers restent en dessous des niveaux de budget de la Catégorie 2 de ménages relativement pauvres (ayant un budget d'environ 20 000 CFA par mois) tel que définie par le plan directeur d'électrification hors réseau

Les prévisions de consommation et de ventes, année après années sont les suivantes :

Tableau 7: Projection des ventes - Utilisation très Elevée/Commercial

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Croissance de la demande		20%	20%	20%	10%	10%	8%	8%	8%	8%	8%
T4 - Utilisation très Elevée/Commercial	8%	15									
Kwh - Consommation moyenne	1,20	1,44	1,73	2,07	2,28	2,51	2,71	2,93	3,16	3,41	3,69
Kwh - Consommation au-delà du forfait journalier	1,11	1,35	1,64	1,98	2,19	2,42	2,62	2,84	3,07	3,32	3,60
Charge mensuelle - forfait (cfa) - par usager	2 010,00	2 106,48	2 207,59	2 313,56	2 424,61	2 540,99	2 662,95	2 790,78	2 924,73	3 065,12	3 212,25
Charge journaliere - consommation au-delà du forfait (cfa)	210	267	340	432	500	578	656	744	844	958	1 086
Temps de coupure par mois	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Nombre de jour de coupure par mois	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Charge mensuelle - consommation au-delà du forfait (cfa) - par usager	5 664,33	7 219,72	9 180,41	11 651,01	13 486,68	15 605,51	17 711,62	20 097,73	22 800,88	25 862,97	29 331,46
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (par usager)	7 674	9 326	11 388	13 965	15 911	18 146	20 375	22 889	25 726	28 928	32 544
Charge mensuelle (CFA): Forfait + Consommation (pour le segment)	116 035,87	141 012,21	172 186,56	211 144,21	240 578,69	274 375,00	308 063,49	346 074,19	388 971,20	437 392,75	492 060,89
Charge mensuelle (USD): Forfait + Consommation (pour le segment)	196,67	232,04	275,09	327,50	362,29	401,15	437,29	476,93	520,44	568,18	620,58
Consommation du annuelle du segment (kwh)	5 960,30	7 152,36	8 582,84	10 299,41	11 329,35	12 462,28	13 459,26	14 536,00	15 698,88	16 954,79	18 311,18
Consommation du annuelle du segment (au dela du forfait)-(kwh)	5 513,28	6 705,34	8 135,81	9 852,38	10 882,32	12 015,26	13 012,24	14 088,98	15 251,86	16 507,77	17 864,16
Consommation du annuelle du segment (inclus dans le forfait) - (kwh)	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02	447,02

T5- Services publics – moins de 1% d'usagers

Ce segment est le moteur du développement social communautaire. L'alimentation des écoles, cliniques, lampadaires, et l'approvisionnement en eau communautaire sont les principales attentes exprimées par les localités. Ces infrastructures ont besoin d'une puissance fiable pour maintenir un niveau de service élevé afin de stimuler le développement socio-économique.

Le modèle d'affaires donne la priorité aux collectivités qui ont ce type d'installations en termes de viabilité. La plupart du temps, le Segment Service Public représente très peu d'usagers au totale mais leur électrification aide particulièrement à attirer du personnel qualifié à venir et rester dans les communautés (enseignants, infirmières, etc.) et offrir un service à valeur ajoutée aux clients.

Centre de Santé :

Au Bénin, il est constaté qu'environ 45% des communautés (9 sur 20) sélectionnées ont un centre de santé, qui pâtit présentement du manque d'électricité.

D'après l'expérience, un centre de santé présente un profil d'utilisation de type "Utilisation très Elevée/Commercial » (entre 1 à 3 kWh par jour), alimentant les appareils tels qu'un réfrigérateur à vaccin et permettant au personnel de prolonger sereinement le service pendant la nuit.

Les centres de santé paient pour leur consommation, et leur consommation d'électricité est facturée avec la même structure tarifaire que les autres clients.

WEZIZA BENIN essaie autant que possible d'éviter des coupures pour ces usagers pour s'assurer qu'ils puissent tirer parti de son électricité autant que possible pour servir ses clients. Elle essaie de donner au centre de santé un délai de grâce gérable pour recharger leur crédit et, en attendant, elle maintient leur accès à l'électricité. Cela permet à la clinique d'avoir un service continu et de s'organiser pour effectuer le paiement en temps (la cible est zéro jour de coupure).

Écoles :

Au Bénin, il est constaté que toutes les communautés sélectionnées ont une école primaire. Seulement 3 localités ont l'école secondaire en plus.

Et, d'expérience, les écoles desservies au Ghana ont un profil de type « Utilisation Moyenne » (entre 200 et 300 Wh) par jour. La plupart du temps, les écoles tirent parti de l'électricité pour démarrer les cours de soutien aux élèves le soir. Elles peuvent également opter pour des imprimantes et de temps en temps utiliser des lecteurs multimédias, ou encore permettre au personnel enseignant de charger leurs téléphones et ordinateurs portables.

Les écoles paient pour leur consommation, et leur consommation d'électricité est facturée avec la même structure tarifaire que les autres clients.

En termes d'habitude de paiement, les écoles sont généralement fermées le week-end et pendant les longues vacances. Cela représente 45% de l'année sans utilisation d'électricité, pris en compte dans les projections de vente d'électricité.

Lampadaires :

WEZIZA BENIN fournit systématiquement 2 lampadaires par localité. Ensuite, pour chaque 30 abonnés, WEZIZA BENIN en déploie un de plus. En règle générale, une communauté de 210 clients devrait alors recevoir : $2 + (210/30) = 9$ lampadaires. La communauté peut choisir sur quels poteaux électriques positionner les lampadaires.

L'installation des lampadaires, la consommation d'électricité et l'entretien sont à la charge de l'entreprise.

Ce type de service augmente durablement l'attractivité de la communauté mais aussi la sécurité des usagers.

Synthèse de la consommation et des ventes sur l'ensemble du projet

Les éléments présentés jusqu'à présent portaient sur les projections pour une localité type. L'extrapolation de ces projections sur l'ensemble des localités, ajouté au rythme de déploiement prévu des sites (8 en année 1 et 12 en année 2), permettent d'avoir une projection globale sur le projet. Le tableau suivant récapitule, les projections sur la période d'évaluation économique du projet, de la consommation d'énergie et les ventes, avec une vue par segment et globale.

Tableau 8: Projection des ventes sur l'ensemble du projet

Service de fourniture d'électricité

REVENUE SUR L'ENSEMBLE DU PROJET	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nombre de localité déployées	8	12									
Nombre cumulé de localité déployées	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Nombre de cumulé d'utilisateur connecté	1516	3790	3790	3790	3790	3790	3790	3790	3790	3790	3790
T1 - Faible Utilisation (Résidentiel)	48%										
Nombre de participant	718	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796
Consommation journalière moyenne (kwh)	0,055	0,092	0,257	0,283	0,311	0,342	0,359	0,377	0,396	0,416	0,437
Consommation annuelle (kwh) - inclus jour de coupure	12 111	38 392	86 969	147 241	161 965	178 161	192 209	201 819	211 910	222 506	233 631
Revenu annuelle sur le segment (USD)	\$ 29 361	74 045	87 348	108 464	115 257	122 752	129 722	135 355	141 317	147 629	154 313
T2 - Moyenne Utilisation (Résidentiel)	31%										
Nombre de participant	469	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172
Consommation journalière moyenne (kwh)	0,240	0,449	0,606	0,666	0,733	0,806	0,847	0,889	0,934	0,980	1,029
Consommation annuelle (kwh) - inclus jour de coupure	38 596	130 069	205 699	253 334	278 668	306 535	330 704	347 239	364 601	382 831	401 972
Revenu annuelle sur le segment (USD)	\$ 26 729	78 009	103 653	120 991	131 538	143 276	154 086	162 576	171 610	181 226	191 461
T3 - Utilisation Elevée (Résidentiel)	13%										
Nombre de participant	197	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491
Consommation journalière moyenne (kwh)	0,620	1,048	1,174	1,291	1,420	1,562	1,687	1,822	1,968	2,125	2,295
Consommation annuelle (kwh) - inclus jour de coupure	43592	130 069	205 699	253 334	278 668	306 535	330 704	347 239	364 601	382 831	401 972
Revenu annuelle sur le segment (USD)	\$ 19 649	59 004	77 194	85 530	94 119	103 705	113 644	123 526	134 361	146 243	159 275
T4 - Utilisation très Elevée/Commercial	8%										
Nombre de participant	121	302	302	302	302	302	302	302	302	302	302
Consommation journalière moyenne (kwh)	1,200	1,440	1,728	2,074	2,281	2,509	2,710	2,927	3,161	3,414	3,687
Consommation annuelle (kwh) - inclus jour de coupure	47682	128 743	154 491	185 389	214 228	235 650	257 221	277 799	300 023	324 025	349 947
Revenu annuelle sur le segment (USD)	\$ 18 880	50 597	59 823	71 053	81 940	90 680	99 745	108 755	118 640	129 488	141 393
T5 - Public Service	<1%										
Nombre de participant	12	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Consommation journalière moyenne (kwh)	0,538	0,756	0,954	1,103	1,213	1,335	1,425	1,521	1,625	1,735	1,854
Consommation annuelle (kwh) - inclus jour de coupure	1962	5 556	7 163	8 661	9 867	10 854	11 809	12 654	13 562	14 538	15 587
Revenu annuelle sur le segment (USD)	\$ 1 009	2 746	3 306	3 852	4 321	4 730	5 141	5 528	5 949	6 408	6 907
Revenue - Annuel - Fourniture d'électricité (USD)	\$ 95 628,75	\$ 264 400,50	\$ 331 324,04	\$ 389 890,29	\$ 427 175,73	\$ 465 142,77	\$ 502 338,43	\$ 535 739,24	\$ 571 876,81	\$ 610 992,60	\$ 653 350,14

III.3. Description des mini-réseaux et spécifications techniques

Pour les principaux équipements, à savoir les panneaux solaires, les batteries et les électroniques de puissance, le Consortium a une double stratégie.

III.3.1. Unités de production

Les panneaux solaires et les supports

Pour toutes les localités, chaque chaîne PV est basée sur le contrôleur de charge Victron SmartSolar 250/100, avec des modules photovoltaïques GH solar 380 Wc monocristalline ou équivalent. Chaque contrôleur de charge est connecté à 3 chaînes de 5 modules, fournissant un bloc modulaire de 5,7 kW DC qui peut être facilement et rapidement élargi à mesure que la demande client augmente.

Le système de support pour panneaux est également conçu pour être construit localement avec des matériaux disponibles sur le marché Béninois et peut être construit dans la plupart des ateliers de machinerie.

Les batteries

Le contrôleur de charge, contrôle un système de batteries de 48 V organisé en chaînes parallèles de 2V/600Ah, 2V/1000Ah, ou 2V/1500Ah de type AGM à cycle profond ou d'un fabricant équivalent (selon l'issue du processus d'approvisionnement). La taille de la batterie sera adaptée en fonction de la taille de la localité (de la demande). En général :

- pour les localités de moins de 200 ménages, ce sera des batteries de 600 Ah,
- pour les localités de 200 à 350 ménages, ce sera des batteries de 1000 Ah,
- et pour les localité plus grande encore, ce sera des batteries de 1500 Ah.

Onduleurs

Un onduleur Victron Multiplus II - onduleur 48/5000/70-50 ou Victron Quattro 48/10000/140-100/100 convertira la production de 48 V DC du stockage en courant alternatif sur du 230 V AC - 50 Hz, avec une configuration monophasée ou triphasée selon la taille de la communauté et les charges. Les onduleurs Victron peuvent être mis en parallèle pour fournir la puissance nécessaire au besoin de la localité, mais aussi pour assurer les expansions à mesure que la demande en énergie augmente.

En outre, trois onduleurs peuvent être mis en parallèle pour fournir une puissance en triphasé. L'entreprise fournira de l'électricité directement en triphasé.

Illustration de l'expansion dans le temps

Voici, pour la localité de Gbaffo, un exemple d'évolution de la conception dans le temps, pour répondre à la demande.

L'exemple comporte les diagrammes linéaires pour Gbaffo, de la capacité installée entre l'année 1 et l'année 10.

- La capacité initiale installée est de 17,1 kW DC avec un système de stockage d'énergie de 144 kWh.
- Le système DC de 17,1 kW se compose de 3 contrôleurs de charge Victron Smart solar 250/100 chacun relié à trois chaînes de 5 modules solaire PV de 380 W monocristalline en série.
- Le système de batterie se composerait de 3 chaînes de 24 batteries 2V 1000 Ah AGM en série.
- Le système est connecté à un seul onduleur Multiplus 48/5000 5 kW AC.
- Pour cet exemple, la configuration est conçue avec une projection de 220 clients avec une utilisation moyenne de 200 Wh/jour par abonnée.

Capacité PV

Au cours de la première année, et si la demande augmente et ou l'entreprise raccorde de nouveaux abonnés, elle étendra la capacité installée.

Dans l'hypothèse d'une croissance de la demande à une moyenne de 278 Wh/jour par abonnée, elle augmentera le système PV de 4 chaînes de modules PV 5x 380 W, soit une capacité totale de 24,7 kW DC. Ceux-ci seraient connectés à deux contrôleurs de charge supplémentaires qui seraient également installés.

Au cours de la deuxième année, si l'utilisation augmentait comme prévu et que les clients utilisaient 434 Wh/jour (cela sous-entend que l'entreprise aurait à ce stade plus de clients commerciaux comme des commerces utilisant des congélateurs), le système serait étendu à 38 kW DC de PV, soit un ajout de 7 chaînes de modules PV 5x 380 W. Et aussi deux contrôleurs de charge supplémentaires seraient ajoutés à ce stade.

Capacité de stockage

De même, le système de stockage d'énergie devrait également être élargi. Toutefois, avec les batteries plomb-acide, on ne peut pas simplement étendre le système par l'ajout de nouvelles batteries (pour le moment, la veille est faite sur le marché pour identifier des entreprises comme Solar BOS qui offrent des solutions pour l'expansion des batteries). Ainsi, le plan actuel serait de

- Remplacer la banque de stockage de 144 kWh installé en année 1, par une solution de stockage d'énergie de 384 kWh qui se composerait de 4 chaînes de 24x 2V 2000 Ah AGM batteries en série.
- L'ancienne banque de stockage, serait déplacé soit pour agrandir la capacité dans une localité plus petite et où la demande serait aussi croissante, soit pour desservir une nouvelle localité raccordée.

Onduleurs

Un deuxième onduleur serait également ajouté à la localité de Gbaffo, pour augmenter la capacité maximale. Une veille en continu de la demande de la localité sera faite et si besoin de rajouter un 2^e onduleur plus tôt qu'en année 2, cela sera fait. Aussi, si des usagers productifs confirment leur participation et se raccordent au mini-réseau, l'entreprise ajouterait deux onduleurs et convertirait le système en trois phases.

Au-delà de l'année 2

Au cours de la 5^e année, au regard de la demande projetée, et dans l'hypothèse que l'expansion de la banque de stockage ci-dessus mentionnée aura été réalisée, une expansion du système photovoltaïque sera effectuée à 66,5 kW DC.

Cela correspond à l'ajout de 3 contrôleurs de charge supplémentaires ainsi que 8 chaînes de 5 modules 380 W en série.

L'expansion PV se produirait au fil des années 2-5 au besoin avec une surveillance attentive de la demande client. Les onduleurs seraient étendus à un système en trois phases aussi sur cette période. Et, si la demande d'énergie communautaire était plus élevée, 3 onduleurs supplémentaires de 5 kVA seront ajoutés chacun pour augmenter la capacité maximale.

D'ici la 10^e année, l'entreprise devrait avoir étendu le système à 96,9 kW DC et augmenté la capacité de stockage d'énergie à 576 kWh, et une fois de plus dans l'hypothèse de réalisation de la projection de la demande, soit 240 clients et une utilisation moyenne de 1,043 kWh par client. D'ici là, le marché permettrait peut-être d'accéder à une technologie de batterie de pointe comme les batteries lithium-ion qui facilitent l'expansion du stockage. En effet au cours

de cette décennie, il est attendu à ce qu'il y ait un changement rapide dans la technologie de stockage de l'énergie comme cela a été le cas pour les modules PV. Ce changement technologique à long terme aidera à faire baisser le prix de l'électricité à mesure que l'entreprise étend ses systèmes et vend plus d'électricité.

Le tableau suivant présente une synthèse des unités de production par localité.

Tableau 9: Synthèse des unités de production par localité

Localité	Consommation Journalière	Puissance Installée kW DC	Capacité installé (KWh)	Nombre Contrôleur de charge (Victron SmartSolar MPPT 250/100-T)	Peak Power On Grid (AC kW)	Single-Phase / Three-Phase	Puissance Onduleur Victron (kW)	Nb Onduleurs	Puissance installé Onduleur (kW AC)
AGNAME	66,712	28,5	192	5	10,0	1	5	3	15
AGODOGOUI	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
AGOITA	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
ASSIYO	22,504	9,5	57,6	2	3,4	1	5	1	5
BOLAME	47,7436	20,9	144	4	7,2	1	5	2	10
DOME AGA	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
FITA	66,712	28,5	192	5	10,0	1	5	3	15
GBADAGBA	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
GBAFFO	66,712	28,5	192	5	10,0	1	5	3	15
GBEDAVO	33,756	15,2	86,4	3	5,1	1	5	2	10
GOUGOUTA	88,416	36,1	288	7	13,3	1	5	3	15
GOUNSOE	66,712	28,5	192	5	10,0	1	5	3	15
HON	66,712	28,5	192	5	10,0	1	5	3	15
HONTONOU	33,756	15,2	86,4	3	5,1	1	5	2	10
KOHOUGAN	40,0272	17,1	144	3	6,0	1	5	2	10
LOBETA	27,0848	11,4	86,4	2	4,1	1	5	1	5
SAWLAKPA	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
TAKPATCHIOME	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
VOLLY-LATADJI	55,46	22,8	144	4	8,3	1	5	2	10
ZOUTO ATCHERIGBE	33,756	15,2	86,4	3	5,1	1	5	2	10

III.3.2. Sites de production

Le processus de sécurisation foncière est toujours en cours.

III.3.3. Réseaux de distribution

Pour les réseaux de distribution d'électricité, WEZIZA BENIN utilisera des poteaux en béton qui sont disponibles sur le marché local. La longueur des poteaux sera entre huit et neuf mètres. Les poteaux d'angle et autres poteaux spéciaux auront un effort de 650 daN tandis que tous les poteaux intermédiaires seront de 200 daN.

Les câbles de distribution seront des câbles autoportés, qui sont disponibles sur le marché béninois.

En outre, selon la longueur du réseau et la charge qu'il doit transporter, des câbles en aluminium 3x70 + 1x54,6 mm² de section transversale seront utilisés de façon interchangeable pour les lignes principales du réseau, tandis que pour les branches, des câbles de 35 mm² ou de 25 mm² seront utilisés.

Pour la protection du réseau, un système de mise à la terre sera réalisé.

Les tracés réseau de chaque localité, avec les détails techniques, sont joints en annexe de ce document.

Zoom sur l'éclairage public

La proposition du Consortium pour l'éclairage public est de fournir pour chaque localités, 2 lampadaires systématiquement, puis d'en rajouter 1 pour chaque 30 abonnés. C'est-à-dire que pour une localité de 150 abonnés elle déploiera $2 + (150/30) = 7$ lampadaires.

Le choix est laissé aux localités pour le positionnement exact des lampadaires sur les différents poteaux. Les lampadaires seront positionnés en priorités sur les lieux de rassemblement, les routes principales, les infrastructures communautaires tel que les centres de santé.

Les lampadaires que l'entreprise compte utiliser sont des lampadaires connectés au réseau, avec une puissance 30 à 40W, un éclairage par LED et luminosité respectant le cahier de

charge. Il est estimé une consommation moyenne de 300 Wh à 400Wh par jour, sur un fonctionnement d'environ 8 à 10 heures chaque jour.

Raccordement et Système de comptage

Principes de Raccordement

La proposition Technique permet à tous types d'usager de solliciter son raccordement et de bénéficier du service. Lorsque le client s'acquitte des frais de connexion, il ou elle peut être raccorder au mini-réseaux depuis le poteau le plus proche.

Ce raccordement comprend la fourniture et l'installation :

- D'un câble de 10mm² et de la connectique de raccordement au mini-réseau
- D'un compteur communicant monté sur la façade de la structure du client (maison ou entreprise) – voir ci-dessous la description de notre système de comptage
- D'un disjoncteur
- D'un tableau de distribution électrique

Note : Les clients trop éloignés du réseau de distribution et dont le raccordement ne serait pas économiquement rentable devront supporter les coûts de branchements additionnels et ou se verront proposer des solutions alternatives d'accès à l'électricité.

Le Consortium proposera à ses usagers qui le souhaitent, le câblage interne de leur foyer. Elle a mis en place un package standard de base fournissant aux foyers l'installation en intérieur :

- De deux points lumineux pouvant desservir une pièce principale et l'éclairage extérieur
- D'un interrupteur double pour commander les deux points lumineux
- D'une prise double dans la pièce principale
- De deux ampoules LED

En effet, cette proposition se veut non-captive. Les clients peuvent brancher n'importe quel type de charge qui peut fonctionner sur du courant AC. Dans la proposition de câblage, il leur sera fourni des ampoules LED écoénergétiques et des prises standard sur lesquelles ils peuvent brancher n'importe quel équipement résidentiel standard. Tous les clients sont équipés d'un disjoncteur pour protéger leur maison et l'ensemble du système contre des excursion dangereuse de courant.

Système de comptage

Le Consortium a conçu et développé sa propre solution de comptage et a développé sa capacité d'ingénierie pour être en mesure d'adapter sa plate-forme de comptage aux besoins de ses clients. Avoir sa propre solution de comptage facilite la maîtrise des aspects suivants :

- la feuille de route de déploiement est contrôlée et optimisée pour respecter les délais
- la précision des mesures de facturation adéquate
- l'adaptabilité aux changements potentiels dans le modèle d'affaires et le modèle d'exploitation (tarif, nouveaux services, ...).
- la robustesse face aux contraintes environnementales du Benin (poussière, pluie, ...)
- la maintenabilité par les équipes pour maximiser la disponibilité du service et la limitation des vols et des falsifications.

L'entreprise offre ainsi un système de comptage en prépayé, où le client peut recharger son compte grâce à des cartes prépayées et ou via des distributeurs locaux (comme pour l'achat de crédit téléphonique). Cette recharge est connectée à une plateforme de gestion client qui assure ensuite la facturation client et la coupure ou mise en service en fonction du crédit disponible sur le compte client et de sa consommation. La consommation est remontée vers la plateforme grâce à des compteurs communicants installés chez les clients. L'architecture du système de comptage est décrite ci-dessous.

Architecture du système de comptage

Le système de comptage se compose :

- ✓ De compteurs modulaires aux normes IEC installés chez les clients et qui enregistrent la consommation d'énergie.
- ✓ De l'électronique de communication qui est branché au compteur modulaire (sortie d'impulsion) et qui transmet les données de consommation du compteur modulaire vers le serveur sur site
- ✓ Un serveur sur site qui peut communiquer avec le compteur pour obtenir des données de consommation et envoyer des commandes à ce dernier telles que la mise en service ou la coupure du compteur. Ce serveur stocke des données sur place et peut recevoir des commandes et se synchroniser avec la plate-forme cloud de l'entreprise lorsque le réseau de télécommunication internet est disponible. Lorsqu'il n'y a pas de service dans la région, le serveur sur place peut gérer les comptes clients hors connexion. Dans ce cas, les données sont téléchargées régulièrement à partir du serveur sur place

(pendant les visites de routine de maintenance) et téléchargées sur la plate-forme cloud.

- ✓ Une plate-forme cloud (Energicity Minigrad Platform) qui consolide les données de consommation et permet une analyse avancée et croisée des performances des systèmes, mais aussi la gestion des comptes des clients, le prépaiement, la création et l'activation des cartes prépayés (y compris leur paiement par mobile money aussi).

La figure suivante illustre l'architecture du système de comptage

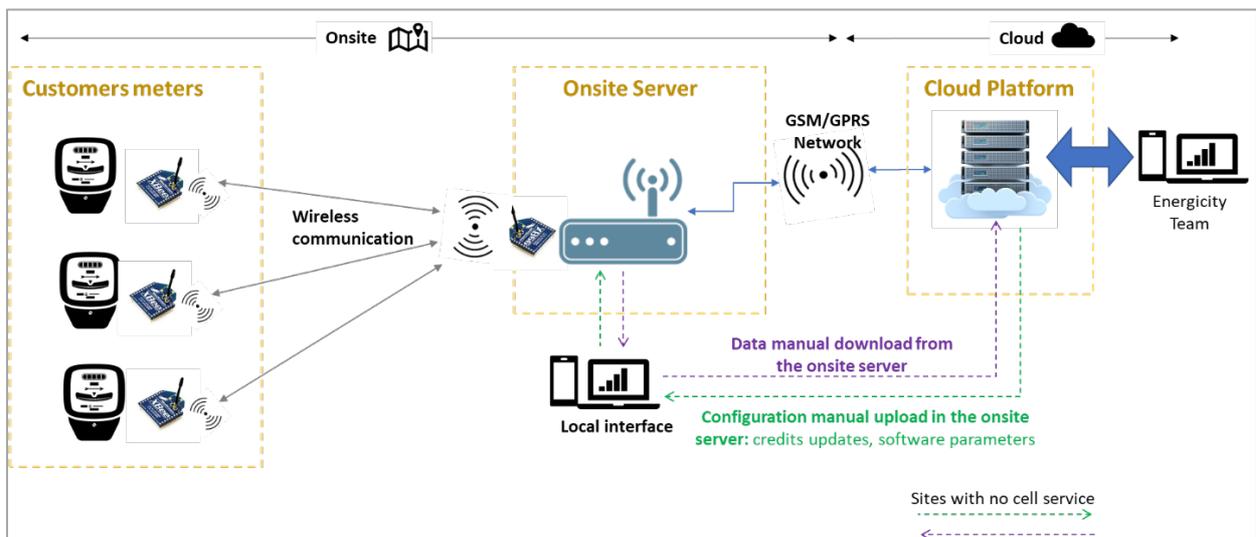


Figure 13: Architecture du système de comptage

Le compteur WEZIZA BENIN :

Le compteur appelé Energicity Minigrad Meter (EMM) est conçu avec la qualité et les besoins des mini-réseaux hors réseau en Afrique de l'Ouest. Cette solution est déployée avec succès sur le portefeuille de l'entreprise et intégrée à ses solutions de données. L'EMM a été déployé à plus de 3000 clients sur les 3 dernières années, fournissant des données précises, avec un nombre limité d'incident fraude ou de vol. En outre, le compteur est assemblé ici en Afrique de l'Ouest par une équipe de



Figure 14: Assemblage compteur Energicity

comptage dédiée et avec le support du partenaire Barefoot, sur leur Campus à Freetown (Sierra Leone).

Le Consortium a décidé de concevoir et de développer sa propre solution de comptage pour plusieurs raisons qui profitent à ses opérations en Afrique de l'Ouest et elle pense qu'il sera d'un grand avantage au Benin aussi.

Enjeux	Avantage
<p>Définir et contrôler une feuille de route flexible définie par les besoins de nos clients</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Lorsqu'il y a besoin de faire un changement pour répondre aux besoins des clients, c'est possible de le faire facilement sans avoir d'impact négatif sur les opérations. • Par exemple, l'on peut facilement aborder la question de l'absence de service cellulaire, alors qu'avec les fournisseurs de comptage antérieurs, l'entreprise aurait eu besoin d'un nouveau fournisseur de compteurs • Lorsqu'une clinique que l'entreprise sert à Issakrom (Ghana) avait besoin de construire un système légèrement sous-dimensionné pour respecter le budget, elle lui a demandé de s'assurer que la clinique dispose toujours du dernier 1 kWh la nuit de l'énergie disponible afin qu'elle puisse toujours avoir de l'électricité. L'utilisation du nombre de kWh consommé comme déterminant de moment de coupure n'aurait pas répondu aux besoins du client. Energicity a construit un capteur de tension pour éteindre les quartiers du personnel lorsque la tension de la batterie tombe en dessous de 40% de SoC afin de préserver suffisamment l'électricité pour la clinique
<p>Haut niveau de qualité et support produit</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Energicity est en mesure de soutenir son propre produit, immédiatement contrairement aux fournisseurs de comptage tierce partie qui mettraient ses préoccupations dans une file d'attente basée sur la taille du compte. • En outre, elle est en mesure de livrer un produit de haute qualité

<p>Contrôler le calendrier de livraison</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Étant donné que l'EMM est composé de capteurs et de composants non-proprétaires, l'entreprise dispose d'une grande flexibilité d'approvisionnement et de délais de livraison très courts. Contrairement à un système de comptage propriétaire, si un de ses fournisseurs de composants est en rupture de stock, elle peut acheter des actions auprès d'un autre fournisseur.
<p>Consommation efficace d'énergie de compteur</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les compteurs qui intègrent la puissance de calcul en plus des capteurs ont tendance à utiliser plus d'électricité ce qui augmenterait les pertes techniques. • Dans certains cas, le compteur du marché consomme plus d'électricité que les clients les moins énergivores. Étant donné que toute la puissance de calcul est principalement sur le serveur local et principalement dans la plateforme cloud, les compteurs ont une très faible consommation d'énergie.
<p>Maximiser le développement économique de l'Afrique de l'Ouest</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bien que l'entreprise importe certains des composants au Ghana/Sierra Leone, elle est fier d'avoir des compteurs qu'elle peut assembler ici en Afrique de l'Ouest

Cette solution de comptage peut remonter des données à des intervalles faibles (5 minutes), mais aussi passer des commandes à distance, par exemple pour la coupure en fonction de la facture client. Par ailleurs l'entreprise est en mesure de faire de l'estimation de consommation sur des compteurs en cas de données manquantes en raison d'une perte temporaire de communication, mais aussi de la détection de vol.

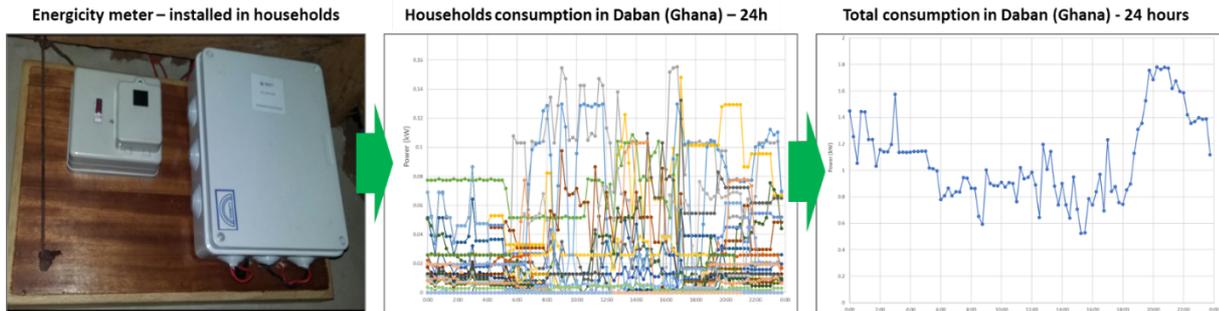


Figure 15: Exemple de Chaîne de traitement de données

Plateforme de gestion du mini-réseau (Energicity Minigrid Platform)

La gestion communautaire est un rôle très humain qui exige de l'empathie et de l'adaptabilité à des situations différentes. Cependant, pour servir des milliers de clients distribués, avec des usages et capacités différents, toute en maintenant un niveau support de qualité et une forte réactivité, l'on ne peut compter que sur la technologie.

La plate-forme lui permet de structurer les informations sur son projet et ses clients, d'automatiser certaines activités qui prendraient énormément de temps pour être exécutées au quotidien - comme la vérification du crédit sur les comptes clients et la coupure ou mise en service en conséquence de façon automatisée, ou encore la segmentation des clients afin de les aborder spécifiquement.

Exemple : utilisation de la plate-forme pour détecter les clients à forte utilisation et conseiller en conséquence

Les ampoules à haute puissance

Un de ses clients qui avait des problèmes de suivi de ses paiements, en analysant sa situation elle a vu les niveaux élevés de consommation en pleine nuit grâce aux données du compteur et a pu éduquer le client en lui expliquant la répartition horaire de sa consommation. Elle a découvert qu'il avait acheté des ampoules à haute puissances, près de 75 W. Elle a remplacé ces ampoules par des LED 6W et lui a donné des conseils sur le nombre d'heures qu'il pourrait garder les lumières allumées et rester sous le paiement minimum.

En termes de fonctionnalités, la plate-forme :

- ✓ Stocke les informations des clients : nom, coordonnées GPS, numéro de téléphone, etc.
- ✓ Suit et stocke les consommations d'énergie et le solde du crédit des clients
- ✓ Identifie les clients à mettre en service/couper en fonction de leur niveau de crédit et réaliser ces actions là
- ✓ Communique (bidirectionnellement) avec les serveurs locaux déployés dans les localités pour collecter des données de consommation, envoyer des commandes
- ✓ Permet de commenter les opérations dans les fiches client et projets et d'exporter ensuite tout cela pour des rapports ou des analyses
- ✓ Gère les cartes de prépaiement : préparation des commandes aux fournisseurs de cartes, activations de cartes, attribution de cartes aux distributeurs locaux, remises promotionnelles, paiements par mobile money ou sms, etc.
- ✓ Produit des rapports sur les usages des clients, les performances des projets (revenus, recevable, etc.)
- ✓ Fournit une application mobile qui prend en charge les opérations sur le terrain et hors ligne
- ✓ Permet l'exportation de données pour l'analyse des performances, une compréhension approfondie des comportements des clients, mais aussi pour le soutien aux nouvelles opportunités de croissance

IV. PRINCIPES ET METHODOLOGIE DE DETERMINATION DU TARIF

IV.1. Préambule

En application des articles 69, 70 et 72 de la loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin et du décret n° 2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau (EHR), la présente partie a pour objet de préciser et proposer la méthodologie et les paramètres servant de base à la détermination de la rémunération des activités de ENERGICITY CORP (Weziza), à la régulation et à la fixation des tarifs applicables à ses clients.

IV.2. Objectifs de l'ARE

L'objectif général visé par l'ARE à travers la politique tarifaire est de veiller à ce que WEZIZA BENIN puisse se maintenir en activité et continuer à réaliser des investissements à un niveau optimal et de manière efficace sans qu'elle extraie des rentes excessives, qui pénaliseraient les consommateurs. L'ARE doit également veiller à ce que l'équilibre

économique et financier du secteur soit assuré afin de limiter les besoins financiers qui pourraient peser sur d'autres secteurs ou le Gouvernement. Dans une situation de monopole naturel, il est nécessaire de réguler les tarifs pour éviter que les entreprises n'abusent de leur position pour extraire des rentes. L'objectif de la régulation des tarifs est donc de minimiser le prix payé par les consommateurs tout en respectant un certain nombre de contraintes, telles que la fourniture du service à un niveau spécifié et le maintien de la capacité financière du secteur, pour attirer les capitaux nécessaires aux investissements.

L'objectif général se décline en objectifs spécifiques suivants :

- Le recouvrement intégral des coûts afin de s'assurer de la viabilité financière du secteur : WEZIZA BENIN doit recouvrer intégralement ses coûts afin de s'assurer de sa viabilité financière et de la pérennité de ses activités. Ces coûts incluent les coûts récurrents tels que les coûts des opérations en cours et les coûts de maintenance, l'amortissement, et un retour raisonnable sur le capital total engagé.
- **L'efficacité productive c'est-à-dire l'utilisation aussi efficace que possible de la capacité du système électrique** : Si les tarifs sont fixés à des niveaux trop élevés, la capacité des infrastructures existantes risque de rester sous-utilisée, se traduisant ainsi par un gaspillage des ressources. En revanche, s'ils sont fixés à des niveaux trop bas, la demande sera excédentaire et la quantité d'énergie disponible dans le court terme sera rationnée. La pression de la demande inciterait alors WEZIZA BENIN à accroître la capacité des infrastructures, ce qui ne répond pas toujours à une allocation optimale des ressources.
- **L'efficacité allocative est l'expansion du système électrique en fonction d'une évolution de la demande qui soit en rapport avec le coût réel des ressources engagées** : En d'autres termes, la politique de tarification doit révéler, à travers son incidence sur la demande, si et dans quelle mesure les usagers sont disposés à payer pour un certain accroissement de la capacité du système électrique.
- **Une structure tarifaire simple et transparente de répartition des charges** : Les clients actuels et futurs doivent pouvoir évaluer les charges dont ils seront redevables et planifier leur consommation d'électricité en conséquence. Les clients doivent comprendre la structure de répartition des charges s'ils doivent répondre aux signaux des prix pour des tarifs reflétant les coûts.

- **L'équité sociale de manière à permettre l'accès à l'électricité pour les populations à faibles revenus** : En fait, sur le plan purement théorique, les décisions d'investissement doivent être basées strictement sur des critères d'efficacité et une meilleure répartition des revenus doit être recherchée par la fiscalité générale combinée avec des transferts aux personnes économiquement faibles. Or dans la réalité, l'Etat n'a ni les moyens ni une capacité administrative suffisante pour réaliser une telle redistribution des revenus. En outre, rien ne garantit a priori que même si celle-ci était faisable, elle n'entraînerait pas plus de distorsions dans les décisions des usagers et donc plus d'inefficacité, que si l'objectif d'équité était servi directement par la politique de tarification. C'est pour cette raison qu'il est opportun d'intégrer l'équité au sein de la politique de tarification du service public de fourniture de l'électricité.

- **Protection des usagers et de l'environnement** : La protection des usagers consistera à répartir correctement les risques entre WEZIZA BENIN et les clients et à faire en sorte que la rémunération de WEZIZA BENIN soit juste et raisonnable. Elle consiste également à préserver autant que possible la compétitivité des opérateurs économiques béninois. Quant à la protection de l'environnement, elle consistera à respecter les normes environnementales, à œuvrer pour le développement des énergies propres, etc., et ce, conformément à la politique énergétique du pays¹.

IV.3. Définitions

Base des actifs régulés (RAB, Regulatory Asset Base) : Le montant du capital ou des actifs utilisés pour la fourniture de services, déduction faite des subventions d'investissements.

Coûts éligibles, revenus requis : Les coûts, revenus tels qu'ils ressortent du système comptable des opérateurs, reconnus et/ou autorisés par l'Autorité de régulation de l'Électricité (ARE), après concertation avec les opérateurs.

Période tarifaire : La période de temps pendant laquelle s'applique un système tarifaire (structure, classes tarifaires et formules d'ajustements).

Revenu requis : Le revenu permettant la couverture par l'opérateur, via la tarification aux clients, de la totalité des coûts reconnus par l'Autorité de Régulation de l'Électricité incluant les frais généraux, les charges d'exploitation et de maintenance, y compris ceux liés à la

¹ Il s'agit d'intégrer la protection de l'environnement dans les principes tarifaires, sans préjuger du comment en tenir compte et des arbitrages par nature politiques à faire par les Autorités

collecte des paiements, l'amortissement des investissements et actifs éligibles, la fiscalité applicable, et un rendement adéquat sur le capital.

Return on Revenue – ROR ou taux de rentabilité normale : Le taux de rentabilité normal (ROR) est égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC en anglais). Il représente une mesure de la rentabilité d'une entreprise.

Titre d'exploitation EHR :

- Concession
- Autorisation EHR

Vérité des coûts : Consiste en ce que les tarifs doivent refléter tous les coûts y compris les coûts d'exploitation encourus pour l'approvisionnement des consommateurs en électricité. Ces coûts sont comptabilisés de façon claire et transparente et vérifiés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Ratio de couverture du service de la dette : Mesure la capacité du détenteur d'un titre d'exploitation EHR à remplir ses obligations au niveau de la dette ((rapport du cash-flow disponible au service de la dette (remboursement du principal, intérêts et commissions)).

Ratio de la structure de financement : C'est le rapport des fonds propres et quasifonds propres par le capital financier, c'est-à-dire l'ensemble des ressources financières investies (fonds propres et quasi-fonds propres + dettes financières à moyen / long terme + dettes financières à court terme).

WACC (Weighted Average Capital Cost) : Désigne le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

IV.4. Principes généraux de la tarification

En matière de tarification et de régulation d'un service public, la règle générale est de reconnaître le droit du détenteur d'un titre d'exploitation (concession ou autorisation) à l'équilibre financier et à l'équilibre régulateur de sa concession.

Les tarifs appliqués aux usagers finaux de l'EHR doivent assurer l'équilibre économique et financier de l'activité d'un titulaire d'un titre d'exploitation EHR pour garantir la viabilité et la

rentabilité des investissements qu'il a réalisés dans le périmètre de sa concession ou de son autorisation et de la subvention qui lui a été éventuellement accordée.

Les tarifs sont basés sur la vérité des coûts et prennent en compte notamment les coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance, de renouvellement et de développement du système EHR, y compris la rémunération du capital investi par des détenteurs de titres d'exploitation EHR, les impôts et les taxes.

Il s'agit de déterminer le « **niveau tarifaire moyen** » qui est associé au schéma de financement des investissements proposé y compris la subvention et permet d'assurer l'autonomie financière des détenteurs de titre d'exploitation EHR.

IV.5. Principes tarifaires

En tenant compte de la situation et du contexte du pays, les principes tarifaires retenus pour le Bénin sont les suivants :

- 1) **Accès des tiers au réseau** : il sera garanti pour tout client éligible, producteur ou distributeur, un accès libre, équitable et transparent à un niveau quelconque de tension (HT, MT ou BT), sous réserve du respect du code du réseau et des conventions standard d'interconnexion au réseau.
- 2) **Principe d'unicité du réseau** : les coûts du réseau sont partagés par tous les clients en fonction du niveau de tension utilisé (cf. tarification en cascade). Le tarif applicable est établi en fonction du niveau de connexion du client (indépendant du niveau de tension de l'injecteur).
- 3) **Tarification en cascade** : la tarification proposée s'inscrit dans la logique de l'approche marginale. Les tarifs sont cumulatifs du haut vers le bas, à savoir de la Production vers la Distribution en passant par le Transport ($P \rightarrow T \rightarrow D$)², ceci quel que soit le niveau de tension de l'injecteur. C'est l'application du principe de tarification marginale à l'ensemble du secteur électrique.
- 4) **Tarification timbre-poste** : les tarifs sont uniques pour chaque niveau de tension, pertes comprises, quels que soient les points d'injection et de soutirage, et ce, pour l'ensemble du périmètre de la concession.

² Production → Transport → Distribution.

5) **Distinction entre tarifs régulés (transport et distribution) et préconcurrentiels (production et commercialisation)**³ : la base de l'ouverture concurrentielle est la distinction entre :

a) D'une part, les activités qui pourront effectivement être soumises au régime concurrentiel, à savoir la production et la commercialisation de l'énergie avec les hypothèses de fluidité, d'atomicité et de transparence sous-jacentes au modèle de concurrence pure et parfaite. Dans ce cas, le mécanisme des prix est celui de l'offre et de la demande. Il résulte donc des forces du marché.

b) D'autre part, les activités qui resteront en situation de monopole pour des raisons techniques. C'est le cas du transport HT, de la répartition MT et de la distribution BT dans le périmètre concédé. Comme elles ne peuvent pas être exposées à la concurrence, les tarifs resteront régulés, c'est-à-dire fixés par le Régulateur.

6) **Transparence et neutralité (élimination des subventions croisées)** : dans la mesure du possible, et dans la perspective de réalisation des objectifs concurrentiels qui devraient prévaloir au terme de la période transitoire, s'étendant de la mise en œuvre de la nouvelle grille tarifaire à l'obtention de la situation d'équilibre, la tarification devra être neutre au regard du calcul économique de chaque niveau de la chaîne de production–transport-distribution.

7) **Distinction entre situation cible et mesures transitoires** : si la situation finale fait référence à une situation d'équilibre et de neutralité tarifaire envers les divers opérateurs connectés au réseau, la situation actuelle peut s'en éloigner sensiblement. Des mesures de soutien pourront être envisagées pendant la période transitoire.

IV.6. Approche de la régulation tarifaire

L'équilibre financier est assuré lorsque les capitaux mobilisés par le détenteur d'un titre d'exploitation EHR (Capitaux propres et emprunts) et les recettes de la vente de services électriques permettent de couvrir les dépenses d'investissement (CAPEX), les charges d'exploitation et de maintenance (OPEX) et le service de la dette comprenant le

³ Situation cible du moins.

remboursement du principal, intérêts et commissions des emprunts contractés. Deux critères financiers principaux servent normalement de repère à l'analyse :

- i. Le ratio de couverture de la dette (ADSCR : Annual Debt Service Cover Ratio) ;
- ii. Le ratio de structure financière.

L'équilibre réglementaire est assuré lorsque les exigences de rémunération des capitaux investis (capitaux propres et emprunts) sont satisfaites. La juste rémunération du concessionnaire est déterminée par l'approche de régulation par le taux de rendement ou régulation en Cost+, qui considère que les besoins en Ressources ou Revenus requis (RR) doivent couvrir :

- Les coûts éligibles et raisonnables d'exploitation et de maintenance (OPEX) ;
- L'amortissement des investissements (D(CAPEX)) ;
- Les impôts et taxes (T), non compris les impôts sur les sociétés ;
- La rémunération de la base d'actifs régulés (RAB) au taux de rentabilité normal (ROR).

Ainsi, les conditions tarifaires doivent permettre de respecter l'équation suivante :

$$\text{RR} = \text{OPEX} + \text{D(CAPEX)} + \text{T} + \text{ROR} * \text{RAB}$$

La base d'actifs régulés pour chaque année (RAB) est obtenue à partir de la base d'actifs régulés initiale déterminée en début de concession (RAB0) et des dépenses d'investissement (CAPEX) éligibles déduites des amortissements.

$$\text{RAB} = \text{RAB0} - \text{Amortissement (RAB0)} + \sum \text{Investissements} - \text{Amortissement}(\sum \text{Investissements}) - (\sum \text{Subventions d'invest} - \sum \text{Reprises de subvention d'invest})$$

Le taux de rentabilité normal (ROR) est égal au coût moyen pondéré du capital (WACC). Ce dernier est calculé par pondération du coût des fonds propres et du coût de la dette, en faisant l'hypothèse de ratios financiers efficaces.

Les tarifs incluent un taux de rentabilité adéquat qui permet au concessionnaire ou exploitant d'attirer et de rémunérer correctement et équitablement les capitaux nécessaires aux investissements.

IV.7. Procédure de fixation des tarifs

Sur la base du modèle tarifaire prenant en compte les coûts éligibles, d'une rémunération normale du capital investi et de l'accompagnement financier octroyé, WEZIZA BENIN établit une proposition de grille tarifaire basée sur un tarif moyen, qu'il soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité pour approbation.

La grille tarifaire inclut cinq (05) classes tarifaires pour WEZIZA BENIN.

Pour chaque classe tarifaire d'un service électrique facturé en kWh, WEZIZA BENIN décline sa grille tarifaire en prime fixe et à une prime variable reflétant la quantité d'énergie consommée.

La proposition de tarif moyen est examinée par l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui vérifie que l'ensemble des coûts est effectivement éligible et raisonnable, et que le niveau de rentabilité exigé par le promoteur est conforme au taux de rentabilité normal.

Une fois le niveau du tarif moyen validé, l'Autorité de Régulation de l'Électricité examine également la grille tarifaire proposée par le titulaire d'un titre d'exploitation, pour les différentes classes de consommation.

La validation du tarif moyen et de la grille tarifaire fait l'objet d'un avis motivé ou d'une décision de l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui assure publie sur son site.

IV.8. Taux de rentabilité normal

Le taux de rentabilité normal est considéré comme le taux de rentabilité sur capital qui prend en compte les risques auxquels sont assujettis les investisseurs. Il est suffisant pour permettre au concessionnaire d'attirer de nouveaux capitaux pour des investissements de maintenance lourde et pour les extensions de son activité.

IV.9. Classes de tarifs

Dans le cadre de l'électrification des 21 localités, les classes tarifaires couvrent les ventes d'électricité à partir de mini-réseaux EHR et non celles de services électriques fournies par les kits solaires.

Conformément au code général des impôts, la première tranche des consommateurs est exonérée de la TVA. La consommation mensuelle facturée de cette première tranche est au plus égale à 10 kWh.

IV.10. Ajustement des tarifs et période de révision tarifaire

L'ajustement tarifaire obligatoire se fait sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois. Au terme de chaque exercice comptable, l'opérateur soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, pour analyse, les états financiers et les budgets prévisionnels qui justifieront le niveau des tarifs pour la période à venir. Autrement dit, l'opérateur soumet à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, son plan d'affaires actualisé.

Toutefois, le concessionnaire peut, lors de la présentation de son rapport annuel d'exploitation, introduire une requête motivée auprès de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

L'Autorité de Régulation de l'Électricité peut également initier une procédure de révision tarifaire sur la base de ce rapport.

IV.11. Tarifs de raccordement

Les tarifs de raccordement seront soumis pour approbation à l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui vérifie le bordereau de prix des différents types de branchements et le niveau de marge appliqué.

Les frais de raccordement seront payés par l'abonné. Ils seront portés au contrat qui lie l'abonné à l'exploitant, ainsi que les modalités de paiements (paiement préalable au raccordement, modalités de paiement différées sur les recharges ou paiement mensuel séparé).

IV.12. Publication des tarifs

La grille tarifaire de chaque exploitant EHR est publiée par l'ARE sur son site.

V. PROJECTIONS SUR LA PERIODE DU TITRE D'EXPLOITATION

Dans le cadre de la détermination de ses tarifs sur la première période tarifaire, l'opérateur fixe les projections des coûts. Ensuite, l'ARE valide suivant le « benchmarking » et après analyse, les coûts qu'elle juge raisonnable.

Ainsi, ENRGICITY (WEZIZA) a préparé ses projections de coûts sur la période à partir des hypothèses de son plan d'affaires préparé sur l'horizon 2041. Les projections des coûts portent sur :

- ⇒ Le marché
- ⇒ Les investissements
- ⇒ L'exploitation et
- ⇒ Les taxes

V.1. Le marché

Sur la période de la concession, WEZIZA BENIN considère l'hypothèse de 5 catégories de consommateurs dont l'évolution de la demande en énergie est présentée sur le graphe ci-après :

Evolution de la consommation spécifique des catégories

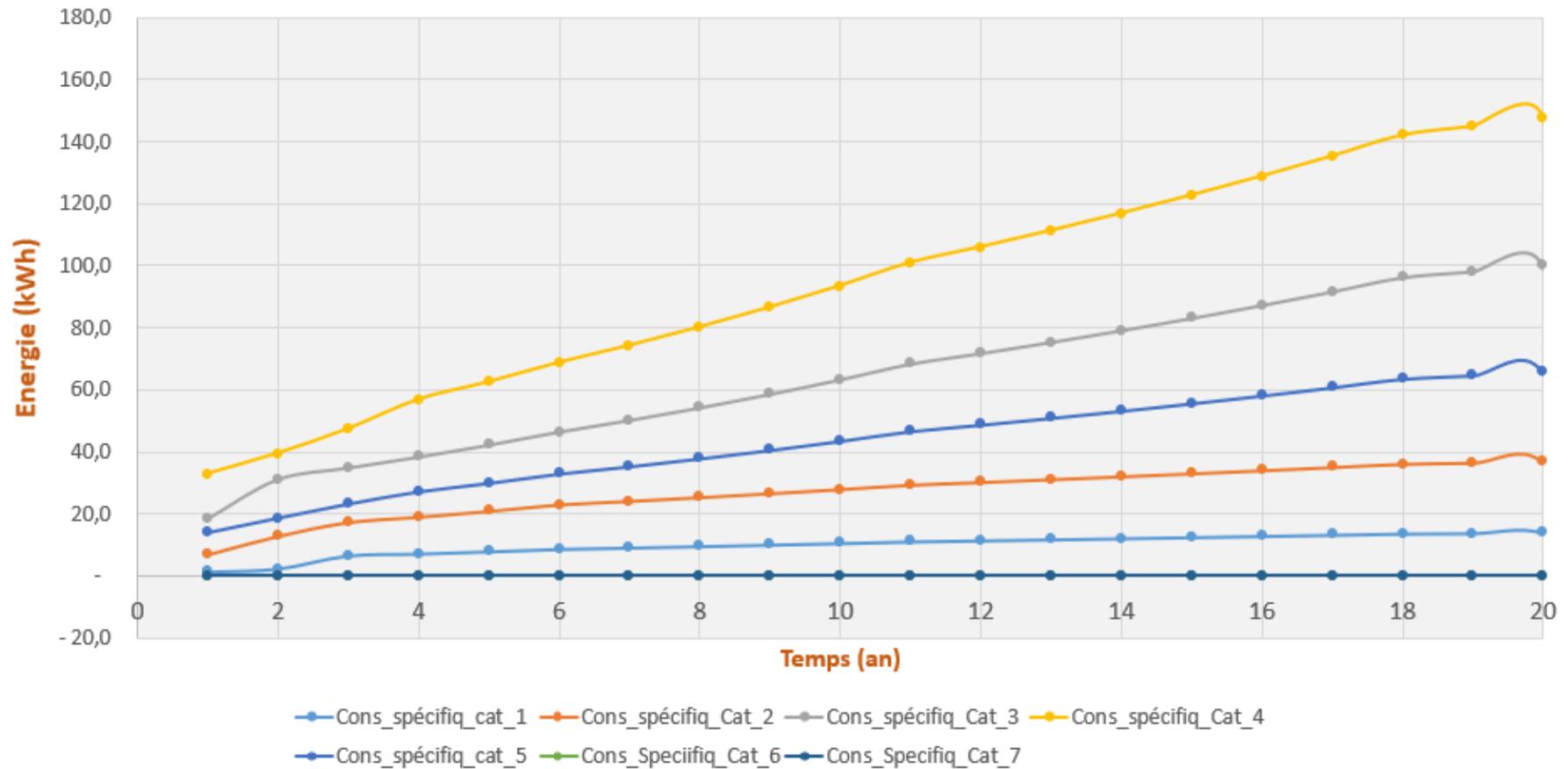


Figure 16: Le marché - Evolution de la consommation spécifique des catégories de clients

V.2. Les investissements

En général, le coût proposé des investissements à l'installation effectués par WEZIZA BENIN dans le cadre de ce projet s'élève à un-milliard-deux-cent-quatorze-millions-six-cent-trente-un-mille-quatre-cent-quatre-vingt-douze (1 214 631 492) FCFA au cours de la période d'installation.

Ces investissements initiaux ont subi une **hausse globale de 2,66%** et sont passés à un-milliard-deux-cent-quarante-six millions huit-cent-quatre-vingt-seize mille cinq-cent-six (1 246 896 506) FCFA.

C'est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE, dans un premier temps, après ses enquêtes, comparaisons et vérifications pour chacune des rubriques composant lesdits investissements ; et dans un second temps, convenus avec WEZIZA BENIN BÉNIN après plusieurs échanges d'explication et de clarification.

V.2.1. La production

- Modules solaires et supports des modules

La capacité totale des champs à installer par WEZIZA BENIN est de 461,70 kWc. Le coût FOB au kWc des modules est de 122 810 F CFA et celui des supports à 22 149 FCFA.

Ces ratios de coûts sont acceptables au regard du benchmarking des coûts des modules et supports PV réalisés par l'ARE.

Le coût FOB des modules et supports PV s'élève à soixante-six-millions neuf-cent-vingt-sept mille deux-cent-quarante-huit (66 927 248) Francs CFA. L'ARE a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Batteries

La capacité totale de stockage est de 3 307,20 kWh. WEZIZA BENIN propose des batteries au plomb fermées de type AGM avec des éléments de 2V de capacité de 600 Ah et 1 000 Ah. Le coût FOB du kWh est de 50 053,35 F CFA. Ce qui fait un coût total FOB de 161 344 828,66 F CFA pour la capacité de stockage.

Au regard du benchmarking réalisé par l'ARE, elle a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Électronique de puissance

Le coût de revient total de l'électronique de puissance (FOB + Transport + Taxe d'importation) de 106 417 291 F CFA se décompose comme suit :

- Onduleurs batteries : 32 797 962 F CFA
- Onduleur / convertisseur PV : 29 343 107 F CFA
- Monitoring, SCADA : 6 475 458 F CFA
- Tableaux électriques, câbles, etc. : 37 800 764 F CFA

WEZIZA BENIN a prévu un coût de revient total de développement et d'ingénierie de 77 792 166 F CFA.

Au regard du benchmarking réalisé par l'ARE, elle a estimé raisonnable ce montant et l'a validé.

- Groupe électrogène

Aucun groupe électrogène n'est encore prévu par WEZIZA BENIN.

V.2.2. Distribution et branchement

Les projections de WEZIZA BENIN reposent sur la prise en compte du maximum de clients par le réseau BT. La longueur totale de réseau BT à construire par WEZIZA BENIN au démarrage du projet est de 43 km pour un coût total de 387 029 388 F CFA ; ce qui revient à un coût par km de 9 000 683 F CFA.

En ce qui concerne les branchements, WEZIZA BENIN prévoit un branchement initial de 194 clients pour un coût de revient total (compteurs, câble, tableau d'abonné) de 293 274 761 F CFA. Il est rappelé que les compteurs d'ENERGICITY doivent être validés par l'ANM.

Du Benchmarking réalisé et des références des coûts des projets récents (ABERME, SBEE, ...) l'Autorité de Régulation de l'Électricité a fixé le coût de la construction du réseau BT conformément au cahier des charges du réseau BT à 9 000 000 F CFA/km.

V.2.3. Autres immobilisations

- Eclairage public

Le coût de revient relatif à l'éclairage public, validé par l'ARE s'élève à **9 743 119 FCFA**

V.2.4. Les investissements pour extension

Le coût des investissements pour extensions par WEZIZA BENIN pendant la période d'exploitation de ce projet s'élève à sept-cent-soixante-seize millions deux-cent-trente-neuf mille cent-cinquante-huit (776 239 158) F CFA.

Tableau 10: Investissements pour extension

Equipements	Quantité	FOB	Taxe d'importation		Coûts de revient
			Taux	Montant	
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 1	667,04	39 675 047,35	8,25%	3 273 191,41	42 948 239
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 2	763,78	126 519 159,95	8,25%	10 437 830,70	136 956 991
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 3	293,82	51 320 151,95	8,25%	4 233 912,54	55 554 064
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 4	268,18	45 422 513,09	8,25%	3 747 357,33	49 169 870
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 5	295,00	48 750 592,77	8,25%	4 021 923,90	52 772 517
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 6	211,62	33 885 045,38	8,25%	2 795 516,24	36 680 562
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 7	226,16	35 536 295,04	8,25%	2 931 744,34	38 468 039
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 8	241,73	36 893 715,82	8,25%	3 043 731,56	39 937 447
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 9	258,42	38 683 103,00	8,25%	3 191 356,00	41 874 459
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 10	276,32	40 405 389,66	8,25%	3 333 444,65	43 738 834
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 11	182,14	26 253 064,66	8,25%	2 165 877,83	28 418 942
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 12	190,02	26 549 126,88	8,25%	2 190 302,97	28 739 430
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 13	198,26	27 283 043,93	8,25%	2 250 851,12	29 533 895
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 14	206,88	28 163 622,45	8,25%	2 323 498,85	30 487 121
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 15	215,88	28 483 113,80	8,25%	2 349 856,89	30 832 971
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 16	225,30	29 418 246,51	8,25%	2 427 005,34	31 845 252
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 17	235,14	30 170 238,14	8,25%	2 489 044,65	32 659 283
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 18	93,16	11 833 724,90	8,25%	976 282,30	12 810 007
Expansion Agile (kWh supplémentaire / jour) 19	94,77	11 834 857,94	8,25%	976 375,78	12 811 234
TOTAL					776 239 158

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Les investissements pour extensions ont subi une **hausse globale de 9,74%** par rapport à la proposition initial de WEZIZA BENIN.

Elle est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE, dans un premier temps, après ses enquêtes, comparaisons et vérifications pour chacune des rubriques composant lesdits investissements ; et dans un second temps, convenus avec WEZIZA BENIN après plusieurs échanges d'explication et de clarification.

V.3. Les charges d'exploitation

Les charges opérationnelles totales proposées par ENERGENCY s'élèvent à trois-milliard-deux-cent-soixante-cinq-million-huit-cent-quatre-vingt-deux-mille-trois-cent-quarante-sept (3 265 882 347) F CFA sur une période d'exploitation de 20 ans.

Tableau 11: Charges d'exploitation sur la période de concession

N°	CHARGES D'EXPLOITATION SUR LA PÉRIODE DE CONCESSION	COÛT PROPOSÉ PAR ENERGENCY (en F CFA)	MONTANT AUTORISÉ PAR L'ARE (en FCFA)	ÉCART (en F CFA)	ÉCART (en %)
2	O&M des mini-réseaux	2 851 392 747	2 609 924 094	-241 468 653	-8,47%
3	Salaires et Charges sociales	414 489 600	403 994 131	-10 495 469	-2,53%
4	Autres coûts fixes	0	0	0	0,00%
5	Carburants	0	0	0	0,00%
6	Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0,00%
	TOTAL	3 265 882 347	3 013 918 225	-251 964 122	-7,72%

COMMENTAIRE GÉNÉRAL

Le coût validé par l'ARE des charges d'exploitation sur la période de la concession est de **3 013 918 225 F CFA**

Les charges d'exploitation sur toute la période d'exploitation ont subi une **baisse globale de 7,72%**.

Elle est le résultat des coûts finaux retenus par l'ARE après l'analyse de chacune des rubriques composant lesdites charges, et des séances d'arbitrage effectuées avec WEZIZA BENIN.

V.3.1. Les charges d'opération et de maintenance

O&M des mini-réseaux

Les montants annuels des coûts d'opération et maintenance des mini-réseaux proposés par WEZIZA BENIN restent variables tout au long de la concession compte tenu de « l'expansion agile ».

Le montant total des coûts d'opération et maintenance des mini-réseaux autorisé par l'ARE pour la période d'exploitation est de **2 609 924 094 F CFA**.

V.3.2. Les charges fixes

Salaires et charges sociales

Il a été retenu un montant annuel de masse salariale et charges fixes de **20 199 707 F CFA**. Ce montant annuel reste invariable pendant toute la durée de la concession.

V.3.3. Les charges variables

- **Carburant**

Il n'est pas prévu par WEZIZA BENIN l'achat de carburant sur la période d'exploitation

- **Achat d'électricité du réseau**

Il n'est pas prévu que WEZIZA BENIN achète de l'électricité du réseau de la SBEE sur la période d'exploitation.

V.3.4. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels WEZIZA BENIN est soumis, au cordon douanier, s'élèvent à un maximum de 8,25% de la valeur CAF ou valeur en douane. En régime intérieur, sont pris en compte par le régulateur tous impôts et taxes prévus par la loi.

VI. LES PREMIERES CONCLUSIONS DE L'ARE

A l'issue des analyses, les premières conclusions de l'ARE sont faites sur :

- la détermination des revenus requis de WEZIZA BENIN sur la période de l'Autorisation ;
- la détermination de la structure tarifaire de WEZIZA BENIN sur la période de l'Autorisation
- les principes et méthodologie de détermination des tarifs.

VI.1. La détermination des revenus requis

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir :

- des hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement ;
- des coûts de référence des investissements ;
- des coûts de référence de l'exploitation ;
- de la rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)
- des taxes ;

VI.1.1. Les hypothèses macroéconomiques, d'exploitation et d'investissement

Tableau 12: Paramètres macro-économiques

2 PARAMÈTRES MACRO-ÉCONOMIQUES	VALEURS/NATURES UNITÉS
INFLATION	
Inflation générale	0,00% pourcentage annuel
Inflation des prix du carburant	0,75% pourcentage annuel
MONNAIE	
Monnaie locale	Francs CFA FCFA
Monnaie d'investissement	DOLLAR \$
Taux de change avec la monnaie locale pour 1	545,82 FCFA pour 1 unité de la devise

Tableau 13: Paramètres de coûts

3 PARAMÈTRES DE COÛTS	VALEURS/NATURES UNITÉS
TOUS LES MONTANTS SONT EXPRIMÉS EN HORS TAXES	
CHARGES FIXES	
Salaires Technicien	140 276 FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois techniciens	144,00 mois/an
Salaires Opérateur local (Charges sociales incluses)	FCFA/mois
Nombre d'hommes-mois non-qualifiés	mois/an
Diverses charges fixes	- FCFA/an
CHARGES VARIABLES	
Consommation spécifique Diesel	litre/kWh
Coût du carburant (Diesel) (hors taxes)	FCFA/litre (hors taxes)
Coût carburant par kWh (hors taxes)	- FCFA/kWh (hors taxes)

Tableau 14: Paramètres financiers

4 PARAMÈTRES FINANCIERS	VALEURS/NATURES	UNITÉS
TAXES		
Impôts sur les Sociétés (IS)		
Montant minimum d'impôt		FCFA
SOURCES DE FINANCEMENT - Investissement Initial		
Subvention initiale	37,4%	pourcentage de l'investissement initial
Fonds propres	26,2%	pourcentage de l'investissement initial
Prêt concessionnel		pourcentage de l'investissement initial
Prêt commercial	36,4%	pourcentage de l'investissement initial
Conditions du Prêt concessionnel		
Durée		ans
Période de grâce		ans
Taux d'intérêt		%
Conditions du Prêt commercial		
Durée		8 ans
Période de grâce		2 ans
Taux d'intérêt	9,00%	%

Tableau 15: Paramètres de vente des services de branchement

VENTES DES SERVICES DE BRANCHEMENT		
T1 - Utilisation Faible	10 000	FCFA
T2 - Utilisation Moyenne	10 000	FCFA
T3 - Utilisation Elevée	10 000	FCFA
T4 - Utilisation Très Elevée/Commerciale	10 000	FCFA
T5 - Utilisation Service Public	10 000	FCFA
T6 - Eclairage Public		FCFA
Branchement CAT 7		FCFA

VI.1.2. Les coûts de référence des investissements

Les coûts de référence des investissements (initiaux, renouvellements et extensions) se présentent comme suit :

Montants en FCFA

ÉQUIPEMENTS	Unité	Quantité	FOB	TRANSPORT INTERNATIONAL	TRANSPORT COTONOU - SITE	INSTALLATION	INGÉNIERIE/CONCEPTION/SUPERVISION	FORMATION	TAXE D'IMPORTATION		COUTS DE REVIENT
									Taux	Montant	
INVESTISSEMENTS INITIAUX											
Centrales de production	1.1	Panneaux PV	kWc	461,70	56 701 146,15	1 989 513,90	5 241 736,28	7 335 820,80	8,25%	4 841 979	76 110 197
	1.2	Structures PV	kWc	461,70	10 226 101,45			5 534 655,00		0	15 820 756
	1.3	Onduleurs batteries	kW	250,00	28 411 404,71	1 886 343,43			8,25%	2 499 614	32 797 962
	1.4	Onduleurs / convertisseur PV	kW	403,20	25 418 619,07	1 688 177,57			8,25%	2 236 311	29 343 107
	1.5	Monitoring, SCADA	ens	21,00	5 381 947,04				8,25%	493 511	6 475 458
	1.6	Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	ens	461,70	37 800 764,10					0	37 800 764
	1.7	Batteries	kWh	3 307,20	161 344 828,66	8 558 457,60	14 315 519,34		8,25%	14 017 021	198 835 827
	1.8	Groupe électrogène	kVA	-						0	0
	1.9	Génie civil, local technique et aménagement terrain	site	21,00	68 773 320,00			13 039 680,00		0	81 873 000
MT	2	Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	km	-						0	0
BT	3	Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	km	43,00	387 029 388,42					0	387 029 388
EP	4	Eclairage public	unité	194,00	9 000 571,80				8,25%	742 547	9 743 119
Branchement	5	Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	Unité	3 631,14	260 281 967,79			11 519 531,10	8,25%	21 473 262	293 274 761
Gestion	6	Plate forme de gestion des abonnés	Unité	-						0	0
Autres coûts de développement, ingénierie	7.1	Etudes de conception / exécution	Unité	3 631,14			27 291 000,00			0	27 291 000
	7.2	Assurances	forfait	-	2 729 100,00					0	2 729 100
	7.3	Acquisition terrain	forfait	21,00	5 731 110,00					0	5 731 110
	7.4	Formation	forfait	-						0	0
	7.5	Autres (contingences projet = 5%)	forfait	21,00	31 124 556,16					0	31 124 556
	7.6	Autres (équipement protection, communication, évaluation projet)	forfait	21,00				10 316 400,00		0	10 316 400
TOTAL											1 246 896 506

NOUVEAUX INVESTISSEMENTS POUR EXTENSIONS							
1	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 1	K'wh	667,04	39 675 047,35	8,25%	3 273 191,41	42 948 239
2	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 2	K'wh	763,78	126 519 159,95	8,25%	10 437 830,70	136 956 991
3	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 3	K'wh	293,82	51 320 151,95	8,25%	4 233 912,54	55 554 064
4	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 4	K'wh	268,18	45 422 513,09	8,25%	3 747 357,33	49 169 870
5	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 5	K'wh	295,00	48 750 532,77	8,25%	4 021 923,90	52 772 517
6	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 6	K'wh	211,62	33 885 045,38	8,25%	2 795 516,24	36 680 562
7	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 7	K'wh	226,16	35 536 295,04	8,25%	2 931 744,34	38 468 039
8	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 8	K'wh	241,73	36 893 715,82	8,25%	3 043 731,56	39 937 447
9	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 9	K'wh	258,42	38 683 103,00	8,25%	3 191 356,00	41 874 459
10	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 10	K'wh	276,32	40 405 389,66	8,25%	3 333 444,65	43 738 834
11	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 11	K'wh	182,14	26 253 064,66	8,25%	2 165 877,83	28 418 942
12	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 12	K'wh	190,02	26 549 126,88	8,25%	2 190 302,97	28 739 430
13	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 13	K'wh	198,26	27 283 043,93	8,25%	2 250 851,12	29 533 895
14	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 14	K'wh	206,88	28 163 622,45	8,25%	2 323 498,85	30 487 121
15	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 15	K'wh	215,88	28 483 113,80	8,25%	2 349 856,89	30 832 971
16	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 16	K'wh	225,30	29 418 246,51	8,25%	2 427 005,34	31 845 252
17	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 17	K'wh	235,14	30 170 238,14	8,25%	2 489 044,65	32 659 283
18	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 18	K'wh	93,16	11 833 724,90	8,25%	976 282,30	12 810 007
19	Expansion Agile (kwh supplémentaire / jour) 19	K'wh	94,77	11 834 857,94	8,25%	976 375,78	12 811 234
20		K'wh	-		8,25%	-	0
21		K'wh	-		8,25%	-	0
22		K'wh	-		8,25%	-	0
23		K'wh	-		8,25%	-	0
24		K'wh	-		8,25%	-	0
25		K'wh	-		8,25%	-	0
						TOTAL	776 239 158

	INVESTISSEMENTS INITIAUX	DURÉE D'AMORTISSEMENT
1	Panneaux PV	20 ans
2	Structures PV	20 ans
3	Onduleurs batteries	7 ans
4	Onduleurs / convertisseur PV	7 ans
5	Monitoring, SCADA	7 ans
6	Autres coûts électriques (tableaux élec, câbles, monitoring, etc.)	20 ans
7	Batteries	5 ans
8	Groupe électrogène	ans
9	Génie civil, local technique et aménagement terrain	20 ans
10	Réseau MT (câbles, supports, transformateurs, appareillage et accessoires)	ans
11	Réseau BT (câbles, supports, MALT et accessoires)	20 ans
12	Eclairage public	7 ans
13	Branchement (compteurs, câbles, tableau d'abonné)	20 ans
14	Plate forme de gestion des abonnés	ans
15	Etudes de conception / exécution	20 ans
16	Assurances	ans
17	Acquisition terrain	20 ans
18	Formation	20 ans
19	Autres (contingences projet = 5%)	20 ans
20	Autres (équipement protection, communication, évaluation projet)	20 ans

VI.1.3. Les coûts de référence de l'exploitation

Les coûts d'exploitation sont composés des éléments ci-dessous :

- des pièces et consommables ;
- des charges de personnel ;
- des frais de maintenance des véhicules et de la consommation de carburant ;
- des autres frais généraux ; et
- des aléas sur les coûts de fonctionnement.

Les charges d'exploitation (OPEX)

ANNÉES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CHARGES (HORS TVA)	133 762 180	145 701 155	124 520 383	130 790 669	128 858 390	136 784 749	133 475 136	142 958 831	138 083 862	149 891 426	
OPÉRATIONS ET MAINTENANCES	113 562 473	125 501 448	104 320 676	110 590 962	108 658 683	116 585 043	113 275 429	122 759 125	117 884 156	129 691 720	
Equipe de Development Projet et de Management	53 736 661	57 542 726	39 011 863	39 792 100	40 587 942	41 399 701	42 227 695	43 072 249	43 333 694	44 812 368	
Dépenses Administratives ET Frais Généraux:	42 587 824	41 660 916	38 483 337	43 426 479	40 132 013	46 496 607	41 726 600	49 713 631	43 305 200	53 524 639	
Engagement communautaire et support client - Phases projet et exploitation	5 120 784	13 992 840	14 328 993	14 680 553	15 047 642	15 594 409	16 019 504	16 460 164	16 916 502	17 405 960	
Autres couts d'operations: Pièce de rechanges, forfaits data, etc	9 388 104	9 575 866	9 767 383	9 962 731	10 161 986	10 365 225	10 572 530	10 783 981	10 999 660	11 219 653	
Assurances	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	
CHARGES FIXES	20 199 707	20 199 707									
Salaires et Charges sociales	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707
Autres coûts fixes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHARGES VARIABLES	0	0									
Carburants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Achat d'électricité au réseau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Montants en FCFA										
143 090 649	157 510 245	148 020 898	165 826 456	153 255 546	175 188 855	158 816 417	185 774 736	164 428 274	197 179 369	
122 890 942	137 310 539	127 821 192	145 626 749	133 055 839	154 989 148	138 616 710	165 575 030	144 228 568	176 979 662	
45 708 615	46 622 787	47 555 243	48 506 348	49 476 475	50 466 004	51 475 324	52 504 831	53 554 927	54 626 026	
45 081 043	57 819 742	46 610 501	62 656 227	48 284 583	68 375 266	50 117 296	75 146 138	51 825 187	82 555 687	
17 928 138	18 465 983	19 019 962	19 590 561	20 178 278	20 783 626	21 407 135	22 049 349	22 710 829	23 392 154	
11 444 046	11 672 927	11 906 386	12 144 514	12 387 404	12 635 152	12 887 855	13 145 612	13 408 524	13 676 695	
2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	2 729 100	
20 199 707	20 199 707									
20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707	20 199 707
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0									
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VI.1.4. La rémunération de la base tarifaire à un taux de rentabilité normal (CMPC)

La base tarifaire est constituée des capitaux investis (hors coûts de branchement et compteurs) à rémunérer au promoteur. Elle est calculée à partir des investissements réalisés desquels sont déduits les montants des amortissements.

VI.1.4.1 Rémunération de la base tarifaire (le CMPC)

La rémunération des capitaux investis est déterminée à partir du taux de rentabilité normal défini plus bas et de la valeur des actifs nets (Base Tarifaire) de l'opérateur. Elle est fixée à partir du coût du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) calculé selon les hypothèses ci-après :

Face à la problématique de détermination du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC ou WACC en anglais) à appliquer au Bénin, l'approche retenue par l'ARE consiste en l'utilisation des données effectives de CMPC collectées dans plusieurs pays comparables, et relatives aux secteurs d'activités auxquels pourraient appartenir les entreprises exploitant les mini-réseaux. Ces CMPC collectés ont été calculés pour chacun des pays et secteur suivant une méthodologie développée par l'entreprise Finance 3.1 à travers son service WACC Expert. Ladite méthodologie est présentée en annexe du présent document.

SOURCE

WACC Expert est un service proposé par Finance 3.1, entreprise française de modélisation financière. Il fournit un outil en ligne pour le calcul du coût du capital et du CMPC pour une centaine de pays et différentes industries⁴.

COMPARABLES ET DONNÉES

Le Bénin ne figurant pas parmi les pays étudiés, une comparaison est faite avec la moyenne des pays d'Afrique Sub-Saharienne représentés – 14 pays (hors Afrique du Sud).

L'activité spécifique des opérateurs de mini-réseaux (installation et exploitation de systèmes décentralisés de production / distribution + vente d'électricité) n'est pas répertoriée mais cette activité du secteur électrique non conventionnel peut être considérée à mi-chemin entre les « Utilities » (compagnies d'électricité) et « Industrial goods & services », le secteur privé des biens & services industriels, pour lesquels les estimations de CMPC sont disponibles :

Tableau 16: Comparaison des CMPC

Pays	(a) CMPC « Utilities »			(b) CMPC « Industrial goods/services »			(c) Moyenne (a+b)		
	min	Moy	MAX	min	Moy	MAX	min	Moy	MAX
Angola	6,1%	8,9%	13,1%	8,8%	11,4%	14,7%	7,4%	10,2%	13,9%
Botswana	4,9%	7,5%	11,2%	7,5%	9,8%	12,7%	6,2%	8,6%	11,9%
Cameroun	7,3%	9,2%	14,3%	9,9%	11,8%	15,8%	8,6%	10,5%	15,0%
Congo	6,7%	8,5%	13,6%	9,4%	11,1%	15,1%	8,0%	9,8%	14,4%
RD Congo	8,4%	10,3%	15,4%	11,0%	12,9%	16,9%	9,7%	11,6%	16,2%
Éthiopie	7,0%	9,8%	13,9%	9,7%	12,3%	15,4%	8,3%	11,0%	14,6%
Ghana	8,5%	10,4%	15,6%	11,4%	13,1%	17,3%	9,9%	11,8%	16,4%
Mozambique	6,7%	9,4%	13,5%	9,3%	11,9%	15,0%	8,0%	10,6%	14,2%
Namibie	5,3%	7,9%	11,9%	7,8%	10,3%	13,4%	6,5%	9,1%	12,6%

⁴ Méthodologie employée décrite sur www.waccexpert.com/Home/OurMethodology

Nigéria	6,6%	8,4%	13,5%	9,3%	11,0%	15,1%	8,0%	9,7%	14,3%
Ouganda	6,8%	9,5%	13,5%	9,4%	12,0%	15,1%	8,1%	10,7%	14,3%
Rwanda	7,8%	10,5%	14,6%	10,4%	13,0%	16,1%	9,1%	11,8%	15,4%
Senegal	6,5%	8,2%	12,9%	9,0%	10,6%	14,4%	7,7%	9,4%	13,6%
Zambie	6,7%	9,5%	13,7%	9,4%	12,1%	15,3%	8,0%	10,8%	14,5%
Moyenne SSA (14 pays)	6,8%	9,1%	13,6%	9,4%	11,7%	15,1%	8,1%	10,4%	14,4%

Afrique du Sud	5,1%	7,8%	11,6%	7,7%	10,1%	13,1%	6,4%	8,9%	12,3%
Maroc	5,5%	7,2%	11,9%	8,0%	9,6%	13,3%	6,8%	8,4%	12,6%
Tunisie	6,6%	8,3%	13,2%	9,3%	10,8%	14,7%	7,9%	9,6%	14,0%

France	3,6%	5,1%	11,0%	6,0%	7,5%	12,0%	4,8%	6,3%	11,5%
--------	------	-------------	-------	------	-------------	-------	------	------	-------

Des valeurs minimum, moyenne et maximum sont listées en fonction des caractéristiques de financement propres à chaque entreprises et activités.

Lorsque l'on observe les résultats moyens issus des deux secteurs listés pour l'Afrique subsaharienne, **la valeur du CMPC varie entre 8,1% et 14,4%, avec une moyenne à 10,4%.**

Ces valeurs sont relativement proches des résultats d'autres pays du continent (Afrique du sud, Maroc, Tunisie) variant entre 6,4% et 14% et avec une moyenne à 9%. Par comparaison, le CMPC obtenu en France varie entre 4,8% et 11,5% avec une moyenne à 6,3%.

CMPC RETENU

Le CMPC retenu par l'ARE pour l'année 2021 est de 10,4%.

ÉTAPES

- 1- Identification des pays comparables ;
- 2- Identification des catégories de secteurs auxquels pourraient appartenir les entreprises exploitant des mini-réseaux ;
- 3- Détermination des CMPC minimum, moyen et maximum par pays et par secteur ;
- 4- Calcul de la moyenne des différents CMPC obtenus par nature (minimum, moyen et maximum) pour chaque pays et pour chaque secteur ;
- 5- Calcul de la moyenne des différents CMPC par nature et par chaque pays pour l'ensemble des secteurs ;
- 6- Calcul de la moyenne des CMPC moyen par nature pour l'ensemble des pays ;

7- Obtention de l'intervalle des moyennes de CMPC par nature pour l'ensemble des pays.

Choix du CMPC moyen des moyennes de CMPC par nature comme CMPC à appliquer au Bénin.

VI.1.5. Les taxes

Les impôts et taxes auxquels WEZIZA BENIN est soumis, au cordon douanier, s'élèvent à un maximum de 8,25% de la valeur CAF ou valeur en douane. En régime intérieur, sont pris en compte par le régulateur tous impôts et taxes prévus par la loi.

VI.2. Le revenu requis

Les revenus requis du titulaire de l'Autorisation doivent lui permettre de couvrir ses charges raisonnables d'exploitation et de maintenance (OPEX), les amortissements des investissements demeurant dans son périmètre D(CAPEX), les éventuels impôts et taxes (T) et la rémunération de sa base tarifaire (RAB) au taux de rentabilité normal (ROR).

$$RR = OPEX + D(CAPEX) + T + ROR \cdot RAB$$

Le Revenu Requis, pour couvrir les dépenses d'exploitation, les amortissements et la rémunération de la base tarifaire au cours de la période de l'Autorisation est évaluée à : **7 841 039 907 FCFA.**

VI.3. La grille tarifaire

Sur la base des hypothèses et des conditions de référence indiquées plus haut, la grille tarifaire applicable par WEZIZA BENIN dans l'ensemble des 21 localités se présente comme suit :

Tableau 17: Grille tarifaire

Catégories	Nb d'abonnés sur la période de la concession	Consommation totale sur la période de la concession	Primes fixes (FCFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh
T1 - Utilisation Faible	2 012	4 843 395	600,00	244,21
T2 - Utilisation Moyenne	1 300	8 384 901	600,00	244,21
T3 - Utilisation Élevée	545	8 405 831	600,00	244,21
T4 - Utilisation Très Élevée/Commerciale	335	7 608 062	600,00	244,21
T5 - Utilisation Service Public	38	397 736	600,00	244,21
Total	4 230	29 639 926		

Les **frais de branchement** autorisés par l'ARE pour être appliqués par WEZIZA BENIN dans l'ensemble des 21 localités se présentent comme suit :

Tableau 18: Frais de branchement autorisé par l'ARE

Catégories	Coût de branchement (F CFA)
T1 - Utilisation Faible	5 000
T2 - Utilisation Moyenne	10 000
T3 - Utilisation Élevée	10 000
T4 - Utilisation Très Élevée/Commerciale	10 000
T5 - Utilisation Service Public	10 000

Les dépenses mensuelles probables par catégorie :

Tableau 19: Dépenses mensuelles probables par catégories

Catégories	Consommation moyenne mensuelle (kWh/mois)	Primes fixes (F CFA/mois)	Tarif variable FCFA/kWh	Dépense mensuelle HT (F CFA)	TVA (18%) FCFA	Fonds d'Électrification Rurale (3F/kWh)	Dépenses totale TTC / mois (F CFA)
T1 - Utilisation Faible	5,1	600	244,21	1 245,47	0	15,3	1 260,77
T2 - Utilisation Moyenne	15,4	600	244,21	3 760,83	151,9578	46,2	3 958,99
T3 - Utilisation Élevée	33,1	600	244,21	8 083,35	151,9578	99,3	8 334,61
T4 - Utilisation Très Élevée/Commerciale	47,8	600	244,21	11 673,24	151,9578	143,4	11 968,60
T5 - Utilisation Service Public	22,7	600	244,21	5 543,57	151,9578	68,1	5 763,62

VII. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES

L'ajustement tarifaire obligatoire se faisant sur la base périodique de vingt-quatre (24) mois, la prochaine révision tarifaire de WEZIZA BENIN, dans le cadre de l'électrification de ses 21 localités est fixé en août 2023.

VIII. PRESENTATION DU MODELE DE CONVENTION DE CONCESSION ET DU PROJET DE REGLEMENT DE SERVICES

9.1. PRESENTATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION

Conformément à l'article 13 de la loi N°2020-05 du 1er avril 2020 portant code de l'électricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE) doit

émettre un avis conforme en vue de la délivrance d'un titre d'exploitation hors réseau à la société WEZIZA BENIN.

En effet, au terme de l'article 24, de la loi susvisée, les activités de production, de transport, de distribution et d'importation de l'énergie électrique pour les besoins du public constituent une mission de service public. Ces activités peuvent être confiées par toute autorité concédante désignée par la loi, à toute personne morale de droit public ou privé au moyen de conventions, de délégation de service public ou de tout autre contrat.

Les activités de production, de distribution, de commercialisation, destinées à satisfaire les besoins des localités non raccordées au réseau du distributeur national sont soumises au régime de la Convention de Concession ou de l'Autorisation.

S'agissant de la convention de concession, l'article 61.2 du Code de l'électricité indique que c'est l'acte juridique par lequel l'autorité concédante accorde à une personne morale de droit public ou de droit privé, le droit de construire, d'exploiter et d'assurer la maintenance à ses risques et périls d'un système d'électrification hors-réseau d'une capacité totale cumulée supérieure à 500 KVA.

La convention de concession est signée entre l'ABERME et le promoteur après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. A cet égard, l'ARE a adopté le 17 juin 2021 un modèle de Convention de Concession après des discussions avec toutes les parties prenantes dont WEZIZA BENIN.

Ce modèle adopté par l'ARE comprend :

- Un préambule ;
- Huit chapitres ;
- Cinquante-cinq articles ;
- Vingt-trois annexes.

Le contenu de la convention de concession couvre l'ensemble des éléments mentionnés aux articles 47 et 48 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 ainsi qu'à l'article 12 du décret n°2018-415 du 12 septembre 2018.

Le modèle de Convention de Concession est joint en annexe.

9.2 PRESENTATION DU PROJET REGLEMENT DE SERVICES

En ce qui concerne le règlement de service, conformément à l'article ... de la convention de concession, Il régit les relations entre le Titulaire et ses Abonnés et précise les

engagements réciproques du Titulaire et des Abonnés dans le Périmètre de la concession.

L'ABERME, avec la participation de toutes les parties prenantes, a engagé des discussions avec le promoteur WEZIZA BENIN pour l'élaboration d'un projet de règlement de service. Ce projet sera adopté au plus tard six mois à compter de la date d'entrée en vigueur de la convention de concession.

Le projet de règlement de service proposé comprend sept chapitres, dix-sept articles et cinq annexes.

Son contenu aborde les questions relatives au raccordement au réseau, aux installations électriques intérieures, aux compteurs et gestionnaires de consommation, à la tarification, la réclamation clients, la fraude, etc.

Le projet de règlement de service est joint en annexe.

IX. ANNEXES

ANNEXE 1 : CONVENTION DE CONCESSION TYPE



Logo
PROMOTEUR

CONVENTION DE CONCESSION D'ÉLECTRIFICATION HORS-RESEAU DE LOCALITÉS

N°/ABERME/DERU/SA

par et entre

L'AUTORITE CONCEDANTE
(AGENCE BENINOISE D'ÉLECTRIFICATION RURALE – ABERME)

Et

.....

[] 2020

Sommaire

Préambule :	85
Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention	86
Article 1 : Définitions.....	86
Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties.....	92
Article 3 : Nature de la Convention.....	94
Article 4 : Durée de la Convention.....	94
Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l’Opération Commerciale	94
Article 6 : Documents contractuels.....	95
Article 7 : Liste des Annexes	95
Article 8 : Prise d’Effet de la Convention	96
Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II.....	98
Article 10 : Périmètre de la Concession	98
Article 11 : Exclusivité	99
Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations.....	99
Article 12 : Caractéristiques des Installations.....	99
Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service	99
Article 14 : Contrôle des travaux	101
Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance	101
Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités	102
Chapitre III : Exploitation du service.....	103
Article 17 : Exploitation commerciale	103
Article 18 : Contrôle de l’exploitation commerciale.....	103
Article 19 : Indicateurs de performance.....	103
Article 20 : Assurances.....	104
Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution	105
Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession.....	106
Article 22 : Dispositions générales relatives au financement	106
Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires	107
Article 24 : Impôts et taxes	107
Article 25 : Redevances	107
Article 26 : Transfert de capitaux.....	107
Article 27 : Pénalités.....	108
Article 28 : Garanties d’achèvement des travaux.....	110
Article 29 : Mise en Régie	110
Chapitre V : Fin de la Convention de concession	111
Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations.....	111

Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations	112
Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention	112
Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention	113
Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention.....	117
Article 35 : Biens de retour	118
Article 36 : Biens de Reprise	118
Article 37 : Biens Propres	118
Article 38 : Inventaire.....	118
Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire.....	119
Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires	119
Article 40 : Cession de la Convention	120
Chapitre VII : Règlement des différends	120
Article 41 : Règlement amiable des différends.....	120
Article 42 : Arbitrage.....	120
Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue.....	121
Chapitre VIII : Dispositions finales.....	121
Article 44 : Modification de la Convention par avenant	121
Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique	121
45.1 Fait du Prince	121
45.2 Force majeure Politique	122
45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique	122
Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention.....	122
Article 47 : Force Majeure	123
Article 48 : Ethique	126
Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences.....	126
Article 50 : Rapport annuel.....	127
Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire	127
Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.....	128
Article 53 : Election de domicile et notifications	128
Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention.....	128
Article 55 : Les droits d'enregistrement.....	128

Entre :

L'AGENCE BENINOISE D'ELECTRIFICATION RURALE ET DE MAITRISE D'ENERGIE en abrégé **ABERME**, ayant son siège social à Cotonou, Quartier Fidjrossè, carré N°....., créée par Décret n°2004-151 du 29 Mars 2004 et régie par Décret n°2009-150 du 30 Avril 2009 et ayant pour Identifiant Fiscal Unique (IFU) : 4201641583511, Boite postale : 10 BP 302, Tél.: (229) 21 38 05 99 – Fax.: (229) 21 31 38 68. Email : me.aberme@gouv.bj, Site web : www.aberme.bj, **représentée par son Directeur Général**, domicilié au siège de ladite Agence ; agissant au nom et pour le compte de l'Etat béninois conformément au Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin,

Ci-après dénommé « **le Concédant** »

D'une part

Et

[DENOMINATION], la société **[Type de société]** au capital social de **[Montant du capital social]** ayant son siège social au **[Adresse du siège]** (Bénin), immatriculée au **[Nom du registre]** sous le numéro **[Numéro d'immatriculation]**, représentée pour la signature de la Convention par **[M. <ou> Mme] [Prénom] [NOM]**, son **[Titre/Mandat social du signataire]** domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la présente Convention au nom et pour le compte de celle-ci

(Ci-après dénommé le **Concessionnaire**).

Le Concédant et le Concessionnaire sont conjointement dénommés **les Parties** et, individuellement, **Partie**.

EN PRÉSENCE DE :

[DENOMINATION], La société [*Type de société*] au capital social de [*Montant du capital social*] ayant son siège social au [*Adresse du siège*] ([*Pays du siège*]), immatriculée au [*Nom du registre*] sous le numéro [*Numéro d'immatriculation*], représentée pour la signature de la présente Convention par [M. <ou> Mme] [*Prénom*] [*NOM*], son [*Titre/Mandat social du signataire*] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la présente Convention au nom et pour le compte de celle-ci

(Ci-après dénommer l'**Attributaire de la Concession**).

Préambule :

Les Parties, préalablement à la conclusion de la Convention ont exposé ce qui suit :

Les activités de production, de transport, de distribution et d'importation de l'énergie électrique pour le besoin du public constituent une mission de service public. Ces activités peuvent être confiées par l'Etat à toute personne de droit public ou privé au moyen d'accord ou de Convention (Concession ou autres).

Dans le cadre de la promotion de l'économie nationale et dans le but de permettre un accès universel à l'énergie électrique, le Gouvernement de la République du Bénin a décidé de développer des projets d'électrification hors réseau. Pour ce faire, aux termes du Décret N°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin, le Gouvernement de la République du Bénin a désigné l'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie (ABERME) comme autorité concédante

Toute personne désireuse d'installer ou d'exploiter un système d'électrification doit détenir un titre d'exploitation délivré par le Concédant, après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

L'attributaire a été retenu aux termes de l'appel à projet.....

L'attributaire de la Concession a immatriculé le Concessionnaire au Bénin qui est désigné Partie à la Convention et Titulaire de l'ensemble des droits et obligations.

Conformément à l'article 13 de la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin, l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) a émis l'avis conforme N°relatif à l'approbation de la Convention en vue de la délivrance d'un titre d'exploitation hors réseau à la société

Ceci exposé, il a été convenu entre **Les Parties** ce qui suit :

Chapitre I : Caractéristiques générales de la Convention

Article 1 : Définitions

Aux termes de la Convention, et de ses Annexes on entend par :

ABERME	Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie.
Accord de cofinancement MCA-Bénin II	Accord de cofinancement du Millenium Challenge Account Bénin II (MCA Bénin II) dont l'exécution conditionne la réalisation de la mission globale déterminée par l'Article 2 sous réserve de la mise en œuvre éventuelle des dispositions de l'Article 9.
Actionnaires	Les actionnaires de la société titulaire de la Convention de Concession tels que mentionnés en Annexe 8, modifiée éventuellement par la mise en œuvre de l'article 39 de la Convention.
Annexe	Un document listé à l'article 7 de la Convention.
Attributaire	Attributaire : La société qui a été retenue à la suite à l'appel à projets lancé par l'OCEF (Indiquer le nom)
Autorisation de Mise en Service	Désigne l'autorisation délivrée par le Concédant selon les modalités exposées à l'Article 5 dans les trente (30) jours calendaires suivant la réception par le Concédant de la Demande de Réception Technique adressée par le Concessionnaire, sauf si des Réserves Majeures ont été formulées lors de l'Inspection.
Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)	Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), Autorité administrative indépendante dotée de la personnalité morale et de l'autonomie financière mise en place pour veiller au respect des textes administratifs et réglementaires par les différents acteurs publics ou privés intervenant dans le secteur de l'électricité et chargée de protéger l'intérêt des opérateurs publics ou privés et des consommateurs et de garantir la continuité et la qualité du service, l'équilibre financier du secteur et son développement harmonieux.
Biens de Retour	Terrains, ouvrages, équipements, installations, biens meubles réalisés ou acquis par le Concessionnaire et indispensables à l'exécution du service Objet de la Convention de Concession, remis au Concédant à la fin de la Convention.

Biens de Reprise	Biens meubles utiles, sans être indispensables, au bon fonctionnement du service Objet de la Convention et pouvant devenir, après la fin de la Convention, la propriété du Concédant si cette dernière exerce la faculté de reprise moyennant le paiement au Concessionnaire d'une indemnité équivalente à leur valeur nette comptable.
Biens Propres	Biens meubles qui demeurent la propriété du Concessionnaire après la fin de la Convention.
Bonnes Pratiques	Les pratiques, méthodes, standards, normes et actes relatifs à la conception, la construction, les essais et tests, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, y compris l'approvisionnement en pièces de rechange, des ouvrages et équipements généralement suivis ou approuvés au niveau international par les producteurs d'énergie électrique hors réseau, lesquelles pratiques, méthodes et standards, normes et actes sont compatibles avec les lois en vigueur en matière de construction, de sécurité et d'environnement.
Cahier des Charges	Document figurant à l'Annexe 2 relatif aux aspects techniques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire au titre de la présente Convention.
Causes de Retard exemptées de pénalités	Déoulant des évènements visés à l'article 16.1 de la Convention
Changement de Contrôle	Désigne la situation dans laquelle l'actionnaire ultime du Concessionnaire ne détiendrait plus, directement ou indirectement, 51% du capital social et des droits de vote du Concessionnaire.
Changement de Lois	<p>a) une situation aux termes de laquelle l'une des exonérations mentionnées dans ce présent contrat viendrait à être supprimée ou réduite, alors que le Concessionnaire a rempli toutes les obligations légales en la matière;</p> <p>b) tout changement dans les Lois Applicables postérieurement à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention ;</p> <p>c) une modification des termes et conditions d'une autorisation postérieurement à son octroi ou sa délivrance ;</p> <p>d) le retrait, l'abrogation ou le non-renouvellement de toute autorisation, ou son renouvellement selon</p>

	des termes et conditions moins favorables au Concessionnaire, sauf dans l'hypothèse où une autorisation est retirée, abrogée ou non-renouvelée par suite d'un manquement du Concessionnaire ; e) la promulgation, l'annulation, l'entrée en vigueur, la suspension, le non-renouvellement, l'abrogation ou la modification des Lois Applicables, ou un changement dans l'interprétation ou l'application des Lois Applicables, postérieurement à la Date de Signature (en ce notamment compris l'imposition de toute nouvelle taxe ou de tout nouvel impôt ou une modification de l'application d'un impôt existant qui entraînerait une fiscalité plus lourde pour le Concessionnaire, ses actionnaires ou les Bailleurs de Fonds).
Concédant	L'Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie agissant au nom et pour le compte de l'État du Bénin.
Conditions Préalables	Toutes approbations, autorisations, décisions, permis, attestations, accords, immatriculations, mises à disposition et autres formalités prévues par l'Article 8.1 et 8.2 dont la levée dans le délai prévu par l'Article 8.3 sous la forme prévue par l'Article 8.4 conditionne la Prise d'Effet de la Convention. La non réalisation des Conditions Préalables est exclut toute indemnisation à la demande d'une Partie ou de l'autre.
Convention	Désigne la présente Convention et l'ensemble de ses Annexes.
Concession	Désigne le mode de réalisation de la mission définie à l'Article 2.
Concessionnaire	[Dénomination], société [Type de société] au capital social de [Montant du capital social] ayant son siège social au [Adresse du siège] ([Pays du siège]), immatriculée au [Nom du registre] sous le numéro [Numéro d'immatriculation], représentée pour la signature de la présente convention par [M. <ou> Mme] [Prénom] [Nom], son [Titre/Mandat social du signataire] domicilié au siège de ladite société et ayant en cette qualité tous pouvoirs à l'effet de conclure la Convention au nom et pour le compte de celle-ci

Date d'Entrée en Vigueur :	date de signature de la Convention
Date de prise d'Effet	Date à laquelle les conditions préalables prévues à l'article 8-1 et 8-2 de la Convention sont levées et à partir de laquelle la Convention produit ses effets.
Date de Prise d'Effet de la Résiliation	<i>A définir. Voir Article 33.</i>
Date d'Ouverture de Chantier	<i>A définir. Voir Article 5.</i>
Date d'Opération Commerciale	Date citée dans l'Autorisation de Mise en Service du Concédant, ou à défaut date d'une Inspection par le Concédant, dix (10) jours ouvrés après la transmission du rapport des essais de mise en service à l'Autorité de Régulation de l'Electricité. Voir Article 5.
Documents de Financement	toute Convention de prêt, acte de Sûreté, contrat avec toute agence de crédit à l'exportation, garantie, contrat de subordination, hypothèque, Convention de fiducie, contrat inter-créanciers, accord ou titre relatif à un financement obligataire, instruments de couverture et tout autre accord ou document relatif au financement du Projet, , conclu par ou pour le compte du Concessionnaire ou ses Actionnaires avec, notamment, son ou ses Prêteur(s) pour les besoins de financement de tout ou partie du Projet, y compris les modifications, compléments, extensions, renouvellements et remplacements de ce financement ou refinancement, à l'exclusion de tous Fonds Propres d'Actionnaires et accords de couverture s'y rapportant.
Droit Applicable	Le Droit Applicable à la Convention est le droit du Bénin. La langue de la Convention est le français. Voir Article 43.
Durée de la Convention	A la signification déterminée par l'Article 4.
Durée de l'Opération Commerciale	Période de vingt (20) années commençant à courir pour compter de la date de la première Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.
Durée des Travaux	Au sens de l'Article 5, douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par site.

Entité Étatique	Désigne tous services de l'État du Bénin, doté de la personnalité morale ou non, relevant de l'administration centralisée, déconcentrée ou décentralisée, dont émane une mesure individuelle ou générale ayant pour effet direct ou indirect, de rendre l'exécution de la Convention plus difficile pour le Concessionnaire.
Fait du Prince	A la signification déterminée par l'Article 45.1
Fonds Propres	les apports en capitaux propres et/ou financements subordonnés apportés par les Actionnaires.
Francs CFA	le Franc de la Communauté Financière Africaine, monnaie ayant cours légal dans les pays de l'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA)
Force Majeure	A la signification déterminée par l'Article 47
Force Majeure Politique	A la signification déterminée par l'Article 45.2
Inspection	Au sens de l'Article 5, inspection technique du site effectuée par le Concédant au titre de l'article 34 du Décret 2018-415 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, localité par localité, en concertation avec le Concessionnaire et éventuellement d'autres parties prenantes en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Installations	Installations de production, de transport ou de distribution et, plus généralement, toutes infrastructures et constructions exploitées ou détenues par des opérateurs du secteur de l'électricité et destinées à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique.
Installations de production	A définir
Localité (s)	un ou plusieurs villages inclus dans le Périmètre de la Convention.
Lois Applicables	la Constitution du Bénin, tout traité et tout accord international ayant force obligatoire au Bénin, toute loi, règlement, ordonnance, Décret, arrêté ou autre texte de nature réglementaire (y compris tout document susmentionné relatif à une taxe, redevances, prélèvements, impôts, droit de douane

	ou aux questions de sécurité ou d'environnement) en vigueur et ayant force obligatoire dans l'État, tout jugement, , toute instruction ou toute autre exigence ou restriction venant ou émanant de l'État ou de toute Entité Etatique ayant force obligatoire pour les Parties, tout avis d'une autorité de régulation, y compris l'Autorité de Régulation de l'Electricité, ainsi que les normes techniques en vigueur, ayant force obligatoire et étant d'effet direct en droit béninois s'il en existe.
Manquement Grave	Au sens des Articles 2, 16.2, 27, 29, 30, 31 et 33.1, une inobservation ou violation d'une obligation déterminée par l'Article 30, de nature à compromettre durablement le bon fonctionnement de la Concession.
Mise à Disposition	tous les terrains, équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires indispensables au service de production et de distribution d'électricité dans le Périmètre de la Concession et défini par l'Annexe 19 remis gratuitement par le Concédant au Concessionnaire pour réaliser la mission déterminée par l'Article 2.
Mise en Régie	A la signification déterminée par l'Article 29.
Modification Significative des Prestations	Au sens de l'Article 13.2, tout projet du Concessionnaire de modification significative des modalités techniques de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité, dans le Périmètre de la Concession. Ceci inclut notamment: <ul style="list-style-type: none"> - Modification ayant un impact significatif sur le tarif (tel qu'approuvé en Annexe 18) - Modification ayant un impact significatif sur le dossier technique (tel que défini en Annexe 1)
Partie(s)	ensemble ou séparément, le Concédant et/ou le Concessionnaire.
Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-1 pour retard dans la Durée des Travaux visés à l'Article 5.

Pénalités pour tout autre Retard	les sommes dues par le Concessionnaire au titre de l'Article 27-2 pour retard dans les délais prévus par les articles 14, 15, 20, 38, 39 et 50.
Périmètre de Concession	Des limites administratives ou physiques spécifiées à l'Annexe 2 de la Convention.
Projet	Projets d'électrification hors réseau faisant partie de Concession définie dans la Convention
Règlement de Service	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 3.
Règlement Tarifaire	Règlement approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité dans les conditions de l'Article 8.1 et figurant en Annexe 18.
Réserves Majeures	Au sens de l'Article 5, désignent les Réserves portant sur le non-respect des normes et des spécifications techniques des matériels et Installations conformément aux exigences légales et/ou du Cahier des Charges et le non-respect des règles de l'art, dont la levée conditionne la réception provisoire en vue de la délivrance de l'Autorisation de Mise en Service.
Sous-Traitant(s)	<i>Voir Article 15.</i>

Article 2 : Objet de la Convention -Principales obligations des Parties

Le Concédant confie au Concessionnaire, qui l'accepte, la mission globale de :

1. concevoir, financer, construire, exploiter, entretenir et renouveler les Installations, équipements et branchement des abonnés nécessaires à l'électrification des Localités figurant à l'Annexe 2 de la Convention ;
2. assurer la vente d'électricité ou de services électriques aux abonnés dans le périmètre de sa Concession tel que définie à l'Annexe 2 de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à exécuter les obligations mises à sa charge au titre de la Convention, à ses risques et périls, sous le contrôle du

Concédant conformément aux stipulations de la Convention et perçoit en contrepartie la rémunération prévue par la Convention.

Au titre de la Convention, le Concessionnaire est soumis aux principales obligations suivantes :

- le Concessionnaire réalise et exploite les Installations à ses risques et périls. Pendant toute la Durée de la Concession, le Concessionnaire assure seul toutes les responsabilités techniques, financières, juridiques et de sécurité aussi bien pour la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien-maintenance et le financement des Installations.
- Le Concessionnaire est seul responsable vis-à-vis de son personnel et des tiers de tout accident, dégât et dommage de quelque nature et origine qu'ils soient, résultant de l'exécution de la Convention.
- Le Concessionnaire s'engage à respecter ses obligations au titre de la Convention, ainsi que toute autre exigence nécessaire à la mise en œuvre de la Convention, conformément aux autorisations requises notamment l'acquisition ou la location sur toute la Durée de la Convention des immeubles nus ou bâtis devant recevoir les Installations du Concessionnaire.

Dans le cadre de l'exécution de la Convention, le Concessionnaire fera ses meilleurs efforts afin de respecter le principe d'équité de traitement des clients, le principe de continuité du service, dans le respect de la sécurité des personnes et des biens ainsi que de la protection de l'environnement.

Au titre de ses obligations générales dans le cadre de la Convention, le Concédant :

- s'engage à coopérer de bonne foi avec le Concessionnaire et à prendre, dans les délais requis, les actes et décisions qui lui incombent et qui sont nécessaires à l'exécution de la Convention ;
- délivrera et/ou renouvellera ou, le cas échéant, fera ses meilleurs efforts afin que les Entités Etatiques compétentes délivrent et/ou renouvellent, dans des délais raisonnables permettant la réalisation des Installations conformément aux stipulations de la Convention, et/ou au Droit Applicable, les autorisations requises valablement demandées par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention, et/ou du Droit Applicable, sous réserve que le Concessionnaire satisfasse aux conditions requises par le Droit Applicable pour bénéficier des autorisations requises ;

- autorise le Concessionnaire et tout autre Sous-Traitant, sous réserve des stipulations de la Convention à employer le personnel, travailleurs et employés expatriés qu'ils jugeront nécessaires pour la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien-maintenance et le financement des Installations dans le respect des conditions requises par le Droit Applicable en matière sociale et de travail ;
- s'engage à faciliter la libre entrée et sortie de la République du Bénin du personnel, travailleurs et employés expatriés, ensemble avec leurs familles et personnes à charge, y compris l'obtention des permis de travail appropriés pour ces expatriés et pour leurs familles et personnes à charge sous réserve que ces derniers soient en conformité avec le Droit Applicable en matière d'entrée et de sortie du territoire ;
- s'engage à ne rien entreprendre qui pourrait compromettre ou perturber la réalisation du Projet ; s'engage à n'imposer à l'égard du Concessionnaire ou de ses affiliés ou Sous-Traitants aucune mesure qui puisse être considérée comme discriminatoire.

Article 3 : Nature de la Convention

La Convention est conclue et s'interprète conformément au Droit Applicable et en vigueur en République du Bénin et notamment mais non exclusivement la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin et le Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant Réglementation de l'Electrification Hors-Réseau en République du Bénin et leurs versions ultérieures.

Article 4 : Durée de la Convention

Sous réserve de la survenance d'un cas de fin anticipée de la Convention, ou d'une Cause de Retard exemptée de pénalités entraînant sa prorogation, la Convention est conclue pour une durée commençant à courir à compter de la Date de Prise d'Effet et expirant à la fin de la Durée de l'Opération Commerciale. À l'expiration de ce délai et sous réserves des dispositions prévues par la loi 2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en son article 60.8, les Installations seront transférées au Concédant, conformément à l'article 34(Reprise des Biens à la fin de la Convention) de la Convention.

Article 5 : Durée des Travaux– Durée de l'Opération Commerciale

La durée de réalisation des Installations (Durée des Travaux), est de douze (12) mois à compter de la Date d'Ouverture du Chantier par Localité (Annexe 23)sachant que les travaux sur l'ensemble des Localités doivent

être entamés dans un délai de six mois à compter de la Date de Prise d'Effet de la Convention.

La mise en Opération Commerciale se fait Localité par Localité et intervient après l'obtention de l'Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.

La Durée de l'Opération Commerciale est de vingt (20) années à compter de la date de la première Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant.

L'Autorisation de Mise en Service sera délivrée au plus tard dans les trente (30) jours calendaires suivant la réception par le Concédant de la demande d'Inspection adressée par le Concessionnaire, sauf si des Réserves Majeures ont été formulées lors de l'Inspection effectuée à cet effet.

A défaut de procéder à ladite Inspection dans le délai susmentionné, le Concessionnaire procède aux essais de mise en service, en transmet le rapport au Concédant et à l'Autorité de Régulation de l'Electricité et procède à la mise en Opération Commerciale dans un délai de dix (10) jours ouvrés et le cas échéant le Concédant est tenu de délivrer l'Autorisation de Mise en Service après ce dernier délai.

Article 6 : Documents contractuels

Les documents annexés à la Convention dont la liste figure à l'article 7 font partie intégrante de la Convention avec laquelle ils forment un ensemble indissociable. En cas de non-conformité ou de divergence dans l'interprétation entre les clauses de la Convention et de ses Annexes, la Convention prédomine.

Article 7 : Liste des Annexes

Annexe 1 : Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)

Annexe 2 : Périmètre de la Concession et plan de situation

Annexe 3 : Règlement de service

Annexe 4 : Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations

Annexe 5 : Avantages fiscaux et douaniers

Annexe 6 : Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie

Annexe 7 : Modèle tarifaire de l'ARE

Annexe 8 : Actionnariat et statuts de la société de projet

Annexe 9 : Garanties de bonne exécution des travaux au profit du Concédant

Annexe 10 : Accord de cofinancement du MCA-Bénin II

Annexe 11 : Documents de Financement

Annexe 12 : Assurances

Annexe 13 : Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger

Annexe 14 : Inventaire des Biens de la Concession

Annexe 15 : Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conformes à la législation en vigueur

Annexe 16 : Plan de formation du personnel technique et local et transfert de compétences

Annexe 17: Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)

Annexe 18 : Mise à Disposition

Annexe 19 : Cahier de charges Distribution et Production / Code réseau

Annexe 20: Principes et méthodologie tarifaires

Annexe 21 : Liste des essais de performance

Annexe 22 : Modèle de lettre de notification de Date d'Ouverture de Chantier

Annexe 23: Garantie de démentiement des Installations de production

Article 8 : Prise d'Effet de la Convention

La Convention signée par le Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité prend effet quand les Conditions Préalables suivantes seront cumulativement remplies :

8.1 : Conditions Préalables à la charge du Concédant

- Approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité du Règlement de service (Annexe 3) ;
- Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (Annexe 18).

8.2 : Conditions Préalables à la charge du Concessionnaire :

- Accord de cofinancement MCA-Bénin II signé, le cas échéant (Annexe 10) ;

- Titres de propriété ou contrat de bail des sites de construction des centrales conformes à la législation en vigueur;
- Obtention des accords de financement des prêteurs / confirmation des prêteurs ou de leurs représentants que toutes les conditions préalables au premier tirage de la dette au titre des contrats de financement (autre que toute condition préalable relative à la Prise d'Effet de la Convention) ont été satisfaites, si applicable (Annexe 11).
- Dans le cas où aucun prêteur n'intervient dans le financement du Projet, obtention des accords de financement des investisseurs en Fonds Propres (ou instruments assimilés tels que prêt actionnaire) que toutes les conditions préalables au premier tirage en Fonds Propres (autre que toute condition préalable relative à l'entrée en vigueur de la Convention) ont été satisfaites,
- Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences (Annexe 17) ;
- Transmission au Concédant de la copie authentique des titres de propriétés ou des beaux afférents aux terrains acquis ou loués dans le cadre de l'exécution de la Convention (Annexe 16);
- La remise au Concédant du Certificat de Conformité Environnementale et du plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 6) ;
- La remise au Concédant des études d'exécution détaillée par localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1) ;
- La remise au Concédant de la Garantie Bancaire prévue à l'article 28 (Annexe 9).
- La remise au Concédant de l'Extrait du Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) du Bénin et des statuts portant composition de l'actionnariat de la société de projet (Annexe 8).
- La remise au Concédant des attestations d'assurances prévues à l'article 20(Annexe 12).

8.3 : Délai de levée des conditions préalables

Les Conditions Préalables ci-dessus devront être levées dans les neuf (09) mois suivant la signature de la Convention, faute de quoi la Convention est considérée comme étant caduque et aucune Partie ne sera tenue de verser une indemnité quelconque à l'autre. Les Parties à la Convention peuvent néanmoins convenir d'un commun accord d'une prolongation du délai de

Prise d'Effet de la Convention qui ne peut excéder trois (03) mois. En tout état de cause les Parties s'engagent à réaliser toutes les démarches nécessaires et prendre toutes les mesures requises à cet égard afin de permettre au Concessionnaire d'être en mesure de respecter le calendrier prévu aux termes de l'Accord de cofinancement MCA Bénin II (Annexe 10). Le Concédant appuiera notamment le Concessionnaire pour faciliter les démarches à réaliser dans le cadre de la procédure d'obtention des autorisations administratives.

8.4 : Constatation de Prise d'Effet de la Convention

Un procès-verbal constatant la levée des Conditions Préalables à la Prise d'Effet de la Convention sera établi par les Parties au plus tard quinze (15) jours ouvrés après la levée de la dernière des Conditions Préalables énoncées aux articles 8.1 et 8.2. Une copie du procès-verbal du constat de la levée des Conditions Préalables est transmise à l'Autorité de Régulation de l'Electricité dans un délai de trois (03) jours ouvrables à compter de la date de sa signature.

Il est précisé que les Conditions Préalables énoncées aux articles 8.1 et 8.2 ci-dessus sont stipulées dans l'intérêt commun des Parties, lesquelles ne pourront renoncer unilatéralement qu'aux Conditions Préalables dont la réalisation ne leur incombe pas.

Article 9 : Non versement de tout ou partie des fonds du cofinancement MCA Bénin II

Dans le cas où le Concessionnaire ne serait plus en mesure de bénéficier de tout ou partie de la subvention accordée dans le cadre de l'Accord de co-financement MCA Bénin II, pour quelque raison que ce soit, cette situation sera considérée comme un Bouleversement de l'Équilibre Économique de la Convention et traitée conformément aux dispositions de l'article 46 de la Convention.

Article 10 : Périmètre de la Concession

Le service concédé est assuré à l'intérieur du Périmètre géographique fixé par la Convention (Périmètre de la Concession). Le Périmètre de la Concession est défini par des limites administratives ou physiques spécifiées à l'Annexe 2 de la Convention.

Article 11 : Exclusivité

Le Concessionnaire a l'exclusivité de l'exploitation des Installations de production, de distribution et de vente d'électricité dans le Périmètre de la concession, indépendamment du régime de propriété de ces dernières. Il a également l'exclusivité de la vente de services énergétiques dans le Périmètre de sa Concession.

Pour l'exécution de la Convention, le Concessionnaire reconnaît que lorsqu'un promoteur d'énergie distribuée telle que les kits solaires ou autres, ayant bénéficié de subventions de l'État ou d'autres Partenaires Techniques et Financiers est préalablement installé dans le Périmètre de Concession du Concessionnaire, il lui est fait obligation de négocier de bonne foi avec le promoteur préalablement installé pour aboutir à un accord commercial d'énergie distribuée pour la commercialisation de ses produits, étant entendu que le promoteur devra coopérer de bonne foi à l'obtention de cet accord. A défaut d'accord commercial satisfaisant pour le promoteur de mini-réseaux, la Concession du promoteur de mini-réseau prend priorité sur la commercialisation des kits solaires.

Chapitre II : Conception, réalisation, entretien et renouvellement des Installations

Article 12 : Caractéristiques des Installations

Les caractéristiques des Installations du Projet du Concessionnaire sont détaillées en Annexe 1 par localité.

Article 13 : Exécution des travaux et Mise en Service

Le Concessionnaire s'engage à construire et mettre en service les Installations pour chaque Localité conformément aux caractéristiques stipulées en Annexe 1 Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire).

13.1 : Caractéristiques des travaux

Les travaux doivent être exécutés conformément aux Bonnes Pratiques, méthodes, standards, normes et actes relatifs à la conception, la construction, les essais et tests, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, y compris l'approvisionnement en pièces de rechange, des ouvrages et équipements des Installations généralement suivis ou

approuvés au niveau international par les producteurs indépendants d'énergie électrique dans le domaine de l'électricité, et dans la mesure où ces pratiques, méthodes et standards, normes et actes sont compatibles avec les lois en vigueur en matière de construction, de sécurité et d'environnement.

La mise en service des Installations interviendra à l'issue du déroulement des essais de performance à la satisfaction des Parties et de l'obtention de l'Autorisation de Mise en Service délivrée par le Concédant. La liste des essais de performance à effectuer avant la mise en service est fournie par le Concessionnaire au plus tard six (06) mois avant la date prévisionnelle de fin des travaux et sera insérée à la Convention en Annexe 22.

Le Concessionnaire pourra démarrer les travaux dans une localité donnée lorsque les conditions suivantes sont vérifiées :

- La Date de Prise d'Effet de la Convention est effective au sens de l'article 8 de la Convention
- Spécifiquement, pour la localité concernée par la réalisation des travaux le Concessionnaire a fourni au Concédant :
 - le Certificat de Conformité Environnementale et le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux (Annexe 5).
 - les études d'exécutions détaillée pour la localité telles que figurant au Dossier technique (Annexe 1)
 - les documents de présomption de propriété pour les domaines sélectionnés pour l'installation de la centrale dans la localité

13.2 : Modification des prestations

Tout projet de Modification Significative des prestations mises à la charge du Concessionnaire relatives aux modalités techniques de production, de distribution et de commercialisation dans le Périmètre de la Concession, doit être approuvé préalablement par le Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

La demande transmise au Concédant doit être accompagnée d'une note indiquant clairement les justifications et modalités de cette modification. Si le Concédant considère que le projet de modification est de nature à compromettre la bonne exécution de la Convention, il fait connaître son opposition motivée dans un délai d'un (01) mois à compter de la réception du projet de modification. À défaut, le Concédant est considéré comme ayant accepté la modification.

Article 14 : Contrôle des travaux

Le Concédant contrôle l'exécution des obligations du Concessionnaire pour ce qui concerne la réalisation des travaux. Le Concessionnaire communique au Concédant chaque trimestre, le calendrier prévisionnel permettant d'apprécier l'état d'avancement des travaux. Le Concessionnaire est tenu d'apporter son concours au Concédant et de lui laisser le libre accès à tout point du chantier, sur demande du Concédant. Les vérifications opérées et les observations formulées par le Concédant concernant la réalisation des travaux n'ont pas pour effet de dégager le Concessionnaire de sa responsabilité concernant la conformité de l'ouvrage aux prescriptions de la Convention. En aucun cas, le Concédant ne pourra s'immiscer dans la gestion des travaux effectués par le Concessionnaire ni entraver la réalisation desdits travaux.

Article 15 : Dispositions relatives à la sous-traitance

Le Concessionnaire est personnellement responsable de l'exécution de la Convention. Le Concessionnaire confie la réalisation de ses obligations conventionnelles à des Sous-Traitants de son choix et placés sous sa responsabilité, conformément aux dispositions du Code de l'Electricité en République du Bénin. Le Concessionnaire s'engage conformément à l'article 38 du Code de l'Electricité en République du Bénin que la part réservée à la Sous-Traitance locale ne peut être inférieure à 15% du montant du Projet.

Le Concessionnaire transmet au Concédant, dans le délai d'un (1) mois suivant la Date de Prise d'Effet de la Convention, la liste de ses contrats de sous-traitance des prestations relatives à l'exécution de la Convention. Cette liste porte les indications suivantes : identité du Sous-Traitant, objet du contrat, montant fixe ou prévisionnel du contrat, durée, date de signature.

Cette liste fait l'objet de mises à jour en cas d'ajouts ou modifications des Sous-Traitants préalablement déclarés. A cet effet, elle est transmise tous les trois (03) mois jusqu'à la Date de Mise en Service, et postérieurement à la Date de Mise en Service, elle est transmise annuellement.

Article 16 : Causes de Retard exemptées de pénalités

16.1 : Événements considérés comme Causes de Retard exemptées de pénalités

Sont des « Causes de Retard exemptées de pénalités » les événements suivants lorsqu'ils ont pour effet un délai supplémentaire dans la réalisation des Installations au cours de la Durée des Travaux :

- a. retrait, modification ou annulation d'un permis ou d'une autorisation par une décision de justice ou d'une Entité Etatique compétente, ainsi que la non-délivrance ou le non-renouveaulement d'un permis ou d'une autorisation dans les délais prévus par les textes en vigueur en République du Bénin lorsque les motifs de la non délivrance ou le refus de délivrance ou du retrait ou encore de l'annulation du titre sont imputables au Concédant ;
- b. découverte de vestiges archéologiques ou biens à caractère culturel ou coutumier ;
- c. découverte de caractéristiques géologiques, y compris toute pollution ou contamination, non connues, non raisonnablement envisageables, non révélées par les études préalables pour lesquelles les lois et règlements en vigueur ou les pratiques internationales reconnues imposent des mesures de protection particulières, si le Concessionnaire apporte la preuve qu'une telle découverte rend impossible le respect des délais fixés à l'article 5 ;

16.2 : Effets des Causes de Retard exemptées de pénalités

En cas de survenance d'une Cause de Retard exemptée de pénalités, le Concessionnaire en informe le Concédant et l'Autorité de Régulation de l'Électricité en leur adressant par courrier avec accusé de réception et par courrier électronique (i) une description de l'événement constituant une Cause de Retard exemptée de pénalités et (ii) l'estimation détaillée de l'impact financier de la Cause de Retard exemptée de pénalités ainsi que la conséquence sur la Durée des Travaux et pour la poursuite de l'exécution de la Convention.

Les Parties se réuniront sous l'égide de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, dans un délai de quinze (15) Jours ouvrés à compter de la date de réception de la notification susvisée, afin d'examiner les mesures permettant de limiter les retards dans l'exécution des travaux ou de l'exploitation de la Concession. Les pénalités prévues par l'article 27 ne

sont pas applicables durant cette période et la Durée des Travaux est prorogée au jour le jour de la durée du retard.

Les surcoûts engendrés par une Cause de Retard exemptée de pénalités seront supportés par le Concessionnaire dans la limite d'un montant plafonné à un virgule cinq pour cent (1,5%) du montant des investissements initiaux hors taxes considérés dans le Modèle tarifaire de l'ARE (Annexe 7 Modèle tarifaire de l'ARE), toutes Causes de Retard exemptées de pénalités cumulées sur la durée totale de la Convention. Au-delà de ce plafond, les montants des surcoûts susmentionnés hors taxes sont supportés exclusivement par le Concédant.

Le taux de 1,5% a été mis pour respecter l'équité dans l'application de la pénalité car les promoteurs n'ont pas les mêmes montants d'investissement.

Chapitre III : Exploitation du service

Article 17 : Exploitation commerciale

L'exploitation commerciale du service aux abonnés est effectuée dans les conditions fixées à l'Annexe 3 de la Convention.

Article 18 : Contrôle de l'exploitation commerciale

Le Concédant contrôle l'exécution des obligations du Concessionnaire pour ce qui concerne l'exploitation commerciale du service aux abonnés dans les conditions prévues par le Règlement de Service en Annexe 3. Sous réserve de l'Article 29 de la Convention, le Concédant ne pourra s'immiscer en aucun cas dans l'Opération Commerciale assurée par le Concessionnaire.

Article 19 : Indicateurs de performance

Le Concessionnaire est responsable du respect des indicateurs de performance auxquels il est tenu, tels que figurant à l'Annexe 1 et/ou à l'Annexe 3 selon le cas et tout autre indicateur raisonnable défini d'un commun accord entre le Concédant, l'Autorité de Régulation de l'Électricité et le Concessionnaire permettant d'apprécier les performances financières, techniques et commerciales, selon le cas. Les indicateurs de performance ne pourront évoluer pendant toute la Durée de la Convention sans l'accord préalable et écrit de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. En cas de non-respect persistant des critères de performance par le Concessionnaire, le Concédant se réserve le droit, après une mise en

demeure qui ne peut excéder quatre-vingt-dix (90) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

Article 20 : Assurances

A partir de la Date de Prise d'Effet de la Convention, le Concessionnaire devra couvrir sa responsabilité professionnelle et délictuelle dans le cadre des activités réalisées au titre de la Concession par la souscription et le maintien, de polices d'assurance, telles qu'exigées par la loi applicable, auprès de compagnies d'assurance notoirement solvables représentées au Bénin, internationalement reconnues; notamment les assurances suivantes :

- une assurance tous risques chantier couvrant tous les risques de perte physique ou de dommages aux ouvrages permanents et temporaires, y compris les bâtiments, les installations techniques et tout autre équipement de la Concession, pour une cause qui n'est pas exclue par ailleurs. Elle devra être souscrite au plus tard à la Date d'Ouverture du Chantier et restée valide jusqu'à la Date de l'Opération Commerciale, à moins que les Parties n'en conviennent autrement.
- une assurance des biens couvrant tout risque de perte ou dommage physique (y compris bris des machines) affectant des biens de la Concession, y compris les bâtiments, les installations techniques et tout autre équipement de la Concession, pour une cause qui n'est pas exclue par ailleurs. Cette assurance aura un montant égal à la valeur à neuf (valeur complète) des Installations. Elle devra être souscrite à partir de la date de mise en service et devra être maintenue pendant la Durée de la Convention, à moins que les Parties n'en conviennent autrement.
- une assurance commerciale tous risques responsabilité civile, avec un plafond minimal de dédommagement de cent millions (100 000 000) de FCFA par événement, étant précisé que cette police d'assurance comprendra, , une couverture spécifique incluant les dommages corporels et la mort accidentelle mais ne sera pas limitée à ces cas uniquement ;
- toutes autres assurances qui sont habituelles, souhaitables ou nécessaires pour se conformer aux exigences locales, telles que l'assurance contre les accidents du travail en relation avec tous les travailleurs employés par le Concessionnaire, assurance sur le transport maritime de la marchandise ou en relation avec son exploitation et l'assurance de responsabilité civile sur tout véhicule appartenant au Concessionnaire.

Le Concessionnaire doit fournir au Concédant à la Date de Prise d'Effet de la Convention et une fois par année à leur signature ou à leur renouvellement, une copie de chacune des attestations des polices d'assurance auxquelles le Concessionnaire a souscrit précisant la nature de ces polices et les montants minimums de couverture. Il fournira sur simple demande du Concédant toute preuve du paiement des primes d'assurances.

Si pour une cause quelconque pendant la Durée de la Convention, une des polices d'assurances du Concessionnaire était résiliée ou suspendue, le Concessionnaire devra en aviser le Concédant dans les plus brefs délais et assurer le remplacement immédiat de la police concernée. Aucune opération du Concessionnaire dans le cadre de la présente Convention ne pourra avoir lieu en l'absence des couvertures requises par la loi applicable, telles que prévues ci-dessus.

Le non-respect par le Concessionnaire des stipulations du présent article afférente à la transmission au Concédant des attestations des polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet et annuellement à leur signature ou renouvellement, entraînera l'application par le Concédant des pénalités prévues à l'article 27.2 (Pénalités pour tout autre retard).

Les certificats des polices d'assurances souscrites par le Concessionnaire en application du présent article seront insérés au fur et à mesure de leur souscription en temps utiles en Annexe 12 de la Convention.

Article 21 : Arrivée du réseau électrique national de distribution

En cas d'extension du réseau national de distribution dans l'une quelconque des Localités se trouvant dans le Périmètre de la Concession, le Concessionnaire et le gestionnaire du réseau électrique national de distribution devront se réunir pour envisager les options à retenir sous l'égide de l'Autorité de Régulation de l'Electricité conformément à la réglementation en vigueur et aux stipulations de la Convention.

Dans cette situation, le Concessionnaire peut choisir l'une des options ci-après :

- (i) soit, le Concessionnaire continue son activité dans son périmètre en qualité de détenteur d'un titre d'exploitation. Il pourra alors acheter de l'électricité à partir du réseau Moyenne Tension afin de compléter sa propre production à un tarif négocié avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution et approuvé par l'Autorité de

Régulation de l'Électricité.

Le Concessionnaire pourra également vendre son surplus de production d'électricité au gestionnaire du réseau électrique national de distribution à un tarif négocié et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

- (ii) soit, le Concessionnaire conclut un contrat de vente d'électricité pour le reste de Durée de la Convention avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution pour l'injection de l'énergie électrique produite par l'unité de production électrique du mini-réseau concerné sur le réseau électrique national de distribution. Dans ce cas, les Biens de Retour relatifs à la distribution sur la localité concernée (à l'exception de l'unité de production électrique) sont cédés à leur valeur résiduelle au gestionnaire du réseau électrique national de distribution, les Biens de Reprise relatifs à la distribution sur la localité concernée pouvant également être cédés moyennant une indemnisation à convenir par les Parties. Le tarif de vente de l'électricité est négocié avec le gestionnaire du réseau électrique national de distribution et approuvé par l'Autorité de Régulation de l'Électricité ;
- (iii) soit, le Concessionnaire cède au gestionnaire du réseau électrique national de distribution les Biens de Retour y compris l'unité de production électrique, à leur valeur nette comptable. Dans ce cas, la Convention ne sera plus applicable entre les Parties *pour ce qui concerne la localité concernée et raccordée au réseau électrique national de distribution*. Le Concessionnaire sera en droit d'obtenir le versement par le Concédant de l'indemnité visée à l'article 33.2.2 de la Convention, au prorata applicable pour la Localité concernée.

Le Concédant fera ses meilleurs efforts pour assister le Concessionnaire dans cette situation et permettre la mise en œuvre d'un accord équitable pour le Concessionnaire.

Chapitre IV : Régime financier de la Convention de Concession

Article 22 : Dispositions générales relatives au financement

Le Concessionnaire assure à ses frais, risques et périls le financement de la Concession. Il supporte l'ensemble des charges relatives à l'exécution de ses obligations en application de la Convention. La rémunération du

Concessionnaire est principalement constituée des recettes perçues et liées à la production et à la vente d'électricité et de services énergétiques aux abonnés dans le périmètre de la concession où il est titulaire d'un droit exclusif conformément à l'Article 11 (Exclusivité) de la Convention.

Ces recettes sont calculées sur la base des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité tel que figurant en Annexe 18 et évoluant suivant la procédure décrite à l'Annexe 21.

Article 23 : Principe et méthodologie tarifaires

Le principe et la méthodologie tarifaires sont précisés à l'Annexe 21 et correspondent aux caractéristiques du projet. Le Concessionnaire perçoit auprès de ses abonnés les paiements conformément aux dispositions tarifaires émises par l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Elles sont révisées après approbation par l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Article 24 : Impôts et taxes

Le Concessionnaire est assujéti aux règles fiscales de droit commun sous réserve des dispositions du Code de l'Electricité en matière fiscale et de toute autre disposition ou texte d'application en vigueur en matière fiscale et douanière et applicable à la Concession et qui lui accorde des avantages fiscaux et douaniers dérogatoires, tels que définis en Annexe 5 (Avantages fiscaux et douaniers), du droit commun conformément à l'article 78 du Code de l'Electricité.

Article 25 : Redevances

Le Concessionnaire est soumis à une redevance annuelle de régulation et une redevance domaniale, conformément à la réglementation en vigueur. Toute augmentation ou baisse de l'une et/ou l'autre de ces redevances fera l'objet d'un ajustement des tarifs proposés par le Concessionnaire et approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Électricité selon la procédure décrite à l'Annexe 21.

Article 26 : Transfert de capitaux

Le Concessionnaire effectue les transferts de devises à l'étranger dans les conditions prévues par la législation et la réglementation en vigueur au Bénin. Le Concédant s'engage à faire ses meilleurs efforts pour apporter toute son assistance au Concessionnaire afin de lui permettre d'effectuer de tels transferts en temps utiles.

Article 27 : Pénalités

Sauf en cas de Force Majeure et de Causes de Retard exemptées de pénalités, le Concédant peut appliquer des pénalités au Concessionnaire en cas de manquement de ce dernier à ses obligations au titre de la Convention.

Le Concédant se réserve la faculté, en fonction du degré de gravité de la faute du Concessionnaire et sous réserve du respect des dispositions de la Convention, de ne pas faire application de pénalités, mais de faire usage directement des dispositions prévues à l'Article 29 (Mise en régie) de la Convention et/ou intenter une action en responsabilité.

Les pénalités appliquées par le Concédant sont libératoires à l'égard du Concessionnaire, mais sans préjudice des éventuels dommages et intérêts dus à des clients ou à des tiers.

27.1 : Pénalités pour retard dans la réalisation des travaux

En cas de dépassement imputable au Concessionnaire de la Durée des Travaux prévu par l'article 5 de la Convention, des pénalités financières d'un montant de soixante dix mille (70 000) Frans CFA par jour calendaire de retard sont appliquées. Cette pénalité sera applicable après une période de grâce de soixante (60) jours calendaires suivant la notification qui sera faite par le Concédant au Concessionnaire pour l'informer de l'application de cette pénalité, sauf si le Concessionnaire a remédié au retard visé par la notification avant l'expiration de cette période de grâce.

Ce retard ne peut excéder trois-cent-soixante-cinq (365) jours calendaires. Passé ce délai, le Concédant se réserve le droit, après un préavis de soixante (60) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

27.2 : Pénalités pour tout autre retard

En cas de retard dans la réalisation de toute autre obligation contractuelle que celle visée à l'article 5 de la Convention, des pénalités financières d'un montant de soixante-dix mille (70 000) FCFA par Jour calendaire de retard et par manquement constaté seront applicables au titre des manquements ci-après conformément aux stipulations de la Convention :

- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de communication trimestrielle au Concédant du calendrier prévisionnel permettant d'apprécier l'état d'avancement des travaux, en application de l'Article

14 de la Convention ;

- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de communication au Concédant de la liste des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Convention et ultérieurement en cas de mises à jour nécessaires, en application de l'Article 15 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de transmission au Concédant des attestations de polices d'assurance à la Date de Prise d'Effet de la Convention et annuellement à leur signature ou renouvellement, en application de l'Article 20 de la Convention;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de mise à jour annuelle de l'inventaire, en application de l'Article 38 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation d'information au Concédant sur tout projet de modification de la répartition de son capital social dans les deux (02) mois précédant la réalisation de cette modification, en application de l'Article 39 de la Convention ;
- retard du Concessionnaire au titre de son obligation de remise au Concédant du rapport annuel dans les huit (08) mois suivant la clôture de l'exercice considéré, en application de l'Article 50 de la Convention.

Le Concédant devra notifier au Concessionnaire l'application de la pénalité et l'obligation contractuelle concernée par le retard évoqué. La pénalité ne sera exigible qu'à l'issue d'un délai de trente (30) jours calendaires suivant la réception de cette notification par le Concessionnaire, sauf si le Concessionnaire a remédié au retard reproché avant l'expiration de ce délai.

Ce retard ne peut excéder 180 jours calendaires. Passé ce délai, le Concédant se réserve le droit, après un préavis de soixante (60) jours calendaires, de résilier la Convention conformément aux dispositions de l'article 30.

27.3 : Plafond des pénalités

Le montant des pénalités pour retard dans la réalisation des travaux est plafonné à un montant de vingt-cinq millions cinq cent cinquante-cinq mille (25 550 000) francs CFA.

Le montant des pénalités pour tout autre retard est plafonné annuellement à un montant de douze millions six cent mille (12 600 000) francs CFA, valeur janvier 2020 actualisée selon l'indice des prix à la consommation, publié au Bénin.

27.4 : Modalités de paiement des pénalités

La somme mensuelle cumulée des pénalités dues au Concédant est payable par le Concessionnaire au plus tard le premier jour du mois suivant le terme du trimestre considéré, sous réserve de l'application des délais de grâce et remédiassions.

Article 28 : Garanties d'achèvement des travaux

Le Concessionnaire constituera, à la Date de Prise d'Effet de la Convention, au profit du Concédant, une garantie bancaire à première demande, pour un montant égal à deux virgule cinq pour cent (2,5%) du montant des investissements initiaux hors taxes considérés dans le Modèle tarifaire de l'ARE (Annexe 7 Modèle tarifaire de l'ARE),

Auprès d'un établissement de crédit de premier rang préalablement accepté par le Concédant. Il s'engage à maintenir ou faire maintenir cette garantie jusqu'à deux (2) mois à compter de la Date d'Opérations Commerciales des Installations. Cette garantie est annexée à la Convention (Annexe 9).

Article 29 : Mise en Régie

Sauf en cas de Force Majeure ou de Causes de Retard exemptées de pénalités, la mise en régie peut être décidée par le Concédant à tout moment en cas de faute ou manquement grave du Concessionnaire au titre de ses obligations en application de la Convention et mettant en cause la continuité du service public.

La Mise en Régie peut être mise en place sur tout ou partie des missions du Concessionnaire soit pendant la Durée des Travaux, soit pendant la Durée de l'Opération Commerciale.

La mise en régie est précédée d'une mise en demeure notifiée et dûment détaillée au Concessionnaire par lettre recommandée avec accusé de réception confirmée par courriel, par laquelle le Concédant enjoint le Concessionnaire de remédier aux fautes ou manquements identifiés, dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires. Si à l'expiration du délai imparti dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours, la mise en demeure est restée sans effet, le Concédant peut, aux frais et aux risques du Concessionnaire, prescrire l'établissement d'une régie provisoire, totale ou partielle.

Les excédents de dépenses qui résultent de la Mise en Régie seront à la charge du Concessionnaire, dans la limite d'un plafond de quarante-deux millions (42 000 000) de francs CFA.

La mise en régie cesse dès que le Concessionnaire démontre qu'il est en mesure de remplir ses obligations au moyen de justificatifs appropriés. À défaut, au terme d'un délai de soixante (60) jours calendaires de Mise en Régie, le Concédant peut notifier au Concessionnaire la résiliation de la Convention sans autres formalités.

Chapitre V : Fin de la Convention de concession

Article 30 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concessionnaire à ses obligations

Sauf cas de Force Majeure ou de Causes de Retard exemptées de pénalités, le Concédant peut prononcer la résiliation de la Convention aux torts et aux frais du Concessionnaire en cas de faute ou manquement grave du Concessionnaire dans le cadre de l'exécution des obligations essentielles mises à sa charge en application de la Convention, après avis de l'Autorité de Régulation de l'Electricité. La résiliation est précédée d'une mise en demeure détaillée de remédier aux manquements visés ci-dessous adressée par le Concédant au Concessionnaire par lettre recommandée avec accusé de réception et par courriel. La résiliation est notifiée par le Concédant si le Concessionnaire n'a pas rempli ses obligations dans le délai.

À compter de l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires et en cas d'échec de la procédure de conciliation prévue à l'Article 41, la résiliation peut être prononcée par le Concédant.

Les manquements du Concessionnaire justifiant la résiliation sont les suivants :

- Retard de plus de douze (12) mois par rapport à la Durée des Travaux, dès lors que ce retard est imputable exclusivement au Concessionnaire ;
- Interruption répétée ou durable de l'exploitation remettant en cause substantiellement la continuité du service public ;
- Tout autre manquement particulièrement grave du Concessionnaire dans le cadre de l'exécution des obligations essentielles mises à sa charge en application de la Convention ;

- non-respect persistant des critères de performances définis dans le Règlement de Service ;
- impossibilité d'assurer l'exécution de ses obligations contractuelles, après une Mise en Régie;
- atteinte des plafonds de pénalités au titre de l'article 27.

L'application des pénalités ne prive pas le Concédant de la faculté de mettre en œuvre la résiliation au titre du présent article. Pendant la période de préavis qui conduit à la résiliation, les pénalités de retard ou d'exploitation continuent à s'appliquer pleinement.

Article 31 : Résiliation de la Convention pour manquement du Concédant à ses obligations

En cas de manquements du Concédant à l'une de ses obligations contractuelles (telles que décrite dans l'article 2) rendant impossible l'exécution des obligations du Concessionnaire dans les termes de la Convention, le Concessionnaire, après envoi d'une mise en demeure de remédier auxdits manquements restée sans effet dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires, peut notifier par tous moyens écrits au Concédant la résiliation de la Convention aux torts et aux frais du Concédant.

À compter de l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours et en cas d'échec de la procédure de conciliation prévue à l'Article 41, la résiliation peut être prononcée par le Concessionnaire.

Article 32 : Conséquences de la fin anticipée de la Convention

En cas de fin anticipée de la Convention, soit d'un commun accord entre le Concédant et le Concessionnaire, soit en cas de résiliation pour défaillance du Concessionnaire, soit en cas de résiliation pour défaillance du Concédant, soit en cas de survenance d'un événement de Force Majeure, un nouveau Concessionnaire ou à défaut, le Concédant est subrogé au Concessionnaire dans tous ses droits et obligations au titre de la Concession et entre immédiatement et directement en possession des Biens de Retour, et éventuellement des Biens de Reprise.

Le nouveau Concessionnaire, ou à défaut le Concédant, prend la suite des obligations autres que financières régulièrement déjà contractées par le Concessionnaire en matière de sous-traitance, locations, marchés,

autorisations et permissions de toute nature, sauf dans le cas où ces obligations sont à l'origine de la fin anticipée de la Convention.

Article 33 : Indemnisation en cas de résiliation de la Convention

33.1 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquements du Concessionnaire à ses obligations

33.1.1 : Indemnisation en cas de résiliation avant la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue à l'article 30 interviendrait avant la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A-B-C-D+E) des éléments suivants :

- A. Valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais de remise en état des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dûment justifiés à la Date de Prise d'Effet de la résiliation.
- C. Montant du préjudice réel, direct et certain correspondant aux coûts d'arrêt du chantier calculés sur la base des frais engagés ou qu'il est prévu d'engager. Ce montant est plafonné à 20 % de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- D. Montant représentant le préjudice forfaitaire correspondant aux troubles induits par la faute du Concessionnaire égal à 20 % de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité versée au Concessionnaire par le Concédant ne peut être inférieure au montant total des encours réels et dûment justifiés par les Documents de Financement et/ou du montant des Fonds Propres, selon le cas, à la date de résiliation anticipée de la Convention augmenté des frais encourus et justifiés par le Concessionnaire du fait de la rupture des contrats de Documents de Financement , figurant à l'Annexe 11.

L'indemnité est versée en Franc CFA, en appliquant le taux de change applicable à la date de paiement de l'indemnité, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la

Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.1.2 : Indemnisation en cas de résiliation après la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue à l'article 30 interviendrait après la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le Périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A-B-C+D) des éléments suivants :

- A. Valeur non amortie des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais de remise en état des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dûment justifiés à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Montant représentant le préjudice forfaitaire correspondant aux troubles induits par la faute du Concessionnaire égal à 20% de la valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires.
- D. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité versée au Concessionnaire par le Concédant ne peut être inférieure à un montant égal au montant des encours réels et dûment justifiés par les Documents de Financement, à la date de résiliation anticipée de la Convention augmenté des frais encourus et justifiés par le Concessionnaire du fait de la rupture de Documents de Financement, figurant à l'Annexe 11.

L'indemnité est versée en Franc CFA en appliquant le taux de change applicable à la date de paiement de l'indemnité, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant, en cas de Force Majeure naturelle et politique et toutes autres causes

33.2.1 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant à ses obligations et en cas de Force Majeure Politique avant la Date de l'Opération Commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue interviendrait pour les causes prévues à l'article 31, avant la Date de l'Opération Commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le périmètre de la Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A+B+C+D+E) des éléments suivants :

- A. Valeur nette comptable des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture de Documents de Financement à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- D. Valeur actualisée, sur la Durée de la Convention, des flux futurs de dividendes et des intérêts des financements subordonnés apportés par les Actionnaires indiqués dans le modèle financier à la Date d'Entrée en Vigueur de la Convention. Le taux d'actualisation est le TRI fonds propres en valeur nominale du cas de base du modèle tarifaire.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

L'indemnité est versée en Franc CFA, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation. Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) majoré d'un (01) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

33.2.2 : Indemnisation en cas de résiliation pour manquement du Concédant à ses obligations et en cas de Force Majeure Politique après la mise en service commerciale des Installations

Dans le cas où la résiliation prévue interviendrait pour les causes prévues à l'article 31, après la mise en service commerciale des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires dans le Périmètre de la

Convention, le Concessionnaire a droit à une indemnité correspondant à la somme (A+B+C+D+E) des éléments suivants après déduction des indemnités d'assurance qui auront été effectivement perçues par le Concessionnaire (lequel devra tout mettre en œuvre pour les recouvrer dans les meilleurs délais) en vertu des polices d'assurances contractées par le Concessionnaire.

- A. Valeur non amortie des équipements, ouvrages, installations, appareils et accessoires à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- B. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture des contrats de sous-traitance à la Date de Prise d'Effet de la Résiliation.
- C. Frais encourus et justifiés par le Concessionnaire pour rupture de Documents de Financement à la Date de Prise d'Effet de la résiliation.
- D. Valeur actualisée, sur la durée restante de la Concession, des flux futurs de dividendes et des intérêts des financements subordonnés apportés par les Actionnaires indiqués dans le modèle financier à la Date de la Prise d'Effet de la Convention. Le taux d'actualisation est le TRI fonds propres en valeur nominale du cas de base du modèle tarifaire.
- E. Impôts et taxes à payer éventuellement au titre de la perception de l'indemnité.

Au cas la résiliation n'interviendrait que moins de cinq (05) ans après la Date de l'Opération Commerciale de la Concession, le Concessionnaire recevra une indemnité égale à 50% du flux financier

L'indemnité est versée en Franc CFA, dans un délai de quatre-vingt-dix (90) jours calendaires à compter de la Date de Prise d'Effet de la Résiliation de la Convention.

Dans le cas d'une modification du Périmètre de la Concession conformément aux stipulations de l'article 21 de la Convention, cette indemnité est versée en Francs CFA, dans un délai de trente (30) jours calendaires à compter de la date de signature par les Parties de l'avenant stipulé à l'article 44 de la Convention.

Tout retard de paiement de cette indemnité portera intérêt moratoire au taux de base d'escompte de la Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest majoré d'un (1) point à compter de la date d'exigibilité de l'indemnité.

Article 34 : Reprise des Biens à la fin de la Convention

Sont réputés biens constitutifs de la Concession, l'ensemble des terrains, bâtiments, ouvrages et installations, appareils et leurs accessoires situés dans le Périmètre de la Convention ainsi que les objets mobiliers nécessaires à l'exécution de la Convention tel que stipulé à l'Annexe 19.

À l'expiration du délai prévu à l'article 4 de la Convention, le Concessionnaire se trouvera subrogé dans tous les droits afférents à la concession par le Concédant. Le Concédant entrera immédiatement et gratuitement en possession des Biens de Retour. À dater du même jour, tous les produits de la Concession lui reviendront. Le cas échéant, les Biens de Reprise pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette comptable. Les stocks et approvisionnements pourront être repris par le Concédant sur la base de leur valeur nette comptable. Le Concessionnaire sera tenu de remettre au Concédant en bon état d'entretien les Installations, les appareils et leurs accessoires afin que le Concédant puisse poursuivre l'exploitation dans des conditions économiques équivalentes.

Au plus tard trois (3) années avant l'expiration normale de la Durée de la Concession :

- le Concédant et le Concessionnaire établiront conjointement un plan de maintenance et réparations nécessaires sur les Biens de Retour et les Biens de Reprise afin que les objectifs de reprise des Installations dans les conditions économiques équivalentes soient effectivement satisfaites au terme de la durée de la Concession, étant entendu que le Concessionnaire ne prendra en charge aucune réparation qui serait due à l'usure normale des Biens de Retour ou des Biens de Reprise, pour autant qu'il soit déterminé que les stipulations de la Convention, le plan de maintenance, les caractéristiques techniques des Installations, les Bonnes Pratiques du secteur et les dispositions de la loi applicable ont bien été respectés par ce dernier.
- le Concessionnaire et le Concédant établiront conjointement un programme de réhabilitation environnementale du site comportant les mesures et interventions requises afin que les objectifs de cette Convention soient satisfaits conformément aux Bonnes Pratiques du secteur et aux lois environnementales.

Article 35 : Biens de retour

Les Biens de retour se composent des terrains, bâtiments, biens meubles, ouvrages, Installations, appareils et leurs accessoires qui sont affectés au service public objet de la Concession et nécessaires à son exécution y compris les biens ayant fait l'objet de prestations de maintenance et de renouvellement, réalisés ou acquis par le Concessionnaire ou éventuellement mis à disposition par le Concédant.

Ces biens sont incorporés automatiquement, obligatoirement et gratuitement dans le patrimoine du Concédant en fin de la Convention.

Les Biens de Retour sont inscrits en immobilisation à l'actif du bilan du Concessionnaire et font l'objet :

- d'un amortissement de caducité, inscrit au passif du bilan, et passé en charge au compte de résultat pour les Biens de Retour dont la durée de vie comptable dépasse la Durée de la Concession ; et
- d'un amortissement pour dépréciation, inscrit au passif du bilan et passé en charge au compte de résultat.

Article 36 : Biens de Reprise

Les Biens de Reprise se composent des biens autres que les biens de retour, qui peuvent éventuellement être repris par le Concédant en fin de Concession sur la base de leur valeur nette comptable, conformément à l'Article 34 de la Convention. Ces biens appartiennent au Concessionnaire tant que le Concédant n'a pas usé de son droit de reprise au plus tard à la fin de la Concession.

Article 37 : Biens Propres

Les Biens Propres se composent des biens non financés par des ressources de la Concession. Ces biens ne sont grevés d'aucune clause de retour obligatoire ou facultatif. Ils demeurent la propriété du Concessionnaire pendant et après la fin de la Convention.

Article 38 : Inventaire

Au plus tard, trois (3) mois après la Date de l'Opération Commerciale, un inventaire est établi contradictoirement à l'initiative et aux frais du Concessionnaire. Ces documents sont approuvés par le Concédant, annexés à la Convention (Annexe 15) et mis à jour tous les ans par le Concessionnaire. À défaut d'approbation expresse de l'inventaire par le Concédant, l'approbation est considérée comme acquise dans les quatre

(04) mois qui suivent la remise de l'inventaire au Concédant. La nomenclature et l'inventaire sur support informatique sont tenus à la disposition du Concédant sur simple demande.

Chapitre VI : Dispositions relatives au Concessionnaire

Article 39 : Modification de l'actionnariat du Concessionnaires

L'Attributaire s'engage à créer une société de Projet régulièrement immatriculée au Bénin (le Concessionnaire) dont l'objet exclusif est d'exécuter la mission qui lui est confiée au titre de la Convention. Le Registre de Commerce, les statuts de la société ainsi que la répartition du capital figurent en Annexe 8. Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement le Concédant de tout projet de modification de la répartition du capital au minimum deux (02) mois avant la réalisation de celui-ci.

Le Concessionnaire devra fournir au Concédant une présentation synthétique des nouveaux actionnaires proposés et toutes les informations techniques, juridiques et financières qu'il jugera nécessaires pour que le Concédant puisse statuer sur la modification dans la répartition du capital. Le Concédant dispose d'un délai de deux (02) mois à compter de la réception de la notification du projet de modification dans la répartition du capital pour faire connaitre son éventuelle opposition. À défaut de réponse dans ce délai, le Concédant est réputé avoir accepté le projet de modification dans la répartition du capital.

A partir de la Date de Prise d'Effet de la Convention jusqu'à l'expiration de la Durée des Travaux prévue par l'article 5 de la Convention, le Concédant peut s'opposer sans justification à toute modification dans la répartition du capital de la société.

Après la mise en exploitation commerciale prévue par l'article 5 de la Convention, les associés peuvent librement céder leurs titres, sauf si le Concédant démontre, dans un délai de deux (02) mois visé à l'alinéa 2 du présent article, que cette modification est susceptible d'affecter les garanties, capacités juridiques, techniques et financières du Concessionnaire ou sa capacité à assurer la continuité du service.

Ne sont pas considérés comme une modification dans la répartition du capital, les modifications du capital social dont il ne résulterait pas un Changement de Contrôle de la société, les cessions et transferts de titres réalisés par les associés ou les augmentations de capital au profit de

sociétés de leur groupe et les transferts résultant de la réalisation d'une sureté consentie aux prêteurs.

Article 40 : Cession de la Convention

La cession partielle ou totale de la Convention doit faire l'objet d'une autorisation préalable écrite du Concédant après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité. Le tiers à qui la Convention est cédée doit présenter des garanties financières, techniques et juridiques suffisantes et être, en outre, capable d'assurer la continuité de l'exploitation. En tout état de cause, aucune cession de la Convention ne peut intervenir avant l'Autorisation de Mise en Service des Installations délivrée par le Concédant.

Chapitre VII : Règlement des différends

Article 41 : Règlement amiable des différends

Les Parties à la Convention s'efforcent de régler à l'amiable tout différend qui découlerait de son exécution, son interprétation, sa validité ou sa résiliation. La procédure de règlement amiable n'est pas suspensive de l'exécution de la Convention.

À défaut de règlement à l'amiable sous trente (30) jours calendaires à compter de la date de notification du différend par une Partie à l'autre Partie, le différend sera soumis obligatoirement à l'Autorité de Régulation de l'Électricité qui rendra une proposition de conciliation dans les quarante-cinq (45) jours calendaires de sa saisine par l'une ou l'autre des Parties.

Si l'une ou l'autre des Parties décide de ne pas appliquer la proposition de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, l'une ou l'autre des Parties à la Convention pourra soumettre le différend à l'arbitrage, dans les conditions de l'article 42.

Article 42 : Arbitrage

Dans l'hypothèse où le différend n'aurait pas été résolu entre les Parties par le biais d'un règlement amiable conformément à l'article 41 ci-dessus, tout différend découlant de la Convention ou en relation avec celle-ci sera tranché définitivement et irrévocablement aux termes d'une procédure arbitrale soumise au Règlement d'arbitrage de la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage OHADA (le Règlement d'Arbitrage CCJA) en vigueur à la date de la notification du différend.

Le tribunal arbitral sera composé de trois (3) arbitres. Conformément au Règlement d'Arbitrage CCJA, chacune des Parties désignera un arbitre, et le troisième, qui sera le président du tribunal arbitral, sera désigné d'un commun accord entre les deux arbitres. Si les deux arbitres ne s'accordent pas sur le choix du troisième arbitre dans un délai de trente (30) jours calendaires à compter de la désignation du dernier des deux co-arbitres, la nomination sera faite, à la demande d'une Partie, par la Cour Commune de Justice et d'Arbitrage conformément au Règlement d'Arbitrage CCJA. Le siège de l'arbitrage sera situé à Abidjan, Côte d'Ivoire et aura pour langue de procédure le français.

Article 43 : Droit applicable à la Convention et langue

Le Droit Applicable à la Convention est la législation en vigueur en la matière en République du Bénin.

La langue de la Convention est le français.

Chapitre VIII : Dispositions finales

Article 44 : Modification de la Convention par avenant

Les Parties conviennent de se réunir afin d'apporter d'un commun accord des modifications nécessaires à la Convention, après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Électricité, dans le cas de Changement de Lois, d'une évolution significative des besoins, d'une modification du périmètre de la Concession, de l'arrivée du réseau électrique national de distribution (conformément aux stipulations de l'article 21 de la Convention) ou d'une innovation technologique, affectant l'exécution de la Convention sans entraîner un Bouleversement de son Equilibre Economique et de son objet.

En tout état de cause, tout changement ou modification doit se faire par la prise d'avenant.

Dans le cas où les Parties ne parviendraient pas à s'accorder sur les modifications nécessaires à la Convention, les Parties pourront mettre fin à la Convention, d'un commun accord ou dans les conditions des Articles 30 ou 31 de la Convention, selon le cas.

Article 45 : Fait du Prince et Force Majeure Politique

45.1 Fait du Prince

La Partie qui évoque l'existence d'un fait extérieur aux Parties à la Convention consistant en une mesure prise par la personne publique, en

une autre qualité que celle de Concédant et ayant pour effet de rendre plus difficile l'exécution de la Convention, en informe l'autre Partie, dans les mêmes conditions que celles prévues pour un cas de Force Majeure.

45.2 Force majeure Politique

- tout acte de guerre (déclarée ou non), invasion, conflit armé ou acte de forces ennemies étrangères, blocus, embargo, révolution, insurrection, troubles sociaux, acte de terrorisme ou sabotage ;
- les grèves à l'échelle nationale, grèves du zèle ou grèves perlées qui s'étendent au-delà de la Centrale ou qui sont de nature politique, telles que, par exemple et sans portée limitative, les actions syndicales associées à un parti politique au Bénin ou dirigées contre un tel parti, ou les actions syndicales dirigées contre le Concessionnaire (ou ses sous-traitants) comme composantes d'actions syndicales à grande échelle à l'encontre de sociétés ou de sites dont la propriété ou la gestion se trouve entre des mains étrangères.
- les changements législatifs
- les actes de rébellion, émeutes, troubles sociaux, acte ou campagne de terrorisme ou de sabotage de nature politique, dans chaque cas, au Bénin ;
- une contamination radioactive ou un rayonnement ionisant, ayant pour origine le Bénin;
- tout défaut d'obtenir ou omission dans une licence, un permis, une autorisation ou un consentement qui doit avoir existé pendant trente (30) jours consécutifs ou plus.

45.3 Conséquences du Fait de Prince et de la Force Majeure Politique

Les conséquences directes et indirectes de la survenance du Fait du Prince et de la Force Majeure Politique sont soumises au même régime que celui stipulé par l'article 33.2.2 de la Convention.

Article 46 : Bouleversement de l'équilibre économique de la Convention

Toute Partie est tenue d'exécuter ses obligations contractuelles même si les circonstances en rendent l'exécution plus onéreuse qu'on aurait raisonnablement pu le prévoir au moment de la conclusion de la Convention.

Si, indépendamment du fait ou de la volonté du Concessionnaire, des dispositions législatives ou réglementaires nouvelles, des contraintes techniques de toute nature ou, de façon générale, des événements graves et imprévus, du fait ou non du Concédant, ont pour conséquence d'altérer l'équilibre économique et financier de l'exploitation des activités concédées, et si le déséquilibre qui en résulte ne peut être corrigé par une augmentation des Tarifs, les Parties conviennent, sur la notification écrite de l'une ou l'autre d'entre elles, de renégocier les termes de la Convention.

Les Parties s'obligent, dans un délai raisonnable après que la présente clause ait été évoquée, à négocier de nouvelles conditions contractuelles prenant raisonnablement en compte les conséquences de l'évènement ou de Changement de Lois après avis conforme de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

Lorsque le paragraphe 2 de la présente clause est applicable, mais que des stipulations contractuelles alternatives prenant raisonnablement en compte les effets de l'évènement évoqué n'ont pas été acceptées, la Partie ayant évoqué la présente clause est en droit de notifier la résiliation de la Convention conformément à ses stipulations après mise en demeure, d'accepter les stipulations contractuelles alternatives, restée sans effet dans un délai qui ne peut être inférieur à soixante (60) jours calendaires. Dans ce cas, l'article 33.2 reste pleinement applicable.

Article 47 : Force Majeure

1. Sauf disposition contractuelle contraire, expresse ou implicite, lorsqu'une Partie n'exécute pas une ou plusieurs de ses obligations, les conséquences énumérées aux paragraphes 4 à 9 du présent article seront applicables si et dans la mesure où cette Partie prouve que :

[a] son défaut d'exécution est dû à un évènement hors de son contrôle ;
et

[b] elle n'aurait pu raisonnablement prévoir la survenance de cet évènement au moment de la conclusion de la Convention ; et

[c] elle n'aurait pu raisonnablement éviter ou surmonter les effets de cet évènement.

2. Lorsqu'une Partie à la Convention n'exécute pas une ou plusieurs de ses obligations contractuelles en raison du défaut d'exécution des obligations d'une tierce partie qu'elle avait chargée d'accomplir tout ou partie de ses

obligations contractuelles, les paragraphes 4 à 9 s'appliqueront uniquement à la Partie contractante :

[a] si et dans la mesure où la Partie contractante satisfait les conditions prévues au paragraphe 1 de la présente clause ; et

[b] si et dans la mesure où la Partie contractante démontre que les mêmes conditions sont réunies dans le chef du tiers.

3. À défaut de preuve contraire, et sauf disposition contractuelle contraire, qu'elle soit expresse ou implicite, une Partie évoquant le présent article sera présumée avoir satisfait aux conditions énumérées aux paragraphes 1 (a) et (b) ci-dessus en cas de survenance d'un ou plusieurs des évènements suivants :

[a] guerre (déclarée ou non), conflit armé ou menace sérieuse de conflit armé (y compris, mais sans limitation, agression, blocus, embargo militaire), hostilités, invasion, acte d'un ennemi étranger, mobilisation militaire de grande envergure ;

[b] guerre civile, émeute, révolution, rébellion, force militaire ou usurpation de pouvoir, insurrection, désordre ou chaos social, violence perpétrée par la foule, acte de désobéissance contre l'autorité de l'État ;

[c] acte de terrorisme, sabotage ou piraterie ;

[d] acte de l'autorité, qu'elle soit légitime ou non, soumission à toute loi ou ordre, règle, règlement ou directive émanant d'un Gouvernement, couvre-feu, expropriation, spoliation, saisie de biens, réquisition, nationalisation ;

[e] calamité, peste, épidémie, pandémie, catastrophe naturelle, y compris, mais sans limitation, orage violent, cyclone, typhon, tornade, tremblement de terre, éruption volcanique, glissement de terrain, inondation, dommages ou destructions causés par la foudre, sécheresse ;

[f] explosion, incendie, destruction de machines, d'équipements, d'usines et de tous types d'installations ;

[g] conflits sociaux généralisés, y compris, mais sans limitation, boycott, grève et lock-out, grève du zèle, occupation d'usines et de locaux.

4. Une Partie évoquant le présent article avec succès est libérée, sous réserve du paragraphe 6 ci-après, de son devoir d'exécuter ses obligations contractuelles, et ce à compter du moment où l'évènement de Force

Majeure empêche cette exécution, à la condition qu'une notification en soit donnée dans les cinq (05) jours ouvrés à l'autre Partie, ou à défaut d'une prompt notification, à compter du moment où l'autre Partie a été avisée de l'évènement.

5. Une Partie évoquant avec succès le présent article est libérée, sous réserve du paragraphe 6 ci-dessous, de toute responsabilité au titre des dommages ou de toute autre réparation pour inexécution contractuelle à compter du moment indiqué au paragraphe 4 ci-dessus.

6. Lorsque l'effet de l'obstacle ou de l'évènement évoqué est temporaire, les conséquences prévues aux paragraphes 4 et 5 ci-dessus seront applicables uniquement dans la mesure et aussi longtemps que l'obstacle ou l'évènement évoqué empêcheront la Partie qui l'évoque d'exécuter ses obligations contractuelles. Lorsque ce paragraphe est applicable, la Partie évoquant la présente clause aura l'obligation d'aviser l'autre Partie dès que l'obstacle ou l'évènement évoqué aura cessé d'empêcher l'exécution de ses obligations contractuelles.

7. Une Partie évoquant le présent article a l'obligation de prendre toutes mesures raisonnables afin de limiter les effets de l'obstacle ou de l'évènement évoqué sur l'exécution de ses obligations contractuelles.

8. Lorsque la durée de l'obstacle évoqué conformément au paragraphe 1 du présent article , ou de l'évènement évoqué conformément au paragraphe 3 du présent article a pour effet de priver de manière substantielle une ou les deux Parties de ce qu'elles étaient raisonnablement en droit d'attendre de la Convention et s'étend sur une durée supérieure à six (06) mois, chaque Partie est en droit de mettre fin à la Convention en notifiant dans un délai raisonnable sa cessation à l'autre Partie.

9. La Durée de la Convention est prorogée au jour le jour de la durée des obstacles liés au cas de Force Majeure.

En conséquence, aucune Partie ne sera considérée comme n'ayant pas respecté ses obligations en raison d'un manquement ou d'un retard dans le respect de ses obligations en vertu ou en application de la Convention et dont l'exécution est retardée, entravée ou empêchée du fait d'un ou de plusieurs Cas de Force Majeure.

Chaque Partie s'acquittera de ses obligations en vertu de la Convention dans la mesure où l'exécution de ces obligations n'est pas retardée, entravée ou empêchée par un Cas de Force Majeure.

Aucune des Parties ne pourra se prévaloir d'un Cas de Force Majeure pour s'exempter d'une obligation de paiement au titre de la Convention.

Le cas échéant, la Partie qui, par son action ou par son inaction, aurait substantiellement aggravé les conséquences causées initialement par un Cas de Force Majeure, ne sera pas fondée à se prévaloir dudit Cas de Force Majeure.

Article 48 : Ethique

Les Parties déclarent et garantissent respecter les normes de droit international et du droit béninois ainsi que leurs éventuelles évolutions pendant la Durée de la Convention, relatives :

- (i) aux droits humains et libertés fondamentales de la personne humaine, notamment l'interdiction (a) de recourir au travail des enfants et à toute autre forme de travail forcé ou obligatoire ; (b) de procéder à toute forme de discrimination au sein de son entreprise ou à l'égard de ses fournisseurs ou Sous-Traitants ;
- (ii) aux embargos, trafics d'armes et de stupéfiants et au terrorisme ;
- (iii) aux échanges commerciaux, licences d'importations et d'exportations et aux douanes ;
- (iv) à la santé et à la sécurité des personnels et des tiers ;
- (v) au travail, à l'immigration, à l'interdiction du travail clandestin ;
- (vi) à la protection de l'environnement ;
- (vii) aux infractions économiques, notamment la corruption, la fraude, le trafic d'influence (ou infraction équivalente dans le droit national applicable au présent contrat), l'escroquerie, le vol, l'abus de biens sociaux, la contrefaçon, le faux et usage de faux, et toute infraction connexe ;
- (viii) à la lutte contre le blanchiment d'argent ;
- (ix) au droit de la concurrence.

Les Parties s'engagent à collaborer activement afin d'assurer le respect de cette clause et de leurs obligations légales respectives.

Article 49 : Formation du personnel technique local du Concessionnaire, et transfert de compétences

Le Concessionnaire présente un plan de formation du personnel technique local et de transfert de compétences (Annexe 17), conformément à l'article

50 de la loi n°2020-05 du 1^{er} avril 2020 portant Code de l'Electricité en République du Bénin et à l'article 12 du Décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors réseau en République du Bénin, au profit de son personnel technique afin de lui Permettre d'exploiter et de maintenir ses Installations jusqu'à la fin de la Concession.

Les formations pourront être organisées « on-the-job » c'est-à-dire durant l'exploitation des Installations de la Concession. Le lieu de la formation est ainsi essentiellement compris dans le périmètre de la Concession, mais pourra également être en tout autre lieu approprié, déterminé à la discrétion du Concessionnaire.

A l'issue de la période de Concession, le plan de formation du personnel technique établi par le Concessionnaire devra notamment permettre à son personnel technique, d'être en mesure de réaliser les tâches suivantes, sous réserve d'adaptations considérées comme nécessaires ou appropriées par le Concessionnaire au regard des missions spécifiques qui seront confiées à son personnel technique en pratique :

- gestion du stock de pièces de rechange ;
- maintenance préventive ;
- maintenance corrective de premier niveau ;
- reporting mensuel et annuel ;
- étude et analyse de performance des Installations de la Concession ;
- suivi en temps réel du système de supervision avec diagnostic des erreurs ;
- gestion du nettoyage ;
- gestion de la sécurité des Installations de la Concession ;
- etc.

Article 50 : Rapport annuel

Le Concessionnaire remettra au Concédant et à l'Autorité de Régulation de l'Électricité, au plus tard dans les six (06) mois suivant la clôture de l'exercice, un rapport annuel comportant un compte-rendu technique et les états financiers, certifiés de la société Concessionnaire.

Article 51 : Obligations d'informations du Concessionnaire

Le Concessionnaire s'engage à porter à la connaissance du Concédant et de l'Autorité de Régulation de l'Électricité les informations ci-après :

- l'ensemble des faits ou évolutions susceptibles d'entraver gravement

le bon fonctionnement des Installations,

- l'ensemble des faits ou évolutions dont il a connaissance ayant ou susceptibles d'avoir un impact financier sur la Convention,
- les éléments d'informations nécessaires au suivi de la Convention (technique, économique, budgétaire, comptable et financier) et au contrôle de sa bonne exécution.

Contrôle et sanction par l'Autorité de Régulation de l'Électricité

L'Autorité de Régulation de l'Électricité dispose d'un pouvoir de contrôle de la bonne exécution de la Convention par le Concessionnaire conformément à la réglementation en vigueur ainsi que d'infliger des sanctions en cas de manquements du Concessionnaire à ses obligations.

Article 53 : Election de domicile et notifications

Pour l'exécution de la Convention et de ses suites, les Parties élisent domicile à leurs adresses respectives susmentionnées.

Toute notification doit être faite aux domiciles élus par lettre recommandée avec accusé de réception ou par lettre délivrée par porteur contre une décharge ou par courrier électronique avec accusé de réception.

Article 54 : Indépendance des stipulations de la Convention

Au cas où une disposition de la 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 Convention.

Article 55 : Les droits d'enregistrement

La Convention, établie en sept (07) exemplaires originaux doit être soumise à la formalité d'enregistrement conformément à la législation en vigueur.

Fait à Cotonou, le

Pour le Concédant :

Pour le Concessionnaire :

Jean-Francis E.TCHEKPO,
Directeur Général de l'ABERME

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

ANNEXES :

N° d'ordre	Intitulé	Fichiers	Observations
Annexe 1	Dossier technique (Consistance des études, caractéristiques des Installations et travaux à la charge du Concessionnaire etc.)		Requis à la signature de la Convention (à compléter après les études d'exécutions)
Annexe 2	Périmètre de la concession et plan de situation		Requis à la signature de la Convention
Annexe 3	Règlement de service		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 4	Procédures et normes d'entretien et de maintenance des Installations		Requis à la signature de la Convention
Annexe 5	Avantages fiscaux et douaniers		Requis à la signature de la Convention
Annexe 6	Plan de gestion environnemental et social et Certificat de Conformité Environnemental ou fiche de vérification de conformité environnementale dûment remplie		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 7	Modèle Économique et financier sur la base du modèle-type fourni par l'ARE		Requis à la signature de la Convention
Annexe 8	Actionnariat et statuts de la société de projet.		- Concessionnaire : Requis à la signature de la Convention - Société de projet : Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 9	Garanties au profit du Concédant.		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 10	Accord de cofinancement du MCA-Bénin II.		Requis pour la prise d'effet de la Convention mais déjà disponible
Annexe 11	Documents de Financement		Requis pour la prise d'effet de la Convention

Annexe 12	Assurances.		Assurances requises
Annexe 13	Acte administratif fixant le régime fiscal et douanier applicable à la Convention, le cas échéant dans le cas d'une demande d'agrément au code des investissements.		Requis pour la prise d'effet de la Convention, si le Concessionnaire est éligible au code des investissements
Annexe 14	Liste des pièces à fournir pour l'autorisation de la Direction Générale du Trésor pour le transfert de devises à l'étranger.		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 15	Inventaire des Biens de la Concession		Requis au plus tard trois (03) mois après la mise en service
Annexe 16	Conventions d'acquisition ou de bail des sites de construction des centrales		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 17	Plan de formation du personnel technique et local et de transfert de compétences		Requis à la signature de la Convention
Annexe 18	Décision tarifaire de l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE)		Requis à la signature de la Convention (elle est fait suite à l'avis favorable de l'ARE)
Annexe 19	Mise à Disposition		Requis à la signature de la Convention
Annexe 20	Cahier de charges distribution et production / Code réseau		Requis pour la prise d'effet de la Convention
Annexe 21	Principes et méthodologie tarifaires		Requis à la signature de la Convention
Annexe 22	Liste des essais de performance		Requis au plus tard six (06) mois avant l'inspection et la mise en service
Annexe 23	Lettre de notification de date d'ouverture de chantier		Requis pour la prise d'effet de la Convention

ANNEXE 2 : PRINCIPALES DISPOSITIONS DE CE RÈGLEMENT DE SERVICE

RÉGLEMENT DE SERVICE D'UNE EXPLOITATION D'ELECTRIFICATION RURALE HORS RÉSEAU AU BENIN

Table des matières

<u>CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES</u>	135
<u>ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION</u>	135
<u>ARTICLE 2 : DEFINITIONS</u>	135
<u>CHAPITRE II : RACCORDEMENT</u>	137
<u>ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU</u>	137
<u>3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de Concession ou d'autorisation</u>	137
<u>3.2 Branchements</u>	137
<u>ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE</u>	139
<u>4.1 Eléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »</u>	139
<u>4.2 Réalisation d'une installation de SSD</u>	139
<u>4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures</u>	139
<u>4.4 Typologie des SSD</u>	139
<u>4.5 Entretien et renouvellement des SSD</u>	140
<u>CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES</u>	140
<u>ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION</u>	140
<u>5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité</u>	140
<u>5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement</u>	141
<u>ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES</u>	141
<u>6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures</u>	141
<u>6.2 Mise en place et entretien</u>	141
<u>6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures</u>	142
<u>6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures</u>	142
<u>6.5 Modification du type des installations intérieures</u>	142
<u>6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client</u>	143
<u>CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL</u>	143
<u>ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS</u>	143
<u>7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement</u>	143
<u>7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement</u>	144
<u>7.3 Cas de refus d'un abonnement</u>	144
<u>7.4 Résiliation</u>	145

7.5 Réabonnement	145
7.6 Migration entre services	145
ARTICLE 8 : TARIFICATION	145
8.1 Structure tarifaire	145
8.2 Modifications tarifaires	146
ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL	146
9.1 Mesure de l'électricité	146
9.2 Facturation	146
9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés	147
CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS	148
ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE	148
ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS	149
11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité	149
11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs	149
ARTICLE 12 : FRAUDES	150
CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE	150
ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE	150
13.1 Horaires de service	150
13.2 Qualité du courant	150
13.3 Perturbation de la fourniture	151
13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité	152
13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie	152
ARTICLE 14 : RECLAMATIONS	152
ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS	152
CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES	153
ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES	153
ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE IERVICE	153
17.1 Modification du Règlement de Service	153
17.2 Publication	153
17.3 Mise à disposition du Règlement de Service	153

CHAPITRE I : DISPOSITIONS GENERALES

ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION

Le présent Règlement de service est établi en application du cadre légal et réglementaire de l'électrification hors réseau au Bénin notamment des dispositions de la loi n° 2020-05 du 1er avril 2020 portant Code de l'Électricité en République du Bénin, ainsi que celles du décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation de l'électrification hors-réseau en République du Bénin.

Conformément à l'article ... de la convention de concession, Il régit les relations entre le Titulaire et ses Abonnés et précise les engagements réciproques du Titulaire et des Abonnés dans le Périmètre de la concession.

ARTICLE 2 : DEFINITIONS

Dans le présent Règlement de service, Les termes et expressions précédés d'une majuscule, sous réserve des cas où le contexte n'en impose autrement, doivent être interprétés de la façon suivante :

« Abonnés » désigne les clients du Titulaire localisés dans le périmètre de sa concession ou de l'autorisation d'électrification et liés à ce dernier par un Contrat d'abonnement de fourniture de services électriques.

« Abonnement » ou « Contrat d'abonnement » désigne le document contractuel liant le Titulaire et l'abonné et définissant les modalités de la fourniture de services électriques.

« Apport Initial » : est composé des frais de souscription initiaux comportant, selon le cas, (i) les frais de raccordement, (ii) l'acompte payé pour la réalisation des installations intérieures ou de la totalité de ces derniers, (iii) le cas échéant, la contribution initiale demandée pour l'installation d'un Système Solaire Décentralisé (SSD) (que ce soit dans le cas de la fourniture de services ou de la vente de système)

« Autorité Concédante » : désigne l'ABERME représentant l'État, partie et signataire de la convention de concession.

« Autorité Compétente » : désigne l'ABERME représentant l'État, partie et signataire de l'Acte d'Autorisation.

« Avenant au contrat » : désigne tout document contractuel portant toute modification du contrat ou de ses annexes.

« Branchement » : désigne toute partie du réseau ou autres composants électriques nécessaires au raccordement des installations intérieures du client au réseau électrique du Titulaire.

« Cahier des charges » désigne une annexe du contrat consacrée aux obligations et spécifications techniques de la fourniture d'électricité par le Titulaire.

« Client » : désigne toute personne physique ou morale ayant souscrit un Contrat d'Abonnement avec le Titulaire.

« Titulaire » : désigne la société d'Énergie détenteur d'un titre d'exploitation hors réseau

« Extension de réseau » : désigne un ouvrage de distribution à établir pour alimenter une ou plusieurs installations non encore desservies.

«Frais des installations intérieures» désigne l'ensemble des coûts liés à la réalisation des installations intérieures y compris, le cas échéant, la fourniture initiale de lampes LED.

« Frais de déplacement » : désigne les frais à payer par le client lorsqu'il provoque le déplacement d'un agent du Titulaire pour des raisons injustifiées ou pour cause de convenance personnelle. Les frais de déplacement sont exigibles avant le déplacement. Ils sont remboursables si les raisons du déplacement sont justifiées

« Frais de coupure ou de remise » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour la suspension et/ou le rétablissement de la fourniture d'électricité suite à une défaillance du client, en cas de coupure.

« Frais de retard de paiement » : désigne les frais imputés à tout client, à la suite d'un retard dans le paiement de sa facture. Les frais de retard sont exigibles dès que le retard de paiement est constaté par le titulaire.

« Frais de migration entre service » : désigne les frais de prestation exigibles par le Titulaire pour la modification d'un niveau de service à la suite d'une demande d'un client.

« Frais de contrôle et d'étalonnage des compteurs » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour le contrôle et l'étalonnage de compteur sur demande du client.

« Frais de déplacement de compteur » : désigne les frais exigibles par le Titulaire pour le déplacement d'un compteur à la suite de la demande du client.

« Installations intérieures » : désigne les installations électriques du client ne faisant pas partie de la concession et situées en aval du Point de Livraison.

« Classe tarifaire » : désigne le service auquel le client souscrit.

« Périmètre de la concession d'électrification hors-réseau » : désigne la zone géographique attribuée au Titulaire, telle que désignée dans la Convention de concession d'électrification hors-réseau du Titulaire.

« Point de livraison » : désigne le point à partir duquel l'électricité est mise à la disposition du Client. Il correspond aux bornes de sorties du compteur pour les clients réseau et du régulateur pour les clients SSD.

« Point de raccordement » : désigne le point situé sur le tableau électrique (côté intérieur) à l'extrémité du câble du client où seront raccordées les prises des clients.

« Puissance souscrite » : désigne la puissance maximale que le client désire avoir à sa disposition pour satisfaire ses besoins en énergie.

« Renforcement du réseau » : désigne l'opération ayant pour effet d'augmenter les capacités de transit de l'énergie électrique.

« Réseau » : désigne l'ensemble des lignes électriques et postes, destiné à la conduite de l'énergie électrique depuis les lignes sources jusqu'aux installations électriques des clients.

« Réseau de distribution » : désigne l'ensemble des lignes électriques et postes permettant l'acheminement de l'énergie électrique du point de production aux Points de Livraison à des tensions inférieures ou égales à 33 kV et à une fréquence de 50 Hz.

«SSD» : désigne le Système solaire décentralisé, qui permet de produire des services électriques autonomes.

Outre les définitions visées ci-dessus, les définitions données dans le décret n°2018-415 du 12 septembre 2018 portant réglementation d'électrification hors réseau en République du Bénin (Décret EHR), son arrêté d'application et les Conventions de concession et acte d'Autorisation d'électrification hors-réseau sont applicables au présent règlement.

CHAPITRE II : RACCORDEMENT

ARTICLE 3 : RACCORDEMENT AU RÉSEAU

3.1 Obligation de raccordement à l'intérieur du Périmètre de la Concession ou de l'autorisation

Le Titulaire est tenu de raccorder au Réseau de distribution, toute personne physique ou morale qui en fait la demande, pour autant que ce branchement soit situé à l'intérieur du Périmètre de la concession du titulaire et à condition que le point de livraison du demandeur soit situé à moins de 35 m du réseau existant, dès qu'il a au préalable souscrit à un Abonnement et qu'il a payé l'Apport Initial.

Toutefois le Titulaire n'est pas tenu de raccorder un Client dont le Point de livraison est situé dans un site impropre au raccordement comme entre autres les zones inondables, les zones marécageuses, les bâtiments dangereux (tels que des bâtiments construits avec des matériaux présentant un risque d'inflammabilité élevé, par exemple de la paille, ou des matériaux précaires ne permettant pas de garantir la solidité de l'ouvrage), les sites exposés à des risques d'éboulements, les zones non constructibles ou toute zone interdite à la construction ou à l'implantation d'ouvrage électrique par les autorités compétentes.

3.2 Branchements

Les Branchements sont des biens affectés au service public de l'électricité et ce, quel que soit leur mode de financement.

Les Clients sont tenus de veiller à ne pas altérer le bon fonctionnement des équipements constitutifs des Branchements et de faciliter l'accès de ces installations aux agents du Titulaire pour les besoins de contrôle, d'entretien, de renouvellement, et le cas échéant, de dépose.

Le Client doit permettre au Titulaire d'installer, gratuitement, sur sa propriété, à des endroits appropriés estimés par ce dernier, sécurisés et convenus, les équipements nécessaires à la fourniture, au contrôle et à la mesure de l'électricité, y compris les Points de raccordement et de livraison.

Le Client doit également consentir, gratuitement, au Titulaire le droit à l'usage du tréfonds pour l'installation, le raccordement, l'exploitation, l'utilisation et l'entretien de ses équipements et le droit de sceller tout point permettant un raccordement avant comptage.

3.2.1 Typologie des branchements

Les Clients sont raccordés par le Titulaire en monophasé (2 fils).

Toutefois, à la demande du Client, le Titulaire peut réaliser un raccordement en triphasé (4 fils).

Ces branchements seront traités comme indiqués à l'article 3.2.3, pour ce qui concerne la prise en charge des travaux.

3.2.2 Surplomb des propriétés privées

Le surplomb de la propriété d'un tiers est effectué dans les conditions prévues à l'article [58] du code de l'Electricité en République du Bénin, relatif aux Servitudes sur les propriétés privées.

Dans le cas d'une fausse déclaration de propriété par le demandeur sur un terrain ou un local à surplomber, le Titulaire décline toute responsabilité, et le demandeur supportera en conséquence toute indemnisation et/ou frais de rétablissement de réseau, voire le cas échéant, pourra être exposé à des poursuites judiciaires.

En outre, le Titulaire ne peut être tenu responsable pour les surplombs existant avant la reprise des installations qui lui sont transférées..

3.2.3 Cas d'extension ou de renforcement de Réseau de Distribution

Les coûts d'extension ou de renforcement de Réseau, nécessaires au branchement d'un nouveau Client sont à la charge du Client. L'évaluation de ces coûts est établie par le Titulaire qui est tenue de réaliser les travaux. Les frais d'études et d'établissement du devis des travaux seront à la charge du client .

Le Client versera alors au Titulaire une contribution forfaitaire pour frais d'étude, avant établissement de l'évaluation du coût des travaux.

La durée de validité du devis des travaux est de 90 jours, à compter de la date de sa remise au Client. Passé ce délai, une actualisation de ce devis pourra être nécessaire.

Avant le démarrage des travaux, le Client est tenu de régler le montant des coûts restants déduction faite des frais d'études, les modalités de paiement seront déterminées d'un commun accord entre le Client et le Titulaire. En aucun cas, le Client ne peut prétendre percevoir des frais de participation en cas de raccordement de tout nouveau Client sur cette extension.

3.2.4. Délais de réalisation des branchements et des installations intérieures

Le branchement d'un Client sera réalisé à partir du moment où sa demande d'abonnement est validée. Cette validation interviendra dans les **30 jours** qui suivent sa demande au cours d'une visite chez le Client afin notamment de valider avec ce dernier les conditions de mise en place des installations intérieures. Cette validation sera formalisée par la signature d'un procès-verbal de visite qui indique entre autres les types d'installations intérieures retenus par le client. Ce procès-verbal de visite sera signée par le client et l'agent mandaté par le Titulaire.

Dans le cas où le titulaire propose des solutions standards d'installations intérieures au prorata du nombre de pièces équipées, ces solutions feront l'objet d'une validation technique sur dessin de CONTRELEC ou d'une personne agréée pour la mise à la terre et les protections et d'une vérification et validations des bordereaux de prix proposés au client approuvés et publiés par l'ARE.

Aucune installation ne sera validée sur des surfaces en paille ou autres matériaux susceptibles de s'enflammer. Dans ce cas, le Titulaire pourra proposer au client sous réserve du paiement des frais additionnels d'abonnement une solution de raccordement alternative plus sécurisée. En cas de refus de cette solution alternative, et/ou du non paiement de la totalité des frais additionnels susmentionnés, la demande de raccordement sera rejetée par le Titulaire, les frais d'abonnement seront donc restitués au client.

La réalisation des branchements et des installations intérieures interviendra à partir de la date de validation de la demande d'abonnement du client dans un délai maximum de trois (03) mois.

Ce délai s'applique également au cas-d'un réabonnement, de travaux de déplacement du compteur à la demande du Client.

Au terme de l'installation, un procès-verbal est signé contradictoirement par le Client et le Titulaire.

3.2.5 Entretien, renouvellement et dépose :

- **Entretien et renouvellement des branchements :**

Les branchements doivent être maintenus en permanence en bon état de marche par le Titulaire, qui en assure l'entretien et le renouvellement pendant toute la durée de la Concession.

Le client doit signaler au Titulaire dans les plus brefs délais toute situation anormale constatée.

- **Dépose des branchements :**

Un branchement pourra être déposé à l'initiative du Titulaire notamment (sans s'y limiter) dans l'un des cas suivants :

- Modification apportée à un branchement existant sans autorisation préalable du Titulaire ;

- Établissement ou existence d'un branchement, établi par un tiers sans l'accord formel du Titulaire (branchements frauduleux) ;
- Revente ou cession d'énergie par le Client à des tiers ;
- Refus d'accès au compteur, aux canalisations et autres appareils constitutifs du branchement par le ou les Client(s) ;
- Refus d'accès aux installations intérieurs par le ou les Client(s) ;
- Raccordement mis en service avant la réception de l'installation ou avant l'installation du compteur ;
- Remise en service frauduleuse après coupure ;
- Branchement présentant un danger pour les personnes et les biens ;
- Absence de rechargement de son compteur par le Client au cours d'une période de deux (02) mois (intermittente ou consécutive) et après plusieurs relances du Titulaire ; ;
- Résiliation de l'abonnement.

ARTICLE 4 : INSTALLATION SYSTÈME SOLAIRE DECENTRALISE

Le Titulaire pourra, à sa seule discrétion, équiper d'un système Solaire Décentralisé (SSD) tout consommateur situé dans son périmètre, qui en fait la demande, et que le Titulaire estime ne pouvoir connecter directement à son réseau. Le Titulaire pourra également mettre le consommateur concerné en relation avec un promoteur de SSD de son choix.

Le système Solaire Décentralisé est la propriété du Titulaire, ou du promoteur de SSD, selon la cas qui en confie la responsabilité, la garde et l'entretien courant au client. qui en confie la responsabilité, la garde et l'entretien courant au Client.

4.1 Éléments constitutifs d'un Système Solaire Décentralisé « SSD »

Un SSD comprend obligatoirement les éléments suivants :

- Module(s) Solaire Décentralisé (s) d'une puissance correspondant à celle du niveau de service souscrit ;
- Support de module SSD. ;
- Régulateur de charge de batterie ;
- Batterie de stockage électrochimique ;
- Coffret de protection de batterie ;
- Câbles électriques de raccordement de ces composants.

Il comprend en cas de besoin un onduleur.

4.2 Réalisation d'une installation de SSD

A la demande du Client pour l'installation d'un SSD, le Titulaire effectue une visite chez le demandeur pour définir avec ce dernier l'implantation des principaux composants du système et établir le schéma de l'installation à valider par le Client.

Après acceptation de la demande d'abonnement par le Titulaire et règlement de l'Apport Initial par le Client, le Titulaire procède à l'installation au terme de laquelle un procès-verbal de réception est signé contradictoirement par le Client et le Titulaire.

4.3 Délais de réalisation d'une installation de SSD et des installations intérieures.

L'installation de SSD et la réalisation des installations intérieures sont effectuées dans les délais précisés au point 3.2.6 ci-dessus.

4.4 Typologie des SSD

Le Titulaire met à la disposition des Clients les types de SSD correspondant aux niveaux de service souscrit tels que défini dans le cahier des charges du contrat de concession ou de l'autorisation.

4.5 Entretien et renouvellement des SSD

Les SSD doivent être maintenus par le Titulaire en permanence en bon état de marche, qui en assure l'entretien global et le renouvellement pendant toute la durée du contrat avec le Client. Toutefois le Client est chargé du nettoyage hebdomadaire du panneau photovoltaïque, conformément aux prescriptions contenues dans le guide de l'utilisateur qui lui est remis à l'installation par le Titulaire.

Le Titulaire ne peut être tenu responsable des vols et détériorations affectant des installations individuelles photovoltaïques relevant de la Concession ou de l'autorisation.

En cas de détérioration du fait du Client ou de vol de ses installations, le remplacement sera effectué par le Titulaire au prix du marché et aux frais du Client.

Le Titulaire et le Client peuvent convenir des modalités d'apurement des frais de remplacement des dites installations, sur une base calendaire à définir par accord entre les parties.

Le Titulaire peut également proposer au Client une assurance collective pour le vol.

CHAPITRE III : COMPTEURS, ET INSTALLATIONS INTÉRIEURES

ARTICLE 5 : COMPTEURS ET GESTIONNAIRES DE CONSOMMATION

5.1 Installation, entretien, garde et responsabilité

Le Titulaire installe un système de gestion de la consommation en vue de contrôler la durée d'utilisation et la puissance appelée par les Clients facturés au forfait. Le Titulaire installe un système de comptage en vue de mesurer l'énergie consommée par les Clients facturés au kWh.

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 ou tout autre organisme agréé.

Les systèmes de comptage et de gestion de la consommation sont fournis, installés et plombés par le Titulaire. Ils constituent la limite de propriété du Titulaire.

Le Client est tenu de fournir les emplacements nécessaires pour l'installation. Ces emplacements devront être situés à proximité du branchement et accessible à tout moment pour permettre d'effectuer facilement les lectures et de procéder aisément aux opérations de vérification et d'entretien. Le local devra être sec et correctement aéré, tout en étant à l'abri de la poussière. Il est interdit de le placer dans les cuisines, salles de bain, chambres, penderies etc. Le tableau doit être placé à environ 1,5 m du sol.

Les systèmes de comptage et les appareils de contrôle sont entretenus par le Titulaire. Toutefois, le Client doit s'assurer qu'aucun élément extérieur ne vienne gêner leur fonctionnement ou les endommager. En cas de dégradation imputable au Client ou de vol, les frais de réparation ou de remplacement seront à la charge de ce dernier.

Les appareils de comptage et de contrôle sont placés sous la responsabilité du Client qui en assure la garde, l'entretien courant suivant les prescriptions du Titulaire. Le client doit signaler sans délai au Titulaire toute altération (bris du plombage, rotation anormale du compteur etc.) ou tout dysfonctionnement.

Les installations doivent être en permanence accessibles pour les agents du Titulaire ou tout agent mandaté par le Titulaire aux fins de relevé et de contrôle.

En cas d'anomalie, il sera dressé un constat par un agent assermenté conformément aux dispositions de l'article 12 du présent Règlement de Service.

Le Titulaire peut prendre toute disposition qu'il juge utile pour garantir que la totalité de l'énergie consommée fait l'objet d'un enregistrement par les compteurs et s'assurer qu'il n'existe aucun risque de soustraction des consommations d'énergie à son insu et contre son gré.

5.2 Vérification des compteurs – dysfonctionnement

Tout Client peut demander la vérification de son compteur par les agents du Titulaire.

A cet effet, un rendez-vous sera pris et une inspection sur place sera proposée dans un délai de (10) dix jours à compter de la réception de la réclamation du Client. En cas d'anomalie ou de défectuosité de l'appareil de comptage ou de contrôle, il sera procédé à son remplacement ainsi qu'au redressement de la facturation en conséquence.

Dans le cas où après vérification par les agents du Titulaire, la réclamation du Client n'est pas justifiée (erreur constatée inférieure à 3%), l'intégralité des Frais de Contrôle et d'Étalonnage sera à la charge du client.

ARTICLE 6 : INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES INTÉRIEURES

6.1 Obligation de réaliser les installations intérieures

Le préfinancement et la réalisation des Installations Intérieures pour les Clients des niveaux de service correspondant au tarif S1 à 5 et T,T1 à T3 (solaires et réseaux) incombent au Titulaire. Pour les Clients du niveau de service du tarif T4 la réalisation des installations intérieures peut-être réalisée par un tiers si le client le souhaite ; elle devra cependant être respectueuse des normes techniques en la matière. Le client peut également en confier la réalisation au Titulaire. Il lui sera fait à ce moment un devis qui tiendra compte des spécificités de son installation, ainsi que des conditions de paiement. Dans le cas où le Client fait réaliser son installation par un tiers, il devra obtenir l'homologation de CONTRELEC ou de toute personne habilitée.

Le Titulaire a l'obligation d'installer toute protection adéquate des biens et des personnes

Les éléments constitutifs de l'installation intérieure à préfinancer et à réaliser par le Titulaire se présentent par niveau de service forfaitaire comme suit :

- **Kits solaires**
 - S1 : 5 points lumineux au maximum avec interrupteurs et une prise n'excédant pas 15 W ;
 - S2 : 7 points lumineux au maximum avec interrupteurs et 2 prises n'excédant pas 15 W chacune;
 - S3 : 12 points lumineux au maximum avec interrupteurs, 2 prises n'excédant pas 15 W chacune et une prise n'excédant pas 50 W.
 - S3 et 4 : en fonction de la demande du client (kits de taille supérieur à 100 Wc avec un onduleur 220V pour prises de courants ou un convertisseur DC/AC ;
- **Installations intérieures des bâtiments raccordés au mini-réseaux**
 - T, T1 à T2(*introduire la notion de solution standard d'installation intérieure au prorata de pièces équipées à calibrer en fonction de la taille des bâtiments*)
 - T3 et 4 en fonction de la demande du Client.

Après l'apport personnel, le remboursement par le Client au Titulaire du solde du préfinancement des installations intérieures sera étalé sur une durée allant de 12 mois à une durée maximum de 36 mois. En cas de résiliation de l'abonnement par le client et de son fait (défaut de paiement, fraude), le solde du préfinancement des installations intérieures sera réglé en une seule traite au moment de la résiliation.

6.2 Mise en place et entretien

La livraison des installations intérieures au Client par le Titulaire fait l'objet d'un procès-verbal de réception signé contradictoirement et qui transfère au Client la propriété des équipements.

Ces Installations Intérieures sont utilisées et entretenues par le Client, conformément aux normes et règlements techniques en vigueur et sont placées sous son entière responsabilité.

L'installation et l'entretien des installations électriques intérieures sont réalisés de manière à éviter tout problème de fonctionnement du Réseau de Distribution, à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ces installations dans le cadre du service, et à empêcher l'usage illicite et frauduleux de l'énergie électrique.

Le Client doit procéder au renouvellement des équipements d'usure (dont les ampoules) avec des équipements équivalents à ceux installés à l'origine par le Titulaire. Le Titulaire peut se charger de ce renouvellement sur demande du Client et aux frais de ce dernier.

Le Titulaire ne pourra en aucun cas être tenu pour responsable de tout dommage matériel, corporel ou de toute autre nature résultant d'un mauvais entretien, d'une mauvaise utilisation, ou d'un dysfonctionnement d'une installation intérieure.

6.3 Conditions de fonctionnement des installations électriques intérieures

Les installations électriques intérieures (et les appareillages) de tout Client doivent fonctionner de manière à :

- Eviter des perturbations dans l'exploitation des installations des autres Clients et du réseau du Titulaire ;
- Ne pas compromettre la sécurité des agents du Titulaire et du public ;
- Eviter l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

Le Client est seul responsable de toute anomalie sur ses propres installations ainsi que des dommages causés, y compris celles pouvant causer des dommages à la collectivité ou aux tiers, tant par l'installation, que par le fonctionnement des ouvrages installés par ses soins. Il doit donc éviter toutes modifications intempestives.

Le type, les caractéristiques et le réglage des appareils de protection du Client doivent permettre la protection du Client et du Titulaire du titre d'exploitation hors réseau.

Le Client doit informer immédiatement le cessionnaire de toute défectuosité électrique ou mécanique de son installation électrique susceptible de perturber le réseau du Titulaire, de nuire à l'alimentation des autres Clients ou de mettre en danger la sécurité des personnes ou des biens.

Tout appareil ou partie de l'installation qui constituerait un danger ou une gêne pour le fonctionnement normal du Réseau de Distribution, notamment par défaut de protection efficace, doit être immédiatement isolé ou remplacé par le propriétaire, sous peine de suspension de la fourniture par le Titulaire .

Tout Client désirant utiliser un moyen quelconque de production autonome d'électricité doit équiper ses installations d'appareils de commutation et de protection appropriés de sorte à ne jamais réinjecter de l'énergie sur le réseau.

6.4 Défaillance dans les Installations Intérieures

Le Titulaire peut, à tout moment, isoler les installations du client après l'avoir informé en cas de défaillance grave de ces dernières, produisant un déclenchement des protections du réseau.

Le Titulaire peut par la suite, sans formalité ni préavis, refuser ou interrompre la fourniture de l'énergie électrique s'il est reconnu que les Installations Intérieures sont défectueuses ou non conformes aux normes et aux règlements en vigueur.

6.5 Modification du type des installations intérieures

Le Client est tenu de n'apporter aucun changement ni addition aux circuits de ses Installations Intérieures sans accord préalable écrit du Titulaire. Cet accord ne constitue pas une garantie du fonctionnement des

Installations Intérieures du Client. Les vérifications effectuées par le Titulaire sont opérées dans le seul but d'empêcher toute perturbation au réseau de distribution.

Tout Client désirant passer à un niveau de service supérieur, est tenu de faire une demande de modification et d'adaptation de ses Installations Intérieures au niveau de service demandé. Après accord du Titulaire, le Client procède à sa charge à la mise à niveau technique de ses Installations Intérieures en adéquation avec le niveau de service supérieur demandé et en conformité avec les normes et règlements en vigueur.

Ces travaux de modification réalisés par le Client font l'objet d'une réception par le Titulaire pour validation. A l'issue de cette validation, le Titulaire doit permettre au Client de contracter le niveau de service demandé par la signature d'un avenant au contrat d'abonnement et le paiement des frais relatifs conformément aux dispositions du paragraphe 7.6 du présent Règlement de Service.

6.6 Droit d'accès du Titulaire aux installations chez le Client

Le Client doit permettre aux représentants du Titulaire de pénétrer dans sa propriété dans les cas suivants:

- Pour interrompre ou rétablir la fourniture de l'électricité ;
- Pour procéder à l'installation, l'exploitation, l'inspection, l'entretien, la réparation, la modification ou l'enlèvement de l'équipement appartenant au Titulaire ;
- Pour procéder au dépannage ou au contrôle des installations intérieures ;
- Pour vérifier si l'utilisation de l'électricité par le Client est conforme aux clauses du contrat d'abonnement ;
- Pour effectuer les relevés et contrôle des compteurs.

Les représentants du Titulaire doivent être munis des documents d'identification établis par celui-ci.

CHAPITRE IV : ABONNEMENTS, TARIFICATION, CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

ARTICLE 7 : OBLIGATION DE CONSENTIR DES ABONNEMENTS

7.1 Conditions de souscription d'un contrat d'abonnement

Les renseignements utiles pour l'instruction d'une demande d'abonnement sont récapitulés à l'annexe 1 du présent Règlement de Service.

Cinq niveaux de services sont contractuels aussi bien pour les Clients alimentés par extension réseau que ceux disposant des systèmes solaires décentralisés.

Les modèles de contrats d'abonnement sont joints en annexe au présent Règlement de Service. Les dispositions du présent Règlement du Service ainsi que les clauses contenues dans les modèles de contrats d'abonnement (Réseau et solaire) sont d'application immédiate à l'égard du Titulaire et de tous les Clients.

Toute demande de puissance supérieure à 3 kW sera satisfaite dans la limite technique permise par le réseau ou dans le cadre d'une extension ou renforcement du réseau de distribution suivant les conditions évoquées à l'article 3.2.3 du présent Règlement de Service.

La souscription d'un contrat d'abonnement est nécessaire pour bénéficier du service de l'électricité. Il sera conclu entre le Titulaire et le demandeur, et établit conformément aux modèles joints en annexe du présent Règlement de Service.

Toute personne désirant être alimentée en énergie électrique par réseau ou voie solaire est tenue de régler au Titulaire, avant le raccordement au service de l'électricité, un Apport Initial selon le tarif en vigueur fixé par l'Autorité de régulation.

Pour une personne physique, le contrat d'abonnement est souscrit par le propriétaire, le locataire ou le mandataire.

Pour une personne morale, le contrat est signé par son représentant légal ou par toute personne dûment habilitée.

Le contrat d'abonnement est établi au nom du demandeur sur présentation des pièces suivantes :

a) Pour une personne physique :

- Demande d'abonnement signée par le souscripteur ;
- Copie de la Carte Nationale d'identité (CNI) pour les souscripteurs de nationalité béninoise ou de la carte de séjour ou le passeport pour les étrangers ;

Le Titulaire pourra s'il le juge nécessaire, également demander une copie du contrat de bail ou l'autorisation du propriétaire pour les locataires, de l'acte d'achat ou le titre de propriété pour les propriétaires, de l'acte de jouissance en cas de conventions ou toute pièce légale justifiant l'occupation du légale.

b) Pour une personne morale :

- Demande d'abonnement signée par le représentant légal du souscripteur ;
- Copie de la carte Nationale d'identité (CNI) du gérant ;
- Copie du registre de commerce ;

Le Titulaire pourra s'il le juge nécessaire également demander une copie du contrat de bail ou l'autorisation du propriétaire pour les locataires, de l'acte d'achat ou le titre de propriété pour les propriétaires, de l'acte de jouissance en cas de conventions ou toute pièce justifiant que l'occupation est légale.

c) Et éventuellement pour les deux cas :

- Procuration pour un mandataire ;
- Autorisation du délégataire pour les locaux administratifs ;

Toute pièce fournie par le souscripteur, à l'exception des formulaires du Titulaire, doit être certifiée conforme et en cours de validité.

7.2 Responsabilités découlant de l'abonnement

Les droits et obligations découlant de l'abonnement sont attachés à la personne physique ou morale souscriptrice d'un contrat d'abonnement avec le Titulaire.

Le Client demeure responsable envers le Titulaire de toutes les consommations d'électricité relatives à son contrat d'abonnement tant que ce dernier n'est pas résilié.

Le souscripteur d'un contrat d'abonnement est tenu de respecter les obligations prévues au présent Règlement.

Lorsque le Client n'utilise pas l'électricité conformément aux clauses de son contrat, il est responsable de toutes les conséquences qui en découlent.

7.3 Cas de refus d'un abonnement

L'abonnement et la fourniture d'énergie électrique peuvent être refusés par le Titulaire si les installations intérieures du Client ne sont pas établies en conformité avec la réglementation et les normes en vigueur et/ou sont susceptibles d'entraîner :

- Des perturbations dans l'exploitation de tout ou partie du réseau (fluctuation de tension, fluctuations de fréquence) ;
- L'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique ;
- Des situations dangereuses pour les personnes et les biens

Tout Client ayant des arriérés de paiement pourra se voir refuser tout nouvel abonnement tant que ces arriérés n'auront pas été intégralement réglés.

7.4 Résiliation

Le Client peut à tout moment résilier son contrat en se présentant au point commercial du Titulaire, dont il dépend. Un préavis d'un mois est à observer. Pour les clients au forfait, tout mois calendaire entamé est dû.

Tout contrat présentant des impayés est passible d'une résiliation d'office, après coupure de courant qui peut intervenir un mois après la date limite de paiement, et huit jours après une mise en demeure du Client défaillant.

A la cessation de l'abonnement, et selon que le Client est raccordé au réseau ou alimenté par un système solaire, le Titulaire procède à la suspension de la fourniture d'énergie, à la vérification d'absence de fraude, à la dépose éventuelle du compteur, des équipements de contrôle ou du kit photovoltaïque, et à l'établissement d'un décompte de résiliation qui détermine la dette résiduelle du Client vis-à-vis du Titulaire. Ce décompte tient compte des montants restant dus au titre du remboursement du préfinancement des installations intérieures, le cas échéant.

En cas de décès d'un Client, ses héritiers ou ses ayants droit deviennent débiteurs de toutes les sommes restantes éventuellement dues au Titulaire, ou créanciers des sommes dues par le Titulaire au Client décédé, en vertu de l'abonnement initial.

Cependant, ils doivent procéder à la résiliation dudit contrat en bonne et due forme sous peine d'être déchu de toute action en rétablissement en cas de suspension d'énergie.

Le contrat d'abonnement peut être résilié d'office en cas de manquement à une ou plusieurs dispositions contractuelles.

7.5 Réabonnement

Un ancien Client dont le contrat a été résilié : il paye au titre de son réabonnement, l'avance sur consommation et le cas échéant, le solde débiteur de son contrat résilié, ainsi que les impayés de tous ses contrats ;

Le réabonné doit le cas échéant, assurer le paiement des mensualités restant du remboursement du préfinancement des installations intérieures réalisées par le Titulaire dans le cadre de l'abonnement résilié.

7.6 Migration entre services

Le changement de niveau de service, dans le respect des dispositions du paragraphe 6.5 du présent Règlement, doit faire l'objet d'un avenant en relation avec le niveau de service choisi.

Pour le passage à un niveau de service supérieur, le Client doit verser au Titulaire la différence entre les ASC des deux niveaux de service.

Tout changement du niveau de service à la demande du Client est conditionné par le règlement des Frais de migration fixes à l'annexe 7.

ARTICLE 8 : TARIFICATION

Les dispositions tarifaires sont issues des décisions de l'Autorité de Régulation de l'Électricité.

8.1 Structure tarifaire

Les modalités de tarification et la structure des tarifs approuvées par l'Autorité de Régulation de l'Électricité intègre :

- Des tarifs au forfait pour les Clients alimentés en SSD (S1 à S4) ou en mini-réseaux (tarif T)
- Des tarifs au kWh pour les Clients alimentés par mini-réseau (T1 à T4);

- Les niveaux de ces tarifs aux conditions économiques de référence, approuvés par décision de l'Autorité de Régulation de l'Electricité à la date de signature du Contrat de Concession, sont présentes à l'annexe 6 du présent Règlement.

Toutefois et dans la limite des tarifs fixés par l'Autorité de Régulation de l'Electricité, le Titulaire pourra faire des offres commerciales selon la demande de la clientèle. Ces offres devront être validées par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

8.2 Modifications tarifaires

L'ajustement des tarifs se fait tous les trois ans. Les tarifs peuvent être ajustés annuellement sur proposition du Titulaire et après approbation de l'Autorité de Régulation de l'Electricité, ou à l'initiative de cette dernière.

Les tarifs appliqués aux Clients sont ceux approuvés par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

ARTICLE 9 : CONDITIONS DE VENTES AU DETAIL

9.1 Mesure de l'électricité

Pour les clients de type (T1 à T4 au KWh), l'énergie vendue est mesurée par le compteur. Le calibre et le type des compteurs sont fixés par le Titulaire d'après les caractéristiques des installations à alimenter.

Un compteur distinct est installé à chaque point de livraison.

Les appareils de mesure, de contrôle et de protection comprennent notamment :

- Pour les Clients domestiques, commerciaux, productifs et communautaires :
 - Un compteur d'énergie active fourni par le Titulaire.;
 - Un disjoncteur agréé, limitant la puissance appelée à la puissance souscrite du Client ;
 - Une mise à la terre de l'installation
- Pour les Clients Éclairage Public (**A revoir**)
 - Un dispositif permettant la mise en service et hors service des installations
 - Un dispositif de protection des installations.

Le Titulaire pose le compteur, calibre le disjoncteur et procède au scellage de la planchette du coupe-circuit à fusible et du disjoncteur.

Le Titulaire peut également installer des appareils de contrôle pour s'assurer que les consommations des usagers facturés au forfait sont en adéquation avec leur niveau de service.

9.2 Facturation

Les clients des niveaux de services des tarifs S1 à s4 des SSD et T des mini-réseaux sont soumis à la facturation forfaitaire. Les clients réseau des classes T1 à T4 sont facturés à la consommation.

Ces deux types de tarif (réseau et forfait) sont appliqués dans le respect des modalités de tarification approuvées par l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

9.2.1 Facturation Basse Tension Réseau

a. Clients au tarif forfaitaire :

A l'échéance mensuelle prévue par le contrat d'abonnement, le Client au tarif forfaitaire règle au Titulaire à l'avance suivant les modalités de prépaiement convenu un montant forfaitaire comprenant les éléments ci-après :

- Le forfait hors taxes de la composante énergétique ;
- La prime fixe;

- Les droits et taxes imposés par la législation en vigueur, et
- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, le cas échéant ;

Le client peut payer à l'avance un ou plusieurs mois

Si le Client est en défaut de paiement, il fait l'objet d'une coupure de courant sur ses installations. Dans un délai d'un mois à compter de la date de la coupure, il fait l'objet d'une mise en demeure. Le client dispose alors d'un délai de 8 jours pour régler les deux mois de forfait auquel il est tenu. Au terme de ce délai le titulaire peut engager la procédure de résiliation du contrat et de dépose du matériel

Tout rétablissement de courant après coupure est conditionné par le règlement des frais correspondants.

Si le Client ne se manifeste pas pour le règlement de ses arriérés dans un délai de 30 jours à partir de la date de coupure de courant, il sera résilié d'office.

b. Facturation au kWh

Les Clients des catégories tarifaires T1 à T4 alimentés par le réseau sont facturés au kWh sur la base de compteurs à prépaiement.

Sur la base d'une échéance mensuelle prévue par le contrat d'abonnement, le Client des catégories T1 à T4 règle sur ses recharges d'électricité à l'exception du remboursement de ses installations intérieures, les éléments ci-après :

- La quantité d'énergie consommée facturée au prix du kWh de la catégorie ;
- La redevance fixe mensuelle, qui sera déflaquée de la recharge d'unité en premier chef ;
- Les droits et taxes imposés par la législation en vigueur.

Il rembourse sur un compte séparé et suivant une modalité de paiement convenue (à distance de préférence) :

- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures, éventuellement

Si le Client ne règle pas deux mensualités de remboursement successives, il fera l'objet d'une coupure de courant sur ses installations et sera mis en demeure pour le paiement de ses arriérés de remboursement et de prime fixe non payée. Tout rétablissement de courant après coupure est conditionné par le règlement des frais correspondants.

Si le Client ne se manifeste pas pour le règlement de ses arriérés dans un délais de 5 jours à partir de la date de coupure de courant, il sera mis en demeure pour résiliation d'office.

c. Dépassement de la puissance souscrite

Le Client est tenu de maintenir son appel de puissance à tout moment dans la limite de son niveau de service et/ou de sa puissance souscrite conformément aux dispositions de son contrat d'abonnement.

Pour les Clients au kWh et en cas de dépassement répété de la puissance souscrite, le Titulaire procède à l'augmentation de la puissance souscrite.

9.2.2 Facturation des systèmes solaires décentralisés

Les Clients des systèmes solaires décentralisés ne disposent pas d'un système de comptage électriques. Ils sont soumis à la facturation forfaitaire contractuelle pour les différents niveaux de services (S1 à S4) et pour le tarif T des mini-réseaux.

Facturation

A la date d'échéance mensuelle prévue par son contrat d'abonnement, le Client alimenté par SSD règle au Titulaire, par le système de paiement convenue, les éléments du forfait ci-après :

- La composante énergétique mensuelle hors taxes, forfaitaire pour les niveaux de service S1 à S4);

- La redevance tableau de son niveau de service ;
- et le cas échéant, les droits et taxes imposés par la législation en vigueur
- Le remboursement mensuel du préfinancement des installations intérieures ;

Si le Client est en défaut de paiement, il fait l'objet d'une coupure de courant sur ses installations. Dans un délai d'un mois à compter de la date limite de paiement, il fait l'objet d'une mise en demeure. Le client dispose alors d'un délai de 8 jours pour régler les deux mois de forfait auquel il est tenu. Au terme de ce délai le titulaire peut engager la procédure de résiliation du contrat et de dépose du matériel

CHAPITRE V : OBLIGATIONS DES CLIENTS

ARTICLE 10 : RESPECT DES DROITS DU TITULAIRE

10.1 Prérogatives du Titulaire en vertu de son titre d'exploitation

Le Client est tenu de respecter les droits du Titulaire découlant de la Concession et de la Licence visées au présent Règlement, ainsi que les biens concédés et de manière générale, tous les autres biens affectés au service public de l'électricité.

A ce titre, le Client est tenu :

- a) De respecter le droit de distribution exclusif du Titulaire sur son Périmètre de Distribution tel que défini à l'article 3 du présent Règlement. En conséquence, il est formellement interdit aux Clients de distribuer l'énergie électrique hors du point de livraison du Titulaire ;
- b) De n'effectuer aucune opération sur le branchement en amont d'un point de livraison (dérivations, démontage, etc.) ;
- c) De ne céder l'électricité ou la mettre à disposition d'un tiers en dehors de la propriété desservie.
- d) En cas de non-respect de ces dispositions, le Client s'expose à la suspension de son alimentation ou à la dépose du branchement ainsi qu'à des amendes et poursuites pénales.
- e) Le Client doit utiliser l'électricité conformément aux termes du contrat d'abonnement (respect de la puissance souscrite, usage etc.), de façon à ne pas causer de perturbations au réseau du Titulaire , à ne pas nuire à la fourniture de l'électricité aux autres Clients et à ne pas mettre en danger la sécurité des représentants du Titulaire et des tiers.

10.2 Prérogatives des agents du Titulaire

Le Titulaire de l'Autorisation ou toute autre personne ou entité agissant sur son autorisation, a le droit d'accéder aux lieux et places, qui reçoivent ou ont reçu de l'énergie électrique, fournie par ledit Titulaire de l'Autorisation, aux fins de procéder à des travaux, à l'inspection des lieux, des lignes électriques, des instruments de mesure, ou de tout autre équipement technique lui appartenant, ou exploité par lui, de procéder au relevé des instruments de mesure, ou de procéder au remplacement des équipements lui appartenant ou exploités par lui.

Les agents du Titulaire de l'Autorisation ont, sous sa seule responsabilité, accès aux branchements des Abonnés et installations électriques intérieures pour tous relevés, vérifications et travaux utiles à l'exploitation, dans le respect des occupations privatives des propriétés et des constructions.

Le droit d'accès dont il est fait état aux alinéas précédents, ne peut être exercé qu'entre 8 heures et 18 heures, sauf en cas de circonstances exceptionnelles, tenant à l'Abonné ou au Titulaire de l'Autorisation et qui dûment justifiées permettraient l'exercice du droit d'accès à des heures différentes, notamment en cas d'interruptions du service nécessitant une intervention immédiate pour préserver la sécurité des Abonnés ou assurer le bon fonctionnement du réseau.

Tout refus par un Abonné de donner l'accès au compteur donne lieu à un rapport établi par le Titulaire de l'Autorisation ou l'Autorité Compétente et peut être suivi d'une suspension immédiate de

la fourniture d'électricité à la discrétion du Titulaire de l'Autorisation 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 ou de sécurité, l'interruption ou le rétablissement du service de fourniture d'électricité ou, le cas échéant, aux fins de dépose des installations intérieures ou des équipements électriques dans les conditions du Contrat d'abonnement.

10.3 Prérogatives du Titulaire au titre des propriétés publiques ou privées

Le Titulaire de l'Autorisation dispose des prérogatives et des compétences à l'égard des propriétés publiques ou privées, nécessaires pour l'exploitation des installations, équipements et des ouvrages électriques situés sur le domaine public et pour les travaux qu'il conduit ou fait exécuter au titre de l'Autorisation, conformément aux dispositions de la loi.

Le Titulaire de l'Autorisation ne peut exercer les prérogatives et les compétences mentionnées ci-dessus, que dans l'intérêt du service autorisé et à la condition qu'il respecte les règles de sécurité publique et la commodité des habitants prévus par l'ensemble des textes en vigueur, ainsi que les normes et règles de fonctionnement et sécurité de la production, du transport et de la distribution d'énergie électrique qui peuvent être fixées par l'Autorité de Régulation.

En outre, le surplomb de la propriété d'un tiers est effectué dans les conditions de l'Article 3.2.2 du présent Règlement. Lors de la construction du réseau ou de son extension, il est de la responsabilité de chaque Abonné de s'assurer du consentement de tous tiers dont la propriété serait amenée à être traversée par tout élément du réseau ou de son extension, et d'obtenir tout droit ou servitude de passage associée

ARTICLE 11 : RESPECT DES BIENS CONCÉDÉS ET DES ÉQUIPEMENTS

11.1 Respect des ouvrages affectés au service public de l'électricité

Les installations de distribution d'électricité exploitées par le Titulaire constituent des ouvrages publics. ~~et sont des biens concédés par l'Etat au Titulaire.~~ Conformément aux stipulations de la Concession et Licence du Titulaire, ces biens sont inaliénables, imprescriptibles, insaisissables et protégés en application de la réglementation en vigueur contre les dégradations de toute nature, tentative d'appropriation, d'emprise ou d'occupation.

Toute détérioration de ces installations et ouvrages et, plus généralement, toute atteinte ou tentative d'atteinte à leur intégrité matérielle ou à leur fonctionnement est passible de poursuites et de peines prévues au code pénal, sans préjudice des droits à réparation à acquitter au Titulaire. De même, les biens réalisés par le Titulaire, même non concédés, mais qui participent à l'exploitation, l'entretien et le renouvellement des biens concédés sont considérés comme affectés au Service Public de l'électricité. Leur participation à une mission de service public leur confère le caractère d'insaisissabilité.

Tous travaux ou constructions, de quelque nature que ce soit, à l'intérieur des couloirs des lignes de distribution d'énergie électrique doivent se faire dans le respect de la réglementation en vigueur au Bénin.

11.2 Respect des éléments constitutifs des branchements et des compteurs

Les branchements, compteurs et tous les autres actifs affectés par le Titulaire à la réalisation de ses activités de distribution sont considérés comme des installations de distribution que les Clients doivent respecter pour leur bon fonctionnement.

A ce titre, sauf dérogation expresse du Titulaire, les Clients :

- a) Ne peuvent acquérir des compteurs et autres matériels et équipements nécessaires au raccordement au réseau du Titulaire qu'auprès de ce dernier ;
- b) Ne peuvent déplacer ou apporter une modification quelconque aux compteurs ou à leur plombage et à leur fonctionnement, au calibre du disjoncteur ;
- c) Sont tenus de veiller à la sauvegarde des équipements de branchement installés dans leurs propriétés. Le remplacement de ces équipements en cas de dommages accidentels, de vol ou autres dégradations imputables au Client sera à la charge de ce dernier.

ARTICLE 12 : FRAUDES

Tous les actes ayant pour objet ou pour effet de prendre de l'énergie électrique en dehors des quantités mesurées par le compteur, d'accéder à un service supérieur à celui offert par le niveau de service souscrit, de fausser les indications du compteur constituent des fraudes et donnent lieu à une action en réparation par toute voie de droit. Ils ouvrent le droit po

ur le Titulaire d'intenter sans délai toute poursuite judiciaire tendant à définir les responsabilités tant civiles que pénales des auteurs des faits incriminés.

Le Titulaire doit faire constater toute fraude dans un procès-verbal dressé par un agent assermenté. Au constat d'une fraude, le Titulaire est fondé à :

- a) Suspendre la fourniture d'énergie et en informer le Client ou son représentant ;
- b) Adresser au Client en fraude, une facture correspondant à la quantité d'énergie soustraite sur la période de la fraude. La formule appliquée pour la facturation de la fraude est donnée en annexe 8 ;
- c) Ajuster le niveau de service souscrit par le Client ;
- d) Facturer au Client en fraude, les frais de remise en conformité de l'installation et les frais de coupure et de rétablissement.
- e) Résilier le contrat du client d'office

A défaut de paiement de la facture de fraude par le Client, le Titulaire est en droit d'entamer des poursuites judiciaires à son encontre.

CHAPITRE VI : OBLIGATIONS DU TITULAIRE

ARTICLE 13 : QUALITE DU SERVICE

Le Titulaire est tenu de fournir le courant suivant les tranches horaires ci-dessous et selon des normes de qualité prévues au présent article de ce Règlement.

13.1 Horaires de service

- Pour les villages alimentés par centrale autonome : service de 0 à 24 heures.
- Pour les villages alimentés par kit solaire : service minimum de six (06) heures (19 h - 01 h).

La durée d'utilisation maximale, pour les Clients réseau des services 1, 2 et 3 factures au forfait, est de huit (08) heures par jour. Elle est de six (06) heures pour les clients solaires.

Ces conditions minimales de fournitures peuvent être ajustées par le Titulaire dans le cadre de sa politique commerciale.

13.2 Qualité du courant

La livraison se fait en principe en monophasé et sur demande en triphasé. L'électricité est distribuée sous la forme d'un système triphasé ou monophasé à la fréquence 50Hz et sous la tension nominale 220 Volts entre

phase et neutre et de 380 volts entre phases. Les tolérances admises par rapport aux valeurs nominales de la fréquence et de la tension sont respectivement de (+ ou -) 5% et (+ ou -) 11%.

~~Pour la desserte par SDD, les niveaux de tension usuels sont de 6V, 12 V, 24V et 48V. Les sections des conducteurs sont choisies de sorte que les chutes de tension soient :~~

- Inférieures à trois pour cent (3%) entre le champ PV et le régulateur de charge ;
- Inférieures à un pour cent (1%) entre la batterie et le régulateur de charge et les charges ;
- Inférieures à cinq pour cent (5%) entre le régulateur de charge et les charges ;

Lorsqu'un abonné informe qu'il croit recevoir de l'électricité en dehors des variations de tension autorisée :

- Le Titulaire doit expliquer le problème à l'abonné et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre dans un délai de dix (10) jours ouvrables à compter du 1er contact ;
- S'il ne peut expliquer le problème sans une visite, il doit rendre visite à l'abonné dans un délai de quinze (15) jours ouvrables à compter du 1er contact.

13.3 Perturbation de la fourniture

Les obligations de fourniture d'énergie suivant les tranches horaires et dans les normes de qualité prévues au présent article pourront être suspendues dans les cas suivants :

- Interruptions nécessaires pour procéder à l'entretien des ouvrages et équipements. Ces interruptions programmées sont portées, au moins soixante-douze (72) heures à l'avance, à la connaissance de l'ABERME, de la Commune et des Clients ;
- Interruptions et défauts de qualité survenant sans faute imputable au Titulaire pour des raisons indépendantes de sa volonté notamment tels que : la force majeure telle que définie par la loi, le fait de tiers (dommages aux équipements du Titulaire), des phénomènes atmosphériques exceptionnels (foudre, pluies diluviennes...).

Pour les interruptions exigeant une réparation immédiate, le Titulaire est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires, sous réserve d'en aviser l'ABERME et la Commune au plus tard soixante-douze (72) heures après le début de l'interruption du service.

Dans tous les cas, le Titulaire devra prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger ses installations et ouvrages. Il appartiendra aux clients de prendre les précautions nécessaires pour se prémunir des conséquences dommageables des interruptions et des défauts de qualité de la fourniture de l'énergie.

En l'état actuel de la technique, la fourniture d'électricité, malgré toutes les précautions prises, reste soumise à des aléas pouvant être à l'origine d'interruptions. Le Titulaire ne sera tenu à aucune indemnisation vis à vis des Clients du fait d'interruptions pour cas de force majeure.

Le Titulaire ne peut être tenue responsable des préjudices résultant d'une tension de fourniture en régime permanent qui n'excède pas les limites contractuelles.

Dans le cadre de sa politique commerciale, le Titulaire met en place :

- Un Numéro d'appel d'urgence figurant sur le guide de l'utilisateur ;
- Le cas échéant des points relais de proximité (comité villageois ou chef de village).

Il procède en outre à la diffusion de conseils de sécurité, d'entretien, d'utilisation économe, efficace et productive de l'électricité à l'attention des Clients des mini-réseaux. Pour les usagers solaires, le SDD est livré avec une notice d'utilisation spécifique, accompagnée d'une formation de base du Client sur l'utilisation et l'entretien du SDD s'appuyant sur une lecture attentive et commentée de la notice d'utilisation.

Par ailleurs les usagers solaires pourront s'adresser au relais local du Titulaire désigné en rapport avec le chef de village et chargé du recouvrement et du recueil de nouveau contrat pour les réclamations techniques ainsi que l'achat de consommables d'installations intérieures (ampoules, fusibles etc.).

13.4 Rétablissement de la fourniture d'électricité

Sauf cas de forces majeures, le Titulaire est tenu de remettre le courant dans un délai n'excédant pas soixante-douze (72) heures à compter de la date de règlement des impayés par le Client.

En cas de non rétablissement dans ce délai, Le Titulaire doit payer au Client concerne une pénalité d'un montant de 500 F CFA HT pour les Clients forfaitaires et 2000 F CFA HT pour les Clients au kWh.

13.5 Information des Clients dans le cadre des interruptions de la fourniture d'énergie

Dans les conditions ci-après :

- En cas d'interruption programmée justifiée par des travaux sur le Réseau, le Titulaire est tenu d'en informer les clients concernés par voie de presse dans un délai d'au moins 72 heures préalablement à la réalisation desdits travaux ;
- En cas d'interruption d'énergie liée à des incidents ou évènements extérieurs (déclenchements de ligne, perturbations atmosphériques, accidents, effondrements de réseau, ou tout autre évènement fortuit en dehors du contrôle du Titulaire), le Titulaire est tenu d'informer tout Client en faisant la demande, sur l'origine de cette interruption dans un délai de 72 heures à compter de la réception de ladite demande.
- En cas d'interruption injustifiée de la fourniture d'électricité à dix (10) Clients au moins au cours d'une période de plus de sept (7) jours, le Titulaire sera exposé à une pénalité pécuniaire définie à l'annexe 10.

ARTICLE 14 : RECLAMATIONS

Toute réclamation adressée au Titulaire doit être écrite en français par le Client ou son représentant dûment mandaté. La réclamation est déposée au point commercial du Titulaire dont dépend le Client ou au siège de la Direction Générale du Titulaire. Elle doit impérativement préciser le Numéro du Client, le Numéro de son contrat ainsi que toutes les précisions utiles au traitement de sa demande.

Le Titulaire doit expliquer au Client le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre, dans un délai de 10 jours ouvrables à compter de la date de réception de la réclamation.

Dans le cas où l'explication du problème nécessite une visite sur place, le Titulaire est tenu de rendre visite au Client dans un délai de 15 jours ouvrables à partir du premier contact, en vue d'enquêter sur le problème, de l'expliquer et dégager les mesures à entreprendre pour le résoudre.

Si le Client n'obtient pas un retour du Titulaire dans un délai de soixante (60) jours suivant sa réclamation, il peut saisir l'Autorité de Régulation de l'Électricité (ARE), conformément aux procédures en vigueur.

ARTICLE 15 : RESPONSABILITÉS

Tout abonnement ou entente conclus en vertu du présent Règlement, toute installation effectuée par le Titulaire, tout raccordement du réseau à l'installation électrique du Client, toute autorisation donnée par le Titulaire, toute inspection ou vérification effectuée par le Titulaire ne constituent et ne doivent être interprétés comme constituant une évaluation ou une garantie par le Titulaire :

- De la valeur fonctionnelle.
- De la sécurité des installations du Client ;
- De leur conformité à toute disposition législative ou réglementaire.

CHAPITRE VII : DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET FINALES

ARTICLE 16 : DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Le présent Règlement de Service est applicable, au Titulaire et à ses Clients, dès son approbation et sa publication.

En cas de contradiction entre les dispositions des contrats d'abonnement existants et le présent Règlement, les dispositions du Règlement de Service prévalent.

ARTICLE 17 : MODIFICATION ET DIFFUSION DU RÉGLEMENT DE SERVICE

17.1 Modification du Règlement de Service

Le Règlement de Service ne peut être modifié qu'après avis de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

En cas de modification du titre d'exploitation affectant ses relations avec le Client, le Titulaire pourra proposer à l'ARE un amendement au Règlement du service pour prendre en compte les modifications pertinentes.

17.2 Publication

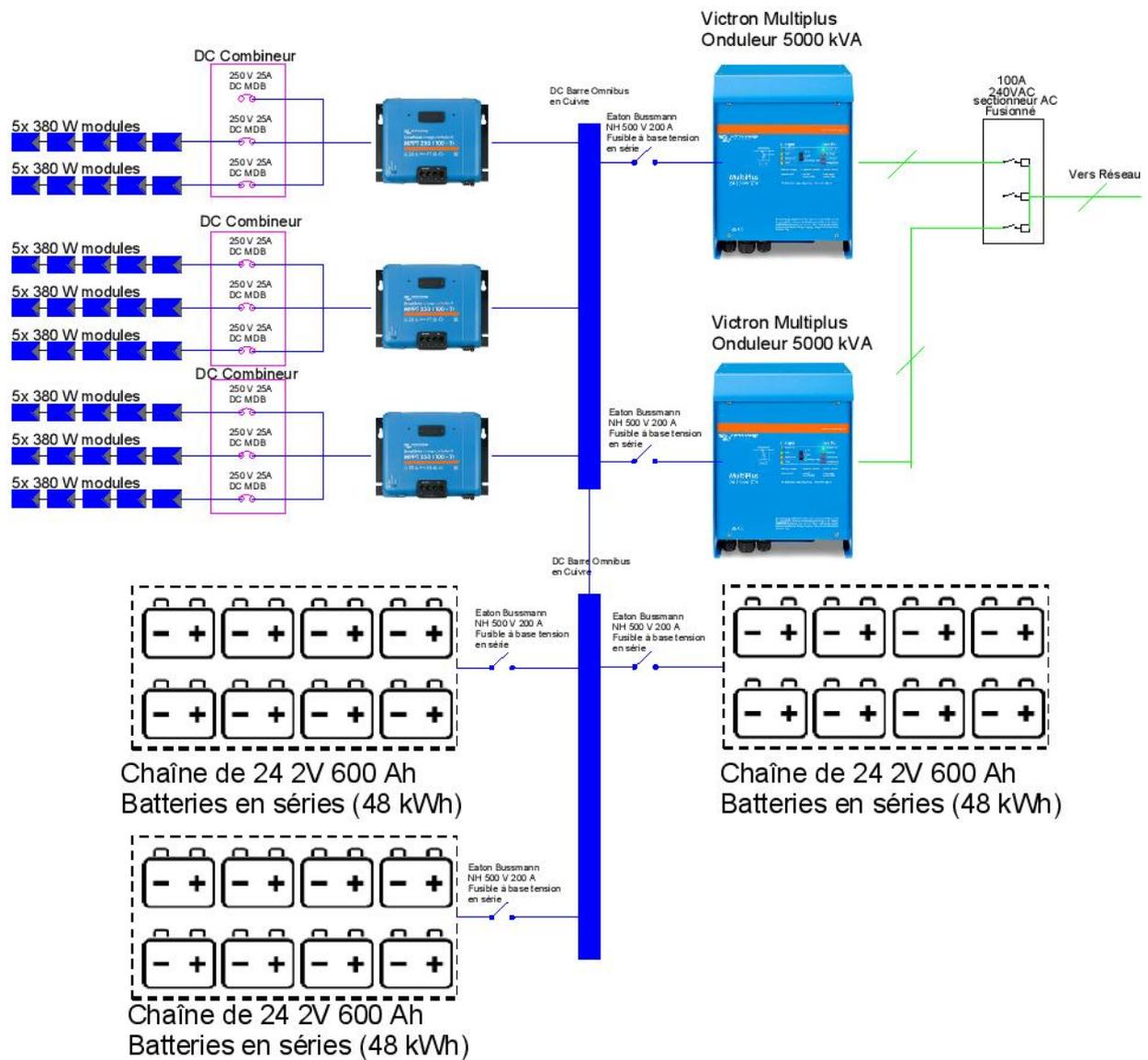
Le Règlement sera publié par tout moyen approprié, notamment le Bulletin Officiel et le site internet de l'Autorité de Régulation de l'Electricité.

17.3 Mise à disposition du Règlement de Service

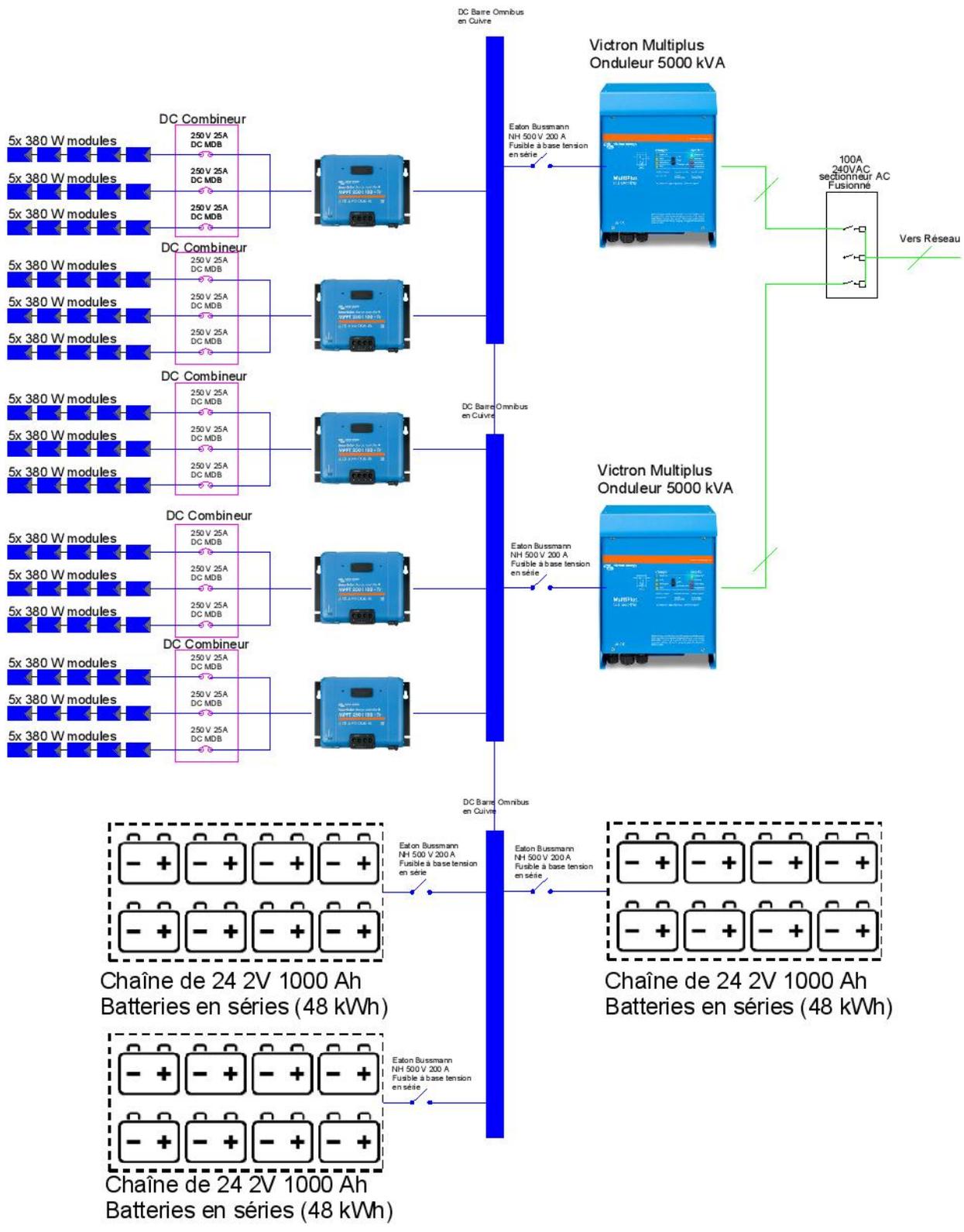
Le Titulaire est tenu de mettre une copie du Règlement de Service à la disposition du public dans ses points commerciaux.

Le Titulaire fera parvenir une copie du présent Règlement du Service dans un délai d'un mois à toute personne qui en fait la demande pour autant que celle-ci ait auparavant réglé les frais de reproduction et d'expédition de ladite copie.

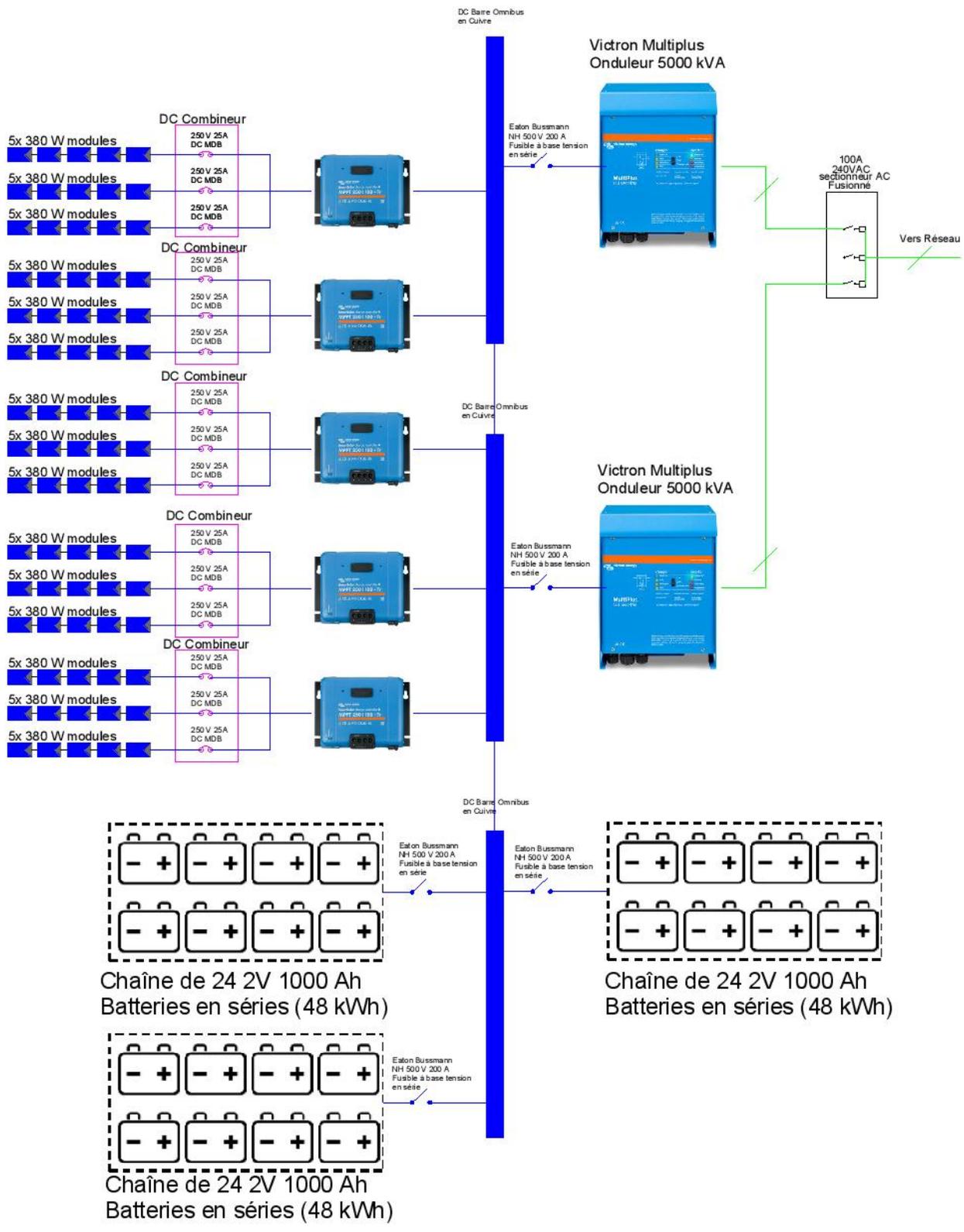
ANNEXE 3 : SCHEMAS UNIFILAIRES DES CENTRALES DE PRODUCTION PAR LOCALITE



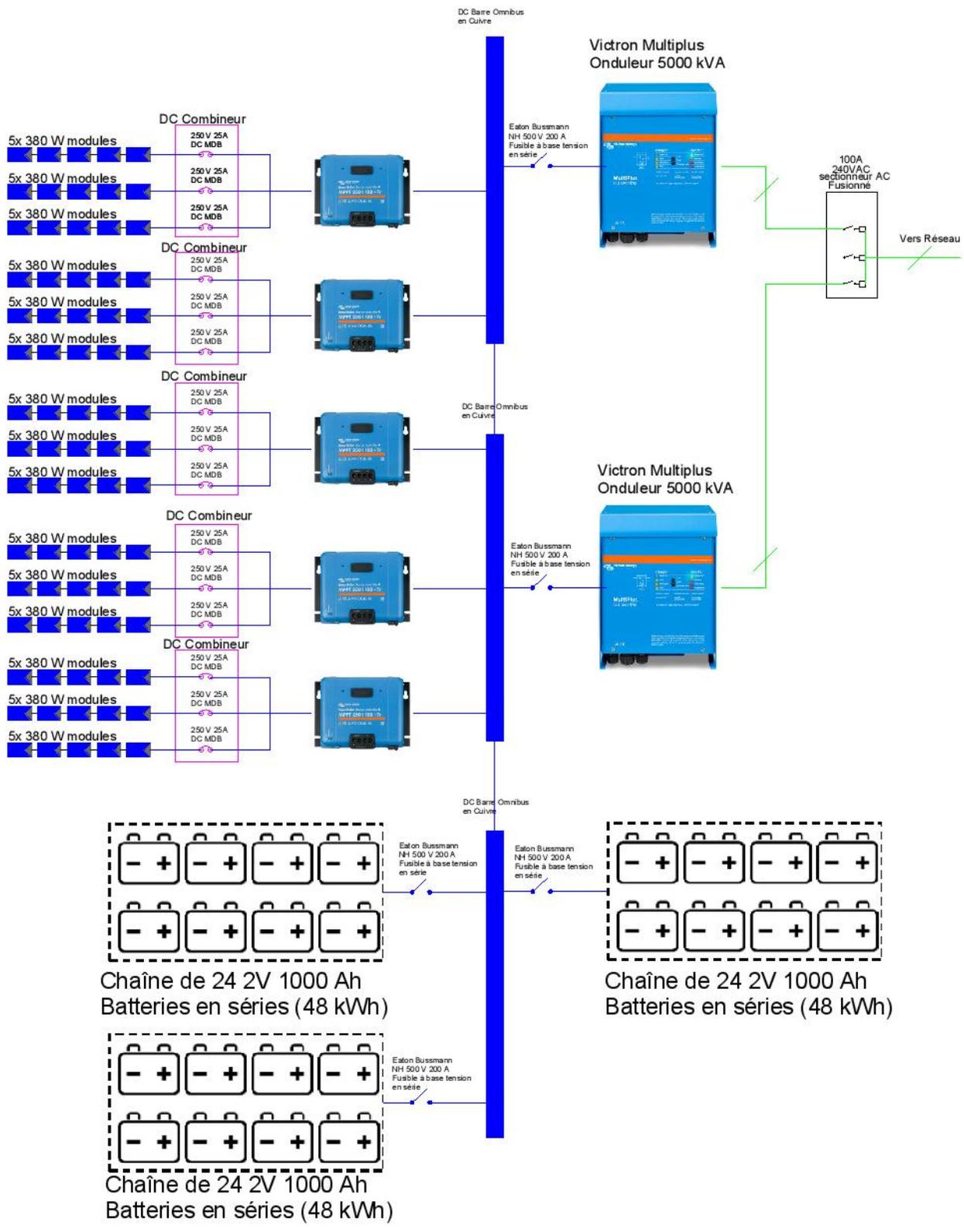
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 15.2 kW DC	Victron Color Control
Nom de site <u>Zouto Atcherigbe</u>		Nombre de modules 40	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 86.4 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



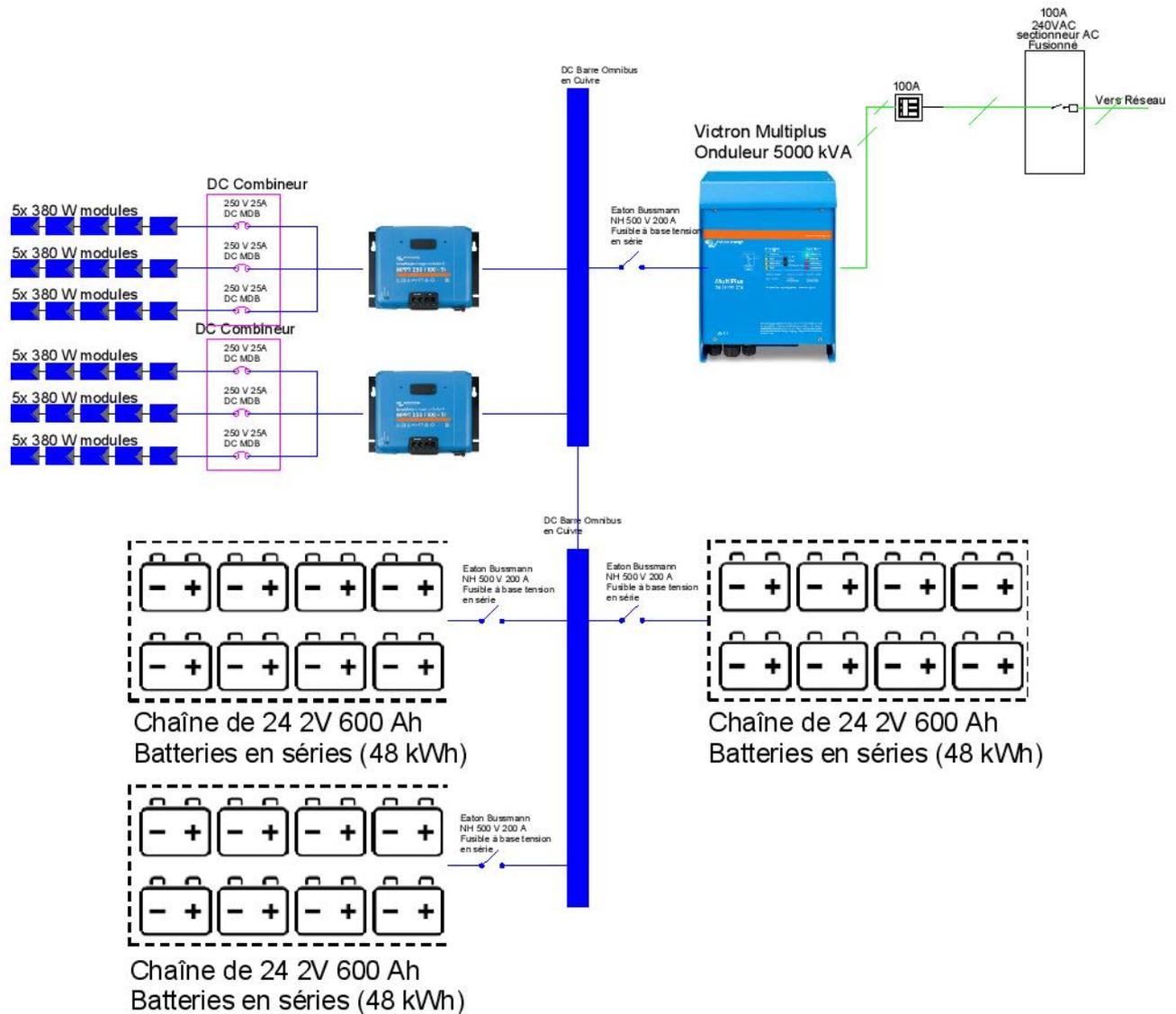
	Company: Enercity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site <u>Volly-Latadj</u>		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



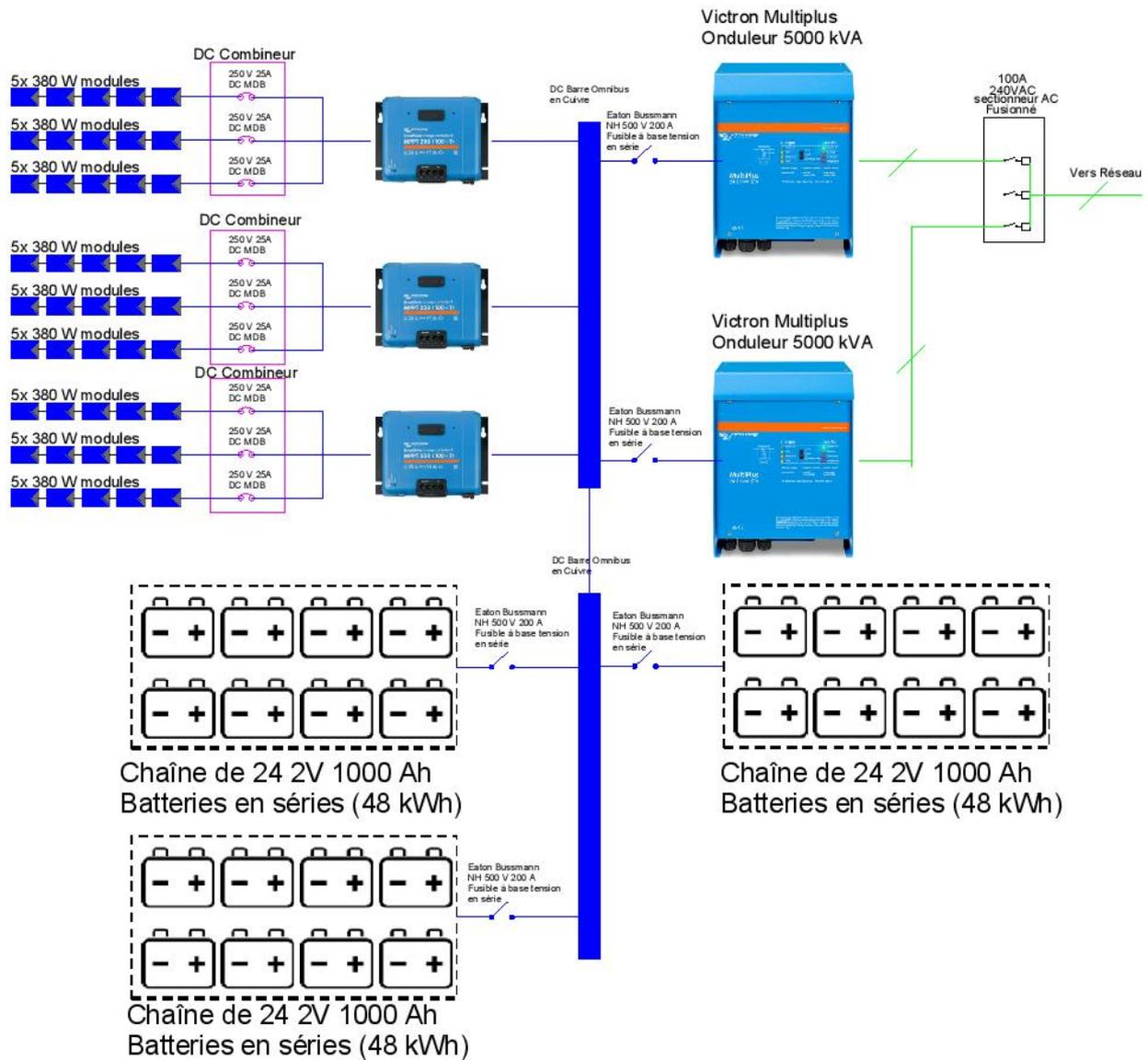
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Takpatchiomé		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



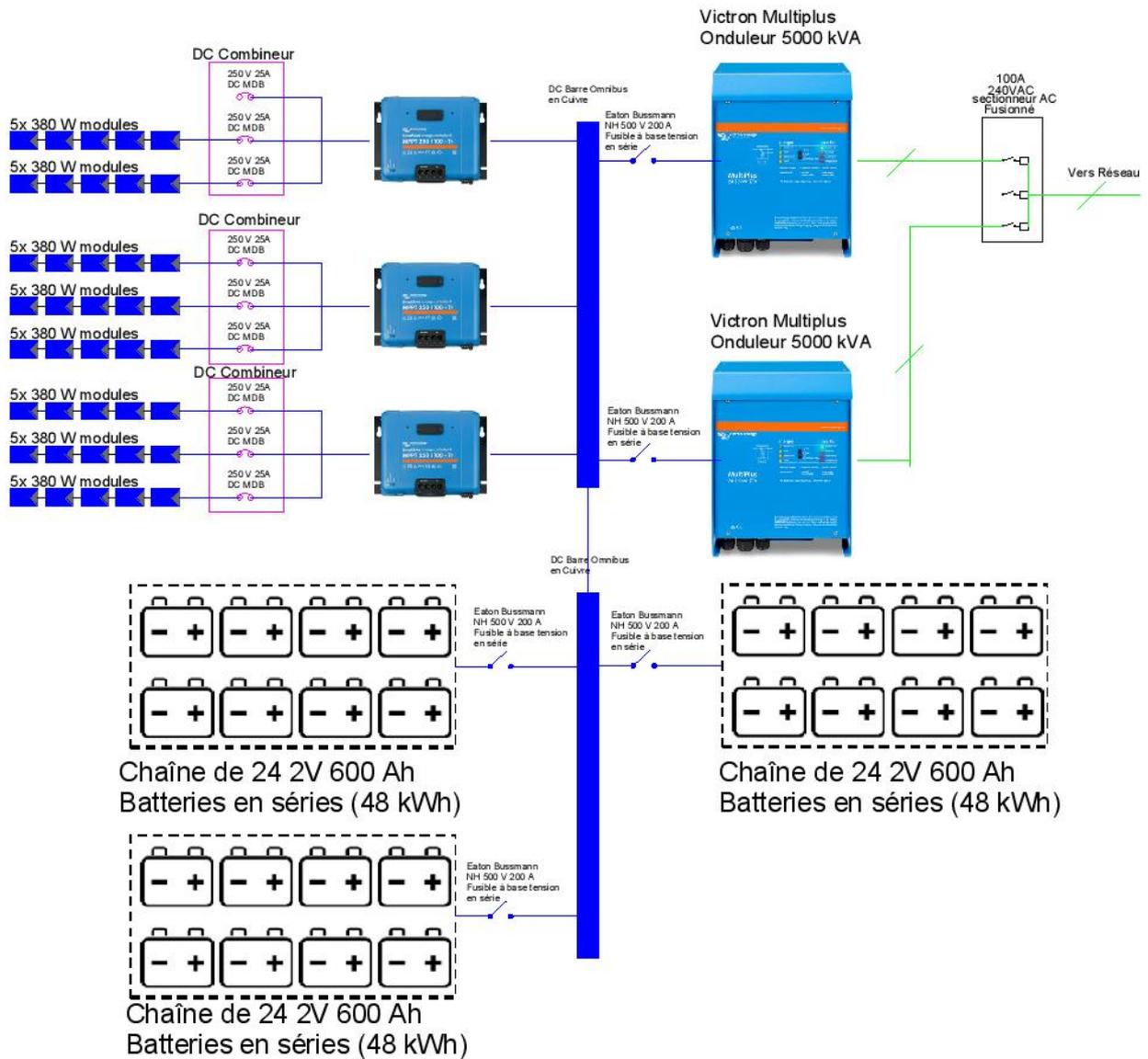
	Company: Enercity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Sawlakpa		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



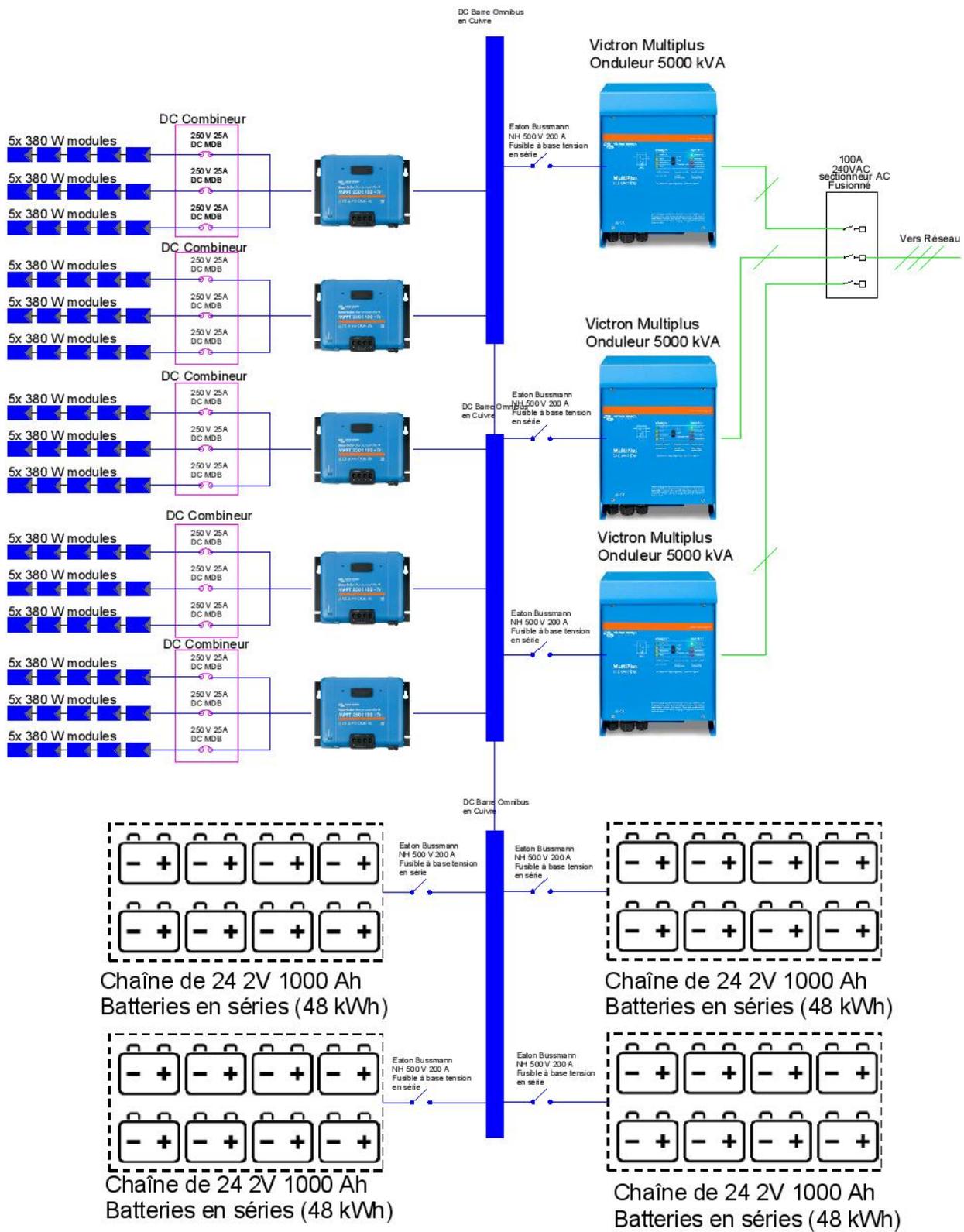
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 11.4 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Lobeta		Nombre de modules 30	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 86.4 kWh	Bus de communication
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



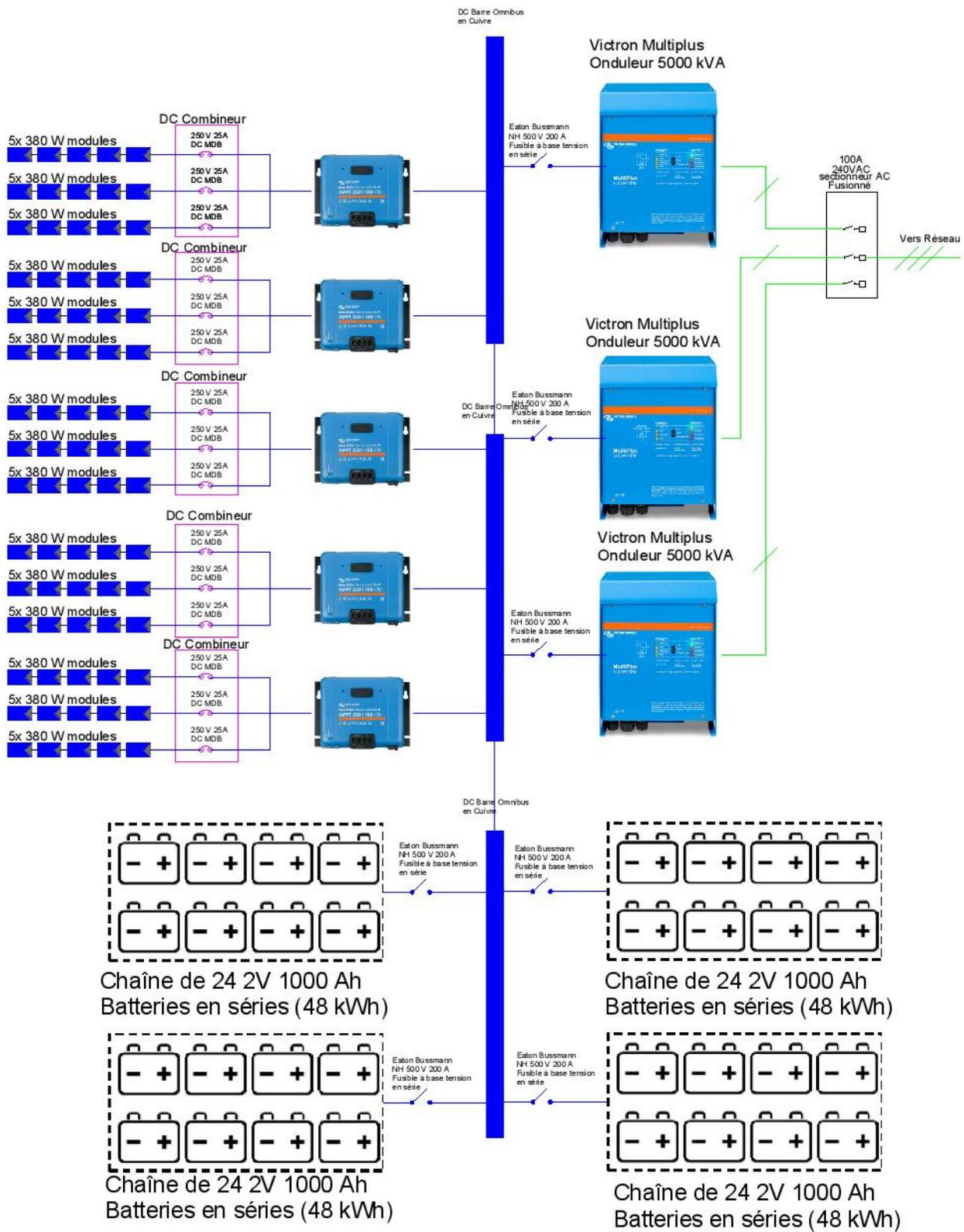
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 15.2 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Kohougan		Nombre de modules 40	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 86.4 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



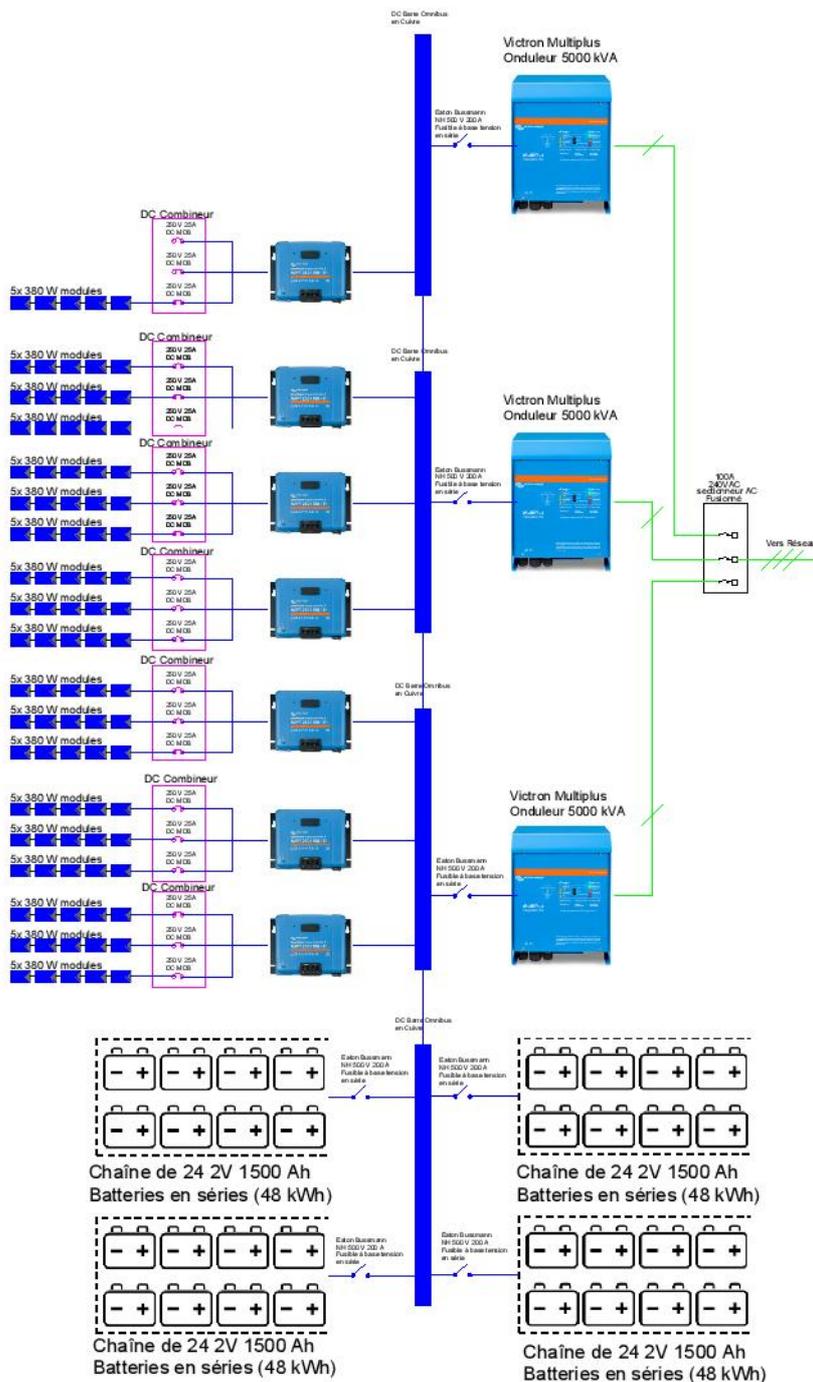
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 15.2 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Hotonou		Nombre de modules 40	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 86.4 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 28.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Hon		Nombre de modules 75	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 192 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 28.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Gounsoe		Nombre de modules 75	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 192 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



Company: Energicity
Engineer: Joseph Philip

Capacité PV (kW DC)
36.1kW DC



Victron Color Control

Nom de site
Gougouta

Nombre de modules
95

Câble AC 1ph

Date
30. March 2021

Capacité de stockage (kwh)
288 kWh

Câble AC 3ph

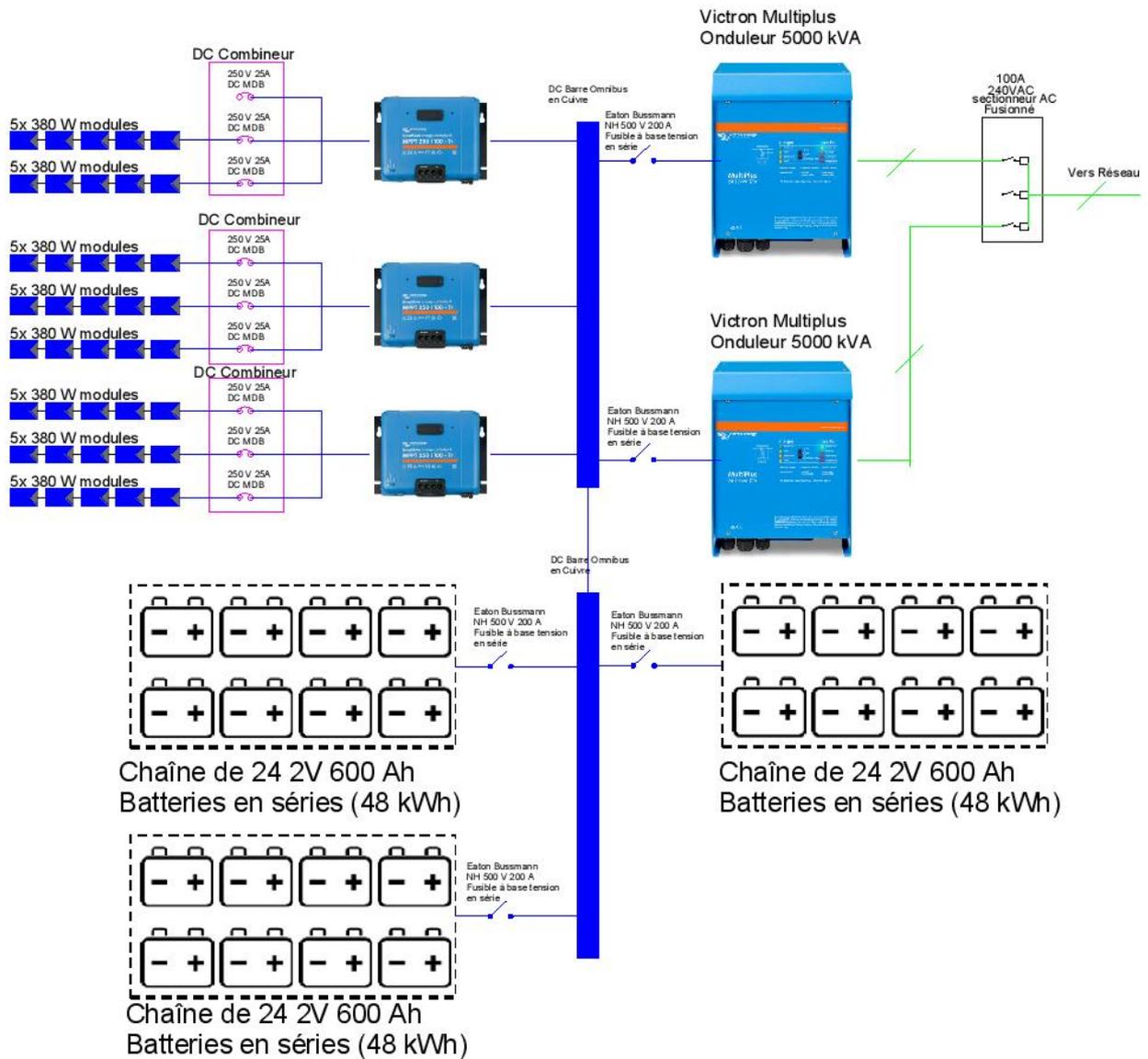
Schéma
Schéma Électrique Unitaire



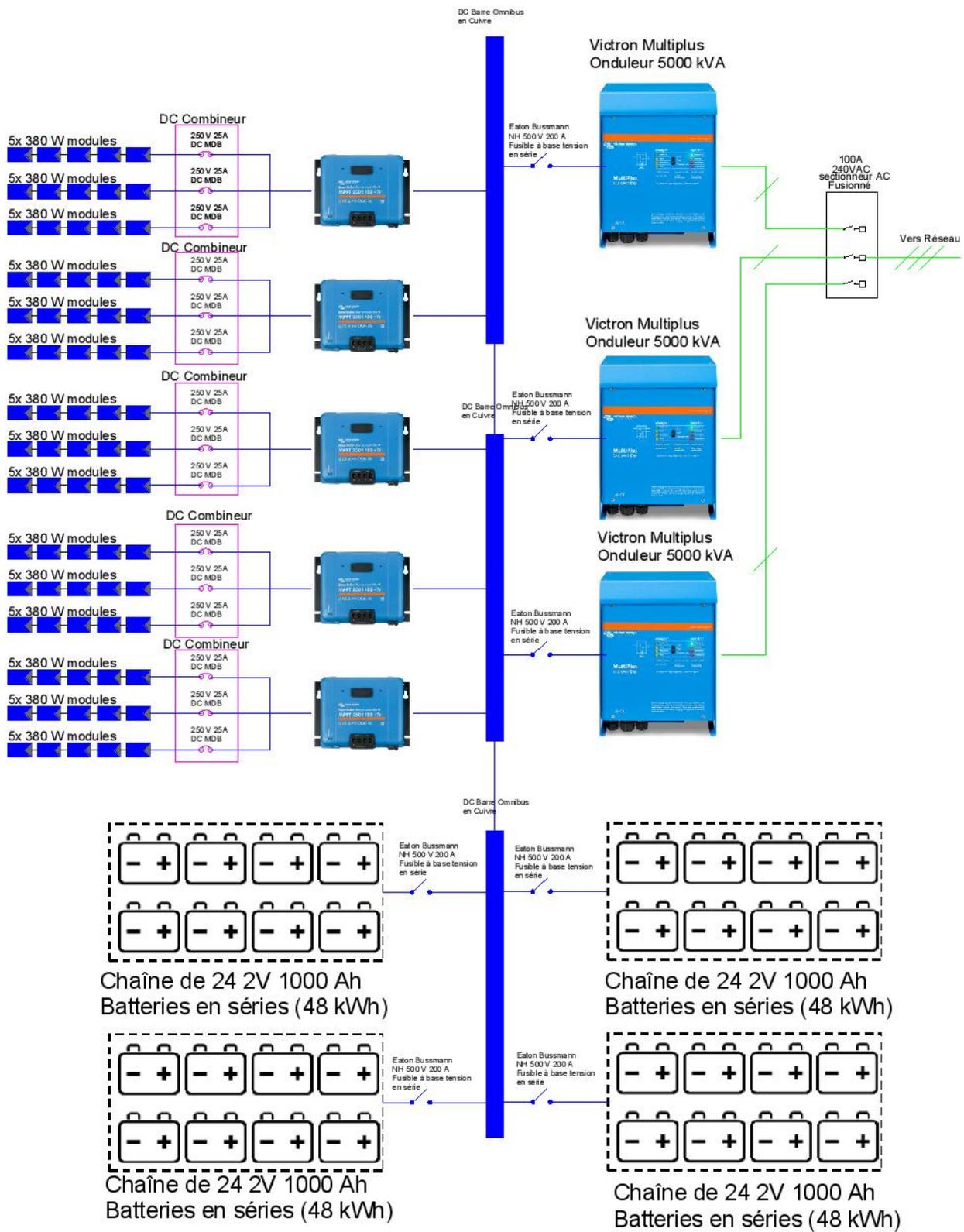
Victron Charge Controller 250/100

Câble DC

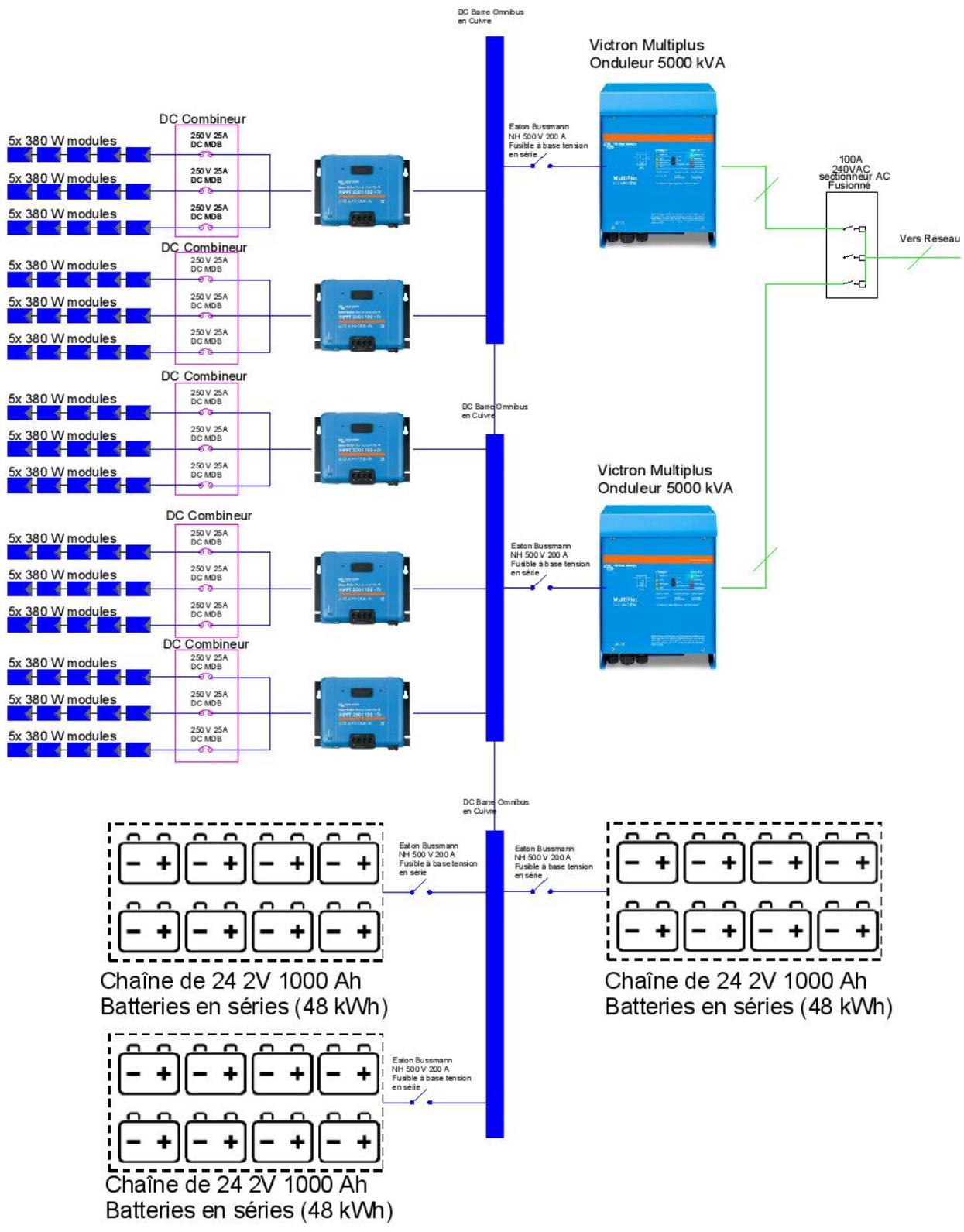
Bus de communication



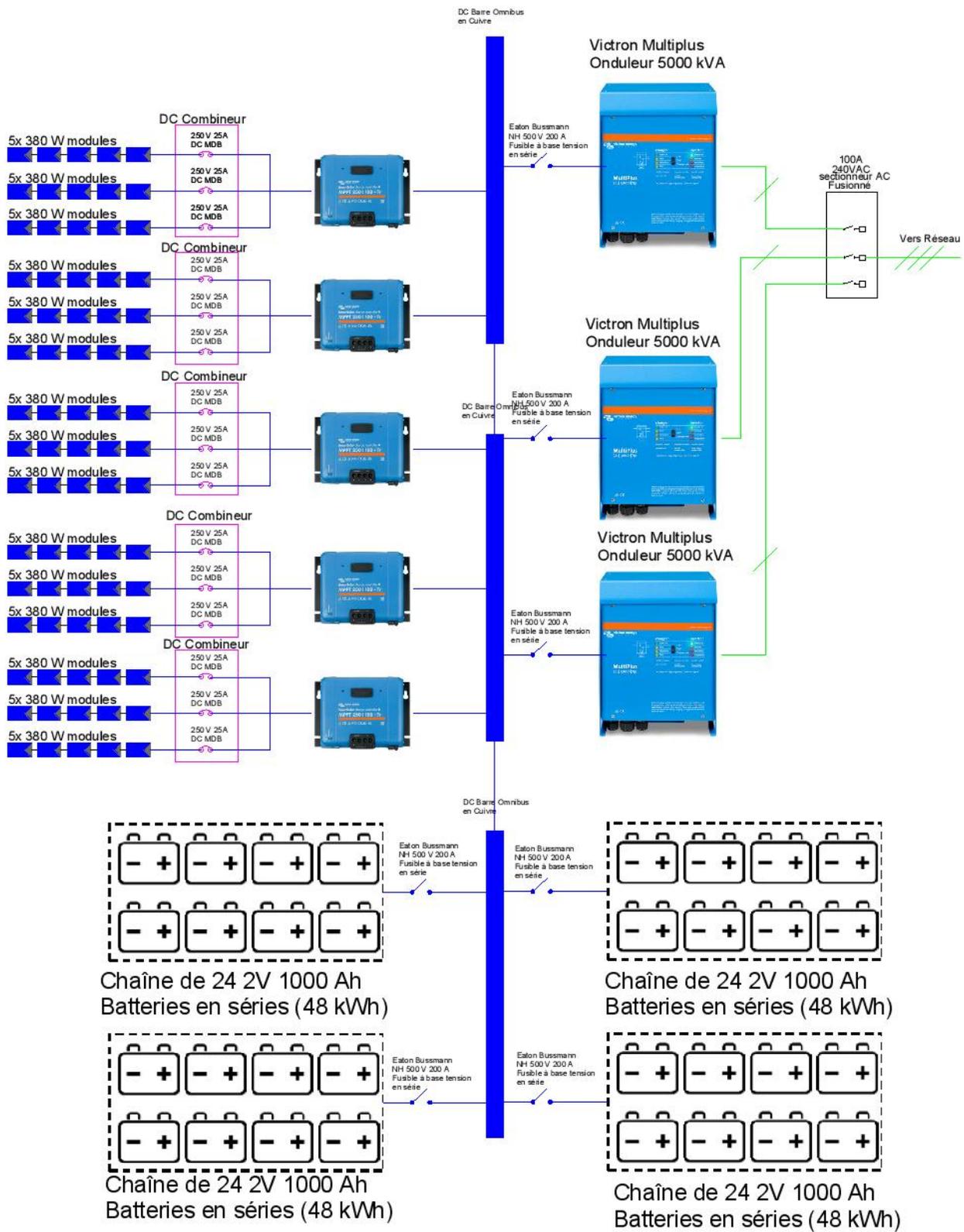
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 15.2 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Gbedavo		Nombre de modules 40	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 86.4 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



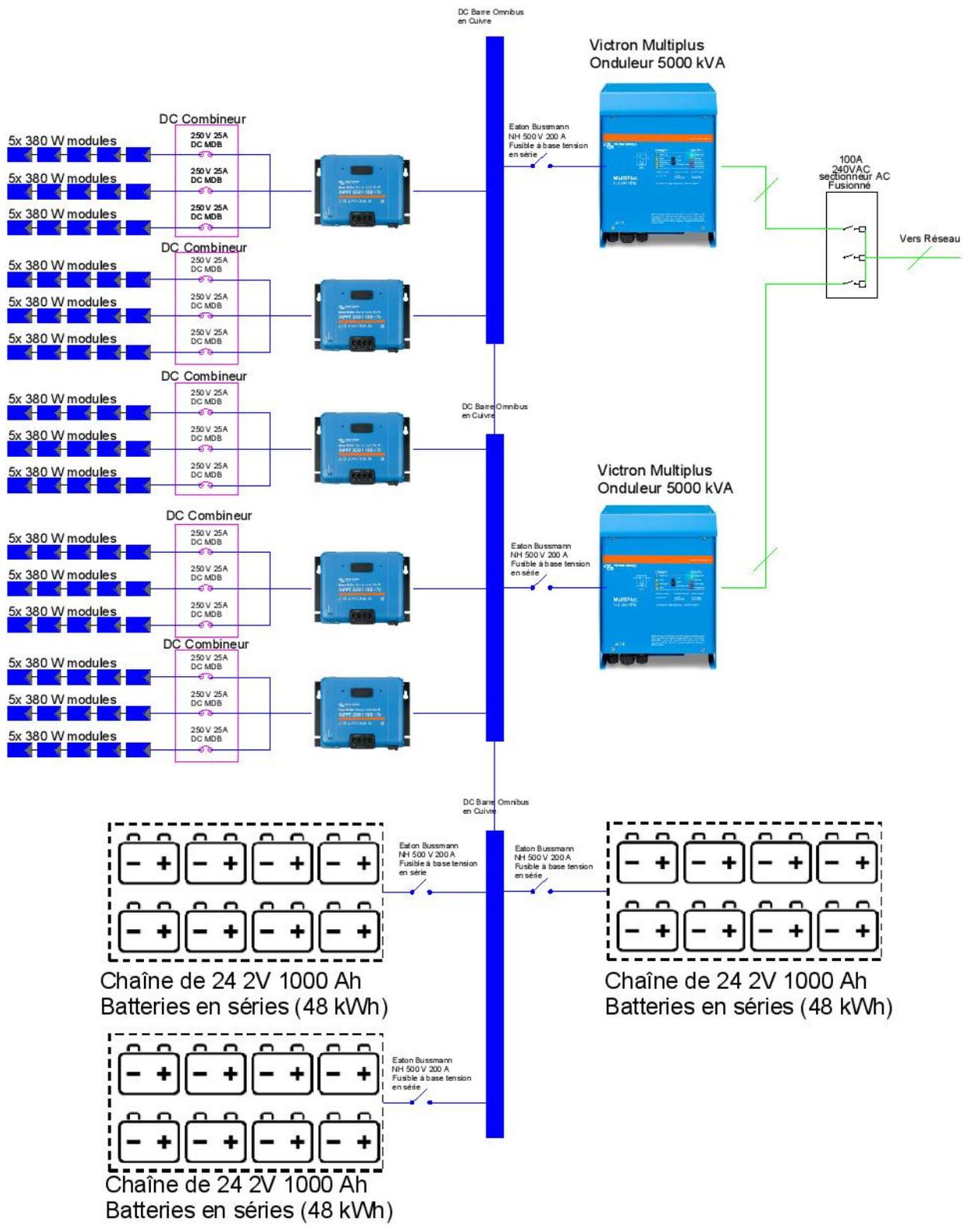
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 28.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Gbaffo		Nombre de modules 75	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 192 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



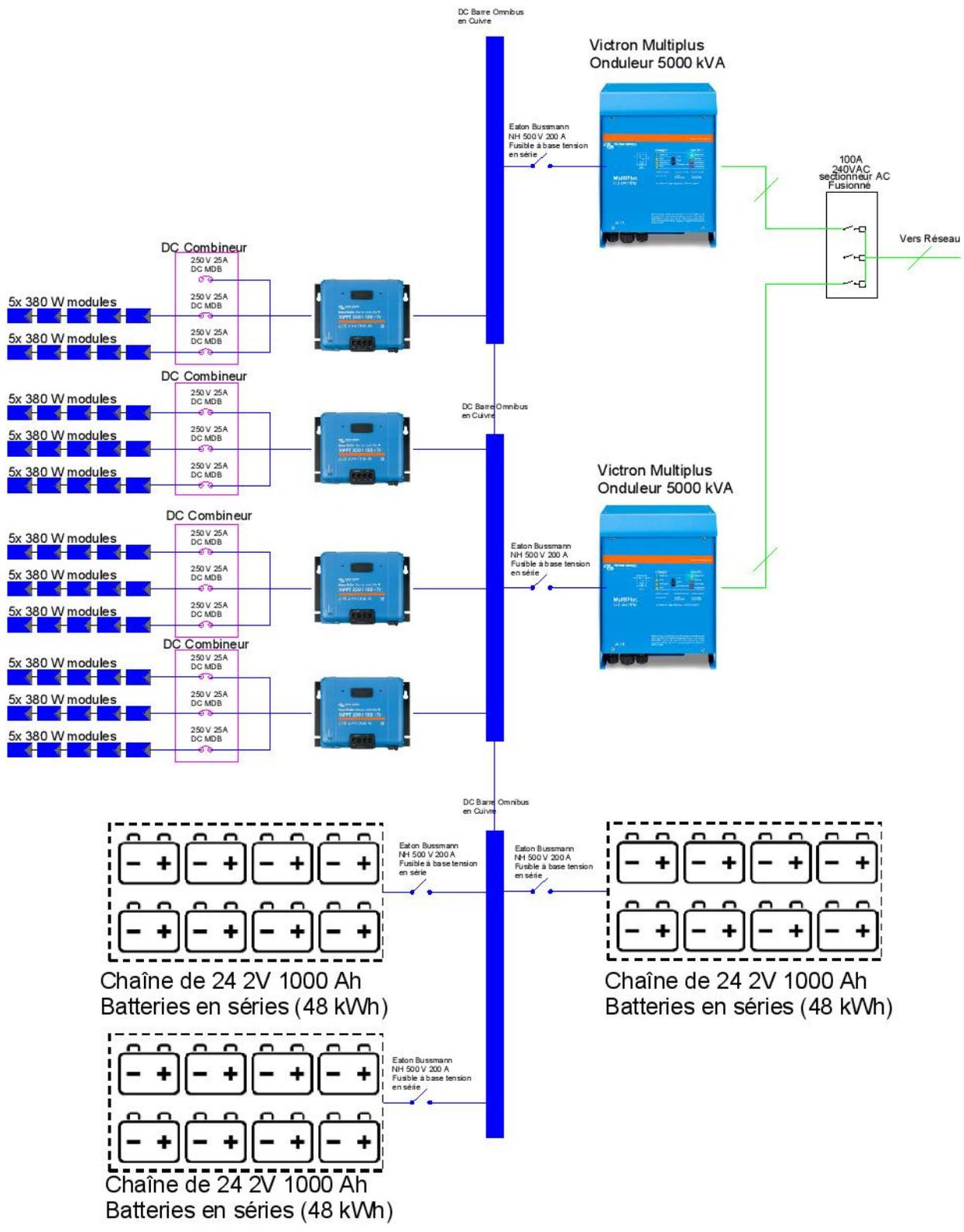
	Company: Enercity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Gbadagba		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



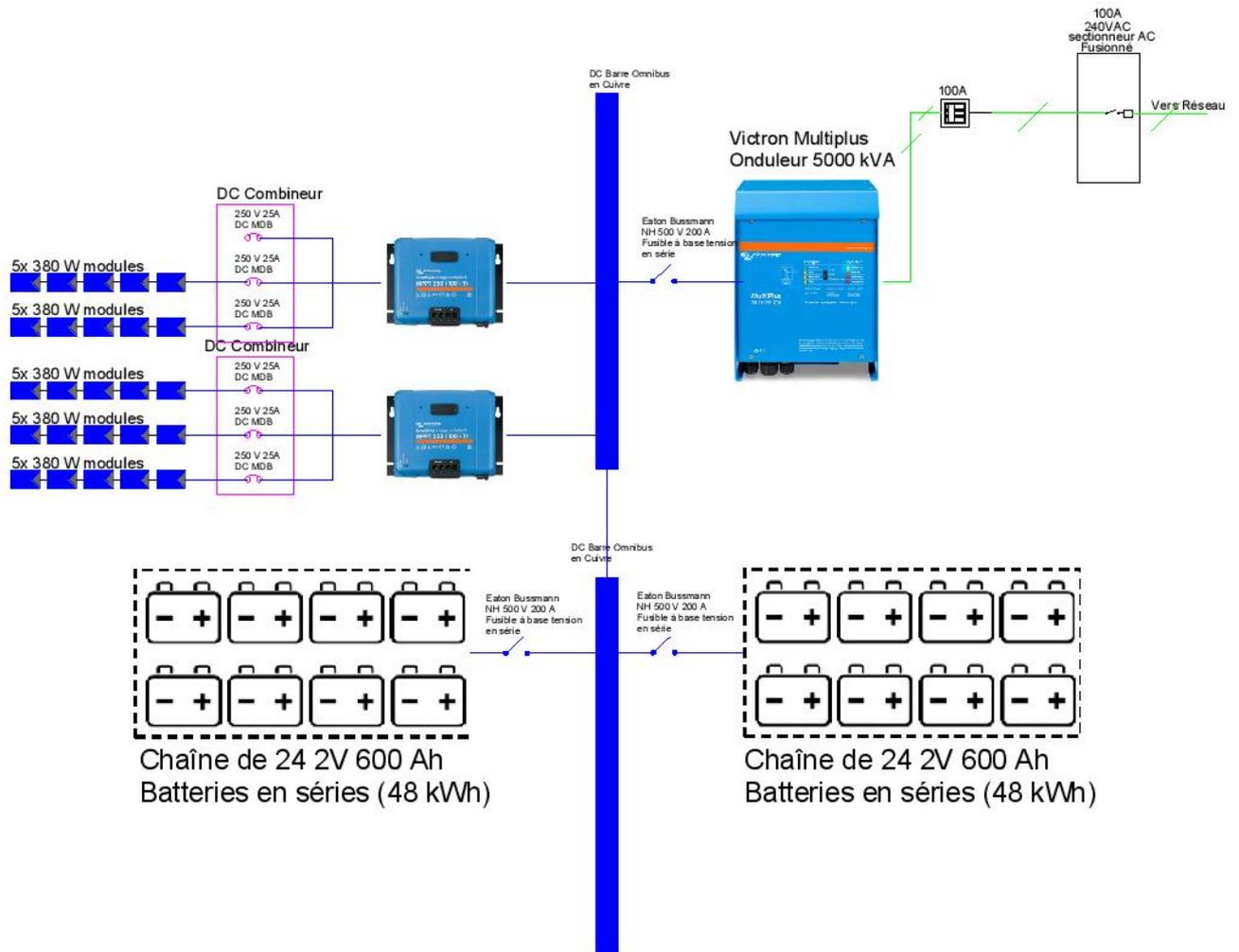
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 28.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Eita		Nombre de modules 75	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 192 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



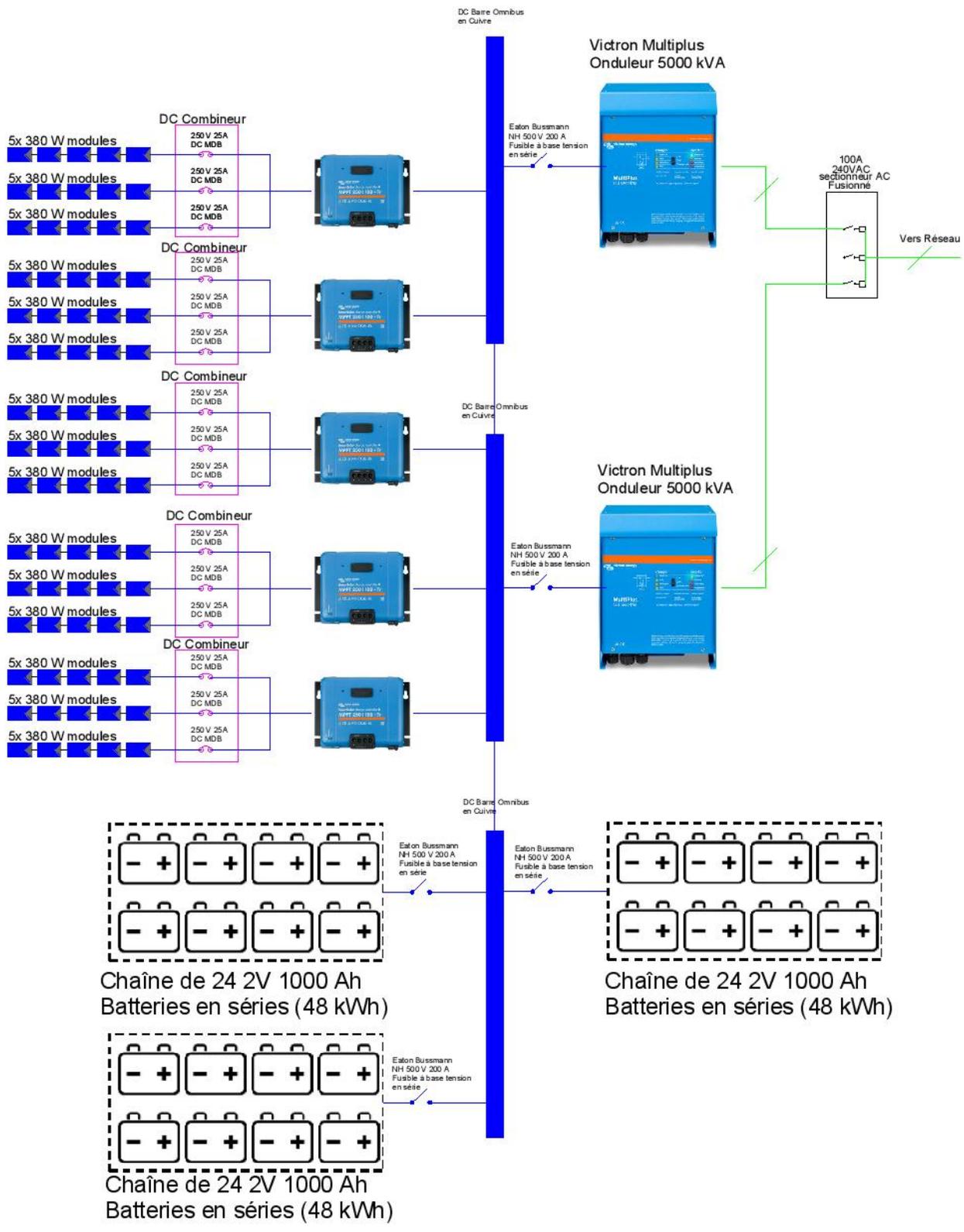
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Dome Aga		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication



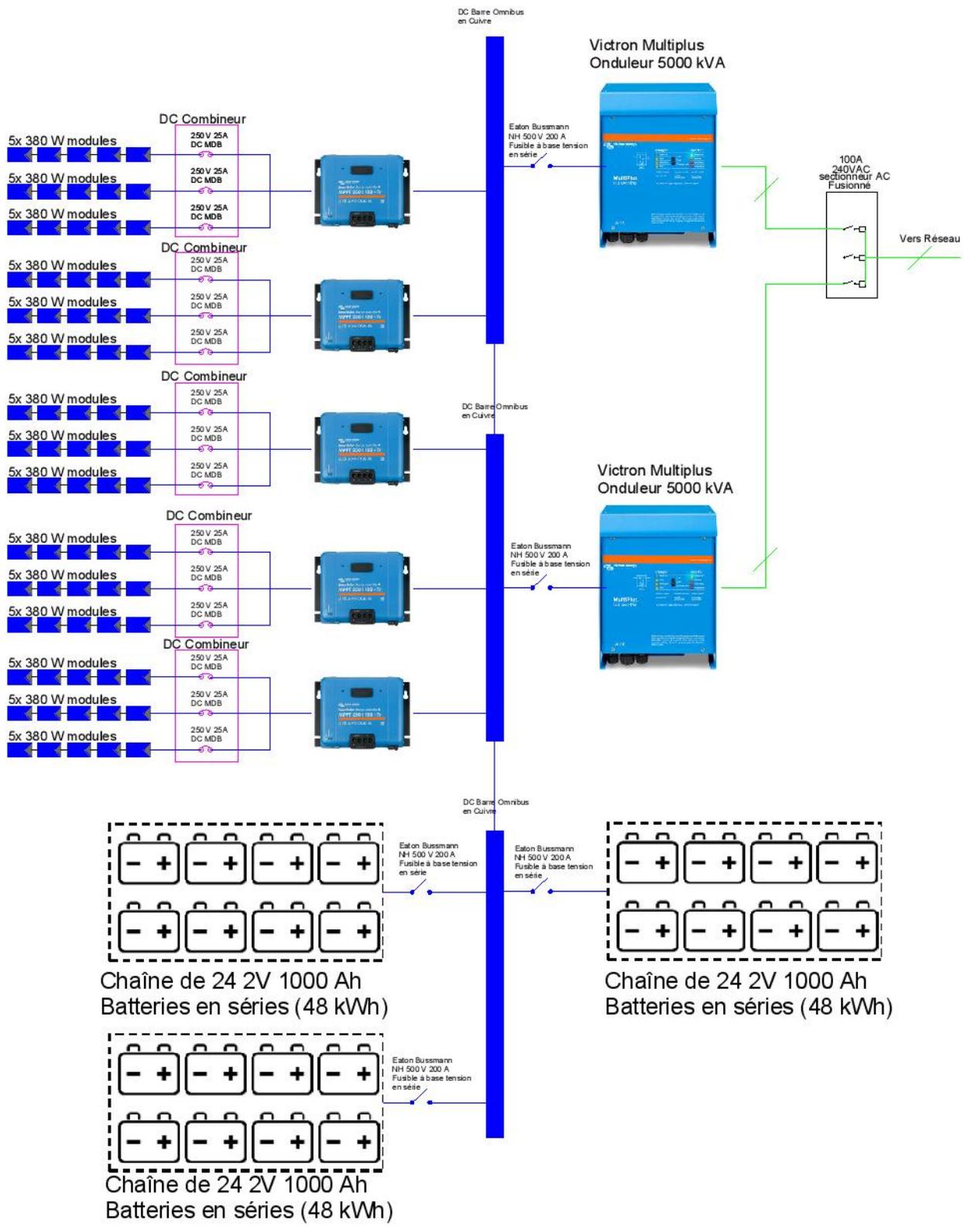
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 20.9 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Bolame		Nombre de modules 55	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



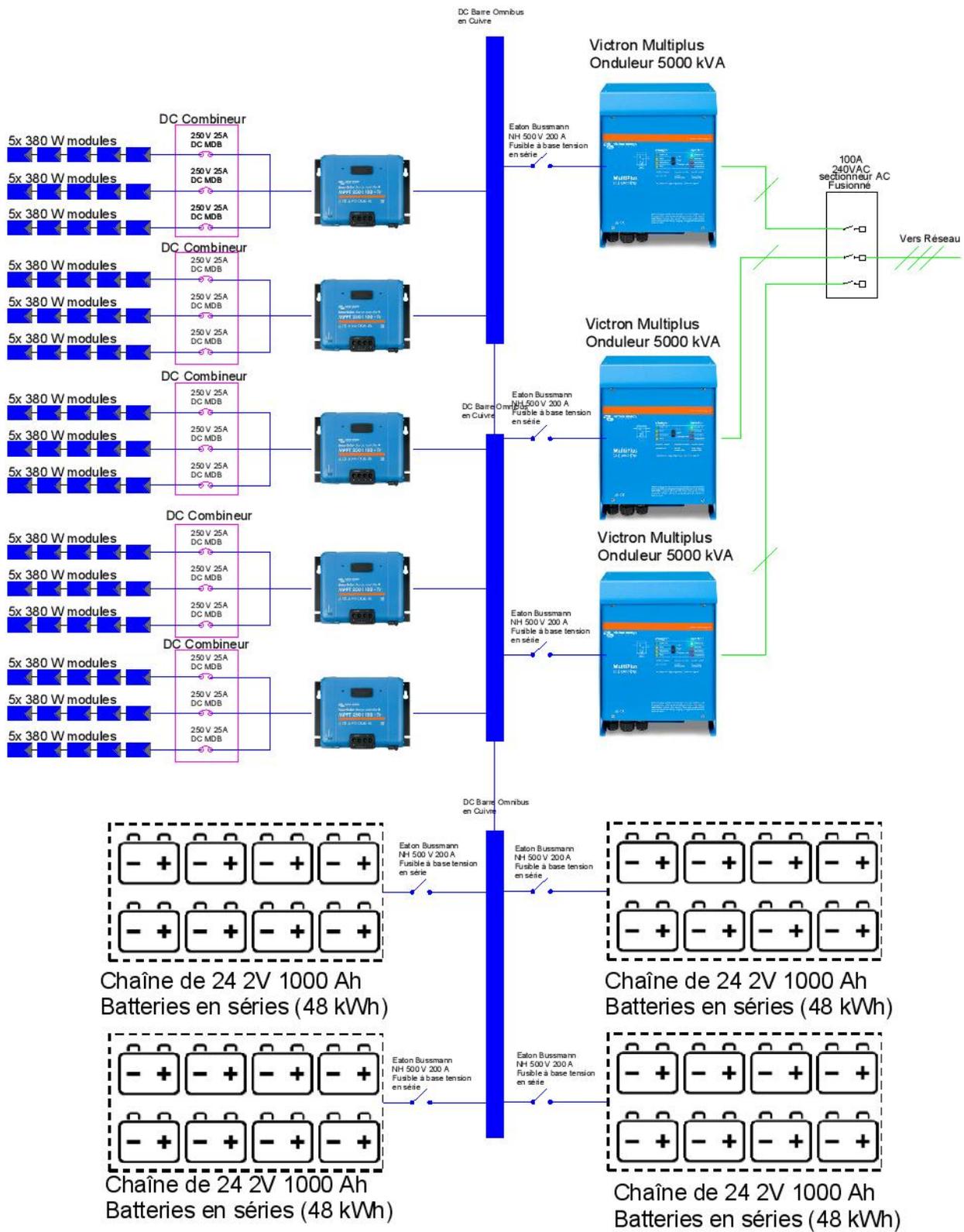
	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 9.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Assiyo		Nombre de modules 25	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 57.6 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	



	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Agoita		Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	

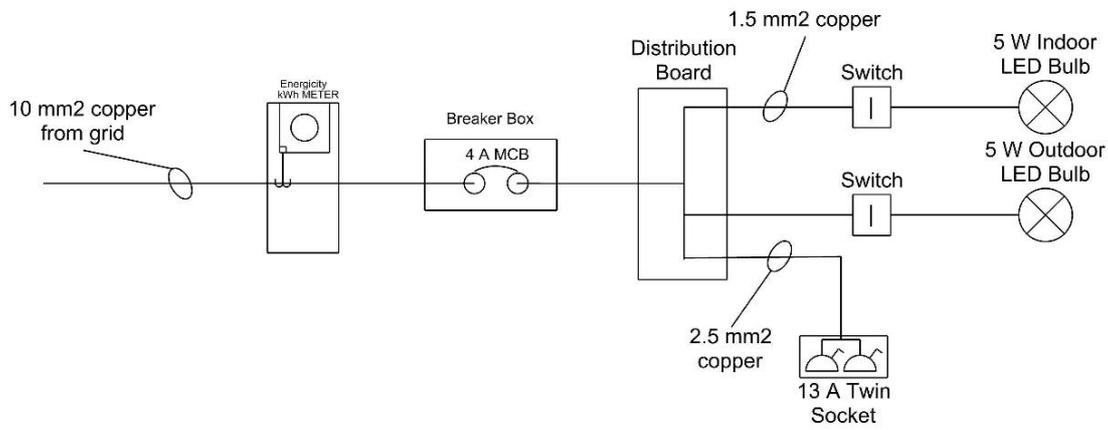


	Company: Energicity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 22.8 kW DC	Victron Color Control
Nom de site Agodougou	Nombre de modules 60	Nombre de modules 60	Câble AC 1ph Câble AC 3ph Câble DC Bus de communication
Date 30. March 2021	Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	Capacité de stockage (kwh) 144 kWh	
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	

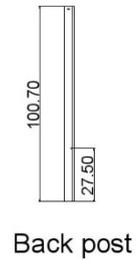
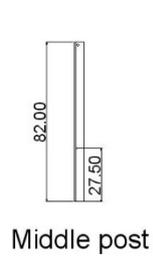
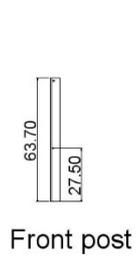
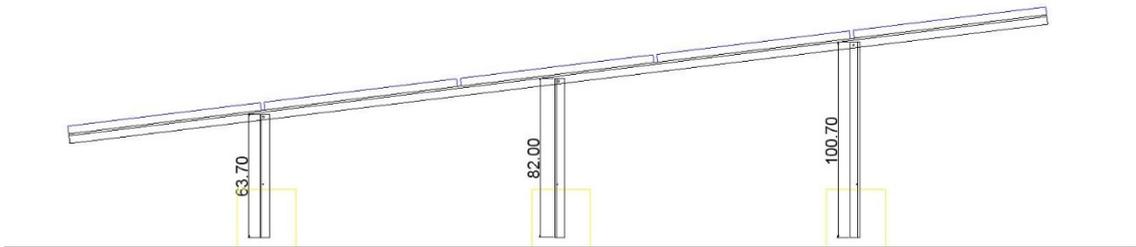
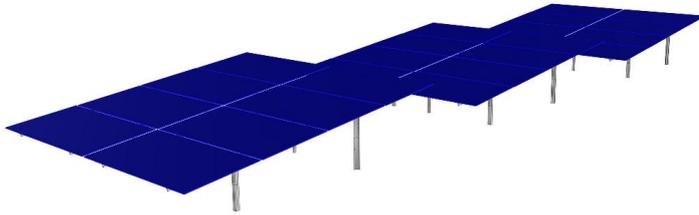
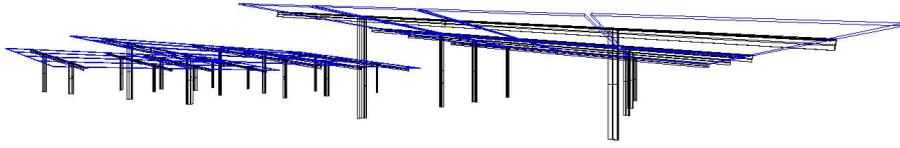


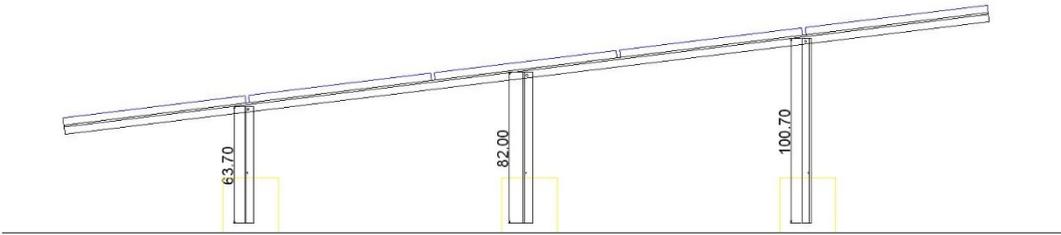
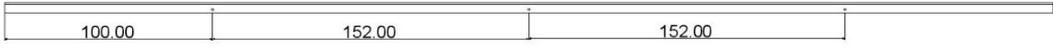
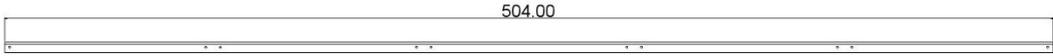
	Company: Enercity Engineer: Joseph Philip	Capacité PV (kW DC) 28.5 kW DC	Victron Color Control
Nom de site <u>Agname</u>		Nombre de modules 75	Câble AC 1ph
Date 30. March 2021		Capacité de stockage (kwh) 192 kWh	Câble AC 3ph
Schéma Schéma Électrique Unitaire		Victron Charge Controller 250/100	Câble DC Bus de communication

ANNEXE 4 : CABLAGE INTERNE – SCHEMA ELECTRIQUE UNIFILAIRE



ANNEXE 5 : PLANS DE CONCEPTION DES SUPPORTS PANNEAUX





ANNEXE 6 : TRACES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

LEGENDE

Localité
Gbadagba, Benin

Nombre de poteaux
50

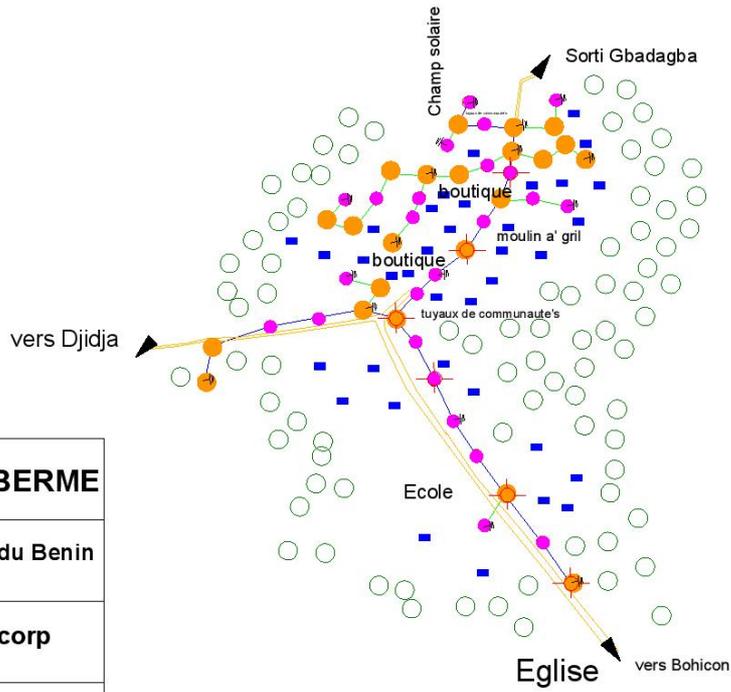
Longueur de cables (m)
3000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



ARE et ABERME

République du Benin

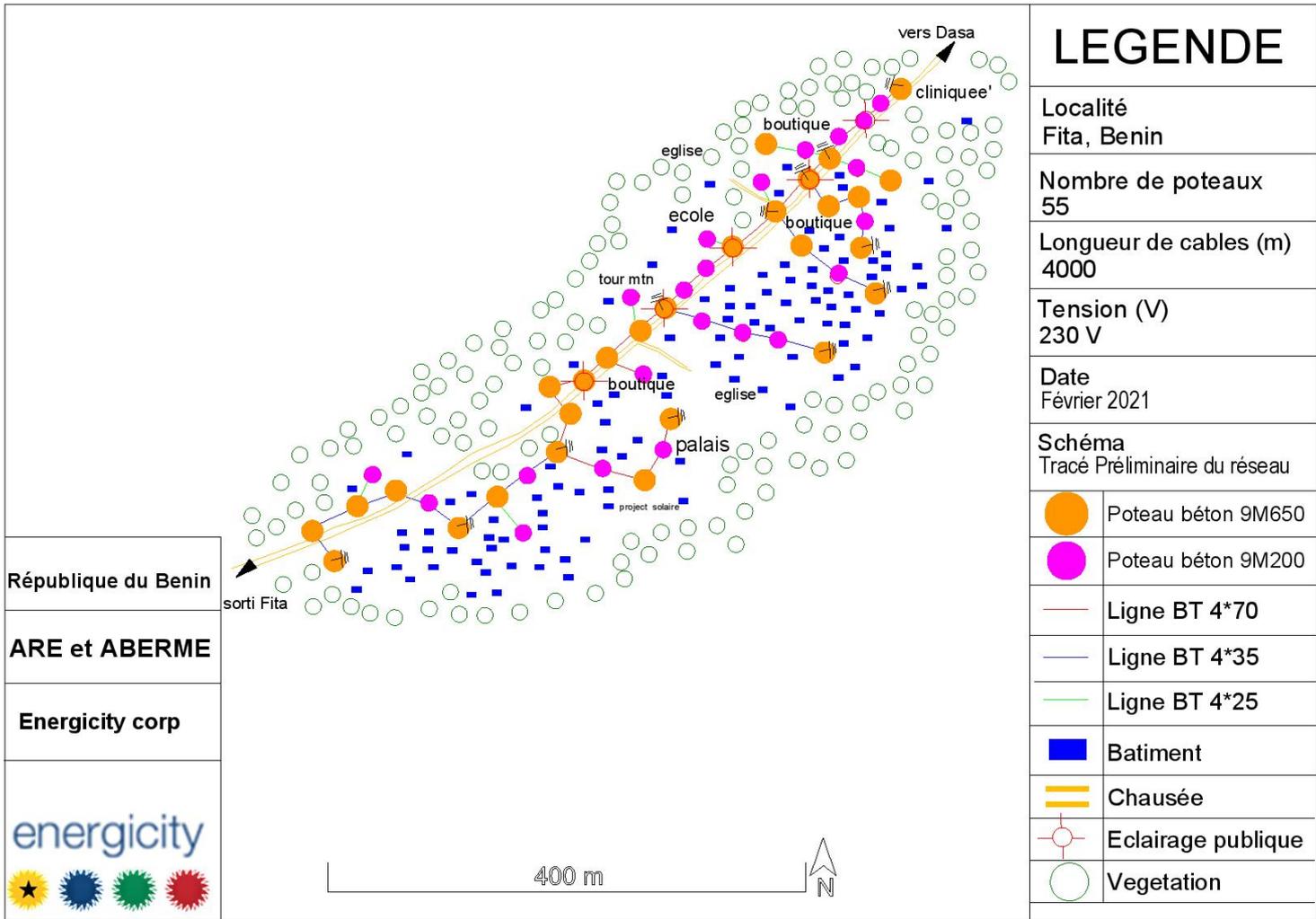
Energicity corp

energicity



300 m





LEGENDE

Localité Fita, Benin	
Nombre de poteaux 55	
Longueur de cables (m) 4000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp



LEGENDE

Localité
Dome-aga, Benin

Nombre de poteaux
60

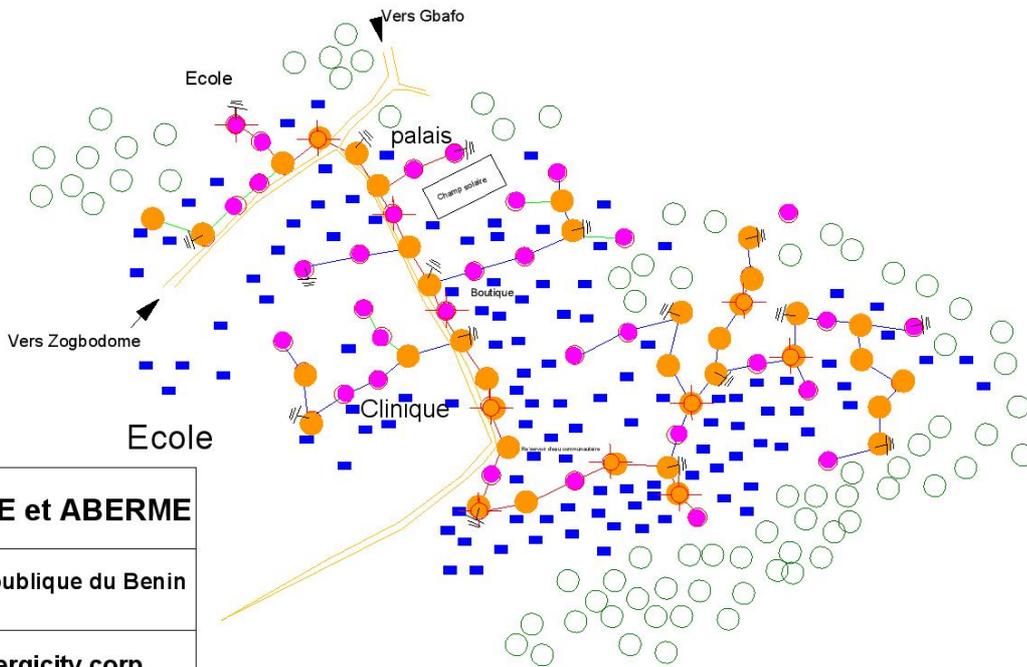
Longueur de câbles (m)
3400

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



ARE et ABERME

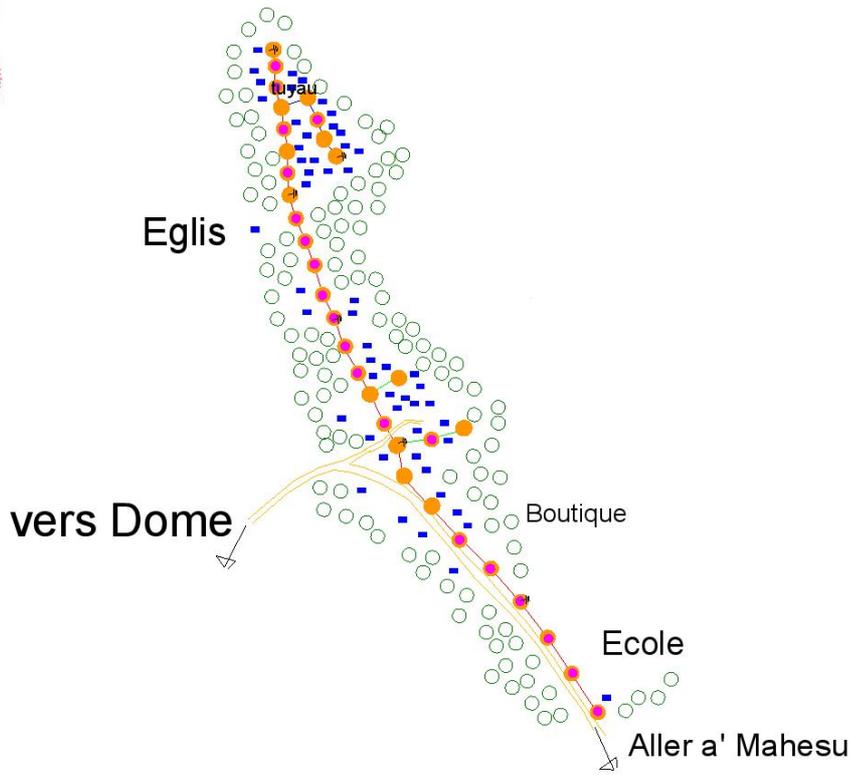
République du Benin

Energicity corp

energicity



200 m 



LEGENDE

Localité
Bolamee part 1, Benin

Nombre de poteaux
35

Longueur de cables (m)
2000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp

400 m

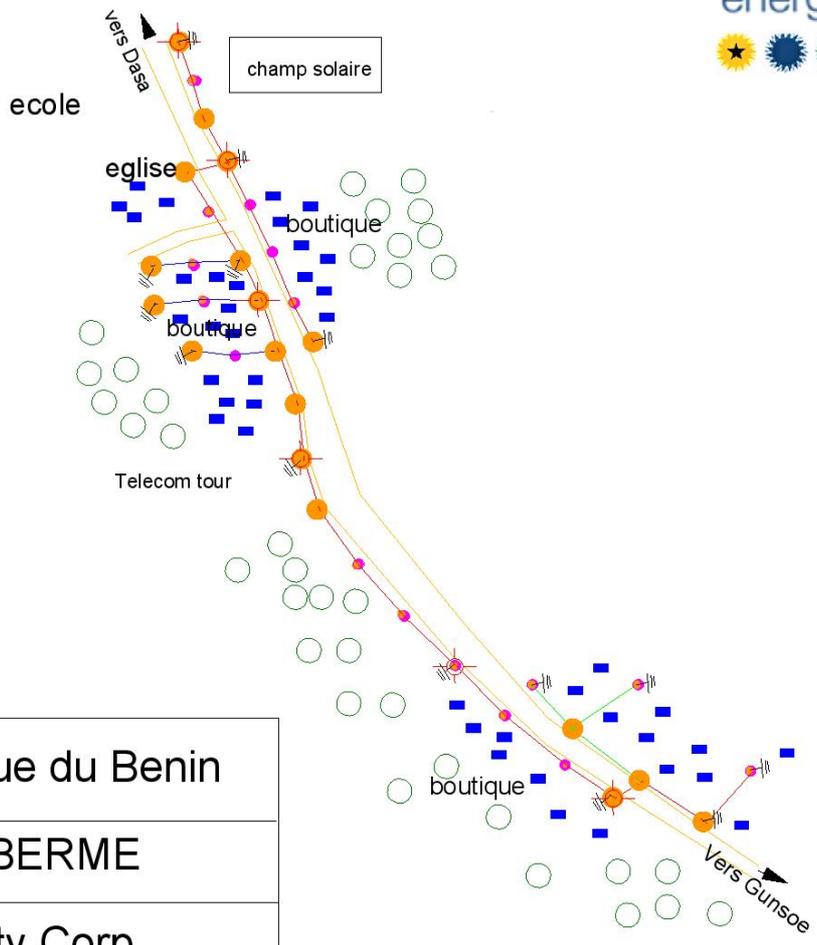




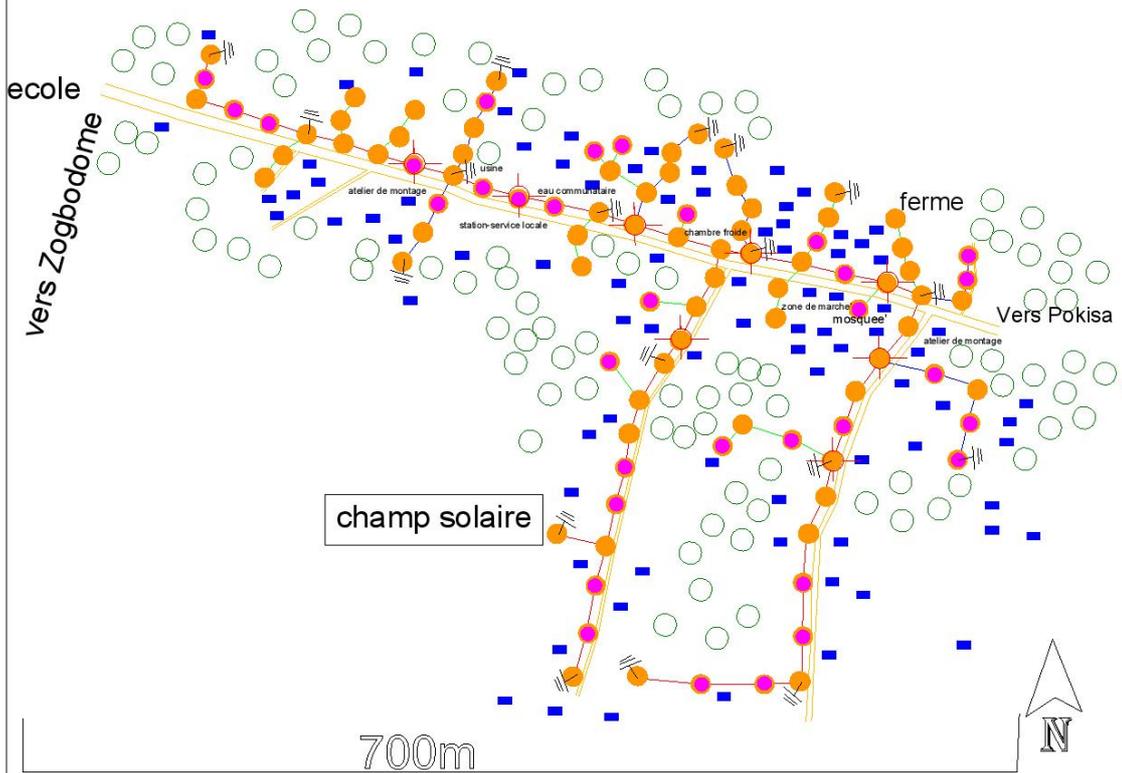
LEGENDE

Localité	Assiyo, Benin
Nombre de poteaux	34
Longueur de cables (m)	3000
Tension (V)	230 V
Date	Février 2021
Schéma	Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



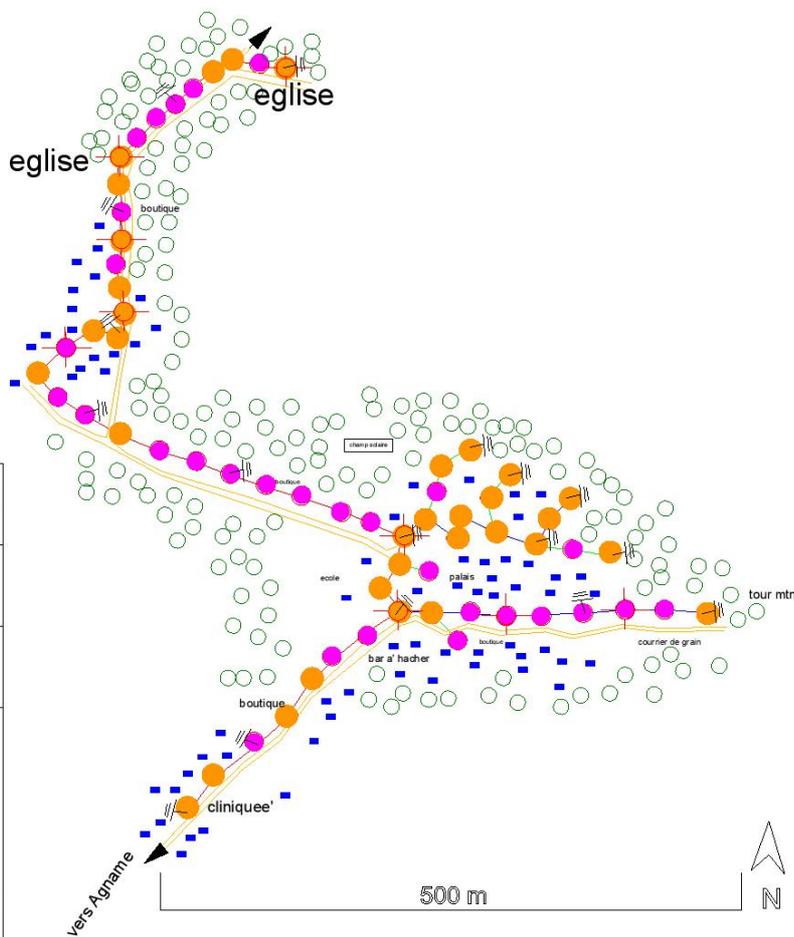
République du Benin
 ARE et ABERME
 Energency Corp



LEGENDE

Localité Agoita, Benin	
Nombre de poteaux 96	
Longueur de cables (m) 5000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

vers Gougouta



LEGENDE

Localité Agodogoui, Benin	
Nombre de poteaux 65	
Longueur de cables (m) 4000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp

energicity



ecole

LEGENDE

Localité
Agname, Benin

Nombre de poteaux
55

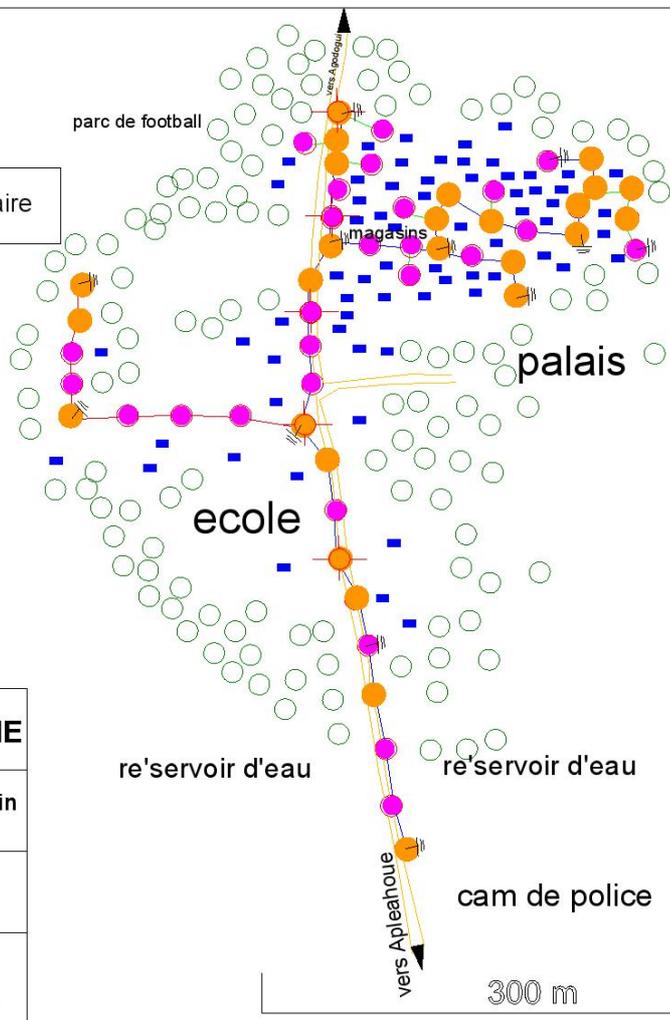
Longueur de cables (m)
3000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp



LEGENDE

Localité
Zouto, Benin

Nombre de poteaux
40

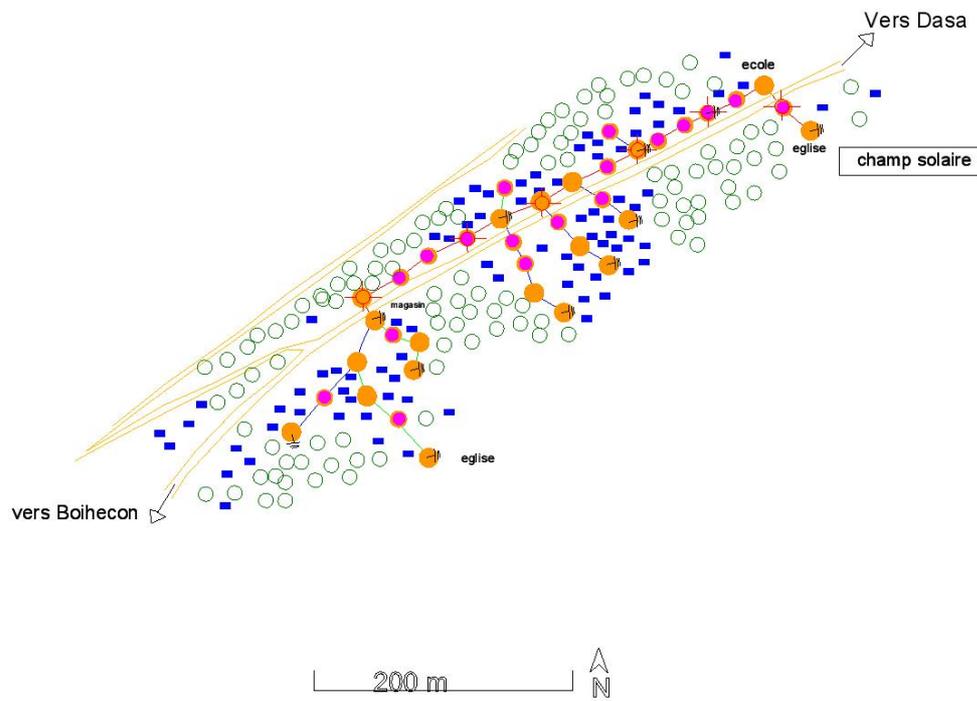
Longueur de cables (m)
2500

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp

energicity



LEGENDE

Localité
Voll Latadji, Benin

Nombre de poteaux
63

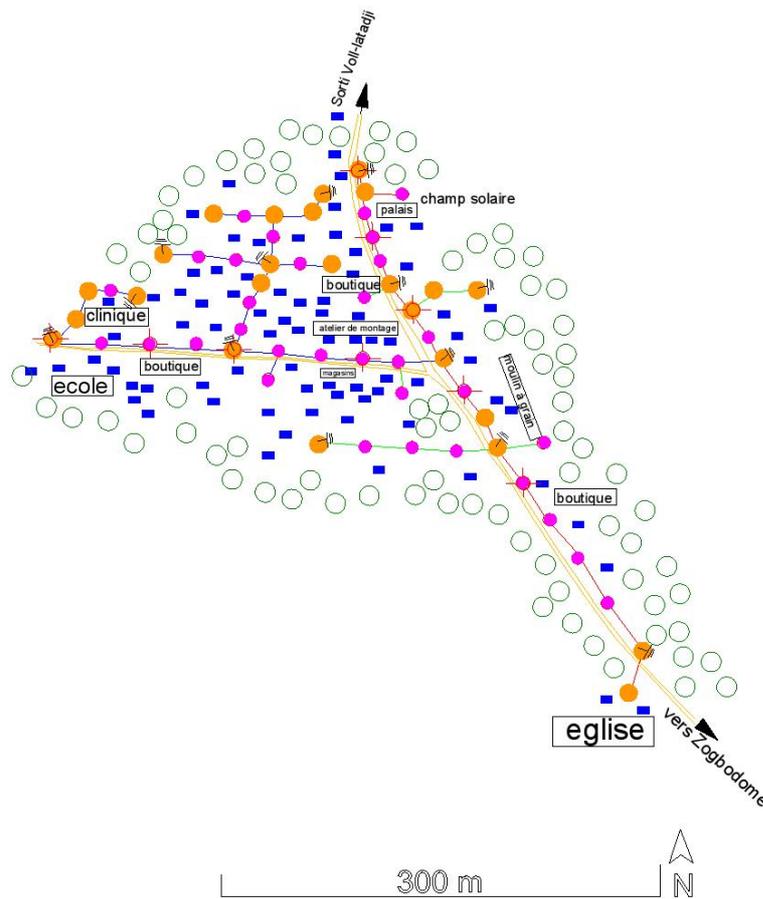
Longueur de cables (m)
4000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



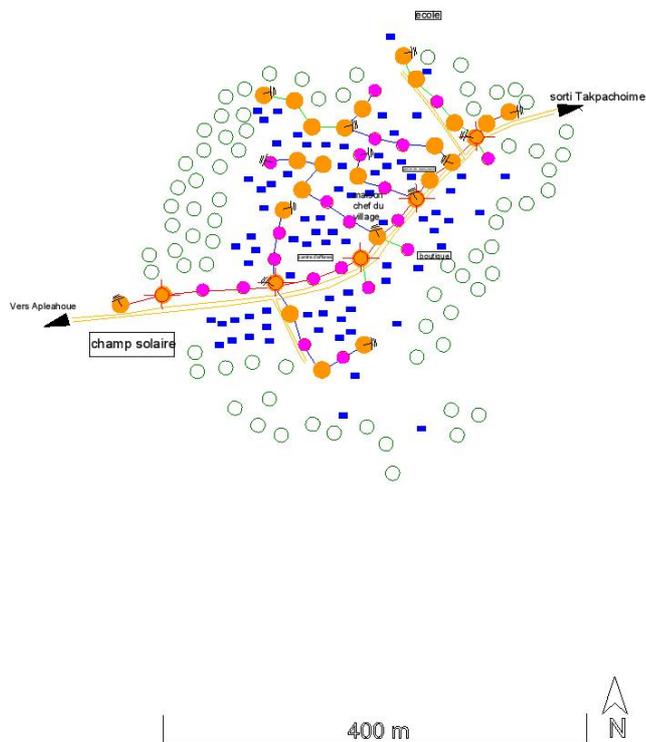
ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp

energicity





LEGENDE

Localité
Takpachioime, Benin

Nombre de poteaux
55

Longueur de cables (m)
2800

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

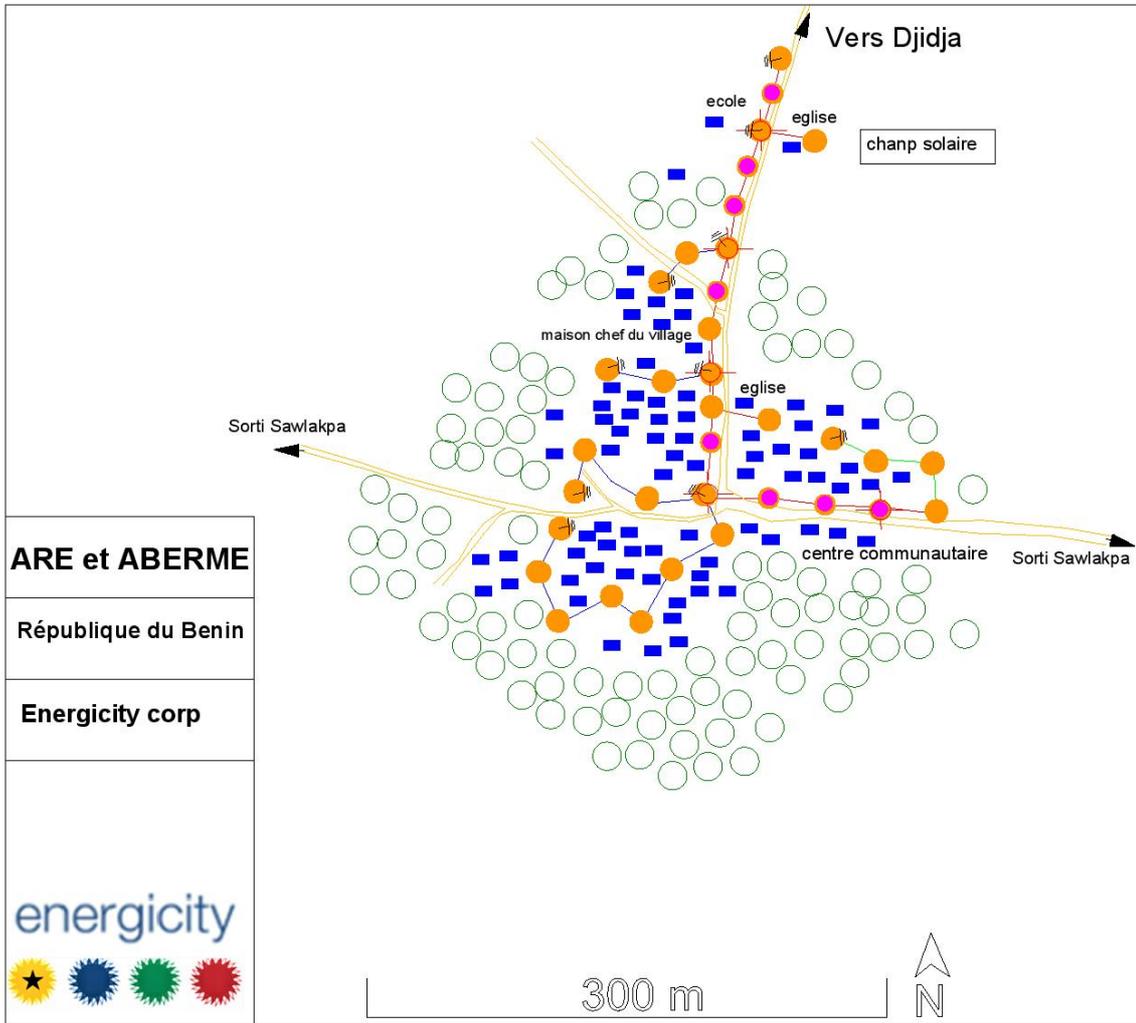
République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp

energicity





LEGENDE

Localité Sawlakpa, Benin	
Nombre de poteaux 40	
Longueur de cables (m) 2000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

ARE et ABERME

République du Benin

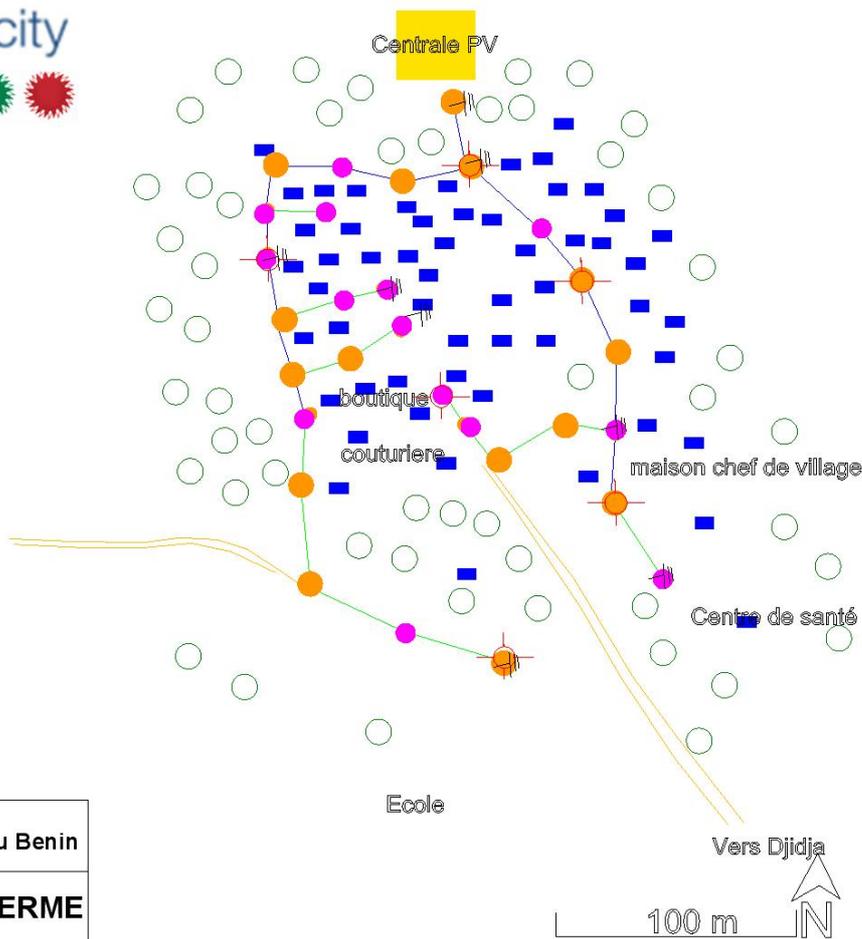
Energicity corp

energicity



300 m





LEGENDE

Localité Lobeta, Benin	
Nombre de poteaux 45	
Longueur de cables (m) 3000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

République du Benin

ARE et ABERME

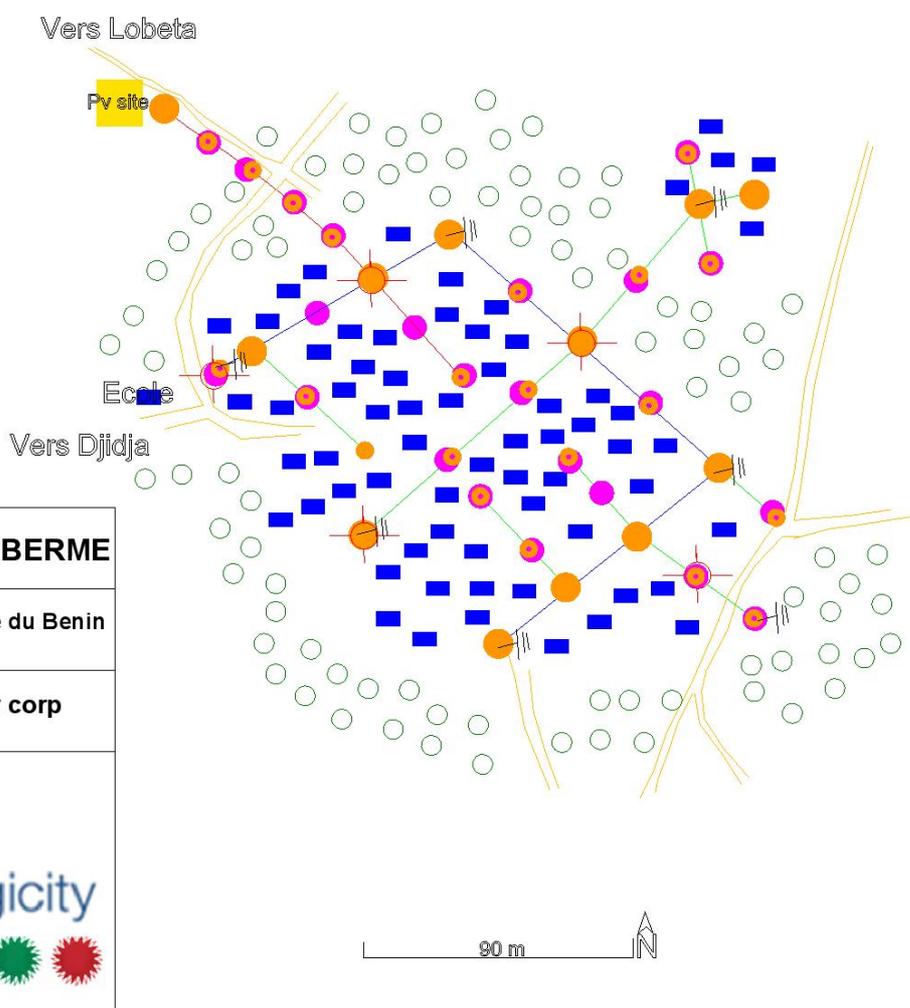
Energicity corp

Vers Lobeta

Pv site

Ecole

Vers Djidja



LEGENDE

Localité	Kohougan, Benin
Nombre de poteaux	22
Longueur de cables (m)	2000
Tension (V)	230 V
Date	Février 2021
Schéma	Tracé Préliminaire du réseau

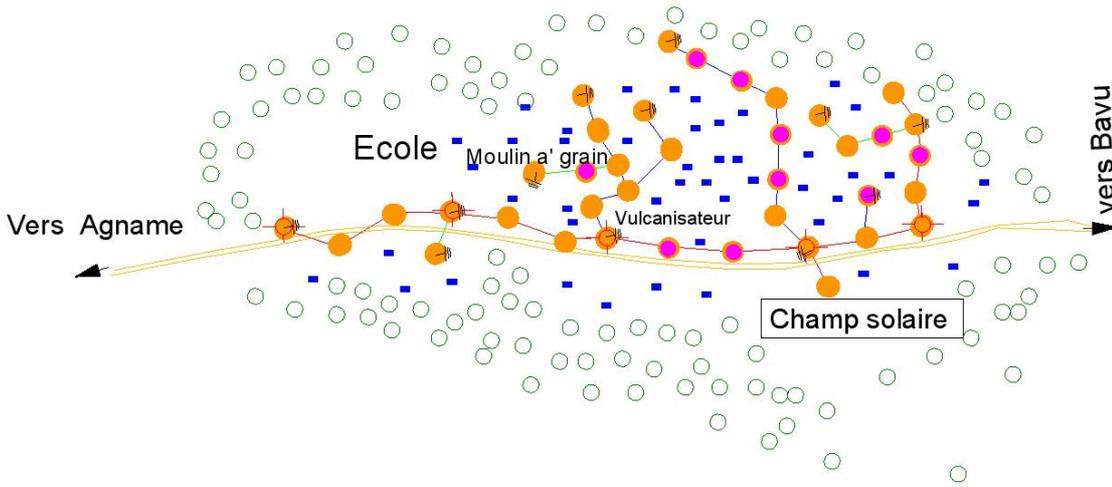
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp





LEGENDE

Localité Hontonou, Benin	
Nombre de poteaux 42	
Longueur de cables (m) 2400	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

République du Benin

ARE et ABERME

Energicity Corp

200 m



LEGENDE

Localité
Hon, Benin

Nombre de poteaux
100

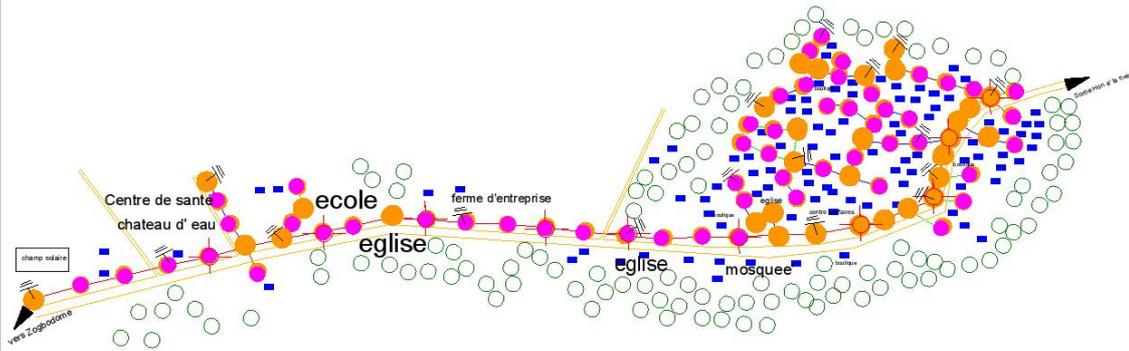
Longueur de cables (m)
5000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp

energicity

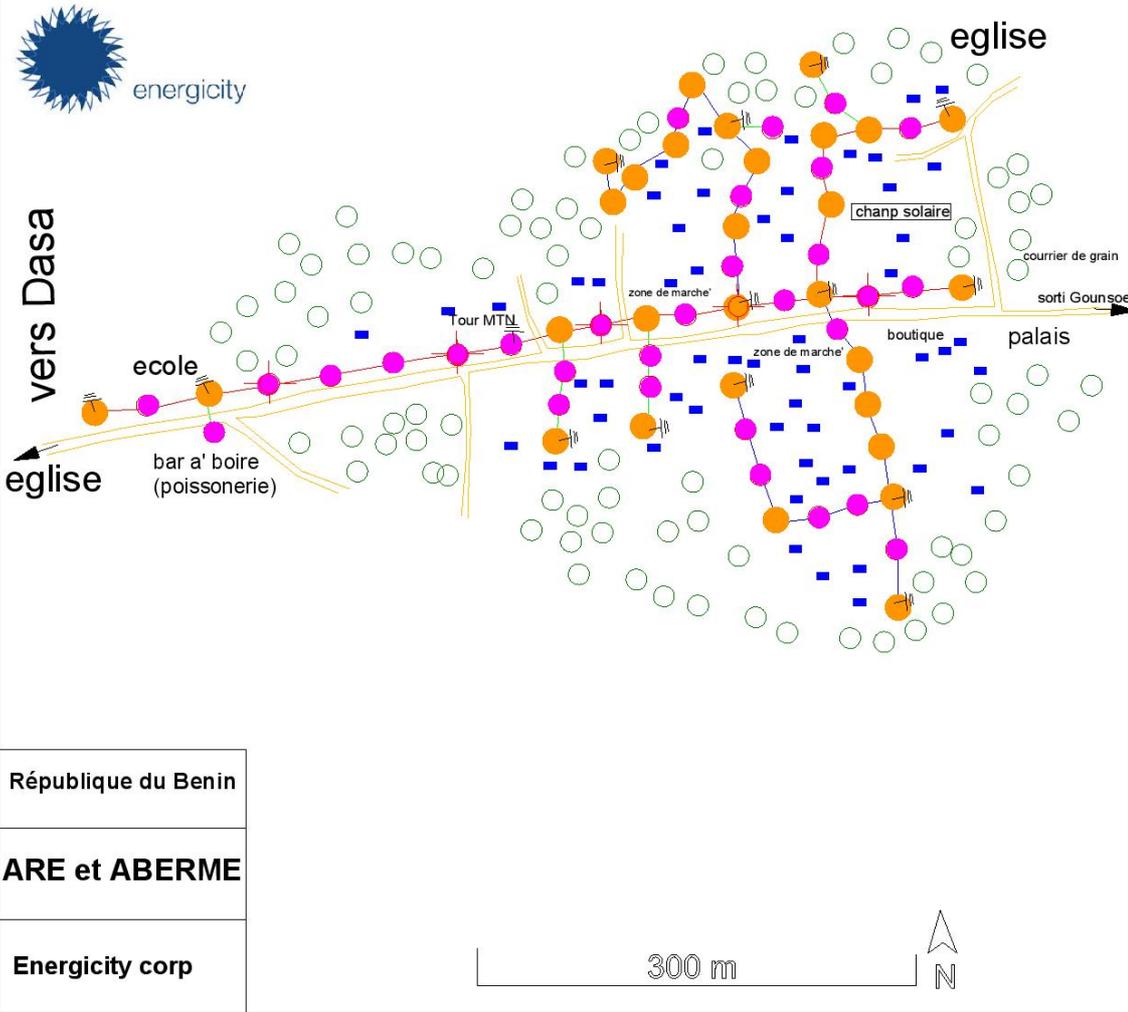


600m





vers Dasa
église



LEGENDE

Localité
Gounsoe, Benin

Nombre de poteaux
64

Longueur de cables (m)
4000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage publique
	Vegetation

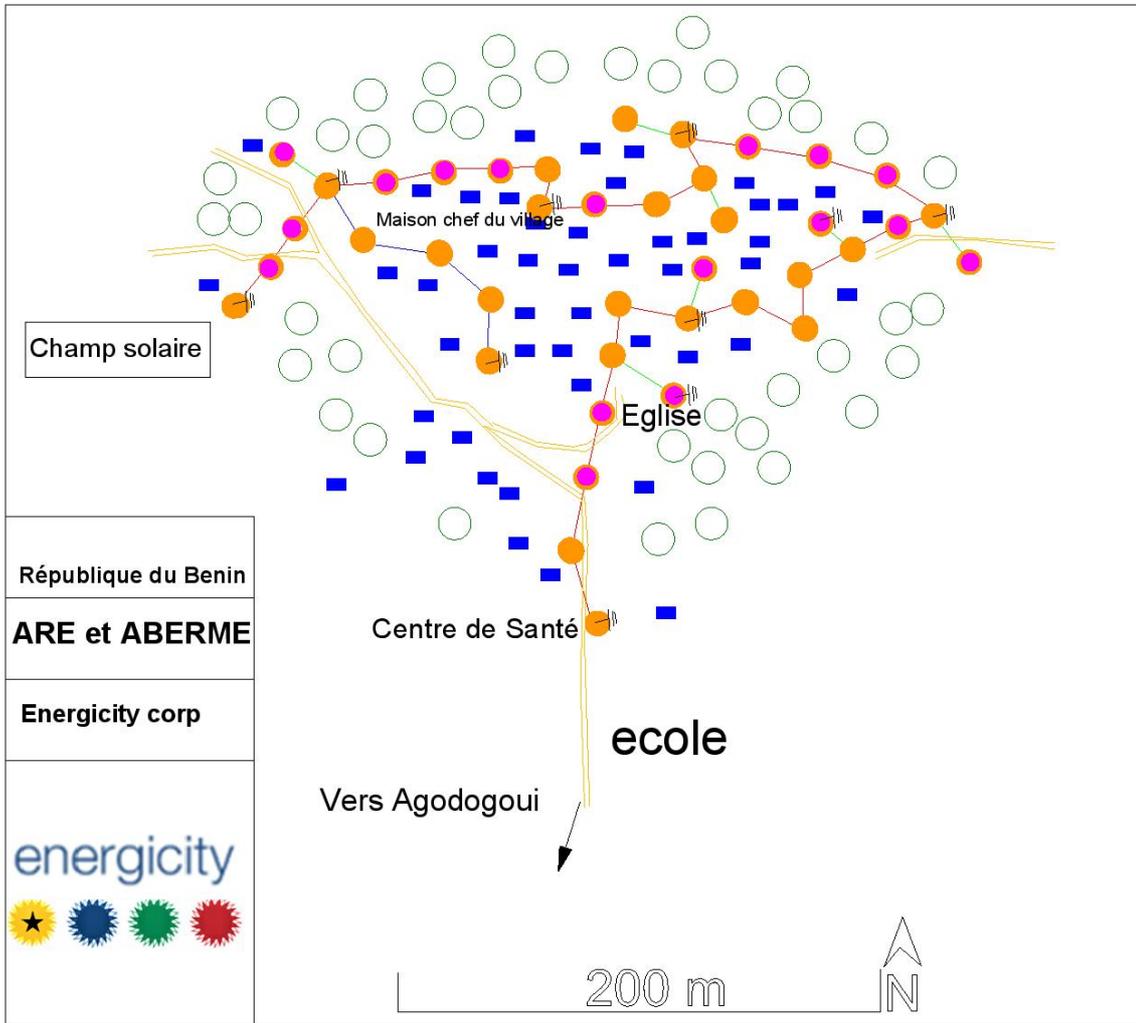
République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp

300 m





LEGENDE

Localité Gougouta, Benin	
Nombre de poteaux 42	
Longueur de cables (m) 3000	
Tension (V) 230 V	
Date Février 2021	
Schéma Tracé Préliminaire du réseau	
	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

République du Benin

ARE et ABERME

Energicity corp



LEGENDE

Localité
Gbadavo, Benin

Nombre de poteaux
40

Longueur de cables (m)
2500

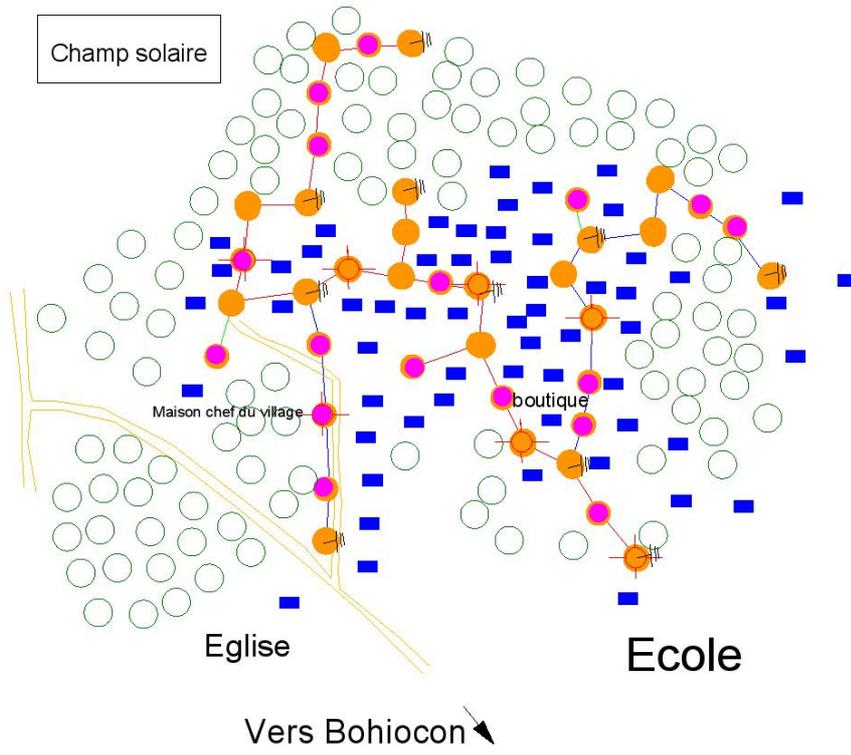
Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation

Champ solaire



ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp

energicity



LEGENDE

Localité
Gbafo, Benin

Nombre de poteaux
50

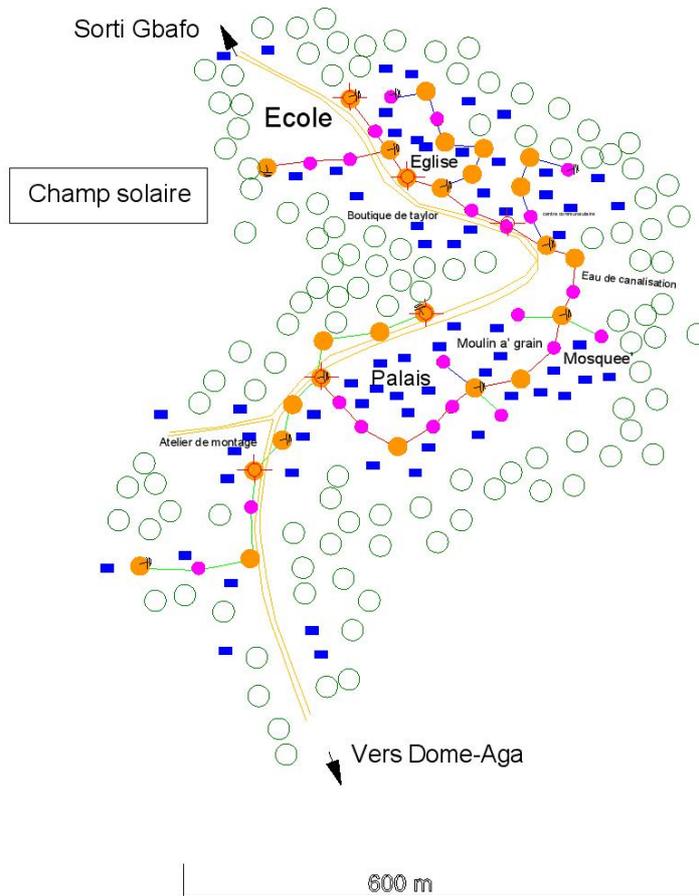
Longueur de cables (m)
3000

Tension (V)
230 V

Date
Février 2021

Schéma
Tracé Préliminaire du réseau

	Poteau béton 9M650
	Poteau béton 9M200
	Ligne BT 4*70
	Ligne BT 4*35
	Ligne BT 4*25
	Batiment
	Chausée
	Eclairage public
	Vegetation



ARE et ABERME

République du Benin

Energicity corp

energicity



ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE DES MODULES PV

For Global Market

GH Solar

Monocrystalline PV Module

GH(330-380)M-72 Series

- ▶ High PID resist performance
- ▶ Steady power output

- ▶ Reducing cell series resistance
- ▶ More power output

System voltage 1000V/1500V standard



330 340 350 360 370 380

EN

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

STC rated output (P _{mppt})*	330 Wp	340 Wp	350 Wp	360 Wp	370 Wp	380 Wp
PV Module size	1956*992*40 MM					
Standard sorted output	0/+5 Wp					
Warranted power output STC (P _{nominal})	330 Wp	340 Wp	350 Wp	360 Wp	370 Wp	380 Wp
Rated voltage (V _{mppt}) at STC	37.93 V	38.41 V	38.89 V	39.37 V	39.85 V	39.99 V
Rated current (I _{mppt}) at STC	8.70 A	8.85 A	9.00 A	9.14 A	9.28 A	9.50 A
Open circuit voltage (V _{oc}) at STC	45.90 V	46.48 V	47.06 V	47.64 V	48.22 V	48.60 V
Short circuit current (I _{sc}) at STC	9.22 A	9.38 A	9.54 A	9.68 A	9.84 A	9.98 A
Module efficiency	17.0%	17.5%	18.0%	18.6%	19.1%	19.5%
Rated output (P _{mppt}) at NOCT	242.6 Wp	249.9 Wp	257.3 Wp	264.6 Wp	271.9 Wp	277.8 Wp
Rated voltage (V _{mppt}) at NOCT	34.91 V	35.34 V	35.78 V	36.22 V	36.66 V	36.86 V
Rated current (I _{mppt}) at NOCT	6.95 A	7.07 A	7.20 A	7.31 A	7.42 A	7.54 A
Open circuit voltage (V _{oc}) at NOCT	43.29 V	43.99 V	44.37 V	44.91 V	45.46 V	46.22 V
Short circuit current (I _{sc}) at NOCT	7.39 A	7.53 A	7.66 A	7.78 A	7.89 A	8.07 A
Temperature coefficient (P _{mppt})	-0.376%/K	Maximum system voltage (IEC) 1000V _{DC} / 1500V _{DC}				
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.043%/K	Number of diodes 3				
Temperature coefficient (I _{mppt})	-0.008%/K	Maximum series fuse rating 15 A				
Temperature coefficient (V _{mppt})	-0.370%/K	Operating Temperature -40°C to +85°C				
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.282%/K					
Normal operating cell temperature (NOCT)	46±2°C					

* Measurement tolerance +/- 3%



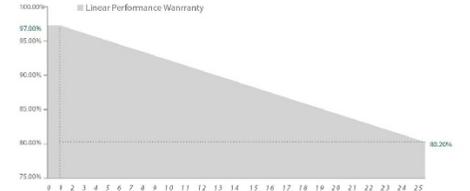
GH Solar

RELATED PARAMETERS	
Cell type	Monocrystalline
Number of cells / cell arrangement	72 / 6x12
Cells dimension	6"
Packing unit	27 modules
Weight of packing unit (for container)	621 kg / 1369 lbs

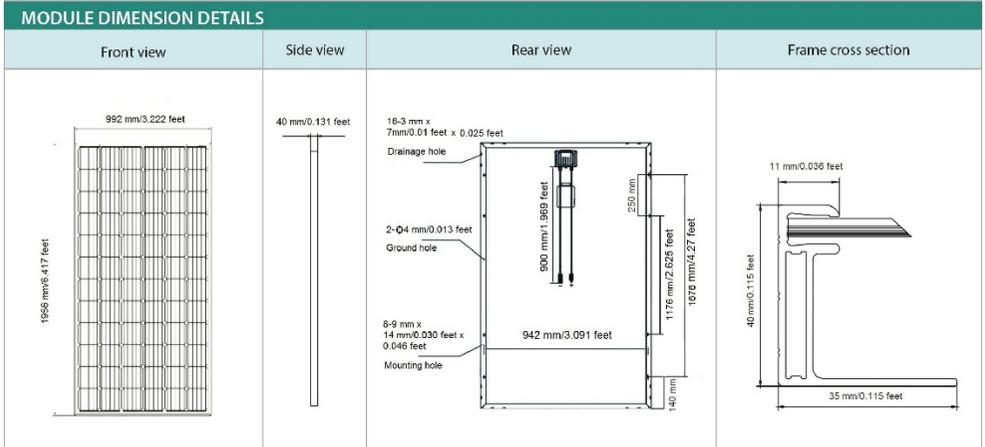
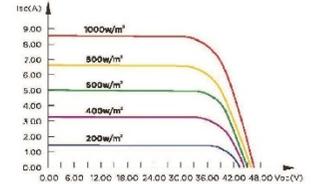
MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1956 x 992 x 40 mm 77 x 39.06 x 1.57 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Weight (module only)	21.8 kg / 48.1 lbs
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
Junction box IP rating	IP 67
① Cable length (IEC)	600/900 mm / 23.62/35.43 in
Cable diameter (IEC)	12 AWG / 4 mm ²
② Maximum load capacity	5400 Pa
Fire performance (IEC)	Class C
Connector type (IEC)	MC4 compatible

Refer to GH Solar crystalline installation manual.

QUALIFICATION AND LINEAR WARRANTIES	
Product standard	IEC61215, 61730
Extended product warranty	12 years
Output decline 3%/year performance P _{mppt} (STC)	1 st year
Output decline 0.7%/year performance P _{mppt} (STC)	2 nd - 25 th years



I-V Curves of PV module MS3 20M-72 at various solar irradiance



GH Solar reserves the right of final interpretation. Specifications and designs included in this datasheet are subject to change without notice.

GH SOLAR
Address: West Xintiandi, xiachen Zone, Hangzhou, Zhejiang, P.R.C.
Website: www.ghsolarpanels.com

ANNEXE 8 : FICHE TECHNIQUE DES ONDULEURS

MultiPlus-II Inverter/Charger

▶ [Victron online product page](#)

MultiPlus-II 48/3000/35-32 & 48/5000/70-50

<https://ve3.nl/6H>



A MultiPlus, plus ESS (Energy Storage System) functionality

The MultiPlus-II is a multifunctional inverter/charger with all the features of the MultiPlus, plus an external current sensor option which extends the PowerControl and PowerAssist function to 50A resp. 100A. The MultiPlus-II is ideally suited for professional marine, yachting, vehicle and land based off-grid applications. It also has built-in anti-islanding functionality, and an increasingly long list of country approvals for ESS application. Several system configurations are possible. For more detailed information see the ESS Design and configuration manual.

PowerControl and PowerAssist - Boosting the capacity of the grid or a generator

A maximum grid or generator current can be set. The MultiPlus-II will then take account of other AC loads and use whatever is extra for battery charging, thus preventing the generator or grid from being overloaded (PowerControl function).

PowerAssist takes the principle of PowerControl to a further dimension. Where peak power is so often required only for a limited period, the MultiPlus-II will compensate insufficient generator, shore or grid power with power from the battery. When the load reduces, the spare power is used to recharge the battery.

Solar energy: AC power available even during a grid failure

The MultiPlus-II can be used in off grid as well as grid connected PV and other alternative energy systems. It is compatible with both solar charger controllers and grid-tie inverters.

Two AC Outputs

The main output has no break functionality. The MultiPlus-II takes over the supply to the connected loads in the event of a grid failure or when shore/generator power is disconnected. This happens so fast (less than 20 milliseconds) that computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption.

The second output is live only when AC is available on the input of the MultiPlus-II. Loads that should not discharge the battery, like a water heater for example, can be connected to this output.

Virtually unlimited power thanks to parallel and three phase operation

Up to 6 Multis can operate in parallel to achieve higher power output. Six 48/5000/70 units, for example, will provide 25 kW / 30 kVA output power with 420 Amps charging capacity.

In addition to parallel connection, three units of the same model can be configured for three phase output. But that's not all: up to 6 sets of three units can be parallel connected for a 75 kW / 90 kVA inverter and more than 1200 Amps charging capacity.

On-site system configuring, monitoring and control

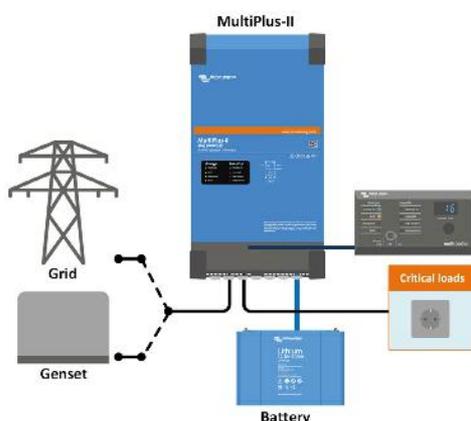
Settings can be changed in a matter of minutes with VEConfigure software (computer or laptop and MK3-USB interface needed).

Several monitoring and control options are available: Color Control GX, Venus GX, Octo GX, CANvu GX, laptop, computer, Bluetooth (with the optional VE.Bus Smart dongle), Battery Monitor, Digital Multi Control Panel.

Remote configuring and monitoring

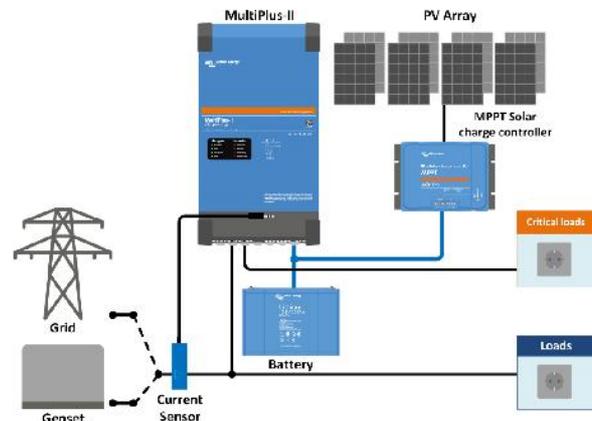
Install a Color Control GX or other GX product to connect to the internet.

Operational data can be stored and displayed on our VRM (Victron Remote Management) website, free of charge. When connected to the internet, systems can be accessed remotely, and settings can be changed.



Standard marine, mobile or off-grid application

Loads that should shut down when AC input power is not available can be connected to a second output (not shown). These loads will be taken into account by the PowerControl and PowerAssist function in order to limit AC input current to a safe value when AC power is available.



Grid parallel topology with MPPT solar charge controller

The MultiPlus-II will use data from the external AC current sensor (must be ordered separately) or power meter to optimise self-consumption and, if required, to prevent grid feed. In case of a power outage, the MultiPlus-II will continue to supply the critical loads

ANNEXE 9 : FICHE TECHNIQUE DU CONTROLEUR DE CHARGE

SmartSolar Charge Controllers with screw- or MC4 PV connection

MPPT 250/60 up to MPPT 250/100



**SmartSolar Charge Controller
MPPT 250/100-Tr
with optional pluggable display**



**SmartSolar Charge Controller
MPPT 250/100-MC4
without display**



**Bluetooth sensing:
Smart Battery Sense**



**Bluetooth sensing:
BMV-712 Smart Battery Monitor**

Bluetooth Smart built-in

The wireless solution to set-up, monitor, update and synchronise SmartSolar Charge Controllers.

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a cloudy sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points (MPP) may be present on the power-voltage curve.

Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP.

The innovative SmartSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 99%.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm (see the software page on our website), and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.

PV short circuit and PV reverse polarity protection.

PV reverse current protection.

Internal temperature sensor

Compensates absorption and float charge voltage for temperature.

Optional external battery voltage and temperature sensing via Bluetooth

A Smart Battery Sense or a BMV-712 Smart Battery Monitor can be used to communicate battery voltage and temperature to one or more SmartSolar Charge Controllers.

VE.Direct

For a wired data connection to a Color Control GX, other GX products, PC or other devices

Remote on-off

To connect for example to a VE.BUS BMS.

Programmable relay

Can be programmed (a.o. with a smartphone) to trip on an alarm, or other events.

Optional: SmartSolar pluggable LCD display

Simply remove the rubber seal that protects the plug on the front of the controller, and plug-in the display.



SmartSolar pluggable display



ANNEXE 10 : FICHE TECHNIQUE DES BATTERIES

Champion Storage Battery Company Limited

GFM600D

Specifications

Nominal Voltage		2 V
Capacity (25°C)	10HR(1.80V)	600 Ah
	3HR(1.75V)	432Ah
	1HR(1.75V)	327Ah
Dimension	Length	302 ± 2mm (11.89inch)
	Width	175 ± 2mm (6.89inch)
	Height	330 ± 2mm (12.99inch)
	Total Height	367 ± 2mm (14.45inch)
Approx. Weight		32kg
Terminal type		T10
Internal resistance (Fully charged, 25°C)		Approx. 0.5mΩ
Capacity affected by temperature (10HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%
Self-discharge (25°C)	3 month	Remaining Capacity: 91%
	6 month	Remaining Capacity: 82%
	12 month	Remaining Capacity: 65%
Nominal operating temperature		25°C ± 3°C (77°F ± 5°F)
Operating temperature range	Discharge	-15°C ~ 50°C (5°F ~ 122°F)
	Charge	-10°C ~ 50°C (14°F ~ 122°F)
	Storage	-20°C ~ 50°C (-4°F ~ 122°F)
Float charging voltage(25°C)		2.25 to 2.30V Temperature compensation: -3mV/°C
Cyclic charging voltage(25°C)		2.30 to 2.35V Temperature compensation: -5mV/°C
Maximum charging current		120A
Terminal material		Copper
Maximum discharge current		4000A(5 sec.)
Designed floating life(20°C)		18~20 years

- ◆ Gelled electrolyte technology;
- ◆ AGM separator;
- ◆ Recognized by UL & CE;
- ◆ ABS container.

Constant Current Discharge Characteristics (A, 25°C)

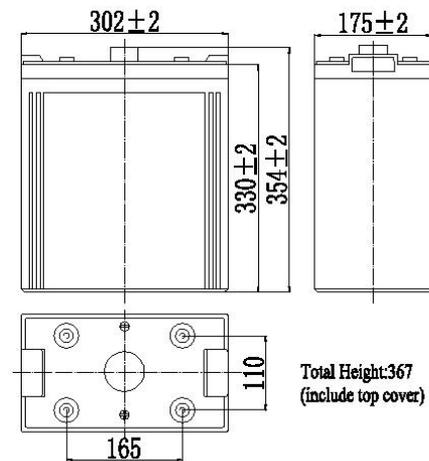
F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h
1.60V	516	348	213	147	122	101	89.4	70.4	61.1	31.8	27.5
1.65V	506	343	212	146	122	100	88.8	70.0	61.0	31.7	27.4
1.70V	490	334	210	145	121	99.7	88.2	69.5	60.8	31.6	27.4
1.75V	478	327	207	144	120	99.0	87.6	69.0	60.4	31.4	27.2
1.80V	461	317	202	140	116	96.0	85.0	66.9	60.0	31.2	27.0

Constant Power Discharge Characteristics (Watt, 25°C)

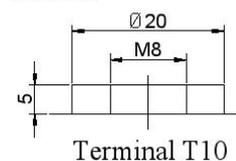
F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h
1.60V	965	661	411	288	240	199	176	140	122	63.5	55.2
1.65V	946	651	409	286	238	198	175	139	121	63.4	55.1
1.70V	917	635	405	284	237	196	174	138	121	63.2	55.0
1.75V	894	622	399	282	235	195	173	137	120	62.8	54.6
1.80V	862	603	389	274	228	189	167	133	119	62.4	54.3

Note: The above characteristics data can be obtained within three charge/discharge cycles.

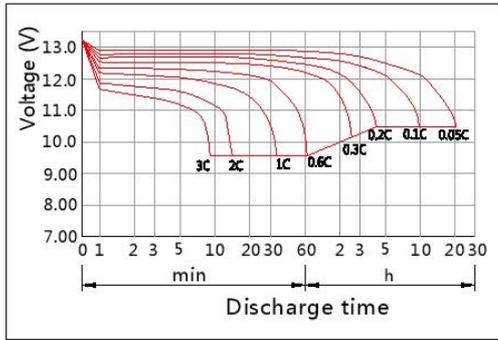
Dimensions



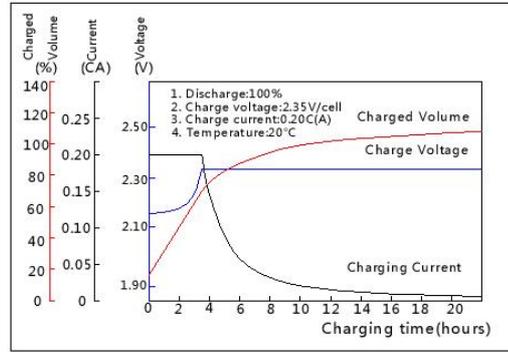
Terminal



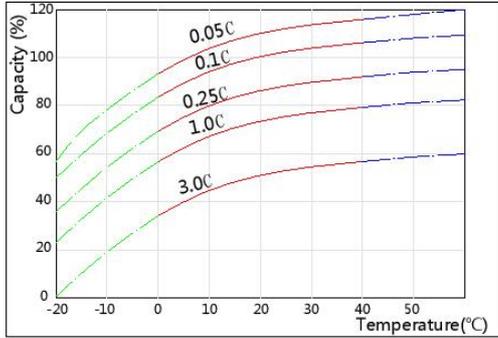
Discharge Characteristics(25°C)



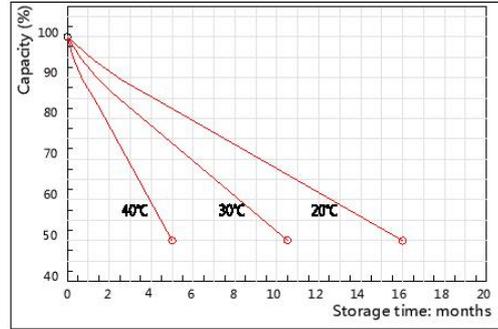
Charging Characteristics(25°C)



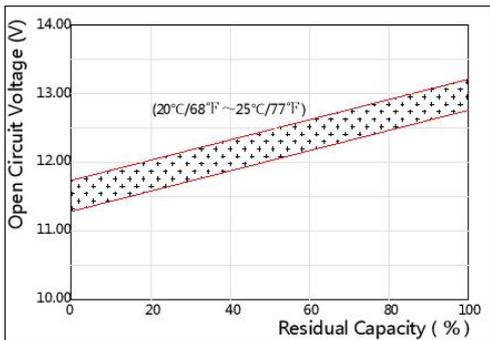
Effect of Temperature on Capacity



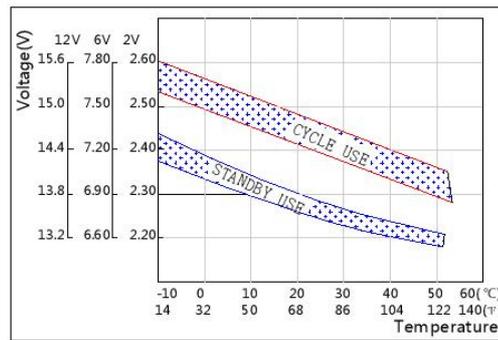
Self-discharge Characteristics



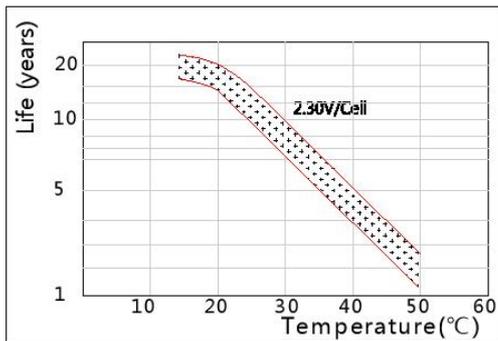
The Relationship for Open Circuit Voltage and Residual Capacity (25°C)



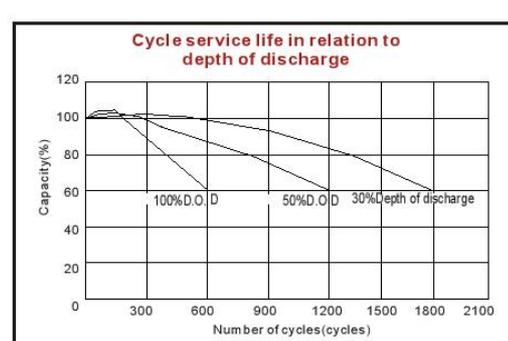
The Relationship for Charging Voltage and Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D(25°C)



Specifications

Nominal Voltage		2 V
Capacity (25°C)	10HR(1.80V)	1000 Ah
	3HR(1.75V)	720Ah
	1HR(1.75V)	546Ah
Dimension	Length	475 ± 2mm (18.70inch)
	Width	175 ± 2mm (6.89inch)
	Height	330 ± 2mm (12.99inch)
	Total Height	367 ± 2mm (14.45inch)
Approx. Weight		53.5kg
Terminal type		T10
Internal resistance (Fully charged, 25°C)		Approx. 0.3m Ω
Capacity affected by temperature (10HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%
Self-discharge (25°C)	3 month	Remaining Capacity: 91%
	6 month	Remaining Capacity: 82%
	12 month	Remaining Capacity: 65%
Nominal operating temperature		25°C ± 3°C (77°F ± 5°F)
Operating temperature range	Discharge	-15°C ~ 50°C (5°F ~ 122°F)
	Charge	-10°C ~ 50°C (14°F ~ 122°F)
	Storage	-20°C ~ 50°C (-4°F ~ 122°F)
Float charging voltage(25°C)		2.25 to 2.30V Temperature compensation: -3mV/°C
Cyclic charging voltage(25°C)		2.30 to 2.35V Temperature compensation: -5mV/°C
Maximum charging current		200A
Terminal material		Copper
Maximum discharge current		7500A(5 sec.)
Designed floating life(20°C)		18~20 years

- ◆ Gelled electrolyte technology;
- ◆ AGM separator;
- ◆ Recognized by UL & CE;
- ◆ ABS container.

Constant Current Discharge Characteristics (A, 25°C)

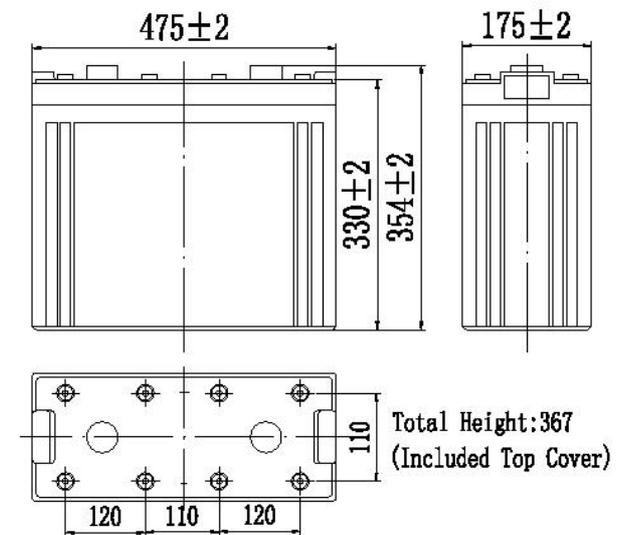
F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h
1.60V	860	580	355	245	204	168	149	117	102	52.9	45.8
1.65V	843	571	353	243	203	167	148	117	102	52.8	45.7
1.70V	817	557	350	242	201	166	147	116	101	52.7	45.6
1.75V	797	546	345	240	200	165	146	115	101	52.4	45.3
1.80V	768	529	336	233	194	160	142	112	100	52.0	45.0

Constant Power Discharge Characteristics (Watt, 25°C)

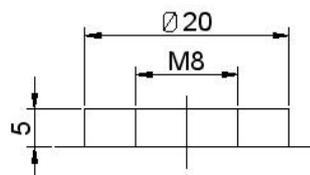
F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h
1.60V	1608	1102	686	480	400	332	293	233	203	106	92.1
1.65V	1576	1085	682	477	397	330	292	232	202	106	91.9
1.70V	1528	1058	676	474	395	327	290	230	202	105	91.6
1.75V	1491	1037	665	470	392	325	288	229	200	105	91.1
1.80V	1436	1005	648	456	380	315	279	222	199	104	90.5

Note: The above characteristics data can be obtained within three charge/discharge cycles.

Dimensions

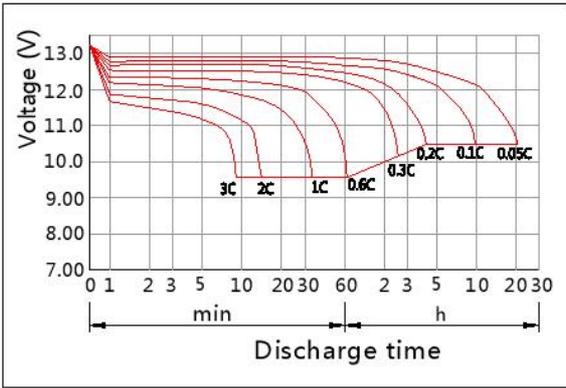


Terminal

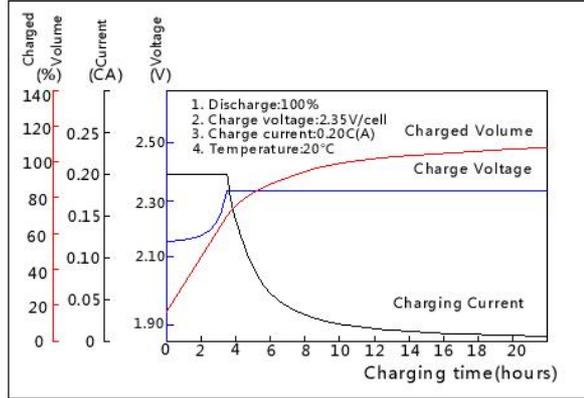


Terminal T10

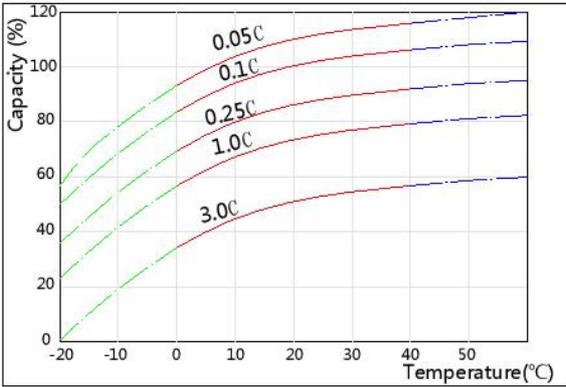
Discharge Characteristics(25°C)



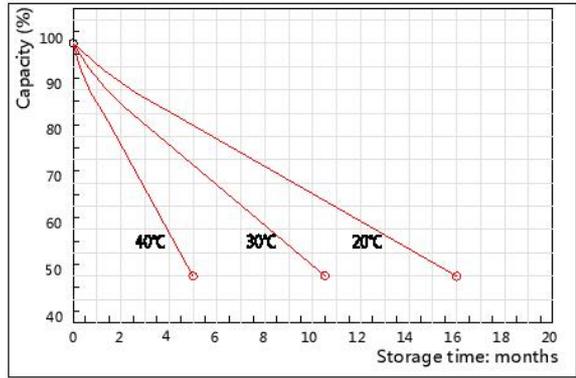
Charging Characteristics(25°C)



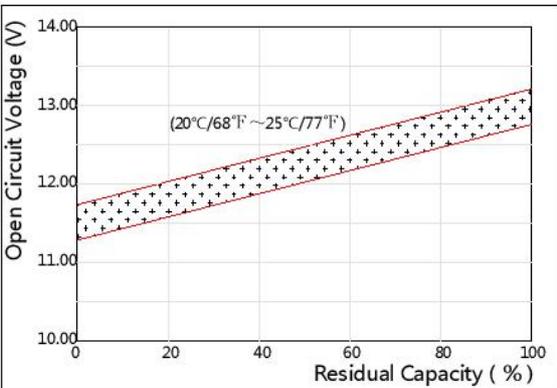
Effect of Temperature on Capacity



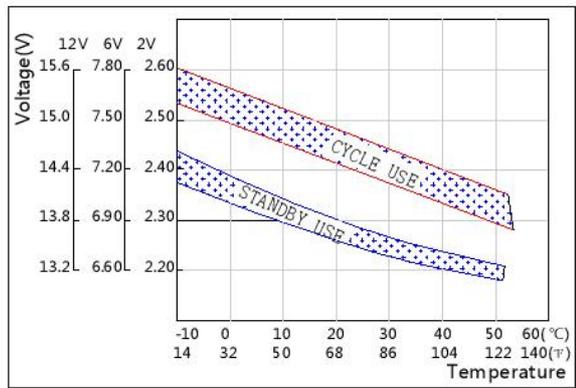
Self-discharge Characteristics



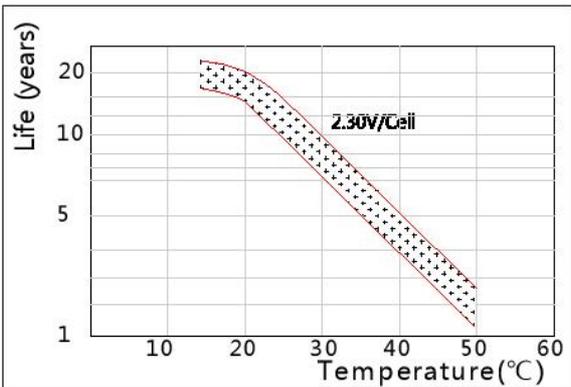
The Relationship for Open Circuit Voltage and Residual Capacity (25°C)



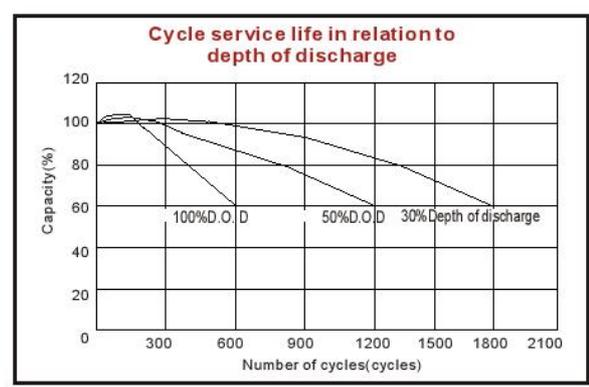
The Relationship for Charging Voltage and Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D(25°C)



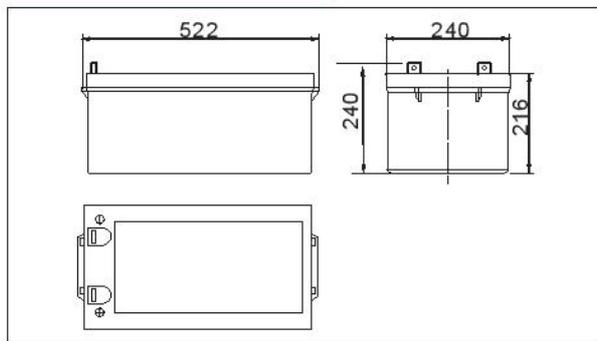
NP12-200Ah 12V200Ah

Specifications

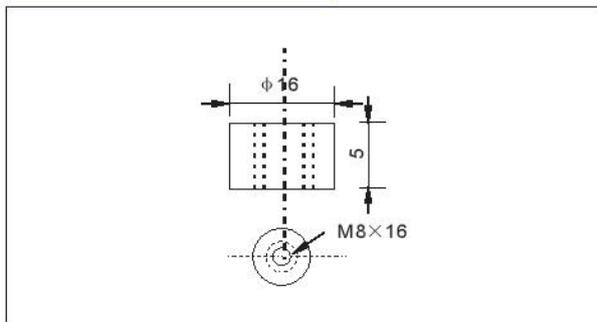
Nominal Voltage	12V	
Rated capacity (10 hour rate)	200Ah	
Dimensions	Length	522±2mm(20.55inch)
	Width	238±2mm(9.37inch)
	Height	218±2mm(8.58inch)
	Total Height	222±2mm(8.74inch)
Approx. Weight	59.5kg(131.2lbs)±3%	



Outer dimensions (mm)



Terminal Type (mm)



Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Separator	Electrolyte	Safety valve	Terminal
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	AGM	Sulfuric acid	Rubber	Copper

Constant Current Discharge Characteristics Unit:A(25°C,77°F)

F.V/Time	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
9.60V	336	201	124	73.1	52.6	42.0	35.9	31.2	24.7	20.4	10.8
9.90V	328	197	122	72.6	52.3	41.8	35.7	31.0	24.5	20.3	10.8
10.2V	316	191	119	72.0	52.0	41.5	35.4	30.8	24.4	20.3	10.7
10.5V	305	186	115	70.9	51.6	41.2	35.2	30.6	24.2	20.1	10.7
10.8V	289	179	111	69.1	50.1	40.0	34.1	29.7	23.5	20.0	10.6

Constant Power Discharge Characteristics Unit:W(25°C,77°F)

F.V/Time	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
9.60V	3689	2255	1409	846	619	494	424	369	293	243	129
9.90V	3601	2210	1388	841	615	491	422	367	292	243	129
10.2V	3468	2142	1353	834	611	488	419	364	290	242	129
10.5V	3350	2091	1310	821	607	485	416	362	287	240	128
10.8V	3173	2014	1268	800	589	470	404	351	279	239	127

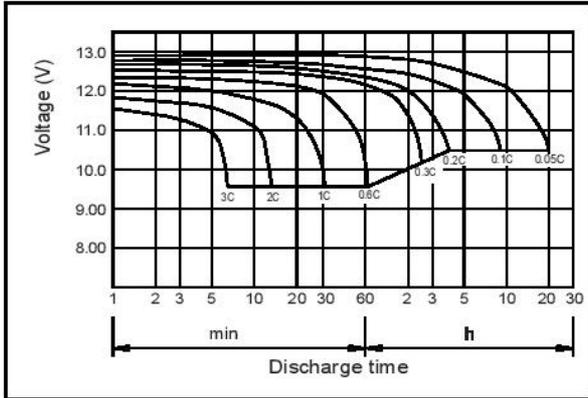
Note: The above characteristics data can be obtained within three charge or discharge cycles.

Characteristics

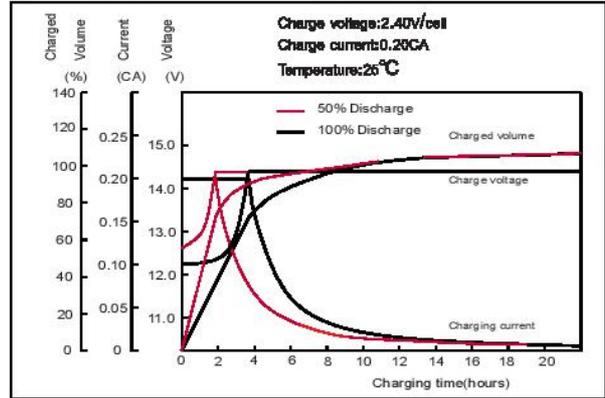
Capacity (25°C)	10HR(10.8V)	200Ah
	3HR(10.8V)	150Ah
	1HR(10.5V)	110Ah
Terminal type	T16	
Internal resistance (Fully charged,25°C)	Approx.3.5m Ω	
Capacity affected by temperature (10HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%
Self-discharge (25°C)	3month	Remaining Capacity:91%
	6month	Remaining Capacity:82%
	12month	Remaining Capacity:65%
Nominal operating temperature	25°C ±3°C(77°F ±5°F)	
Operating temperature range	Discharge	-15°C~50°C(5°F~122°F)
	Charge	-10°C~50°C(14°F~122°F)
	Storage	-20°C~50°C(-4°F~122°F)
Float charging voltage(25°C)	13.50 to 13.80V Temperature compensation: -18mV/°C	
Cyclic charging voltage(25°C)	14.50 to 15.00V Temperature compensation: -30mV/°C	
Maximum charging current	60A	
Terminal material	Copper	
Maximum discharge current	1400A(5 sec.)	
Designed floating life(20°C)	10years	

NP12-200Ah 12V200Ah

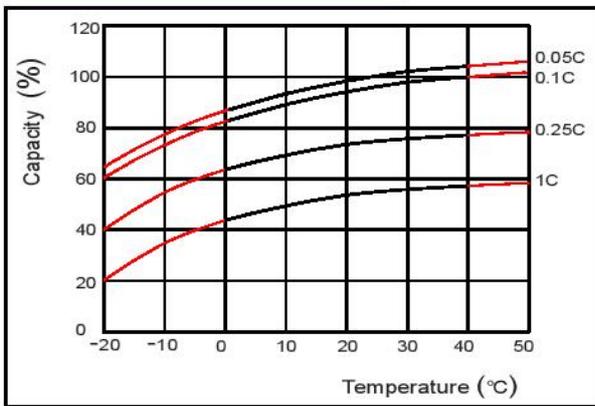
● **Discharge characteristics(25°C)**



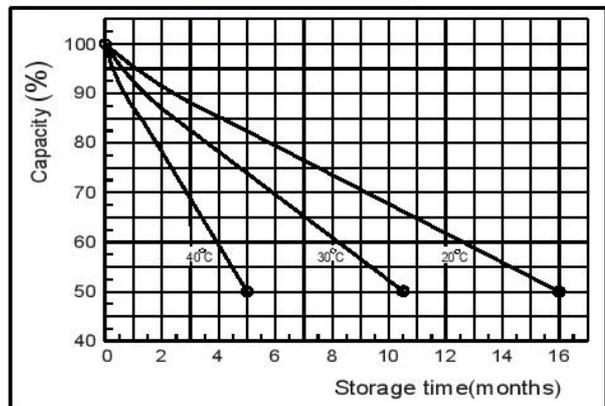
● **Charging characteristics (25°C)**



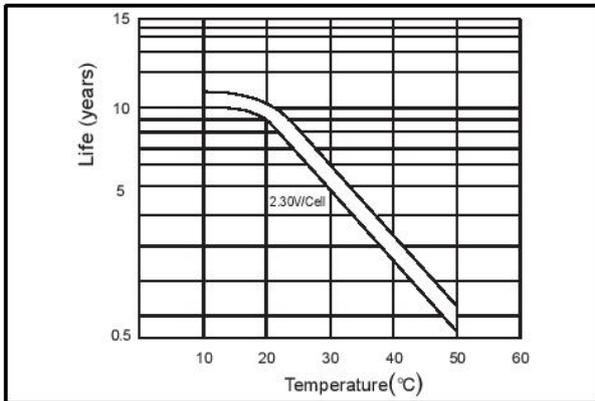
● **Temperature effects on Capacity**



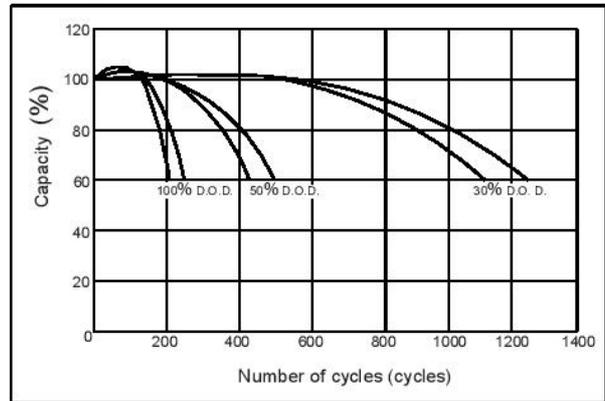
● **Self-discharge characteristics**



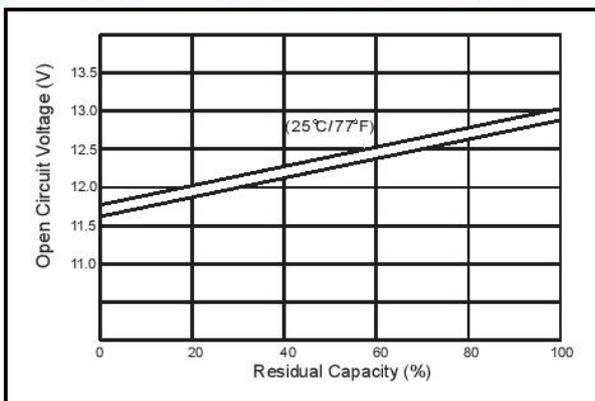
● **Floating life on Temperature**



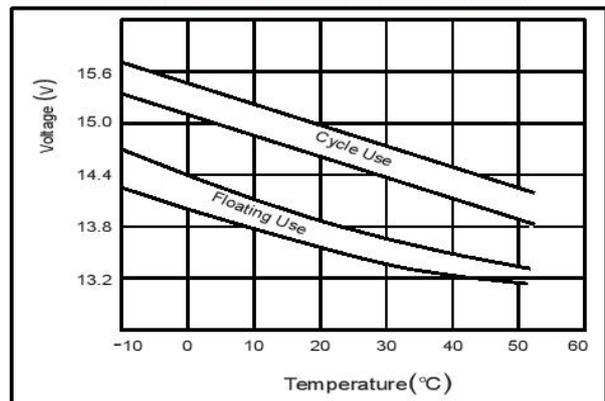
● **Cycle life on D.O.D (25°C)**



● **The relationship for OCV and Capacity (25°C)**



● **The relationship for Charging voltage and Temperature**



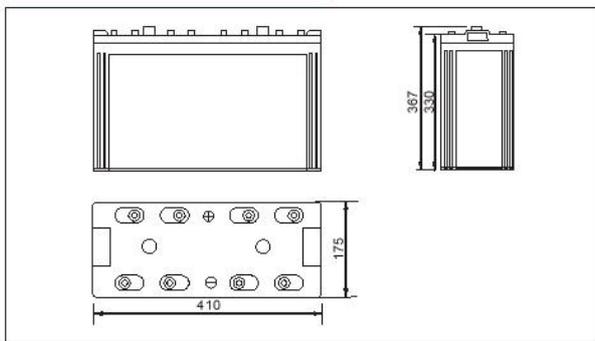
NPD2-800Ah 2V800Ah



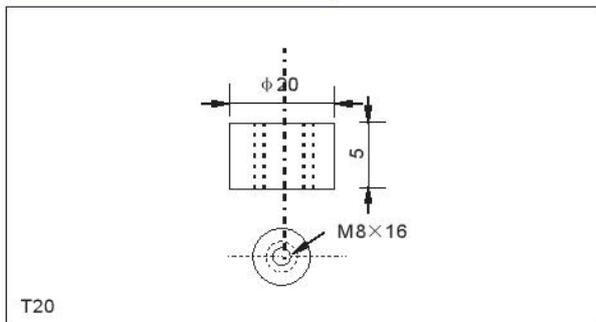
Specifications

Nominal Voltage		2V
Rated capacity (10 hour rate)		800Ah
Dimensions	Length	410±2mm(16.14inch)
	Width	175±2mm(6.89inch)
	Height	330±2mm(12.99inch)
	Total Height	367±2mm(14.45inch)
Approx. Weight		53kg(116.8lbs)±3%

Outer dimensions (mm)



Terminal Type (mm)



Characteristics

Capacity (25°C)	10HR(1.8V)	800Ah
	3HR(1.80V)	630Ah
	1HR(1.75V)	470Ah
Terminal type		T20
Internal resistance (Fully charged, 25°C)		Approx. 0.35m Ω
Capacity affected by temperature (10HR)	40°C	102%
	25°C	100%
	0°C	85%
	-15°C	65%
Self-discharge (25°C)	3 months	Remaining Capacity:91%
	6 months	Remaining Capacity:82%
	12 months	Remaining Capacity:65%
Nominal operating temperature		25°C ± 3°C(77°F ± 5°F)
Operating temperature range	Discharge	-15°C~50°C(5°F~122°F)
	Charge	-10°C~50°C(14°F~122°F)
	Storage	-20°C~50°C(-4°F~122°F)
Float charging voltage(25°C)		2.25 to 2.30V Temperature compensation: -3mV/°C
Cyclic charging voltage(25°C)		2.40 to 2.50V Temperature compensation: -5mV/°C
Maximum charging current		160A
Maximum discharge current		4400A(5 sec.)
Designed floating life(20°C)		15 years

Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Separator	Electrolyte	Safety valve	Terminal
Raw material	lead dioxide	Lead	ABS	ABS	AGM	Sulfuric acid	Rubber	Copper

Constant Current Discharge Characteristics Unit:A(25°C,77°F)

F.V/Time	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.60V	1168	764	529	309	223	178	153	132	104	85.9	45.3
1.65V	1140	749	513	308	221	177	152	131	103	85.8	45.2
1.70V	1098	726	497	305	220	176	151	130	103	85.5	45.1
1.75V	1060	709	482	300	218	175	150	129	102	85.0	44.8
1.80V	1004	683	466	293	212	169	146	125	99.0	84.4	44.5

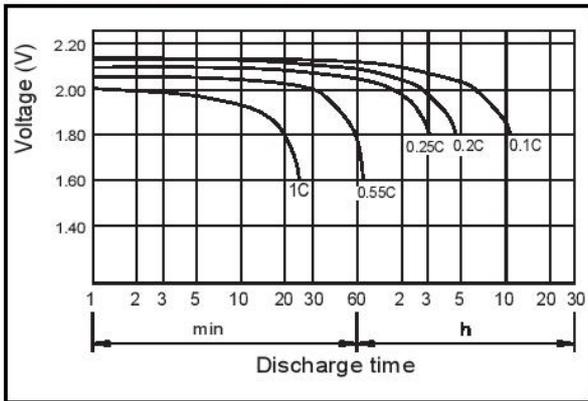
Constant Power Discharge Characteristics Unit:W(25°C,77°F)

F.V/Time	15min	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h
1.60V	2137	1429	1005	597	437	349	302	260	207	171	90.6
1.65V	2085	1401	975	594	434	347	300	258	206	171	90.5
1.70V	2009	1358	945	588	431	345	298	257	205	170	90.2
1.75V	1940	1325	915	580	428	342	296	255	203	169	89.7
1.80V	1838	1276	885	565	415	332	287	247	197	168	89.0

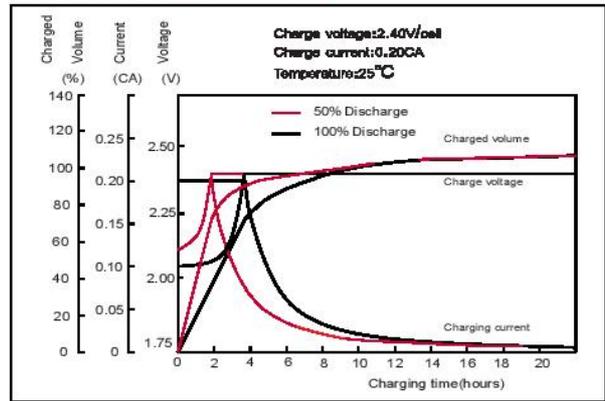
Note: The above characteristics data can be obtained within three charge or discharge cycles.

NPD2-800Ah 2V800Ah

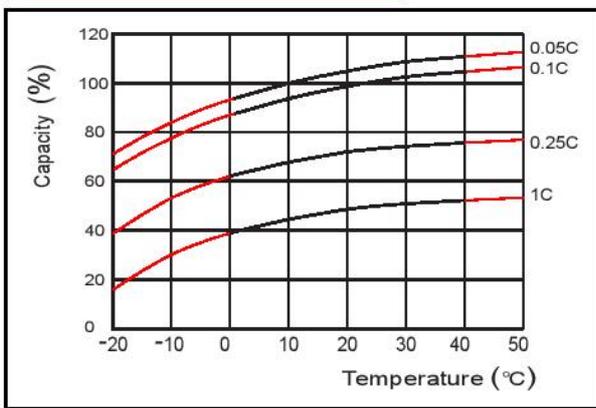
● **Discharge characteristics(25°C)**



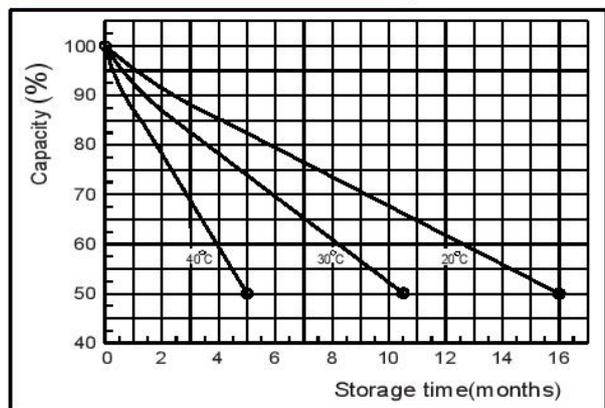
● **Charging characteristics**



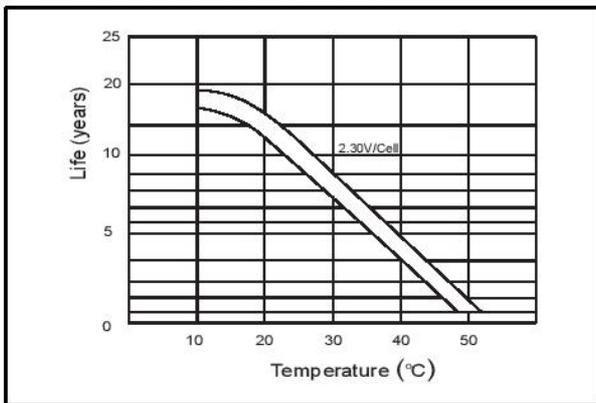
● **Effect of Temperature on Capacity**



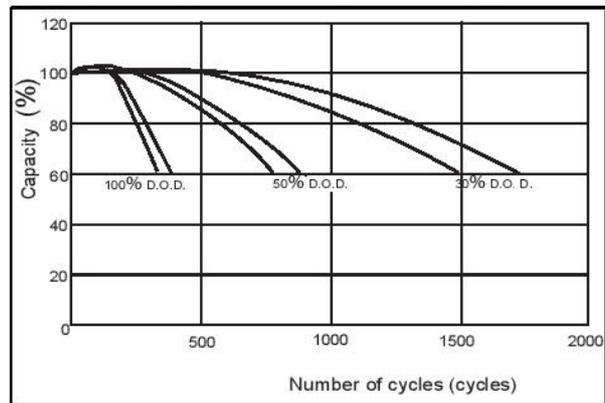
● **Self-discharge characteristics**



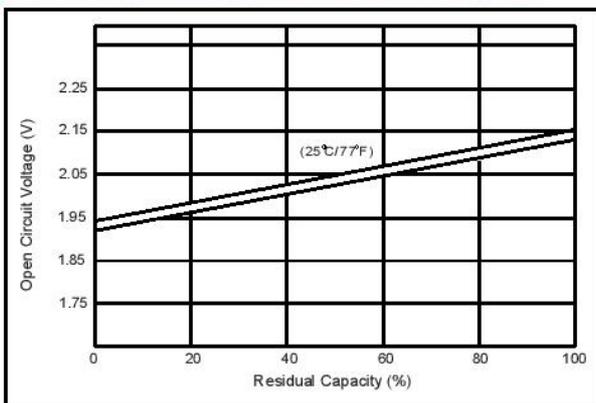
● **Temperature effects on float life**



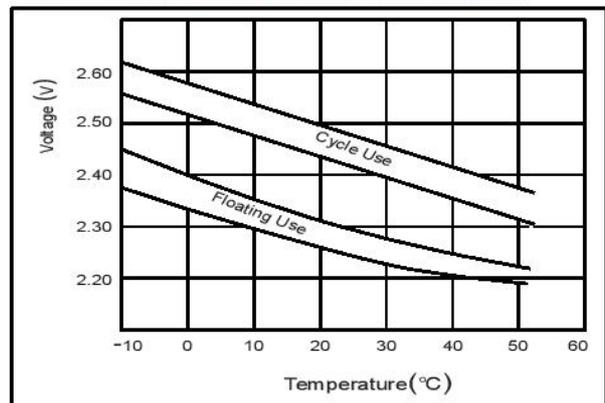
● **Cycle service life in relation to depth of discharge**



● **The relationship for OCV and Capacity (25°C)**



● **The relationship for Charging voltage and Temperature**

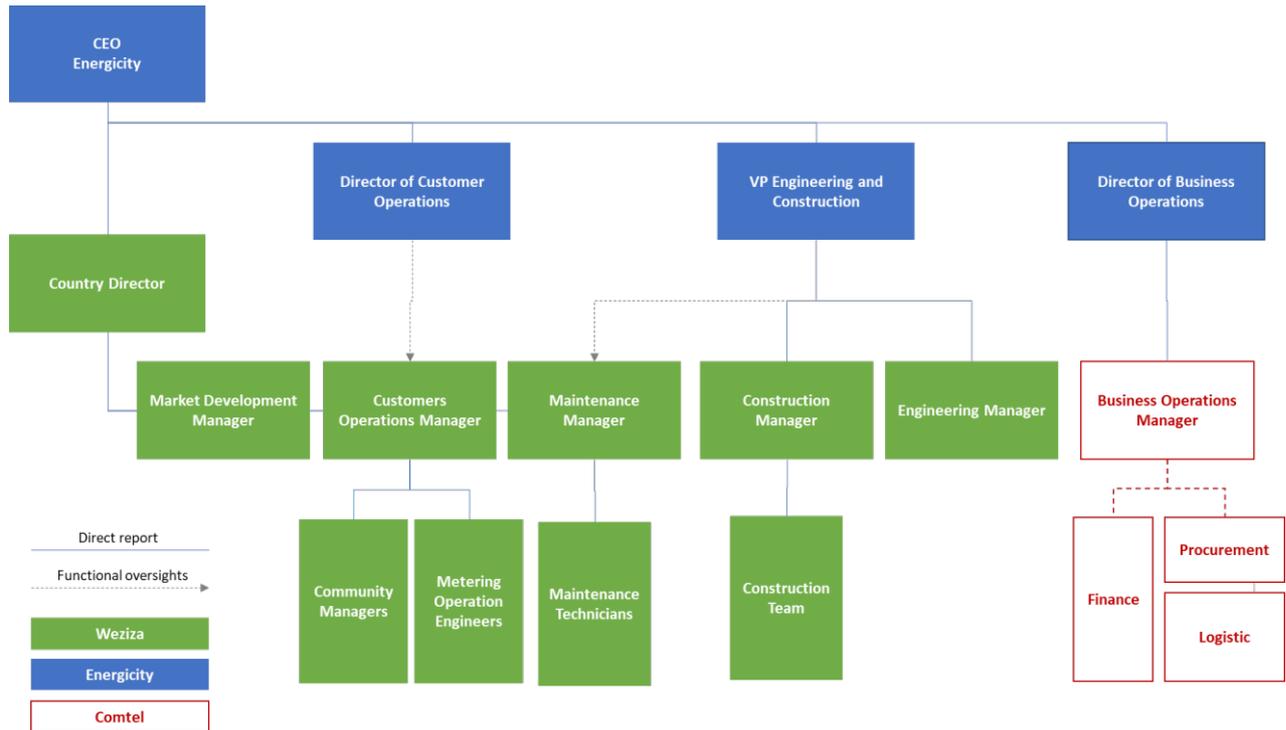


ANNEXE 12 : CAPACITE ORGANISATIONNELLE

Projet Bénin - Plan d'organisation et de recrutement

Structure organisationnelle

Pour réaliser et exploiter nos projets au Bénin, l'organigramme suivant sera mis en œuvre, en s'appuyant sur les expertises complémentaire d'Energicity, Comtel et d'une équipe locale dédiée et compétente.



Les principaux domaines de travail et de collaboration de l'équipe sont :

- **Directeurs fonctionnels d'Energicity (Directeur clients, Directeur des opérations, et le VP Ingénierie et Construction) :** Ces personnes ont une supervision fonctionnelle des équipes sur le terrain dans leurs domaines respectifs. Une façon de décrire leurs interventions est le « Service partagé » qui peut être mobilisé par les directeurs/managers de chaque pays pour atteindre leurs objectifs P&L (pertes et profits). Ce modèle « services partagés » ou matriciel permet à nos équipes opérationnelles de définir et de reproduire les meilleures pratiques sur l'ensemble du portefeuille multi-pays. Le succès de l'entreprise a été en partie construit sur des systèmes reproductibles, et ces directeurs sont chargés d'assurer le développement et l'expansion sur la base de cette approche. Il s'agit notamment de notre plate-forme de gestions client et des opérations, le développement de produits, le développement de processus - par exemple nos procédures de gestion de la construction, de mise en service, ou nos processus d'achats et supply chain (PO - Purchase Order Management).

- **Équipe de gestion clients** : L'équipe de gestion clients est notre équipe « Meter to Cash » et se compose principalement de nos gestionnaires communautaires (Community manager) et de Meter Operations Engineers (pour la gestion des smart meters). Les gestionnaires communautaires identifient les distributeurs locaux qui vendent des cartes prépayées dans les collectivités, travaillent avec les clients pour gérer leurs factures, leur efficacité énergétique. Le groupe est également la voix du client au sein de nos équipes et identifie les nouveaux besoins des clients et pilote de nouveaux produits pour mieux répondre aux besoins des clients. Les Meter Operations Engineers installent, monitor et maintiennent en conditions nos compteurs communicants.

- **Équipes d'ingénierie** : L'ingénierie est composée de notre groupe d'ingénierie de projet dont l'accent est mis sur la conception, l'estimation des coûts et le dimensionnement du système afin d'offrir la solution la plus rentable. Ils utilisent les données des projets existants et de l'outil de dimensionnement Minigrad (E-MiST) d'Energicity pour fournir le coût d'énergie le plus bas de nos systèmes. Ils intègrent également les retours des équipes de construction et de maintenance pour apporter des améliorations sur tous les aspects, des systèmes de supports de modules aux schéma techniques. Ils appuient également la maintenance et les opérations client par l'analyse de données afin d'assurer un taux de disponibilité le plus élevée possible des systèmes et d'identifier les problèmes des clients le plus rapidement possible.

- **Équipe de construction** : L'équipe de construction construit des systèmes avec un manager local de la construction exécutant la gestion de projet et la mise en service des systèmes et le management de superviseurs de construction qui sont responsables du déploiement des systèmes dans les localités – avec l'appui/collaboration de contractants et artisans locaux.
 - **Équipe de maintenance** : L'équipe de maintenance est organisée par zone, un technicien de maintenance étant responsable de plusieurs communautés dans un rayon de 2 heures environ et un objectif de 500 clients par technicien. L'équipe des opérations clients envoie les demandes des clients au responsable de la maintenance qui organise les horaires de répartition de l'équipe de maintenance, ce qui comprend les routines de maintenance préventive, les vérifications du système, le câblage interne des clients et la gestion rapide des coupures. L'équipe est formée pour faire face à la majorité des situations de panne ; cependant ils sont également en contact constant par téléphone (appel, chat, ...) avec leur management et experts interne à l'entreprise pour aider au diagnostic et à la réparation de toutes les situations plus compliquées

- **Équipes d'administration – Business Operations**
 - Les équipes d'administration dirigent l'approvisionnement, les achats locaux étant exécutés par les équipes locales, de la gestion des stocks, la logistique locales, de la gestion de bureau et de la tenue de livres de comptes. Et les chaînes d'approvisionnement internationales étant sous la responsabilité du directeur de l'administration Enercity.

- Les fonctions administratives seront assurées avec la contribution de COMTEL. Il s'agit notamment des contrôles financiers, des ressources humaines, de l'approvisionnement local et de la logistique, tant du dédouanement de matériels que de la livraison d'équipement sur les sites de projets. Ces fonctions essentielles bénéficient toutes de l'expérience de COMTEL en tant qu'entreprise prospère sur le marché béninois.
- **Directeurs de pays (Country Director): Le directeur pays sont responsables des relations gouvernementales, de la culture d'entreprise et des P&L (pertes et profits) de l'entreprise.** Dans la structure organisationnelle matricielle, les directeurs de pays s'appuient sur les équipes opérationnelles dirigées par des spécialistes pour atteindre leurs objectifs en matière de P&L. Le « modèle opérationnel de services partagés » permet au directeur de pays d'avoir une expertise sectorielle moins forte, dans un contexte contraint du marché de l'emploi. Notre objectif dans l'embauche pour ce rôle est le sens général des affaires, l'expertise en gestion de P&L et les capacités de leadership.

Vous trouverez ci-dessous deux exemples de fonctionnement du modèle de services partagés.

Par exemple, le directeur pays au Bénin pourrait vouloir développer 20 nouveaux sites au Bénin, il doit donc se coordonner avec l'équipe d'ingénierie dirigée par le VP de la construction et de l'ingénierie d'Energicity. L'équipe d'ingénierie à l'aide de leurs modèles de conception modulaire s'appuierait sur les meilleures pratiques et technologies de projet qu'Energicity a développé sur l'ensemble de son empreinte. A partir de l'analyse des données, l'ingénierie peut déterminer qu'il faudrait donner la priorité à 15 des 20 sites de construction afin de maximiser les P&L. Elle se coordonne ensuite avec l'équipe de construction pour déployer les systèmes en fonction des paramètres de coût fixés par l'équipe d'ingénierie.

Dans un autre exemple, si le Directeur pays voit une occasion de modifier l'offre de services afin que les 5 derniers projets atteignent les objectifs de performance - par exemple par le déploiement d'un programme de location d'outils de transformation agricole – il pourra travailler avec en étroite collaboration avec le directeur des opérations clients pour déterminer l'applicabilité de l'offre de services élargie à travers l'empreinte globale.

Plan de dotation

Sur la base du calendrier de déploiement mis à jour, ci-dessous est résumé le plan de staffing et le statut d'avancement à date:

Rôle	État de la dotation	Date cible d'embauche	Commentaire
Directeur Bénin	Confirmé - Patrick AYEMELI	-	
Manager construction	Confirmé - Alex F. du Ghana	-	Mobilisation d'Alex Fianyedor de l'équipe du Ghana pour tenir ce rôle

Manager des opérations clients	Poste publié Examen cv en cours	P1 - juin 2020	
Manager Ingénierie	Emploi à publier	P2 - Juin 2020	
Manager Admin - Busine Operations	A confirmer avec Comtel	P2 - Juin 2020	Mobilisations des ressources par Comtel à affiner
Community Manager	A Recruter	P2 - Juin 2020	2 en juin pour soutenir le la mobilisation et les enregistrement clients et préparer le Batch 1 de localités 2 en septembre pour préparer le Batch 2
Équipe de construction	A Recruter	P3 - Septembre 2020	À embaucher pour la construction des premier systèmes
Ingénieurs d'opération de comptage	A Recruter	P3 - Septembre 2020	Doit être en place pour la préparation, l'installation et l'entretien des compteurs
Manager et de techniciens maintenance	A Recruter	P3 - Décembre 2020	Équipe à mettre place pour les mise en service et exploitation dès les premiers systèmes

ANNEXE 13 : CHARTE GENRE ET INCLUSION SOCIAL



2019

CHARTRE GENRE ET INCLUSION SOCIALE

RESPONSABILITE SOCIETALE
DES ENTREPRISES

CHARTRE GENRE ET INCLUSION SOCIALE

Notre mission chez Energicity est de fournir de l'électricité abordable, fiable et évolutive afin que les communautés et les familles puissent prospérer. La réalisation de cette proposition de valeur, ne peut se faire de façon durable que si nous adoptons des codes de conduite éthiques, équitables et responsables.

Pour rappel, une de nos valeurs clé d'entreprise est l'honneur : *tout comme nous nous honorons les uns les autres, nous honorons les communautés dans lesquelles nous travaillons. Nous respectons nos clients ; nous respectons nos actionnaires. Nous reconnaissons que nous travaillons à travers plusieurs cultures et que nous essayons de comprendre le point de vue de l'autre - sachant que ce sont nos différences qui font de nous les meilleurs. Nous ne sommes pas toujours d'accord les uns avec les autres, nos clients, nos actionnaires, mais au cœur de chaque interaction doit être le respect. Il n'y a aucune excuse pour violer ça.*

Cette valeur centrale intègre la dimension d'égalité entre les hommes et les femmes dont nous sommes convaincus est un véritable moteur de développement économique et sociale pour notre entreprise mais aussi pour les communautés et populations que nous desservons.

Energicity s'engage donc dans sa démarche de responsabilité sociale et environnementale, intégrant une approche genre et inclusion sociale, afin de relever pleinement et sereinement les enjeux environnementaux, sociétaux et éthiques devenus primordiaux dans notre société

La présente charte Genre et Inclusion Social, formalise ainsi notre engagement en la matière avec en considération particulière les axes suivants :

1. Opportunités d'emploi et conduite du personnel
2. Relation avec les clients(es)
3. La nature des produits et services fournis

Opportunités d'emploi et conduite du personnel

Afin de développer et de promouvoir la diversité, la société est engagée dans le développement d'une culture de l'excellence, de l'égalité des chances, du respect (de l'autre et de ses différences), et du travail d'équipe. Cet engagement s'applique dans toutes les étapes de la gestion des ressources humaines telles que l'embauche, la formation, ou encore l'avancement professionnelle des collaborateurs ainsi que leur protection.

Chez Energicity notre capital premier ce sont toutes et chacune des personnes qui s'investissent au quotidien pour délivrer notre proposition de valeur. Notre diversité fait notre force, et la promotion de cette diversité, nécessite un engagement fort et continue de notre part à tous (management et employés).

Cet engagement s'applique dans toutes les étapes de la gestion des ressources humaines telles que l'embauche, la formation, l'évolution professionnelle des collaborateurs dans un environnement de travail « safe ».

Très concrètement il s'agira pour nous de :

- **La mise en place d'une politique de gestion des ressources humaines qui assure un traitement équitable, respectueux de la diversité et non-discriminatoire.**

L'ensemble de poste de recrutement sont ouverts à tous et le traitement de chaque candidature se fera de façon égalitaire quels que soient l'âge, le handicap, le statut matrimonial ou civil, la grossesse ou la maternité, la race, l'origine ethnique, la religion ou les convictions, le sexe et l'orientation sexuelle du candidat ou de la candidate

Ce traitement égalitaire s'applique aussi dans la rémunération et les conditions de travail, la formation, les évaluations, la promotion, la conduite au travail, les procédures disciplinaires et de règlement des griefs au sein de l'entreprise.

- **Le développement de l'emploi local prioritairement et la formation des collaborateurs**

L'accompagnement des collaborateurs se fait tout au long de leur parcours professionnel. Chaque collaborateur est accueilli et formé par un plus expérimenté et le parcours couvre autant les aspects de savoir-faire que savoir-être. Nos employés, tout comme nos contractants sont par ailleurs tous sensibilisés à la notion du genre et de l'inclusion sociale et ces éléments sont pris en compte dans leur évaluations et plans de développement lorsque nécessaire.

Au-delà des emplois directs, nos modèles d'affaires et opérationnels sont conçus pour favoriser l'auto-emploi au sein des localités cibles. Typiquement nos distributeurs de cartes prépayés au sein des localités sont très souvent des jeunes homme et femmes qui saisissent l'opportunité d'être formés à un métier et d'entreprendre. D'autre part notre offre de leasing cible particulièrement les usagers souhaitant démarrer une activité productrice de revenus et qui font face à des difficultés d'accès au capital initial, particulièrement les femmes.

Note : Nous avons par ailleurs pu établir que +29% des femmes entrepreneurs dans nos localités au Ghana, ont utilisé l'arrivée de notre service dans leur localité comme levier principal de création de leur petites entreprise (Sondage réalisé par Energicity et Power Africa en 2018).

- **La collaboration avec des institutions, experts de l'insertion par le travail pour identifier et faciliter l'intégration des personnes les plus vulnérables, pauvres, et les femmes en particulier au sein de l'entreprise**

Note : en Sierra Leone, Energicity est en partenariat avec l'association Barefoot Women Solar Engineer Association of Sierra Leone, qui aide à l'insertion de femmes dans le secteur des énergies renouvelables. Barefoot fournit ainsi une partie de notre équipe de construction et de maintenance mais aussi le personnel pour l'assemblage de nos compteurs communiquant, des femmes formées aux bases du métier d'électricien chez Barefoot, et qui poursuivent leur développement professionnel au sein de nos équipes.

Nous travaillerons à développer ce type d'approche et partenariat au Bénin aussi.

- **La mise en place d'un environnement de travail sécurisé pour nos collaborateurs**

Principalement en appliquant les normes et principes de travail qui garantissent la sécurité du personnel et les protège contre les risques de Violences Basées sur le Genre (VBG).

En mettant aussi en place un comité interne et pluridisciplinaire de gestion de notre plan de gestion environnemental et sociale qui s'assure d'identifier en continu les lacunes et non-conformité et proposer les améliorations nécessaires.

Relation avec les clients(es)

Energicity collabore étroitement avec les communautés et les autorités locales depuis l'élaboration du projet jusqu'à son exploitation.

Pour tous nos projets, nous rencontrons directement les populations et leader au sein des localités afin notamment d'établir leur intérêt à ce qu'Energicity leur fournisse de l'électricité solaire. Ces échanges directs, tout au long de la vie du projet sont clés pour :

- En savoir plus sur les groupes/segments de populations qui seraient impactés par le projet (activités, source de revenu, niveau d'inclusion financière, etc.)
- Comprendre leurs défis et leurs attentes en matière d'électricité et de développement plus généralement
- Développer une proposition de service et de produit qui soient en accord avec les besoins exprimés et qui permettraient les changements attendus : usage domestiques, développement d'activité génératrice de revenu, meilleure éducation et couverture par les services de santé (exemple centre de santé équipé), etc.
- S'assurer que la communauté comprend et adhère à notre approche et proposition de services
- Former les usagers à l'utilisation de nos services mais aussi aux règles de sécurité
- Développer plus généralement une relation gagnante et durable avec chaque localité

Cet engagement avec les parties prenantes est un processus continu chez Energicity, au-delà de la phase de développement projet. C'est pourquoi chaque localité est assignée à un(e) gestionnaire de communauté dédié, dont le rôle est d'assurer le support client en continu : répondre aux requêtes des usagers, maintenir un dialogue continu (qu'il y ait conflit ou non) et être la « voix du client », au sein d'Energicity, qui s'assure que des solutions ou améliorations sont clairement identifiées, implantées et communiquées en retour à la localité.

En particulier, en plus d'assurer une participation massive à nos services, nos Community managers appuient les entrepreneurs locaux dans le développement de leurs activités au travers d'usages productifs, et appui plus largement la communauté dans l'identification de besoins à plus grande échelle pouvant avoir un impact significatif pour leur développement. Un focus aussi mis sur les femmes avec notamment des « focus groupes » dédiés pour s'assurer que toutes les voix et besoins sont bien pris en compte.

Energicity s'engage par ailleurs en plus de cette présence forte, à organiser des revues trimestrielles entre chaque localité et le management de l'entreprise, pour recueillir les feedbacks et échanger sur les points d'amélioration possibles pour maintenir la satisfaction de chaque partie prenante et aussi important célébrer les succès rencontrés ensemble.

Chaque collaborateurs, partenaires d'Energicity devra adhérer à nos valeurs de respect des localités et de leur population et seront lorsque nécessaire formés aux méthodes et approches d'interaction adaptées à la clientèle.

La nature des produits et services fournis

En tant qu'entreprise responsable, nous structurons notre offre afin d'assurer une participation maximale des bénéficiaires et en particulier des plus vulnérables. En règle générale, nos tarifs sont définis très bas, pour être compétitifs avec les solutions d'énergie actuellement utilisées par les populations, avec l'ambition de leur donner le choix d'économiser et ou d'investir pour de meilleures chances de se développer économiquement.

Nous nous engageons donc à mettre en place les sessions d'information et de formations nécessaires pour que le plus grand nombre puisse être à l'aise dans l'utilisation de nos services, mais aussi soit très clair sur les avantages pour eux et leurs localités. Un focus

particulier sera systématiquement fait sur la sécurité et risques électriques avec la remise d'une brochure « illustrée » facilitant la compréhension pour toutes les couches, et particulièrement les personnes illettrées.

En particulier, sur ce volet sécurité des usagers, nous nous engageons à nous assurer de la fiabilité des installations électriques et particulièrement des branchements à l'intérieur des foyers avec toute connexion à notre réseau. Nous nous proposons aussi aux usagers de réaliser nous-même ces branchements, afin de réduire au maximum les risques électriques, mais aussi avec les couts pour ces usagers.

Plus généralement nous travaillerons continuellement avec nos partenaires et parties prenantes à :

- Développer des produits et services adaptables, durables, abordable et évolutifs répondant aux différents besoins des populations cibles tout en tenant compte des populations appartenant a des groupes vulnérables,
- Et à mettre en place des chaines d'approvisionnement (biens et services) responsables et respectant les normes et pratiques éthique, environnementale et sociale.

Cette présente charte, est mise à disposition de l'ensemble des collaborateurs et contractants comme un premier cadre de référence, et sera compléter d'un CODE DE CONDUITE & RESPONSABILITE PROFESSIONNELLE plus spécifique.

Le Management Energicity