



 **Thème**

**ANALYSE DE L'ENVIRONNEMENT ELECTRIQUE DE SIGMA
ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
DETERMINATION DU BESOIN DE RESSOURCE ENERGETIQUE ET
PLANIFICATION DE L'EVOLUTION DE SES CAPACITES**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
**MASTER GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE SPECIALITE :
RESEAU-ELECTRIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le par :

Lizissou FORTUNE (2013-1224)

Encadrant 2iE : Madieumbe GAYE Ingénieur/enseignant

**Maitre de stage : Jules Ruben DJOKAM, Directeur Général de SIGMA
ENGINEERING SYSTEMS**

Structure (s) d'accueil du stage: SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD

Jury d'évaluation du stage:

Président : Ing Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : Ing Moussa KADRI
Ing/Eng Madieumbe GAYE

Promotion [2019/2020]

DEDICACES

A mon très cher père

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Je ne saurai te remercier pour ton affection et surtout ton dévouement à mon égard.
Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai assez te remercier comme il se doit.
Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mes très chères sœurs Nous avons traversé des hauts et des bas.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite.
Que Dieu vous Bénisse abondamment.

REMERCIEMENTS

J'adresse au plus profond de mon cœur, mes remerciements à mon Père (Jésus-Christ), qui est, et a toujours été m'ont pilier pour la réalisation de ce mémoire. Sans oublier tous ceux qui mon soutenu de près ou de loin par leurs encouragements, affections, conseils et bien d'autre, que je ne pourrai malheureusement tout citer les noms.

Cependant, je veux remercier :

- **Monsieur Jules Ruben DJOKAM**, Directeur General de S.E.S, pour son avis favorable suite à ma demande de stage au sein de l'entreprise qu'il dirige et de sa disponibilité comme encadreur ;
- **Monsieur Alexandre ETOKA**, Responsable Technique de S.E.S, qui a bien voulu m'accueillir dans l'entreprise ;
- **Monsieur Jonathan Daina DINGUEMNADJI**, Support Technique à S.E.S, pour son encadrement, disponibilité et sa sympathie, qui mon permis de mener à bien mon travail;
- **Monsieur Lombaye DJENARBE**, Responsable IT et Systèmes de S.E.S, qui n'a cessé de me motiver pour l'atteinte des objectifs ;
- **Monsieur Mahamat AHMAT**, Support informatique à S.E.S, pour sa sympathie ;
- **Monsieur Adamou SALIOU**, Assistant du Directeur Général, pour sa sympathie.

Toutes mes gratitudes à l'Institut Internationale d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (**2IE**), qui de par son existence, a fait ce que je suis aujourd'hui et plus particulièrement à tous mes enseignants, qui m'ont assuré une bonne base théorique. Un grand merci à mon encadreur interne **Monsieur Madieumbe GAYE**, pour son encadrement, son sens d'être et sa disponibilité ;

A mes frères et sœurs (Jules ferry TCHANA, Gaëlle RIAMAYE.M) en Christ, pour leurs amours manifestés à mon égard.

Merci à tous.

RÉSUMÉ

Pour faire face aux changements climatiques et à la nécessité due à l'épuisement programmé des énergies fossiles, la plupart des pays dont le Tchad encourage à faire recourt à l'énergie renouvelable.

Dans le but de combler ses besoins électriques, à cause des coupures d'électricité provenant de la centrale thermique de la Société Nationale d'Electricité (SNE) et de lutter contre la pollution sous toutes ses formes en raison de son impact sur la santé ; l'entreprise S.E.S a décidé d'utiliser l'énergie solaire comme source secondaire afin de réduire ses dépenses d'achat d'essence.

Dans le cadre de notre stage a la S.E.S pendant 5 mois ; nous avons eu a :

- Diagnostiquer l'environnement électrique de S.E.S ;
- Proposer une installation PV ;
- Panifier l'évolution de ses capacités ;
- Déployer une solution PV qui serve de model pour les clients.

Après avoir diagnostiqué l'environnement du S.E.S, Nous avons proposé qu'un système PV autonome soit installé, dont le cout s'élève à 31 255 040 FCFA. Contrairement au modèle proposé aux clients, qui est un système injecté réseau, avec un cout de 13 751 369 FCFA, sauf que ce système est pour l'instant en vue au Tchad.

Mots Clés :

-
- 1 – Energie solaire**
 - 2 – système PV**
 - 3 – bilan de puissance**
 - 4 – solution PV**
 - 5 – cout**

ABSTRACT

To cope with climate change and need due to the programmed depletion of fossil fuels, most of the countries which Chad encourages to use renewable energy.

In order to meet its electrical needs, due to power cuts from the thermal power station of the national electricity company (NEC) and to fight against pollution in all its forms because of its impact on health; the S.E.S Company has decided to use solar energy as a secondary source in order to reduce its gasoline purchase expenses.

As part of our internship at the S.E.S for 5 months, we had to:

- Diagnose the electrical environment of S.E.S
- Propose a PV installation
- Plan the evolution of its capacities
- Deploy a solution that serves as a model for customers.

After having diagnosed the environment of its we proposed that an autonomous PV system be installed, the cost of which is 31 255 040 FCFA unlike the model offered to customers, which is a network injected system, with a cost of 13 751 369 FCFA, except that this system is currently in sight in Chad.

Key Word:

- 1 - Solar energy**
- 2 - PV system**
- 3 - Power budget**
- 4 - PV solution**
- 5 - Cost**

LISTE DES ABREVIATIONS

PV: Photovoltaïque

S.E.S: SIGMA ENGINEERING SYSTEMS.

SNE : SOCIETE NATIONAL D'ELECTRICITE.

IHP : Interrupteur Horaire Programmable.

S_T : Puissance apparente(VA).

S : Section de câble (mm²).

L : Longueur de câble (m).

Pr : Puissance rectifiée.

P : puissance électrique.

U : Tension (V)

I : Intensité de Courant(A)

I_Z : Courant admissible.

MWh: MegaWatt heure.

W: Watt.

Wh: Watt heure.

Wc: Watt crête.

kW: kilowatt.

kWh: kilowattheure. **kWc**: kilo Wattcrête.

Ah: Ampèreheure.

I_b : Courant d'emploi (A).

NFC 15-100 : Texte règlementaire de référence des installations électriques domestique.

UTE : union technique de l'électricité

CC = DC : courant continu

AC : courant alternatif

SOMMAIRE

DEDICACES	2
REMERCIEMENTS	3
RÉSUMÉ	0
ABSTRACT	1
LISTE DES ABREVIATIONS	2
LISTE DES FIGURES	7
INTRODUCTION GENERALE	8
Chapitre 1.GENERALITES	9
I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	9
II.1 PRESENTATION DU PROJET	10
III.1 ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	11
1. Rayonnement solaire	11
➤ Le rayonnement direct	11
➤ Le rayonnement diffus	11
➤ Le rayonnement réfléchi	11
2. L'orientation et inclinaison	12
3. Les Systèmes PV	13
➤ Les systèmes autonomes	13
➤ Les systèmes hybrides	14
➤ Les systèmes connectés au réseau	14
4. Les éléments d'un système PV autonome avec stockage	15
➤ Les modules PV	15
➤ Batterie	16
➤ Régulateur de charge/décharge	18
➤ Convertisseur (CC-CC)	18
➤ Onduleur (CC-AC)	19
➤ Câbles	19

Chapitre 2. AUDIT, DETERMINATION DU BESOIN EN RESSOURCE

ENERGETIQUE SOLAIRE ET LA PLANIFICATION DE L'EVOLUTION DE SES CAPACITES 21

I.2 AUDIT DES INSTALLATIONS ELECTRIQUE DE S.E.S _____ 21

1. *Evaluation des équipements terminaux _____ 21*
2. *Bilan de puissance _____ 22*
- *Facteur d'utilisation (Ku) _____ 23*
- *Facteur de simultanéité (KS) _____ 23*
- *Résultat _____ 23*
3. *Section des câbles _____ 24*
4. *Chute de tension _____ 24*

II.2 DETERMINATION DES BESOINS ENERGETIQUES SOLAIRES PV COMME SOURCE SECONDAIRE _____ 27

1. *Dimensionnement _____ 27*
- Etape 1 : Détermination des besoins électriques _____ 28*
- Etape 2 : Dimensionnement du champ PV _____ 29*
- Etape 3 : Dimensionnement du parc de batteries _____ 31*
- Etape 4 : Choix du régulateur _____ 33*
- Etape 5 : choix de l'onduleur et du convertisseur _____ 33*
- Etape 6 : calculs des sections de câble _____ 35*
- Etape 7 : les dispositifs de coupure et protection _____ 39*

III.2 PREVENTION ET PLANIFICATION DE L'EVOLUTION DES BESOINS

ENERGETIQUES SOLAIRES PV, FONCTION DE L'EVOLUTION DES ACTIVITES AU SEIN DE L'ENTREPRISE _____ 43

Chapitre 3. DEPLOIEMENT DE LA SOLUTION PV QUI SERVE DE MODEL

POUR LE CLIENT _____ 45

I.3 Étude technique du système injecté réseau _____ 45

- Etape 1 : Dimensionnement du champ PV _____ 45*

<i>Etape 2 : Choix de l'onduleur</i>	<i>46</i>
<i>Etape 3 : Calculs des Sections de câbles</i>	<i>47</i>
<i>Etape 4 : Dispositifs de protection</i>	<i>48</i>
Chapitre4.ETUDE TECHNIQUE, FINANCIERE ET D'IMPACT	
ENVIRONNEMENTAL	52
I.4 ETUDE TECHNIQUE	52
1. Audit des installations électriques S.E.S	52
➤ <i>Analyse et solution</i>	<i>53</i>
II.4 ETUDE FINANCIERE	54
III.4 ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL	55
1. Analyse de l'état initial	56
2. Mesures d'atténuations	57
➤ <i>Mesure de Protection du sol</i>	<i>57</i>
➤ <i>Mesure de protection de l'air</i>	<i>57</i>
CONCLUSION GENERALE	58
RECOMMANDATIONS	58
BIBLIOGRAPHIE	59
ANNEXE	0

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1: Angle optimal d'inclinaison pour une exploitation annuelle. [2]</i>	13
<i>Tableau 2: les technologies des cellules solaires. [3]</i>	16
<i>Tableau 3 : comparaison des caractéristiques techniques des batteries. [4]</i>	17
<i>Tableau 4 : récapitulatif des récepteurs terminaux.</i>	21
<i>Tableau 5 : Facteur de simultanéité. [1]</i>	23
<i>Tableau 6 : valeurs autorisées de la chute de tension. [1]</i>	24
<i>Tableau 7 : les formules de la chute de tension. [1]</i>	24
<i>Tableau 8 : calculs de la chute de tension</i>	25
<i>Tableau 9: données moyennes de l'ensoleillement de la ville de N'Djamena</i>	30
<i>Tableau 10 : indication du raisonnement à suivre pour le choix des modules PV.</i>	30
<i>Tableau 11 : récapitulatif de courant admissible fonction de la section du câble normalisée.</i>	35
<i>Tableau 12 : calculs de La chute de tension coté champ PV</i>	36
<i>Tableau 13 : récapitulatif des sections de câble</i>	38
<i>Tableau 14 : compatibilité entre l'onduleur et le champ PV.</i>	46
<i>Tableau 15 : Calculs des sections de câble entre champ PV et l'onduleur.</i>	47
<i>Tableau 16 : calculs de chute de tension entre le champ PV et l'onduleur</i>	48
<i>Tableau 17 : étude technique du réseau électrique de S.E.S.</i>	52
<i>Tableau 18 : Intensité nominale maximale des fusibles et disjoncteurs en fonction de la section des conducteurs. [1]</i>	53
<i>Tableau 19 : Devis estimatif du système PV autonome</i>	54
<i>Tableau 20 : Devis estimatif du système PV injecté réseau</i>	55
<i>Tableau 21 : Matrice Numérique.</i>	56
<i>Tableau 22 : Matrice de Fecteau.</i>	56

LISTE DES FIGURES

<i>Figure 1: organigramme de S.E.S.</i>	10
<i>Figure 2 : plan de masse S.E.S (R+0).</i>	10
<i>Figure 3 : plan de masse S.E.S (R+1).</i>	10
<i>Figure 4: le rayonnement solaire. [5]</i>	12
<i>Figure 5 : système PV autonome. [4]</i>	14
<i>Figure 6: systèmes PV connectés au réseau. [5]</i>	14
<i>Figure 7: module PV.</i>	16
<i>Figure 8 : banc de batteries pour un système PV autonome. [4]</i>	18
<i>Figure 9 : symbole d'un onduleur (convertisseur CC-AC).</i>	19
<i>Figure 10 : les câbles de l'installation PV. [5]</i>	20
<i>Figure 11 : schéma unifilaire global de l'installation électrique.</i>	22
<i>Figure 12 : convertisseur (CC/CC) 48V-24V.</i>	34
<i>Figure 13 : Schéma de l'installation du système PV autonome de S.E.S.</i>	43
<i>Figure 14 : Schéma de l'installation du système PV injecté réseau.</i>	51

INTRODUCTION GENERALE

Le développement d'un pays repose le plus sur la disponibilité et le taux d'accès en électricité.

Au Tchad, le secteur électrique est en souffrance avec seulement 8,83% de la population qui ont accès à l'électricité. La SNE parvient à peine à satisfaire les besoins électriques des usagers, dus aux vétustés des groupes électrogènes et le cout élevé de l'énergie fossile. Cette situation, impacte fortement le quotidien des entreprises, qu'elles préfèrent utiliser leurs propres groupes électrogènes comme source de secours en cas de délestage. Malheureusement, cette source est confrontée à quelques problèmes similaires que celui de la SNE notamment, le cout élevé du fossile, la pollution sous toutes ses formes qui est devenue un souci majeur du fait de son impact sur la santé.

Pour relever les différents défis, l'utilisation des ressources solaires dites renouvelables, inépuisable est la meilleure des options, avec un impact faible sur l'environnement et économiquement viable.

Le PV est l'une des technologies solaires les plus connues au Tchad. Cependant, il est utilisé par très peu d'entreprises comme une source d'énergie secondaire pour pallier aux problèmes des coupures intempestives d'électricité.

C'est dans ce sens que l'entreprise S.E.S choisit d'utiliser l'énergie solaire comme une source secondaire et encourage les autres à faire autant. C'est donc dans cette optique que s'inscrit notre étude.

L'objectif du projet consiste à proposer une installation PV comme une source secondaire à S.E.S, et déployer une solution PV qui serve de model pour les clients.

Pour mener à bien ce travail, nous verrons les Généralités (chapitre1) suivi de l'audit, détermination du besoin en ressource énergétique solaire et la planification de l'évolution de ses capacités (chapitre 2) en passant par le déploiement de solution qui serve de model aux clients(chapitre3) pour terminer sur l'Etude technique, financière et l'impact environnemental(chapitre4).

Chapitre 1. GENERALITES

La présentation est une étape première et très importante au début d'une rencontre ; tout comme une étude bibliographique pour la réalisation d'un projet. Elles permettent de faire la connaissance d'un site quelconque, d'une personne et bien d'autres, avant de passer à une autre phase.

Avant d'appréhender l'objectif du projet, la présentation de la structure d'accueil, du site et l'étude bibliographique est capitale.

I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

Créée en 2013 par un ingénieur, et dirigée par quelques personnes de différentes nationalités ayant de fortes expériences de par leurs parcours individuels, S.E.S est une entreprise à responsabilité limitée unipersonnelle. Elle s'est spécialisée dans plusieurs domaines à savoir :

- Informatique et Télécommunication ;
- Data center et Locaux technique ;
- Monitoring SCADA et Télésurveillance ;
- Vidéosurveillance et Contrôle d'accès ;
- Electricité et Energie ;
- Téléphonie, Support et Pylônes ;
- Formation et Rendement des Ressources ;
- Sonorisation, Revêtements et Mobiliers des espaces ;
- Conseil et Maitre d'œuvre.

Elle est au total composée de 7 personnels en son sein, qui seront représentés sur la Figure1 ci-dessous :

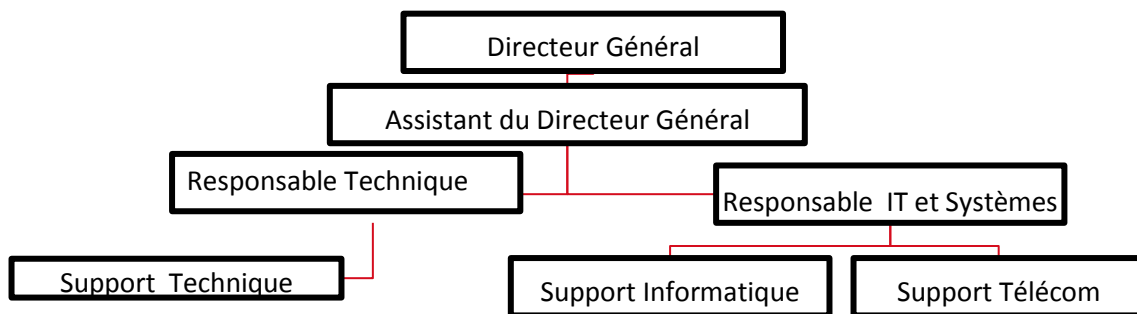


Figure 1: organigramme de S.E.S.

II.1 PRESENTATION DU PROJET

Le but du projet est de remplacer la source secours (groupe électrogène), par une source solaire et déployer une solution qui serve de model aux clients.

La zone de la conception du projet, est le site S.E.S. Situé au Tchad, plus précisément à N'Djamena dans le 6ème arrondissement avec une superficie de 474m².

Notons que le site de S.E.S est une concession familiale R+1louée.

Voir la Figure 2 et la Figure 3 pour plus de détail.

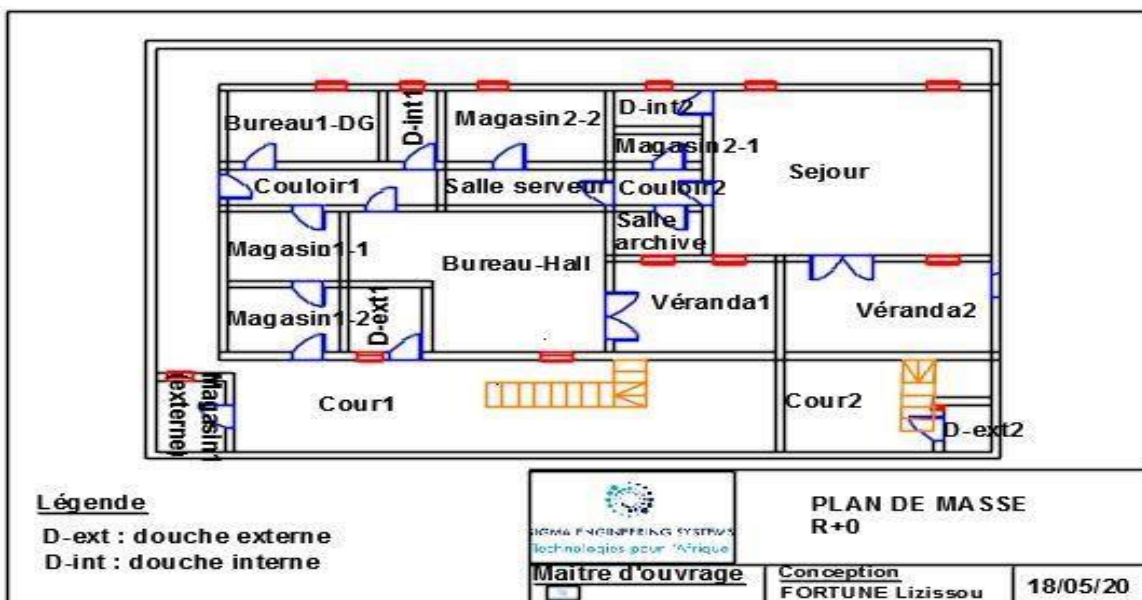


Figure 2 : plan de masse S.E.S (R+0)

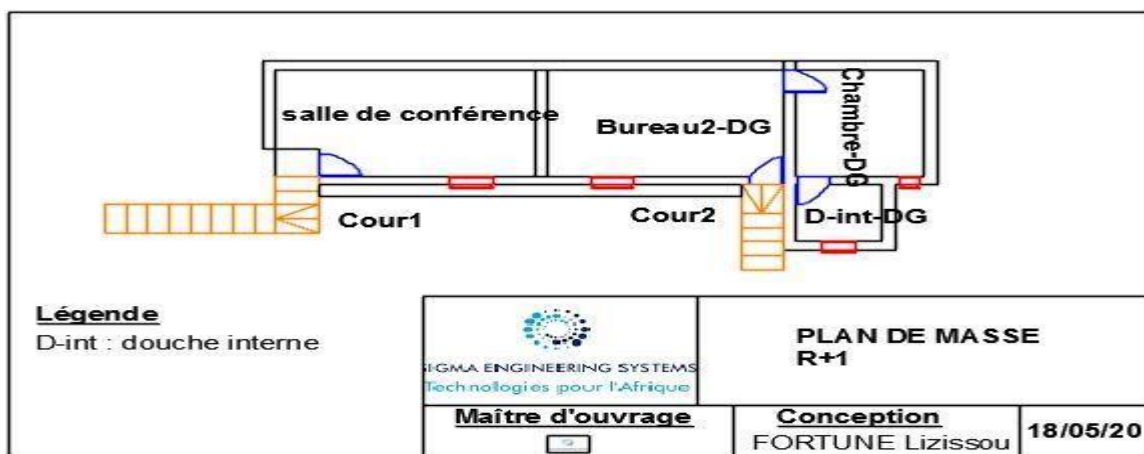


Figure 3 : plan de masse S.E.S (R+1)

Les tâches attendues pour atteindre le but du projet cités ci haut, suivant la zone du projet (voir figure 2 et la figure3) sont les suivantes :

- Faire un Audit des installations électrique du site ;
- Déterminer les besoins énergétiques solaire PV ;
- Prévenir et planifier l'évolution des besoins énergétiques solaire PV en fonction de l'évolution des activités au sein de l'entreprise ;
- Déployer une solution PV qui serve de model pour le client.

III.1 ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Rayonnement solaire

Le soleil tire son énergie de réactions thermonucléaires se produisant dans son noyau.

L'énergie émise par le soleil est sous forme d'ondes électromagnétiques dont l'ensemble forme le rayonnement solaire.

En traversant l'atmosphère, le rayonnement va subir des transformations par absorption et par diffusion, on distingue pour cela. [5]

➤ Le rayonnement direct

Les rayons du soleil atteignent le sol sans subir de modification (sans diffusion par l'atmosphère) et restent parallèles entre eux. [5]

➤ Le rayonnement diffus

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire rencontre des obstacles tels que les nuages, la poussière, etc. Ces obstacles ont pour effet de repartir un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux dans toutes les directions. [5]

➤ Le rayonnement réfléchi

C'est le résultat de la réflexion des rayons lumineux sur une surface réfléchissante par exemple : la neige ; cette réflexion dépend de l'albédo (pouvoir réfléchissant) de la surface concernée. [5]

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure suivante :

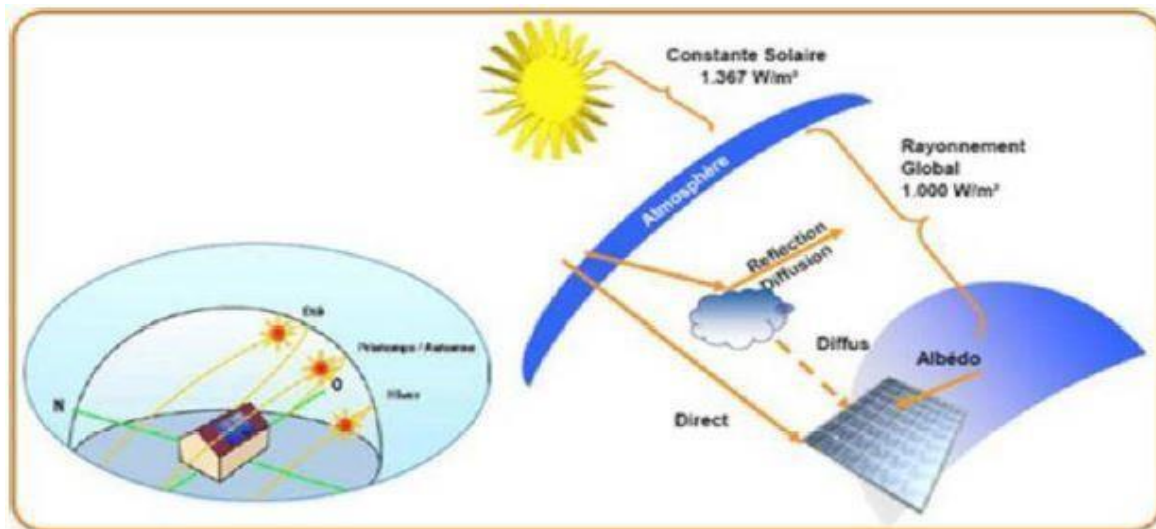


Figure 4: le rayonnement solaire. [5]

NB : le rayonnement solaire utilisé par le module PV est le rayonnement global, présenté sur la Figure 4 ci haut.

2. L'orientation et inclinaison

L'orientation des modules PV se fait en suivant l'hémisphère dans lequel se trouve notre région d'étude.

Le soleil se lève à l'Est et se couche à l'Ouest et N'Djamena se situe dans l'hémisphère Nord à une latitude de 12° environ. Le soleil au zénith est donc vers le Sud. Globalement, les rayons du soleil viennent donc plus du Sud que des autres directions, d'autant plus qu'à midi, lorsque le soleil est au zénith et donc plein Sud, le rayonnement est le plus intense.

D'où les modules PV seront orientés plein Sud.

L'inclinaison du module PV, est l'angle qu'il fait avec le plan horizontal.

Une cellule solaire capte le maximum d'énergie solaire quand il est perpendiculaire aux rayons du soleil, or l'angle d'incidence de ces rayons varie au cours de la journée et au cours des saisons.

[2]

Il existe plusieurs positionnements du champ PV :

- **Uniaxial** : Système permettant de faire tourner le champ PV autour d'un axe situé dans le même plan que le champ PV. L'orientation de cet axe peut être quelconque, mais le plus souvent, il s'agit d'un axe horizontal orienté Est-Ouest ou Nord-Sud, ou encore d'un axe parallèle à l'axe de rotation de la terre ; [2]

- **Azimutal** : Système à un seul axe de rotation vertical, le champ PV conservant une inclinaison fixe ; [2]
- **Biaxial** : Système à 2 axes de rotation permettant toujours de présenter la surface du champ PV perpendiculairement aux rayons du soleil. [2]

NB : Compte tenu du cout d'installation, nous choisissons la position Azimutal.

Le tableau ci-dessous donne l'angle d'inclinaison optimal pour une exploitation annuelle.

Tableau 1: Angle optimal d'inclinaison pour une exploitation annuelle. [2]

Latitude	Inclinaison
0° à 15°	latitude (avec au minimum 10°) (1)
15° à 22,5°	Latitude + 5°
22,5° à 35°	Latitude + 10°
> 50°	Latitude + 20°

(1) Il est nécessaire d'incliner au moins le générateur à 10° pour tenir compte de l'auto ruissèlement des eaux (pluies, etc.)

Par rapport au tableau ci-dessus, nous nous situons à la première ligne en rouge.

D'où notre angle d'inclinaison des modules PV est de : 15°.

3. Les Systèmes PV

Il existe généralement trois systèmes PV dont :

➤ Les systèmes autonomes

Ces systèmes PV sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau.

Les différents types de systèmes PV autonomes ont les possibilités de couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique. [5]

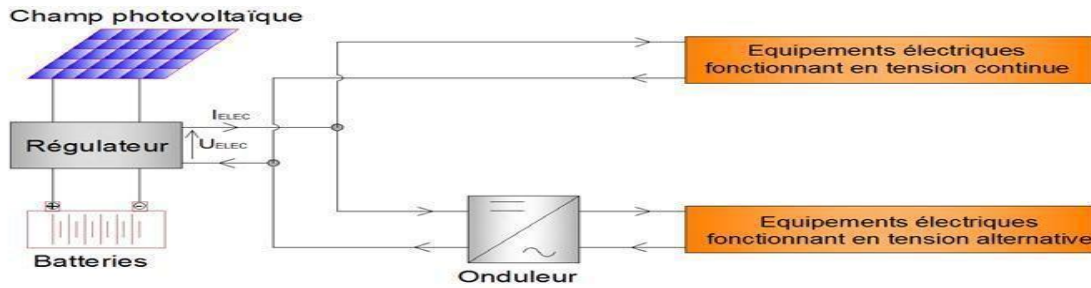


Figure 5 : système PV autonome. [4]

➤ Les systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le PV et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. [5]

➤ Les systèmes connectés au réseau

Les systèmes de production d'énergie PV connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution.

Ils produisent leur propre électricité et acheminent leur excédent d'énergie vers le réseau auprès duquel il s'approvisionne au besoin. Ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie. Il est toujours possible d'utiliser ces systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau. [5]

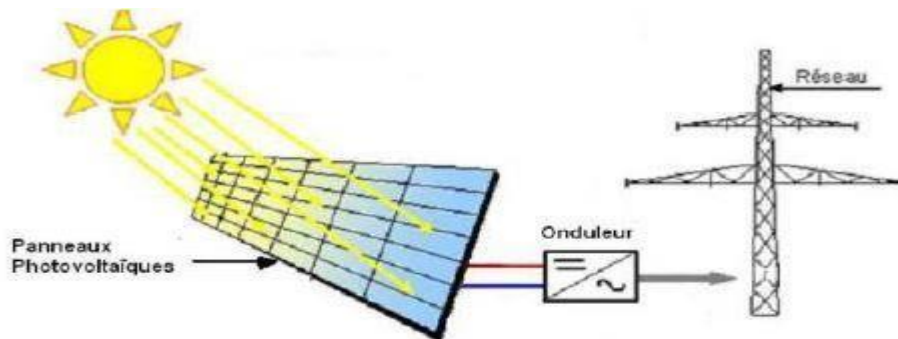


Figure 6: systèmes PV connectes au réseau. [5]

Dans le but de préserver l'environnement et de limiter les dépenses à l'achat du combustible, la S.E.S a choisi d'alimenter une partie de ses équipements essentiels par une alimentation solaire comme source de secours en cas de coupure.

Sur ce, le système PV qui sera installé est : le système autonome avec stockage.

Système PV choisi : Système autonome avec stockage, car le système PV injecté réseau est en cours de discussion au Tchad.

4. Les éléments d'un système PV autonome avec stockage

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système PV autonome avec stockage, il est important d'avoir une idée sur ses différents composants.

Il existe plusieurs composants d'un système PV autonome :

- Modules PV ;
- Régulateurs de charge/décharge ;
- Convertisseurs ;
- Batteries ;
- Onduleurs ;
- Câbles.

➤ Les modules PV

Les modules PV exposés au soleil, convertissent les rayons solaires grâce aux photons en électricité utilisable.

Les modules des panneaux PV dans les systèmes autonomes sont généralement configurés pour fournir des tensions continues nominales de 12V, 24V et, dans les systèmes plus grands, 48V. Cela signifie que les modules sont généralement connectés en série. Afin de faciliter l'interconnexion des modules, il est préférable d'utiliser des modules avec boîtes de jonction plutôt que des modules avec câbles enfichables (comme c'est le cas pour configurer les longues chaînes utilisées dans les systèmes connectés au réseau). La plupart des systèmes autonomes ont une tension de 24V. [4]

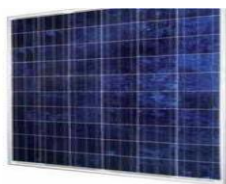


Figure 7: module PV.

Le module PV présenté sur la Figure 7 est constitué de plusieurs cellules dans lesquels la conversion d'énergie solaire en énergie électrique se passe.

Le silicium est actuellement le plus utilisé pour fabriquer les cellules PV.

Il existe différentes technologies des cellules solaires à base du silicium qui seront présentées dans le tableau suivant :

Tableau 2: les technologies des cellules solaires. [3]

	Le silicium monocristallin	Le silicium polycristallin	Le silicium amorphe
Définition	Les cellules sont fabriquées avec du silicium parfaitement cristallisée.	Les cellules sont fabriquées avec des atomes qui ne sont pas tous cristallisés.	Les atomes sont disposés de manière désordonnée du fait que les cellules sont fabriquées par projection de silicium sur un autre matériau (verre, plastique) constitué des couches très mince.
Avantages	- Le matériau le plus répandu. -Très bon rendement, entre 12% et 16%.	Prix faible que celle de silicium monocristallin	Répond néanmoins à de nombreux besoins liés à l'éclairage (extérieur ou intérieur).
Inconvénients	Le prix élevé à cause d'un procédé de fabrication long et énergivore	Rendement entre 11% et 14%.	Rendement très faible 5 à 7%

➤ **Régulateur de charge/décharge**

Le régulateur assure deux fonctions principales :

- **La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes**
- **L'optimisation du transfert d'énergie du générateur PV à l'utilisation.**

➤ **Convertisseur (CC-CC)**

Dans une installation PV, il peut avoir des charges à courant continu qui ne fonctionnent pas à la même tension que celle du système PV.

Le convertisseur CC-CC permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers les charges. Il peut être élévateur ou abaisseur de tension.

Il existe plusieurs sortes des convertisseurs, fonction de leurs caractéristiques.

➤ **Batterie**

La plupart des systèmes solaires autonomes sont équipés de batteries, car la production et la consommation d'énergie ne se coïncident généralement pas. Les types de batterie les plus courantes que l'on trouve dans les systèmes solaires autonomes sont les batteries rechargeables au plomb-acide. Ce sont les plus rentables et peuvent gérer des courants de petites et de grandes charges avec une grande efficacité. Les autres types de piles rechargeables disponibles dans le commerce sont les piles nickel cadmium et nickel métal.

Le tableau suivant compare les caractéristiques techniques de différentes batteries.

Tableau 3 : comparaison des caractéristiques techniques des batteries. [4]

Technologie	Plomb	Ni/Cd	Ni/MH	Li/Ion
Rendement (%)	>80	75	70	>95
Tension de cellule	2V	1.2	1.2	3.6
Taux D'autodécharges mensuelles	5%	20%	30%	<5%
Nombre de cycle	500-1000	800	750-1200	1000
Durée de la charge	8–16 h	1 h	2–4 h	<1 h
Fréquence des Besoins d'entretien	Tous les 3-6 mois	Tous les 30 à 60 jours	Tous les 60 à 90 jours	Pas nécessaire
Avantages	Faible coût	Fiabilité Performances à froid	Très bonne Densité d'énergie	Excellente Puissance et énergie

Inconvénient	Durée de vie	Toxicité	Comportement en température	Le coût élevé
--------------	--------------	----------	-----------------------------	---------------



Figure 8 : banc de batteries pour un système PV autonome. [4]

➤ **Onduleur (CC-AC)**

Dans une installation PV, la plupart des appareils domestiques et industriels ont besoin du courant alternatif, mais les modules PV produisent que de l'électricité en courant continu.

Un onduleur, est un dispositif permettant de transformer une énergie électrique de type continue en type alternatif. La fonction principale de ce dispositif est de créer au niveau de sa sortie une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace à partir d'une tension continue en entrée. [4]

Un onduleur est dit autonome s'il assure de lui-même sa fréquence et sa forme d'onde.

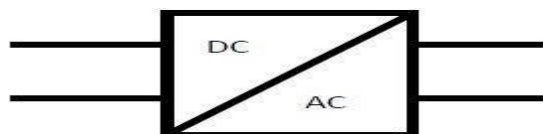


Figure 9 : Symbole d'un onduleur (convertisseur CC-AC).

➤ **Câbles**

La performance globale des systèmes PV dépend fortement du choix correct des câbles.

Les systèmes PV contiennent généralement des pièces DC et AC.

Pour installer correctement un système PV, il est important de connaître les conventions de couleur.

- Pour les câbles CC

Le rouge est utilisé pour connecter les contacts + des différents composants du système.

Le noir est utilisé pour le raccordement des contacts - et pour l'interconnexion des modules entre eux.

L'indication de polarité se fait par l'utilisation de connecteurs dédiés avec des marquages de polarité.

- Pour le câblage CA

Différentes conventions de couleurs sont utilisées dans le monde entier.

Par exemple, dans l'Union européenne, le bleu est utilisé pour le neutre, le vert-jaune est utilisé pour la terre de protection et le brun (ou une autre couleur comme le noir ou le gris) est utilisé pour la phase.

Aux États-Unis et au Canada, l'argent est utilisé pour le neutre, le vert-jaune, le vert ou un conducteur nu est utilisé pour la terre de protection, et le noir (ou une autre couleur) est utilisé pour la phase.

Il est donc très important de vérifier les normes du pays dans lequel le système PV va être installé.

Les câbles CC doivent généralement être certifiés pour des tensions allant jusqu'à 1 kV ; en outre, ils doivent être blindés avec un matériau résistant aux UV, car ils sont souvent exposés au rayonnement solaire. [4]



Figure 10 : les câbles de l'installation PV. [5]

Dans ce chapitre, nous avons présenté la structure d'accueil dans son ensemble et ensuite, présenté le projet.

Ces deux points, nous ont aidés à avoir une idée détaillée sur notre site d'étude et de l'environnement dans lequel nous nous trouvons

Chapitre 2. AUDIT, DETERMINATION DU BESOIN EN RESSOURCE ENERGETIQUE SOLAIRE ET LA PLANIFICATION DE L'EVOLUTION DE SES CAPACITES

La volatilité des ressources en combustibles fossiles à l'échelle mondiale a nécessité une recherche urgente d'autres sources d'énergies afin de répondre aux exigences actuelles (le monde aura besoin de doubler la capacité énergétique installée les 40 prochaines années) tout en minimisant les impacts environnementaux négatifs. [3]

Une source inépuisable et propre à savoir, l'énergie solaire est la meilleure source pour répondre aux exigences actuelles.

Avant de traiter les différents points sur l'énergie solaire, Une analyse de l'environnement électrique de S.E.S est très importante.

I.2 AUDIT DES INSTALLATIONS ELECTRIQUE DE S.E.S

1. Evaluation des équipements terminaux

Accompagnée par le technicien de l'entreprise, l'évaluation des équipements terminaux s'est déroulée sous plusieurs formes : visuel, à l'aider d'un testeur, et par questionnement. En fonction de la Zone du Bâtiment 1 et de la Zone du Bâtiment 2, les résultats suite à l'évaluation des équipements terminaux, sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4 : récapitulatif des récepteurs terminaux.

Récepteurs		nombre	Etat	
			fonctionnel	Non-fonctionnel
Zone du Bâtiment 1	Eclairage	29	23	6
	Ventilateur	2	0	2
	Climatiseur	1	1	0
	Ventouse	2	2	0
	Détecteur de présence	3	3	0

	Prise (2P+T)	19	17	2
Zone du Bâtiment 2	Eclairage	25	14	11
	Ventilateur	2	0	2
	Climatiseur	2	2	0
	Caméra de surveillance	3	3	0
	Ventouse	1	1	0
	Détecteur de présence	1	1	0
	Prise (2P+T)	19	17	2
	Prise (3P+T)	1	1	0
	Onduleur	1	1	0

2. Bilan de puissance

Le bilan de puissance a pour but de déterminer la puissance totale nécessaire qu'il faut installer en fonction des récepteurs terminaux.

Dans le cadre de notre étude, la Figure 11 nous montre de façon détaillée nos différents récepteurs terminaux, dont il faut déterminer la puissance totale.

Plusieurs normes selon les localités, entrent en vigueur pour l'établissement d'un bilan de puissance. La norme NFC-15 100 pour une installation domestique, sera utilisée pour ce cas. Cette norme, fait entrée deux paramètres à savoir : le Facteur d'utilisation et le Facteur de simultanéité dans le calcul.

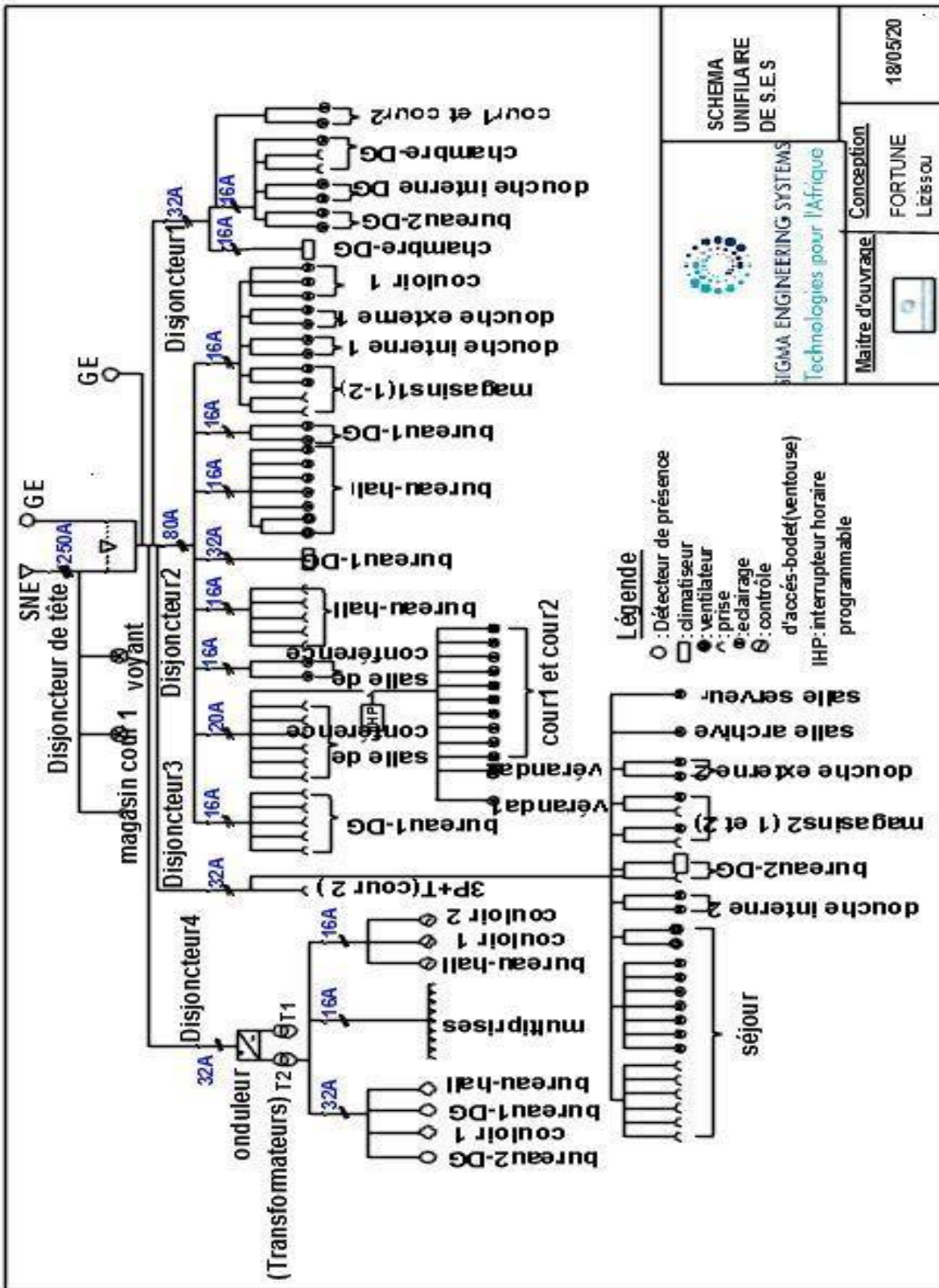


Figure 11 : schéma unifilaire global de l'installation électrique.

➤ **Facteur d'utilisation (Ku)**

Ce facteur résulte du fait qu'un appareil ne fonctionne pas nécessairement à sa puissance nominale. [3]

Cette valeur varie de 0,2 à 0,5 pour les prises bureaux et 1 pour les prises industriels, éclairages, climatisation et bien d'autre, hormis les moteurs.

➤ **Facteur de simultanéité (KS)**

Compte tenu du fait que les récepteurs ne fonctionnent pas simultanément, la puissance nécessaire pour alimenter un groupe de récepteurs est inférieure à la somme de leurs puissances nominales. [3]

Pour l'utilisation d'une prise il est de : $0,1 + \frac{0,9}{N}$ (N étant le nombre de prises de courant alimentées par le même circuit).

Pour le reste des récepteurs, il est présenté dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Facteur de simultanéité. [1]

Nombre de circuits	Facteur de simultanéité
2 et 3	0,9
4 et 5	0,8
6 et 9	0,7
10 et plus	0,6

➤ **Résultat**

Le bilan de puissance de S.E.S est calculé en tenant compte de chaque cour, voir la figure 2 et la figure 3.

Le résultat final obtenu du bilan de puissance de la cour 1 est de : **$S_{T1} = 8,10 \text{ kVA}$** .

Celui de la cour 2 fait : **$S_{T2} = 16,35 \text{ kVA}$** .

NB : pour plus de détail sur les calculs, voir annexe 1 et 2

Le bilan de puissance total de S.E.S fait : **$S_T = S_{T1} + S_{T2}$**

D'où $S_T = 24,44 \text{ kVA}$

Le choix de la section des câbles et le calcul de la chute de tension est très important.

3. Section des câbles

De façon normalisée, la section d'un câble est choisie dans un tableau à l'aide du courant admissible calculé.

Le courant admissible se calcule de cette façon :

$$I_Z = \frac{I_n \times K}{\text{Produit des coefficients de correction}}$$

Avec : I_n : calibre du dispositif de protection

$K = 1$ si protection par disjoncteur

Aucun calcul n'a été fait à ce niveau, car les différentes sections de câble sont données directement par le technicien de S.E.S.

Elle est de : 1,5mm² pour les prises, 6mm² pour l'arrivée et les différents départs et 2,5 mm² pour les éclairages, climatisation, ventilation.

4. Chute de tension

Fonction de la longueur et de la section de câble, elle est l'élément fondamental pour équilibrer le réseau.

Selon la norme NFC 15-100 les valeurs de la chute de tension ne doivent pas excéder les données dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6 : valeurs autorisées de la chute de tension. [1]

Chute de tension maximale entre l'origine de l'installation BT et l'utilisation		
	Luminaire	Autre usage (force motrice)
Alimentation par le réseau BT et distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé HT/BT	6%	8%

Le tableau ci-dessous, nous donne les formules de la chute de tension.

Tableau 7 : les formules de la chute de tension. [1]

Circuit	Chute de tension	
	En (V)	En %
Monophasé : deux phases	$\Delta V = 2 \times I_b \left(\frac{\rho \times L}{s} \times \cos\varphi + X L \sin\varphi \right)$	$\frac{100 \times \Delta V}{\Delta V}$

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

Monophasé : phase et neutre	$\Delta V = 2 \times I_b \left(\rho \times \frac{L}{S} \times \cos\varphi + XL \sin\varphi \right)$	$\frac{100 \times \Delta V}{\Delta V}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} \times I_b \left(\rho \times \frac{L}{S} \times \cos\varphi + XL \sin\varphi \right)$	$\frac{100 \times \Delta V}{\Delta V}$

ρ : Résistivité :

0,0225 Ωmm²/m pour le cuivre ;

0,036 Ωmm²/m pour l'aluminium ;

L : Longueur simple de la canalisation, en mètres ;

S : Section des conducteurs, en mm² ;

Cos φ : Facteur de puissance : en l'absence d'indications précises, le facteur de puissance est pris égal à 0,8 (sin φ = 0,6) ;

X : Réactance linéique des conducteurs ; en l'absence d'autres indications X = 0,08mΩ/m.

I_b : Courant d'emploi, en A ;

U_n : Tension nominale entre phases en (V) ;

V_n : Tension nominale entre phase et neutre en (V) ;

ΔU, ΔV : Chutes de tension en volts (V) respectivement entre phases et entre phase et neutre.

NB : tous nos conducteurs sont en cuivre.

Considérant cette fois ci le schéma unifilaire, le calcul de la chute de tension n'a pas été scindé par cour.

Tableau 8 : calculs de la chute de tension

Chute de Tension					
Récepteurs	I _b (A)	L(m)	S (mm ²)	Δv	Δv(%)
Disjoncteur 1	19,7	3	6	0,38	0,16
Départ climatiseur (chambre-DG)	15,6	2	2,5	0,50	0,22
Départ éclairage (Bureau2-DG)	0,16	2	1,5	0,01	0,00
Départ éclairage (chambre-DG)	0,17	2	1,5	0,01	0,00
Départ prise (chambre-DG)	1,805	2	2,5	0,06	0,02

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

Départ éclairage (Zone du Bâtiment 1 et Zone du Bâtiment 2)	0,15	15	1,5	0,06	0,03
Disjoncteur 2	11,5	22	6	1,52	0,38
Départ éclairage (couloir1)	0,37	11	1,5	0,11	0,05
Départ éclairage (D-int1)	0,04	9	1,5	0,01	0,00
Départ éclairage (magasins1-1 et 2)	0,04	10	1,5	0,01	0,00
Départ éclairage (Bureau1-DG)	0,13	13	1,5	0,04	0,02
Départ éclairage (Bureau-hall)	0,095	7	1,5	0,02	0,01
Départ éclairage (salle de conférence)	0,12	7	1,5	0,02	0,01
Départ éclairage (Zone du Bâtiment 1, véranda1, Zone du Bâtiment 2 véranda2)	0,04	35	1,5	0,04	0,02
Départ prise (Bureau-hall)	0,71	9	2,5	0,10	0,04
Départ prise (salle de conférence)	1,02	9	2,5	0,14	0,06
Départ prise (Bureau1-DG)	0,92	16	2,5	0,23	0,10
Départ climatiseur (Bureau1-DG)	5,34	12	2,5	0,88	0,38
Départ ventilateur (Bureau-hall)	0,19	8	1,5	0,04	0,02
Disjoncteur 3	31,44	12	6	2,63	1,14
Départ 3P+T (séjour)	1,74	9	6	0,09	0,02
Départ éclairage (salle serveur)	0,16	8	1,5	0,03	0,01
Départ éclairage (salle archive)	0,08	2	1,5	0,00	0,00

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

Départ éclairage (magasin2-1)	0,07	4	1,5	0,01	0,00
Départ éclairage (magasin2-2)	0,07	7	1,5	0,01	0,01
Départ éclairage (D-int2)	0,036	10	1,5	0,01	0,00
Départ éclairage (séjour)	0,1	13	1,5	0,03	0,01
Départ prise (magasin2-1)	2,95	6	2,5	0,27	0,12
Départ prise (magasin2-2)	2,95	10	2,5	0,45	0,20
Départ prise (Bureau2-DG)	2,95	12	2,5	0,54	0,24
Départ prise (séjour)	0,65	27	2,5	0,27	0,12
Départ climatiseur (Bureau2-DG)	15,6	10	2,5	2,14	0,93
Départ éclairage (D-ext2)	0,07	16	1,5	0,03	0,01
Départ ventilateur (séjour)	0,17	10	1,5	0,04	0,02
Disjoncteur 4	15,92	9	6	1,00	0,43
Départ ventouse (salle-serveur)	0,013	9	1,5	0,00	0,01
Départ détecteur de présence (salle serveur)	0,13	12	1,5	0,04	0,16
Départ multiprises (salle-serveur)	12,03	2	1,5	0,60	5,00
Départ onduleur (salle-serveur)	10,83	1	6	0,08	0,04

Les résultats obtenus de la chute de tension (voir annexe 3), répondent aux exigences du tableau 3 contrairement au niveau de la multiprise où sont connectés les caméras de surveillances .D'où la chute de tension dépasse largement le 3% fixé par la norme NFC15 100.

Effectivement nous avons constaté au tout début de notre présentation un sérieux problème au niveau de l'écran qui affiche les images reçues par les caméras de surveillances.

Ces caméras de surveillances, ont dû mal à donner des bonnes images, et parfois elles se comportent comme un jeu de lumière en termes de tension.

II.2 DETERMINATION DES BESOINS ENERGETIQUES SOLAIRES PV COMME SOURCE SECONDAIRE

Provenant du rayonnement solaire, il existe plusieurs technologies solaires qui permettent de convertir l'énergie solaire en énergie électrique afin de satisfaire l'utilisateur.

Parmi ces technologies, nous nous intéressons à la technologie PV par le fait que : d'une part elle est la plus connue au Tchad, et d'autre part elle permet d'obtenir de l'électricité de façon directe et autonome à l'aide d'un matériel fiable et de durée de vie relativement élevée, permettant une maintenance réduite.

1. Dimensionnement

Le dimensionnement se fait à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, et des données de l'ensoleillement d'autre part.

Le dimensionnement d'un système PV a pour but la détermination de la puissance crête du générateur PV et la capacité des batteries à installer.

Le dimensionnement d'un système PV suit une démarche par étapes qui seront appliquées comme suit :

Etape 1 : Détermination des besoins électriques

Cette étape est très importante pour l'évaluation du champ PV et de la capacité du parc de batteries.

➤ Bilan de puissance et d'énergie

– Bilan de puissance électrique

Le site S.E.S étant subdivisé en deux cours : cour 1 et cour 2 (voir figure 2 et 3), juste quelques récepteurs essentiels ont été pris en compte dans chaque cour pour dresser le bilan de puissance, afin d'être alimenté par l'énergie solaire en cas de coupure d'électricité par la SNE.

La puissance électrique totale obtenue est de 5,87 kW.

Cependant, il existe deux types de récepteurs :

- Les récepteurs à courant alternatif qui requièrent la présence d'un onduleur afin de transformer le courant continu du champ PV en courant alternatif pour leur utilisation.

- Les récepteurs à courant continu sont, soit alimenté par le courant continu du champ PV (si leur tension est égale à la tension du système PV) soit par un convertisseur (CC/CC).

Sur ce, la puissance totale des récepteurs à courant alternatif a été divisé par le rendement de l'onduleur que nous estimons à 90%, et celle des récepteurs à courant continu par le rendement du convertisseur estimé à 85%.

En appliquant cette formule :
$$Pr (W) = \frac{\text{Puissance des recepteurs CA ou CC}}{\text{RenCC/CA OU RenCC/CC}}$$

Nous retenons une puissance électrique totale rectifiée de 6,53 kW

– Bilan énergétique

Les besoins énergétiques solaires des récepteurs considérés, dépendent de la puissance rectifiée de chaque récepteur et des plages d'heures de fonctionnements, selon nos besoins.

Justification des heures de fonctionnement

La coupure d'électricité dans notre région d'étude, peut se faire pendant 24h/24h. Les heures de fonctionnement seront choisies en fonction des heures du début et de la fin du travail soit, 7h00 à 15h00 (sans l'heure de pause d'une heure de temps). Les ventouses et les détecteurs de présences ne seront pas pris en compte pendant les heures de travail, donc fonctionneront pendant 16h de temps.

Commandés par un système IHP, les heures de fonctionnement des éclairages des cours (Zone du Bâtiment 1 et Zone du Bâtiment 2), dépendront de la position fermé ou ouverte de IHP : 16h30 à 6h00.

En considérant cette formule :
$$BJ (Wh) = P(W) \times t(h)$$

Les besoins énergétiques solaires totaux sont de 48,68 kWh/j

NB : un coefficient de sécurité compris entre 10% et 20%, sera appliqué aux besoins journaliers totaux.

Nous retenons 15%.

D'où nous avons une énergie journalière totale de 55,98kWh/j

Etape 2 : Dimensionnement du champ PV

Le dimensionnement du champ PV se fait par la relation :

$$P_{Cmin} (Wc) = \frac{\text{Charge journalière (Bj)}}{Hi (hs/j) * Rbat * Rgen}$$

Avec :

- Bj (kWh/j) : Charge journalière 55,98 ;
- Hi (hs/j) ou (kWh/m²/j) : Rayonnement moyen journalier du mois sur le plan des panneaux Solaires (plan incliné) ;
- Rgen (%) : Rendement du générateur PV (Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc.). Valeur typique 80% ;
- Rbat (%) : Rendement de la batterie d'accumulateurs soit 80%.

Déterminons le rayonnement solaire

L'estimation du rayonnement solaire se fait à partir de la carte du rayonnement solaire, de la région d'étude.

Après avoir obtenu les données de l'ensoleillement sur 30 ans au service météorologie national à N'Djamena (voir Annexe 5), nous avons exploitée ces données pour obtenir la moyenne de l'ensoleillement par mois sur une période de 30 ans en additionnant toutes les valeurs obtenues pour le mois de janvier par exemple, puis divisées par 30 ainsi de suite.

Nous obtenons le tableau suivant :

Tableau 9: données moyennes de l'ensoleillement de la ville de N'Djamena

mois	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	aout	septembre	octobre	novembre	décembre
kWh/m ² /j	10,07	9,97	9,36	8,96	8,98	8,46	7,17	6,59	7,88	9,34	10,42	10,31

Le mois, le moins ensoleillé selon le tableau 9, est le mois d'aout qui sera retenu.

D'où Hi = 6,59kWh/m²/j

$$P_{Cmin} = \frac{55,98}{6,59 \times 0,8 \times 0,8} = 12,6 \text{ kWc}$$

$$P_{Cmin} = 12,6 \text{ kWc}$$

Choix du module PV

Le choix des modules PV dépend de la tension du système (à savoir la tension du parc de batteries).

Déterminons la tension du parc de batteries pour le choix du module.

La tension du parc de batteries se calcule par la formule suivante :

$$U_{\text{batterie}} = \sqrt{\frac{2 \times \rho \times L \times P}{\Delta V \times S}}$$

ρ : la résistivité du matériau, soit 0,017 $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ pour un câble en cuivre ;

L : la longueur entre le parc de batteries et l'onduleur, soit 3m ;

P : la puissance électrique nominale totale de 7338W ;

ΔV : la chute de tension maximum entre le parc de batteries et le régulateur, soit 1% ;

S : section de câble limité à 35mm² (pour se conformer au boîtier du régulateur).

$$\text{AN : } U_{\text{batterie}} = \sqrt{\frac{2 \times 0,017 \times 3 \times 7338}{0,01 \times 35}} = 46,24\text{V}$$

Nous prendrons donc la valeur standard directement supérieure, à savoir :

$$U_{\text{batterie}} = U_{\text{Système}} = 48\text{V}$$

Tableau 10 : indication du raisonnement à suivre pour le choix des modules PV

Tous les modules PV	$U_{\text{batterie}} = 12\text{V}$ Choisir des modules à 36 cellules en constituant des chaînes d'un seul module
	$U_{\text{batterie}} = 24\text{V}$ Choisir des modules à 72 cellules en constituant des chaînes d'un seul module Ou choisir des modules à 36 cellules en constituant des chaînes de 2 modules en série.
	$U_{\text{batterie}} = 48\text{V}$ Choisir des modules à 72 cellules en constituant des chaînes de 2 modules en série Ou choisir des modules à 36 cellules en constituant des chaînes de 4 modules en séries.

Sous cette tension du système nous choisissons un module monocristallin **Victron Energy SPM043602400**, la fiche technique est jointe en annexe 7 Nombre des modules à installer :

$$N_{\text{mi}} = \frac{P_{\text{cmin}}}{P_{\text{m}}}$$

$$\text{AN: } N_{mi} = \frac{12600}{360} = 35 \approx 36$$

Le nombre total des modules est de 36 et la Puissance totale à installer du champ PV de 12,96 kWc

Etape 3 : Dimensionnement du parc de batteries

L'utilisation d'une batterie va permettre de pallier aux problèmes des variations climatiques sur une échelle allant de quelques minutes à quelques jours.

La formule suivante nous permettra de déterminer la capacité du parc de batteries.

$$C_{batmin}(\text{Ah}) = \frac{\text{Charge journalière } B_j (\text{Wh/j}) \times J_{raut}}{U_{bat} (\text{V}) \times R_{bat} \times DM}$$

Avec :

- R_{bat} (Rendement d'une batterie d'accumulateurs) : 80 % ;
- V_{bat} (Tension nominale de la batterie d'accumulateurs) : 48V ;
- DM (Décharge profonde des accumulateurs : en%) : 75 % ;
- J_{raut} (Nombre de jours de stockage) : 3 jours.

$$\text{AN : } C_{batmin}(\text{Ah}) = \frac{55982 \times 3}{48 \times 0,8 \times 0,75} = 1943,82 \text{ Ah}$$

La capacité minimale du parc de batteries est de 1943,82 Ah

Choix de la batterie

Nous choisissons une batterie de modèle **Victron Energy du type2 Volt Long Life GELBAT702202260**, la fiche technique est jointe en annexe 9.

Avantages de la batterie Gel

Pas d'entretien ;

Très faible dégagement hydrogène ;

Peut être déchargée complètement ;

Disponible sur le marché ; Durée de vie en cycle élevée.

Nombre de batteries à installer :

En série

$$N_{bs} = \frac{U_{bat}}{V_{acc}}$$

$$AN : N_{bs} = \frac{48}{2} = 24$$

24 batteries en séries

En parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_{batmini}}{C_{acc}}$$

$$AN : N_{bp} = \frac{1943,82}{2000} = 0,97 = 1$$

1 batterie en parallèle

Nous retenons au total un parc de 24 batteries avec une capacité totale à installer de 2000 Ah.

Etape 4 : Choix du régulateur

Le choix du régulateur doit respecter les conditions suivantes :

- La somme de la puissance en WC de tous les modules raccordés, ne doit pas dépasser la puissance d'entrée maximale du régulateur de charge solaire, soit $12960W_c < 17400W$ (5800×3).
- La tension à vide de tous les modules solaires montés en série à l'aide du coefficient de température spécifiée dans la fiche technique du module, ne doit jamais dépasser la tension d'entrée maximale du régulateur de charge solaire.

Vérifions si le régulateur est compatible avec les modules qu'on cherchera à brancher en série ci haut.

Nous avons 2 modules en série avec une tension à vide de 47,4V et un coefficient de température de 1,35 nous donne : $(47,4 + 47,4) \times 1,35 = 127,98V$.

Il faudra donc un régulateur de 150V, qui vérifie le nombre de modules en série déduit ci haut.

- Concernant le courant du régulateur une seule formule s'applique : $P = U \times I$.

Soit 36 modules de 360Wc avec une batterie de 48V, qui donne **270A**.

Nous choisissons 3 régulateurs de modèle **Victron Energy MPPT 150/100 100A** qui seront installés en parallèles **la fiche technique est jointe en annexe 8**.

Configuration finale de modules en fonction du régulateur

Pour satisfaire notre besoin énergétique, 36 modules de 360Wc doivent être installés. Considérant la fiche technique du régulateur et le nombre qu'il en faut pour pouvoir supporter la

capacité d'énergie du champ PV à installer. La configuration entre les 3 régulateurs retenus et les modules PV se fera comme suit : 12 modules PV seront connectés sur chaque régulateur, dont 2 en série et 6 en parallèles.

Etape 5 : choix de l'onduleur et du convertisseur

Choix de l'onduleur

Le critère de sélection d'un onduleur se fait grâce à la puissance apparente totale des récepteurs à courant alternatif qui est de 7,27 kVA.

Cette puissance sera multipliée par un facteur compris entre 2 et 3 pour tenir compte des appels de courant au démarrage des appareils (si l'installation comporte des moteurs, il est préférable de prendre $k=3$).

Dans notre cas, nous avons pris $k = 2$. Ce qui nous donne une puissance totale de l'onduleur de 14,54 kVA.

Onduleur choisi

L'onduleur choisi est de marque **Victron Energy Phoenix 48/5000** dont la **fiche technique est jointe en annexe 10**. Pour atteindre notre puissance apparente nous retenons 3 onduleurs de 5kVA qui seront mis en parallèles.

Choix du convertisseur

Grâce au catalogue du fournisseur, le choix se fait sur la base de : $I_n (A) \geq I_{\text{aval}} \text{ calculé } (A)$.

Les récepteurs à CC utilisent une tension de 24V contrairement à la tension du système 48V.

En appliquant cette formule : $I_{\text{aval}} (A) = \frac{S}{U}$

$$I_{\text{aval}} = 0,72A$$

Convertisseur choisi



Figure 12 : convertisseur (CC/CC) 48V-24V.

Caractéristiques

Tension : entrée 48-56V, sortie 24V

Puissance : 25W

Version : 10/100/1000M

Etape 6 : calculs des sections de câble

Le choix de la section des câbles de l'installation s'effectue selon 2 critères majeurs :

- La chute de tension tolérée ;
- Le courant maximal admissible dans les câbles.

NB : les câbles qui seront utilisés pour l'installation seront tous en cuivre dont la résistivité au matériau reste la même pour tout le calcul soit $\rho = 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$

Tableau 11 : récapitulatif du courant admissible fonction de la section du câble normalisée.

Section des câbles (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant Maximum (A)	13	21	28	36	46	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395	394

Câble coté champ PV

Pour calculer la section des câbles du champ PV un certain nombre de paramètres doivent être récapitulés :

-les propriétés électriques des modules installés (voir fiche technique)

$$V_{MPP} = 38,4 \text{ V}$$

$$I_{MPP} = 9,38 \text{ A } I_{CC}$$

$$I_{SC} = 10,24 \text{ A}$$

-Le champ PV est constitué de :

$$N_{ms} = 2$$

$$M_{mp} = 18$$

NB : le champ PV sera reparti en trois champs de 12 modules (2 en séries et 6 en parallèles), fonction du nombre de régulateur à installer.

Nous allons calculer la section du câble le plus éloigné de tous en termes de longueur afin de l'appliquer aux autres. La longueur des câbles est :

Entre le champ PV et la boîte de jonction	Entre la boîte de jonction et le régulateur
---	---

L = 7m	L = 6 m
--------	---------

Effectuons le calcul de la section des câbles

portion	I_{MPP} (A)	U_{MPP} (V)	L (m)	ΔV	$S \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{\rho \times L \times I}{\Delta V \times V}$
Champ PV-boite de jonction	$1 \times I_{MPP} = 9,38$	$2 \times U_{MPP} = 76,8$	7	0,01	1,45
Boite de jonction régulateur	$6 \times I_{MPP} = 9,38$	$2 \times U_{MPP} = 76,8$	6	0,01	7,47

A partir des sections calculées nous choisissons une section commerciale supérieure soit 4 mm² (champ PV- boite de jonction) et 10 mm² (boite de jonction- régulateur).

Chute de tension

Tableau 12 : calculs de La chute de tension coté champ PV

portion	L (m)	S(mm ²)	$\Delta V = \frac{\rho \times L \times I}{S \times V}$
Champ PV-boite de jonction	7	4	0,003 = 0,3%
Boite de jonction régulateur	6	10	0,0007 = 0,07%
$\Delta V1 + \Delta V2 = 0,37\%$			

La chute de tension côté champ PV, soit 0,37% est bien inférieure à 1%.

Après avoir vérifié la chute de tension, il est important de vérifier que le courant admissible I_z des câbles est bien supérieur au courant d'emploi, à savoir $1,25 \times I_{CC} < I_z$ Soit $I_z = 28A$ (champ PV-boite de jonction) et $I_z = 46A$ (boite de jonction-régulateur) voir tableau 11 et $1,25 \times I_{CC} = 1,25 \times 10,24 = 12,8A$

D'où 12,8 A < 28 A ; 46A est vérifié

Les sections 4 mm² ; 10 mm² côté champ PV peuvent supporter le courant d'emploi de 12,8 A.

Cote parc de batterie

En appliquant la formule de l'étape 2 sur la détermination de la tension du parc de batteries nous avons :

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times p}{\Delta V \times (U_{bat})^2}$$

$$AN: S = \frac{2 \times 0,017 \times 3 \times 7338}{0,01 \times (48)^2} = 32,48 \text{ mm}^2$$

A partir de la section calculée nous choisissons une section commerciale supérieure soit 35 mm².

La chute de tension

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho \times L \times p}{S \times (U_{bat})^2}$$

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,017 \times 3 \times 7338}{50 \times (48)^2} = 0,9\%$$

La chute de tension côté parc de batteries soit 0,6% est bien inférieure à 1%.

Le courant d'emploi vaut 152,87A (7338/48).

D'après le tableau 11, le courant admissible 125A du câble de 35 mm² est inférieur au courant d'emploi soit 152,87A calculé.

Pour que le courant admissible soit supérieur au courant d'emploi. Nous allons retenir une section de 50 mm², soit 160A, afin de supporter le courant d'emploi.

Côté récepteurs électriques

***Entre parc de batteries et l'onduleur Appliquons la formule :**

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V \times V}$$

I (le courant d'emploi) : 122,03A (5857,28/48) ;

ΔV (La chute de tension) : 3% ;

L (longueur): 1 m.

$$AN : S = \frac{2 \times 0,017 \times 1 \times 122,03}{0,03 \times 48} = 2,88 \text{ mm}^2$$

On sélectionnera la section commerciale supérieure, soit 4 mm²

Chute de tension

En appliquant la formule :

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S \times V}$$

$$AN : \Delta V = \frac{2 \times 0,017 \times 1 \times 122,03}{35 \times 48} = 0,24\%$$

La chute de tension côté récepteurs électriques, soit 0,24% est bien inférieure à 3%.

Il est nécessaire de vérifier si le courant admissible est inférieur au courant d'emploi.

Faisant référence à notre tableau ci-haut (tableau 11) le courant admissible de 4 mm², à savoir 28A est inférieur au courant d'emploi de 122,29A. Pour que la section de câble supporte le courant d'emploi faut que le courant admissible soit supérieur au courant d'emploi.

Il convient donc de sélectionner une section plus grande, soit 35 mm². En effet avec cette section, le courant admissible de 125A est supérieur au courant d'emploi

D'où la section du câble cote récepteur électrique est de 35 mm²

Entre parc de batteries et convertisseur

Appliquons la formule :

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V \times V}$$

I (le courant d'emploi) : 0,3A (14,38/48) ;

ΔV (La chute de tension) : 3% ;

L (longueur) : 1 m.

$$AN : S = \frac{2 \times 0,017 \times 1 \times 0,3}{0,03 \times 48} = 0,007 \text{mm}^2$$

On sélectionnera la section commerciale supérieure et conforme à celle que dispose déjà les modules PV, soit 4 mm²

Chute de tension

En appliquant la formule :

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S \times V}$$

$$AN : \Delta V = \frac{2 \times 0,017 \times 1 \times 0,3}{4 \times 48} = 0,005\%$$

La chute de tension cote récepteurs électrique, soit 0,005% est bien inférieure à 3%.

Il est nécessaire de vérifier si le courant admissible supérieur au courant d'emploi Faisant référence à notre tableau ci-haut (tableau 11) le courant admissible de 4 mm², à savoir 28A est inférieur au courant d'emploi de 0,3A.

Tableau 13 : récapitulatif des sections de câble

câbles	section
--------	---------

côté champ PV	
Champ PV-boite de jonction	4 mm ²
Boite de jonction-régulateur	10 mm ²
Côté parc de batteries	50 mm ²
côté récepteurs électriques	
Batteries-onduleurs	35 mm ²
Batteries-convertisseur	4 mm ²

Etape 7 : les dispositifs de coupure et protection

- **Partie champ PV**

- Protection contre les surintensités

La protection contre les surintensités se traduit par la présence d'un fusible.

Conformément à la norme UTE C15-712-2, la présence de fusible est obligatoire pour chacune des chaînes PV et les câbles, pour protéger les modules des courants retours de parc de batteries dans le cas où le régulateur est inopérant.

Calibrage des fusibles

$$1,1 \times 1,25 \times I_{CC} \leq I_N \leq 2 \times I_{CC}$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: 1,1 \times 1,25 \times 10,24 \leq I_N \leq 2 \times 10,24 \rightarrow 14,08A \leq I_N \leq 20,48 A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 2 \rightarrow U_N \geq 88,32 V$$

Nous choisissons un fusible de 16A et 90V sur chacune de polarité, à savoir le modèle **ESKA 1038730 10.3mm×38mm 16A 1000V/DC** pour la protection des modules PV et un fusible de calibre double, soit 32A pour la protection des câbles de modèle **DF Electric fusible 10×85**.

- Protection contre les surtensions

Un parafoudre sera installé pour protéger le champ PV et l'onduleur contre les surtensions.

Nous choisissons un parafoudre du type 2, avec un courant minimal de 5kA, un courant de décharge maximal égal à 40 kA et une tension assignée maximale de 1200V. La marque **CITEL de référence DS50PV-1000G/51** a été retenue.

- Coupure et sectionnement

Pour garantir la sécurité lors des opérations de maintenance ultérieure, et en conformité avec le guide de l'UTE C15-712-2 concernant les dispositifs de coupure et de sectionnement. Un interrupteur-sectionneur sera installé dans chaque boîte de jonction ainsi que dans le coffret électrique.

Calibrages des interrupteurs-sectionneurs

$$I_N \geq 6 \times 1,25 \times I_{CC}$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: I_N \geq 6 \times 1,25 \times 10,24 \rightarrow I_N \geq 76,8A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 2 \rightarrow U_N \geq 88,32$$

L'interrupteur-sectionneur choisi est de modèle **Interrupteur sectionneur courant continu CBI 80A 2 pôles**.

Partie parc de batteries

Le côté batteries consiste à assurer la protection des câbles, connectiques et de batteries contre les surintensités.

- Protection contre les surintensités

Les fusibles assurent la protection contre les surintensités. Il convient de définir trois 3 types de courant :

I_B : le courant maximal d'emploi dans les conducteurs ;

I_N : le courant assigné des fusibles ;

I_Z : le courant maximal admissible dans les conducteurs.

Pour calculer le courant d'emploi, il convient de considérer la valeur maximum des deux cas suivant :

Cas 1 : le parc de batteries en cours de charge par le champ PV

Dans ce cas, il s'agit du courant maximum du régulateur MPPT.

Dans notre cas, la fiche technique du régulateur indique un courant maximal de 85A Nous retenons 3 régulateurs en parallèle, soit 255A.

Cas 2 : le parc de batteries se décharges dans les appareils électriques

Dans ce cas, le courant d'emploi correspond au plus grand courant consommé par les appareils électriques, en fonctionnement nominal et en tenant compte de facteur de simultanéité.

Soit un courant d'emploi de 122,29A (5870/48)

Nous retenons le cas 1

$$I_B \leq I_N \leq 0,90 \times I_Z$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: 255 \leq I_N \leq 0,9 \times 160 \rightarrow 144 \text{ A} \leq I_N \leq 255 \text{ A}$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 2 \rightarrow U_N \geq 88,32 \text{ V}$$

Pouvoir de coupure

En cas de court-circuit côté batteries, les fusibles doivent être en mesure d'interrompre le courant du court-circuit.

Selon la norme NFC 15-100, $P_{dc} = 10 \times C_{100}$

D'où $P_{dc} = 20\text{kA}$

Nous choisissons un fusible de 200A, le modèle retenu est **M-fuse MF 100VDC MAX 200A**.

- Coupure et sectionnement

L'interrupteur-sectionneur sera calibre de façon identique aux fusibles, à savoir $I_N = 200\text{A}$ et $U_N = 88,32\text{V}$

Nous retenons un interrupteur sectionneur de 20kA, du modèle **Schneider Electric LV438250 1000VDC 200A 1pc(s)**.

Côté onduleur

- Protection contre les surintensités

La protection contre les surintensités se traduit par la présence d'un fusible. **Calibrage des fusibles**

$$I_B \leq I_N \leq 0,90 \times I_Z$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: 65,21 \leq I_N \leq 0,90 \times 125 \rightarrow 65,21 \text{ A} \leq I_N \leq 112,5 \text{ A}$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 2 \rightarrow U_N \geq 88,32 \text{ V}$$

Nous choisissons un fusible de 100A et 90V sur chacune de polarité, à savoir le modèle **fusible NH ESKA ETI NH 0 1000VDC 100A**.

- Coupure et sectionnement

L'interrupteur-sectionneur sera calibre de façon identique aux fusibles, à savoir $I_N = 100\text{A}$ et $U_N = 90\text{V}$

L'interrupteur-sectionneur choisi est de modèle **Schneider Electric C120 NA – interrupteur sectionneur – 100A – 1000VCC – 2P.**

Côté convertisseur

- Protection contre les surintensités

La protection contre les surintensités se traduit par la présence d'un fusible. Calibrage des fusibles

$$I_B \leq I_N \leq 0,90 \times I_Z$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: 0,72 \leq I_N \leq 0,90 \times 13 \rightarrow 0,72A \leq I_N \leq 11,7 A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 2 \rightarrow U_N \geq 88,32 V$$

Nous choisissons un fusible de 16A et 90V sur chacune de polarité, à savoir le modèle **l'énergie solaire 7A 1 pole – Fusible 1000V/DC.**

- Coupure et sectionnement

L'interrupteur-sectionneur sera calibre de façon identique aux fusibles, à savoir $I_N = 7A$ et $U_N = 88,32V$

L'interrupteur-sectionneur choisi est de modèle **interrupteur sectionneur DC 600/1000VDC de 16A.**

Coffret AC

*Un interrupteur sectionneur sera placé en amont du régulateur. Son calibre a été déterminé par la relation suivante : $cal \geq I_{ond} \Rightarrow cal \geq 112,5$.

Nous retenons un interrupteur-sectionneur du modèle **Schneider Electric Acti9, Isw interrupteur-sectionneur 1P 125A 250VAC.**

*Un disjoncteur dont le calibre est supérieur au courant de sortie de l'onduleur sera installé à l'aval de l'onduleur, soit 65,2A. Le choix s'est porté sur le **disjoncteur EHD2070 EATON CUTLER HAMMER CIRCUIT BREAKER, 2P, 70A.**

Coffret CC

*Un interrupteur sectionneur sera placé en amont du régulateur. Son calibre a été

Déterminé par la relation suivante : $cal \geq I_{con} \Rightarrow cal \geq 0,72A$

Nous retenons un interrupteur-sectionneur du modèle **interrupteur sectionneur DC 600/1000VDC de 16A.**

*Un disjoncteur dont le calibre est supérieur au courant de sortie du convertisseur sera installé à l'aval du convertisseur, soit 1,04A. Le choix s'est porté sur le **disjoncteur magnétothermique ABB, 1A-1,6A ME3203986**.

Une mise à la terre des structures métalliques du système doit être faite.

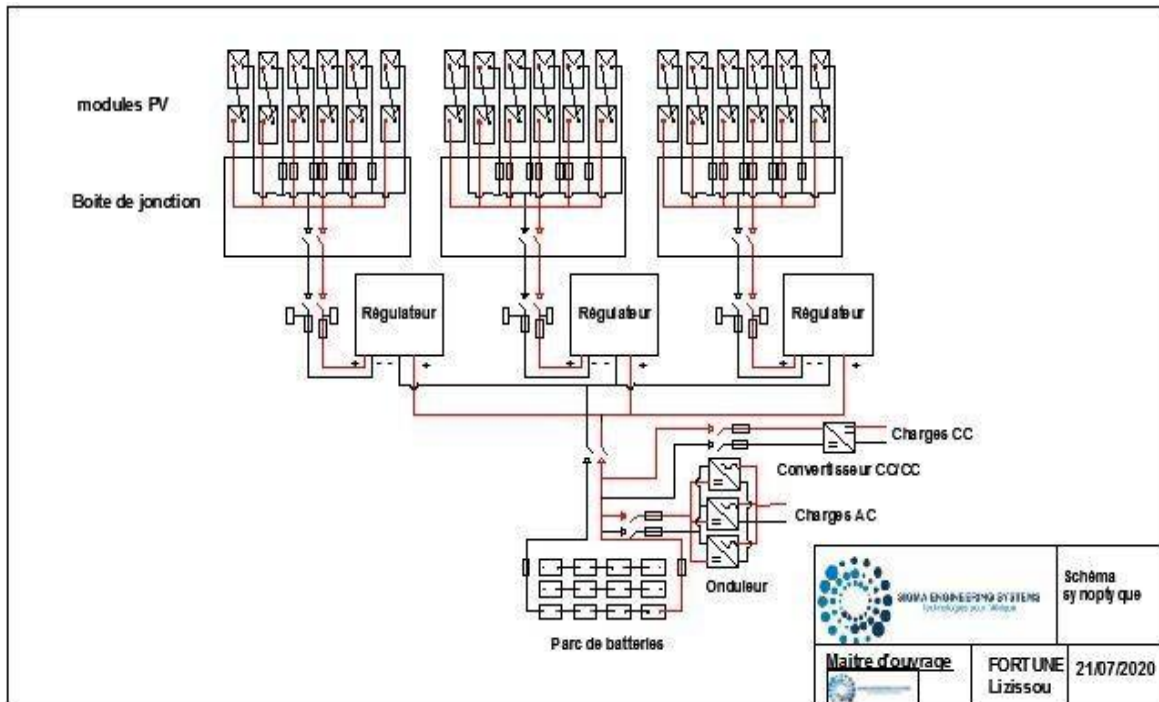


Figure13 : Schéma de l'installation du système PV autonome de S.E.S.

III.2 PREVENTION ET PLANIFICATION DE L'EVOLUTION DES BESOINS ENERGETIQUES SOLAIRES PV, FONCTION DE L'EVOLUTION DES ACTIVITES AU SEIN DE L'ENTREPRISE

La prévention et la planification de l'évolution des besoins énergétiques solaires PV en fonction de l'évolution des activités au sein de l'entreprise se feront en tenant compte de l'espace disponible au sein de l'entreprise, et de la nature des nouveaux équipements qui s'ajouteront.

Ne connaissant pas la nature des nouveaux équipements qui peuvent s'ajouter, en plus il n'existe pratiquement pas d'espace libre au sein de l'entreprise.

Sur ce, nous proposons à S.E.S qu'en cas de l'évolution de ses activités, de changer de site, en raison d'espace, pour nous permettre d'ajouter les modules solaires PV. Au cas contraire nous lui proposons de connecter tous les modules PV au réseau si possible.

NB : un petit surdimensionnement du régulateur a été déjà fait au cas où il faut ajouter les modules PV

En résumé de ce chapitre, L'analyse de l'environnement électrique de S.E.S, et l'évaluation de l'énergie à fournir dans les conditions les plus défavorables, nous a permis d'aboutir à une meilleure optimisation des installations PV.

Chapitre 3. DEPLOIEMENT DE LA SOLUTION PV QUI SERVE DE MODEL POUR LE CLIENT

Dans cette partie nous allons faire une étude comparative du système PV autonome avec celui du Système injecté réseau.

Cette étude nous permet de retenir le système PV qui nécessite moins de dépense et rentable.

I.3 Étude technique du système injecté réseau

Le système injecté réseau est un système qui ne nécessite pas la présence du parc de batteries.

Le réseau électrique joue le rôle de stockage infini.

Etape 1 : Dimensionnement du champ PV

Dans notre étude de cas, l'entreprise S.E.S souhaiterait réduire le 1/3 de sa consommation d'électricité estimée à 20433,43kWh/an (55,982×365) En appliquant la formule :

$$P_C = \frac{EAC}{365 \times PR \times H}$$

- **EAC** (Energie annuelle produite par l'installation (kWh)), soit 6811,14 (20433,43/3) ;
- **H** (Irradiation (rayonnement) solaire en moyenne par jour sur le plan Incliné (kWh/m²/jour)), soit 8,96 ;
- **PR** (Ratio de performance (%)), soit 75,8 ;
- **PC** (Puissance crête de l'installation (kW_C)), soit 0,36kW_C.

$$P_C = \frac{6811,14}{365 \times 0,75 \times 8,96} = 2,78kW_C$$

La puissance crête de l'installation est de **2,78kW_C**

Déterminons le nombre total des modules

Appliquons la formule suivante :

$$N_m = \frac{P_c}{P_{mpp}}$$

$$AN : N_m = \frac{2780}{360} = 7,72$$

Nous retenons 8 modules de 360W_C dont la fiche technique est jointe en annexe 7, soit une puissance crête totale de 2880W_C

Etape 2 : Choix de l'onduleur

- Le choix de l'onduleur doit respecter les règles suivant :
- La tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) > La tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{oc}) < La tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement;
- Le ratio de puissance doit être compris entre 90% et 110% ;
- Tous les strings (branches) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue en fonction des règles dites ci-haut. Nous allons vérifier la compatibilité entre l'onduleur et le module.

Tableau 14 : compatibilité entre l'onduleur et le champ PV

	SB 3000HF	
Vérification à faire	calcul	Spécification
Tension nominale	$8 \times V_{oc} = 379,2 \text{ V}$	<600V ok
Plage de la tension MPP	$(210\text{V}-560\text{V})/8 = 26,25\text{V}-70\text{V}$	37,4V ok
Courant d'entrée onduleur	2 branches ; $2 \times I_{sc} = 12,6\text{A}$	<15A ok
Ratio de puissance	3150W/2880W	1,09 ok
Rendement	95,5%	
Technologie	Avec transformateur	

L'onduleur retenu est de modèle **SMA-Sunny boy 3000HF dont la fiche technique est jointe en annexe 11.**

Déterminons le nombre de modules en série et en parallèle, fonction de la fiche technique de l'onduleur.

$$\text{Nombre minimal des modules en séries} = \frac{U_{mpp,min}}{U_{mpp} \times 0,85}$$

$$\text{Nombre maximal des modules en séries} = \frac{U_{mpp,max}}{U_{mpp} \times k}$$

$$\text{AN : Nombre minimal des modules en séries} = \frac{210}{38,4 \times 0,85} = 6,86 = 7$$

$$\text{Nombre maximal des modules en séries} = \frac{560}{38,4 \times 1,25} = 11,7 = 12$$

Nous retenons le nombre minimal des modules pour la vérification

Vérification

U_{\min} (tension minimale à l'entrée de l'onduleur), soit 175V/220V

$$U_{\min} = N_s \times V_{OC} \times 0,85 = 7 \times 38,4 \times 0,85 = 228,48V$$

$$228,48V > 175V/220V, \text{ pour que } 228,48V < 175V/220V$$

Nous réduisons le nombre de module à 4.

$$U_{\min} = N_s \times V_{OC} \times 0,85 = 4 \times 38,4 \times 0,85 = 130,56V$$

$$\mathbf{D'où 130,56V < 175V/220V}$$

Nous retenons 4 modules en séries

$$\text{Nombre maximal des modules en parallèles} = \frac{I_{\max}}{I_{\text{mpp}}}$$

$$M_{\text{mp}} = \frac{15}{9,38} = 1,6 = 2$$

2 modules en parallèles.

Etape 3 : Calculs des Sections de câbles

Le calcul de la section de câbles se fait en se basant sur le courant admissible en fonction de la section des câbles normalisés.

Tableau 15 : Calculs des sections de câbles entre champ PV et l'onduleur.

Champs PV –boite de jonction	Boite de jonction-onduleur
$I_z \geq 1,25 \times I_{sc} \rightarrow I_z \geq 12,8A$	$I_z \geq 2 \times 1,25 \times I_{sc} \rightarrow I_z \geq 25,6A$
Section des câbles retenus	
4 mm ²	4 mm ²

Chute de tension

La chute de tension dans le câble, doit être inférieure à la limite admise (2% sur le côté continu)

La distance entre l'onduleur et le champ PV est de 6m.

NB : les câbles qui seront utilisé pour l'installation seront tous en cuivre dont la résistivité au matériau reste la même pour tout le calcul, soit $\rho = 0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$

Appliquons la formule :

$$\Delta V = \frac{\rho \times L \times I}{S \times V}$$

Tableau 16 : calculs de chute de tension entre le champ PV et l'onduleur

Champs PV –boite de jonction	Boite de jonction-onduleur
$I = 1 \times I_{SC} = 10,24A, L = 1m$	$I = 2 \times I_{SC} = 20,48A, L = 5m$
$\Delta V1 = \frac{0,017 \times 1 \times 10,24}{4 \times 96} = 0,045\%$	$\Delta V2 = \frac{0,017 \times 20,48 \times 5}{4 \times 96} = 0,45\%$
$\Delta V1 + \Delta V2 = 0,045 + 0,45 = 0,5\%$, d'où $0,5\% < 2\%$	

Etape 4 : Dispositifs de protection

Parti continu

- Protection contre les surintensités

Dans tout installation PV ; il convient d'assurer la protection de surintensité dû au courant de retour. Cette protection se fait généralement par la présence du fusible. Conformément à la norme UTE C15-712-2, la présence de fusible est obligatoire pour chacune des chaines PV et les câbles.

Calibrage des fusibles

$$1,1 \times 1,25 \times I_{CC} \leq I_N \leq 2 \times I_{CC}$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: 1,1 \times 1,25 \times 10,24 \leq I_N \leq 2 \times 10,24 \rightarrow 14,08A \leq I_N \leq 20,48 A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 4 \rightarrow U_N \geq 176,64 V$$

Nous choisissons un fusible de 16A et 180V sur chacune de polarité, à savoir le modèle

ESKA 1038730 10.3mm×38mm 16A 1000V/DC.

- Protection contre les surtensions

La protection contre les surtensions nécessite la présence d'un parafoudre. Selon la norme UTE C15 712-2, il fixe la valeur minimale du courant nominal de décharge à 5 kA et la tension maximale admissible doit vérifier la condition $U_{cpv} \geq U_{oc}$ avec U_{oc} la tension à vide du champ PV soit $U_{cpv} \geq 153,6V$.

Le même guide stipule que le niveau de protection doit être inférieur à 80% de la valeur de la tension de tenue aux chocs des matériels à protéger. Le tableau ci-dessous, permet de déterminer la valeur de la tension de tenue aux chocs.

U_{oc max} (V)	U_w (kV)	
	Module PV	Onduleur
100	1,5	
150	2,5	
300	4	
400	---	3,1
600	6	4,2
800	--	5,1
1000	8	5,6

On obtient alors $Up \leq 3kV$

Le courant maximum de décharge est fonction de la densité de foudroiement (voir annexe 4) de la zone dans laquelle on se trouve. En utilisant les tableaux présentés en annexe 5, le parafoudre à choisir doit être de type 2 avec un courant maximum de décharge de 40 kA.

Nous avons retenu le parafoudre DS50PV-500 de CITEL.

- Coupure et sectionnement

Pour garantir la sécurité lors des opérations de maintenance ultérieure, et en conformité avec le guide de l'UTE C15-712-2 concernant les dispositifs de coupure et de sectionnement nous installons des interrupteurs-sectionneurs dans la boîte de jonction ainsi que dans le coffret électrique.

Calibrages des interrupteur-sectionneur

$$I_N \geq 2 \times 1,25 \times I_{CC}$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$AN: I_N \geq 2 \times 1,25 \times 10,24 \rightarrow I_N \geq 25,6A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 4 \rightarrow U_N \geq 176,64V$$

L'interrupteur-sectionneur choisi est de modèle **sectDC30A1000V**.

Partie alternatif

- Disjoncteur

Le disjoncteur permet de protéger l'installation électrique, des courants anormalement élevés qui peuvent apparaître.

Le calibre du disjoncteur doit être supérieur ou égal au courant maximal fourni par l'onduleur.

$$\text{On a : } I_{\text{caldisj}} (A) \geq I_{\text{max ond}} (A) \text{ soit } I_{\text{caldisj}} \geq 16 A.$$

Nous choisissons un disjoncteur magnétothermique de marque **Schneider électrique disjoncteur magnétothermique 20A iC60H 10kA.**

- Protection contre les surtensions

Cette protection se fera par un parafoudre, un équipement contre les surtensions. Le courant minimal de décharge est également fixé à 5kA et le courant maximal de décharge fixé à 40 kA.

Le niveau de protection doit être inférieur ou égale à 80% de la tenue aux chocs de l'onduleur.

Le tableau ci haut indique que la valeur de la tension de tenue aux chocs de l'onduleur est de 5,1 kV ce qui impliquent $U_p \leq 4,08 \text{ kV}$.

La tension maximale admissible correspond à celle de l'onduleur.

Nous avons alors choisi le parafoudre tétra polaire de la **marque DEHN et de référence 952312.**

- Coupure et sectionnement

Pour garantir la sécurité lors des opérations de maintenance ultérieure, et en conformité avec le guide de l'UTE C15-712-2 concernant les dispositifs de coupure et de sectionnement nous installons des interrupteurs-sectionneurs dans la boîte de jonction ainsi que dans le coffret électrique.

Calibrages des interrupteur-sectionneur

Déterminé par la relation suivante :

$$I_N \geq 2 \times 1,25 \times I_{CC}$$

$$U_N \geq 1,15 \times V_{OC} \times N_{MPP}$$

$$\text{AN: } I_N \geq 2 \times 1,25 \times 10,24 \rightarrow I_N \geq 25,6A$$

$$U_N \geq 1,15 \times 38,4 \times 4 \rightarrow U_N \geq 176,64V$$

L'interrupteur-sectionneur choisi est de modèle **sectDC30A1000V.**

Schéma de l'installation système injecté réseau

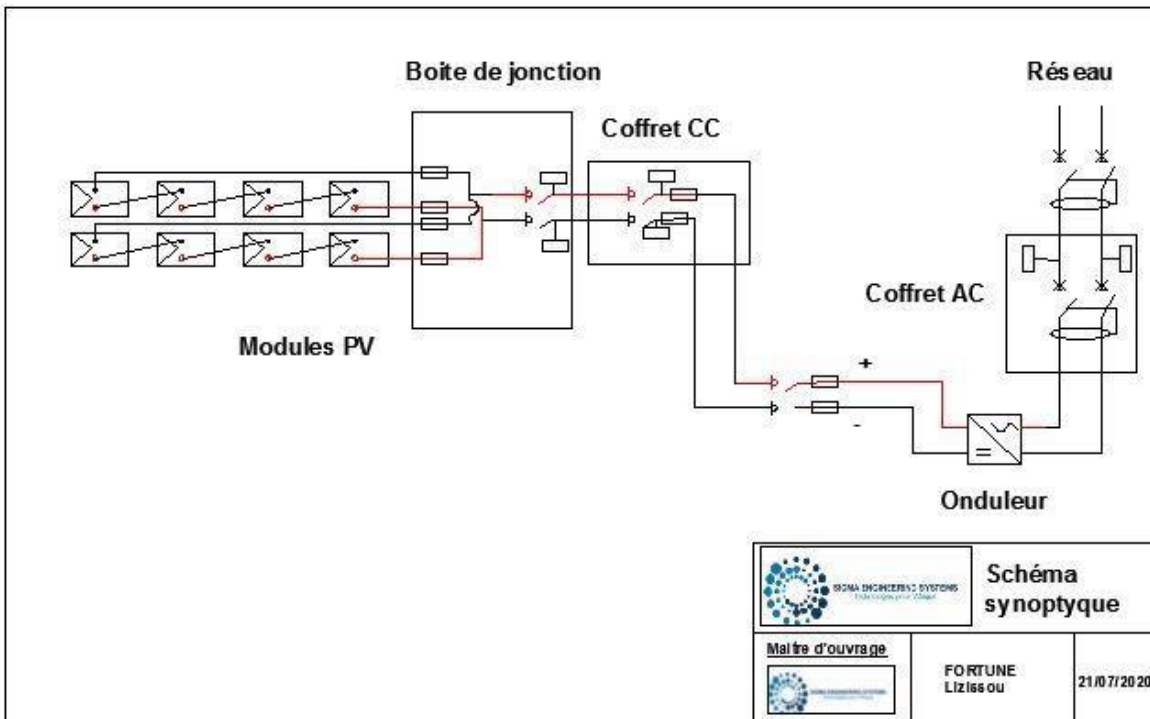


Figure 14 : Schéma de l'installation du système PV injecté réseau.

Comparativement au système autonome les devis estimatifs sont présentés au chapitre 3. Il en ressort que la mise en place d'un système autonome est de 31 255 040 FCFA et d'un système injecté réseau est de 13 751 369FCFA.

En comparant le devis estimatif des deux systèmes, la solution PV qui pourra servir de modèle au client à long terme et rentable, est le système PV injecté réseau.

Chapitre 4. ETUDE TECHNIQUE, FINANCIERE ET D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Devenu de plus en plus une préoccupation mondiale et majeure, l'environnement s'est intégré dans la réalisation de tout type de projet.

Une étude technique et financière seront faite avant d'aborder l'étude environnementale.

I.4 ETUDE TECHNIQUE

1. Audit des installations électriques S.E.S

Le réseau électrique de S.E.S est constitué d'une arrivée protégée par un Disjoncteur de 225A/250A, d'un groupe électrogène et de plusieurs départs.

Le tableau ci-dessous résume l'installation du réseau électrique de S.E.S.

Tableau 17 : étude technique du réseau électrique de S.E.S.

Disjoncteur 225/250A	
Arrivée SNE, 1 prise, 2 lampes	
Disjoncteur 80A	
Départ de 16A	5 prises
Départ de 16A	2 lampes
Départ de 16A	5 prises
Départ de 32A	1 climatiseur
Départ 16A	7 lampes
Départ 16A	2 lampes
Départ 16A	2 prises, 9 lampes
Disjoncteur 32A	
Départ 16A	1 climatiseur
Départ 16A	2 prises, 3 lampes
Disjoncteur 32A-Batterie ondulée	
Départ 32A	4 détecteurs
Départ 16A	multiprises

Départ 16A	3 lampes
Disjoncteur 32A-1 prise (3P+T)	
Départ IHP	8 prises, 1 climatiseur, 17 lampes

➤ **Analyse et solution**

Après la visite du site, il ressort les analyses suivantes :

- Le disjoncteur d'arrivée est placé dans une chambre à coucher.

Cet emplacement n'est pas du tout prudent pour les utilisateurs de la chambre.

Nous proposons que S.E.S déplace le disjoncteur en le couvrant normalement dans la douche externe² par une cage en bois encastrée au mur et bien cadenassée.

- Le départ de 20A à lui seul est connecté à 6 prises et 1 IHP avec 12 lampes et le départ de 32A est connecté à 9 prises (2P+T) ,1 prise (3P+T), 1 climatiseur et 17 lampes Selon la norme NFC15-100 un départ doit avoir au maximum 8 éclairages ou 8 prises d'où la nécessité de revoir les éléments connectés.
- Dans le tableau 11, deuxième ligne, la prise et les lampes sont connectées directement à la ligne d'arrivée. Selon la norme NFC15-100 les équipements terminaux doivent être protégés par un départ. Alors nous suggérons qu'ils soient protégés par un disjoncteur C16.

Notons que pour toute installation électrique le dispositif différentiel reste très important. Mais ce ne fut pas notre cas où le dispositif différentiel est complètement négligé. Sur ce nous conseillons au moins l'installation de ce dispositif avant chaque départ.

Les sections des câbles

Après être rendue au terrain, les sections des câbles sont de : 2,5mm² pour les prises, 6mm² pour l'arrivée et les différents départs et 1,5 mm² pour les éclairages, climatisation, ventilation.

Comparer au tableau suivant, les sections des câbles sont bien respectées à presque tous les niveaux, sauf à l'arrivée avec le calibre de 225A/250A et le disjoncteur de 80A qui doivent augmenter en section. Nous pouvons le voir sur le tableau 12, la ligne marquée en rouge, à partir de cette ligne jusqu'en dessous, la section doit être grande.

Tableau 18 : Intensité nominale maximale des fusibles et disjoncteurs en fonction de la section des conducteurs. [1]

Section en mm ²	Intensité nominale du fusible	Intensité nominale du disjoncteur
----------------------------	-------------------------------	-----------------------------------

1.5	10 A	16 A
2.5	16 A	20 A
4	20 A	25 A
6	32 A	40 A
10	50 A	63 A
16	63 A	80 A
25	80 A	100 A
35	100 A	125 A

Fonction de la longueur, la chute de tension respecte le pourcentage fixé par la norme NFC 15-100, sauf au niveau de la multiprise. Cette chute ne correspond pas à la valeur fixée par le tableau 3.

Il faut jouer sur la section ou la longueur du câble pour résoudre le problème.

Nous avons éprouvé beaucoup de difficultés pour déterminer la longueur des câbles, car des câbles passent par le plafond, et certains sont aériens, d'autres sont souterrains à cause de ce que l'installation était à l'origine souterrain pour ensuite être changée petit à petit en aérien.

Détermination des besoins énergétiques solaires PV comme source secondaire

Le kit solaire sera installé dans le magasin externe de la cour 1

Les batteries seront posées sur un pose batterie et les convertisseurs, régulateurs et onduleurs à 1,5m contre le mur. Contrairement aux modules PV qui eux, ils seront installés sur le toit de l'entreprise en respectant leurs inclinaisons,

II.4 ETUDE FINANCIERE

Cette étude nous permet d'estimer le cout global du projet de façon quantitative. Il sera résumé dans le tableau suivant :

NB : l'étude portera uniquement sur l'installation PV, car les équipements consommateurs existent déjà, à moins qu'on les change par d'autres que nous serons proposés au volet recommandation

Tableau 19 : Devis estimatif du système PV autonome

Désignation	unité	quantité	Prix unitaire(FCFA)	Prix global(FCFA)
Module PV	u	36	293 416,46	10 562 993
Batterie	u	24	188 053,28	4 513 278,7

Onduleur	u	3	1 061 045,1	3 183 135,2
Convertisseur DC-DC	u	1	79 192,5	79 192,5
Régulateur	u	3	468 273,23	1 404 819,7
Coffrets et dispositifs de protection	ens	1	2 227 570,5	2 227 570,5
Câbles de liaison	ens	1	104 979,52	104 979,52
Pose batteries	ens	1	26 151,2	26 151,2
Pose modules	ens	1	1 307 560	1 307 560
Main d'œuvre	ens	1	7 845 360	7 845 360
Totale				31 255 040

Tableau 20 : Devis estimatif du système PV injecté réseau

Désignation	unité	quantité	Prix unitaire(FCFA)	Prix global(FCFA)
Module PV	u	8	293 416,46	2 347 331,7
Onduleur	u	1	993 498,79	993 498,79
Coffrets et dispositifs de protection	ens	1	1 250 349	1 250 349
Câbles de liaison	ens	1	7 269,59	7 269,59
Pose modules	ens	1	1 307 560	1 307 560
Main d'œuvre	ens	1	7 845 360	7 845 360
Totale				13 751 369

III.4 ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'étude d'impact environnemental, est un outil de gestion environnemental qui nous permet de voir de façon claire les différentes mesures à prendre pour protéger l'environnement des impacts négatifs que le projet peut lui incruster.

1. Analyse de l'état initial

Pour analyser l'état initial du projet une matrice numérique sera utilisée. Voir le tableau suivant.

Tableau 21 : Matrice Numérique.

Milieu récepteur Activités sources d'impacts	Milieu biophysique				Milieu humain	
	sol	flore	faune	air	santé	économie
Installation des modules PV	O	P	N	O	P	P
Installation des batteries	O	O	O	N	N	P
Installation du convertisseur DC-DC	O	O	O	O	O	P
Installation onduleurs DC-AC	O	O	O	O	O	P
CâblePV	N	O	O	N	N	P
Disjoncteur différentiel	P	O	O	O	P	P
Installation nouvelles lampes	O	N	N	N	P	P

Légende : O = Nul ; P = Positif ; N = Négatif

Evaluation des impacts

Pour évaluer les impacts que posent nos activités, nous allons utiliser l'outil d'évaluation appelé la Matrice de Faiteau.

Tableau 22 : Matrice de Fecteau.

Activités	Critères			Importance
	Intensité	Durée	Portée	
Installation des modules PV	Faible	Long terme	Ponctuelle	Mineur
Installation des batteries	Moyenne	Long terme	ponctuelle	Modérée
Installation du convertisseur DC-DC	Faible	Long terme	Ponctuelle	Mineur
Installation onduleurs DC-AC	Faible	Long terme	Ponctuelle	Mineur
Câblage PV	Moyenne	Long terme	Ponctuelle	Modérée
Disjoncteur différentiel	Faible	Long terme	Ponctuelle	Mineur
Installation nouveaux lampes	Moyenne	Long terme	Ponctuelle	Modérée

Par rapport au tableau 14, nous allons prendre des mesures d'atténuations qui seront dites juste en bas.

Ces mesures seront appliquées uniquement pour les Activités présentant des impacts modérés.

2. Mesures d'atténuations

Ces mesures consistent à éliminer ou éviter voire réduire les impacts négatifs.

➤ **Mesure de Protection du sol**

En regardant au tableau 13 sauf les batteries ont un effet négatif sur le sol. De se fait, nous suggérons que la manipulation des batteries soit faite sur le bac a batterie et avec beaucoup de prudence pour éviter que le produit le contenant tombe sur le sol Ne jamais poser la batterie sur le sol.

➤ **Mesure de protection de l'air**

En se réfèrent au tableau 14 nous avons :

La batterie

Éviter que son contenu ne sorte de son enceinte en respectant sa durée de vie, ses conditions d'usage et la manipulation, car cela sa pollue l'environnement

Les câbles

Choisir les câbles adaptés au soleil, de telle manière que s'il fait chaud nous ne sentons pas ces câbles.

Lampes

Acheter les lampes qui supportent les conditions climatiques, Eviter la lampe qui dégage trop de chaleur en soi.

De tout ce qui précèdent une conclusion générale s'avère nécessaire suivi de quelques recommandations.

CONCLUSION GENERALE

L'énergie solaire PV est préférée comme une source secondaire par la plupart des entreprises au Tchad pendant les heures de coupures de la SNE. Sauf qu'elle nécessite énormément d'espace avec un cout d'installation élève pour sa réalisation avec une bonne rentabilité, fiable et présent un impact négligeable sur l'environnement.

L'énergie solaire PV présente donc un intérêt particulier pour les pays en voie de développement : elle est susceptible d'améliorer très rapidement les conditions de vie et de productivité.

Notre travail a été mené comme suit :

- les Généralités (chapitre1)
- l'audit, détermination du besoin en ressource énergétique solaire et la planification de l'évolution de ses capacités (chapitre 2)
- le déploiement de solution qui serve de model aux clients (chapitre3)
- Etude technique, financière et l'impact environnemental (chapitre4).

Dans l'ensemble, ce projet nous a permis de comprendre un peu plus une installation d'un système autonome e d'un système réseau.

RECOMMANDATIONS

- Nous proposons à l'entreprise S.E.S de revoir ses installations et surtout de respecter le nombre maximum des points lumineux sur un départ car, l'environnement électrique de SES révèle que leur installation ne répond pas à la norme NFC15 -100.
- Vu que l'entreprise est une petite concession familiale louée, nous proposons à S.E.S s'il veut vraiment avoir de l'énergie solaire comme source secondaire selon l'évolution de ses capacités. Il va falloir qu'il loue un lieu un peu plus vaste ou qu'elle achète son propre terrain.
- Il faut que La S.E.S essaye d'uniformiser ses lampes conformément au modèle PV installé tout en respectant leurs durées de vie.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **Ahmed Ousmane BAGRE**, <<cours d'installations électriques basse tension>>, Groupe EIER-ETSHER
- [2] **Ahmed Ousmane BAGRE**, <<cours énergies PV>>, 2IE
- [3] **Khadidja BOULHARES et Chahira TRAKET**, "Etude Pratique et dimensionnement d'un Système d'Eclairage Public PV Autonome Cas d'étude ; Unité de Recherche d'Adrar," master académique, Université Ahmed Draïa Adrar (2018)
- [4] **Sofiane KHECHAFI et Salah BENLAACHI**, " Calcul et dimensionnement électrique d'une mini centrale PV autonome," Mémoire de fin d'étude, Ecole Supérieure en Sciences Appliquées-T L E M C E N--(2019)
- [5] **Zolikha ZERROUKI et Rym BEREKSI REGUIG**, " Dimensionnement d'un système PV autonome," mémoire, Université Abou-Bekr Belkaid – TLEMCCEN (2017)
- [6]:Guidenr photovoltaïque, « Technologie et choix des parafoudres ». Disponible sur : http://www.photovoltaique.guidenr.fr/V_2_parafoudre_dc_photovoltaique_technologie.pp .[Consulté le 3-mai-2019].

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

ANNEXE

Annexe 1 : Bilan de puissance de la cour 1

Bilan de puissance-Zone du Bâtiment 1													
	Récepteurs	nombre	Ku	Ks-niveai1	Pf(W)	cosφ	S(VA)-niveau1	Pf2(W)	Ks-niveau2	S(VA)-niveau2	Ks-niveau3	S(VA)-niveau3	ib(A)
Bureau Hall	Ecl1	1	1	1	85	0,85	100,00	59,50	0,70	70,00	0,90	67,78	0,29
	Ecl2	2	1	1	56	0,85	65,88	39,20		46,12		44,66	0,19
	Ecl3	2	1	1	72	0,85	84,71	50,40		59,29		57,42	0,25
	Ecl(urgence)	1	1	1	8	0,85	9,41	5,60		6,59		6,38	0,03
	ventilateur1	1	1	1	65	0,8	81,25	45,50		56,88		51,84	0,23
	ventilateur2	1	1	1	55	0,8	68,75	38,50		48,13		43,86	0,19
	Detecteur	1	1	1	4	0,8	5,00	2,80		3,50		3,19	0,13
	ventouse	1	1	1	0,4	0,8	0,50	0,28		0,35		0,32	0,01
	prise(2P+T)	5	0,2	0,28	1030,4	0,8	1288,00	721,28		901,60		821,71	3,57
Couloir1	Ecl1	1	1	1	28	0,85	32,94	25,20	0,90	29,65	0,90	28,71	0,12
	Ecl2	1	1	1	85	0,85	100,00	76,50		90,00		87,15	0,38
	Detecteur	1	1	1	4	0,8	5,00	3,60		4,50		4,10	0,17
	ventouse	1	1	1	0,4	0,8	0,50	0,36		0,45		0,41	0,02
Douche interne 1	Ecl1	1	1	1	9	0,85	10,59	8,10	0,90	9,53	0,90	9,23	0,04
	Ecl2	1	1	1	80	0,85	94,12	72,00		84,71		82,03	0,36
Bureau1-DG	Ecl1	1	1	1	30	0,85	35,29	27,00	0,90	31,76	0,90	30,76	0,13
	Ecl2	1	1	1	125	0,85	147,06	112,50		132,35		128,16	0,56
	Detecteur	1	1	1	4	0,8	5,00	3,60		4,50		4,10	0,17
	clim	1	1	1	1200	0,7	1714,29	1080,00		1542,86		1230,38	5,35
	prise(2P+T)	5	0,2	0,28	1030,4	0,8	1288,00	927,36		1159,20		1056,49	4,59
Magasins 1-1	Ecl	1	1	1	9	0,85	10,59	8,10	0,90	9,53	0,90	9,23	0,04
	prise(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00		754,63	3,28
Magasins 1-2	Ecl	1	1	1	9	0,85	10,59	8,10	0,90	9,53	0,90	9,23	0,04
	prise(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00		754,63	3,28
Véranda1	Ecl	1	1	1	36	0,85	42,35	32,40	0,90	38,12		36,91	0,16
Douche externe 1	Ecl1	1	1	1	18	0,85	21,18	16,20	0,90	19,06		18,46	0,08

Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.

	Ecl2	1	1	1	80	0,85	94,12	72,00		84,71		82,03	0,36
Magasin 1 (externe)	Ecl	1	1	1	36	0,85	42,35	32,40	0,90	38,12		36,91	0,16
	prise(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00		754,63	3,28
Zone du Batiment 1	Ecl1	3	1	1	120	0,85	141,18	120,00	1,00	141,18		136,71	0,59
	Ecl2	2	1	1	18	0,85	21,18	18,00		21,18		20,51	0,09
	Ecl3	1	1	1	30	0,85	35,29	30,00		35,29		34,18	0,15
	Ecl4	2	1	1	150	0,85	176,47	150,00		176,47		170,89	0,74
	voyant	1	1	1	40	0,8	50,00	40,00		50,00		45,57	0,20
salle de conférence	Ecl	2	1	1	56	0,85	65,88	50,40	0,90	59,29		57,42	0,25
	prise(2P+T)	6	0,2	0,25	1380	0,8	1725,00	1242,00		1552,50		1414,94	6,15

Annexe 2 : Bilan de puissance de la cour 2

Bilan de puissance-Zone du Bâtiment 2													
	Récepteurs	nombre	Ku	Ks-niveau1	Pf(W)	cosφ	S(VA)-niveau1	Pf2(W)	Ks-niveau2	S(VA)-niveau2	Ks-niveau3	S(VA)-niveau3	ib(A)
sejour	Ecl1	4	1	1	120	0,85	141,18	96,00	0,80	112,94	0,80	98,46	0,43
	Ecl2	2	1	1	80	0,85	94,12	64,00		75,29		65,64	0,29
	Ecl3	2	1	1	114	0,85	134,12	91,20		107,29		93,54	0,41
	prises(2P+T)	6	0,2	0,25	1104	0,8	1380,00	883,20		1104,00		905,85	3,94
	prises(3P+T)	1	0,2	1	1472	0,8	1840,00	1177,60		1472,00		1207,79	5,25
	ventilateur	2	1	1	100	0,8	125,00	80,00		100,00		82,05	0,36
douche interne 2	Ecl1	1	1	1	9	0,85	10,59	8,10	0,90	9,53	0,80	8,31	0,04
	Ecl2	1	1	1	80	0,85	94,12	72,00		84,71		73,85	0,32
couloir 2	ventouse	1	1	1	0,4	0,8	0,50	0,40	1,00	0,50		0,41	0,02
magasins 2-1	Ecl	1	1	1	18	0,85	21,18	16,20	0,90	19,06	0,80	16,62	0,07
	prises(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00		679,38	2,95
salle archive	Ecl	1	1	1	18	0,85	21,18	18,00	1,00	21,18		18,46	0,08
salle serveur	Ecl	1	1	1	40	0,85	47,06	36,00	0,90	42,35	0,80	36,92	0,16
	multiprises	1	0,2	0,21	156,4	0,8	195,50	140,76		175,95		144,37	12,03
	onduleur	1	1	1	2700	0,9	3000,00	2430,00		2700,00		2492,31	10,84
magasins 2-2	Ecl	1	1	1	18	0,85	21,18	16,20	0,90	19,06	0,80	16,62	0,07
	prises(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00		679,38	2,95

Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :

Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.

veranda 2	Ecl	1	1	1	75	0,85	88,24	67,50	0,90	79,41	69,23	0,30
douche externe 2	Ecl1	1	1	1	18	0,85	21,18	16,20	0,90	19,06	16,62	0,07
	Ecl2	1	1	1	80	0,85	94,12	72,00		84,71	73,85	0,32
cour 2	Ecl1	1	1	1	30	0,85	35,29	27,00	0,90	31,76	27,69	0,12
	Ecl2	2	1	1	18	0,85	21,18	16,20		19,06	16,62	0,07
Bureau2-DG	Ecl1	1	1	1	40	0,85	47,06	36,00	0,90	42,35	36,92	0,16
	Ecl2	1	1	1	20	0,85	23,53	18,00		21,18	18,46	0,08
	Detecteur	1	1	1	4	0,8	5,00	3,60		4,50	3,69	0,15
	Prise(2P+T)	1	0,2	1	736	0,8	920,00	662,40		828,00	679,38	2,95
	clim	1	1	1	3500	0,7	5000,00	3150,00		4500,00	3230,77	14,05
chambre-DG	Ecl	1	1	1	40	0,85	47,06	40,00	1,00	47,06	41,03	0,18
	clim	1	1	1	3500	0,7	5000,00	3500,00		5000,00	3589,74	15,61
	Prise(2P+T)	2	0,2	0,55	809,6	0,8	1012,00	809,60		1012,00	830,36	3,61
douche interne- DG	Ecl1	1	1	1	9	0,85	10,59	8,10	0,90	9,53	8,31	0,04
	Ecl2	1	1	1	80	0,85	94,12	72,00		84,71	73,85	0,32

Annexe 3 : Bilan de puissance système PV autonome

	Récepteurs	nombre	P(W)	Pn(W)	Ks	Pf(W)	t(h)	Bj(Wh/j)	cos	S(VA)	U(V)	I(A)
Cour 1	lampes	2	85	170	0,8	136	8	1088	0,85	160	230	0,6956522
		5	28	140		112	8	896	0,85	131,76471	230	0,57289
		1	30	30		24	8	192	0,85	28,235294	230	0,1227621
		1	40	40		32	8	256	0,85	37,647059	230	0,1636829
		1	36	36		28,8	8	230,4	0,85	33,882353	230	0,1473146
		3	40	120		96	13,5	1296	0,85	112,94118	230	0,4910486
		2	9	18		14,4	13,5	194,4	0,85	16,941176	230	0,0736573
		1	30	30		24	13,5	324	0,85	28,235294	230	0,1227621

Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.

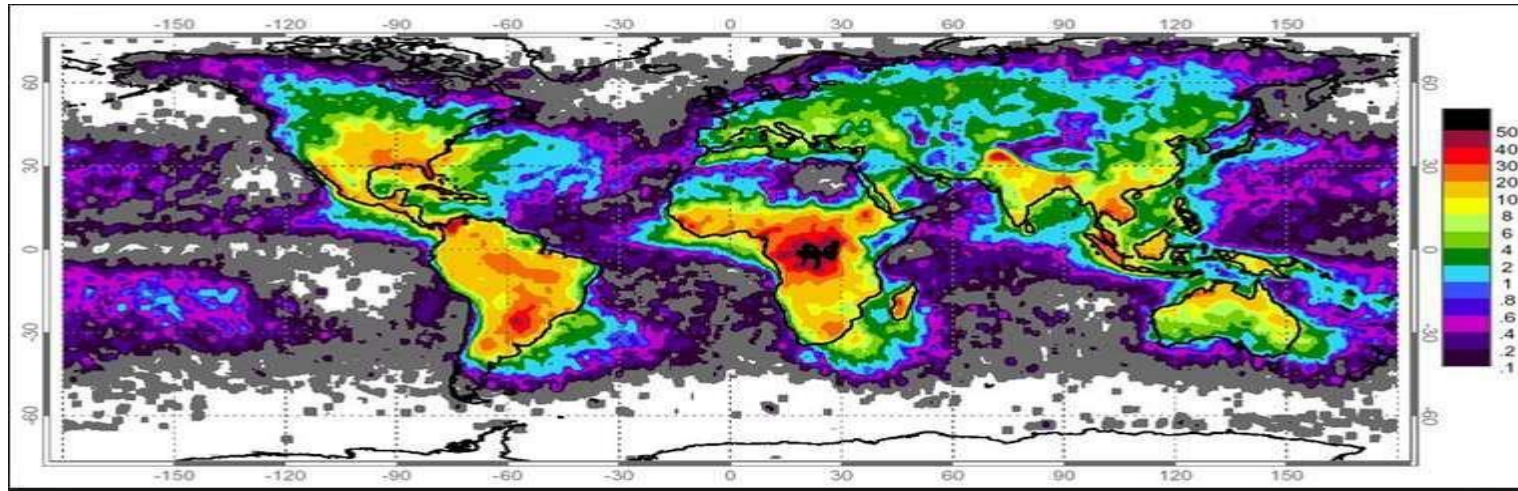
		2	75	150		120	13,5	1620	0,85	141,17647	230	0,6138107
		1	65	65		52	8	416	0,8	65	230	0,2826087
	ventilateurs	1	55	55		44	8	352	0,8	55	230	0,2391304
		1	60	60		48	8	384	0,8	60	230	0,2608696
	ordinateur bureautique	8	15,2	121,6		97,28	8	778,24	0,8	121,6	230	0,5286957
	unité centrale	8	690	5520		4416	8	35328	0,8	5520	230	24
	ecran	1	210	210		168	8	1344	0,8	210	230	0,9130435
	projecteur	1	273	273		218,4	8	1747,2	0,8	273	230	1,1869565
						Pf = 5630,88 W						
						Pr = 6256,53 W				S = 7 kVA		
	Detecteur	3	4	12		9,6	16	153,6	0,8	12	24	0,5
	ventouse	2	0,4	0,8		0,64	8	5,12	0,8	0,8	24	0,0333333
						Pf = 10,24 W						
						Pr = 12,05 W						
						Pf = 5,64 kW		Pn = 7,05kW				
						Pr = 6,27kW		Bj = 46,60 kW/j				
Cour 2	lampes	2	40	80	0,8	64	8	512	0,85	75,294118	230	0,3273657

Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :

Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.

	1	75	75	60	8	480	0,85	70,588235	230	0,3069054
	1	20	20	16	8	128	0,85	18,823529	230	0,0818414
	1	30	30	24	13,5	324	0,85	28,235294	230	0,1227621
	2	9	18	14,4	13,5	194,4	0,85	16,941176	230	0,0736573
ventilateur	1	60	60	48	8	384	0,8	60	230	0,2608696
				Pf = 226,40 W						
				Pr = 251,56 W				S= 0,27 kVA		
ventouse	1	0,4	0,4	0,32	8	2,56	0,8	0,4	24	0,0166667
Detecteur	1	4	4	3,2	16	51,2	0,8	4	24	0,1666667
				Pf = 3,52 W						
				Pr = 4,14 W						
				Pf = 0,23 kW		Pn = 0,29 kW				
				Pr = 0,26 kW		Bj = 2,08 kW/j				

Annexe 4 : Niveau kéraunique mondial



Annexe 5 : Choix du type de parafoudre

Caractéristique de l'installation	Nk ≤ 25		Nk > 25	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2 ⁽²⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

Annexe 6 : Courant maximal de décharge en fonction du niveau d'exposition

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

	Niveau d'exposition		
	Faible	Moyen	Elevé
Environnement des bâtiments	Bâtiment situé dans une zone urbaine ou suburbaine d'habitations groupées	Bâtiment situés en plaine	Bâtiment où il existe un risque spécifique : pylône, arbre, région montagneuse, zone humide ou étang,...
Valeur conseillée I _{max} (kA)	20	40	65

Annexe 7 : fiche technique de module 360Wc

Référence de l'article	Description	Poids net	Données électriques sous STC (1)				
			Puissance Nominal	Tension de puissance	Courant de puissance	Tension de circuit ouvert	Courant de court-circuit
			PMPP	VMPP	IMPP	Voc	Isc
		Kg	W	V	A	V	A
SPM040201200	20W-12V Mono 440 x 350 x 25mm séries 4a	1.9	20	18.5	1.09	22.6	1.19
SPM040301200	30W-12V Mono 560 x 350 x 25mm séries 4a	2.2	30	18.7	1.61	22.87	1.76
SPM040401200	40W-12V Mono 425 x 668 x 25mm séries 4a	3.1	40	18.3	2.19	22.45	2.40
SPM040551200	55W-12V Mono 545 x 668 x 25mm séries 4a	4	55	18.8	2.94	22.9	3.22
SPM040901200	90W-12V Mono 780 x 668 x 30mm séries 4a	6.1	90	19.6	4.59	24.06	5.03
SPM041151200	115W-12V Mono 1015 x 668 x 30mm séries 4a	8	115	19.0	6.04	23.32	6.61
SPM041751200	175W-12V Mono 1485 x 668 x 30mm séries 4a	11	175	19.4	9.03	23.7	9.89
SPM042152400	215W-24V Mono 1580 x 808 x 35mm séries 4a	15	215	37.4	5.75	45.82	6.30
SPM043052000	305W-20V Mono 1640 x 992 x 35mm séries 4a	18	305	32.5	9.38	39.7	10.27
SPM043602400	360W-24V Mono 1956 x 992 x 40mm séries 4a	22	360	38.4	9.38	47.4	10.24

Annexe 8: fiche technique du régulateur

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

Contrôleur de charge SmartSolar	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tension de la batterie	12 / 24 / 48 V Sélection automatique (outil logiciel nécessaire)	
Courant de charge nominal	85 A	100 A
Puissance maximale PV, 12 V 1a,	1200 W	1450 W
Puissance maximale PV, 24V 1a,	2400 W	2900 W
Puissance maximale PV, 48V 1a,	4900 W	5800 W
Courant maxi. de court-circuit PV	70 A	70 A
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V maximum absolu dans les conditions les plus froides 145 V maximum pour le démarrage et le fonctionnement	
Efficacité maximale	98 %	
Autoconsommation	Moins de 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V	
Tension de charge « d'absorption »	Configuration par défaut : 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (réglable avec : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)	
Tension de charge « Float »	Configuration par défaut : 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (réglable : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)	
Algorithme de charge	adaptative à étapes multiples	
Compensation de température	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protection	Polarité inversée de la batterie (fusible, non accessible par l'utilisateur) Polarité inversée PV / Court-circuit de sortie / Surchauffe	
Température d'exploitation	-30 à +60°C (puissance nominale en sortie jusqu'à 40°C)	
Humidité	95 %, sans condensation	
Port de communication de données	VE.Direct ou Bluetooth	
On/off à distance.	Oui (connecteur à deux pôles)	
Relais programmable	DPST Puissance nominale CA : 240 VCA / 4 A Puissance nominale CC : 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 60 VCC	
Fonctionnement en parallèle	Oui (pas synchronisé)	

Annexe 9 : fiche technique de la batterie

2 Volt Long Life GEL					Spécifications générales
Référence	Ah	V	LxIxh Mm	Poids kg	Technologie: tubular plate GEL Bomes: Cuivre, M8
BAT702601260	600	2	149x208x710	48	Capacité nominale: 10 hr discharge at 25 °C Durée de vie en floating: 20 years at 20 °C Durée de vie en cyclage: 1200 cycles à décharge 100% * 1200 cycles à décharge 50% 2400 cycles à décharge 30%
BAT702801260	800	2	215x193x710	68	
BAT702102260	1000	2	215x235x710	82	
BAT702122260	1200	2	215x277x710	94	
BAT702152260	1500	2	215x277x855	120	
BAT702202260	2000	2	215x400x815	160	
BAT702252260	2500	2	215x490x815	200	
BAT702302260	3000	2	215x580x815	240	

Annexe 10 : fiche technique de l'onduleur Système PV autonome

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

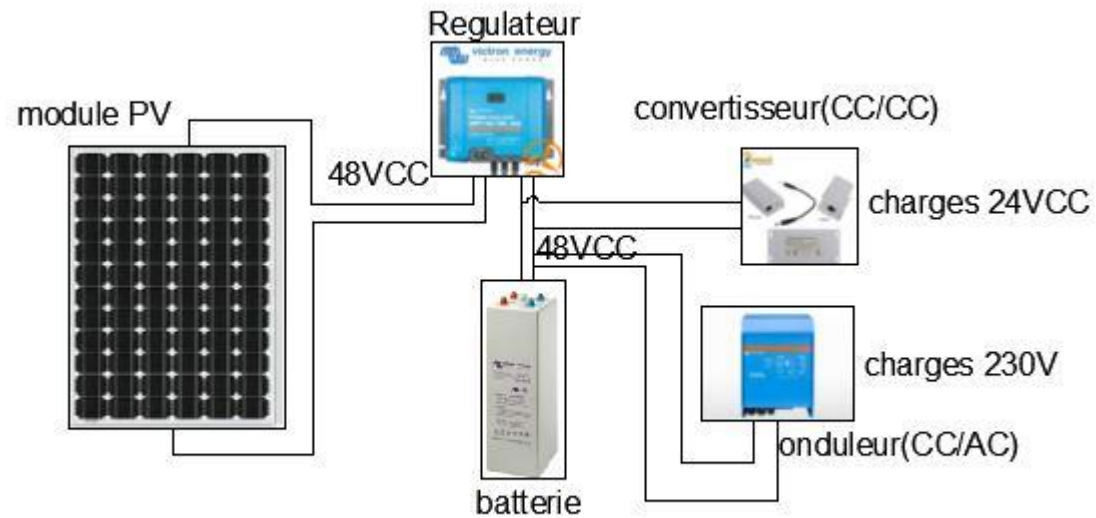
Convertisseur Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
fonctionnement en parallèle et triphasé	Oui				
CONVERTISSEUR					
Plage de tension d'entrée (V CC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
1 sortie	Tension de sortie: 230 VAC ±2% Fréquence: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Puissance de sortie du convertisseur à 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Puissance du convertisseur à 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Puissance du convertisseur à 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Puissance de pointe (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Efficacité maxi 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Puissance de charge zéro 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Puissance de charge zéro en mode AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Puissance de charge zéro en mode recherche (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GÉNÉRALITÉS					
Relais programmable (3)	Oui				
Protection (4)	a - g				
Port de communication VE.Bus	Pour un fonctionnement en parallèle ou triphasé, suivi à distance et intégration du système				
Interrupteur marche/arrêt à distance	Oui				
Caractéristiques communes	Température de fonctionnement : -20 à +50°C (refroidissement par ventilateur) Humidité (sans condensation) : maxi 95 %				
BOÎTIER					
Caractéristiques communes	Matériau et couleur: aluminium (bleu RAL 5012) Degré de protection: IP 21				
Battery-connection	Câbles batterie de 1,5 mètres inclus		Écrous M8	2+2 Écrous M8	
230 V AC-connection	Fiche G-ST18i		Pince à ressort	Bornes à vis	
Poids (kg)	10		12	18	30
Dimensions (HxLxP en mm)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMES					
Sécurité	EN 60335-1				
Émission/Immunité	EN 55014-1 / EN 55014-2				

Annexe 11:fiche technique onduleur réseau

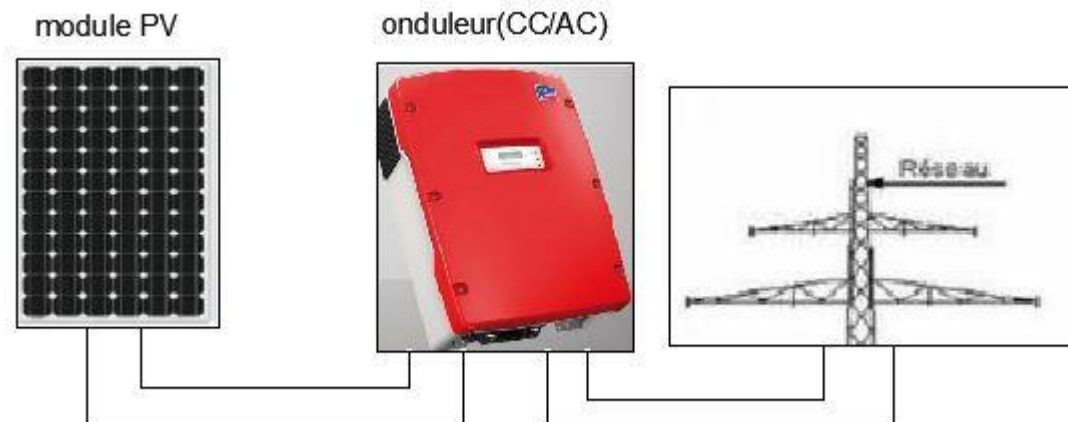
*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

Caractéristiques techniques	Sunny Boy 2000HF	Sunny Boy 2500HF	Sunny Boy 3000HF
Entrée (DC)			
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi=1$)	2100 W	2600 W	3150 W
Tension DC max.	700 V	700 V	700 V
Plage de tension photovoltaïque, MPPT	175 V - 560 V	175 V - 560 V	210 V - 560 V
Tension nominale DC	530 V	530 V	530 V
Tension DC min. / tension de démarrage	175 V / 220 V	175 V / 220 V	175 V / 220 V
Courant max. par MPPT / par entrée	12 A / 12 A	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Nombre de MPP trackers / Nombre max. d'entrées (parallèle)	1 / 2	1 / 2	1 / 2
Sortie (AC)			
Puissance nominale AC (pour 230 V, 50 Hz)	2000 W	2500 W	3000 W
Puissance apparente AC max.	2000 VA	2500 VA	3000 VA
Tension nominale AC ; plage	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V
Fréquence du réseau AC ; plage	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz	50, 60 Hz ; $\pm 4,5$ Hz
Courant de sortie max.	11,4 A	14,2 A	16 A
Facteur de puissance ($\cos \varphi$)	1	1	1
Phases d'injection / Phases de raccordement	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Rendement			
Rendement max. / Euro-eta	96,3 % / 95,0 %	96,3 % / 95,4 %	96,3 % / 95,5 %
Dispositifs de protection			
Protection inversion de polarité DC	●	●	●
Interrupteur sectionneur DC ESS	●	●	●
Résistance aux courts-circuits AC	●	●	●
Surveillance du défaut à la terre	●	●	●
Surveillance du réseau (SMA Grid Guard)	●	●	●
Séparation galvanique / Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	●/-	●/-	●/-
Classe de protection / Catégorie de surtension	I / III	I / III	I / III

Annexe 12 : Schéma synoptique du système PV autonome



Annexe 13 : Schéma synoptique du système injecté réseau



Annexe 14 : Données ensoleillement de la ville de N'Djamena

Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	aout	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
1988	8,9	9,7	8,9	8,5	8,4	8,6	6,7	5,4	6,6	9,9	10,2	8,8	8,38333
1989	10	10	9,9	10	7,6	8,9	6,9	7,4	7,4	9,5	10	9,6	8,93333
1990	9,4	9,8	9,9	10,1	9,8	9,1	5,6	8,5	8,2	9,1	9,3	9,2	9
1991	9,8	10	8,9	8,6	6,6	9	7,3	6,4	8,8	8,9	9,8	9,3	8,61667
1992	8,8	9,6	7,3	6,5	7,3	7,1	5,8	4,6	7,4	9,8	9,4	10	7,8
1993	9,5	10	8,9	9	9,3	9	7,4	7,4	7,6	9,4	9,9	9,7	8,925
1994	9,5	9,3	10,2	7,8	9,7	8,8	7,2	6	7,6	9,2	10,2	9,8	8,775
1995	9,7	10,3	9,1	8,6	9,7	8,7	7,2	6,5	8,3	8,9	10,1	10,5	8,96667
1996	10,3	10,1	8,8	9,3	9,1	8,8	7,7	7,2	6,9	9,1	10,2	10,3	8,98333
1997	9,5	9,4	8,5	7,6	8,8	7,3	7,5	7,3	7,9	8	9,6	9,8	8,43333
1998	9,6	9,5	8,7	9,1	9,4	8,5	5,8	5,7	6,8	9,2	10	9,8	8,50833
1999	10,1	9,8	10,4	9,9	8,8	9,1	6,1	6,9	6,4	8,8	9,9	10,3	8,875
2000	10,1	9,8	10,1	10,2	10	9,3	7	7,5	8,4	9	10,5	10,1	9,33333
2001	10,5	9,7	10,2	9,1	9,1	7,4	7,1	6,1	8,3	9,8	10,7	10,5	9,04167
2002	9,8	9,6	9,1	9,1	10	8	7,1	7,2	7,9	8,7	9,8	10,3	8,88333
2003	10,2	9,7	8,7	8,6	9,4	8,1	7,2	5,7	7,8	9,1	9,9	9,6	8,66667
2004	9,3	9,6	8,7	9,8	9,2	7,9	6,9	6,7	8,5	9,1	10	9,9	8,8
2005	9,1	8,9	8,3	8,1	7,6	6,8	7,4	7,1	7,6	9,5	10,4	10,2	8,41667
2006	9,9	9,5	7,9	9,6	7,5	8,1	7,9	6,2	6,6	9,1	10,1	10,3	8,55833
2007	9,7	10	9,6	8,6	7,7	8	7,1	5,4	7,3	9,9	10,1	10,1	8,625
2008	9,5	9,6	9,9	7,5	9,6	8,7	8,2	5,9	6,6	9,1	10,3	10	8,74167
2009	9,6	9,5	8,6	7,3	8,1	8,1	7,4	6,3	8,1	7,7	9,7	10,4	8,4
2010	10,2	10,1	8	8,7	8,7	7,5	5,5	5,9	7,4	8,5	10,2	10,3	8,41667

*Analyse de l'environnement électrique de SIGMA ENGINEERING SYSTEMS TCHAD :
Détermination du besoin de ressource énergétique et planification de l'évolution de ses capacités.*

2011	10	9	9,9	8,9	8,8	7,8	7	6,4	8	9,5	10,6	10,2	8,84167
2012	10,1	8,8	8,7	8,2	7,6	6,5	5,4	5,8	7,9	9,2	10,2	10,3	8,225
2013	9,6	9,6	8,9	8,3	8,5	7,6	7,5	5,8	7,9	9,5	10,6	10,1	8,65833
2014	10,1	10,1	8,1	8,2	8,3	9,1	7	6,3	7,8	8,7	10,2	10	8,65833
2015	9,8	9,6	8,8	8,4	9,2	7,9	7,2	6,1	7,5	9,1	10,2	9,2	8,58333
2016	9,7	9,5	8,8	8,3	8,4	7,8	7	6	7,6	9	10	10,1	8,51667
2017	9,9	9,4	10,1	8,7	8	7,9	7,1	5,9	7,8	7	10,2	10,4	8,53333
2018	9,8	9,5	8,9	8,3	9,3	8,3	7	6,1	7,5	8,9	10,3	10,1	8,66667
le de la Météorologie (ANAM) TCHAD													