

République Algérienne Démocratique et Populaire

العلمي والبحث وزارة

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

مستغانم باديس بن الرحيم عبد جامعة

Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem

والتيكنولوجيا العلوم كلية

Faculté des Sciences et Technologies / Département génie électrique



Mémoire de fin d'étude préparé en vue de l'obtention du diplôme de MASTER

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Etude du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de 60 MW à la province de Djermaya gouvernement de TCHAD

Présenté par :

- BOBDAC KENAGHO HENDERSONE VIANIE
- MAHOSO ROPAFADZO

Soutenu devant le jury composé de :

| | | | |
|----------------|--------------------------------|----|--------------------------|
| Président : | Chaouch Mohamed | Pr | Université de Mostaganem |
| Examineur : | Missoum | Dr | Université de Mostaganem |
| Encadreur : | B. Bekkouche | Pr | Université de Mostaganem |
| Co encadreur : | AMRANI Bouchra Fatima Zohra | | Université de Mostaganem |

Dédicace

Nous avons toujours voulu offrir quelque chose à nos parents en guise de reconnaissance pour avoir faits de nous la personne que nous sommes aujourd'hui, Et voilà, l'occasion est venue. À nos parents qui nous ont donné la vie, symbole de fierté, de sagesse et de patience.

À nos parents qui sont la source de notre inspiration et de notre courage, à qui nous devons la vie de l'amour et la reconnaissance.

Je voudrai également dédicacé ce mémoire à une personne très chère pour moi mon amie Anita Paixoa.

A mes amies sur qui je peux vraiment compte Ildaminda, Naira et Gisela.

A mes sœurs pour toujours je sais qu'elles m'aiment et prie pour que je réussi Antoinette, Françoise, Cleidy, Julio, Léa, Franck.

A Joseph Christian qui est un ami qui m'a vraiment aidé tout au long de ce master.

Remerciement

À Dieu,

Pour le souffle de vie qu'Il a renouvelé en moi jusqu'en ce jour. Et la force qu'Il nous a donnée pour la rédaction de ce mémoire.

À notre encadreur professeur BEKKOUCHE,

Pour votre patience, vos conseils avisés et votre passion pour la recherche. Votre encadrement a été essentiel à la réalisation de ce mémoire. Merci pour votre engagement et votre soutien indéfectible.

Aux Dr BOUTLILIS Fatima et notre co-encadreur Amrani Bouchra Fatima,

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude pour ses soutiens, ses précieux conseils, et ses disponibilités tout au long de cette recherche. Leurs expertises et leurs remarques constructives ont grandement contribué à la qualité de ce travail.

Aux membres de jury

Nous tenons à exprimer nos sincères gratitudeux aux membres du jury Pr CHAOUCH Mohamed et Dr MISSOUM d'avoir accepté d'évaluer notre travail de fin d'étude.

Je remercie également Dr BELKLAOUZ pour son temps précieux, ses commentaires pertinents.

Je n'oublie pas de remercier l'ensemble de mes professeurs et collègues, ainsi que ma famille et mes amis pour leur soutien moral et leur patience tout au long de cette aventure académique.

Résumé :

Avec la demande croissante en énergie dans le monde en général et au Tchad en particulier, les énergies renouvelables sont apparues comme un atout efficace pour promouvoir la croissance économique. Les énergies renouvelables jouent un rôle important dans le programme tchadien dédié à l'avancement et à la promotion de l'efficacité énergétique. Cette étude concerne le dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de 60 MW située dans la région de Djermaya au Tchad selon un cahier des charges international lancé par le gouvernement.

Nous avons commencé notre travail par une modeste introduction aux généralités de l'énergie photovoltaïque. Après sélection du type de panneau photovoltaïque, le pré-dimensionnement nous a donné un total de 222 235 panneaux solaires, avec un nombre de panneaux en série compris entre 22 et 23 et un nombre de string entre 166 et 169. La conception de schémas unifilaires pour faciliter le fonctionnement de structure et le calcul des sections de câbles nous ont permis d'établir un schéma global de la station et même de déterminer la position des points de protection.

Afin de valider notre travail analytique, nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour simuler cette centrale PV. Les résultats de simulation ont donné 222 235 panneaux solaires, une puissance de 60 MW. De plus, nous avons obtenu un indice de performance de 70.97% et un total d'énergie produite sur l'année égal à 100 997 627 kWh/an. C'étaient des signes encourageants pour notre travail.

Nous avons géré la partie économique de structure avec des prix estimés et avons eu un retour sur investissement après une période de 6 ans. Le prix de kilowatt (COE) est de 79 francs CFA, ce qui équivaut actuellement à 0,122 euro. Tout cela contribuera, d'une part, à connaître la position de la centrale en termes de production d'énergie au niveau national, et d'autre part, à développer la construction d'autres centrales photovoltaïques.

Mots-clés, Énergies renouvelables, centrales photovoltaïques, Dimensionnement, Programme Tchadienne de développement énergétique, Logiciel PVsyst, Indice de performance.

Abstract:

With the growing demand for energy in the world in general and particularly in Chad, renewable energies have emerged as an effective asset to promote economic growth. Renewable energies play an important role in the Chadian program dedicated to the advancement and promotion of energy efficiency. This study concerns the sizing of a 60 MW photovoltaic power plant located in the Djermaya region of Chad according to international specifications launched by the government.

We began our work with a modest introduction to the generalities of photovoltaic energy. After selecting the type of photovoltaic panel, the dimensioning gave us 222,235 solar panels, with a number of panels in series between 22 and 23 and a number of strings between 166 and 169. The design of single-line diagrams to facilitate the operation of the structure and the calculation of the cable sections allowed us to establish an overall diagram of the station and even to determine the position of the protection points.

In order to validate our analytic calculations, we used the PVsyst software to simulate this PV plant, which confirmed that all the substations were well sized. In addition, we obtained a performance index of 70.97 % and a total energy produced over the year equal to 100,997627 kWh/year. These results encouraged us in our work.

We also considered the economic part of the structure with estimated prices and had a return on investment after a period of 6 years. The price per kilowatt (COE) is 79 CFA francs, which is currently equivalent to 0.122 Euros. All this will contribute, on the one hand, to knowing the position of the plant in terms of energy production at the national level, and on the other hand, to developing the construction of other photovoltaic plants

Key words: Renewable energy, photovoltaic central, energy development program of Chad, PVsyst software, performance index.

ملخص:

مع الطلب المتزايد على الطاقة في العالم بشكل عام وفي تشاد بشكل خاص، ظهرت الطاقات المتجددة كأصل فعال لتعزيز النمو الاقتصادي. تلعب الطاقات المتجددة دورًا مهمًا في البرنامج التشادي المخصص لتطوير وتعزيز كفاءة الطاقة. تتعلق هذه الدراسة بحجم محطة طاقة شمسية كهروضوئية بقدرة 60 ميغاواط تقع في منطقة دجرمايا في تشاد وفقًا للمواصفات الدولية التي أطلقتها الحكومة. بدأنا عملنا بمقدمة بسيطة حول عموميات الطاقة الكهروضوئية. بعد اختيار نوع اللوح الكهروضوئي، أعطانا الحجم 222,235 لوحة شمسية، مع عدد من اللوحات المتسلسلة بين 23 و 22 وعدد من السلاسل بين 166 و 169. سمح لنا تصميم الرسوم البيانية ذات الخط الواحد بتسهيل تشغيل الهيكل وحساب مقاطع الكابلات لمحاكاة هذه المحطة PVsyst بإقامة مخطط شامل للمحطة وتحديد مواقع نقاط الحماية. من أجل تأكيد حساباتنا التحليلية، استخدمنا برنامج الكهروضوئية، مما أكد أن جميع المحطات الفرعية كانت بالحجم المناسب. بالإضافة إلى ذلك، حصلنا على مؤشر أداء بنسبة 70.97% وإجمالي طاقة منتجة على مدار العام يعادل 100,997,627 كيلوواط ساعة/سنة. شجعتنا هذه النتائج في عملنا. كما نظرنا في الجزء الاقتصادي من الهيكل هو 79 فرنك أفريقي، وهو ما يعادل حاليًا (COE) مع الأسعار المقدرة وحصلنا على عائد على الاستثمار بعد فترة 6 سنوات. سعر الكيلوواط يورو. كل هذا سيساهم، من جهة، في معرفة موقع المحطة من حيث إنتاج الطاقة على المستوى الوطني، ومن جهة أخرى، في تطوير بناء 0.122 PVsyst، محطات كهروضوئية أخرى. الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، المحطة الكهروضوئية، برنامج تطوير الطاقة في تشاد، الأداء

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure I.1 : Position du panneau..... | 7 |
| Figure I.2 : Les quatre systèmes thermodynamiques [1] | 7 |
| Figure I.3 : Production d'électricité par conversion photovoltaïque..... | 9 |
| Figure I.4 : Composition d'une cellule photovoltaïque [5]..... | 10 |
| Figure I.5 : La modélisation d'une cellule photovoltaïque [6]..... | 11 |
| Figure I.6: Les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$ [5] | 12 |
| Figure I.7 : Association de modules en serie et en parallel..... | 13 |
| Figure I.8 : Les modules photovoltaïques | 15 |
| Figure I.9 : Suivi à axe unique | 16 |
| Figure I.11 : Installation raccordée au réseau | 20 |
| Figure I.12 : Système autonome | 22 |
| Figure I.13 : Résumé de calcul de la section des conducteurs | 25 |
| Figure I.14 : Protection d'une centrale photovoltaïque..... | 27 |
| Figure I.15 : La capacité totale d'électricité installée en mégawatts en Tchad..... | 28 |
| Figure II. 1: Localisation du projet [8]..... | 30 |
| Figure II. 2 : Zone du projet [8] | 30 |
| Figure II.3: Evolution des températures moyennes sur un an dans la région de Djermaya [8] | 32 |
| Figure II. 4 : Données mensuelles de pluviométrie à la station de N'Djamena [8]..... | 33 |
| Figure II. 5: présentation de notre méthodologie de dimensionnement | 36 |
| Figure II. 6 : Illustration de raccordement de deux Chaînes de module..... | 37 |
| Figure II. 7 : Schéma unifilaire de raccordement des chaînes | 38 |
| Figure II. 8 : Ensemble et l'emplacement des équipements de SKID.[16]..... | 41 |
| Figure II. 9: Le transformateur auxiliaire SBA[16] | 43 |
| Figure II. 10: transformateur de puissance SGB.[16]..... | 43 |
| Figure II. 11: Illustration de la Protection du Skid. [17]..... | 43 |
| Figure II. 12:L'armoire du RMU..... | 44 |
| Figure II.13 : Schéma unifilaire de la connexion RMU entre deux Skids [17]..... | 44 |
| Figure II. 14 : Schéma unifilaire de la connexion RMU global et protection globale | 45 |
| Figure II.15 : Exemple de défaut sur le transfo..... | 49 |
| Figure III.1 Les étapes de conception préliminaire | 53 |
| Figure III.2 : Carte d'insolation moyenne annuelle Tchad [25]..... | 56 |
| Figure III.3 : Câbles de section 4mm^2 reliant deux chaînes solaire | 65 |
| Figure III.4:1 ^{er} cas de regroupement des chaines | 66 |
| Figure III.5:2 ^{er} cas de regroupement des chaines | 66 |
| Figure III.6 :1 ^{er} cas de regroupement des chaines..... | 67 |
| Figure III.7:2 ^{er} cas de regroupement des chaines | 67 |
| Figure III.8:3 ^{er} cas de regroupement des chaines | 68 |
| Figure III.9 Câble électrique collecteur d'une section 95mm^2 | 69 |
| Figure III.10 : Câble DC Principal d'une section de 120mm^2 | 70 |
| Figure III.11 : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur..... | 71 |
| Figure III.12: Câble de la connexion boucle..... | 73 |
| Figure III.13: schéma de câblage des équipements de SKID | 74 |
| Figure III.14: décomposition d'un intervalle de sélectivité. [15]..... | 75 |
| Figure III.15: principe de la sélectivité chronométrique. [15]..... | 75 |
| Figure IV.1 : Coordonnées Géographiques du Djermaya..... | 80 |
| Figure IV.3: Optimisation de l'angle d'inclinaison..... | 82 |
| Figure IV.2 : Les données météorologiques du site | 81 |

| | |
|---|----|
| <i>Figure IV.4: Optimisation de sheds</i> | 83 |
| <i>Figure IV.5 : Trajectoires du soleil</i> | 84 |
| <i>Figure IV.6 : Optimisation d'inclinaison</i> | 85 |
| <i>Figure IV.7 : les caractéristiques techniques du panneau solaire</i> | 85 |
| <i>Figure IV.8: Caractéristiques du panneau solaire</i> | 86 |
| <i>Figure IV.9 : Caractéristiques d'onduleur</i> | 87 |

| | |
|---|------------|
| <i>Figure IV.10: Dimensionnement du projet.....</i> | <i>87</i> |
| <i>Figure IV.11: Résumé des résultats</i> | <i>88</i> |
| <i>Figure IV.12 : Irradiation horizontale globale (GlobHor) et Irradiation globale inclinée(GlobInc).....</i> | <i>89</i> |
| <i>Figure IV.13: Température ambiante (T_Amb).....</i> | <i>89</i> |
| <i>Figure IV.14 : Énergie injecte dans le réseau</i> | <i>90</i> |
| <i>Figure IV.15: Efficacité d'onduleur en fonctionnement</i> | <i>90</i> |
| <i>Figure IV.16: Indice de performance (PR).....</i> | <i>91</i> |
| <i>Figure IV.17 : Détails du champ</i> | <i>92</i> |
| <i>Figure IV.18 : Analyse des pertes.....</i> | <i>93</i> |
| <i>Figure IV.19: Pertes due à la température et pertes de mismatch</i> | <i>94</i> |
| <i>Figure IV.20 : Pertes d'onduleur globales.....</i> | <i>95</i> |
| <i>Figure IV.21: Pertes pour qualité modules et pertes onduleur globales</i> | <i>95</i> |
| <i>Figure IV.22: Pertes câblage DC et pertes IAM.....</i> | <i>96</i> |
| <i>Figure IV.23: diagramme de pertes.....</i> | <i>97</i> |
| <i>Figure IV.24: Investissement globale.....</i> | <i>98</i> |
| <i>Figure IV.25: Flux trésorerie cumule</i> | <i>99</i> |
| <i>Figure IV.26: Balance carbone</i> | <i>101</i> |

Liste des tableaux

| | |
|---|-----------|
| <i>Table II.1 Coordonnée de la parcelle du projet [8].....</i> | <i>31</i> |
| <i>Table III.2 : caractéristiques du module CS6P – 270M. [22].....</i> | <i>54</i> |
| <i>Table III.3 Caractéristiques technique de l'onduleur. [23].....</i> | <i>55</i> |
| <i>Table III.4 Tableau récapitulatif des principales pertes énergétiques [4].....</i> | <i>57</i> |
| <i>Table III.5 récapitulatif d'installation 32MWc.....</i> | <i>60</i> |
| <i>Table III.6 : récapitulatif de l'installation 28MWc.....</i> | <i>61</i> |
| <i>Table III.7 Les caractéristiques du central box retenu.....</i> | <i>69</i> |
| <i>Table III.8 : référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.....</i> | <i>71</i> |
| <i>Table III.9 Caractéristiques technique des câbles NFA2X - NA2XY.....</i> | <i>73</i> |
| <i>Table III.10 : référence des câbles de transmission MT [9].....</i> | <i>74</i> |
| <i>Table IV.1: Résultats de la simulation</i> | <i>88</i> |

Liste des abréviations

| | |
|-------------------------------------|--|
| GPV , PV | générateur photovoltaïque, photovoltaïque. |
| STC | condition normal d'essais |
| PPM, MPPT | Point de Puissance Maximale, Maximum Power Point Tracking |
| E : | Niveau d'éclairement (ou d'irradiation) [W/m ²] |
| Ppv: | La puissance disponible en sortie du GPV |
| Ipv, Vpv | Le courant de sortie du GPV, La tension à la sortie du GPV. |
| Ns , Np: | Nombre de modules en série, Nombre en parallèle |
| Vco, Icc: | tension du circuit ouvert, courant de court-circuit |
| Io, Iopt, Vop : | Courant de saturation, Courant optimal, Tension Optimale |
| Pmax : | Puissance maximale (W) |
| Rch : | Résistance de la charge [Ω] |
| V , Vpv , Ipv | Tension de cellule, Tension du générateur PV [V], Courant du générateur PV [A]. |
| Iph, Id, Is : | Photo courant, Courant de diode, Courant inverse de saturation de la diode |
| vt , T: | Tension thermique, la température de cellule en Kelvin |
| Rs: | Résistance série qui tient compte des pertes en tension dues aux contacts externes |
| Rp: | résistance parallèle simulant les pertes en courant de la cellule solaire |
| Is1, Is2: | Courant de saturation de la première et la deuxième diode respectivement |
| Vco , Icc : | Tension à circuit ouvert (V) , Courant de court-circuit (A) |
| η , FF , D : | Rendement de la conversion, Facteur de forme, La diode |
| Vr : | Tension de référence de la cellule PV (T=25 °C, G=1000 W/m ²) |
| MLI, PWM: | Sous température nominale de fonctionnement des cellules |
| SBA: | Sealed Buchholz-type Apparatus |
| SGB: | à sec enrobe en résine |
| WGS84: | World Geodetic System 1984 |
| UTM: | Universal Transverse Mercator |
| ASI : | Un système d'alimentation sans interruption |
| NOCT: | Sous température nominale de fonctionnement des cellules |
| A, K | Facteur d'idéalité de la jonction, Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$) |
| GlobHor : | Irradiation globale horizontale |
| DiffHor : | Irradiation diffuse horizontale |
| T_Amb : | Température ambiante |
| GlobInc : | Irradiation global incident plan capteurs |
| EArray : | Énergie effective sortie champ |
| E_Grid | Énergie injecte dans le réseau |
| PR : | Indice de performance. |

:

Sommaire

| | |
|--|-------------|
| Dédicace | ii |
| Remerciement | iii |
| Abstract | iv |
| Sommaire | x |
| Introduction générale | xiii |
| Chapitre I État de l'art sur l'énergie photovoltaïque | 4 |
| Introduction | 5 |
| I.1 Rayonnement solaire | 5 |
| I.1.1 Types d'irradiation solaire | 5 |
| I.1.1.1 Irradiation horizontale globale | 5 |
| I.1.1.2 Irradiation horizontale directe | 5 |
| I.1.1.3 Irradiation horizontale par diffusion..... | 5 |
| I.1.1.4 Irradiation globale inclinée..... | 5 |
| I.2 Coordonnées géographiques terrestres et les coordonnées du soleil | 6 |
| I.3 L'application de l'énergie solaire | 7 |
| I.3.1 Les system thermodynamique solaire..... | 7 |
| I.3.2 Système de conversion photovoltaïque | 8 |
| I.3.2.1 La conversion photovoltaïque | 8 |
| I.3.2.2 Réalisation d'une cellule photovoltaïque..... | 8 |
| I.3.2.3 Principe de la conversion photovoltaïque..... | 9 |
| I.3.2.4 La composition d'une cellule photovoltaïque | 9 |
| I.3.2.5 La modélisation d'une cellule photovoltaïque (Cas réelle)..... | 10 |
| I.4 Modules photovoltaïque | 12 |
| I.4.1 Le facteur de forme (FF) | 12 |
| I.4.2 Rendement de conversion..... | 13 |
| I.4.3 Définition de la puissance crête..... | 13 |
| I.5 Association des modules photovoltaïque | 13 |
| I.6 Choix de modules photovoltaïque | 13 |
| I.6.1 Les modules monocristallins..... | 14 |
| I.6.2 Les modules polycristallins | 14 |
| I.6.3 Les modules aux siliciums amorphes..... | 14 |
| I.7 Les supports des modules photovoltaïques | 14 |
| I.7.1 Système solaire fixe..... | 15 |
| I.7.2 Système solaire avec les trackers solaires | 15 |
| I.7.2.1 Types de systèmes solaires avec les trackers | 15 |
| I.8 Les types d'installation photovoltaïques | 16 |
| I.8.1 Installation raccordée au réseau..... | 16 |
| I.8.2 Installation autonome | 16 |

| | | |
|--|--|-----------|
| I.9 | Principaux composants d'une centrale photovoltaïque | 16 |
| I.9.1 | Générateur photovoltaïque..... | 17 |
| I.9.2 | Convertisseur continu-alternatif (Onduleur) | 17 |
| I.9.3 | Régulateur de charge | 17 |
| I.10 | Les batteries..... | 17 |
| I.11 | Aperçu sur la méthode de dimensionnement d'une installation..... | 17 |
| I.11.1 | Un prototype du schéma unifilaire d'une installation..... | 18 |
| I.11.2 | Bilan de puissance..... | 18 |
| I.11.2.1 | Le facteur c : facteur de simultanéité | 19 |
| I.11.2.2 | Ku, facteur d'utilisation maximum..... | 19 |
| I.11.2.3 | Le facteur d (prévisions d'extension) | 20 |
| I.11.2.4 | Facteurs de correction | 20 |
| I.12 | La protection..... | 23 |
| I.12.1 | Statistiques sur l'application de l'énergie renouvelable en l'Afrique..... | 24 |
| I.12.2 | Historique sur le Tchad | 25 |
| I.12.3 | Statistique sur l'application de l'énergie au Tchad | 26 |
| I.13 | Objectif | 26 |
| Conclusion..... | | 27 |
| Chapitre II Présentation du projet de la centrale Djermaya..... | | 28 |
| Introduction..... | | 29 |
| II.1 | Localisation du projet..... | 29 |
| II.2 | Critère de choix du site | 31 |
| II.3 | Les caractéristiques climatiques..... | 31 |
| II.3.1 | Précipitation | 31 |
| II.3.2 | Températures | 32 |
| II.3.3 | Irradiation..... | 33 |
| II.3.4 | Données environnementales : Ombrages | 33 |
| II.4 | Les équipements et travaux nécessaire pour la réalisation d'une centrale photovoltaïque | 33 |
| II.5 | Méthodologie de dimensionnement des centrales a grandes échelles | 35 |
| II.5.1 | Description de la méthode | 35 |
| II.5.2 | Description d'un sous champ (1 MW) | 36 |
| II.5.3 | Principaux éléments au dimensionnement d'un sous champs | 36 |
| II.5.3.1 | Détermination de la puissance et la technologie des panneaux photovoltaïques..... | 36 |
| II.5.3.2 | Raccordement des chaines..... | 37 |
| II.5.3.3 | Protection des chaînes..... | 37 |
| II.5.3.4 | Caractéristiques technique des câbles qui sont proposé pour le raccordement..... | 38 |
| II.6 | Partie alternative (AC)..... | 40 |
| II.6.1 | Les équipements nécessaires pour cette conversion et adaptation | 40 |
| II.6.1.1 | SKID..... | 40 |
| II.6.2 | Détaille sur les équipements du SKID..... | 41 |
| II.6.2.1 | Onduleur | 41 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| II.6.2.2 | Centrale Box | 42 |
| II.6.2.3 | Sensor box..... | 42 |
| II.6.2.4 | Les transformateurs..... | 42 |
| II.6.2.5 | Ring main unit (RMU)..... | 43 |
| II.6.3 | Poste de livraison | 46 |
| II.6.4 | Poste de commande..... | 46 |
| II.6.5 | Système d'alimentation sans interruption (ASI) | 46 |
| II.6.6 | Détecteur d'incendie..... | 47 |
| II.7 | Mesure et Protection | 48 |
| II.8 | Interconnexion des réseaux électriques Tchad-Cameroun lie à la centrale de Djermaya | 49 |
| II.8.1 | Définition..... | 49 |
| II.8.2 | Description des deux réseaux | 49 |
| II.8.2.1 | Réseau du Cameroun..... | 49 |
| II.8.2.2 | Réseau du Tchad..... | 50 |
| II.8.3 | Processus d'interconnexion..... | 50 |
| II.8.4 | Les avantage de l'interconnexion..... | 50 |
| II.8.5 | Défis lié à l'interconnexion | 50 |
| II.8.6 | Implication plus large de l'interconnexion..... | 50 |
| | Conclusion..... | 51 |
| | Chapitre III Le Dimensionnement préliminaire de la Centrale de Djermaya..... | 52 |
| | Introduction | 53 |
| III.1.1 | Étape 1 Analyse du site | 54 |
| III.1.1.1 | Orientation des panneaux..... | 54 |
| III.1.2 | Étape 2 Évaluation des besoins énergétiques..... | 54 |
| III.1.3 | Étape 3 Choix des composants | 54 |
| III.1.3.1 | Caractéristique du panneau | 54 |
| III.1.3.2 | Caractéristique de l'onduleur..... | 54 |
| III.1.4 | Production électrique d'un module en une journée | 55 |
| III.1.4.1 | Pertes énergétique | 56 |
| III.1.4.2 | Évaluation du coefficient des pertes Cp..... | 57 |
| III.1.5 | Étape 4 : Dimensionnement des panneaux solaire | 57 |
| III.1.5.1 | Nombre totale des panneaux pour une puissance absorbée de 32MWc | 58 |
| III.1.5.2 | Nombre totale des panneaux pour une puissance absorbée de 28MWc | 58 |
| III.1.5.3 | Le dimensionnement de 1 MWc est adopté | 58 |
| III.1.6 | Étape 5 : Dimensionnement de l'onduleur..... | 58 |
| III.1.6.1 | Le nombre maximal de panneaux en série..... | 59 |
| III.1.6.2 | Cependant le nombre total des panneaux pour la puissance absorbée de 32MWc est | 59 |
| III.1.6.3 | Ainsi le nombre total des panneaux pour la puissance absorbée de 28MWc est..... | 61 |
| III.1.7 | Vérification des approximations de la sous centrale de 28MWc | 62 |
| III.1.7.1 | Interprétation du dimensionnement | 63 |
| III.1.8 | Étape 6 : Le câblage..... | 64 |
| III.1.8.1 | Calcule les courants I_B et I_Z du Câble électrique collecteur..... | 68 |
| III.1.8.2 | Courant admissible I_z | 68 |
| III.1.8.3 | Câble DC Principal..... | 69 |
| III.1.8.4 | Câble de transmission DC central box vers l'onduleur..... | 70 |

| | | |
|---|--|-----------|
| III.1.8.5 | Câble du transformateur Skid et cellule RMU | 71 |
| III.1.9 | Le courant d'emploi $I_{B.skid}$ | 72 |
| III.1.10 | Courant admissible I_z | 72 |
| III.1.10.1 | Câble de la connexion boucle..... | 72 |
| III.1.10.2 | Le courant d'emploi $I_{B. Boucle}$ | 72 |
| III.1.10.3 | Courant admissible $I_{z.boucle}$ | 72 |
| III.1.10.4 | Connexion au poste de livraison..... | 73 |
| III.1.10.5 | Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$ | 73 |
| III.1.10.6 | Courant admissible I_z | 73 |
| III.2 | Sélectivité | 74 |
| III.3 | Schéma bloc des cheminements des câbles | 76 |
| Conclusion | 77 | |
| Chapitre IV | 79 | |
| La simulation du fonctionnement de la centrale de Djermaya | 79 | |
| Introduction | 80 | |
| IV.1 | Définition du logiciel PVsyst..... | 80 |
| IV.2 | Donnes géographique et météorologiques | 80 |
| IV.3 | Orientation des panneaux solaires..... | 82 |
| IV.4 | Trajectoire du soleil..... | 83 |
| IV.5 | Composants du système | 85 |
| IV.6 | Rapport des résultats de la simulation | 87 |
| IV.6.1 | L'indice de performance (PR) | 91 |
| IV.6.2 | Les sous champs | 91 |
| IV.6.3 | Les pertes | 93 |
| IV.7 | Explication du diagram des pertes | 96 |
| IV.8 | Étude économique | 98 |
| IV.9 | Balance carbone..... | 100 |
| Conclusion | 101 | |
| Conclusion générale | 103 | |

Introduction générale

Introduction générale

Le développement des énergies renouvelables présente un enjeu majeur pour de nombreux pays, en particulier ceux situés dans des régions où les ressources fossiles sont limitées. Actuellement au Tchad, la production d'électricité repose principalement sur des centrales thermiques alimentées par des combustibles fossiles, ce qui entraîne des coûts élevés et une dépendance aux carburants. Le pays est en pleine croissance économique et démographique, l'accès à une source d'énergie stable et durable est crucial pour soutenir le développement et améliorer les conditions de vie des populations. La demande en électricité y est en constante augmentation, notamment en raison de la croissance démographique et de l'urbanisation rapide. Le réseau électrique tchadien ne peut pas répondre à la demande de charge actuelle. Cependant le Tchad, avec ses vastes étendues désertiques, se trouve dans une situation où les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie solaire, présentent une solution viable et durable pour répondre aux besoins énergétiques du pays.

La province de Djermaya, située dans le gouvernement du Tchad, bénéficie d'un ensoleillement intense et régulier tout au long de l'année, ce qui en fait un lieu idéal pour l'installation d'une centrale photovoltaïque. Dans ce contexte ce travail présente une contribution au dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de 60 MW de grande échelle proposé par le gouvernement tchadien dans cette région. L'objectif principal est de fournir une production d'une énergie propre et gratuite pour améliorer le système énergétique et répondre au besoin du développement.

L'objectif de cette étude est la détermination des spécifications techniques nécessaires pour la mise en place de cette centrale photovoltaïque à Djermaya. Cela inclut le choix optimal des équipements, de l'orientation et de l'inclinaison des panneaux solaires, le calcul et la pose des câbles avec les dispositifs de protection coté production ainsi que la distribution. Ces étapes seront achevées par une simulation pour valider les étapes du travail. Enfin, une analyse économique sera menée pour évaluer la viabilité financière du projet, en tenant compte des coûts d'investissement, des subventions éventuelles, des coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que des revenus générés par la vente de l'électricité produite.

Pour atteindre ces objectifs, la méthodologie adoptée s'articulera autour quatre axes.

Le premier axe sera consacré à un état de l'art sur les technologies photovoltaïques qui contiendra une revue de la littérature permettant de recenser les données existantes sur les projets similaires dans des contextes géographiques comparables. L'exemple d'un aperçu sur le rayonnement solaire, les applications

de l'énergie solaire, la modélisation d'une cellule photovoltaïque et les types d'installation photovoltaïques seront décrits. Nous verrons aussi les principaux composants d'une centrale photovoltaïque, les systèmes énergétique du Tchad et les objectifs seront résumés ;

Le deuxième axe présentera le projet de la centrale de Djermaya qui contiendra la localisation du projet, critère de choix du site, les caractéristiques climatiques, les équipements et travaux nécessaire pour sa réalisation, la méthodologie de dimensionnement des centrales a grandes échelles, la mesure et protection et enfin l'interconnexion des réseaux électriques Tchad-Cameroun lie à la centrale de Djermaya.

Le troisième axe sera basé sur dimensionnement préliminaire de la centrale qui contiendra les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque tels que l'étape d'analyse du site, l'étape d'évaluation des besoins énergétiques, l'étape des choix des composants, la production électrique d'un module en une journée, l'étape de dimensionnement des panneaux solaire, l'étape du dimensionnement de l'onduleur et l'étape du câblage. Nous aurons aussi la sélectivité et enfin le schéma bloc des cheminements des câbles.

Le quatrième axe parlera des simulations effectuées pour l'optimisation du dimensionnement des installations et cette simulation contiendra la définition du logiciel utilisé, les données géographique et météorologiques du site, l'orientation des panneaux solaires, la trajectoire du soleil. Les composants du système, le rapport des résultats de la simulation ainsi que l'explication du diagramme des pertes, l'étude économique et la balance carbone.

Finalement, nous terminerons ce travail par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et simulation des résultats.



Chapitre I
État de l'art sur l'énergie photovoltaïque

Introduction

L'énergie solaire est disponible en abondance sur toute la surface de la terre. Bien qu'une diminution significative se produise lors de son passage à travers l'atmosphère, la quantité qui atteint le sol reste considérable. On peut ainsi compter sur environ 1000 W/m² crête dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m² lorsque l'atmosphère est peu polluée. Nous pouvons exploiter cette énergie gratuite grâce à une technique appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité à travers des modules photovoltaïques constitués de cellules solaires. Malgré les avancées technologiques, l'inconvénient de cette énergie réside dans son faible rendement et le coût élevé de son installation par rapport aux autres formes d'énergie. Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes particulièrement intéressés aux centrales photovoltaïques. Dans ce chapitre, nous allons détailler les éléments relatifs à cette ressource et sa transformation en énergie électrique et les installations relatives à cette technologie. Ainsi nous décrirons brièvement notre exemple d'application.

I.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'énergie du soleil qui pénètre dans l'atmosphère sous forme d'ondes électromagnétiques (W/m²). L'intensité de cette énergie varie d'une région à l'autre et dans une région particulière, elle est également incohérente en raison du changement des saisons. En raison de la nécessité d'exploiter cette énergie, les scientifiques et les géologues ont engagé des études approfondies pour définir avec précision la distribution du rayonnement solaire. [1]

I.1.1 Types d'irradiation solaire

I.1.1.1 Irradiation horizontale globale

Il s'agit de la quantité totale de rayonnement solaire reçue par une surface horizontale. Il se compose de deux types d'irradiations qui sont l'irradiation horizontale directe et l'irradiation horizontale par diffusion. Chaque lieu a sa valeur fixe de rayonnement horizontal global que nous pouvons obtenir à partir de tableaux standards météorologiques. [1]

I.1.1.2 Irradiation horizontale directe

Ce rayonnement se déplace dans l'atmosphère en ligne droite sans être diffusé, réfléchi ou absorbé par les particules présentes dans l'air. L'irradiation horizontale directe atteint la terre sous un angle de 90°. Cela se produit aux heures de pointe de la journée. [1]

I.1.1.3 Irradiation horizontale par diffusion

Il s'agit d'un rayonnement diffusé, réfléchi ou absorbé par les particules en traversant l'atmosphère, mais qui atteint finalement la surface de la terre. Les obstacles comprennent les montagnes, les nuages ou la pluie. [1]

I.1.1.4 Irradiation globale inclinée

C'est la quantité totale de rayonnement direct et diffus reçu du soleil par une surface inclinée. C'est le type de rayonnement que reçoivent les panneaux solaires car ils sont installés avec un angle d'inclinaison. Ceci est fait pour garantir que les panneaux solaires recevront le rayonnement solaire sous un angle de 90° pour en bénéficier au maximum. [1]

I.2 Coordonnées géographiques terrestres et les coordonnées du soleil

Les coordonnées géographiques et solaires sont importantes dans la conception d'un système photovoltaïque car elles sont utilisées pour calculer l'angle d'inclinaison des panneaux solaires.

Pour identifier un point géographique sur la surface de la terre on considère :

- **Latitude (φ)**

La localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0 et 90°, positivement vers le pôle nord et négativement vers le pôle sud. [2]

- **Longitude (L)**

C'est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine (méridien de Greenwich), elle est comptée de 0° à 180°, positivement vers l'est et négativement vers l'ouest. [2]

- **Altitude**

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

Pour ce qui est des coordonnées du soleil elle est définie par 4 angles, qui sont l'angle de déclinaison, hauteur du soleil, l'angle horaire du soleil et l'azimut. Or seulement 2 sont utiles dans le calcul de l'angle d'inclinaison des panneaux solaires. [2]

- **Déclinaison du soleil (δ)**

C'est l'angle situé entre l'axe de l'univers et l'axe de la terre.

$$\delta = 23,45 \left[\sin \frac{2(284+D)}{365} \right] \quad (I.1)$$

Avec :

D : est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier

La déclinaison solaire (δ) varie de -23,27° au solstice d'hiver à +23,27° au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes, Et cette variation entraîne des variations de la hauteur du soleil pour un même site.

- **Hauteur du soleil (H)**

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil intervient fortement sur la valeur de l'éclairement solaire. La hauteur du soleil (H) varie de 0° au 90°. [2]

$$H = 90^\circ - \varphi - \delta \quad (I.2)$$

Enfin l'angle d'inclinaison du panneau solaire (β) est l'angle entre le panneau solaire et le plan horizontal. Celui-ci étant conçu pour avoir une valeur telle que la plupart des rayons du soleil tombent sur le panneau solaire selon un angle de 90° afin de profiter au maximum de la lumière du soleil. Les valeurs calculées sont normalement arrondies aux valeurs standards les plus proches qui sont {15°, 20°, 25°, 30°, 45°, 60°}. Qui est calculé à partir de cette formule. [1]

$$\beta = 90^\circ - H \quad (I.3)$$

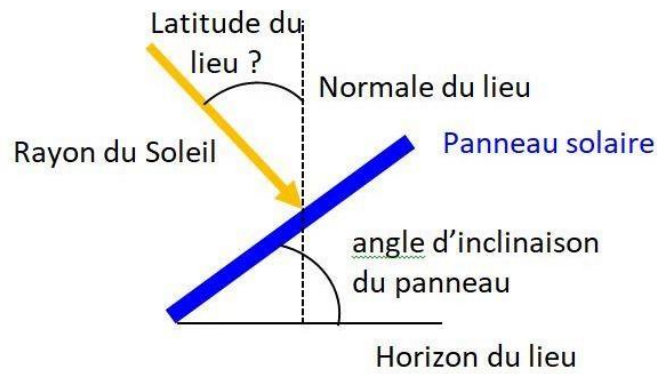


Figure I.1 : Position du panneau

I.3 L'application de l'énergie solaire

Il existe deux technologies principales pour exploiter l'énergie solaire en électricité, les systèmes de conversion photovoltaïque et les systèmes thermodynamiques.

I.3.1 Les systèmes thermodynamique solaire



Centrales à miroirs cylindro-parabolique



Centrales à miroirs Fresnel



Centrales à tour



Plat parabolique

Figure I.2 : Les quatre systèmes thermodynamiques [1]

La figure (I.2) montre les quatre types de systèmes thermodynamique solaires. Ils sont basés sur le principe de conversion de la lumière du soleil en chaleur qui est utilisée pour produire de l'électricité. Les miroirs sont utilisés pour réfléchir le rayonnement solaire concentré vers les récepteurs afin de

chauffer un fluide à haute température. Par conséquent la production de la vapeur est utilisée pour mettre en mouvement la turbine reliée à un générateur. Cette méthode n'est pas adaptée à la production d'énergie domestique. [3]

I.3.2 Système de conversion photovoltaïque

Le photovoltaïque est un processus de conversion de la lumière du soleil en énergie électrique à l'aide des panneaux solaires. Un panneau solaire est constitué de nombreuses cellules photovoltaïques reliées entre elles. La quantité d'électricité produite est directement proportionnelle à l'intensité lumineuse, mais inversement proportionnelle à la température. [4]

I.3.2.1 La conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un composant de base du module photovoltaïque. Son principe de fonctionnement repose sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Lorsque les photons heurtent une cellule photovoltaïque, ils transfèrent leur énergie aux électrons de la matière. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique. La tension générée peut varier entre 0.3 V à 0.7 V en fonction du matériau utilisé, sa disposition, la température et du vieillissement de la cellule. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). Cette énergie est appelée l'énergie du <<bande gap>> mesuré en électronvolt (eV). Sa valeur varie entre 1.0 et 1.8 eV pour les applications photovoltaïques [3]

I.3.2.2 Réalisation d'une cellule photovoltaïque

Pour améliorer la conductivité du silicium utilisé dans la fabrication des cellules photovoltaïques, celui-ci subit un processus appelé dopage. Il s'agit d'un processus d'ajout d'un petit pourcentage d'atomes étrangers qui pourraient être considérés comme des « impuretés ». Cela modifie l'équilibre des électrons et des trous dans un réseau cristallin de silicium. Deux méthodes sont utilisées, la première étant le dopage positif qui est utilisé pour produire un matériau de « type p » qui sera donneur de trous. Des atomes de bore ou d'autres atomes avec un de moins des électrons de valence sont ajoutés au silicium. Le second est le dopage négatif qui produit un matériau de « type n » qui sera donneur d'électrons. Ce type de dopage utilise des atomes avec un électron de valence de plus, qui est le silicium. Le phosphore est couramment utilisé.

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N et l'autre dopé P. Il existe trois configurations de jonctions

- Une jonction PN (homo jonction ; les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas)
- Une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents)
- Une jonction métal-semi-conducteur. [4]

I.3.2.3 Principe de la conversion photoélectrique

Les cellules solaires sont constituées d'une jonction PN qui produit de l'électricité lorsque la lumière du soleil y pénètre. L'absorption des photons crée des paires électron-trou. Les électrons circulent à travers le circuit externe et finalement, après avoir traversé la charge, les électrons rencontrent un trou et complètent le circuit. La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique lorsque les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge. [4]

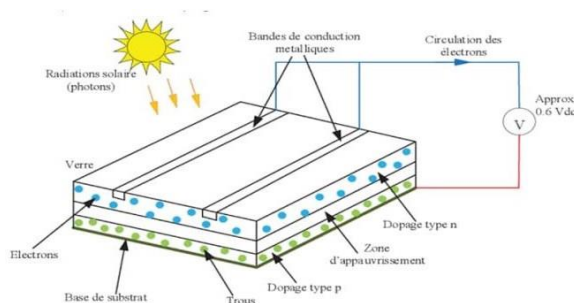


Figure I.3 : Production d'électricité par conversion photoélectrique

I.3.2.4 La composition d'une cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques. La cellule photovoltaïque est composée des éléments suivants comme représenté sur figure (I.4) : [3]

- **Châssis** : Les cadres de panneaux solaires sont essentiels à la stabilité mécanique globale et à la durabilité des panneaux solaires, remplissant plusieurs objectifs clés tels que la protection et offrant des points de fixation. Les cadres de panneaux solaires peuvent également améliorer l'apparence générale de l'installation solaire en coordonnant les couleurs des racks, ce qui donne une apparence plus unifiée et visuellement plus agréable.
- **Verre** : Le but du verre solaire dans les panneaux solaires est de les protéger contre les dommages causés par l'humidité, de bloquer l'oxygène pour éviter l'oxydation et de permettre aux panneaux de supporter

des températures extrêmes tout en conservant une excellente isolation et une excellente résistance au vieillissement.

- Encapsulant (EVA) : C'est un polymère (éthylène-vinyle-acétate), utilisé pour assurer l'adhésion entre les cellules solaires, et les protège de l'humidité.
- Les cellules : Génère le courant continu.
- Boîte de jonction : Il est placé à l'arrière du module, elle permet l'interconnexion des modules ou d'autres conducteurs compatibles. [4]

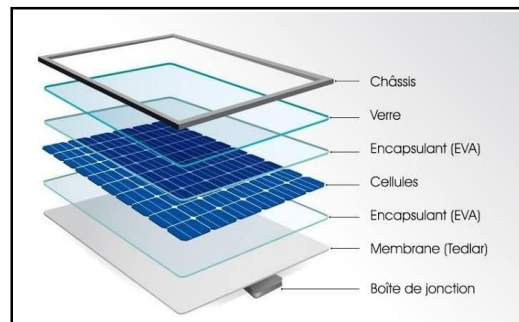


Figure I.4 : Composition d'une cellule photovoltaïque [5]

I.3.2.5 La modélisation d'une cellule photovoltaïque (Cas réelle)

Un modèle est une description mathématique ou un circuit électrique équivalent qui représente le comportement d'un appareil ou d'un système. Le but de modélisation est d'obtenir les caractéristiques Courant-Tension (caractéristique $I=f(V)$) et Puissance-Tension (caractéristique $P=f(V)$) afin d'analyser et d'évaluer des performances des systèmes photovoltaïques. Le modèle pratique de cellule solaire unique est illustré à la figure (I.5). Dans ce circuit, deux résistances parasites sont présents. [6]

- R_s Représente la résistance série qui est la résistance interne de la cellule. Elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé.
- R_{sh} Représente la résistance shunt qui est inversement proportionnelle au courant de fuite au niveau de la jonction P-N. Elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée. La résistance shunt a un grand impact sur les caractéristiques IV de la cellule solaire.
- I_d Est le courant de diode.
- I_{sh} Courant circulant dans la résistance R_{sh} .

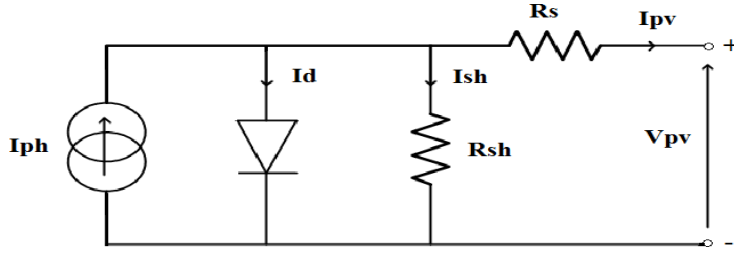


Figure I.5 : La modélisation d'une cellule photovoltaïque [6]

Dans ce cas, le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivant

$$I = I_{ph} - (I_d - I_{sh}) \quad (I.4)$$

Cette équation est simplifiée en prenant la somme

$$I_o = I_d + I_{sh} \quad (I.5)$$

Donc

$$I = I_{ph} - I_o \quad (I.6)$$

Le courant est généré lors de l'absorption du rayonnement solaire par la cellule solaire, la valeur est donc directement liée à la variation de l'irradiation solaire et de la température [6]

$$I_{ph} = (I_{scr} + k_i \Delta T) \frac{G}{G_r} \quad (I.7)$$

I_{scr} : Le courant solaire nominal dans les conditions météorologiques nominales (25°C et 1000 W/m²)

k_i : Le coefficient de température du court-circuit

ΔT : La différence entre la température de fonctionnement et la température nominale (T-T_{ref})

G : Irradiation solaire en W/m²

G_r : Irradiation nominale par temps normal dans les conditions (25°C et 1000 W/m²)

Le courant de saturation inverse des cellules solaires sera calculé par :

$$I_o = I_{rs} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{E_{go}}{AK} \left(\frac{1}{T_{ref}T} \right) \right] \quad (I.8)$$

A : Facteur d'idéalité de la jonction

K : Constante de Boltzmann (1,38*10⁻²³ J/K)

I_{rs} : Courant de saturation inverse

E_{go} : Énergie de la <<bande gap>> du matériau semi-conducteur utilise

Les valeurs de I_{ph} et I_o augmenteront la valeur de I comme suit

$$I_{pv} = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{AKT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p} \quad (I.9)$$

I_{pv} : Courant de sortie

V_{pv} : Tension de sortie

Les mêmes raisonnements s'appliquent sur un module photovoltaïque, sauf que les caractéristiques liées à la cellule photovoltaïque doivent être remplacées par celles d'un module photovoltaïque. La (figure I.6) montre les caractéristiques $I=f(V)$ et $P=f(V)$ d'une cellule photovoltaïque. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe :

- Sa tension à vide (V_{co}) : La tension générée par une cellule éclairée non raccordée
- Son courant court-circuit (I_{cc}) : Le courant généré par une cellule éclairée raccordée a elle-même
- Son point de puissance maximal (MPP) : (en Anglais : Maximum power point) obtenue pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} et I_{opt} . [5]

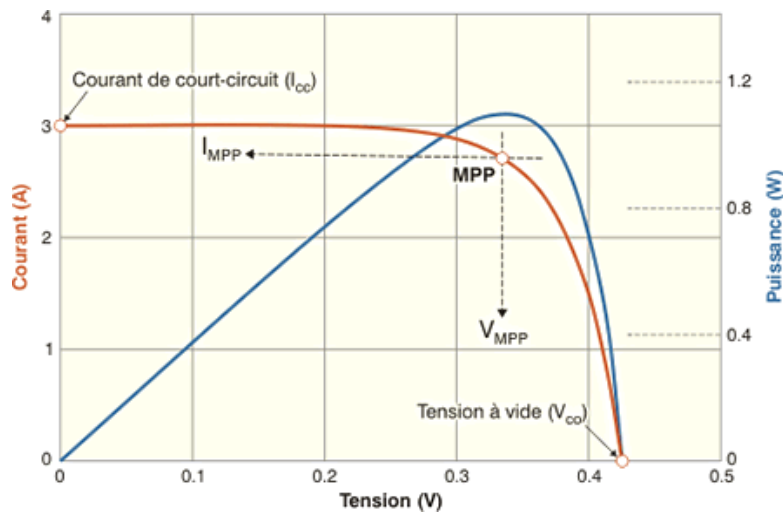


Figure I.6: Les courbes $I=f(V)$ et $P=f(V)$ [5]

I.4 Modules photovoltaïque

Comme mentionné précédemment, le module photovoltaïque également appelé générateur photovoltaïque est composé de nombreuses cellules photovoltaïques réunies entre elles. Par conséquent, les mêmes paramètres de tension à vide, de courant de court-circuit et de point de puissance maximale s'appliquent. La différence est que pour le module photovoltaïque, le rendement et le facteur de forme sont considérées. [4]

I.4.1 Le facteur de forme (FF)

Le facteur de forme (FF) est le rapport entre la puissance maximum fournie par la cellule (P_m), et le produit du courant du court-circuit (I_{cc}) par la tension du circuit ouvert (V_{co}) (c'est-à-dire la puissance maximum d'une cellule idéale). Il indique à quel point la forme d'onde de tension ressemble à une onde sinusoïdale pure. Un facteur de forme plus élevé indique une forme d'onde plus proche d'une sinusoïde pure, ce qui est souhaitable pour minimiser les pertes et assurer la compatibilité avec divers appareils et systèmes électriques. [3]

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (I.11)$$

$$FF = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (I.12)$$

I.4.2 Rendement de conversion

Le rendement est le rapport entre la puissance maximum délivre par la cellule et la puissance lumineuse incidente P_{in} . Cela nous aide à analyser l'efficacité des modules en conversion d'énergie. [3]

$$Rendement = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF(vco+Icc)}{P_{in}} \quad (I.13)$$

I.4.3 Définition de la puissance crête

La puissance crête d'une installation photovoltaïque est la puissance maximale délivrée par un module dans les conditions optimales (orientation, inclinaison et ensoleillement). Elle s'exprime en Watt crête (Wc). [3]

I.5 Association des modules photovoltaïque

Lorsque les modules photovoltaïques sont branchés en parallèle, la tension de sortie est égale à tension d'un seul module mais le courant est égal à la somme des courants fournis par chacun des modules. Lorsqu'ils sont connectés en série, le courant de sortie est égal au courant d'un seul module, mais la tension est égale à la somme des tensions produit module. [4]

- N_s : Nombre de modules en serie
- N_p : Nombre de modules en parallel
- V_p : Tension de sortie
- I_p : Courant de sortie

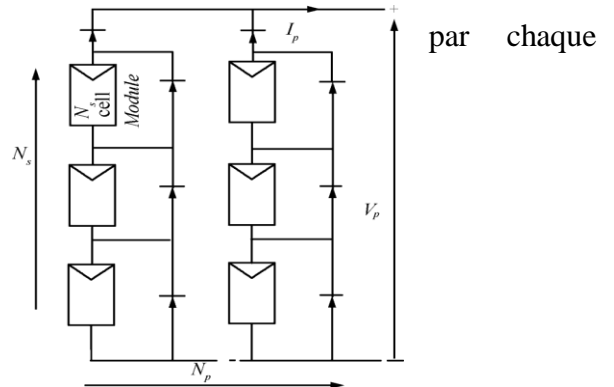


Figure I.7 : Association de modules en série et en parallèle

I.6 Choix de modules photovoltaïque

Le choix de la technologie des modules photovoltaïque est base sur des critères de performance, de rendement et de coût. Aujourd'hui, 3 types de modules photovoltaïques sont misent sur le marché. Ils se différencient par le type de cellules qui les composent. Tous les cellules sont produites à base de silicium, mais les méthodes de fabrication leur donnent des caractéristiques très différent, en termes de productivité. [8]

I.6.1 Les modules monocristallins

Ils sont appelés monocristallins parce que les cellules sont issues d'un seul bloc de silicium fondu. Les cellules monocristallines sont octogonales de couleur uniforme foncée, bleu marine ou gris. Les modules monocristallins ont le meilleur rendement de 14 à 22%. La technologie des panneaux monocristallins est la plus coûteuse à l'achat. Elles chauffent plus en cas de températures élevées. Leur durée de vie est entre 25-40 ans. [8]

I.6.2 Les modules polycristallins

Les cellules de ces modules sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme rectangulaire et de couleur bleu nuit avec des reflets. Son rendement varie entre 13 à 16 %. Ses modules sont plus résistants à la chaleur que les monocristallins. Le panneau poly-cristallin est mieux à même de produire de l'électricité dans des conditions de faible luminosité. Leur durée de vie est entre 20-35 ans. [8]

I.6.3 Les modules aux siliciums amorphes

Les cellules d'un module au silicium amorphe sont produites à partir d'un gaz de silicium projeté sur un support. Elles ont un rendement faible de 8 à 12%.

À l'œil nu, il n'y a pas de grande différence d'apparence entre les modules poly-cristallins et monocristallins, ils ont une apparence presque similaire, illustrée sur la figure (A) ci-dessous. Les modules de silicium amorphe ont une forme flexible unique, comme le montre la figure (B). [8]



Figure A : Panneaux cristallins



Figure B : silicium amorphe.

Figure I.8 : Les modules photovoltaïques. [7]

I.7 Les supports des modules photovoltaïques

Les panneaux solaires sont montés sur des supports au lieu de les poser directement au sol. Ceci est nécessaire pour réduire les effets de salissure ainsi que la boue pendant les saisons des pluies. Les panneaux solaires sont installés avec un angle d'inclinaison. Il est important de choisir l'inclinaison optimale pour obtenir les meilleures performances du système solaire. Les supports de systèmes solaires peuvent être fixes ou être avec des trackers solaires. [1]

I.7.1 Système solaire fixe

Le système solaire fixe est le plus courant. Il est le plus pratique pour la production d'énergie solaire domestique. Les panneaux solaires sont montés sur des supports métalliques qui ne bougent pas. Les panneaux doivent être orientés dans la direction dans laquelle ils capteront le plus d'éclairement. [1]

I.7.2 Système solaire avec les trackers solaires

Les systèmes de trackers solaires permettent aux panneaux solaires de suivre la course du soleil tout au long de la journée et ainsi obtenir un meilleur rendement d'exploitation. [1]

I.7.2.1 Types de systèmes solaires avec les trackers

- Suivi à axe unique

Il se déplace dans une seule direction, horizontale ou verticale. Cette catégorie est divisée en deux types.

- i. L'axe unique horizontal suivi (en Anglais, Horizontal single axis tracked)
- ii. Axe unique verticale (en Anglais, tilted single axis tracked).

- Suivi à deux axes (en Anglais, Dual axis tracker)

Il a un axe horizontal et un axe vertical, il peut donc se déplacer dans les deux sens. Il peut suivre le mouvement apparent du soleil à n'importe quel endroit. [1]

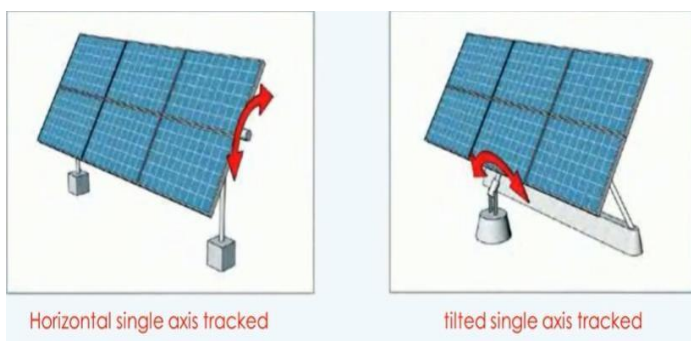


Figure 1.9 : Suivi à axe unique



Figure 1.10 : Suivi à deux axes

Le tableau (I.1) résume les avantages et les inconvénients des deux types de systèmes. Cette comparaison aide les utilisateurs à choisir le meilleur système en fonction de leurs préférences.

Tableau I.1 : comparaison des systèmes fixe et system à trackers

| système solaire fixe | système solaire avec les trackers |
|---------------------------------------|--|
| moins cher | Plus cher |
| Ne nécessite pas beaucoup d'entretien | Besoin de beaucoup d'entretien car il comporte de nombreux appareils |
| C'est un système simple | Plus compliqué, avec des capteurs et des actionneurs |

Peut résister à des conditions météorologiques difficiles

Ne résiste pas aux conditions météorologiques difficiles comme dans le désert avec beaucoup de poussière

Moins efficace

Efficacité supérieure

I.8 Les types d'installation photovoltaïques.

Il existe deux types de centrales photovoltaïques dans le cadre du raccordement au réseau.

I.8.1 Installation raccordée au réseau

Il est connecté au réseau électrique ou au service public d'électricité qui fournit de l'électricité au public. Ce système solaire doit être synchronisé avec le réseau installé, c'est-à-dire qu'ils doivent avoir la même fréquence, tension et déphasage. Les principaux composants sont les panneaux solaires, l'onduleur et le compteur de consommation. [1]

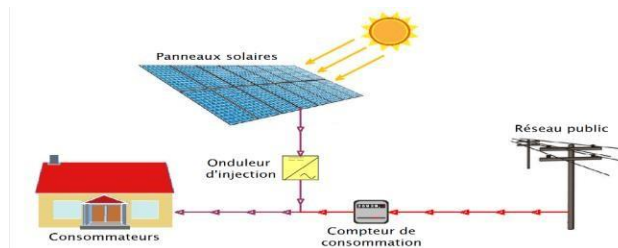


Figure I.11 : Installation raccordée au réseau

I.8.2 Installation autonome

Ce système solaire n'est pas connecté au réseau électrique. Le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Les principaux composants sont les panneaux solaires, un contrôleur de charge, les batteries et l'onduleur. [1]

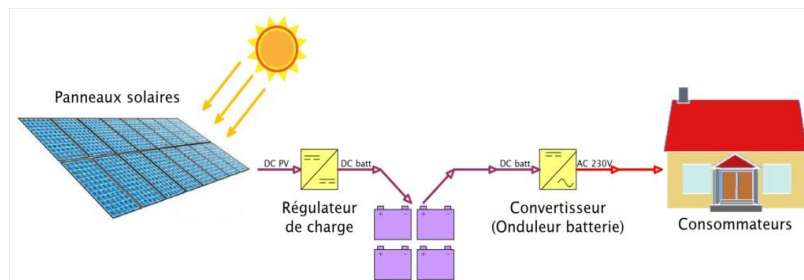


Figure I.12 : Système autonome

I.9 Principaux composants d'une centrale photovoltaïque

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application. Par exemple comme nous l'avons vu, le système connecté au réseau a besoin d'un compteur de consommation, ce qui n'est pas nécessaire pour un système autonome. Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque parmi lesquels :

I.9.1 Générateur photovoltaïque.

Par définition un module photovoltaïque est un ensemble de photopiles regroupées pour produire une puissance électrique exploitable. Pour former un champ photovoltaïque avec une puissance de quelque kilowatt ou mégawatts, les modules sont associés en série et en parallèle, sous une tension convenable. [3]

I.9.2 Convertisseur continu-alternatif (Onduleur)

L'onduleur converti le courant continu en courant alternatif. C'est très important parce que les charges dans la maison utilisent la tension alternative. Dans le cas des systèmes raccordé au réseau, le courant alternatif doit correspondre rigoureusement à celui du réseau. [3]

I.9.3 Régulateur de charge

Il assure la protection de la batterie en évitant surcharge ou décharge complet afin d'optimiser sa durée de vie. [1]

I.10 Les batteries

Une batterie est un élément qui stocke l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique puis la reconvertit en énergie électrique. Les batteries fournissent de l'énergie pendant la période où la production d'énergie électrique par les panneaux solaires s'arrête ou est faible en raison du mauvais éclairage. Les batteries rechargeables sont utilisées. [4]

I.11 Aperçu sur la méthode de dimensionnement d'une installation

Généralement, la méthode dimensionnelle standard contient plusieurs étapes intégrées comme indiqué ci-dessous : [9]

- 1- Établir le schéma unifilaire de l'installation en notant les puissances des récepteurs, les longueurs de câbles et leurs modes de poses.
- 2- Choisir le schéma de liaison à la terre : TT, IT, ou TN. Mais il faut retenir que le schéma de liaison à la terre influence le choix du nombre de pôles des appareils de protection et le choix ou non des protections différentielles.
- 3- Choisir la puissance de la source à partir du bilan de puissance de l'installation, la méthode est expliquée par la suite : Étude d'une installation – le bilan de puissance.
- 4- Déterminer le courant d'emploi I_B pour chaque départ : au lieu d'utiliser le courant nominal pour dimensionner les câbles, on utilise le courant I_B qui est l'image de la puissance réellement véhiculée par le câble. Pour un récepteur final le courant I_B tient compte du coefficient d'utilisation du

récepteur donc $I_B = K_U \times I_N$, ou I_N est le courant nominal du récepteur. Pour un tableau le courant I_B doit être calculé à partir de la puissance d'utilisation **Pu** du tableau calculé dans le bilan de puissance.

- 5- Calculer le courant admissible I_Z du conducteur : le courant admissible d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de dysfonctionnement ou dégradation du câble. En pratique I_Z est calculé à partir du courant I_B en tenant compte des contraintes du milieu ou sont posées les canalisations :

$$I_Z \geq I_B / (K_m \times K_G \times K_t \times K_c) \quad (I.14)$$

- K_m : coefficient relatif au mode de pose (sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes...).

- K_g : symbolise l'effet des courants des autres canalisations en proximité, donc fonction de leurs nombres et leurs distances de la canalisation étudiée.

- K_t : coefficient dépendant de la température ambiante.

- K_c : un coefficient de correction

La norme NFC15100 fournit des tableaux de choix de ces coefficients.

- 6- Choisir la section S_Z relative au courant admissible, ce choix se fait à partir des tableaux de la norme.

La section S_Z n'est pas forcément la section finale à retenir, elle doit répondre à la contrainte de chute de tensions et au courant de court-circuit.

- 7- Calculer la chute de tension aval du câble en tenant compte de la chute de tension amont et de la résistance et réactance du câble. Si la chute de tension ne dépasse pas la limite prescrite par la norme (6% pour l'éclairage et 8 % pour les forces motrices pour un poste) donc S_Z est retenue sinon il faut passer à la section juste supérieure. Puis recalculer la chute de tension.

- 8- Calculer la section de court-circuit du câble S_{CC} relatif à la contrainte thermique admissible par le câble. Les deux sections S_{CC} et S_Z seront comparées, la plus grande est retenue.^[10]

I.11.1 Un prototype du schéma unifilaire d'une installation

Le croquis du schéma unifilaire relevé en présence du maître d'œuvre doit porter tous les caractéristiques de chaque départ distance, nature de câble, pose, et puissance.

I.11.2 Bilan de puissance

Il faut bien noter que la puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique des puissances des récepteurs, pour la simple raison que les récepteurs ne fonctionnent pas tous en même temps ni en plein charge, d'où la nécessité d'application des coefficients de simultanéité K_s et d'utilisation K_u . [9]

C'est donner à une source la puissance nécessaire pour alimenter une installation ou une de ses parties en tenant compte les différentes caractéristiques des circuits et récepteurs.

Méthodologie pour faire un bilan de puissance :

1. Identifier pour chaque poste les différents types d'appareillages ;
2. Calculer la puissance totale de chaque appareillage ;
3. Renseigner les coefficients normalisés pour chaque appareillage ;
4. Calculer la puissance totale foisonnée de chaque appareillage en utilisant le K_s ;
5. Déterminer le niveau de réserve de puissance de l'installation ;
6. Calculer la somme totale de l'installation en kW ;
7. Convertir la puissance totale de l'installation en kVA à partir du facteur de puissance.
8. La puissance d'utilisation P_U est égale à la somme des puissances absorbées, valorisées par le facteur d'utilisation :

$$P_{\text{utilisation}} = K_{\text{utilisation}} \times P_{\text{absorbée}}$$

9. Puissance foisonnée est égale à la somme des puissances d'utilisation, valorisées par le facteur de simultanéité

$$P_{\text{foisonnée}} = K_S \times P_U = K_S \times K_U \times P_{\text{abs}} \quad (\text{I.15})$$

I.11.2.1 Le facteur c : facteur de simultanéité :

La détermination des facteurs de simultanéité nécessite la connaissance détaillée de l'installation considérée et l'expérience des conditions d'exploitation, notamment pour les moteurs et les prises de courant. Il n'est pratiquement pas possible de spécifier des valeurs du facteur c pour chaque type d'installation. En l'absence d'indications plus précises, la valeur du facteur de simultanéité peut être prise comme suit,

- pour le récepteur résistive $K_c = 1$
- pour les prises de courants, dans certaines installations industrielles, on prendra : $k_c = 0,1 + 0,9/n$ ou n étant le nombre de prises de courant du circuit considéré.

I.11.2.2 K_u , facteur d'utilisation maximum :

Il traduit le fait que le régime de fonctionnement d'un récepteur peut être inférieur à la puissance nominale. Pour la force motrice en appliquant 0,75 ou 1 et pour le reste des récepteurs $K_u = 1$.

I.11.2.3 Le facteur d (prévisions d'extension) :

Il tient compte des prévisions d'extension. La valeur de ce facteur peut être estimée suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation ; il est au moins égal à 1 et pour les installations industrielles, une valeur d'au moins 1,2 est recommandée.

➤ **Le courant d'emploi**

Le courant d'emploi I_B est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal. Il dépend directement de la puissance des appareils alimentés par le circuit, il est déterminé à partir de la puissance foisonnée a installée.

➤ **Chaleur de conducteur**

Dans les conducteurs isolés, placés sous conduit, la chaleur produite par le passage du courant est dissipée dans le milieu ambiant par conduction ou par convection.

Cette dissipation dépend :

- De la méthode de référence liée au mode de pose
- De la température que peut supporter l'isolant
- Du nombre de conducteurs actifs du câble ou de la canalisation

➤ **Méthode de référence :**

Pour déterminer une section de conducteur à partir d'une intensité d'emploi, on doit tenir compte du mode de pose. À chaque mode de pose codifié de 1 à 81 correspond une méthode de référence désignée par une lettre majuscule : B, C, D, E, F

Méthode B : Les conducteurs sont enfermés dans des enceintes non ventilées, la dissipation de la chaleur est mauvaise.

Méthode C : Les câbles sont à l'air libre, mais disposés contre des parois qui limitent la dissipation de la chaleur.

Méthode D : Concerne uniquement les câbles enterrés.

Méthode E : Câbles multiconducteurs à l'air libre.

Méthode F : Câbles mono conducteurs à l'air libre.

Cette méthode de référence est imposée par la norme C 15-100, ou un tableau spécial indiqué.

I.11.2.4 Facteurs de correction :

- Km : coefficient relatif au mode de pose (sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes).

- Les coefficients sont donnés par des tableaux reliés au mode de pose. [9]

Table I.2 : Détermination du facteur de correction K_m

| Lettre de sélection | Cas d'installation | K_m |
|---------------------|---|-------------|
| B | -Câbles encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants | 0.70 |
| | -Conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants | 0.77 |
| | -Câbles multiconducteurs | 0.90 |
| | -Vide de construction et caniveaux | 0.95 |
| C | -Sous plafond | 0.95 |
| B, C, E, F | -Autre cas | 1 |

- K_g : symbolise l'effet des courants des autres canalisations en proximité, donc fonction de leurs nombres et leurs distances de la canalisation étudiée.

Table I.3: Détermination du facteur de correction K_g [9]

| Lettre de sélection | Disposition des câbles jointifs | Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs | | | | | | | | | |
|---------------------|---|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 |
| B, C | -Encastres ou noyés dans les parois | 1.00 | 0.80 | 0.70 | 0.65 | 0.60 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.50 | 0.45 |
| C | -Simple couche sur les murs ou sur les planchers ou tablettes non perforées | 1.00 | 0.85 | 0.79 | 0.75 | 0.73 | 0.72 | 0.72 | 0.71 | 0.70 | 0.70 |
| | -Simple couche au plafond | 0.95 | 0.81 | 0.72 | 0.68 | 0.66 | 0.64 | 0.63 | 0.62 | 0.61 | 0.61 |
| E, F | -Simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou verticales | 1.00 | 0.88 | 0.82 | 0.77 | 0.75 | 0.73 | 0.73 | 0.72 | 0.72 | 0.72 |
| | -Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc | 1.00 | 0.87 | 0.82 | 0.80 | 0.80 | 0.79 | 0.79 | 0.78 | 0.78 | 0.78 |

K_t : coefficient dépendant de la température ambiante. [18]

Table I.4 : Facteur de correction en fonction du nombre de couche. [9]

| | | | | | |
|-----------------------|-----|------|--------|-------|------|
| Nombre de couches | 2 | 3 | 4 ou 5 | 6 – 8 | 9+ |
| Facteur de correction | 0.8 | 0.73 | 0.7 | 0.68 | 0,66 |

Table I.5 : Détermination du facteur de correction Kt. [9]

| Température ambiante /°C | Nature de l'isolant | | |
|--------------------------|-------------------------|-----------------------------|--|
| | Élastomère (caoutchouc) | Polychlorure de vinyl (PVC) | Polyéthylène réticule (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR) |
| 10 | 1.29 | 1.22 | 1.15 |
| 15 | 1.22 | 1.17 | 1.12 |
| 20 | 1.15 | 1.12 | 1.08 |
| 25 | 1.07 | 1.07 | 1.04 |
| 30 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| 35 | 0.93 | 0.93 | 0.96 |
| 40 | 0.82 | 0.82 | 0.91 |
| 45 | 0.71 | 0.71 | 0.87 |
| 50 | 0.58 | 0.58 | 0.82 |
| 55 | | | 0.76 |
| 60 | | | 0.71 |

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer un facteur de correction de : kc

Résumé de calcul de la section des conducteurs

Pour calculer la section des conducteurs il faut tenir compte de plusieurs paramètres :

- * Courant admissible
- * Type de conducteurs : multiconducteur ou mono conducteur
- * Mode de pose : disposition des câbles
- * Type d'isolant : PVC polychlorure de vinyle, Caoutchouc, PR polyéthylène réticulé EPR butyle, éthylène réticulé

1° Étape

Lettre de sélection A, B, C, D, E, F : Elle est choisie en fonction du type de câble et du mode de pose, à l'aide du tableau lettre de sélection

Facteur de correction Km : Il est déterminé en fonction du mode de pose et de la lettre de sélection, à l'aide du tableau facteur de correction Km.

Facteur de correction Kg : Il est choisi en fonction de la lettre de sélection et du type de pose jointif ou non, à l'aide du tableau facteur de correction Kg

Facteur de correction Kt : Il est déterminé en fonction du type de l'isolant et de la température ambiante, à l'aide du tableau facteur de correction Kt.

2° Étape

Trouver le courant admissible Iz.

3° Étape

Détermination de la section : Elle est choisie en fonction de l'isolant, du nombre de conducteurs chargés et de la lettre de sélection, dans le tableau détermination de la section minimale

4° Étape

Vérification de la chute de tension Elle est vérifié en fonction du courant admissible, de la nature du réseau et de la longueur du câble.

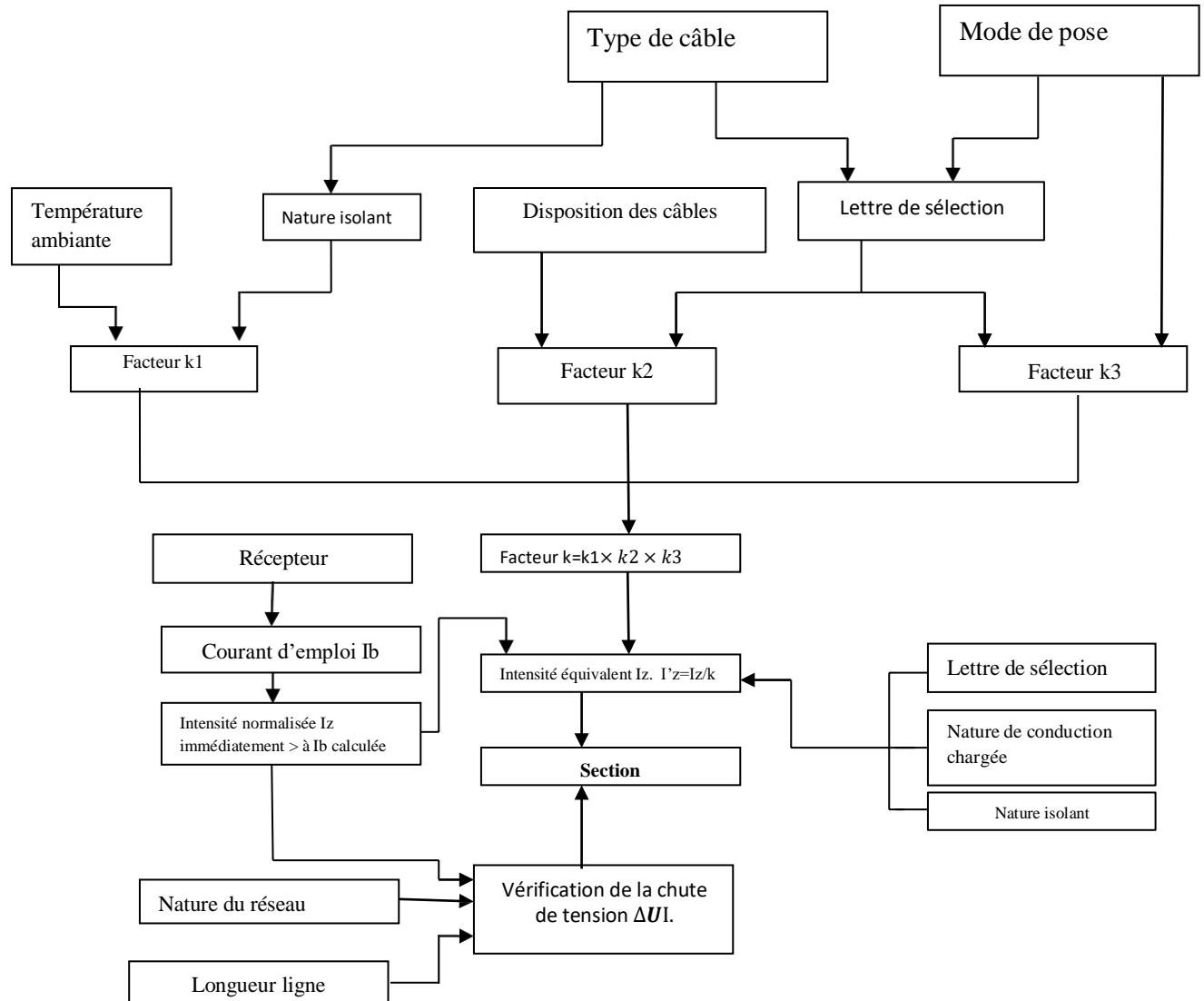


Figure I.13 : Résumé de calcul de la section des conducteurs [9]

I.12 La protection

Les systèmes photovoltaïques nécessitent des dispositifs de protection contre tout dysfonctionnement électrique pouvant se produire dans les circuits de l'installation : surcharge, courant de fuite, baisse momentanée de tension, court-circuit, etc. Ils sont particulièrement vulnérables aux surtensions transitoires provoquées notamment par la foudre ou par l'environnement électrique (Manœuvres, commutation de charges inductives, etc.). Les dommages causés par ces surtensions

destructrices affectent les équipements électroniques, les régulateurs, les onduleurs et, dans une moindre mesure, les panneaux solaires.

Les dispositifs de protection impliqués comprennent le paratonnerre, les disjoncteurs et les fusibles. La figure ci-dessous montre la protection du système photovoltaïque, tant du côté du courant continu que du côté du courant alternatif. [4]

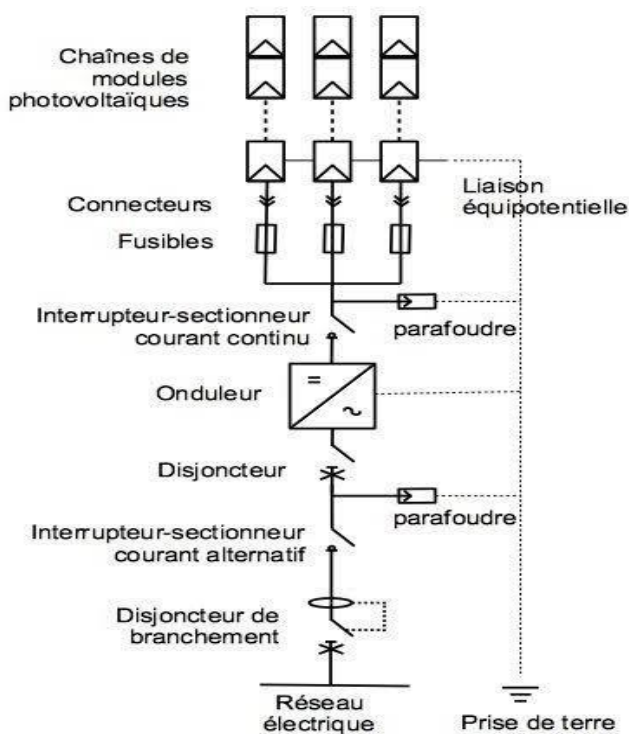


Figure I.14 Protection d'une centrale photovoltaïque

I.12.1 Statistiques sur l'application de l'énergie renouvelable en l'Afrique

Bien que l'Afrique ne représente que moins de 3 % de la capacité mondiale en matière d'énergies renouvelables, le déploiement des énergies renouvelables s'est considérablement développé au cours de la dernière décennie. L'énergie solaire est la ressource énergétique renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide en Afrique. L'Afrique est devenue le siège pour les importations de panneaux solaires Chinois.

Les installations photovoltaïques autonomes ont amélioré l'accès à l'électricité sur le continent, leur utilisation ayant connu un taux de croissance annuel composé de 62 %. Au cours de la période 2010-2020, 86 % des investissements énergétiques privés en Afrique étaient orientés vers les énergies renouvelables en Afrique australe, 82 % en Afrique de l'Est et 67 % en Afrique du Nord. Malgré cette croissance, le développement des énergies renouvelables sur le continent reste sous-financé, laissant un

potentiel important et inexploité pour accroître la production d'énergie renouvelable et améliorer l'accès et la sécurité énergétiques. [10]

Le tableau ci-dessous représente la capacité de production nette maximale des centrales électriques qui utilisent des sources d'énergie renouvelables pour produire de l'électricité dans l'Afrique et au Tchad. Les données reflètent la capacité installée et raccordée à la fin de l'année 2022. Les données de capacité sont représentées en mégawatts et les données de production présentées en giga wattheures arrondies au plus proche. La valeur avec "e" a été estimée à l'aide de données provenant d'autres sources. [9]

Tableau I.6 : la capacité de production nette maximale des centrales électriques [11]

| Source | L'AFRIQUE | | Tchad | |
|---|---------------|------------------|---------------|------------------|
| | Capacite (MW) | Generation (GWh) | Capacite (MW) | Generation (GWh) |
| Hydroelectricite | 38984 | 159209 | | |
| hydroelectricite, (y compris les centrales mixte) | 35788 | 154058 | | |
| Accumulation par pompage | 3196 | 5150 | | |
| Energie eolienne | 7687 | 12338 | 1 | |
| Energie solaire Photovoltaïque | 12500 | 19620 | 1 | 1 |
| Bioenergie | 1866 | 3162 | 2 | 9 |
| Biocombustibles solides et dechets renouvelables | 1725 | 2997 | 2 | 9 |
| Dechets municipaux renouvelables | 25 | | | |
| Bagasse | 1631 | | 2e | |
| Autres biocarburants solides | 69 | 235 | | |
| Biocarburants liquides | 41 | 6 | | |
| Biogaz | 99 | 159 | | |
| Energie geothermique | 956 | 5183 | | |

I.12.2 Historique sur le Tchad

Cinquième pays le plus vaste d'Afrique avec une superficie de 1 284 000 km², le Tchad est frontalier aux pays suivants : la Centrafrique, le Cameroun, le Nigéria et le Niger, la Lybie et le Soudan. Le Tchad, bien que disposant d'un potentiel énergétique important, vit encore une crise énergétique notoire. Mise à part le pétrole, le pays recèle d'énormes potentialités énergétiques. À l'échelle nationale, 96.5% de l'énergie consommée est produite à partir de combustible. Par ailleurs, le Tchad profite de ressources naturelles considérables, notamment un fort gisement d'énergie solaire autorisant le développement des systèmes de production d'électricité durables. L'éolien, suivant les résultats des mesures satellitaires, il ressort que le Tchad est doté d'un gisement très important dans les régions du nord où il y a des chaînes montagneuses, de même dans les régions du centre et du sud. La géothermie est présente aussi au Tchad. Quelques recherches ont été menées du côté Nigérien du bassin du Lac Tchad. Les résultats confirment le gradient géothermique autour de 3°C – 4°C par 100 m de profondeur pour cette zone au niveau de la frontière avec le Tchad. [12]

I.12.3 Statistique sur l'application de l'énergie au Tchad.

En 2021, le Tchad a enregistré une production de 326 GWh à partir des sources non renouvelables et 19 GWh à partir de sources renouvelables. Le Tchad a un taux faible d'accès à l'électricité qui est de 6,4% avec une grande disparité entre la capitale (35%) et les autres provinces (1%). La production nationale de l'électricité est assurée par des centrales de la Société Nationale d'électricité, alimentées en gasoil (Diesel). Le Tchad n'exporte pas d'énergie électrique. Le Tchad dispose d'une production totale d'énergie renouvelable de 5 MW. Les sources sont l'éolien, le solaire, la bioénergie et le gazole. Le projet Djermaya vise à augmenter la production d'électricité à partir de l'énergie solaire ainsi qu'à améliorer la sécurité énergétique du pays. La figure (I.15) montre la capacité totale d'électricité installée en mégawatts en 2021. [12]

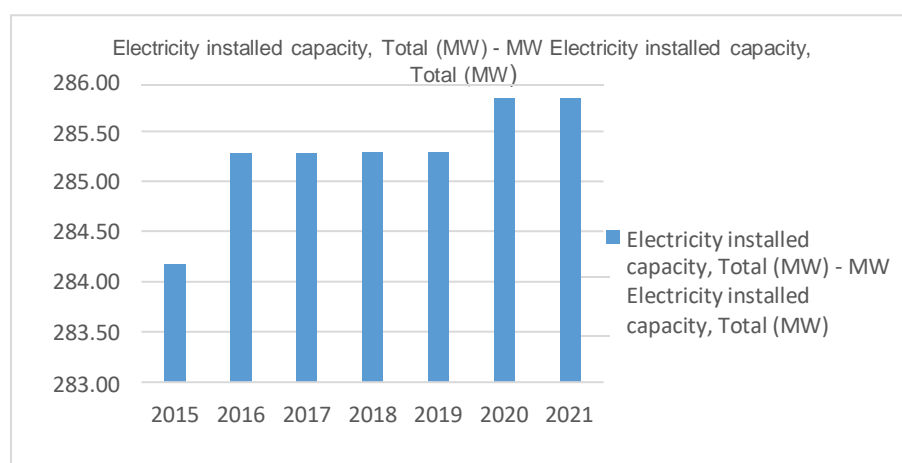


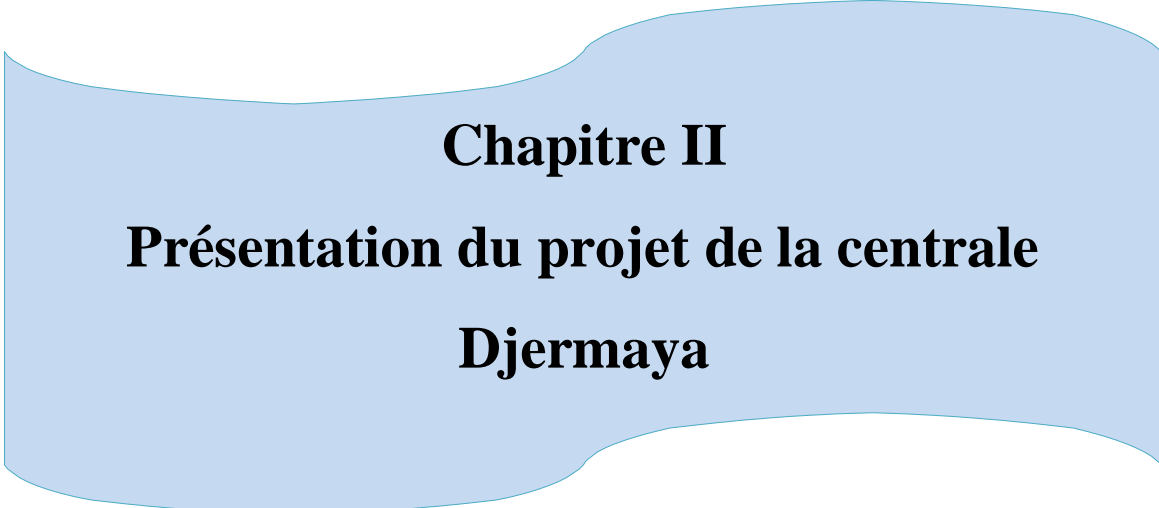
Figure I.15 La capacité totale d'électricité installée en mégawatts en Tchad

I.13 Objectif

Ce projet vise à réduire les délestages au Tchad en installant une centrale photovoltaïque, réduisant ainsi la dépendance aux énergies fossiles et son empreinte carbone. Cela inclut l'étude de tous les facteurs pouvant affecter son fonctionnement. L'objectif est également d'assurer la sécurité énergétique des habitants et les entreprises industrielles qui jouent un rôle important dans l'économie du pays. Cette source sera également reliée aux pays voisins pour les mêmes raisons à travers l'interconnexion du réseau. Nous visons donc dans cette étude à contribuer en analysant les facteurs de base qui doivent être pris en compte pour dimensionner une centrale photovoltaïque. Les calculs qui doivent être faits pour la réussite de ce projet comprennent une étude de faisabilité, un dimensionnement et une étude économique.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des informations de base sur la conversion de l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique. Cela comprend la répartition du rayonnement solaire, l'effet photovoltaïque, les appareils électriques requis, les types de centrales photovoltaïques et les dispositifs de protection nécessaires. Nous avons également donné un aperçu de la méthodologie de dimensionnement des installations électriques et des statistiques sur l'utilisation des énergies renouvelables en Afrique. En étudiant les statistiques sur l'application des énergies renouvelables en Afrique, nous avons constaté qu'il existe un grand potentiel pour accroître la sécurité énergétique, ce qui est important pour la croissance économique. Nous avons également découvert une technologie de suivi solaire qui améliore l'efficacité des systèmes d'énergie solaire. En fin les connaissances acquises dans ce chapitre nous ont permis de bien orienter notre travail.



Chapitre II
Présentation du projet de la centrale
Djermaya

Introduction

Le Tchad est confronté à des défis majeurs en matière d'énergie électrique, freinant ainsi son développement. Actuellement, 96,5% de son énergie provient de combustibles ligneux, ce qui nuit à l'environnement, notamment aux ressources forestières et à la qualité de l'air. Cependant, le pays dispose de ressources naturelles importantes, notamment un fort potentiel solaire. L'ensoleillement est généralement très élevé, où il atteint souvent la valeur de 2183.2 kWh/m²/an. [8]

Pour une surface inclinée cette valeur peut être maximisé au long de l'année. Afin d'éviter les problèmes d'approvisionnement en énergie, améliorer la qualité énergétique et exploiter les ressources naturelles, le gouvernement envisage l'exploitation d'une centrale photovoltaïque de 60 Mwc au niveau de la région de Djermaya. Dans ce contexte le travail de ce chapitre consistera à analyser la faisabilité, les équipements nécessaires et les travaux de ce projet, en tenant compte de divers aspects tels que le cadre du projet, les caractéristiques techniques, l'environnemental et les impacts. [8]

ii Localisation du projet

Le site envisagé pour l'implantation de la centrale photovoltaïque se situe au sud-ouest de la ville de Djermaya, à une trentaine de kilomètres au nord de N'Djamena, capitale du pays, située au sud-ouest de la République du Tchad. Elle se situe également à proximité de la route reliant la ville de N'Djamena à la raffinerie de Djermaya. Ce mégaprojet couvre une superficie de 100 hectares. Le Tchad à une population de 11039873 habitants et 5563 personnes pourraient potentiellement être affectées indirectement par le projet [8].



Figure II.1: Localisation du projet [8]

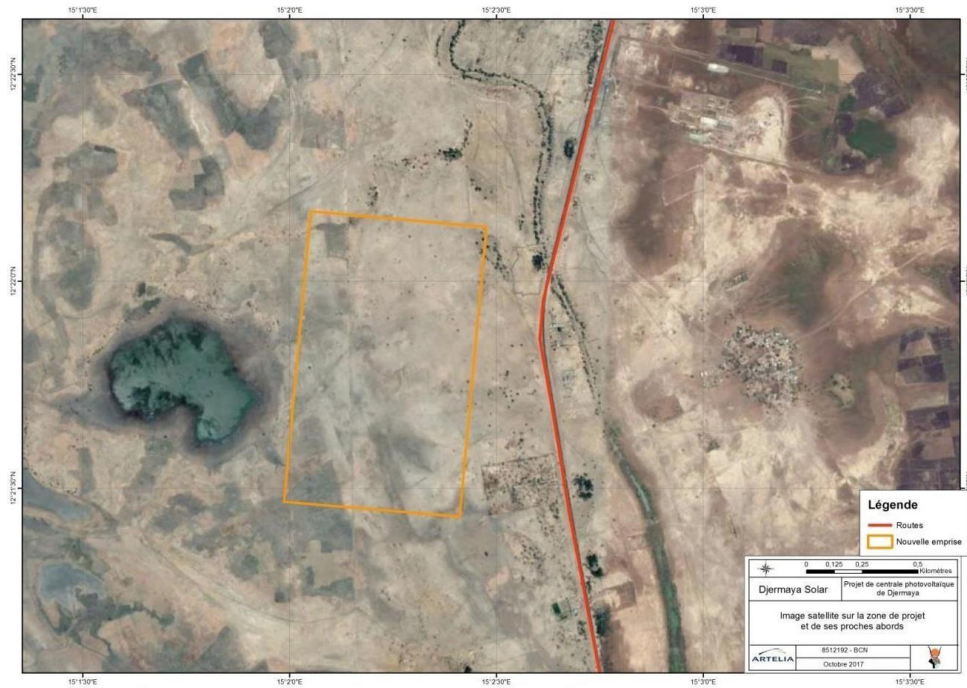


Figure II.2 : Zone du projet [8]

Djermaya est située à une latitude d'environ 12.227° nord, une longitude d'environ 15.2366° est, et à une altitude d'environ 295 mètres au-dessus du niveau de la mer.

Table II.1 Coordonnée de la parcelle du projet [8]

| X(1) | Y(1) | LONGITUDE(2) | LATITUDE(2) |
|-----------|------------|---------------|---------------|
| 503716 | 1367411 | 12°22'10.13"N | 15° 2'3.06"E |
| 504485,1 | 1367341,94 | 12°22'7.85"N | 15° 2'28.53"E |
| 504369,3 | 1366052,13 | 12°21'25.89"N | 15° 2'24.68"E |
| 503600,01 | 1366118,98 | 12°21'28.04"N | 15° 1'59.21"E |

(1) UTM WGS84 Zone 33 et (2) WGS84 (en degrés décimaux et en degrés minutes secondes)

X(1) et Y(1) sont des coordonnées en système de projection cartographique, x(1) représente les coordonnées est et y(1) les coordonnées nord. La longitude et latitude indique la position sur le globe et représente les coordonnées géographiques.

II.2 Critère de choix du site

Le site du projet a été choisi sur la base des critères économiques, technologiques et environnementaux suivants :

- Ensoleillement favorable au développement d'un parc photovoltaïque : Djermaya bénéficie d'un ensoleillement de 2183.2kWh/m²/an. La moyenne de l'irradiation globale inclinée à la latitude du lieu, mesurée, est de 5 à 6 Wh/m²/j;
- Facilité de raccordement au réseau électrique par la présence d'un poste source situé à proximité du site et d'une ligne de transport d'électricité déjà existante permettant de réduire les investissements de raccordement au réseau Tchad, Niger et Cameroun.
- Disponibilité du foncier : le terrain affecté au projet n'est pas une propriété privée ;
- La zone du projet se situe à proximité de la route reliant la ville de N'Djamena à la raffinerie de Djermaya. et bien entretenue, facilitant l'aménagement et l'entretien du parc solaire ; [8]

II.3 Les caractéristiques climatiques

La région du projet, est située au Tchad, dans la province de Djermaya avec les caractéristiques climatiques suivantes : [8]

II.3.1 Précipitation :

La région de Djermaya se trouve dans une zone climatique semi-aride caractéristique de la bande sahélienne, marquée par une alternance entre une saison sèche prolongée et une saison des pluies plus

courte. La saison des pluies s'étend de juin à septembre, durant laquelle la région reçoit la majorité de ses précipitations annuelles. Les pluies sont souvent irrégulières mais peuvent être intenses. La saison sèche dure d'octobre à mai et est caractérisée par une absence quasi totale de précipitations.

II.3.2 Températures :

Concernant les températures, elles oscillent entre 24°C pour le mois le plus froid (janvier) et 34°C de moyenne pour le mois le plus chaud (avril). On observe également une période plus froide durant la saison des pluies (juillet – septembre). Le vent réduit la visibilité et augmente la sécheresse de l'air. Pendant la saison sèche, l'humidité relative est très faible, augmentant légèrement pendant la saison des pluies. La région bénéficie d'un ensoleillement important tout au long de l'année, ce qui est avantageux pour des projets d'énergie solaire. La durée moyenne d'ensoleillement est de 8 à 10heures par jour et 3000heures par an.

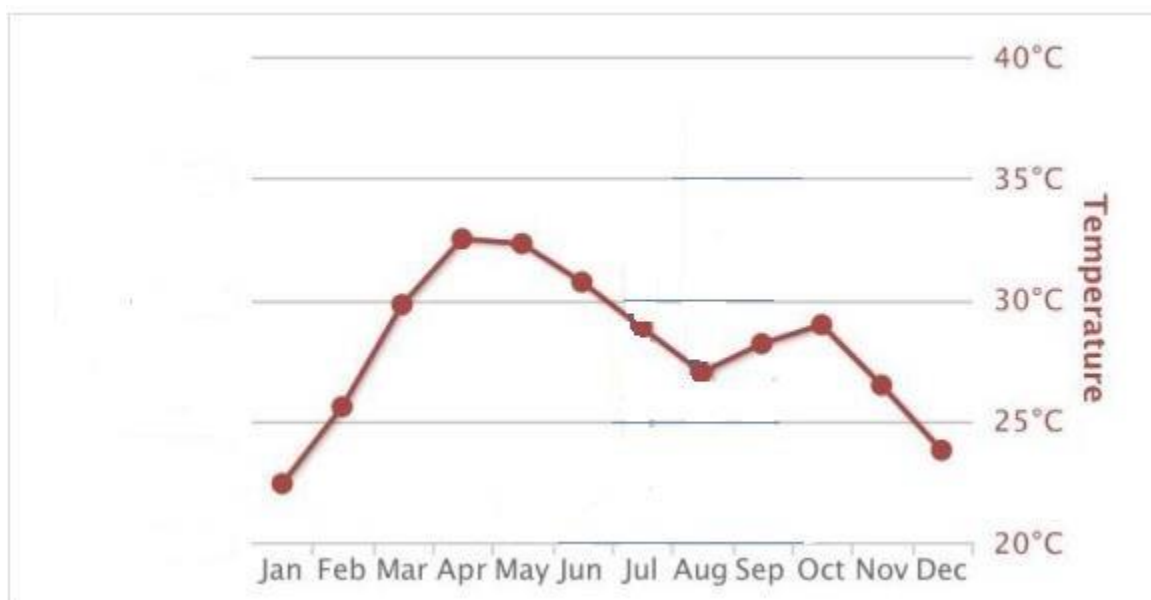


Figure II.3: Evolution des températures moyennes sur un an dans la région de Djermaya [8]

Selon les données fournies par le rapport hydrologique d'Hydratec (Hydratec, 2016), les valeurs de pluviométrie varient de la manière suivante.

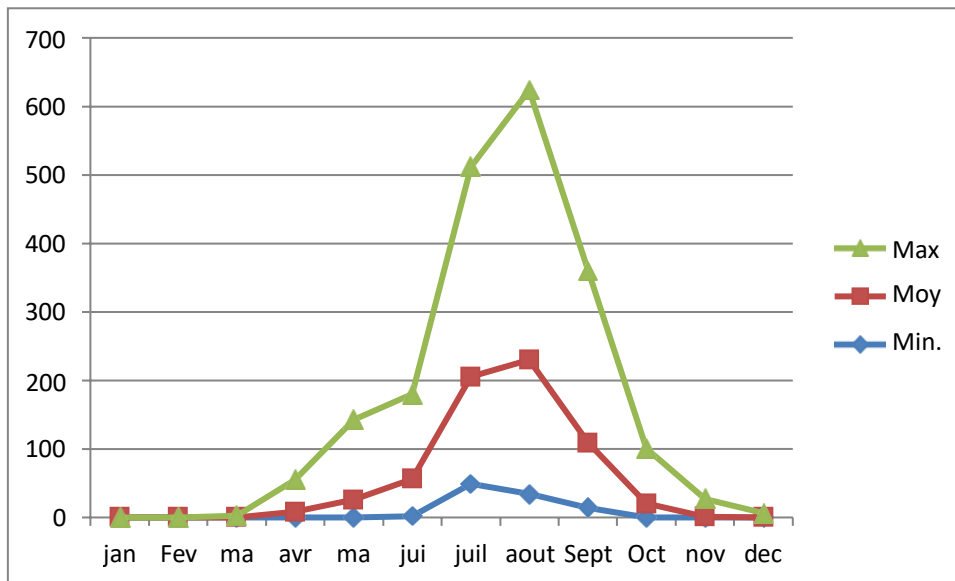


Figure II.4 : Données mensuelles de pluviométrie à la station de N'Djamena [8]

II.3.3 Irradiation

La valeur de l'irradiation solaire globale journalière à Djermaya, est généralement élevée. Les valeurs exactes peuvent varier légèrement en fonction des saisons et des périodes de mesure, mais on peut fournir une estimation moyenne basée sur les données climatiques typiques de cette région. L'irradiation solaire globale journalière moyenne est généralement dans la fourchette de 4.5 à 6 kWh/m²/jour.[8]

II.3.4 Données environnementales : Ombrages

Les données environnementales sur l'ombrage sont cruciales pour évaluer l'impact des ombres portées sur les panneaux solaires d'une centrale solaire. Elles comprennent une cartographie détaillée de l'ombrage, des analyses sur site, des modèles informatiques de simulation, et des données météorologiques. Ces données permettent aux développeurs de projets solaires de concevoir et d'implanter les installations de manière optimale pour maximiser leur efficacité énergétique malgré les obstacles potentiels. [4]

II.4 Les équipements et travaux nécessaire pour la réalisation d'une centrale photovoltaïque.

La réalisation d'une centrale solaire, comme celle de Djermaya au Tchad, nécessite plusieurs équipements et travaux, qui peuvent être regroupés en plusieurs étapes :

1. Équipements Principaux

a. Les panneaux Solaires : Panneaux monocristallins, polycristallins ou à couches minces. La quantité dépend de la capacité de la centrale ;

- b.** Des onduleurs convertissent le courant continu (DC) produit par les panneaux solaires en courant alternatif (AC). Nous avons les types centralisés ou string inverters, micro-onduleurs ;
- c.** Les structures de montage fixes ou systèmes de suivi solaire (tracking systems) qui optimisent l'orientation des panneaux. Soit en aluminium ou acier galvanisé ;
- d.** Les systèmes de câblage et connecteurs câbles DC connectent les panneaux aux onduleurs. Les câbles AC transportent l'électricité des onduleurs au réseau. Les connecteurs MC4 est utilisés pour connecter les câbles solaires ;
- e.** Les transformateurs et les sous-stations élèvent la tension de l'électricité pour l'intégration au réseau électrique national ;
- f.** Les systèmes de surveillance et de gestion de l'énergie (EMS) surveillent la performance de la centrale et optimisent la gestion de l'énergie produite ;

2. Travaux nécessaires.

- a.** L'étude de la faisabilité et la conception comprend l'analyse du site tel que l'évaluation du potentiel solaire, l'ombrage, le sol, etc. L'étude de la faisabilité qui consiste dans l'aspect technique, économique et environnemental. La conception technique il s'agit de la planification détaillée de la disposition des panneaux, des câbles, des onduleurs, etc ;
- b.** La préparation du site, nettoyage et nivellement : Préparer le terrain pour l'installation des structures de montage. La clôture qui permet de sécuriser le site contre les intrusions ;
- c.** Construction des fondations qui consiste à creuser et préparer le terrain pour les fondations des structures de montage. Installation des fondations : Béton ou pieux vissés, selon le type de sol ;
- d.** Installation des panneaux et montage des Structures : Installer les supports pour les panneaux. Fixation des panneaux : Monter les panneaux solaires sur les structures ;
- e.** Installation des équipements électriques pose des câbles : Installer les câbles DC et AC. Montage des onduleurs et transformateurs : Connecter les panneaux aux onduleurs et les onduleurs aux transformateurs ;
- f.** Connexion au réseau construction de la Sous-station : Si nécessaire, construire une sous-station pour la transformation de la tension. Ligne de transmission : Installer ou raccorder la centrale à une ligne de transmission existante. Intégration au réseau : Coordination avec l'opérateur du réseau électrique pour connecter la centrale ;
- g.** Mise en service et tests vérification de l'Installation : S'assurer que tous les équipements sont installés correctement. Tests de performance : Valider la performance des panneaux, des onduleurs et du système global. Certification : Obtenir les certifications nécessaires pour le fonctionnement légal de la centrale.

3. Maintenance et Exploitation

- a. Entretien Régulier : Nettoyage des panneaux, inspections des câbles et des connecteurs ;
- b. Surveillance continue : Utilisation des systèmes de gestion de l'énergie pour surveiller et optimiser la performance ;
- c. Réparations : Interventions rapides en cas de panne ou de dysfonctionnement. [13]

II.5 Méthodologie de dimensionnement des centrales a grandes échelles

La centrale de 60MW, sera divisée en deux stations de 32 MW et 28 MW. Cependant, pour faciliter la réalisation de la centrale photovoltaïque, le transport du matériel et d'assurer une rapidité de maintenance en cas de défaillance et éviter le retard de la production, nous proposons de faire un dimensionnement par partie. [8]

II.5.1 Description de la méthode :

La méthode proposée repose sur le principe de diviser chaque centrale en petites centrales électriques d'une puissance crête de 1MWc interconnectées. Ainsi, chacune dispose essentiellement d'un champ de panneaux photovoltaïques et d'un onduleur de 1 MW. Chacun des deux sous-systèmes (02 onduleurs) sera connecté à un transformateur en formant une deuxième connexion appelée SKID qui à son tour se connectera à une cellule moyenne tension appelée unité de boucle principale RMU. Concernant la troisième connexion, le total des SKID sera divisé en deux ou trois groupes. Chaque ensemble de SKID sont mis en boucle grâce aux RMU et chaque boucle est reliée à un transformateur de réseau. Il est préférable de réduire le nombre d'onduleurs connectés à un transformateur de réseau pour réduire la taille de ce dernier. Ainsi, pour notre étude, la première centrale de 32 MWc sera divisée en 16 sous champs (SKID), soit 32 onduleurs et la deuxième centrale de 28 MWc sera également divisée en 14 SKID, équivalent à 28 onduleurs. Ainsi, le dimensionnement est simplifié pour une petite centrale d'une capacité d'un MWc.

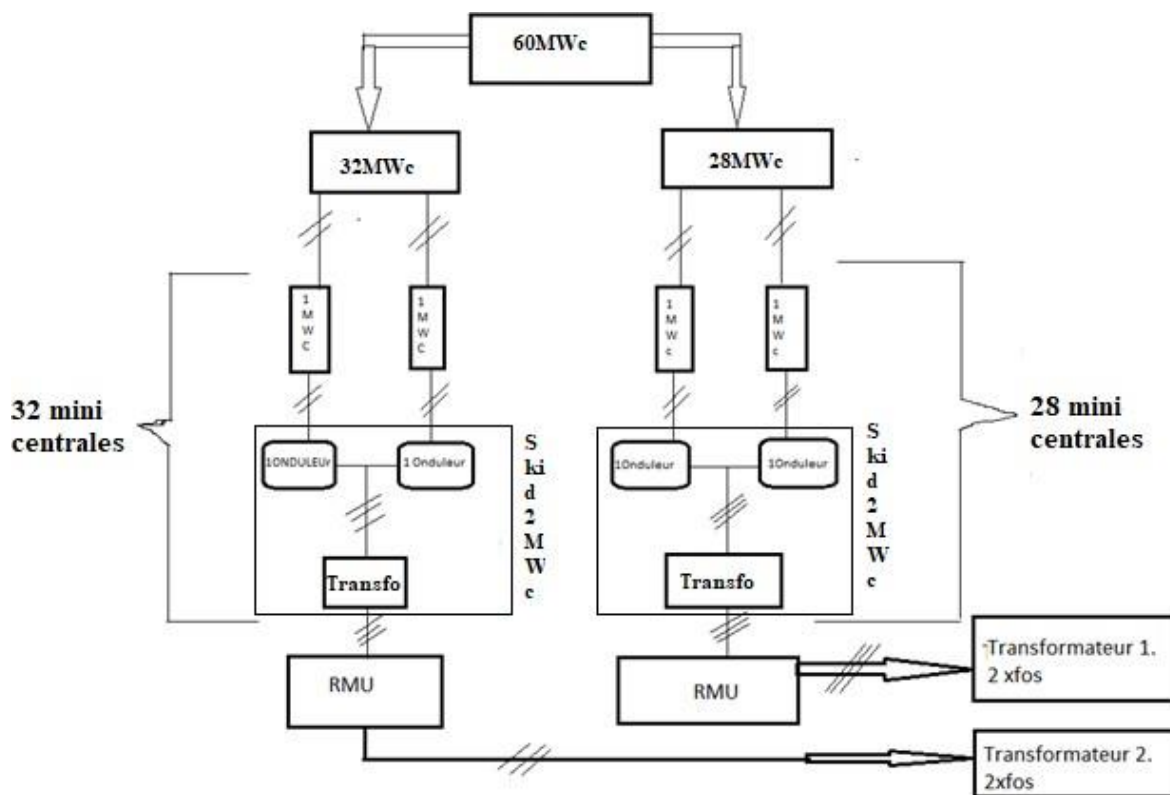


Figure II.5: présentation de notre méthodologie de dimensionnement

II.5.2 Description d'un sous champ (1 MW)

Un sous champ dans notre étude est constitué simplement de deux onduleurs raccordé à un transformateur. Chaque panneau représente un mini générateur photovoltaïque de marque Canadian Solar CS6P avec une puissance de 270Wc. Pour bien faire, nous précéderons par une recherche biographique sur tous les éléments principales et nécessaires au dimensionnement d'un sous champ.

II.5.3 Principaux éléments au dimensionnement d'un sous champs

II.5.3.1 Détermination de la puissance et la technologie des panneaux photovoltaïques

Pour une installation raccordée au réseau, la puissance est définie par une évaluation des besoins énergétique, cela passe par la consommation électrique évalué sur un an pour déterminer la consommation annuelle en KWh afin de voir les périodes de pic de consommation et les périodes où la consommation est plus faible. Définir le pourcentage de la consommation totale que nous voulons couvrir avec l'énergie solaire. Ainsi que la production potentielle et la surface disponible. Le choix de la technologie dépend non seulement de la puissance mais aussi du contexte d'ensoleillement du site, et du cout d'investissement. La technologie doit s'assurer qu'il répond adéquatement aux besoins spécifiques du système et de l'application. Choisi un panneau avec un rendement élevé pour maximiser la production

d'énergie par unité de surface, surtout si l'espace est limité. Voir également la performance sous condition réelles. Choisi des onduleurs compatibles avec les panneaux choisis et capables de gérer la puissance totale de l'installation. S'assuré également sur la facilité d'entretien des technologies. [14]

II.5.3.2 Raccordement des chaînes :

Les panneaux solaires sont d'abord connectés en série pour former des chaînes, ces chaînes sont ensuite combinées en parallèles. Chaque deux chaîne seront connectées en parallèle via un câble-T, comme le montre la figure (II.6). Pour la deuxième étape, chaque paire de 8 chaînes seront raccordé ensemble avec un câble d'une section plus grande.

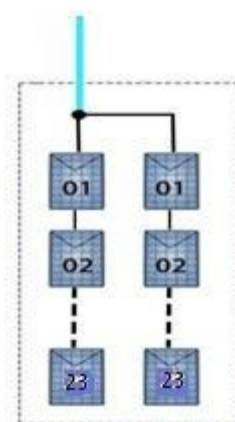


Figure II.6 : Illustration de raccordement de deux Chaînes de module

Enfin l'ensemble est relié avec un câble principal DC en aluminium. Ce dernier transporte la puissance DC jusqu'au SKID comme il est schématisé sur la figure (II.7) et pour plus des détails sur les caractéristiques des câbles voir (annexe 1).

II.5.3.3 Protection des chaînes :

Il est indispensable de protéger chaque chaîne et cela avec le fusible au calibre admissible intégré sur les câbles. Cette combinaison de deux chaînes est assemblée par un connecteur de perçage sur un câble de collecte en aluminium ou en cuivre voir (annexe2) que l'on pourrait considérer comme un boîtier de collecteur conventionnel.

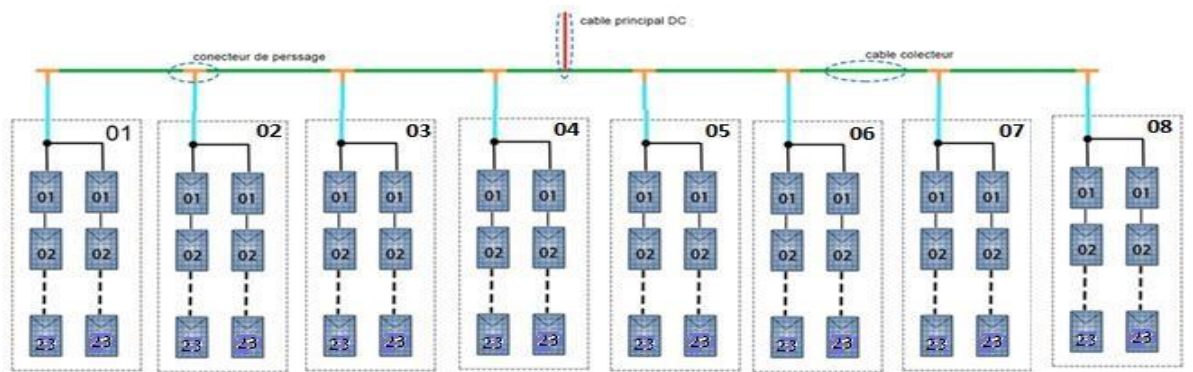


Figure II.7 : Schéma unifilaire de raccordement des chaînes

II.5.3.4 Caractéristiques technique des câbles qui sont proposé pour le raccordement :

Les câbles sont considérés comme l'essence même d'une installation électrique. Un surdimensionnement entraîne des coûts excessifs dans la réalisation du projet, tandis qu'un sous-dimensionnement peut causer des échauffements et des dysfonctionnements dans l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal. La détermination des sections des câbles permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Le dimensionnement, nécessite de connaître l'intensité du courant circulant dans ces câbles, notamment le courant d'emploi et le courant admissible. [15]

➤ Choix de câble

Un câble électrique est un ensemble des conducteurs électriques isolé et regroupés dans une gamme protectrice utilisé pour transporter l'électricité d'un point à une autre. Les câbles électriques peuvent être utilisés pour transporter des signaux, des données ou de l'énergie électrique. Dans ce travail, le câble de puissance utilisé dans le secteur industriel est indispensable. Le choix de câble est crucial pour assurer l'efficacité et la fiabilité du système photovoltaïque. La détermination de la section prend en compte plusieurs paramètres comme vue au chapitre 1. [15]

A- Alors les paramètres sur lequel nous nous sommes basé pour déterminer la section

❖ **La lettre de sélection** : elle est fonction des types de structures des conducteurs et du mode de pose à l'aide du tableau de lettre de sélection

-Type de conducteur selon la structure : elle joue un rôle crucial pour grandir une efficacité optimale, une sécurité et une durabilité. Nous avons plusieurs types de structure, entre autre conducteur monofilaires, multifilaires, conducteur torsadés. Celle couramment utilisé dans les installations des centrales photovoltaïques est le monofilaires et le multifilaires, pour les connexions fixes et les câbles de grande capacité, pour des sections courtes où la flexibilité n'est pas nécessaire. Utiliser pour les connexions internes dans les boites de jonction et les onduleurs.

- Mode de pose de notre installation : elle est essentielle pour garantir la performance, la sécurité et la durabilité de l'installation. Voici les principaux modes de pose utilisés sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes. Le mode de pose choisi pour notre projet est posé sur chemins de câbles et enterré. Cela en raison de sa protection supérieure contre les éléments et les dommages, ainsi que pour ses avantages esthétiques et de sécurité. Bien que d'autres méthodes comme la pose en aérien ou sur toit soient utilisées dans des situations spécifiques, la pose enterrée et sur chemins de câble reste la norme pour les grandes installations photovoltaïques au sol. Pour conclure **la lettre de section varie selon le mode de pose des conducteurs de chaque partie de l'installation** d'après les tableaux.

Avec cette lettre et du mode de pose nous pouvons déterminer le facteur de correction K1, facteur de correction K2, facteur de correction K3, le facteur de correction du neutre charge qui signifie qu'un courant est présent dans la neutre Kn et le facteur de correction de symétrie Ks. D'après (l'annexes 2.8)

La valeur du coefficient K est obtenue en multipliant les facteurs de correction à savoir k1, K2, K3, kn et Ks.

$$K = K1 \times K2 \times K3 \times Kn \times Ks \quad (\text{II.1})$$

- ❖ K1 : coefficient relatif au mode de pose (sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes...).
- K2 : symbolise l'effet des courants des autres canalisations en proximité, donc fonction de leurs nombres et leurs distances de la canalisation étudiée.
- K3 : coefficient dépendant de la température ambiante.
- Kn est le facteur de correction du neutre charge qui signifie qu'un courant est présent dans la neutre.

Ks est le facteur de correction de symétrie : Le facteur de symétrie ks pour deux et quatre câbles en parallèle est 1 et 0.8 pour d'autre cas ;

Facteur du conducteur du neutre Kn = 0.84, car le taux de courant harmonique de rang 3 n'est défini ni par l'utilisateur ni par l'application, il est recommandé que le concepteur applique au moins 0.84. [36]

B- Trouver le courant admissible

Pour trouver le courant admissible qui est la valeur maximale du courant électrique qu'un dispositif ou un composant peut supporter de manière temporaire sans subir de dommages permanents. Il est indispensable de trouver le courant d'emploi Ib. Le courant d'emploi, également appelé courant nominal,

fait référence au courant électrique maximal qu'un dispositif ou un composant électrique peut supporter en fonctionnement normal et continu sans subir de dommages ni défaillance.

$$\text{La relation : } I_Z > \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3} \quad (\text{II.2})$$

La dernière étape consiste à se référer au tableau pour trouver la section des conducteurs approprié qui est choisie en fonction de l'isolant, du nombre de conducteurs chargés et de la lettre de sélection, dans le tableau de détermination de la section minimale. Cela après avoir calculé la valeur maximale du courant qui circulera dans le câble qui est donné en divisant le courant admissible par K.

Nous avons utilisé comme isolant le PVC (chlorure de polyvinyle) parce qu'elle est la plus utilisée, son coût est avantageux, ses propriétés mécaniques et électriques adéquates, résiste à l'humidité et aux produits chimiques, elle est polyvalente et conforme aux normes.

Dans une installation photovoltaïque, l'aluminium est souvent préféré pour les structures de montage et le cuivre est généralement utilisé pour les câblages électriques.

Pour trouver une bonne référence, les trois points suivants sont considérés.

1. Le nombre des conducteurs, qui dépend de l'application pour laquelle le câble est utilisé ;
2. La présence de la terre ou non ;
3. La section du conducteur : C'est le point le plus important.[15]

Les fabricants des câbles fournissent un guide pour calculer la section des conducteurs en fonction des conditions d'utilisation spécifiques. Dans ce travail, les calculs de la section de câble nécessaire sont effectués à l'aide d'un guide d'une entreprise qui produit des câbles et de nombreux autres appareils électriques appelée Schneider Electric. Il contient tous les tableaux, valeurs et quelques explications clés sur la façon de calculer la section du câble.

II.6 Partie alternative (AC)

II.6.1 Les équipements nécessaires pour cette conversion et adaptation

II.6.1.1 SKID :

Les SKID 'Station onduleur clé en main' est l'ensemble des équipements permettant de regrouper l'énergie des champs photovoltaïques produit par une zone et la convertir du courant continu en courant alternatif moyenne tension (33kv). La centrale disposera de 30 SKID, répartis sur le site. Pour injecter l'électricité produite sur le réseau on reliera l'ensemble à un poste de livraison.

Chaque SKID présenté par la figure (II.8) pilotera 2 MWc. elle est Composés de :

- Quatre Central Box (2 positive / 2 négative)
- Deux onduleurs solaires
- Un transformateur de puissance SGB
- Un transformateur Auxiliaire SBA
- Une boîte Auxiliaire
- Sensor Box
- Cellule MT«RMU»



Figure II.8 : Ensemble et l'emplacement des équipements de SKID.[16]

II.6.2 Détail sur les équipements du SKID :

II.6.2.1 Onduleur :

Comme on a vu dans le première chapitre les onduleurs assurent la conversion du courant continu vers l'alternatif.

❖ Dimensionnement de l'onduleur

Une chose à savoir est que le dimensionnement d'un onduleur est différent selon que l'installation est reliée au réseau ou isolée. Dans notre cas elle est reliée au réseau, pour ce cas l'onduleur est dimensionné en fonction des caractéristiques des modules et du réseau électrique.

Les onduleurs connectés au réseau doivent convertir le courant continu en un courant alternatif qui correspond rigoureusement à celui du réseau, minimisant ainsi les pertes de puissance et garantissant une fiabilité maximale. Tout écart par rapport à ces exigences pourrait entraîner un refus d'acceptation par la compagnie électrique.

La tension de sortie doit être conforme à celle du réseau de distribution (230 V) et être parfaitement synchronisée avec celui-ci (fréquence de $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$). Le signal de sortie doit présenter une onde sinusoïdale de haute qualité avec une faible distorsion harmonique en tension (de 1 à 2 %). [16]

❖ Puissance nominale

L'onduleur devrait être capable de délivrer la même puissance que le générateur photovoltaïque. Cependant, en pratique, elle est généralement au moins 1.2 fois inférieure à celle du générateur en raison de la diminution inévitable de la puissance nominale des modules. Ceci est dû au fait que la puissance crête des modules, telle que spécifiée en condition normale (STC) irradiation 1000 W/m^2 , n'est que rarement atteinte dans des conditions réelles. Sous l'effet de la température nominale (NOCT), irradiation

800W/m² sur les modules entraîne un abaissement de 10 à 20% de la puissance nominale du générateur ; le rendement de l'onduleur, le câble, le phénomène de dispatching des modules induisent des pertes de puissance. [16]

❖ La tension d'entrée

Les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée. Elle doit être compatible avec les tensions des séries de modules quel que soit la température, le nombre de modules en série et la technologie. Par temps froid (- 10°C) et en présence d'un nombre de modules trop élevé, la tension du champ peut dépasser la limite supérieure de la plage d'entrée de l'onduleur et provoquer la destruction de celui-ci; par temps chaud et en présence de modules peu nombreux, la tension peut devenir trop basse et réduire considérablement le rendement jusqu'à l'arrêt du système

Donc l'onduleur choisi à les caractéristiques et la marque : Sunny Central 1000CP-XT pour plus de détails sur l'onduleur voir (annexe 3)

II.6.2.2 Centrale Box :

Les câbles principaux DC, sont regroupés dans des boîtes centrales de connexion appelés centrales box selon leur polarité. Dans un SKID on a deux centraux box négatifs regroupant les câbles DC négatives et les deux autres positives regroupant les câbles DC positif. Avec des spécifications techniques, pour plus de détail voir (annexe 4) : [18]

II.6.2.3 Sensor box

Le rôle du Sensor box est de centraliser et traité tous les données parvenu du SKID et par la suite les envoyer à l'unité principale de contrôle de donnée et d'acquisition (SCADA) qui assure les fonctionnes suivantes :

- Mesure en temps réel du courant CC et CA & valeurs de tension ;
- Mesure des paramètres météo du système ;
- Saisie des signaux à la seconde et stockage intermédiaire.

Pour plus des spécifications techniques voir (annexe 5). [18]

II.6.2.4 Les transformateurs :

a) Transformateur de puissance

Chaque SKID comportera un transformateur SGB élévateur figure (II.10) le choix de ce transformateur se base sur la tension, le courant, puissance nominal, fréquence, la classe d'isolation, la durée de court-circuit, le degré de protection et le type de charge.

b) Transformateur auxiliaire SBA :

Pour l'alimentation des appareillages base tension dans le SKID on a un transformateur auxiliaire abaisseur figure (II.9) son choix également est basé sur certain critère tel que : Tension nominale d'entrée, fréquence nominale : 50-60Hz, tension nominale de sortie, courant nominale de sortie, puissance nominale de sortie, classe d'isolation, indice de protection et température ambiante maximale. [17]



Figure II.10: transformateur de puissance SGB.[16]

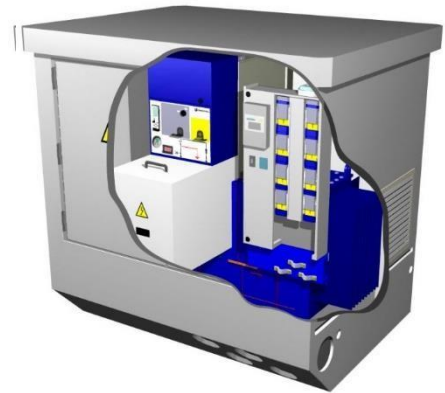


Figure II.9: Le transformateur auxiliaire SBA[16]

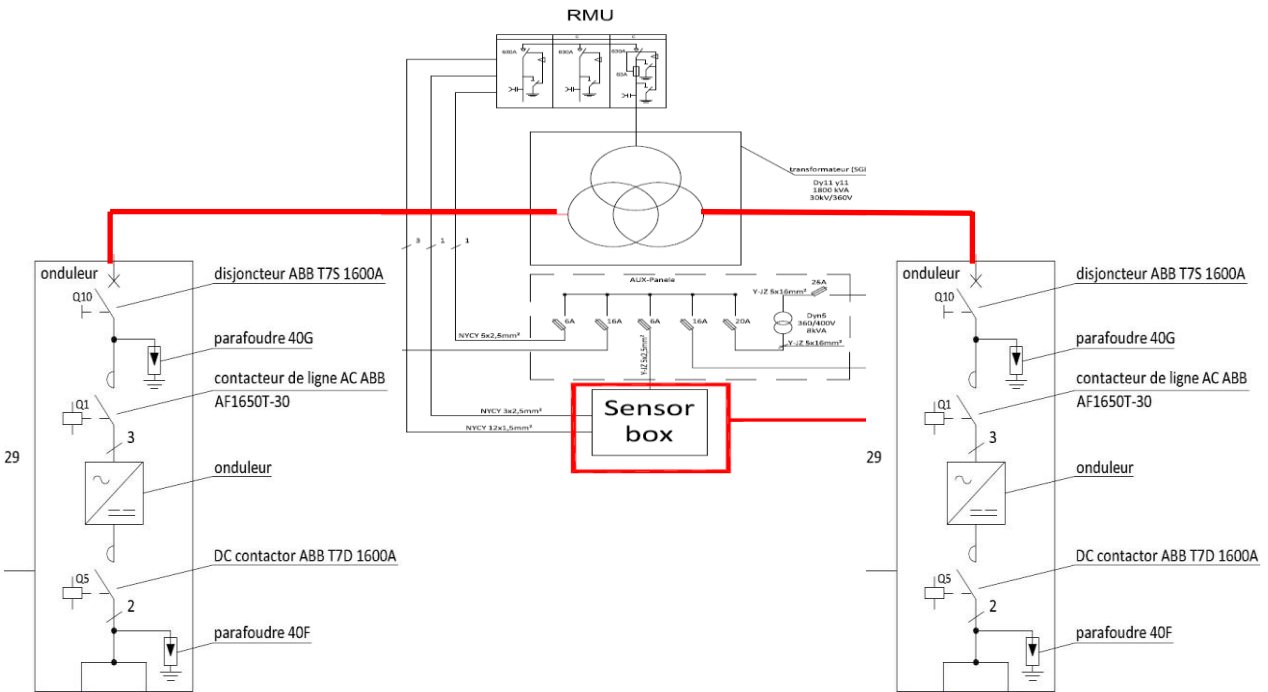


Figure II.11: Illustration de la Protection du Skid. [17]

II.6.2.5 Ring main unit (RMU) :

L'ensemble des SKID sont mis en boucle via les cellules moyenne tension appelé unité de boucle principale, en anglais 'ring main unit «RMU»' comme elle est présenté par la figure (II.12) II

assure plusieurs fonctions essentielles pour la gestion et la distribution de l'énergie électrique moyenne tension, entre autre contrôler, protéger et isoler les sections du réseau de distribution d'électricité. Pour plus des spécifications techniques voir (annexe 7)

Le RMU se compose de trois cellules MT nommées :

- Cellule arrivée
- Cellule départ
- Cellule protection transformateur

Cellule arrivée et départ :

Cellule modulaire avec fonction d'arrivée ou départ, équipée d'un interrupteur sectionneur à trois positions (ouvert, fermé ou mise à la terre). Permettant la communication avec le jeu de barres et l'ensemble de cellule.



Figure II.12: L'armoire du RMU

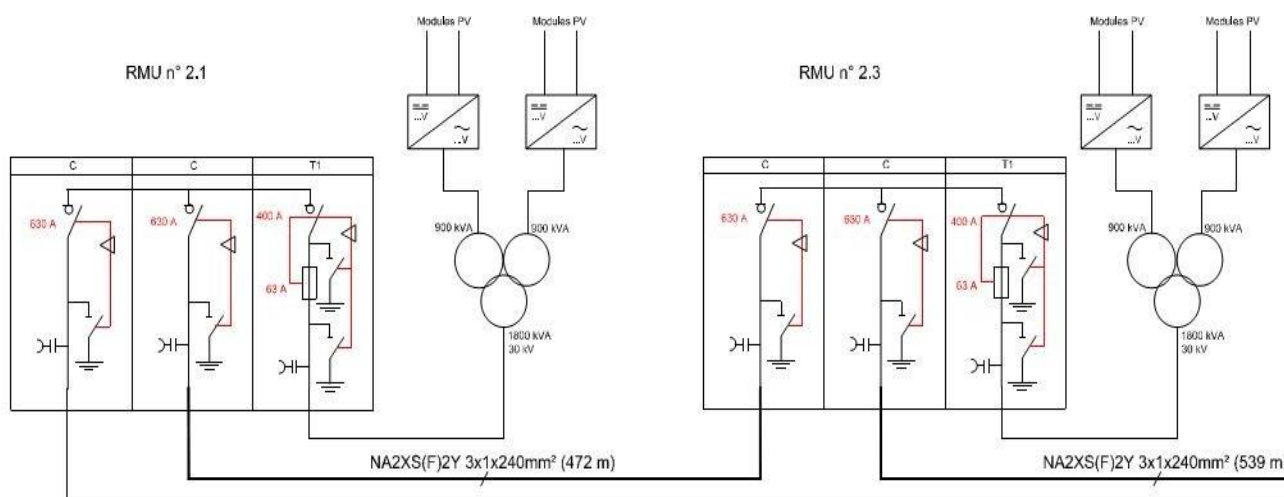


Figure II.13 : Schéma unifilaire de la connexion RMU entre deux Skids [17]

II.6.3 Poste de livraison :

Le poste de livraison assure la liaison entre la centrale photovoltaïque et le réseau. La centrale comprend des 30 skids, le transformateur de chaque skid est de 180KVA. Les RMU sont connectés pour former 4 boucles fermées, raccordées aux cellules de protection moyenne tension 36 kV. Les 4 cellules de boucle sont protégées par des disjoncteurs dits coté boucle, commandés par des relais de protection. Le disjoncteur des cellules MT coté ligne protégé le jeu de barres 30 kV des cellules MT. Il reçoit l'énergie produite par la centrale et l'évacue vers le réseau 60 kV. Il se compose de 9cellules MT à savoir :

1. Celle d'évacuation type disjoncteur CB
2. Cellule réserve type disjoncteur CB
3. Cellule de mesure type M4
4. Cellule boucle 1 type disjoncteur CB
5. Cellule boucle 2 type disjoncteur CB
6. Cellule réserve type disjoncteur CB
7. Cellule boucle 3 type disjoncteur CB
8. Cellule boucle 4 type disjoncteur CB
9. Cellule protection transformateur TSA type combiné interrupteur fusibles

II.6.4 Poste de commande :

La centrale photovoltaïque sera équipée d'un système de contrôle commandé. Dans le cas de basse tension sur le réseau, la centrale se détachera automatiquement, à travers l'ouverture du disjoncteur général MT. Au retour de la tension, la centrale se reconnectera automatiquement au réseau. Le poste de commande est connecté au poste de livraison, il est constitué de deux parties séparé par une cloison

- une salle de commande dotée d'un bureau avec un ordinateur centralisant toutes les informations sur la centrale photovoltaïque. De ce poste est établit la nécessité d'une maintenance préventive et/ou curative. Toutes les données de production de la centrale sont répertoriées grâce à un logiciel de commande.
- une salle de stockage et maintenance permettant d'emmagasiner le matériel et outils de petite et moyenne taille nécessaire à la maintenance de l'installation photovoltaïque [16].

II.6.5 Système d'alimentation sans interruption (ASI) :

Un système d'alimentation sans interruption (ASI) sera mise en place pour permettre d'alimenter le poste de livraison en cas de coupure. L'ASI assurant l'alimentation du poste de livraison pendant 16h, et pendant 30 minutes il alimente les auxiliaires communs. La marque choisie pour les batteries de l'ASI est Victron, avec une durée de vie de 20 ans. Des redresseurs sont installés dans une

armoire individuelle ventilée. Le redresseur proposé est de type Sanny Island 5048 de SMA qui permet de réguler la charge des batteries et de fournir du courant continu a la sortie.

Composants typiques d'un ASI

- Batteries : Stockent l'énergie pour fournir une alimentation continue en cas de coupure.
- Onduleurs : Convertissent l'énergie des batteries en courant alternatif utilisable.
- Chargeurs de batterie : Maintiennent les batteries chargées et prêtes à l'emploi.
- Bypass statique : Permet de passer directement à l'alimentation principale en cas de surcharge ou de panne de l'ASI.

La centrale sera dotée d'un groupe générateur de secours, d'une puissance de 130 KVA. Pour assurer l'alimentation des auxiliaires ce groupe sera alimenté grâce à un réservoir de stockage de gasoil pour une autonomie de 8 heures. Voici les caractéristiques principales du groupe :

- Puissance en régime permanent 130 KVA.
- Température -10/55°C et 100% d'humidité.
- Facteur de puissance de 0,8
- Actionnement par moteur Diesel à gasoil.
- Batterie et démarreur préparés pour 6 démarrages successifs au moins.
- Tension nominale : 230/400 V (couplage en étoile, point neutre sorti).
- Fréquence nominale: 50 Hz.
- Etendue du réglage de tension: $\pm 5\%$ de la tension nominale.
- Ecart maximal de tension en cas de variation de la charge de 100%, le facteur de puissance restant entre 0,4 et 1.2: 2% de la consigne. [16]

II.6.6 Détecteur d'incendie :

Le site est doté d'un système de détection d'incendie (SDI) qui aura comme rôle la détection et la protection des personnes et des biens du bâtiment contre les risques d'incendie. Le SDI sera installé au niveau de la salle de contrôle.

Les détecteurs et déclencheurs manuels assureront la détection d'incendie dans les différents espaces du site et transmettront l'information à la centrale de détection située dans la salle de contrôle. La centrale va répondre au signal reçu des détecteurs et activera les sirènes et modules déportés.

Il y'aura plusieurs types de détecteurs : des détecteurs de fumé optiques pour la surveillance de la plupart des surfaces du site ainsi que des détecteurs thermiques.

Les détecteurs optiques de fumée fonctionnent selon le principe de la diffusion de la lumière sur les particules et sont composés d'une source de lumière (LED I.R.) modulée en impulsion et d'une cellule réceptrice placée à 125° qui reçoit les réflexions de lumière produites par les aérosols. A une hauteur de 3m, la surface de détection est égale à 45m². Les détecteurs de fumée décèlent généralement un incendie plus rapidement que les détecteurs de chaleur.

Ce détecteur thermique est capable de détecter une élévation de température due à la chaleur dégagée par le foyer par comparaison entre la température ambiante et la température dans le boîtier. Il est réservé à de petits locaux, pour la détection de feux ouverts ou de feux avec élévation de température rapide. [18]

II.7 Mesure et Protection

Dans une centrale photovoltaïque, la protection et les mesures sont essentielles pour assurer le bon fonctionnement, la sécurité et la performance optimale du système. Voici quelques-unes des éléments clés :

1. Mesure de la production électrique : Des dispositifs surveillent la production d'électricité des panneaux solaires, incluant compteurs d'énergie et capteurs de courant et tension.
2. Protection contre les surtensions : Les parafoudres dévient les surtensions pour protéger les équipements électriques sensibles.
3. Protection des transformateurs, SKID, des cellules arrivées, et des boucles contre les surintensités : Fusibles et disjoncteurs interrompent le courant en cas de surintensité due à un court-circuit ou une surcharge.

La protection des transformateurs "skid", des cellules électriques et des boucles contre les surintensités est cruciale pour garantir leur bon fonctionnement. Les méthodes courantes incluent l'utilisation de fusibles, de relais de surintensité et de disjoncteurs. Les fusibles fondent en cas de surcharge, les relais surveillent le courant et déclenchent une action de protection, tandis que les disjoncteurs coupent automatiquement le courant en cas de surcharge ou de court-circuit. Certains systèmes utilisent également des limiteurs de courant pour prévenir les surintensités. En combinant ces méthodes, on assure une protection complète et fiable des transformateurs contre les surintensités. [19]

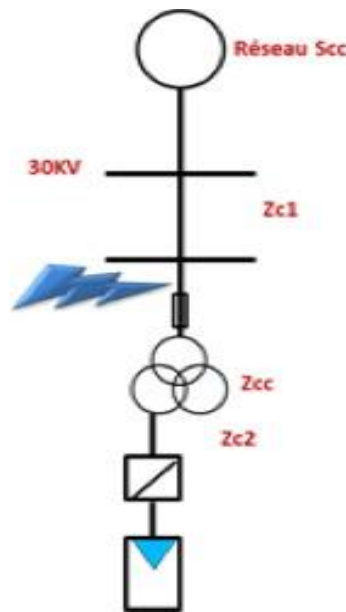


Figure II.15 : Exemple de défaut sur le transfo

II.8 Interconnexion des réseaux électriques Tchad-Cameroun lie à la centrale de Djermaya.

II.8.1 Définition

L'interconnexion des réseaux électriques consiste à connecter plusieurs réseaux électriques régionaux ou nationaux entre eux afin de créer un réseau plus vaste et plus robuste. Cela permet de partager les ressources électriques, d'améliorer la fiabilité du système, d'optimiser l'utilisation des capacités de production et de faciliter la gestion des pics de demande. L'interconnexion des réseaux électriques peut également favoriser l'échange d'énergie entre les régions, les pays ou même les continents. Dans cette partie nous parlerons de l'interconnexion réseau entre le Cameroun et le Tchad justement pour favoriser l'échange d'énergie entre les deux pays.[20]

II.8.2 Description des deux réseaux

II.8.2.1 Réseau du Cameroun

Les capacités de production d'électricité sont estimées à 1047MW en Mai 2022, sur 1379MW demandé. Cette énergie provient de 57% de centrale hydroélectriques et 43% de centrales thermiques (gaz 21% fiol léger 10%, fioul lourd 13%). Les infrastructures de transmission électrique comprennent des lignes de transmission haute tension, des postes de transformation, des réseaux de distribution et des initiatives d'électrification rurale. Chaque infrastructure à ses caractéristiques propre selon les besoins. Ces éléments sont essentiel pour transporter et distribuer efficacement l'électricité à travers le pays, facilitant ainsi l'accès à l'énergie pour les résidents, les entreprises et les industries. [21]

II.8.2.2 Réseau du Tchad

En 2021, le Tchad a enregistré une production de 326 GWh à partir de sources non renouvelables et 19 GWh à partir de sources renouvelables. Le Tchad a un taux faible d'accès à l'électricité qui est de 6,4%. Les infrastructures de transport d'énergie au Tchad comprennent principalement des lignes électriques à haute tension, des centrales électriques, des postes de transformation, et un réseau de distribution électrique pour acheminer l'électricité aux différentes régions du pays. [15]

II.8.3 Processus d'interconnexion

Le projet d'interconnexion électrique Cameroun-Tchad vise à optimiser l'utilisation des ressources énergétiques en intégrant les infrastructures de production, de transport et de distribution d'électricité des deux pays. Il comprend la construction d'une ligne principale de transmission haute tension de 225 kV entre Ngaoundéré et Maroua au Cameroun, ainsi que N'Djamena au Tchad. De plus, il inclut une liaison haute tension entre Maroua au Cameroun, Bongor, Guelendeng et N'Djamena au Tchad, ainsi que des postes de transformation haute tension/moyenne tension et des réseaux de distribution d'électrification rurale le long des couloirs de lignes de transmission. [21]

II.8.4 Les avantages de l'interconnexion

Alors l'interconnexion à plusieurs avantages tels que : que l'amélioration de la fiabilité du système électrique, l'optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques, la réduction des coûts de production et la possibilité de partager l'énergie excédentaire. [20]

II.8.5 Défis liés à l'interconnexion

Parlant des défis liés à l'interconnexion nous avons, les différences dans les normes techniques et réglementaires entre les pays, la coordination des opérations et la gestion des fluctuations de la demande et de l'offre d'énergie.

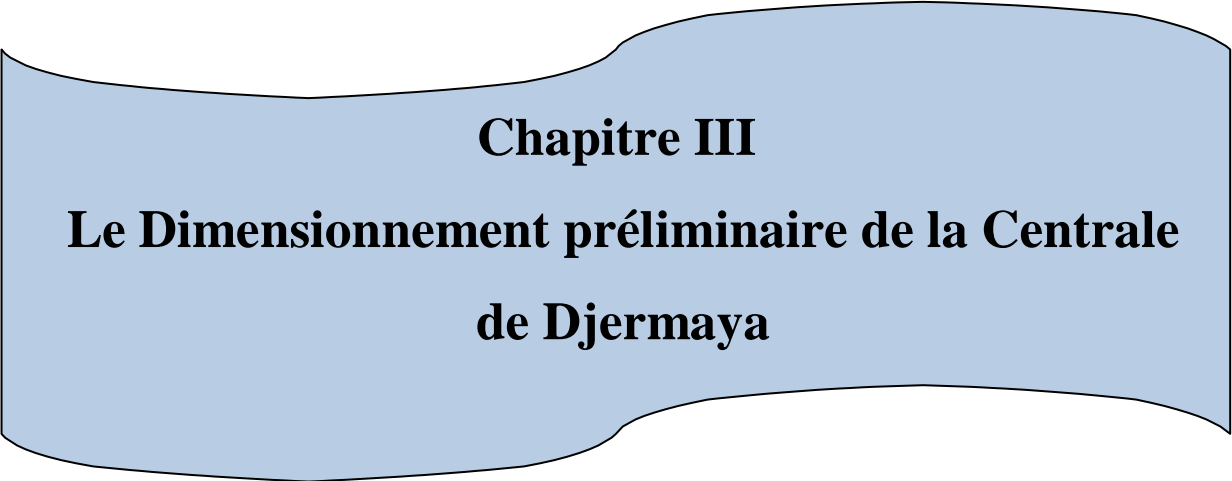
II.8.6 Implication plus large de l'interconnexion

L'interconnexion des réseaux électriques offre plusieurs avantages économiques : Diversification des sources d'énergie, stimulation de l'économie régionale et renforcement de la sécurité énergétique. En reliant les réseaux entre différents pays ou régions, cela favorise le commerce transfrontalier d'électricité et assure un approvisionnement fiable et abordable en énergie, contribuant ainsi à l'efficacité énergétique et à la compétitivité économique. Également des avantages environnementaux en favorisant les énergies renouvelables et en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Sur le plan géopolitique, elle renforce les relations internationales, réduit les tensions liées à l'énergie et favorise l'intégration régionale. Ainsi que les opportunités de coopération internationale dans l'énergie incluent le partage des ressources, le

développement des infrastructures, l'échange de technologies et la promotion de politiques énergétiques communes. Ces collaborations favorisent une transition vers un système énergétique mondial plus durable et résilient. [21]

Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à la recherche biographique des équipements et méthode de réalisation d'une centrale photovoltaïque pour le projet de Djermaya. De ce fait nous avons acquis plusieurs connaissances entre autres comment faire l'inventaire de tous les équipements et leurs poses pour une centrale et cela a été établi par plusieurs recherches de différentes centrales réalisées. Nous avons également appris comment fonctionnent ses équipements et ses différentes étapes. Nous avons également appris de quoi est constitué un bon site pour un projet de centrale photovoltaïque. Nous avons acquis des connaissances sur l'interconnexion des réseaux entre pays, ses avantages et inconvénients.



Chapitre III
Le Dimensionnement préliminaire de la Centrale
de Djermaya

Introduction

Déterminer la taille initiale d'un champ photovoltaïque à grande échelle est un art complexe, car il nécessite que le concepteur prenne en compte de multiples facteurs, tels que les exigences techniques, météorologiques, normatives, économiques, contractuelles et stratégiques de chaque projet. Les modalités de réalisation des travaux de maintenance après exploitation doivent également être prises en compte dans la conception, ainsi que la continuité de la production électrique en cas de pannes partielles. La taille de ces installations est directement liée à l'échelle de puissance à installée. Ce chapitre vise à développer une méthodologie de dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de capacité de 60 MWc dans la région de Djermaya située au nord de la capitale Djamina du Tchad, pour renforcer la ligne électrique d'interconnexion entre le Tchad, Niger et Cameroun.

III.1 Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque :

En générale la méthodologie de dimensionnement d'un système photovoltaïque dépend de l'algorithme suivant :

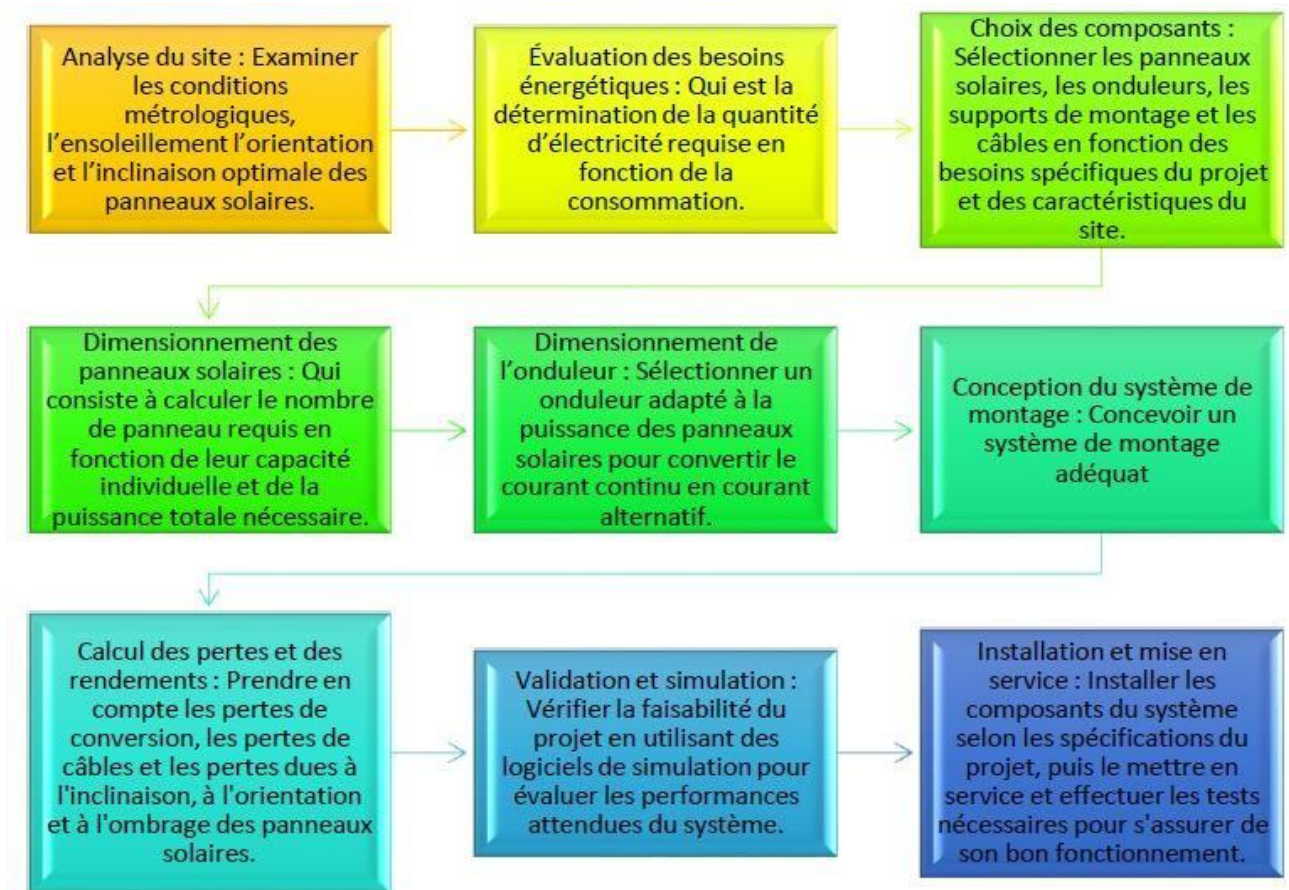


Figure III.1 Les étapes de conception préliminaire

III.1.1 Étape 1 Analyse du site :

III.1.1.1 Orientation des panneaux

Pour maximiser l'efficacité énergétique des panneaux solaires à la centrale de Djermaya, leur orientation optimale serait vers le sud avec une inclinaison d'environ 20 à 27 degrés par rapport à l'horizontale. Ces valeurs sont calculées en fonction des coordonnées géographiques de Djermaya (environ 12.222° nord en latitude et 15.23° est en longitude), avec un ajustement supplémentaire pour tenir compte des variations saisonnières.

III.1.2 Étape 2 Évaluation des besoins énergétiques

La puissance prévue est établie par le gouvernement dans le cadre du projet national de développement des énergies renouvelables au Tchad. Ce projet vise à injecter de l'énergie produite dans le réseau afin d'améliorer la qualité et de compenser les insuffisances énergétiques dans certaines zones du pays. La puissance allouée à la ville de Djermaya est de 60 MWc. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de procéder à une évaluation des besoins énergétiques, ni de déterminer les types d'appareils électriques ou les modalités de fonctionnement des consommateurs.

III.1.3 Étape 3 Choix des composants :

Le module sélectionné est un Canadian Solar CS6P, offrant une puissance optimale de 270W. Pour plus de détails sur ces caractéristiques, veuillez-vous référer à (l'annexe 10). Cette décision a également pris en compte les besoins en puissance, les contraintes techniques, les conditions météorologiques, le rendement et l'efficacité, ainsi que la fiabilité, la durabilité et le coût.

III.1.3.1 Caractéristique du panneau

Table III.1 : caractéristiques du module CS6P – 270M. [22]

| Condition d'essai normalisées (STC) | CS6P270M |
|--|--|
| Puissance nominale maximale (Pmax) | 270Wc |
| Tension en fonctionnement optimal(Vmp) | 30.8V |
| Courant en fonctionnement optimal(Imp) | 8.75A |
| Tension en circuit ouvert (Voc) | 37.9V |
| Intensité de court-circuit(Isc) | 9.32A |
| Rendement par panneau | 16.79% |
| Température de fonctionnement | -40°C -+85°C |
| Calibre maximal des fusibles en série | 15A |
| Classifications de l'application | Classe A |
| Tolérance électrique | 0-+5W |
| Efficacité du module | 16.79% |
| Tension du système max | 1000V(IEC) ou 1000V (UL) |
| Comportement au feu du module | Type 1 (UL 1703) ou classe C (IEC 61730) |

III.1.3.2 Caractéristique de l'onduleur

L'onduleur choisi est Sunny Cental 1000CPXT, donc les caractéristiques sont les suivantes :

Table III.2 Caractéristiques technique de l'onduleur. [23]

| Donnée technique | Sunny Cental 1000CPXT |
|---|--|
| Puissance max DC (pour $\cos \alpha =0$) | 1122KW |
| plage de tension MPP (pour 25°C/ 50°C à 50HZ | 1000V |
| VMPP_min à IDCmax <IDCmax | 596V |
| MPP plage de tension (à 25°C / at 50°C pou 60 Hz) | 688V à 850 / 625 V à 850 V / 696 V à 850 V |
| Tension d'entrée nominal | 688V |
| Courant d'entrée max | 1635A |
| Courant max de court-circuit en DC | 2500A |
| Nombre d'entrées MPP indépendantes | 1 |
| Nombre d'entrée DC | 9 |
| Puissance nominale AC (à 25°C)/Puissance nominale AC (à 50°C) | 1100KVA/1000KVA |
| Tension nominal AC/ plage de tension nominale | 405V/365V à 465V |
| Fréquence de réseau AC/plage | 50Hz ,60Hz/47Hz à 63Hz |
| Fréquence / tension de réseau | 50Hz /405V |
| Courant de sortie max | 1568A |
| Facteur de déphasage réglable | 1/0.9 inductif |
| Phases d'injection/ phases de raccordement | 3/3 |
| Rendement max/ rendement européen /rendement CEC | 98.6%/98.4%/98.5% |

III.1.4 Production électrique d'un module en une journée

La principale caractéristique d'un module photovoltaïque est sa puissance crête, notée P_c (W), mesurée dans des conditions standard de test (STC) avec un rayonnement solaire de 1000 W/m^2 à une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Lorsque le module est exposé à ces conditions STC, il produit une puissance électrique équivalente à sa puissance crête à un moment donné. Si cette situation persiste pendant N heures, l'énergie électrique produite pendant ce laps de temps, notée E_{prod} , est égale au produit de la puissance crête par la durée écoulée :

$$E_{\text{prod}} = N \times P_c \quad (\text{III.1})$$

❖ E_{prod} : Énergie électrique produite (Wh)

- N : Nombre d'heure d'exposition en condition STC
- P_c : Puissance crête (W)

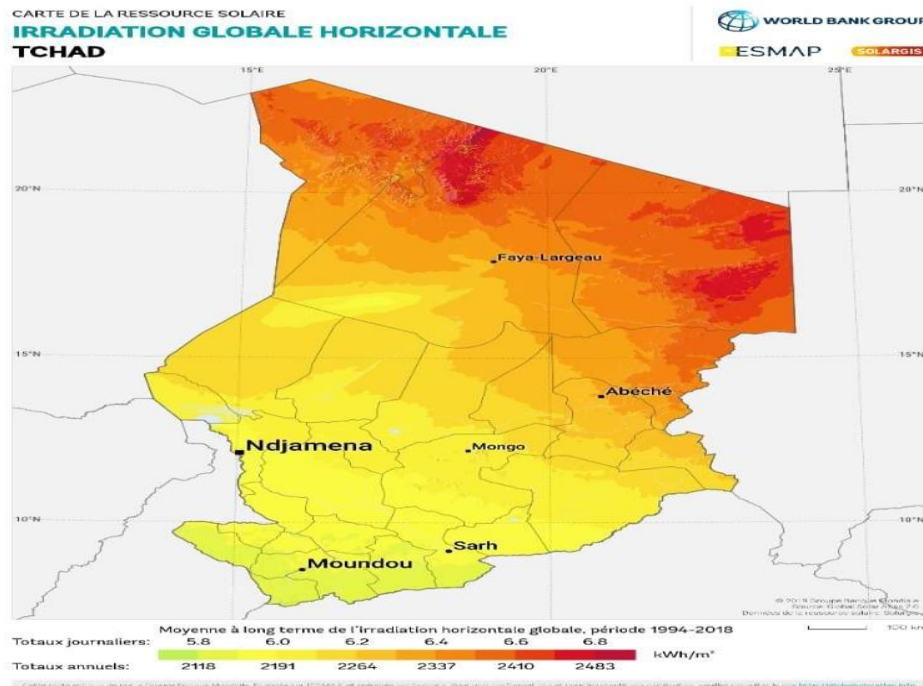
Cette loi n'est pas strictement applicable, compte tenu d'un rayonnement qui varie tout au long de la journée. On définit le nombre d'heures équivalentes correspondants à la réception d'un éclairage de 1000 W/m^2 pendant un certain nombre d'heures. Ce nombre correspondra à l'énergie produite par un module photovoltaïque pendant une journée d'ensoleillement qui présente un certain profil énergétique. [24]

Grâce à la valeur du rayonnement de référence (1000 W/m^2), le nombre d'heures équivalentes se trouve numériquement égale à l'énergie solaire intégrée que l'on exprime en $\text{kWh/m}^2/\text{j}$. La moyenne de l'irradiation globale mensuelle est définie

$$E_{\text{sol}} = N_e \times 1000 \quad (\text{III.2})$$

- E_{sol} : Énergie solaire journalière par unité de surface ($\text{Wh/m}^2/\text{j}$)

- Ne : Nombre d'heure équivalentes (h/j)
- 1000 W/m^2 : puissance dans les conditions STC
- La carte géographique de la figure (III.2), nous renseigne sur l'ensoleillement reçu au Tchad avec une moyenne de 2483 heures au nord du pays et 2118 heures au sud du pays par année. L'intensité du rayonnement global varie en moyenne de 4.5 à 6 kWh/m²/j. La région de Djermaya présente un potentiel solaire très favorable au développement de l'énergie solaire photovoltaïque. La zone du projet reçoit un éclairage global horizontal (GHI) de 2 193 kWh/m²/an ce qui correspond à une valeur d'intensité d'environ 6kWh/m²/j. Compte tenu de l'irrégularité de l'ensoleillement entre l'été et l'hiver, le choix de la période d'ensoleillement utilisée lors du calcul de la puissance dépend du mode d'utilisation de l'énergie photovoltaïque.



III.1.4.1 Pertes énergétique :

Le système photovoltaïque contient plusieurs pertes, le concepteur doit les identifier cas par cas pour pouvoir les chiffrer. Alors on doit prendre toutes les sources de perte du système et tenir compte dans le calcul des modules car ceux-ci doivent fournir toute l'énergie consommée, même celle qui est perdue. On distingue les types de perte suivante :

- Pertes par salissure du panneau ou par un vitrage placé devant, ce qui modifie son courant de charge, mais la tension n'est pas affectée ;
- Pertes par chute de tension aux bornes des diodes série ;

- c) Pertes par chute de tension aux bornes des câbles selon leur longueur, leur section et l'ampérage transporté ;
- d) Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de la baisse de la tension lorsque la température s'élève, la puissance crête est donnée à 25 °C ;
- e) D'autre part, il peut exister un écart entre la réalité et le calcul car il suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement et c'est en fait le courant qui l'est, il faut donc parfois considérer la perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible ;
- f) Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette « perte » dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive [26].

Table III.3 Tableau récapitulatif des principales pertes énergétiques [4]

| Nature de perte | | Perte (%) | Observations |
|--|---|----------------------------|---|
| Pertes par salissure | | 5-10 | Pertes dépendant de l'inclinaison des panneaux et de la fréquence d'entretien |
| Pertes liées aux composants électriques | Régulateur | 2 | Pertes dépendant des caractéristiques internes des composants et de la technologie utilisée (en série, MPT . . .) |
| | Onduleur | 10 | |
| | Diode en série (par branche de modules) | 3-6 | Pertes en fonction du nombre de branches |
| Pertes thermiques | | 0,5 %/°C | Pertes à minimiser par une ventilation adaptée Pertes affectant surtout les systèmes en pays chauds |
| Pertes de dispersion de puissance nominale d'un module | | 3-10 | Pertes selon les fabricants, difficile à vérifier |
| Pertes d'appairage (en série) | | 3 | Pertes à réduire au minimum en réalisant le bon tri des modules |
| Pertes liées à la batterie | | 10 | Pertes dépendant des caractéristiques internes et de la technologie utilisée (tubulaire, plaques, etc) |
| Pertes liées au faible éclairement | | Faible | Pertes à minimiser en fonction de la technologie des modules |
| Pertes ohmiques liées aux câbles | | < 3 voire 1 | Pertes à réduire au minimum en réalisant un dimensionnement du câblage adéquat |
| Coefficient global de perte | | Compris entre 0,65 et 0,90 | |

III.1.4.2 Évaluation du coefficient des pertes C_p

Alors le coefficient de perte en courant est :

$$C_p = 0.9 \times 0.9 \times 0.97 \times 0.90 \times 0.96 \times 0.97 = 0.65 \text{ soit } 35\% \text{ de pertes totales}$$

$$C_p = 65\% \quad \text{(III.3)}$$

Étape 4 : Dimensionnement des panneaux solaire

La taille d'un champ photovoltaïque dépend principalement de sa puissance crête. Le branchement des modules en série est limité par la tension d'entrée de l'onduleur par contre leurs connexions en parallèle dépend du courant de l'onduleur.

III.1.4.3 Nombre totale des panneaux pour une puissance absorbée de 32MWc

Nous rappelons que le module choisi a une puissance de 270W et une tension en circuit ouvert de 37.9V. La puissance absorbée de 32MW, donc le nombre total de modules N_t est exprimé comme suit :

$$N_t = \frac{P_{cx}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad (\text{III.4})$$

$$N_t = \frac{32\,000\,000\text{ MWc}}{270W} = 118\,518.52 \approx 118\,519 \text{ modules}$$

Nous avons pris le module en plus afin d'avoir une puissance supérieure à la puissance demandé.

- N_t : le nombre total des modules
- P_{cx} : puissance Crête

III.1.4.4 Nombre totale des panneaux pour une puissance absorbée de 28MWc

$$N_t = \frac{P_{cx}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad (\text{III.5})$$

$$N_t = \frac{28\,000\,000\text{ MWc}}{270W} = 103\,703.70 \approx 103\,704 \text{ modules}$$

- N_t : le nombre total des modules
 - P_c : puissance Crête
- x

III.1.4.5 Le dimensionnement de 1 MWc est adopté :

Comme il a été expliqué au chapitre 02 paragraphes II.5.1 et II.5.2 nous allons procéder au calcul de la sous centrale de 1MWc qui sera pareil pour tout le reste de la centrale. Ce qui implique que le nombre de modules par onduleur 1 MWc est :

$$N_{tsc} = \frac{P_{csc}}{N_{tsc}} = \frac{1000\text{ kW}}{270} = 3703.70 \approx 3704 \text{ Modules.} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

- P_{csc} : la puissance crête de sous centrale
- N_{tsc} : Nombre totale de module pour une sous centrale

III.1.5 Étape 5 : Dimensionnement de l'onduleur :

Comme nous avons vu au chapitre 2 pour le choix d'un onduleur elle implique plusieurs critères entre autre la compatibilité entre les onduleurs et les panneaux.

Nous avons choisi l'onduleur de type Sunny Central 1000CPXT, dont les caractéristiques sont détaillées dans la fiche technique en (annexe 3).

Nombre de module en parallèle (string) :

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3704}{23} = 161 \text{ Chaines de PV en parallèles} \quad (\text{III.7})$$

Donc :

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{psc} \times I_{scpv}) = 166 \times 9.32 \rightarrow I_{\max} = 1547.12A.$$

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{psc} \times I_{scpv}) = 169 \times 9.32 \rightarrow I_{\max} = 1575.08A.$$

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{psc} \times I_{scpv}) = 167 \times 9.32 \rightarrow I_{\max} = 1556.44 \text{ A.}$$

Les différents cas ne dépassent pas le courant max de l'onduleur 1635A, si nous allons jusqu'à 170 chaînes, l'onduleur sera légèrement surdimensionné. Et en cas de fuite nous ferons face à une panne de l'onduleur.

Avec :

- N_{tsc} : nombre totale de module dans une sous centrale.
- N_{ssc} : Nombre réel de modules en série dans une sous centrale
- N_{psc} : nombre réel de module en parallèle dans une sous centrale
- I_{\max} : courant max des chaînes
- I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

III.1.5.1 Le nombre maximal de panneaux en série :

$$N_{ssc} = \frac{U_{ond.max}}{U_{coppv}} = \frac{1000 \text{ V}}{38,46 \text{ V}} = 26.001 \text{ panneaux}$$

Pour rester dans l'intervalle de tension il nous a semblé bon de trouver la tension maximale, dans une température critique.

$$V_{OC-minT} = V_{OC} \times [1 + \text{coefficient de temperature} \times (T^{\circ}C_{max} - T^{\circ}C_{min})] \quad (III.8)$$

$$V_{OC-minT} = 37.9 \times [1 + \frac{-0.34\%}{100} \times (34 - 24)] = 38,46 \text{ V}$$

$$\rightarrow U_{DC \text{ branche}} = 23 \times 38.46 = 884.58 \text{ V} < U_{ond.max} ;$$

$$\rightarrow U_{DC \text{ branche}} = 22 \times 38.46 = 846.12 \text{ V} < U_{ond.max} ;$$

Donc le nombre maximal des modules série par branche est $N_{ssc} = 23$ et 22 modules

Nous avons choisi 23 et 22 modules en série pour rester dans l'intervalle de la tension de l'onduleur, qui est de 1000V, tout en évitant d'être dans un sous dimensionnement de l'onduleur.

- $U_{ond.max}$: tension max de l'onduleur
- $V_{CO-minT}$: Tension du circuit ouvert du module.

III.1.5.2 Nombre total des panneaux pour la puissance absorbée de 32MWc est :

$$\rightarrow N_t = N_{psc} \times N_{ssc} \times \text{nombre d'onduleurs} \quad (III.9)$$

$$\rightarrow N_t = (166 \times 23 \times 10) + (166 \times 22 \times 22) = \mathbf{118524} \text{ modules.}$$

Donc lorsque nous calculons le nombre de panneau sans repartie parallèle, série nous avons 118519 modules, mais après répartition nous avons 118519 modules donc 5 modules de plus fut ajouter.

$$N_t > N_t = 5 \text{ modules.} \quad N_t = 118\ 519 \text{ modules}$$

Ce tableau ci-dessous montre clairement le nombre de panneaux solaires qui seront connectés à chaque onduleur, détaillant le nombre en série et ceux en parallèle. Tous les onduleurs ont les mêmes caractéristiques mentionnées en annexe. Les valeurs sous I_{\max} et U_{\max} sont respectivement les valeurs

maximales de courant et de tension qui devraient être fournies par les panneaux solaires à l'onduleur. Ils ont été calculés pour garantir que les spécifications de l'onduleur soient respectées et qu'ils ne soient pas surchargés. La dernière colonne donne la puissance crête qui sera produite par l'onduleur.

Table III.4 récapitulatif d'installation 32MWc

| N° Des onduleurs | Nbr de modules | Nbr en série | Nbr en shunt | I _{max} (A) | U _{max} (V) | Puissance Crete (MWc) |
|------------------|----------------|--------------|--------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| OND.1 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.2 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.3 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.4 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.5 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.6 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.7 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.8 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.9 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.10 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.11 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.12 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.13 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.14 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.15 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.16 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.17 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.18 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.19 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.20 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.21 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.22 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0.986040 |
| OND.23 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.24 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.25 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.26 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.27 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.28 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.29 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.30 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.31 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| OND.32 | 3818 | 23 | 166 | 1547.12 | 884.58 | 1.030860 |
| Total | 118524 | | | | | 32.001480 |

La différence de puissance = 32001480-32000000= 1480W

Vérification des approximations de la sous centrale de 32Mwc

- Le 1^{er} cas : 22 onduleurs qui produire une puissance crête de 0.986040 MWc

$$\rightarrow \text{Nombre de modules} = \frac{986040W}{270 W} \rightarrow N = 3652 \text{ modules}$$

- **Le 2^{em} cas** 10 onduleurs qui produire une puissance crête de 1,003860 MWc

$$\rightarrow \text{Nombre de modules} = \frac{1,003860 \text{ W}}{270 \text{ W}} = 3718 \text{ modules}$$

Le rapport de puissance de l'onduleur reste dans l'intervalle de dimensionnement

$$\frac{P_o}{P_c} = \frac{1122 \text{ kW}}{1003,860 \text{ kW}} = 1.12$$

Calcule des caractéristiques de courante tension dans chaque cas :

A) Dans le **1er** cas on a $N_{\text{tsc}} = 3652$ modules avec un panneau en série ce qui implique que :

$$N_{\text{psc}} = \frac{N_{\text{tsc}}}{N_{\text{ssc}}} = \frac{3652}{22} = 166 \text{ Chaines de PV en parallèles}$$

$$\rightarrow I_{\text{max}} = (N_{\text{psc}} \times I_{\text{ccpv}}) = 166 \times 9.32 \rightarrow I_{\text{max}} = \mathbf{1547.12A}$$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur

$$\rightarrow U_{\text{max}} = (N_{\text{ssc}} \times U_{\text{copv}}) = 22 \times 38.46 \rightarrow U_{\text{max}} = \mathbf{846.12 \text{ V}}$$

Elle ne dépasse pas la tension max de l'onduleur

B) Dans le 2^{ième} cas on a $N_{\text{tsc}} = 3718$ modules avec 26 panneaux en série ce qui implique que :

$$N_{\text{psc}} = \frac{N_{\text{tsc}}}{N_{\text{ssc}}} = \frac{3818}{23} \approx 166 \text{ Chaînes de PV en parallèles.}$$

$$\rightarrow I_{\text{max}} = (N_{\text{psc}} \times I_{\text{ccpv}}) = 166 \times 9.32 \rightarrow I_{\text{max}} = \mathbf{1547.12A}$$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur

$$\rightarrow U_{\text{max}} = (N_{\text{ssc}} \times U_{\text{copv}}) = 23 \times 38,46 \rightarrow U_{\text{max}} = \mathbf{884.58V}$$

Elle ne dépasse pas la tension max de l'onduleur

III.1.5.3 Nombre total des panneaux pour la puissance absorbée de 28MWc est :

$$N_t = N_{\text{psc}} \times N_{\text{ssc}} \times \text{nombre d'onduleurs} \quad (\text{III.10})$$

$$\rightarrow N_t = (169 \times 2 \times 22) + (166 \times 19 \times 166) + (167 \times 7 \times 23) = 103711 \text{ modules}$$

Pareil pour 28MWc, lorsque nous calculons le nombre de panneau sans repartie parallèle, série nous avons 1103704 modules, mais après répartition nous avons 103711 modules donc nous avons un plus de 7 modules. $N_t > N_t = 7$ modules $N_t = 103\ 704$ modules

Table III.5 : récapitulatif de l'installation 28MWc

| N° Des | Nbr de | Nbr en | Nbr en | I _{max} (A) | U _{max} (V) | Puissance |
|--------|--------|--------|--------|----------------------|----------------------|-----------|
|--------|--------|--------|--------|----------------------|----------------------|-----------|

| onduleurs | modules | série | shunt | | | Crête(MWc) |
|-----------|---------|-------|-------|---------|--------|------------|
| OND.1 | 3718 | 22 | 169 | 1575.08 | 846.12 | 1,003860 |
| OND.2 | 3718 | 22 | 169 | 1575.08 | 846.12 | 1,003860 |
| OND.3 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.4 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.5 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.6 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.7 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.8 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.9 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.10 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.11 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.12 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.13 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.14 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.15 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.16 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.17 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.18 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.19 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.20 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.21 | 3652 | 22 | 166 | 1547.12 | 846.12 | 0,996840 |
| OND.22 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.23 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.24 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.25 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.26 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.27 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| OND.28 | 3841 | 23 | 167 | 1556.44 | 884.58 | 1,003860 |
| 28 | 103711 | | | | | 28.20717 |

La différence de puissance = 28207170- 28000000 = 207.17kW

III.1.6 Vérification des approximations de la sous centrale de 28MWc

Le nombre total des modules de la puissance absorbée de 28MW est :

- **Le 1^{er} cas** : 2 onduleurs qui produire une puissance crête de 1,003860MWc

$$\rightarrow \text{Nombre de modules} = \frac{1,003860 \text{ W}}{270 \text{ W}} \rightarrow N = 3718 \text{ modules}$$

- **Le 2^{em} cas** : 19 onduleur qui produire une puissance crête de 0.996840MWc

$$\rightarrow \text{Nombre de modules} = \frac{0,996840 \text{ W}}{270 \text{ W}} \rightarrow N = 3692 \text{ modules}$$

- **Le 3^{em} cas** : 7 onduleur qui produire une puissance crête de 1,037070 MWc

$$\rightarrow \text{Nombre de modules} = \frac{1,037070 \text{ W}}{270 \text{ W}} \rightarrow N = 3841 \text{ modules}$$

Calcule des caractéristiques des courants et tension dans chaque cas :

A) Dans le **1er** cas on a $N_{tsc} = 3718$ modules avec 22 panneau en série ce qui implique que :

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3718}{22} = 169 \text{ Chaînes de PV en parallèles}$$

➤ $I_{max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 169 \times 9.32 \rightarrow I_{max} = 1575.08 \text{ A}$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur

➤ $U_{max} = (N_{ssc} \times U_{copv}) = 22 \times 38,46 \rightarrow U_{max} = 846.12 \text{ V}$

Elle ne dépasse pas la tension max de l'onduleur

B) Dans le 2ième cas on a $N_{tsc} = 3652$ modules avec 22 panneaux en série ce qui implique que :

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3652}{22} = 166 \text{ Chaînes de PV en parallèles.}$$

➤ $I_{max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 166 \times 9.32 \rightarrow I_{max} = 1547.12 \text{ A.}$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur

➤ $U_{max} = (N_{ssc} \times U_{copv}) = 22 \times 38,46 \rightarrow U_{max} = 846.12 \text{ V}$

Elle ne dépasse pas la tension max de l'onduleur

C) Dans le 2ième cas on a $N_{tsc} = 3841$ modules avec 23 panneaux en série ce qui implique que :

$$N_{psc} = \frac{N_{tsc}}{N_{ssc}} = \frac{3841}{23} = 167 \text{ Chaînes de PV en parallèles.}$$

➤ $I_{max} = (N_{psc} \times I_{ccpv}) = 167 \times 9.32 \rightarrow I_{max} = 1556.44 \text{ A.}$

Elle ne dépasse pas le courant max de l'onduleur

➤ $U_{max} = (N_{ssc} \times U_{copv}) = 23 \times 38,46 \rightarrow U_{max} = 884.58 \text{ V}$

Elle ne dépasse pas la tension max de l'onduleur

III.1.6.1 Interprétation du dimensionnement

- ❖ Après calcul nous pouvons nous rendre compte que chaque paramètre est vérifié : il s'agit du courant maximal de l'onduleur qui ne dépasse pas 1635A, de la tension de l'onduleur qui ne dépasse pas 1000V et de la puissance crête qui reste dans l'intervalle $0.8 \leq 1.12 \leq 1.2$.
- ❖ Pour équilibrer le système et compenser la puissance nous avons transféré les 11 panneaux manquants sur le dimensionnement de 32MWc à celui de 28MWc. Donc au lieu d'avoir 118519 modules pour les 32MWc nous avons 118524 modules. Pour le dimensionnement de 28MWc au lieu d'avoir 103704 modules nous avons 103711 modules. Jusqu'à là nous avons un plus de 12 panneaux. Mais comme la puissance totale de la centrale est 60MWc et la puissance d'un panneau est 270Wc, la puissance en plus est de 3,240kW ce qui correspond au nombre de panneau à ajouter. Alors pour un bon dimensionnement cela est nécessaire.

❖ Cette structure est la meilleure car elle facilite l'achat des chaînes, trois types de structure est nécessaire 166,167,169 et aide à la répartition des tâches sur le chantier.

❖ **Resume sur le bilan :**

Le nombre de panneau total des deux tranches de la centrale

Nombre théorique = 118519 + 103704 = 222223 modules

Nombre a installé = 118524 + 103711 = 222235 modules

Puissance réel installé = 60003450 MW

Production théorique installée = 60,000021 MW

Différence = 3429 W

Cette différence correspond aux nombre de panneaux ajouter qui est $12 \times 270 = 3240W$

III.1.7 Étape 6 : Le câblage

Câble DC de la chaîne solaire (combineur en T) :

C'est le câble qui relie les deux chaînes solaires, chaque chaîne constituée de 23 panneaux maximum avec les caractéristiques suivantes :

Courant de fonctionnement optimum (I_{mpp}) = 8.75 A,

Courant de court-circuit (I_{cc}) = 9.32 A

Ce qui implique que le courant (I_c) circulant dans une chaîne est :

$$I_c = 9.32 \times 1.25 = 11.65 \text{ A}$$

1.25 : Est un coefficient contre les surcharges côté continu provient de la norme 712.433.

➤ **Le courant d'emploi I_B :**

$$I_B = 9.32 \times 1.25 \times 2 = 23.3 \text{ A}$$

➤ **Courant admissible I_z :**

$$I_z > \frac{I_B}{K1 \times K2 \times K3}$$

D'après les tableaux (annexe) les valeurs de K1, K2 et K3 sont :

Mode de pose : sur chemin de câble ou tablettes perforés en parcours horizontal ou vertical (autre cas) ;

Câble : mono conducteur ;

Lettre de sélection : E ; d'après le tableau (annexe 8)

N° 13 ;

Température 40°C ;

Isolant : PVC ;

D'où la détermination des différents facteurs de correction d'après le tableau (annexe 9)

$K_1=1, K_2= 0.85, K_3= 0.87,$

Donc :

Donc :

$$\rightarrow I_z > \frac{23.3}{1 \times 0.85 \times 0.87} = 31.51 \text{ A}$$

- Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PVC3 = isolant P et 2 conducteurs chargés,

La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 31.51 \text{ A}$:

40 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 4 mm^2 (lue dans la ligne),

39 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 6 mm^2 (lue dans la ligne). Nous s'utiliserons le câble en cuivre de 4 mm^2 . Tableau (III.9)

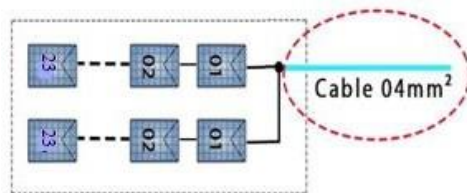


Figure III.3 : Câbles de section 4 mm^2 reliant deux chaînes solaire

❖ Câble électrique collecteur :

Le câble électrique collecteur est un câble qui regroupe plusieurs tables, chaque table est constituée de deux chaînes, le regroupement de 8 tables est considéré comme un générateur photovoltaïque standard. Alors on a deux cas pour le dimensionnement de ce câble en fonction des générateurs photovoltaïque.

❖ Dimensionnement du câble collecteur pour le sous central 32 MWc

1^{er} cas : 22 onduleurs de 0.996840 MWc chaque onduleur est constitué de 166 chaînes solaires, chaque chaîne contient 22 modules montée en série. Après calcul nous avons décidé de prendre 16 tables de 2 chaînes par table.

Ce qui implique qu'il y a :

- **10 Générateurs photovoltaïques constitué de 16 chaînes**
- **1 générateur photovoltaïque constitué de 6 chaînes**

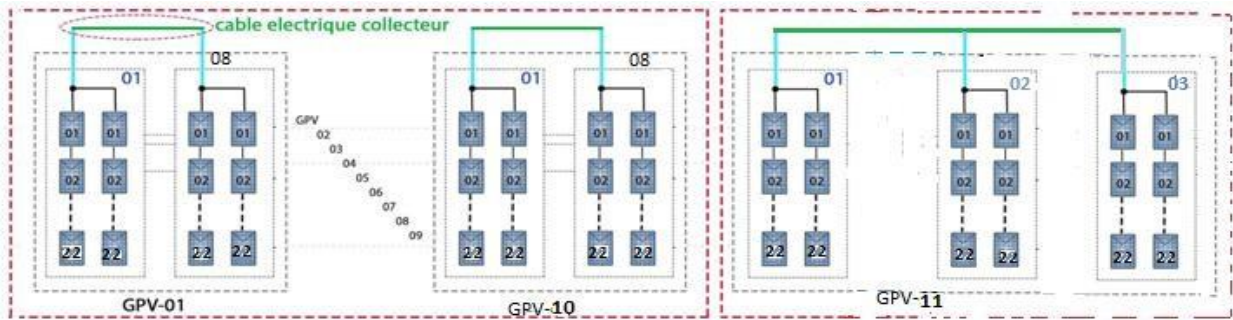


Figure III.4: 1^{er} cas de regroupement des chaînes

2^{em} cas : 10 onduleurs de 1.003860 MWc chaque onduleur est constitué de 166 chaînes solaires, chaque une contient 23 modules montée en série. Après calcul nous avons décidé de prendre 8 tables de 16 chaînes et une table de 6 chaînes.

Ce qui implique qu'il y a

- **10 Générateurs photovoltaïques constitué de 16 chaînes**
- **1 générateur photovoltaïque constitué de 6 chaînes**

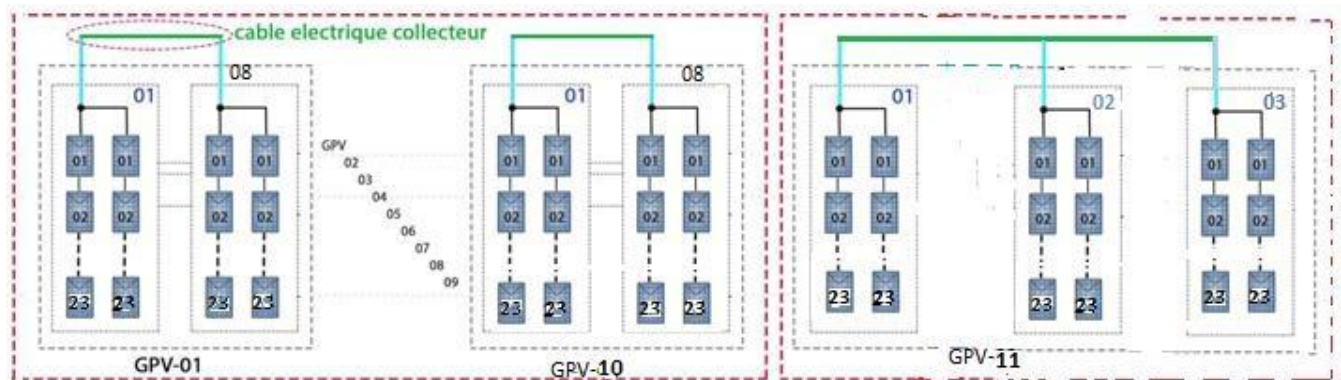


Figure III.5: 2^{er} cas de regroupement des chaînes

❖ **Dimensionnement du câble collecteur pour le sous central 28 MWc**

1^{er} cas : 2 onduleurs de 1.003860 MWc chaque onduleur est constitué de 169 chaînes solaires, chaque une contient 22 modules montée en série. Ce qui implique qu'il y a :

- **10 Générateurs photovoltaïques constitué de 16 chaînes**
- **1 générateur photovoltaïque constitué de 9 chaînes**

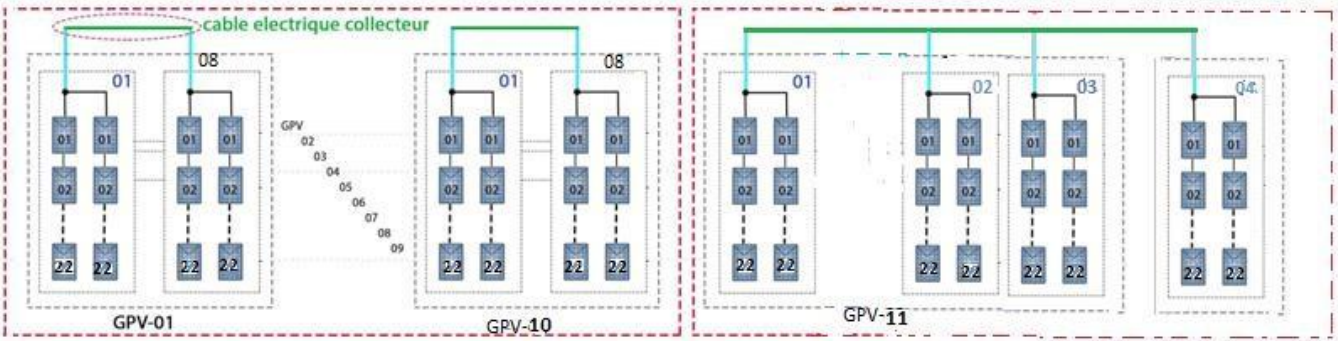


Figure III.6 :1^{er} cas de regroupement des chaînes

2^{em} cas : 19 onduleurs de 0.996840MwC chaque onduleur est constitué de 166 chaînes solaires, chaque une contient 22 modules montée en série. Ce qui implique qu'il y a :

- 10 Générateurs photovoltaïques constitué de 16 chaînes.
- 1 générateur photovoltaïque constitué de 6 chaînes.

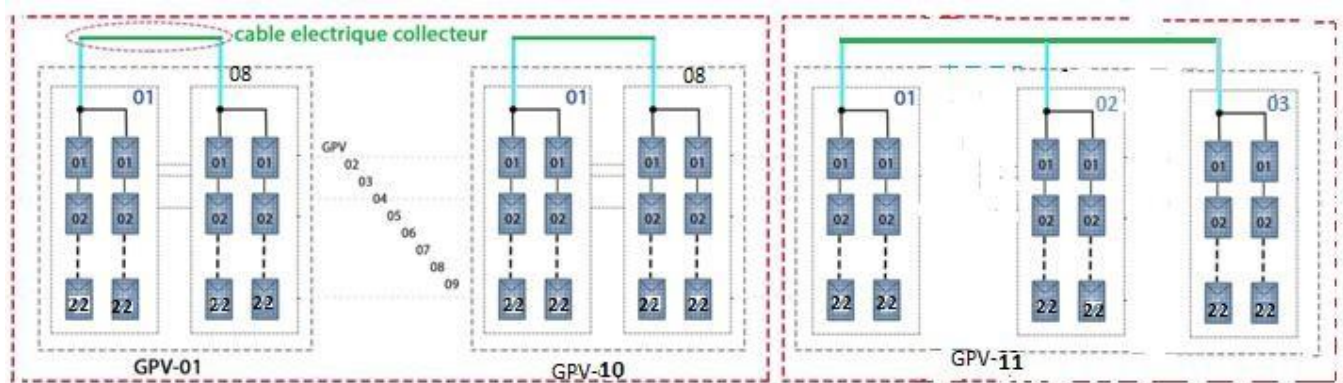


Figure III.7:2^{er} cas de regroupement des chaînes

3^{em} cas : 7 onduleurs de 1.003860 MwC chaque onduleur est constitué de 167 chaînes solaires, chaque une contient 23 modules montée en série.

Ce qui implique qu'il y a :

- 10 Générateurs photovoltaïques constitué de 16 chaînes.
- 1 générateur photovoltaïque constitué de 7 chaînes.

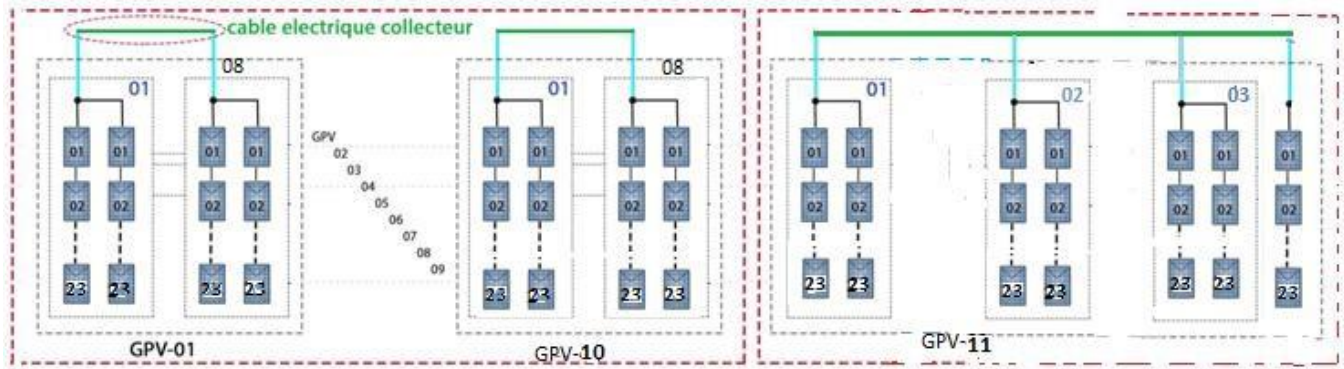


Figure III.8: 3^{er} cas de regroupement des chaînes

III.1.7.1 Calcule les courants I_B et I_Z du Câble électrique collecteur :

a) Le courant d'emploi I_B :

- Pour 16 chaînes : $I_B = 9.32 \times 16 \times 1.25 = 186.4A$
- Pour 6 chaînes : $I_B = 9.32 \times 6 \times 1.25 = 69.9A$
- Pour 7 chaînes : $I_B = 9.32 \times 7 \times 1.25 = 81.55A$
- Pour 9 chaînes : $I_B = 9.32 \times 9 \times 1.25 = 104.85A$

III.1.7.2 Courant admissible I_z :

D'après les tableaux (annexe 9) les valeurs de K1, K2 et K3 sont égales à :

$$K1 = 1 \quad K2 = 0.85 \quad K3 = 0.79$$

Donc,

- Pour 16 chaînes : $I_z > \frac{163.4}{\frac{1 \times 0.85 \times 0.79}{69.9}} = 242.88A$
- Pour 6 chaînes : $I_z > \frac{69.9}{\frac{1 \times 0.85 \times 0.79}{81.55}} = 104.095A$
- Pour 7 chaînes : $I_z > \frac{81.55}{\frac{1 \times 0.85 \times 0.79}{104.85}} = 121.44 A$
- Pour 9 chaînes : $I_z > \frac{104.85}{\frac{1 \times 0.85 \times 0.79}{156.14}} = 156.14 A$

Le nombre de chaînes connectées pour former un générateur n'est pas similaire, il en résulte donc des sections de câbles différentes. Le tableau (III.9) propose des sections pour les câbles en cuivre et en aluminium. Pour être sûr d'éviter tout sous dimensionnement nous prendrons le courant du nombre de chaîne le plus élevé. La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 252.06 A$:

278 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 95 mm^2 (lue dans la ligne),

283 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 150 mm^2 (lue dans la ligne).

Nous s'utiliserons le câble en cuivre de 95 mm^2 est utilise.

Le câble choisi est celui de 95 mm^2 , avec pour courant plus proche de 278A.

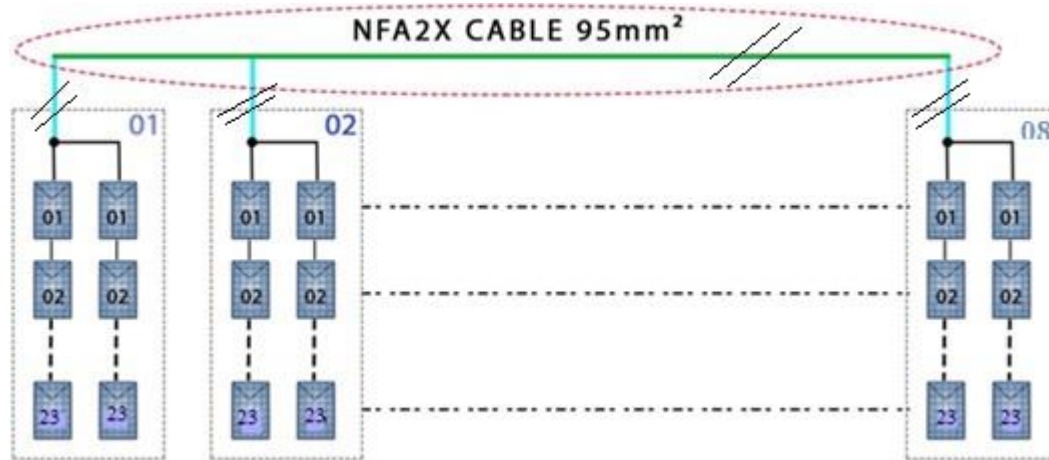


Figure III.9 Câble électrique collecteur d'une section 95 mm²

III.1.7.3 Câble DC Principal :

Chaque sous-centrale de 1 MWc dispose d'au moins 9 générateurs. Chaque générateur aura son propre câble appelé DC principal. Tous ces câbles seront transmis à un boîtier de jonction appelé central box puis regroupés avec un jeu de barres. La section du câble principal DC sera la même que celle du câble collecteur car ils transporteront le même courant. Avoir un autre câble de section différente peut être envisagé en cas de changement de mode de pose (k1). Donc on doit augmenter la section de ce dernier et on a pris un câble de 120mm² en aluminium, pour un courant admissible de 322A.

Table III.6 Les caractéristiques du central box retenu

| Entrées | Sorties |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> Tension CC autorisée (UDC max) : 1000 V Courant CC par entrée : 140A max. Nombre d'entrées CC:18 max. | <ul style="list-style-type: none"> Borne principale : Cosse de câble MIO Nombre de sorties CC : 2 Courant de sortie : 2x 700A max. |

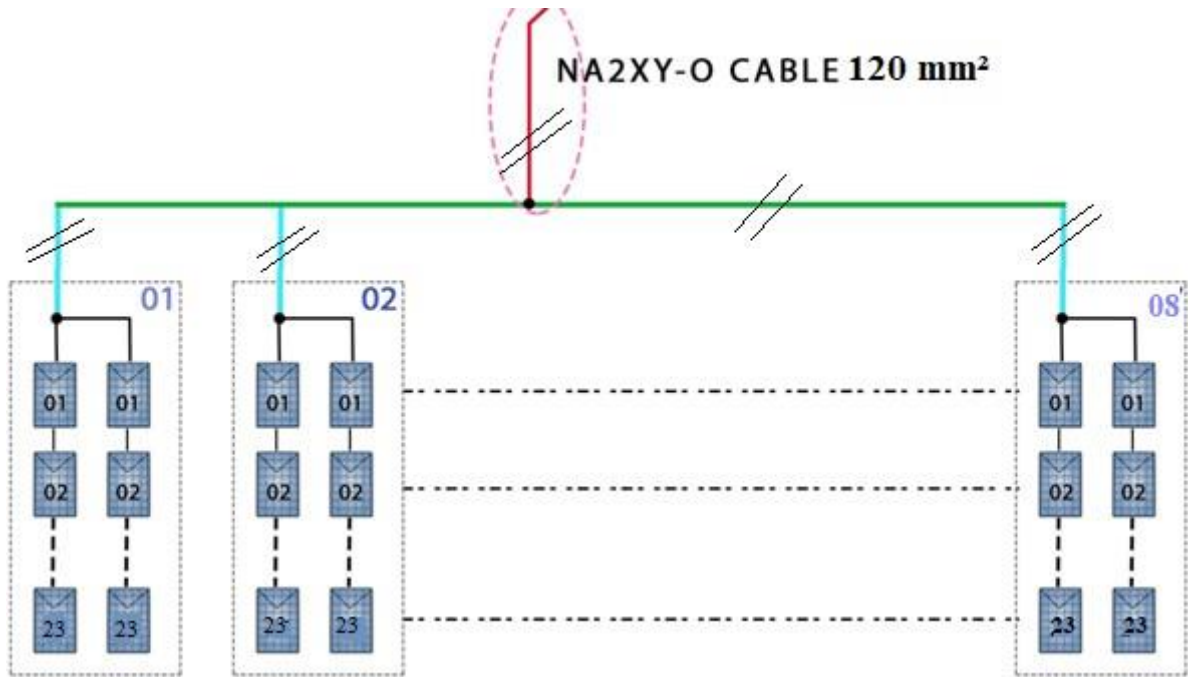


Figure III.10 : Câble DC Principal d'une section de 120 mm²

III.1.7.4 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

La puissance à la sortie du jeu de barre du central box est transportée vers l'onduleur avec des câbles qui sont présentés dans le tableau (III.6). Le plus grand nombre de panneaux solaires dans une sous-centrale de 1 MWc est de 3692. Il dispose de 8 générateurs composés de 16 chaînes et d'un générateur de 14 chaînes. Ceci sera utilisé pour déterminer la section du câble utilisé pour transmettre la puissance du central box à l'onduleur en considérant que les différences de courant transporté avec les autres sous-centrales sont très faibles.

a) Courant d'emploi I_B :

$$\rightarrow I_B = (186.4 \times 11) = 2050.4A$$

11: nombre d'entrée du central box utilisé.

b) Courant admissible I_Z :

On utilise les mêmes tableaux (annexe 09) pour déduire les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 :

$$K_1 = 1, \quad K_2 = 0.85, \quad K_3 = 0.79$$

$$\rightarrow I_Z > \frac{I_B}{k_1 \times K_2 \times K_3} = \frac{2050.4A}{1 \times 0.85 \times 0.79} = 3053.46 A$$

Vue que notre courant est très élevé on va le transporter sur 3 câble parallèle ce qui implique que :

$$\rightarrow I_Z = \frac{3053.46}{3} = 1017.82A$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à ce courant qui est de 1017.82 A on se réfère au tableau (III.7), Alors on choisit la valeur du courant admissible de 1041A et on obtient une section de $3 \times 300\text{mm}^2$ par chaque câble.

Table III.7 : référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

| mm ² | | mm | mm | mm | mm | mm | mm | mm | mm | kg | A | kA | kJ/m | |
|---|----------|------|----|------|------|-----|-----|-----|------|------|-------|-------|------------------------------|--|
| SIENOPYR(120) (N)HXSGAFHXOE EN50264-3-1 1800 V ... FM | | | | | | | | | | | | | ohne Schirm / without screen | |
| 1,5 | 5DB7 501 | 1,5 | - | 5,5 | 6,4 | 23 | 58 | 46 | 48 | 36 | 0,189 | 624 | | |
| 2,5 | 5DB7 502 | 2,0 | - | 6,0 | 6,9 | 25 | 63 | 50 | 61 | 49 | 0,315 | 700 | | |
| 4 | 5DB7 503 | 2,4 | - | 6,4 | 7,3 | 27 | 67 | 54 | 78 | 65 | 0,504 | 777 | | |
| 6 | 5DB7 504 | 2,9 | - | 6,9 | 7,8 | 29 | 72 | 58 | 99 | 82 | 0,756 | 862 | | |
| 10 | 5DB7 505 | 3,9 | - | 8,3 | 9,2 | 34 | 86 | 69 | 150 | 116 | 1,26 | 1165 | | |
| 16 | 5DB7 506 | 5,6 | - | 10,3 | 11,5 | 43 | 107 | 86 | 227 | 156 | 2,02 | 1647 | | |
| 25 | 5DB7 507 | 6,7 | - | 12,4 | 13,6 | 64 | 128 | 102 | 342 | 206 | 3,15 | 2357 | | |
| 35 | 5DB7 508 | 7,9 | - | 13,6 | 14,8 | 70 | 140 | 112 | 442 | 256 | 4,41 | 2647 | | |
| 50 | 5DB7 509 | 9,4 | - | 15,0 | 16,5 | 78 | 155 | 124 | 587 | 323 | 6,30 | 3009 | | |
| 70 | 5DB7 510 | 10,9 | - | 16,5 | 18,0 | 85 | 170 | 136 | 774 | 407 | 8,82 | 3371 | | |
| 95 | 5DB7 511 | 12,6 | - | 19,0 | 20,5 | 98 | 195 | 156 | 1039 | 486 | 12,0 | 4384 | | |
| 120 | 5DB7 512 | 14,3 | - | 20,7 | 22,2 | 106 | 212 | 170 | 1273 | 571 | 15,1 | 4848 | | |
| 150 | 5DB7 513 | 16,2 | - | 23,0 | 24,5 | 118 | 235 | 188 | 1573 | 659 | 18,9 | 5740 | | |
| 185 | 5DB7 514 | 17,6 | - | 24,5 | 26,9 | 127 | 253 | 202 | 1909 | 750 | 23,3 | 6540 | | |
| 240 | 5DB7 515 | 20,8 | - | 27,7 | 30,1 | 143 | 285 | 228 | 2421 | 900 | 30,2 | 7515 | | |
| 300 | 5DB7 516 | 23,1 | - | 30,0 | 32,4 | 154 | 308 | 246 | 2959 | 1041 | 37,8 | 8216 | | |
| 400 | 5DB7 517 | 26,8 | - | 34,1 | 37,7 | 177 | 353 | 282 | 3917 | 1250 | 50,4 | 10453 | | |

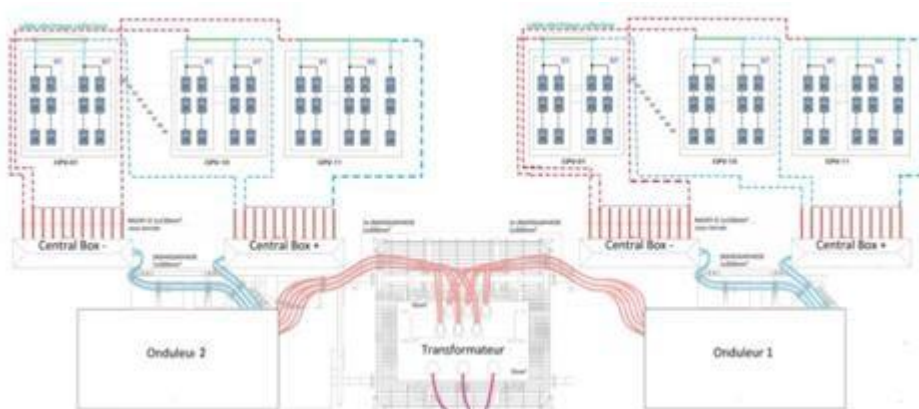


Figure III.11 : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

III.1.7.5 Câble du transformateur Skid et cellule RMU :

Nous avons choisi ce transformateur : transformateur SGB élévateur avec des caractéristiques techniques suivantes:

- Puissance nominale : 1800kVA
- Tension nominale / Fréquence : 30KV/400V / 50HZ
- Plage de fonctionnement : $\pm 2 \times 2,5\%$

- Classe d'isolement : A
- Durée de court-circuit : 2s
- Degré de protection : IP54

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% de la tension nominale autorisée est donc de 27KV.

III.1.8 Le courant d'emploi $I_{B.skid}$:

$$I_{B.skid} = \frac{2 \times 1100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 47,04A$$

6 h/jour de production PV sont supposées en moyenne, donc la puissance maximale du Skid par jours est la suivante :

$$I_{PV.Journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 47,04 = 282,26A / \text{jour.}$$

III.1.9 Courant admissible I_z :

D'après les tableaux (annexe 09) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.82, K3 = 0.71$$

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{282,26}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 510,33A$$

→ Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 255.17A en se réfère au tableau (III.9), alors on obtient une section de $2 \times 120\text{mm}^2$ correspond à un courant admissible de 276A. (PV3 en cuivre) et 185mm^2 (PV3 en aluminium) pour un courant admissible de 280A

III.1.9.1 Câble de la connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 8skid, donc :

III.1.9.2 Le courant d'emploi $I_{B.Boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 8 \times 47.04 = 376,32A$$

III.1.9.3 Courant admissible $I_{z.boucle}$:

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés a partir des tableaux (annexe 09) :

$$K1 = 0.90, K2 = 0.88, K3 = 0.87$$

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{376.32}{0.9 \times 0.88 \times 0.87} = 669.22A$$

→ Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 669,22 A en se réfère au tableau (III.9), puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisit la première valeur supérieure normalisée sur le tableau $I_z = 749A$ et on obtient une section 500 mm^2 . (PV2 en cuivre)

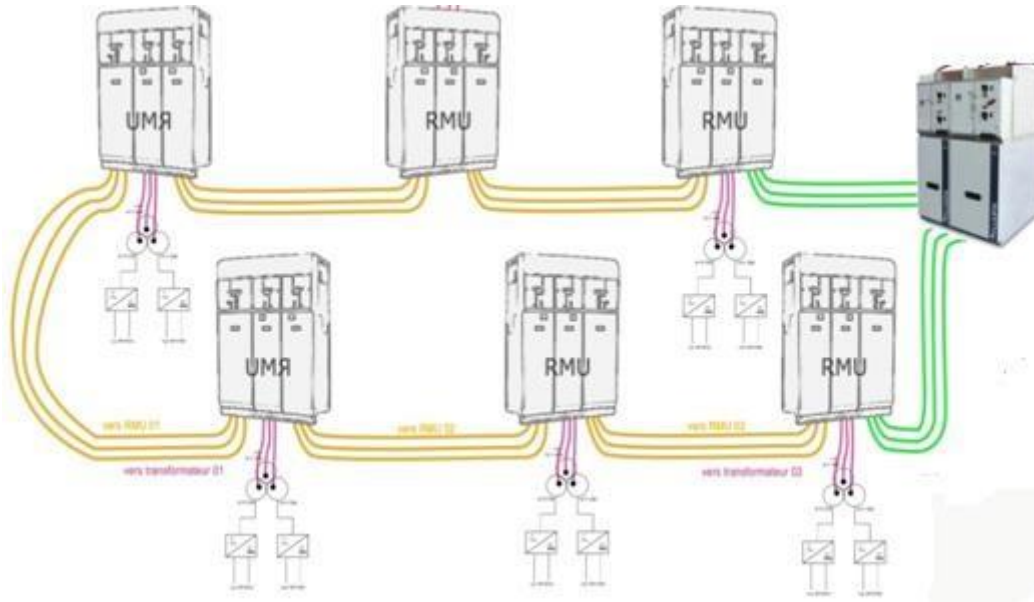


Figure III.12: Câble de la connexion boucle

III.1.9.4 Connexion au poste de livraison :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 8 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

III.1.9.5 Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 8 \times 47.04 = 376,32A$$

III.1.9.6 Courant admissible I_z

D'après les tableaux (annexe 09) les valeurs de K1, K2 et K3 Egales :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.73, K3 = 0.79$$

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{376.32}{0.9 \times 0.88 \times 0.71} = 669.22A$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant en se réfère au tableau (III.9), alors on obtient une section de 500mm² correspond à un courant admissible de 749A

Table III.8 Caractéristiques technique des câbles NFA2X - NA2XY

| Caractéristique technique | Câbles NFA2X | Câbles NA2XY |
|------------------------------------|------------------------|-----------------------|
| Section | 1 x120 mm ² | 1 x185mm ² |
| Types | Aluminium | Aluminium |
| Tension nominale | 0.6/1Kv | 0,6/1Kv |
| Tension de test | 4000Veff | 4000Veff |
| Température de fonctionnement | -30° C / +80°C | -50C° à +90C° |
| Température du conducteur | +80° C max | +90oC |
| Température du coup de circuit max | +130 /5 °C/s | +250/5°C/s |

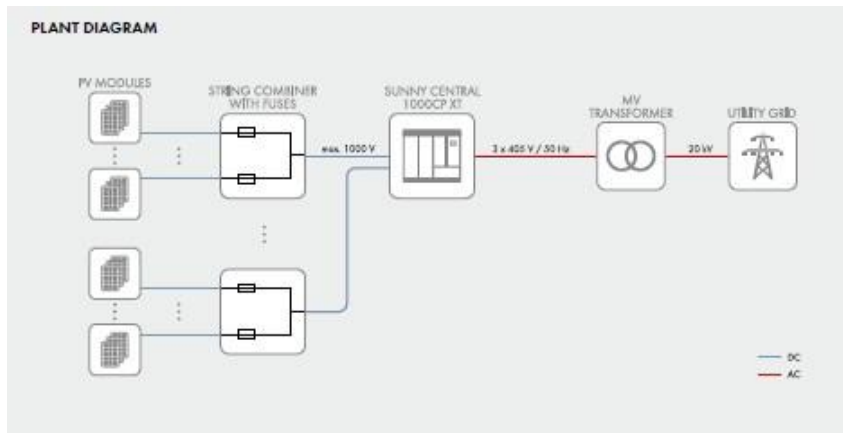


Figure III.13: schéma de câblage des équipements de SKID

Table III.9 : référence des câbles de transmission MT [9]

| Lettre de sélection: | Isolant et nombre de conducteurs chargés: | | | | | | | | |
|---|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| | B | C | E | F | | | | | |
| | PVC 3 | PVC 3 | | | PR 3 | | PR 2 | | |
| | | | PVC 3 | | PVC 2 | PR 3 | | PR 2 | |
| | | | | PVC 3 | | PVC 2 | PR 3 | | PR 2 |
| | | | | | PVC 3 | | PVC 2 | PR 3 | PR 2 |
| Section (mm ²) Cuivre | | | | | | | | | |
| 1,5 | 15,5 | 17,5 | 18,5 | 19,5 | 22 | 23 | 24 | 26 | |
| 2,5 | 21 | 24 | 25 | 27 | 30 | 31 | 33 | 36 | |
| 4 | 28 | 32 | 34 | 36 | 40 | 42 | 45 | 49 | |
| 6 | 36 | 41 | 43 | 48 | 51 | 54 | 58 | 63 | |
| 10 | 50 | 57 | 60 | 63 | 70 | 75 | 80 | 86 | |
| 16 | 68 | 76 | 80 | 85 | 94 | 100 | 107 | 115 | |
| 25 | 89 | 96 | 101 | 112 | 119 | 127 | 138 | 149 | 161 |
| 35 | 110 | 119 | 126 | 138 | 147 | 158 | 169 | 185 | 200 |
| 50 | 134 | 144 | 153 | 168 | 179 | 192 | 207 | 225 | 242 |
| 70 | 171 | 184 | 196 | 213 | 229 | 246 | 268 | 289 | 310 |
| 95 | 207 | 223 | 238 | 258 | 278 | 298 | 328 | 352 | 377 |
| 120 | 239 | 259 | 276 | 299 | 322 | 346 | 382 | 410 | 437 |
| 150 | | 299 | 319 | 344 | 371 | 395 | 441 | 473 | 504 |
| 185 | | 341 | 364 | 392 | 424 | 450 | 506 | 542 | 575 |
| 240 | | 403 | 430 | 461 | 500 | 538 | 599 | 641 | 679 |
| 300 | | 464 | 497 | 530 | 576 | 621 | 693 | 741 | 783 |
| 400 | | | | | 656 | 754 | 825 | | 940 |
| 500 | | | | | 749 | 868 | 946 | | 1083 |
| 630 | | | | | 855 | 1005 | 1088 | | 1254 |
| Section (mm ²) Aluminium | | | | | | | | | |
| 2,5 | 16,5 | 18,5 | 19,5 | 21 | 23 | 24 | 26 | 28 | |
| 4 | 22 | 25 | 26 | 28 | 31 | 32 | 35 | 38 | |
| 6 | 28 | 32 | 33 | 36 | 39 | 42 | 45 | 49 | |
| 10 | 39 | 44 | 46 | 49 | 54 | 58 | 62 | 67 | |
| 16 | 53 | 59 | 61 | 66 | 73 | 77 | 84 | 91 | |
| 25 | 70 | 73 | 78 | 83 | 90 | 97 | 101 | 108 | 121 |
| 35 | 86 | 90 | 96 | 103 | 112 | 120 | 126 | 135 | 150 |
| 50 | 104 | 110 | 117 | 125 | 136 | 146 | 154 | 164 | 184 |
| 70 | 133 | 140 | 150 | 160 | 174 | 187 | 198 | 211 | 237 |
| 95 | 161 | 170 | 183 | 195 | 211 | 227 | 241 | 257 | 289 |
| 120 | 186 | 197 | 212 | 226 | 245 | 263 | 280 | 300 | 337 |
| 150 | | 227 | 245 | 261 | 283 | 304 | 324 | 346 | 389 |
| 185 | | 259 | 280 | 298 | 323 | 347 | 371 | 397 | 447 |
| 240 | | 305 | 330 | 352 | 382 | 409 | 439 | 470 | 530 |
| 300 | | 351 | 381 | 406 | 440 | 471 | 508 | 543 | 613 |
| 400 | | | | | 526 | 600 | 663 | | 740 |
| 500 | | | | | 610 | 694 | 770 | | 856 |
| 630 | | | | | 705 | 805 | 889 | | 989 |

III.2 Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un

défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique : sélectivité chronométrique par le temps, sélectivité ampérométrique par les courants, sélectivité par échange d'informations dite sélectivité logique, sélectivité par utilisation de protections directionnelles, sélectivité par utilisation de protections différentielles, sélectivités combinées afin d'assurer une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours (back-up).[15]

Nous allons nous attarder sur la sélectivité chronométrique : Pour obtenir une sélectivité chronométrique efficace, il est crucial d'introduire volontairement des retards croissants dans les temps de déclenchement des disjoncteurs situés en amont dans la chaîne de distribution électrique. Il faut que le rapport entre les seuils de déclenchement des disjoncteurs en amont et ceux en aval soit supérieur à 1,5 secondes, similaire à la sélectivité ampérométrique.

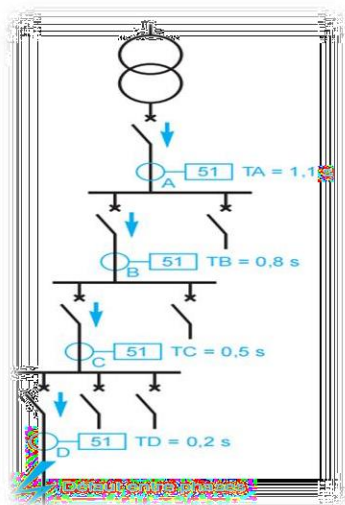


Figure III.15: principe de la sélectivité chronométrique. [15]

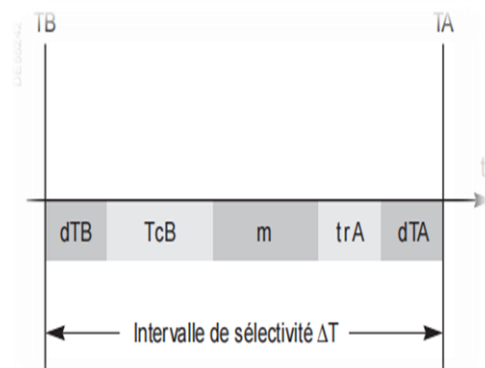


Figure III.14: décomposition d'un intervalle de sélectivité. [15]

Mode de fonctionnement

Ainsi, sur le schéma figure(III.14), le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B... Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte figure (III.15) :

- ❖ Du temps de coupure T_c du disjoncteur en aval, qui inclut le temps de réponse de l'appareil à l'ouverture et le temps d'arc,
- ❖ Des tolérances de temporisation dT ,
- ❖ Du temps de dépassement de la protection en amont : tr ,
- ❖ D'une marge de sécurité m .

ΔT doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$$

Compte tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour ΔT une valeur de 0,3 s.

Exemple : $T_c = 95$ ms, $dT = 25$ ms, $tr = 55$ ms ; pour l'intervalle de sélectivité 300 ms, la marge de sécurité est alors de 100 ms. [15]

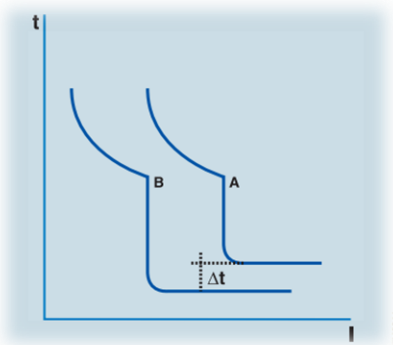


Figure III.16: courbe de sélectivité chronométrique

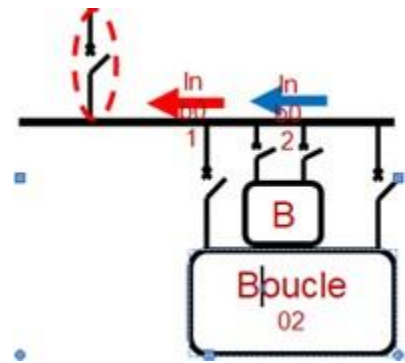


Figure III.17: disjoncteur cellule arrivée

III.3 Schéma bloc des cheminements des câbles :

Ce schéma représente les cheminements des câbles du panneau au réseau électrique, il faut bien notée que l'installation constitué de 16 Skids chaque 8 Skids forme une boucle, nous avons ainsi deux boucle pour la centrale de 32MWc. 14 Skids pour celui de 28MWc et chaque 7 Skids forme une boucle et nous en avons 2. Ceci a été fait pour minimiser le transformateur de réseau afin de facilite le transport. Ses deux transformateurs seront mis dans les postes réseau.

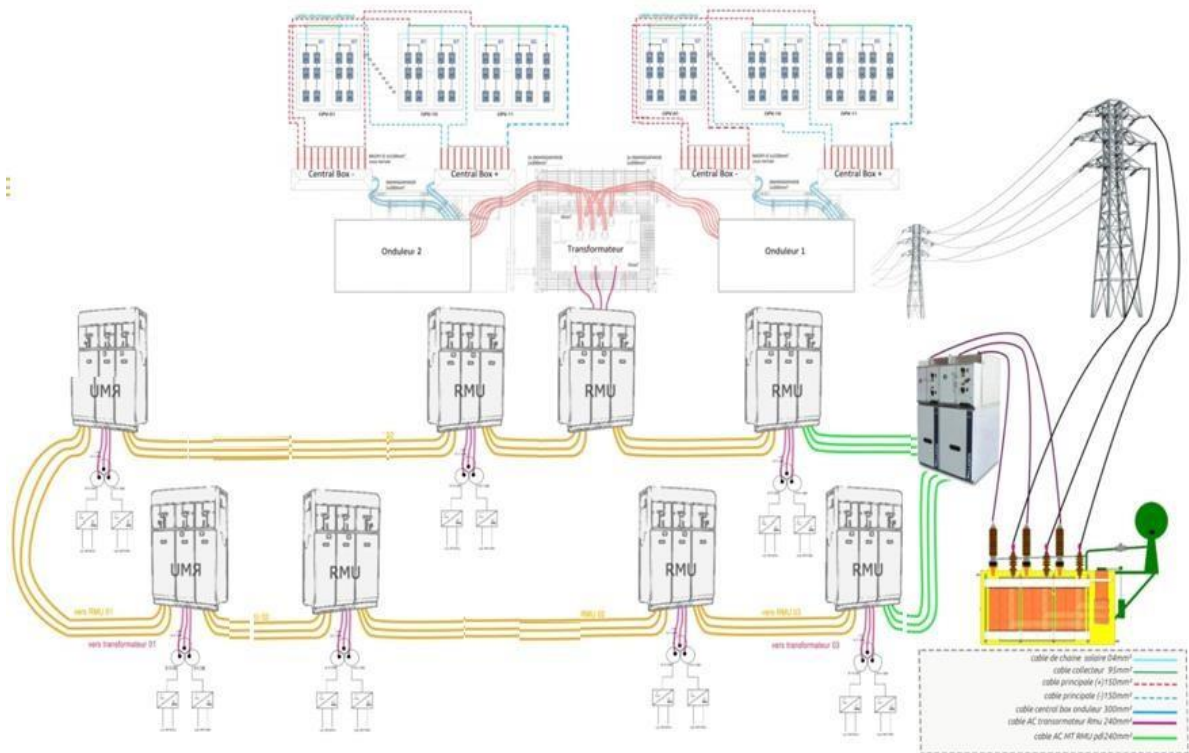


Figure III.18 : schéma unifilaire des cheminements des câbles pour 32MWc

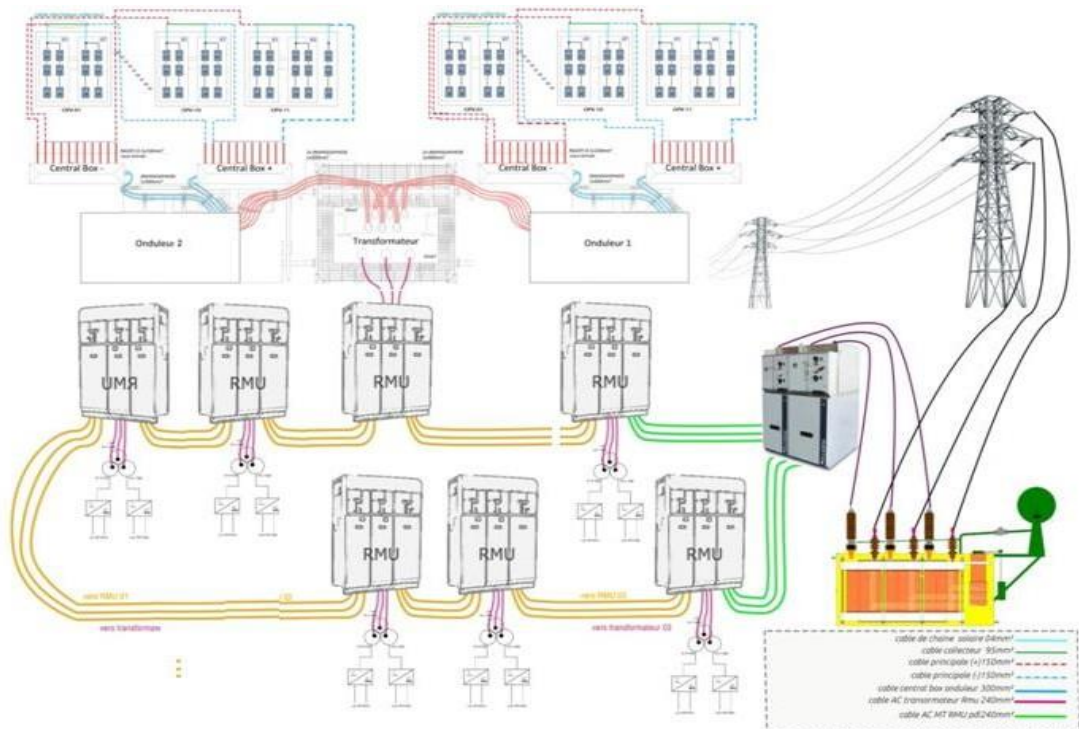


Figure III.19: schéma unifilaire des cheminements des câbles 28MWc

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons utilisé la méthode la plus détaillée pour dimensionner le système photovoltaïque de 60MWc ce qui nous a donné au total 222235 modules, pour une production réel installée de 60,000021 MWc. Nous avons effectué le calcul des sections des câbles, qui nous a donné pour le câble des chaines solaire (combineur) 4mm² pour un courant admissible de 40A. Pour le câble collecteur nous avons trouvé une section de 95mm² pour un courant admissible de 278A. Le câble principal a une section de 120mm² pour un courant admissible de 322A. Le câble de transmission DC central box vers onduleurs a une section de 3×300mm² pour un courant admissible de 1041A. La section du SKID vers le RMU est de 2×120mm² pour un courant admissible de 280A. Une section de 500mm² du RMU au poste de livraison (pdl). Cette approche de calcul manuel utilisée dans ce chapitre nous a permit d'avoir un grand savoir-faire dans le domaine de la conception des central PV. Nous avons acquis des compétences sur le dimensionnement des installations électriques et le calcul des sections pour le choix des câbles. Ce travail de compréhension et de manipulation manuel des équations sera validé dans le quatrième chapitre de simulation et optimisation par un logiciel spécialisé qui va nous permettre de prendre la décision finale sur la méthodologie de conception de la configuration choisie de la centrale photovoltaïque.

Chapitre IV :
**La simulation du fonctionnement de la centrale
de Djermaya**

Introduction

De manière générale, on sait que l'utilisation des ordinateurs a facilité la vie dans différents domaines, ce qui est également vrai dans le domaine de l'énergie renouvelable. Une centrale photovoltaïque présente ses propres difficultés qui doivent être résolues pour maximiser la production d'énergie. Un défi majeur est la variation des conditions météorologiques qui amène la centrale solaire à donner des résultats aléatoires. En raison de ces complications des logiciels sont disponibles pour aider avec le dimensionnement et analyser la performance du système. Dans notre projet, nous avons choisi d'utiliser un logiciel photovoltaïque appelé PVsyst. Nous présentons donc dans ce chapitre comment nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour dimensionner la centrale photovoltaïque de Djermaya.

IV.1 Définition du logiciel PVsyst

PVsyst est un logiciel conçu pour être utilisé par les ingénieurs et les chercheurs. Il dispose d'un menu d'aide contextuelle détaillé qui explique les procédures et propose une approche conviviale avec un guide pour développer un projet. PVsyst est capable d'importer des données météo, provenant de différentes sources. Nous avons choisi d'utiliser ce logiciel car il est largement accepté et possède une interface simple et conviviale. [27]

IV.2 Données géographique et météorologiques

Lors de la sélection d'un site pour une installation photovoltaïque dans le logiciel PVsyst, il y a deux méthodes : soit en se déplaçant directement avec le curseur sur la carte interactive pour trouver l'emplacement souhaité, soit en saisissant manuellement les coordonnées géographiques de latitude et de longitude pour accéder directement au site sélectionné. [28]

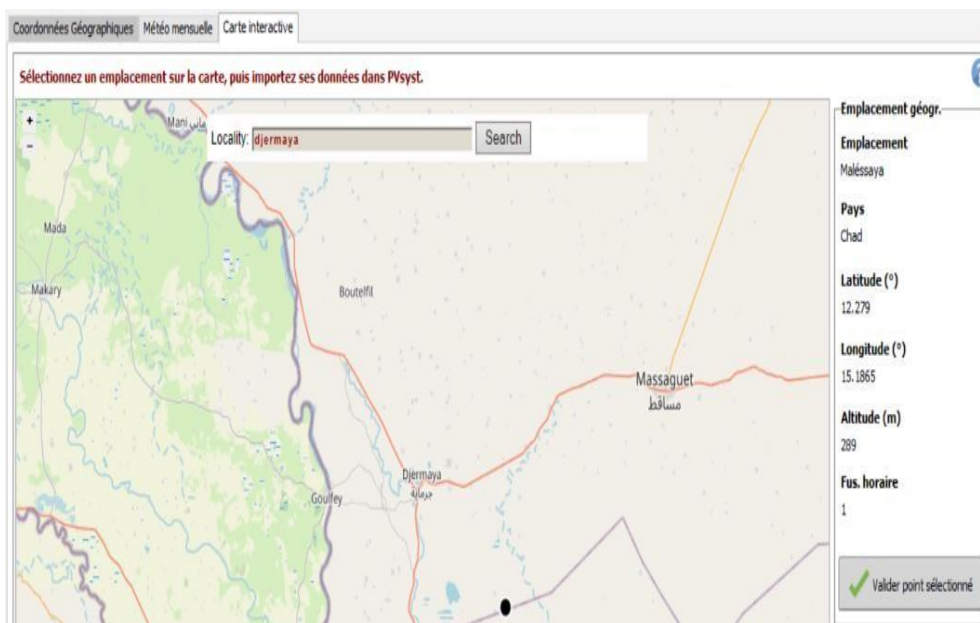


Figure IV.1 : Coordonnées Géographiques du Djermaya

La base de données PVsyst contient des informations météorologiques à de nombreux endroits dans le monde. Ainsi une fois le lieu enregistré, les données météo du lieu sont générées dans un tableau. La figure (IV.2) ci-dessous montre les caractéristiques climatiques du site en détails. Ces données météo sont représentées sous forme de valeurs moyennes pour chaque mois et de valeur moyenne annuelle. Parmi lesquelles, les plus importants sont l'irradiation horizontale globale qui a une moyenne annuelle de 6,27 kWh/m²/jr et la température également avec une moyenne de 28,8°C.

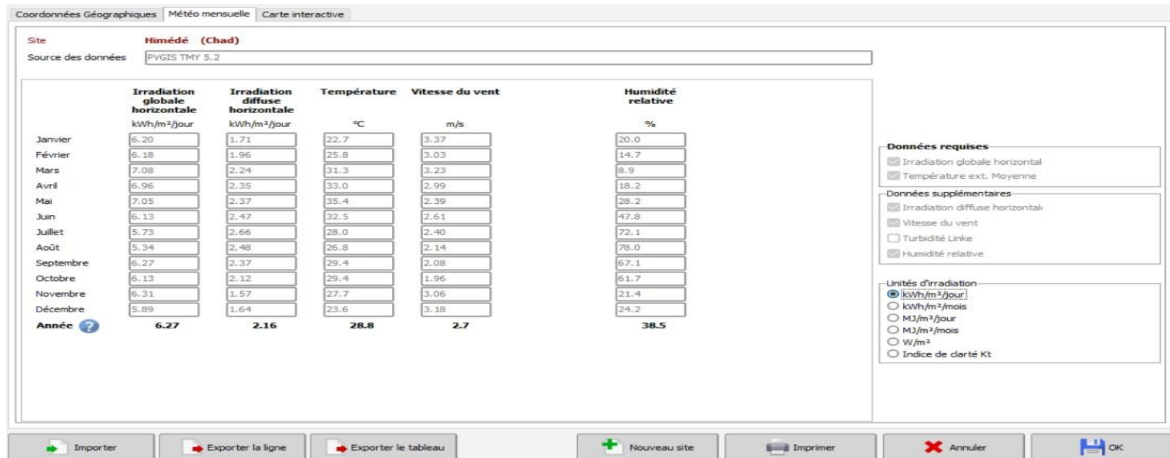


Figure IV.2 : Les données météorologiques du site

IV.3 Orientation des panneaux solaires.

PVsys permet à l'utilisateur de choisir l'angle d'inclinaison des panneaux solaires pour calculer les résultats annuels ; soit de choisir un angle d'inclinaison pour toute l'année, soit de choisir 2 angles différents pour l'été et l'hiver pour donner des résultats considérablement meilleurs. Dans notre cas, nous avons choisi un angle de 20° car l'angle central est immense, il peut être irréaliste de changer l'angle d'inclinaison par saison.

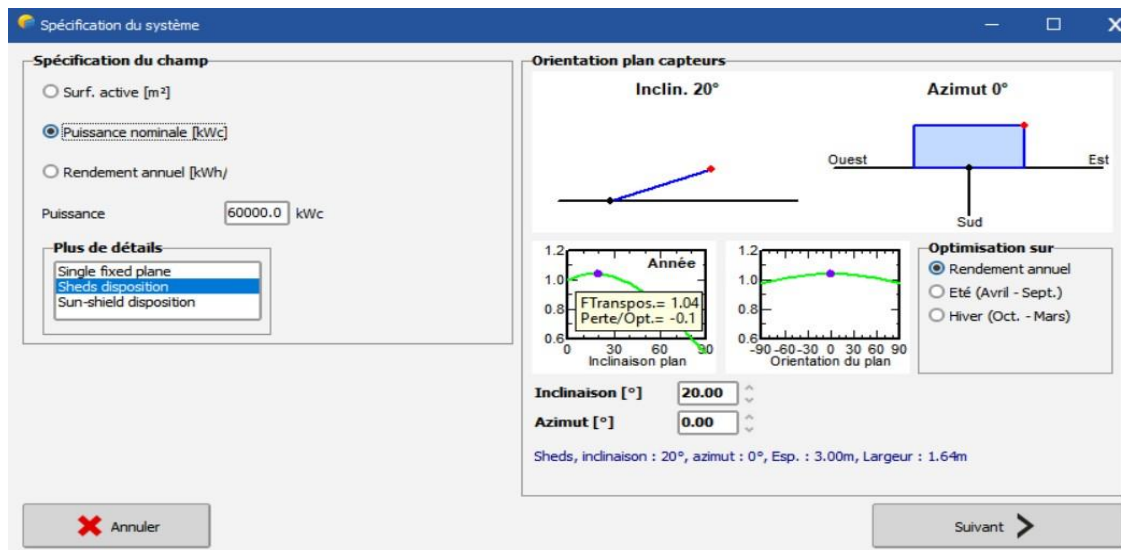


Figure IV.3: Optimisation de l'angle d'inclinaison.

Trois options sont disponibles pour la disposition des panneaux solaires. L'option par défaut est appelée 'single fixed plan'. Cela signifie que tous les panneaux solaires seront disposés sur une seule rangée, il n'y aura aucun panneau derrière un autre. Il offre l'avantage d'éliminer les effets d'ombrage automatiquement. Nous avons choisi la deuxième option appelée 'sheds disposition', où les panneaux solaires sont placés en rangées, les uns devant les autres. Dans ce cas, les ombres des panneaux solaires de la première rangée peuvent tomber sur les panneaux situés derrière. Cet ombrage peut être réduit en augmentant la distance entre les rangées. En raison que notre centrale dispose de nombreux panneaux solaires, la deuxième option est la meilleure, car elle permet une utilisation plus large de l'espace disponible. [1]

❖ Définition des termes.

Angle limite d'ombrage : c'est la valeur de l'angle d'élévation des rayons solaires au-delà il n'y a pas d'ombrage entre les rangées des panneaux solaires.

Espacement : C'est la distance entre les rangs.

Largeur bande capteur : C'est la longueur du panneau solaire.

Largeur bande inactive haut : C'est la partie supérieure du support qui n'est pas occupée par le panneau solaire.

Largeur bande inactive bas : c'est la partie inférieure du support qui n'est pas occupée par le panneau solaire.

Taux d'utilisation du sol : c'est le pourcentage du terrain qui sera couvert par des panneaux solaires par rapport au terrain total donné [1]

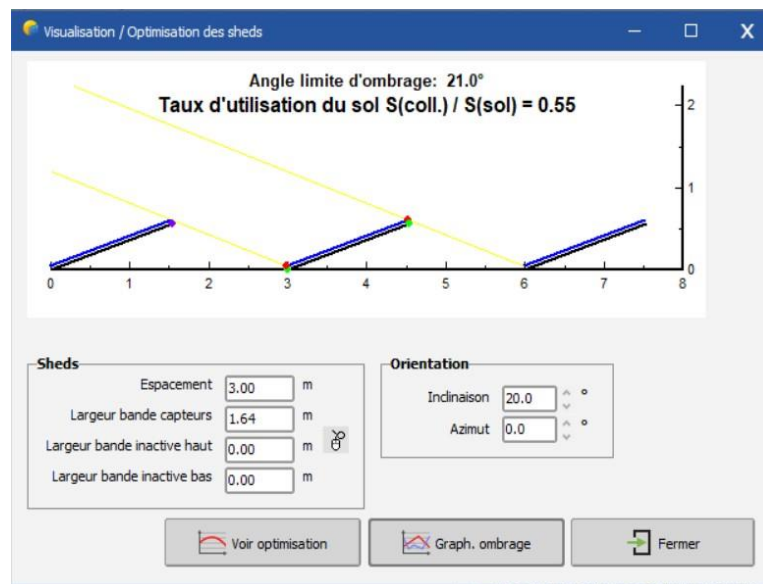


Figure IV.4: Optimisation de sheds

À mesure que le soleil se lève le matin, l'angle d'élévation des rayons du soleil augmente jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'ombre entre les panneaux avant et les panneaux arrière. L'angle limite d'ombrage est inversement proportionnel à l'espacement. Le but est donc de trouver un équilibre entre les deux en raison du taux d'utilisation du sol. L'augmentation de l'espacement réduit le taux d'utilisation du sol.

IV.4 Trajectoire du soleil.

La position du soleil est définie par deux angles, sa hauteur et son azimut. La figure (IV.5) présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut dans notre site au cours d'une année. Le soleil atteint sa hauteur maximum à midi et redescend jusqu'à 05 heures du soir. Le graphique montre qu'en décembre, ou généralement en hiver, la hauteur du soleil est d'environ 50° alors qu'elle atteint son maximum de 90° pendant les mois d'été. La quantité de rayonnement solaire reçue sur terre est directement proportionnelle à la hauteur du soleil. Lorsque le soleil est plus haut dans le ciel, il en résulte une moindre diffusion et absorption du rayonnement, ce qui entraîne une intensité plus élevée du rayonnement solaire atteignant la surface de la terre.

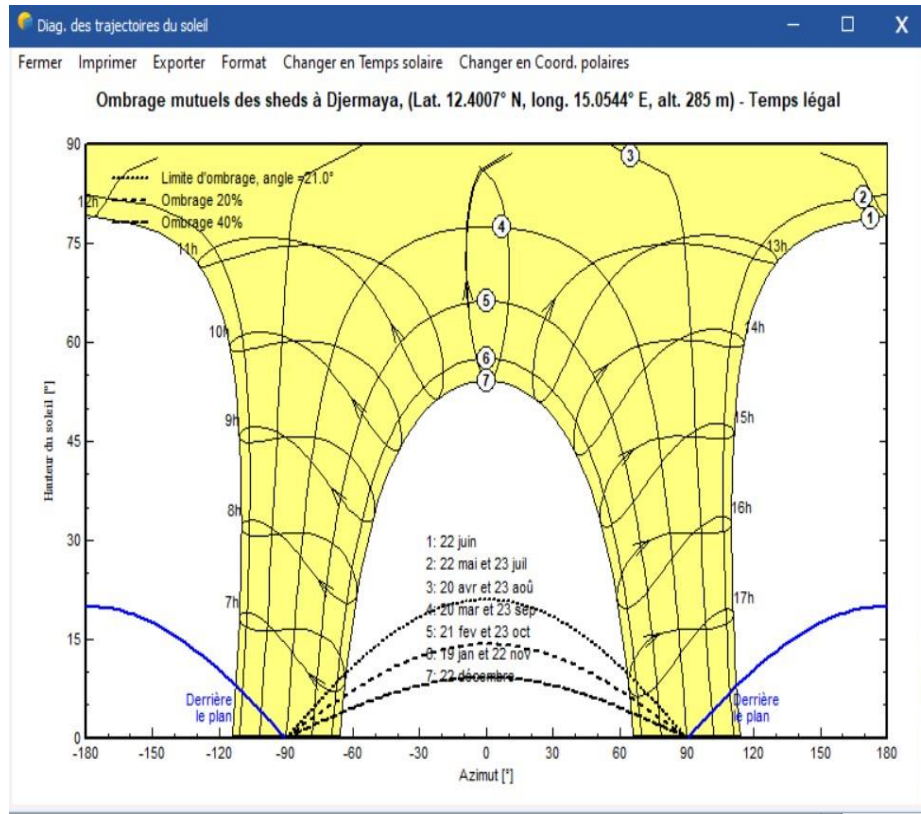


Figure IV.5 : Trajectoires du soleil.

Pour aider l'utilisateur à prendre une décision réfléchie et affinée concernant l'angle d'inclinaison et l'orientation du panneau solaire, le logiciel génère le graphique d'optimisation comme la figure (IV.6) le montre. La ligne verte représente les conditions idéales dans le panneau lorsqu'il n'y a pas d'effet d'ombrage. La courbe rouge est celle sur laquelle nous travaillons. Cette optimisation montre le taux d'utilisation du sol et l'angle d'inclinaison. À notre angle d'inclinaison de 20° , le taux d'utilisation du sol est de 54,7 %. Les pertes dues à l'ombrage sont également très faibles, soit 0,8 %. Cela montre que notre conception préliminaire est bonne.

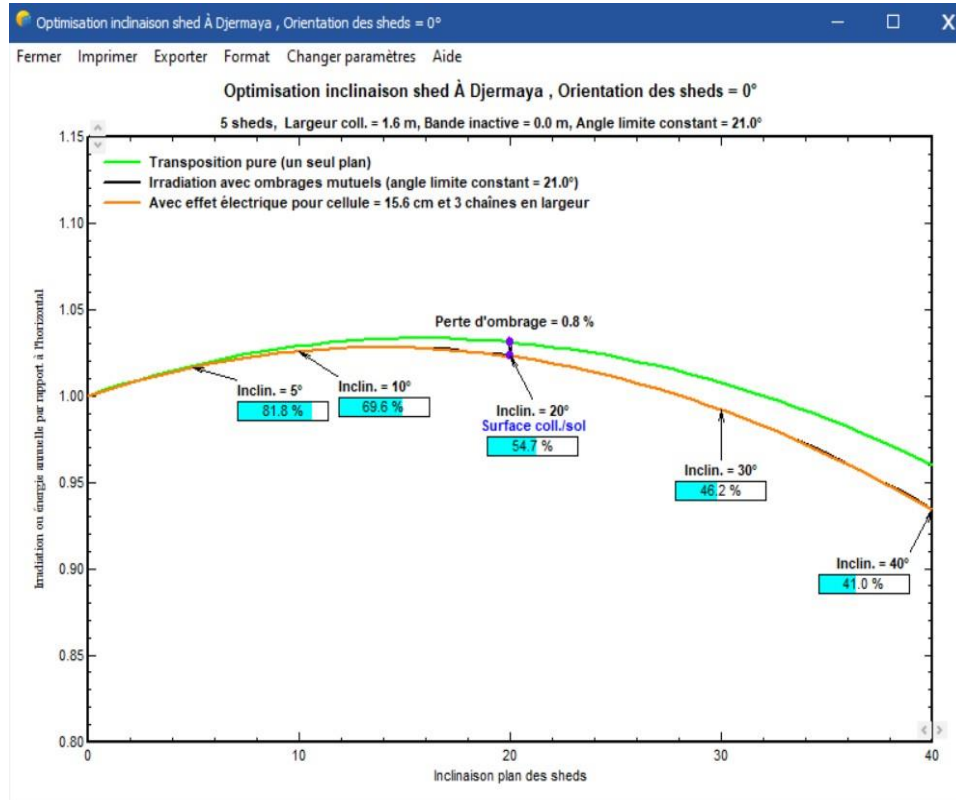


Figure IV.6 : Optimisation d'inclinaison

IV.5 Composants du système

La base de données de PVsyst contient de nombreux panneaux solaires et onduleurs des différentes industries dont l'utilisateur peut choisir. Comme on a vu dans chapitre III, le module sélectionné est un Canadian Solar CS6P-270P et l'onduleur choisi est Sunny Central 1000CP-XT. La figure(IV.7) montre tous les caractéristiques techniques du panneau solaire choisi.

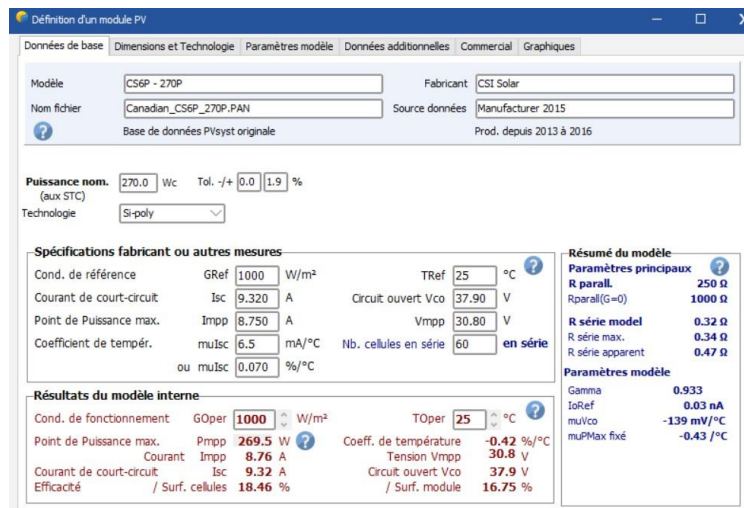
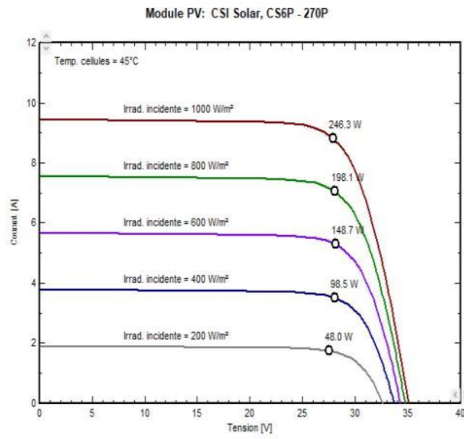
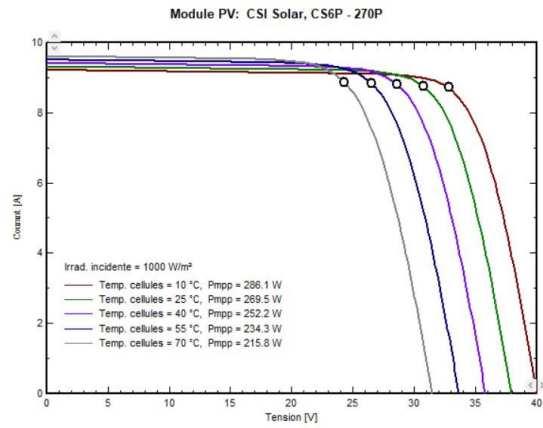


Figure IV.7 : les caractéristiques techniques du panneau solaire



A.



B.

Figure IV.8: Caractéristiques du panneau solaire

Les graphiques ci-dessus A et B sont l'analyse du comportement des panneaux solaires dans différentes conditions de température et d'irradiation. La principale limite des systèmes photovoltaïques est le faible rendement de conversion des panneaux photovoltaïques, qui est fortement influencé par leur température de fonctionnement. Si la température du panneau photovoltaïque augmente, la tension de sortie diminuera progressivement. Cependant, le courant reste presque constant. Les changements du rayonnement solaire ont un impact sur la puissance générée par le panneau. La puissance délivrée est directement proportionnelle au rayonnement solaire reçu. [4]

La figure (IV.9) ci-dessous montre toutes les caractéristiques électriques de l'onduleur Sunny Central 1000CP-XT.

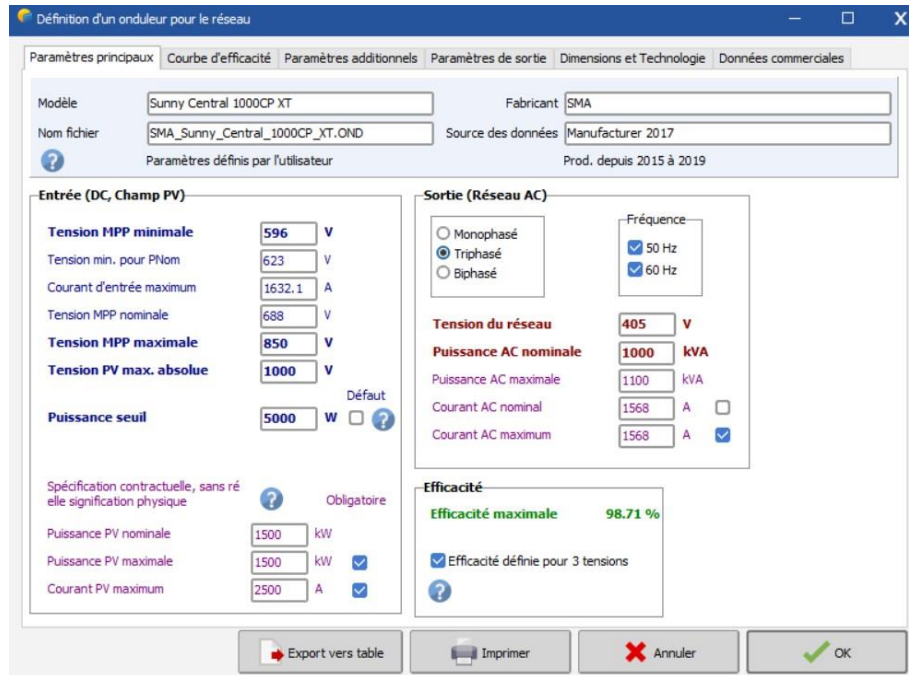


Figure IV.9 : Caractéristiques d'onduleur.

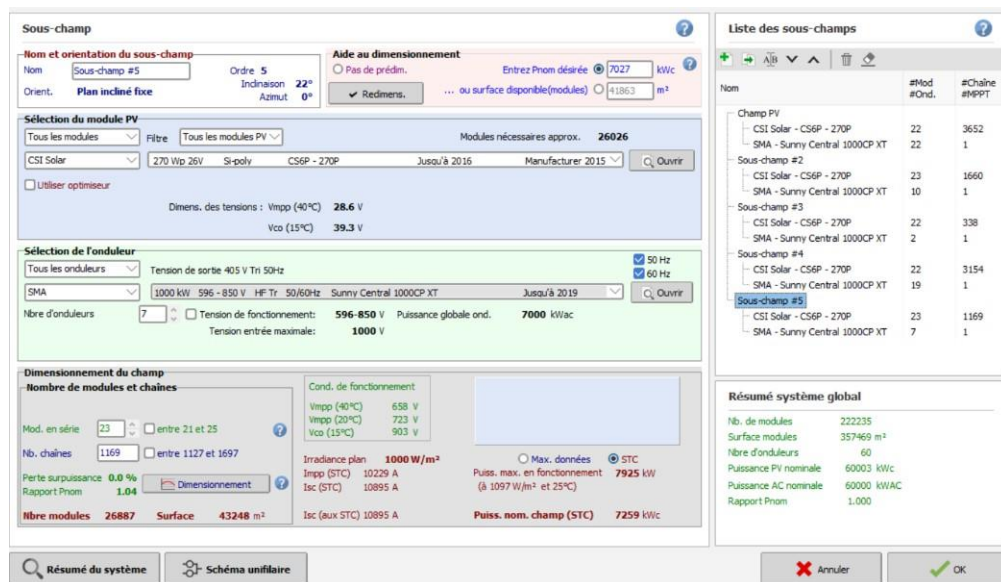


Figure IV.10: Dimensionnement du projet

Après avoir choisi le panneau solaire et l'onduleur, l'étape suivante consiste à dimensionner le système. Notre centrale photovoltaïque dispose de 5 sous-centrales chacune avec un nombre différent de panneaux solaires et d'onduleurs. La figure (IV.10) montre le dimensionnement complet réalisé, prêt pour la simulation.

IV.6 Rapport des résultats de la simulation

Après avoir exécuté la simulation, le logiciel génère les résultats sous forme de tableaux, de graphiques ainsi qu'un fichier PDF téléchargeable. Nous montrons ci-dessous des résultats de simulation.



PVsyst V7.4.0
 VCO, Simulé le :
 15/05/24 14:18
 avec v7.4.0

Projet: Simulation Finale 2 - Djermaya

Variante: Simulation Finale: Djermaya

| Résumé du projet | | | |
|----------------------------------|--|---------------------------------|-----------------|
| Site géographique | Situation | Paramètres du projet | |
| Himédé | Latitude | 12.28 °N | Albédo |
| Chad | Longitude | 15.19 °E | 0.20 |
| | Altitude | 290 m | |
| | Fus. horaire | UTC+1 | |
| Données météo | | | |
| Himédé | | | |
| PVGIS api TMY | | | |
| Résumé du système | | | |
| Système couplé au réseau | Pas de scène 3D, pas d'ombrages | | |
| Orientation plan capteurs | Ombrages proches | Besoins de l'utilisateur | |
| Plan fixe | Sans ombrages | Charge illimitée (réseau) | |
| Inclinaison/Azimut | 20 / 0 ° | | |
| Information système | | | |
| Champ PV | | Onduleurs | |
| Nb. de modules | 222235 unités | Nombre d'unités | 60 unités |
| Pnom total | 60.00 MWc | Pnom total | 60.00 MWac |
| | | Rapport Pnom | 1.000 |
| Résumé des résultats | | | |
| Energie produite | 100997627 kWh/an | Productible | 1683 kWh/kWc/an |
| | | Indice perf. PR | 70.97 % |

Figure IV.11: Résumé des résultats

La figure (IV.11) ci-dessus montre le résumé des informations clés et des résultats que nous devons connaître. Tout d'abord, nous avons la confirmation de la situation géographique du projet et de l'angle d'inclinaison du panneau solaire qui est de **20°**. Les résultats confirment également qu'il n'y aura aucun effet d'ombrage. Il est également fait mention du nombre total de panneaux solaires et d'onduleurs, qui sont respectivement de **222 235** et **60MWc**. Enfin il y a la production annuelle d'énergie de 100997627 kWh/an et **70,97 %** comme indice de performance du système.

Le tableau (IV.I) résume la variation annuelle des paramètres météorologiques du site avec l'évolution des caractéristiques de l'installation conçue

Table IV.1: Résultats de la simulation

| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | EArray | E_Grid | PR |
|------------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|---------------|---------------|-----------|
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh | kWh | ratio |
| Janvier | 192.2 | 53.02 | 22.74 | 234.2 | 10569299 | 10414932 | 0.75 |
| Février | 173 | 54.83 | 25.85 | 195.9 | 8477766 | 8352886 | 0.715 |
| Mars | 219.6 | 69.45 | 31.27 | 227.7 | 8592303 | 8469973 | 0.619 |
| Avril | 208.9 | 70.49 | 32.95 | 198.1 | 7894526 | 7774543 | 0.648 |
| Mai | 218.5 | 73.37 | 35.45 | 193.3 | 7846640 | 7728187 | 0.655 |
| Juin | 184 | 74.04 | 32.54 | 158.8 | 7221619 | 7101812 | 0.731 |
| Juillet | 177.5 | 82.49 | 28.02 | 156 | 7661395 | 75411566 | 0.792 |
| Août | 165.5 | 76.97 | 26.84 | 154.3 | 74991612 | 736494 | 0.787 |
| Septembre | 188 | 71.16 | 29.43 | 188.2 | 8305853 | 8176984 | 0.720 |
| Octobre | 190.1 | 65.87 | 29.42 | 207.7 | 8828932 | 8693181 | 0.700 |
| Novembre | 189.4 | 47.08 | 27.72 | 226.2 | 9363898 | 9227996 | 0.687 |

| | | | | | | | |
|-----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|------------------|------------------|--------------|
| Décembre | 182.6 | 50.89 | 23.64 | 226.9 | 10301310 | 10150626 | 0.755 |
| Année | 2289.3 | 789.65 | 28.83 | 2325.6 | 102555155 | 100997627 | 0.710 |

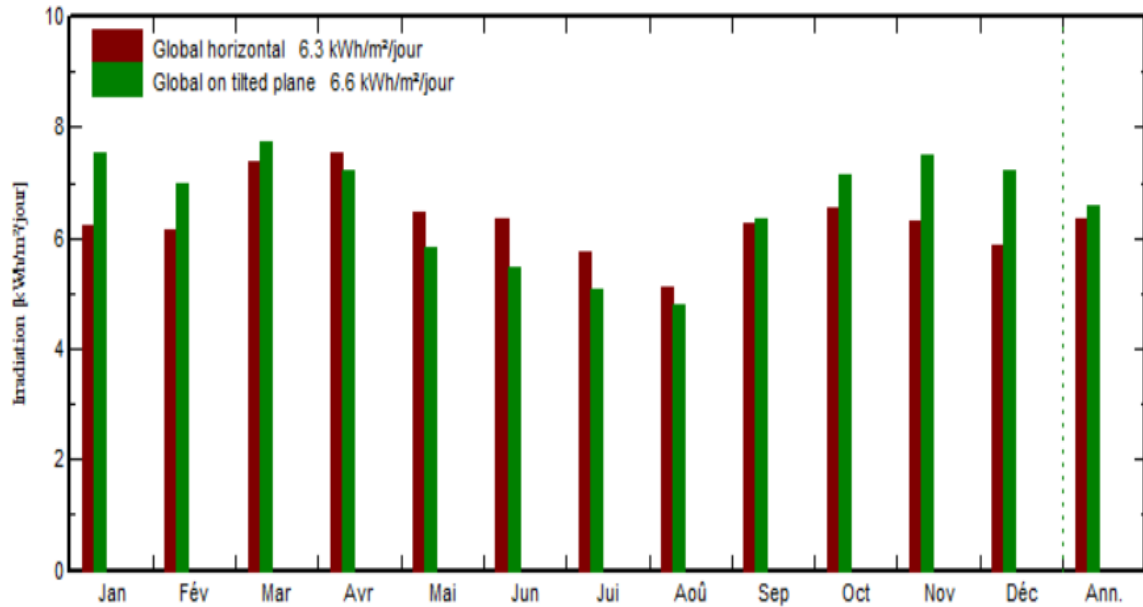


Figure IV.12 : Irradiation horizontale globale (GlobHor) et Irradiation globale inclinée (GlobInc)

Le graphique de la figure (IV.12) est une comparaison de l'irradiation globale horizontale et de l'irradiation globale inclinée. La plupart des mois, l'irradiation globale inclinée est légèrement supérieure à l'irradiation horizontale globale sauf en été car l'angle d'inclinaison choisi de 20° est idéal pour les mois d'hiver. Compte tenu de l'irradiation inclinée annuelle globale qui est légèrement supérieure à l'irradiation horizontale globale, nous pouvons conclure que l'angle d'inclinaison choisi est bon. La figure (IV.13) montre l'évolution des températures moyennes mensuelles du site donnant une moyenne annuelle de 28,83 °C.

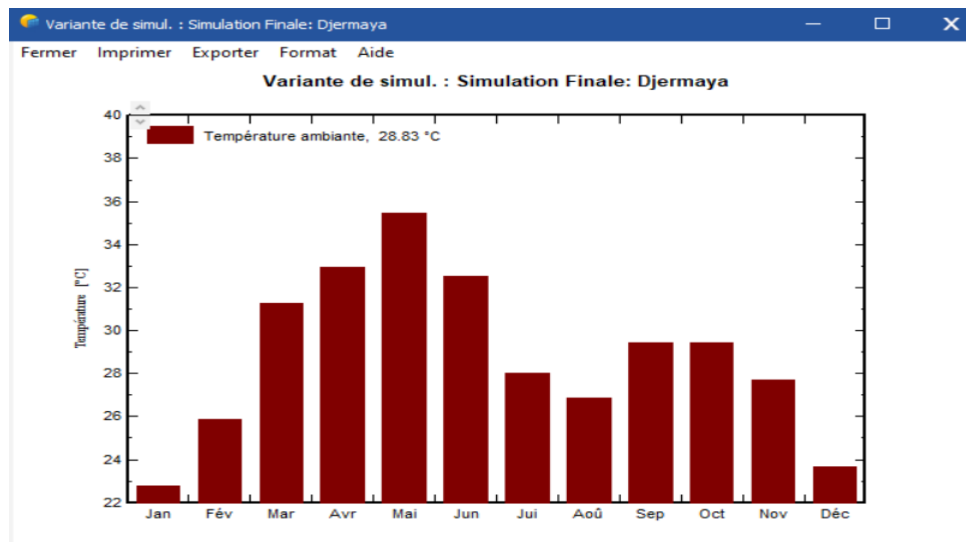
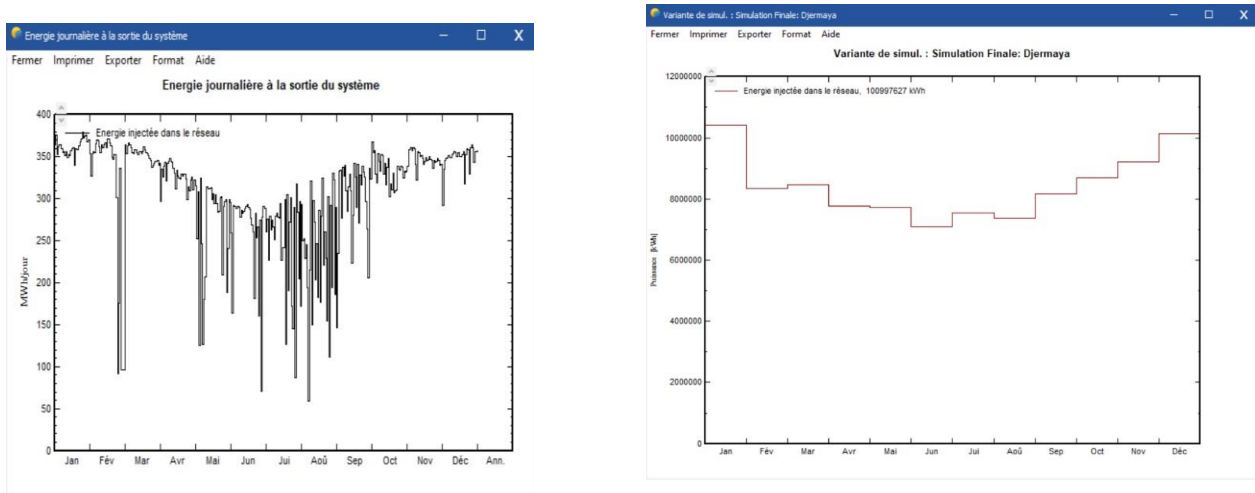


Figure IV.13: Température ambiante (T_Amb)

On peut noter que le site subit des températures élevées de mars à juin. Comme mentionné dans le premier chapitre, les températures élevées réduisent l'efficacité des panneaux solaires ; cela est prouvé par la réduction de la production d'énergie pendant les mois d'été, comme le montre la figure (IV.13).

Le graphique de la figure (IV.14) montre que l'énergie produite n'est jamais constante. Le système produit plus ou moins d'énergie en grande partie à cause des fluctuations des conditions météorologiques. Nous remarquons que le système produit le plus d'énergie en janvier et décembre, davantage pendant les mois d'été comme juin et juillet. En effet, les températures hivernales avoisinent les 25°C.



A : Énergie journalière à la sortie du système

B : Énergie injecte dans le réseau par mois

Figure IV.14 : Énergie injecte dans le réseau

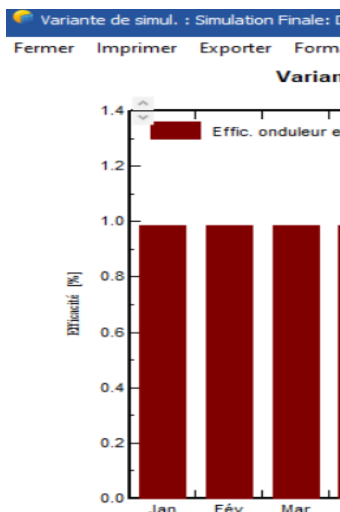


Figure IV.15: Efficacité d'onduleur en fonctionnement

IV.6.1 L'indice de performance (PR)

L'indice de performance indique l'effet global des pertes sur la production d'énergie d'un système photovoltaïque. C'est le rapport entre le rendement final et le rendement de référence. Le rendement de référence est numériquement égal à l'énergie incidente dans le plan du champ exprimé en kWh/m²/jr. PR est exprimée soit en pourcentage, soit en décimal où 1 est considéré comme la performance idéale. C'est une quantité sans dimension. Pour notre système il varie de 0,619 à 0,787, donnant une moyenne de 0,7097 pour un an. [30]

$$PR = \frac{R_f}{R_r}$$

Où

PR : L'indice de performance.

R_f : Rendement finale

R_r : Rendement de référence.

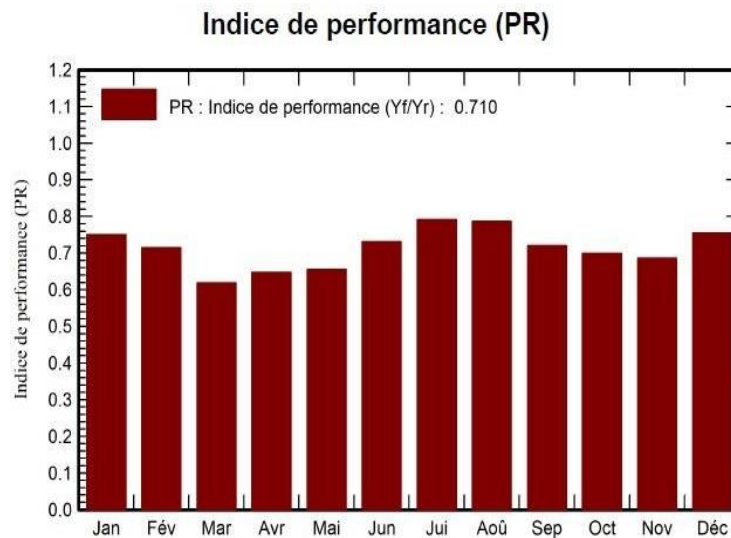


Figure IV.16: Indice de performance (PR)

IV.6.2 Les sous champs

Dans le rapport, on retrouve les informations concernant toutes les sous-centrales. Nous avons proposé un dimensionnement avec 5 sous-centrales, soit une puissance totale de 60MWc. Comme le montre la figure (IV.17), chaque centrale dispose d'un nombre différent de panneaux solaires et d'onduleurs. Le nombre de panneaux solaires à connecter en parallèle et en série est précisé, ce qui est d'une grande importance pour les techniciens.

| Caractéristiques du champ de capteurs | | | |
|---------------------------------------|----------------------------|--|-------------------------|
| Module PV | | Onduleur | |
| Fabricant | CSI Solar | Fabricant | SMA |
| Modèle | CS6P - 270P | Modèle | Sunny Central 1000CP XT |
| (Base de données PVsyst originale) | | (Paramètres définis par l'utilisateur) | |
| Puissance unitaire | 270 Wc | Puissance unitaire | 1000 kWac |
| Nombre de modules PV | 222235 unités | Nombre d'onduleurs | 60 unités |
| Nominale (STC) | 60.00 MWc | Puissance totale | 60000 kWac |
| Champ #1 - Champ PV | | | |
| Nombre de modules PV | 80344 unités | Nombre d'onduleurs | 22 unités |
| Nominale (STC) | 21.69 MWc | Puissance totale | 22000 kWac |
| Modules | 3652 Chaînes x 22 En série | | |
| Aux cond. de fonct. (25° C) | | Tension de fonctionnement | 596-850 V |
| Pmpp | 21.65 MWc | Puissance max. (=>25°C) | 1100 kWac |
| U mpp | 677 V | Rapport Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| I mpp | 31997 A | | |
| Champ #2 - Sous-champ #2 | | | |
| Nombre de modules PV | 38180 unités | Nombre d'onduleurs | 10 unités |
| Nominale (STC) | 10.31 MWc | Puissance totale | 10000 kWac |
| Modules | 1660 Chaînes x 23 En série | | |
| Aux cond. de fonct. (25° C) | | Tension de fonctionnement | 596-850 V |
| Pmpp | 10.29 MWc | Puissance max. (=>25°C) | 1100 kWac |
| U mpp | 707 V | Rapport Pnom (DC:AC) | 1.03 |
| I mpp | 14544 A | | |
| Champ #3 - Sous-champ #3 | | | |
| Nombre de modules PV | 7436 unités | Nombre d'onduleurs | 2 unités |
| Nominale (STC) | 2008 kWc | Puissance totale | 2000 kWac |
| Modules | 338 Chaînes x 22 En série | | |
| Aux cond. de fonct. (25° C) | | Tension de fonctionnement | 596-850 V |
| Pmpp | 2004 kWc | Puissance max. (=>25°C) | 1100 kWac |
| U mpp | 677 V | Rapport Pnom (DC:AC) | 1.00 |
| I mpp | 2961 A | | |
| Champ #4 - Sous-champ #4 | | | |
| Nombre de modules PV | 69388 unités | Nombre d'onduleurs | 19 unités |
| Nominale (STC) | 18.73 MWc | Puissance totale | 19000 kWac |
| Modules | 3154 Chaînes x 22 En série | | |
| Aux cond. de fonct. (25° C) | | Tension de fonctionnement | 596-850 V |
| Pmpp | 18.70 MWc | Puissance max. (=>25°C) | 1100 kWac |
| U mpp | 677 V | Rapport Pnom (DC:AC) | 0.99 |
| I mpp | 27634 A | | |

| Caractéristiques du champ de capteurs | | | |
|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------------|------------|
| Champ #5 - Sous-champ #5 | | | |
| Nombre de modules PV | 26887 unités | Nombre d'onduleurs | 7 unités |
| Nominale (STC) | 7259 kWc | Puissance totale | 7000 kWac |
| Modules | 1169 Chaînes x 23 En série | | |
| Aux cond. de fonct. (25° C) | | Tension de fonctionnement | 596-850 V |
| Pmpp | 7246 kWc | Puissance max. (=>25°C) | 1100 kWac |
| U mpp | 707 V | Rapport Pnom (DC:AC) | 1.04 |
| I mpp | 10242 A | | |
| Puissance PV totale | | Puissance totale onduleur | |
| Nominale (STC) | 60003 kWc | Puissance totale | 60000 kWac |
| Total | 222235 modules | Puissance max. | 66000 kWac |
| Surface modules | 357469 m² | Nombre d'onduleurs | 60 unités |
| Surface cellule | 324552 m² | Rapport Pnom | 1.00 |

Figure IV.17 : Détails du champ

IV.6.3 Les pertes

Le logiciel PVsyst permet de calculer les pertes dans une installation photovoltaïque. Nous avons effectué notre simulation en utilisant les paramètres par défaut. Ci-dessous un résumé donné en pourcentages.

| Pertes champ | | | | | | | | |
|--|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-----------------------------------|-------|-------|
| Fact. de pertes thermiques | | | Perte de qualité module | | | Pertes de mismatch modules | | |
| Température modules selon l'irradiance | | | Frac. pertes | | | Frac. pertes | | |
| Uc (const) 20.0 W/m²K | | | -0.5 % | | | 2.0 % au MPP | | |
| Uv (vent) 0.0 W/m²K/m/s | | | | | | | | |
| Perte de "mismatch" strings | | | | | | | | |
| Frac. pertes | | | 0.2 % | | | | | |
| Facteur de perte IAM | | | | | | | | |
| Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé | | | | | | | | |
| 10° | 20° | 30° | 40° | 50° | 60° | 70° | 80° | 90° |
| 1.000 | 0.999 | 0.997 | 0.993 | 0.986 | 0.955 | 0.889 | 0.701 | 0.000 |

| Pertes câblage DC | | | |
|---------------------------------|---------------|---------------------------------|---------------|
| Rés. de câblage globale | 0.12 mΩ | | |
| Frac. pertes | 1.5 % aux STC | | |
| Champ #1 - Champ PV | | Champ #2 - Sous-champ #2 | |
| Rés. globale champ | 0.32 mΩ | Rés. globale champ | 0.73 mΩ |
| Frac. pertes | 1.5 % aux STC | Frac. pertes | 1.5 % aux STC |
| Champ #3 - Sous-champ #3 | | Champ #4 - Sous-champ #4 | |
| Rés. globale champ | 3.4 mΩ | Rés. globale champ | 0.37 mΩ |
| Frac. pertes | 1.5 % aux STC | Frac. pertes | 1.5 % aux STC |
| Champ #5 - Sous-champ #5 | | | |
| Rés. globale champ | 1.0 mΩ | | |
| Frac. pertes | 1.5 % aux STC | | |

Figure IV.18 : Analyse des pertes

- **Facteur de perte de thermique (U)**

Il fait référence à la réduction de l'efficacité du module PV en raison de températures défavorables.

[29]

$$U \text{ (W/m}^2\text{K)} = U_c + (U_v \times \text{Vitesse du vent})$$

Avec

U_c : Facteur de perte constant

U_v : Facteur de perte de vent

La vitesse du vent n'est pas bien définie dans les données météo donc U_v est réglé à zéro. [27]

$$\text{Donc } U = U_c = 20 \text{ (W/m}^2\text{K)}$$

- **Pertes de mismatch modules et de strings**

Si les panneaux solaires d'un réseau produisent des quantités d'énergie différentes, il y a une disproportionnalité entre les modules solaires. Cela peut se produire si l'un des panneaux solaires est ombragé ou s'ils ont des propriétés électriques différentes. [29]

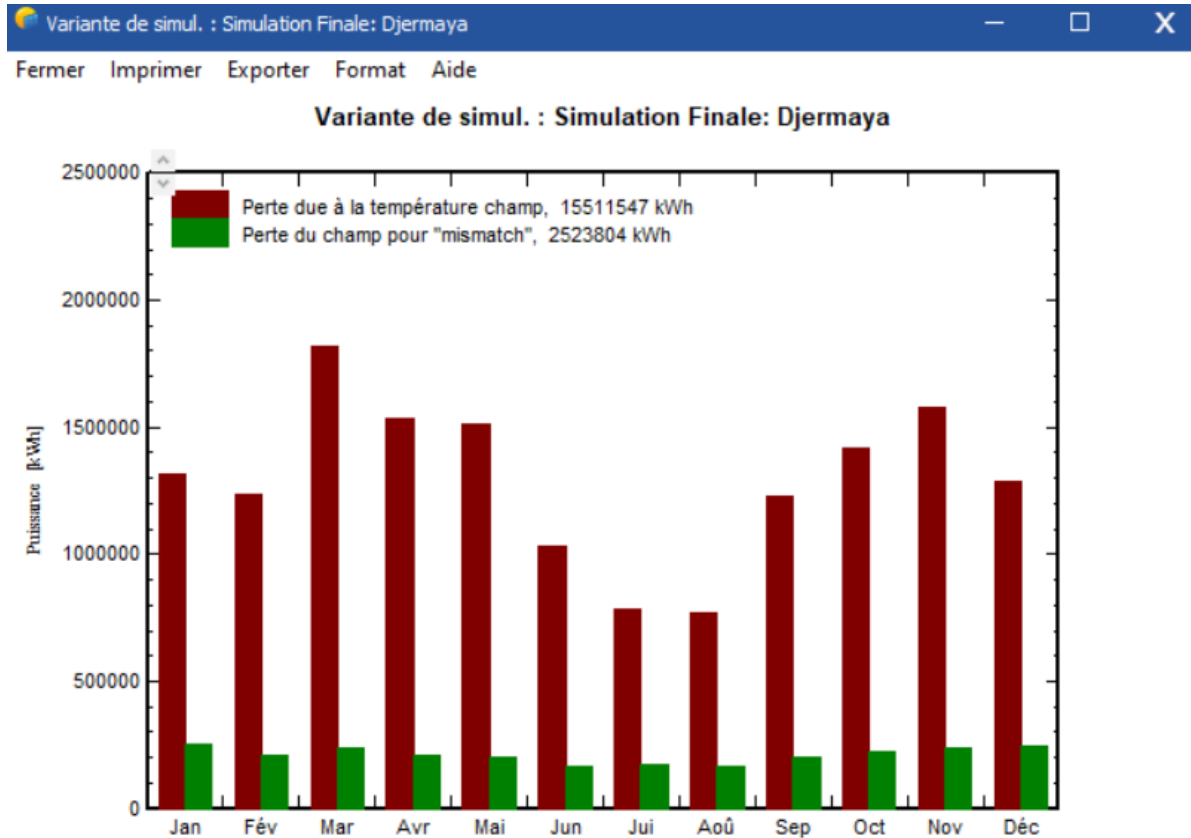


Figure IV.19: Pertes due à la température et pertes de mismatch

- **Perte onduleur**

Dans des conditions normales de fonctionnement, les pertes de l'onduleur sont de 1,35 % mais elles s'élèvent à 9,67 % à la tension de seuil. Selon les données météorologiques le site subit les températures plus élevées dans le mois de mars ce qui affaiblit l'efficacité d'onduleur.

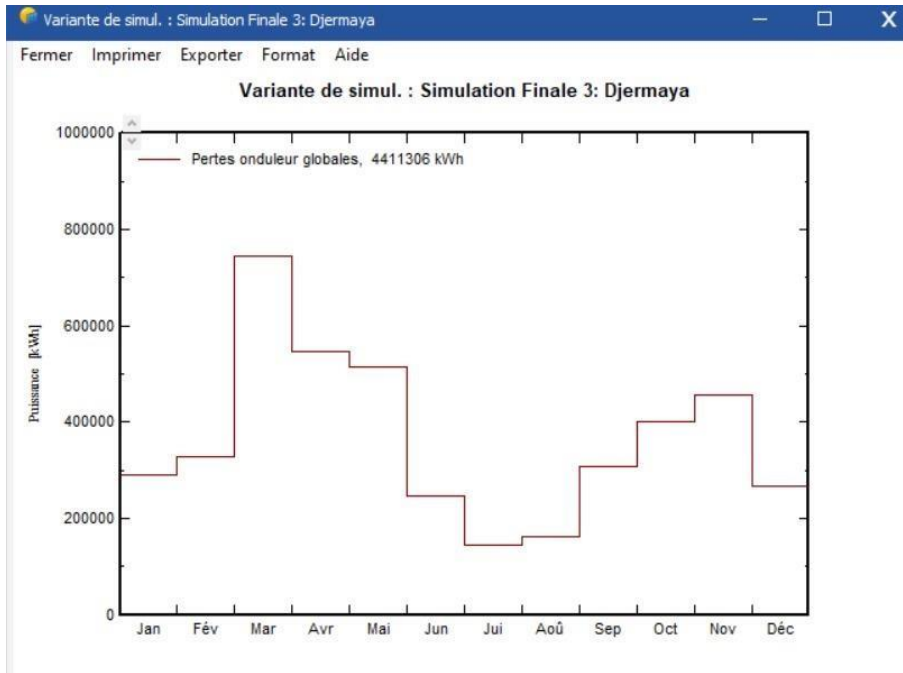


Figure IV.20 : Pertes d'onduleur globales.

- **Perte de qualite module**

La dégradation du module PV engendre une perte progressive de rendement, que nous caractériserons par un «Perte de qualite module ». La dégradation signifie une diminution du rendement du générateur photovoltaïque. A partir de la courbe affiché dans la figure (IV.21) nous voyons que ces perte augmente en fonction du temps.

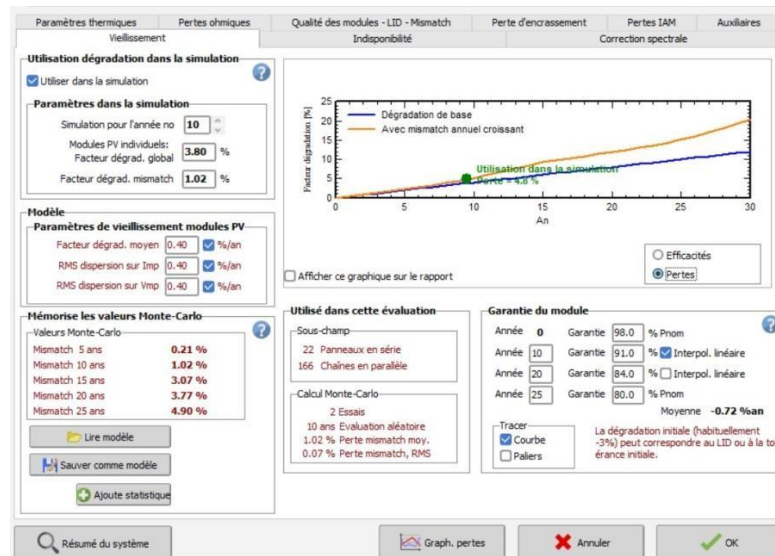


Figure IV.21: Pertes pour qualite modules et pertes onduleur globales.

- **Facteur de perte IAM**

Le facteur de perte IAM est un coefficient qui prend en compte la diminution des performances des panneaux photovoltaïques due à l'angle d'incidence de la lumière solaire sur la surface du panneau. Lorsque la lumière du soleil n'arrive pas perpendiculairement au panneau, une partie de l'énergie peut être réfléchié plutôt qu'absorbée, réduisant ainsi l'efficacité du panneau. Il est compris entre 0 et 1 ; où 1 signifie aucune perte (lumière perpendiculaire) et les valeurs inférieures à 1 indiquent des pertes accrues à mesure que l'angle d'incidence augmente. Dans notre cas, nous avons un coefficient de 0,999 qui montre un bon choix d'angle d'inclinaison. [29]

- **Pertes câblage DC**

Il s'agit de pertes causées par la résistance ohmique du câblage, ce qui entraîne une diminution de la puissance aux bornes du générateur photovoltaïque. [27]

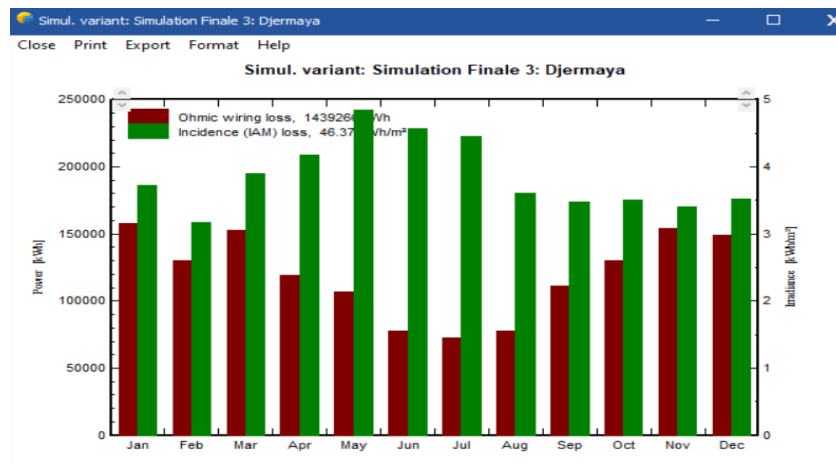


Figure IV.22: Pertes câblage DC et pertes IAM

IV.7 Explication du diagram des pertes

La figure (IV.23) montre l'écoulement d'énergie de l'installation photovoltaïque, nommé diagramme de pertes par le PVsyst. Il montre l'énergie reçue du soleil, toutes les pertes impliquées dans la conversion et l'énergie de sortie injectée dans le réseau.

Irradiation horizontale moyenne globale est de 2289 kWh/mm²/an. Une valeur de +3,6 % montre que l'énergie solaire réelle reçue par les panneaux photovoltaïques est de 3,6 % plus élevée que prévu. Cela est dû à des conditions favorables telles qu'une meilleure réflexion, un positionnement optimal des panneaux (le choix optimal de l'inclinaison qui est de 20°) et aux conditions météorologiques du site, tout cela contribuant à une augmentation de la quantité de lumière solaire frappant les panneaux. [27]

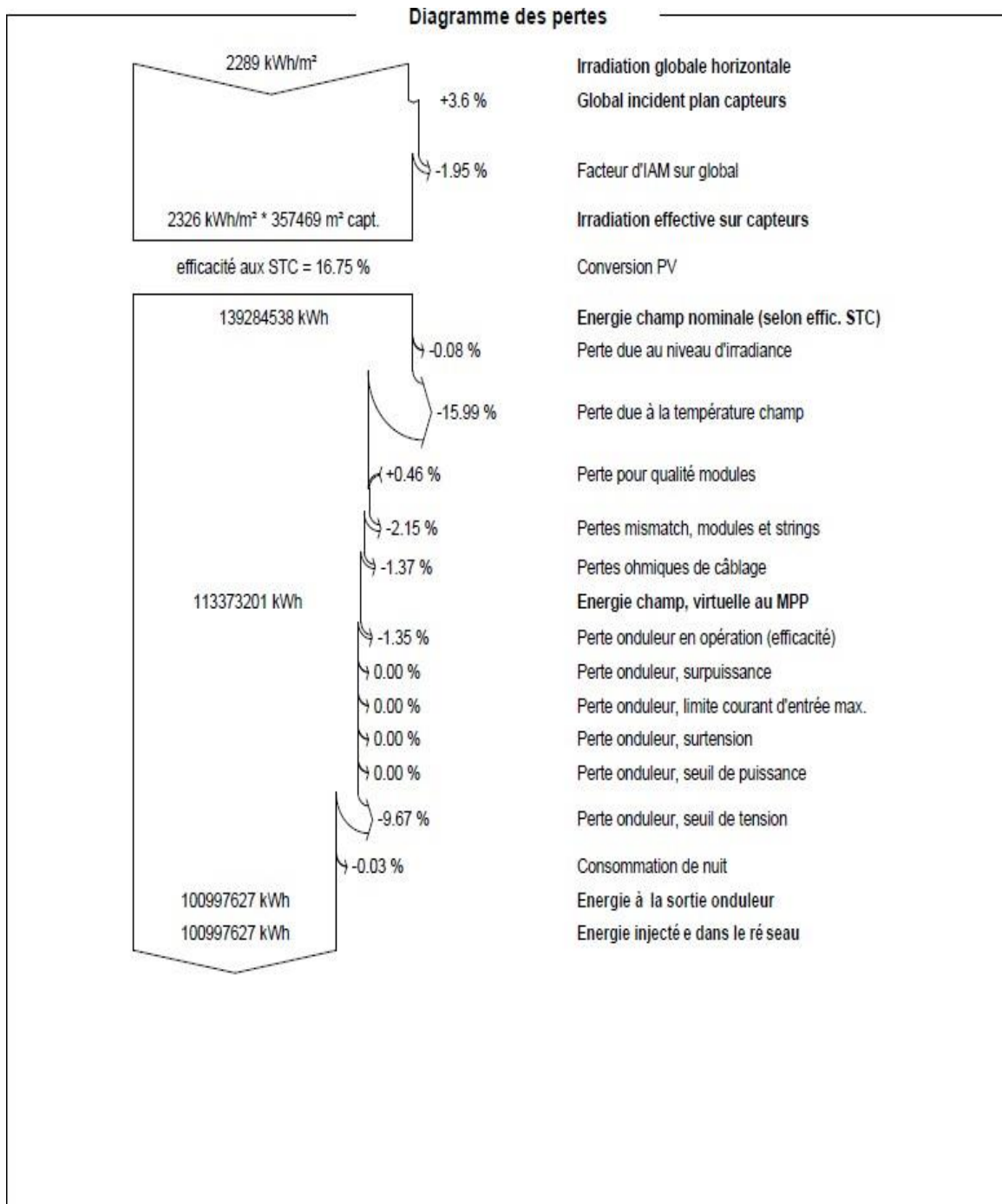


Figure IV.23: diagram de pertes

IV.8 Étude économique

PVsys permet à l'utilisateur d'établir un budget, d'analyser les coûts et les bénéfices du projet défini. La construction d'une centrale photovoltaïque comporte de nombreux coûts financiers. Les prix diffèrent selon l'emplacement, la technologie utilisée, les coûts de main-d'œuvre et d'autres spécifications du projet. Nous avons utilisé des prix estimatifs dans cette étude économique car malheureusement nous n'avions pas accès à toutes les informations financières dans le cahier de charge du projet. L'inflation et la variation de la production due au vieillissement sont considérées. La figure (IV.24) ci-dessous montre où nous inscrivons les prix impliqués et nous obtenons un total de 80 014 420 €. L'électricité sera vendue au prix de 79FCFA, soit environ 0,122 €. Le coût de l'électricité par kWh étant élevé, le retour sur investissement est également réduit. [8]

Investissement et charges | Paramètres financiers | Vente d'électricité | Résultats financiers | Balance carbone

Valeurs: Global par Wc par m²

Monnaie: EUR - Euro

| Description | Quantité | Prix unitaire | Total | |
|----------------------------------|-----------|---------------|----------------------|------------|
| Modules PV | | | 55,558,750.00 | EUR |
| CS6P - 270P | 222235.00 | 200.00 | 44,447,000.00 | EUR |
| Supports des modules | 222235.00 | 50.00 | 11,111,750.00 | EUR |
| Onduleurs | | | 24,000,000.00 | EUR |
| Sunny Central 1000CP XT | 60.00 | 400,000.00 | 24,000,000.00 | EUR |
| Autres composants | | | 4,600.00 | EUR |
| Etudes et analyses | | | 1,200.00 | EUR |
| Installation | | | 449,870.00 | EUR |
| Coûts fonciers | | | 0.00 | EUR |
| Frais bancaires emprunt | 0.00 | 0.00 | 0.00 | EUR |
| Taxes | | | 0.00 | EUR |
| Coût total d'installation | | | 80,014,420.00 | EUR |
| Dont amortissable | | | 79,559,750.00 | EUR |

| Description | Coût annuel | |
|------------------------------------|---------------------|---------------|
| Entretien | 4,800,000.00 | EUR |
| Location du terrain | 0.00 | EUR |
| Assurance | 0.00 | EUR |
| Frais bancaires | 0.00 | EUR |
| Frais administratifs, com... | 0.00 | EUR |
| Taxes | 0.00 | EUR |
| Subventions | - | 0.00 EUR |
| Coûts d'exploitation (OPEX) | 4,800,000.00 | EUR/an |

Figure IV.24: Investissement globale

Après avoir saisi les coûts de l'installation et le prix de vente, PVsys génère des résultats financiers, qui permettent de déterminer s'il est rentable ou non. Dans ce cas, la centrale générera des bénéfices au bout de 6 ans, dont le cumul augmente chaque année comme le montre la figure (IV.25).

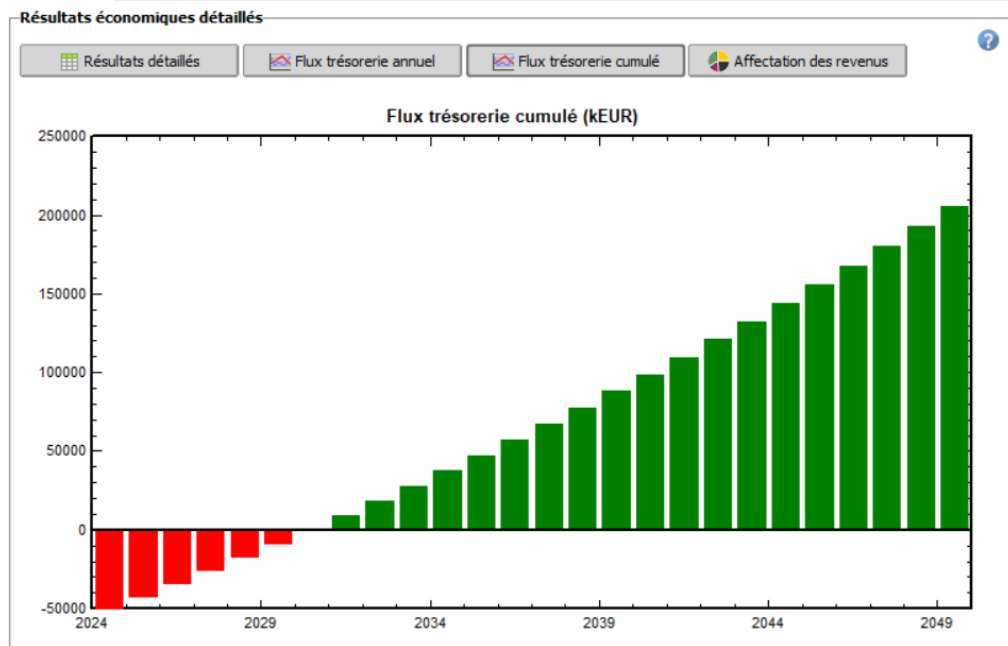


Figure IV.25: Flux trésorerie cumule

- ❖ Estimation des revenus de l'énergie injectée annuellement dans le réseau.
 - D'après les résultats de simulation, l'énergie annuelle injectée dans le réseau est 100997627 kWh/an.
 - Selon la réglementation Tchadienne, le prix du kWh est 79 FCFA. [8]

Donc le revenu (RE) par an est

$$RE = E_{prod} \times P_{vent} = 100\,997\,627 \text{ kWh} \times 79 \text{ FCFA} = 7\,978\,812\,533 \text{ FCFA/Ans} \quad (\text{IV.I})$$

Avec

E_{prod} : Quantité d'énergie produite en un an

P_{vent} : Prix d'un kWh

- ❖ Estimation de la durée de vieillissement de la centrale

Pour calculer le temps d'amortissement de la centrale (AC), nous divisons le coût de construction (CC) par le revenu annuel. (RA)

$$RA = 7\,978\,812\,533 \text{ FCFA}$$

$$CC = 80\,014\,420 \text{ €} = 52\,4814\,5810 \text{ FCFA avec } 1\text{€}=655.90\text{fcfa}$$

$$AC = \frac{CC}{RA} = \frac{52\,4814\,5810 \text{ FCFA}}{7\,978\,812\,533 \text{ FCFA}} = 6.57 \text{ ans} \quad (\text{IV.II})$$

- ❖ Bénéfice estimé. (BR)

La durée de vie d'une centrale photovoltaïque est estimée à 25 ans. Le bénéfice est donc calculé après soustraction du nombre d'années d'amortissement de 25 ans. Il s'agit d'un bénéfice estimé, sans prendre en compte les coûts de maintenance. [30]

Ce qui nous fait

$25 \text{ ans} - 6.57 \text{ ans} = 18.43 \text{ an} .$

$$\text{BR} = 18.43 \text{ ans} \times 7\,978\,812\,533 \text{ FCFA /Ans} = 147\,049\,514\,983.19 \text{ FCFA}$$

Donc la centrale nous rapportera après son amortissement **147 049 514 983.19 FCFA** de bénéfice. À noter que tous les calculs faits précédemment ont été faits sans prendre en considération les charges et les frais d'entretien de la centrale.

IV.9 Balance carbone

Le raisonnement derrière le bilan carbone est que l'installation photovoltaïque remplacera la même quantité d'électricité sur le réseau local pour éviter les émissions de dioxyde de carbone nécessaires à sa fabrication, son installation et sa maintenance. Nous n'ignorons pas que dans la plupart des pays d'Afrique, il peut y avoir un biais dans ce calcul, puisque la plupart des équipements installés dans les centrales photovoltaïques sont importés. Sur la liste des pays de l'AIE sur l'outil de bilan carbone PVsyst, le Tchad n'existe pas en raison des émissions insignifiantes de dioxyde de carbone du pays. Nous avons donc plutôt choisi de calculer utilisant le taux d'émission de carbone au Cameroun qui est 188 gCO₂/kWh. Le bilan carbone est donc estimé à 33 0391,458 tonnes après une période de 25 ans, comme le montre la figure(IV.26). [27]

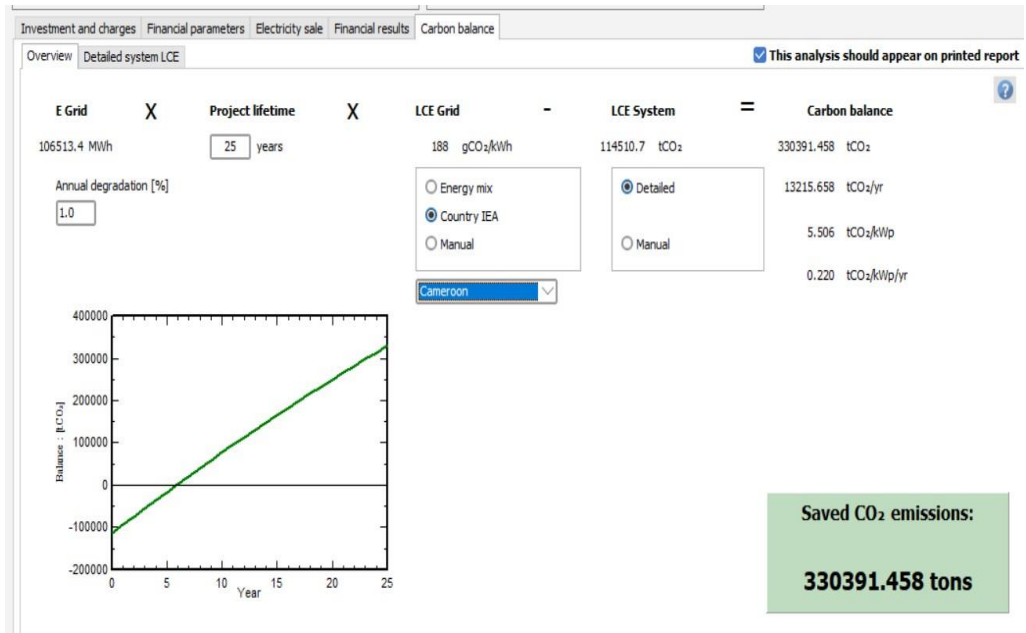


Figure IV.26: Balance carbone

Conclusion.

La centrale photovoltaïque de Djermaya est un projet national avec une capacité de 60MWc qui vise à améliorer la sécurité énergétique de la communauté tchadienne. Dans ce chapitre, nous avons effectué le dimensionnement et analysé le comportement de cette centrale à l'aide du logiciel PVsyst. Les résultats les plus importantes sont l'indice de performance qui est 70.97% et l'énergie totale produite en un an de 100 997 627 kWh/an. Nous confirmons que le projet peut améliorer la sécurité énergétique au Tchad. Notre étude nous a permis d'améliorer notre compréhension de chaque processus impliqué dans la mise en place d'une centrale photovoltaïque. Nous aimerions également apprécier et recommander PVsyst comme outil efficace pour le dimensionnement et d'analyse du comportement des centrales photovoltaïques.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce travail apporte une contribution significative à la conception des centrales photovoltaïques de plusieurs dizaines de mégawatts (60MWc) connectées au réseau de transport électrique. Un système connecté au réseau permettrait non seulement de réduire les coûts d'installation en supprimant le besoin de batteries, mais aussi de revendre l'énergie produite, générant ainsi des revenus supplémentaires.

Cette étude vise à identifier les éléments nécessaires pour la mise en œuvre et l'optimisation du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque en prenant en compte tous les paramètres pouvant influencer son fonctionnement. Elle offre également une estimation des aspects économiques et écologiques de l'installation étudiée. Nous avons introduit notre travail par une description générale des systèmes d'énergie renouvelable photovoltaïque. Le premier chapitre a été consacré à une étude théorique des caractéristiques et des coordonnées de rayonnement solaire, permettant d'expliquer le principe de la conversion photovoltaïque, la modélisation d'une cellule photovoltaïque, le rendement des cellules, ainsi que leurs limitations et comportements en fonction de la température et des variations d'éclairage. Nous avons également examiné les convertisseurs électriques, leurs caractéristiques et le principe de fonctionnement de la commande MPPT.

Nous avons ensuite détaillé les différentes configurations de connexion des systèmes au réseau, en présentant leurs avantages et inconvénients. Dans le deuxième chapitre, nous avons réalisé un état des lieux de notre projet en nous basant sur le cahier de charge, de la centrale photovoltaïque d'Djermaya. Un inventaire de tous les équipements a été établi à l'aide de recherche bibliographique. La compétence clé acquise lors de cette étude au laboratoire concerne le dimensionnement de l'installation complète, visant à atteindre la puissance crête requise en aménageant plusieurs sous-champs successifs, ce qui facilite la réalisation et évite une coupure totale de l'énergie en cas de défaillance d'un onduleur.

Dans le troisième chapitre de notre travail, nous avons utilisé une méthode détaillée pour dimensionner un système photovoltaïque de 60 MWc. Cette étude a démontré la nécessité de continuer à améliorer la réalisation de telles centrales au Tchad et en Afrique en raison de leurs avantages économiques. La méthode de calcul manuel employée nous a permis d'acquérir un savoir-faire approfondi en conception de générateurs photovoltaïques et de maîtriser des règles pratiques pour ajuster les paramètres réels. Nous avons également développé des compétences en dimensionnement des installations électriques et en calcul des sections de câbles. Le dimensionnement du système de protection et de commande a également été pris en compte.

Le quatrième chapitre a été consacré à la validation de notre travail, par une simulation du fonctionnement du système à l'aide du logiciel PVsyst. Les résultats obtenus, sous forme de tableaux et de graphiques, montrent la quantité d'énergie que notre système pourrait produire et la quantité de gaz polluant qu'on peut éviter. Cette simulation a conformément validé les résultats du pré-dimensionnement du chapitre 3. Ainsi nous avons montré que PVsyst est un système très utilisé pour le dimensionnement, l'évaluation économique et écologique de la centrale

En conclusion, le projet stimulera l'économie locale en créant des emplois lors de la phase de construction et en nécessitant des services de maintenance réguliers. Il sensibilisera également la communauté aux avantages des énergies renouvelables et renforcera la position de cette région comme un acteur pionnier dans l'adoption de technologies vertes.

Cette centrale permettra non seulement de répondre à une partie des besoins énergétiques locaux de manière durable, mais elle démontrera également notre engagement envers les objectifs de développement durable

Nous souhaitons que notre contribution au dimensionnement de cette structure pourra trouver une entente d'application au niveau du gouvernement du Tchad, ainsi la soutenir par un budget pour la réalisation. Comme, nous prévoyons de continuer à investir dans des solutions énergétiques durables et à explorer des innovations technologiques pour améliorer encore l'efficacité et la rentabilité de nos installations. La centrale photovoltaïque n'est que le début d'un engagement à long terme en faveur de la protection de l'environnement et du développement économique durable au Tchad et de l'Afrique.

Bibliographies:

- [1] Udemy. (2020).The Complete 2022 PV Solar Energy | PVsyst, Excel & AutoCAD.Udemy.https://www.udemy.com/share/1024UQ3@18Xn3Ig99NfhO3FZIIly1p1eCnr8iVHLv7shRpFrI9JjVaxiD37Pb6iI0WCn_8vkMIA==/
- [2] Livres et Manuels : Duffie, J.A., & Beckman, W.A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes. The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950–2050)
- [3] Hneini Mema Babe , Mémoire du diplôme master : Étude de la centrale photovoltaïque de Skhouna (Saida), Université Mohamed Boudiaf – M’sila
- [4] Sylvain Brigand ‘Installations solaire photovoltaïques’
- [5] <https://energieplus-lesite.be>.
- [6] Ravi Prakash et Sandeep Singh; IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering March-April 2016
- [7] <https://www.solaris-store.com/8-panneau-monocristallin>
- [8] Projet de centrale photovoltaïque. Etude d’impact environnemnt et social (EIES)
- [9] Schneider Electric - "Guide de Dimensionnement des Câbles
- [10] Zero carbon analytics: Africa’s energy transition, Solar and wind fuel energy security; Report 2023
- [11] IRENA Renewable energy statistics 2023
- [12] www.ourworlddata.org
- [13] Photovoltaic Systems Engineering" par Roger Messenger et Jerry Ventre; National Renewable Energy Laboratory
- [14] Mertens, K. (2018). Photovoltaics : Fundamentals,Technology and pratice.
- [15] Cours dispense par le professeur Bekkouch en Master 1 sur la méthodologie de dimensionnement Mémoire de master, Présentation du projet de la centrale D’El Abiodh Sid Cheikh 2016 université de mostaganem
- [16] Hneini Mema babe, Mémoire de master, ‘ ‘ di mensionnement d’une central photovoltaïque de Naama 20MW ‘ ‘

- [17] 18- Ferreira, L. A., & Sampaio, P. (2019). Smart Sensors and Internet of Things in Renewable Energy Grid Integration. In A. F. Zobaa (Ed.), Internet of Things for Smart Cities: Technologies, Big Data and Security (pp. 269-289). Elsevier.
- [18] Research gate: Study on the Effect of Solar Radiation Changes on Solar Panels Using Matlab/Simulink; Dani, Ahma Erivianto, Dino :2023/05/29]
- [19] "Electric Power Systems: A Conceptual Introduction" par Alexandra von Meier (2006), chapitre sur l'interconnexion des réseaux électriques.
- [20] <https://projectsportal.afdb.org/dataportal/VProject/show/P-Z1-FA0-072?lang=fr>
- [21] CanadianSolarINC,Canadian_solar_FR_FT_CS6K_poly_260-270_0816
- [22] <https://fr.climate-data> SMA Solar Technology
- [23] Christian Matulu <<Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome pour une alimentation permanente>> Mémoire master en sciences appliquées 2010 Université de Lubumbashi
- [24] Global Solar Atlas: Fournit des données détaillées sur l'irradiation solaire mondiale, y compris pour le Tchad et Djermaya. Disponible en ligne : Global Solar Atlas
- [25] Philippe guibert TP énergie solaire UPMC université de la Sorbonne
- [26] <https://www.pvsyst>
- [27] PVsyst user manual
- [28] <https://solarsme.com/top-solar-energy-system-losses/>
- [29] Maters Thesis; Maters in Electrical Engineering, Evaluation and sizing of the Naama photovoltaic power plant presented by Sulaiman Abuteir
- [30] Photovoltaic systems engineering ;Roger Messenger et Jerry Ventre

Annexes

Annexe 1



NA2XY

Multi core, XLPE insulated, Aluminium conductor, PVC sheathed cable. Voltage rating 0.6/1kV.
Description ABREVIATION: 2X - Cross linked PE (XLPE) insulation
Construction: N - Kabelmetal standard type Y - Polyvin chloride (PVC) outer sheath
 All aluminium conductor XLPE-insulation A - Aluminium conductor Conductor for all sizes
 • PVC sheath



Caractéristiques

Caractéristiques de construction

| | |
|------------------|-----------|
| Nature de l'âme | Aluminium |
| Isolation | XLPE |
| Gaine extérieure | PVC |

Caractéristiques électriques

| | |
|--|------------|
| Tension de service nominale U ₀ /U | 0,6 / 1 kV |
| Max. system voltage, 1-phase grounded | 0,7 kV |
| Max. system voltage: 1 phase grounded | 1,2 kV |
| Max. system voltage 3 phases (U _m) | 1,2 kV |

Caractéristiques d'utilisation

| | |
|--------------------------------------|-------------------|
| U.V resistance | if required |
| Non propagateur de l'incendie | IEC 60332-3 Cat.A |
| Facteur de courbure en cours de pose | 10 (xD) |
| Minimum installation temperature | 90 °C |

Tension de service nominale U₀/U 0,6 / 1 kV
 U.V resistance if required
 Non propagateur de l'incendie IEC 60332-3 Cat.A

Normes Internationales IEC 60502-1

Facteur de courbure en cours de pose 10 (xD)
 Minimum installation temperature 90 °C

Caractéristiques d'utilisation

| | |
|---|--------|
| Température maximale sur l'âme | 90 °C |
| Température maximale sur l'âme en court circuit | 250 °C |

Annexe 2



NFA2X

XLPE Insulated and Bunched Aluminium Distribution 'Facade' Cables 600/1000V
Description Abbreviation: 2X - XLPE insulation
Construction: N - Standard Cable type +N - with 'Messenger' Core
 All aluminium conductor F - Facade Cable Round stranded Conductor for all sizes
 XLPE-insulation A - Aluminium conductor connection derived from the distribution system.



Characteristics

Construction characteristics

| | |
|------------|------|
| Insulation | XLPE |
|------------|------|

Electrical characteristics

| | |
|---|----------|
| Rated Voltage U ₀ /U (U _m) | 0.6/1 kV |
|---|----------|

Usage characteristics

| | |
|---------------------------------------|---------|
| Maximum operating temperature | 90 °C |
| Bending factor when laying | 10 (xD) |
| Minimum installation temperature | 90 °C |
| Max. conductor temperature in service | 90 °C |

Rated Voltage U₀/U (U_m) 0,6/1 kV
 Maximum operating temperature 90 °C
 Bending factor when laying 10 (xD)
 Minimum installation temperature 90 °C
 Max. conductor temp. in service 90 °C

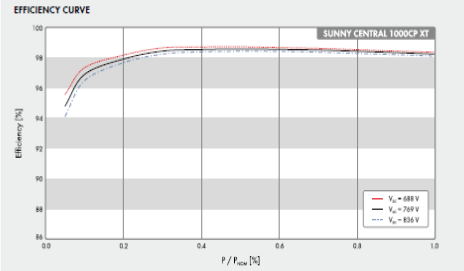
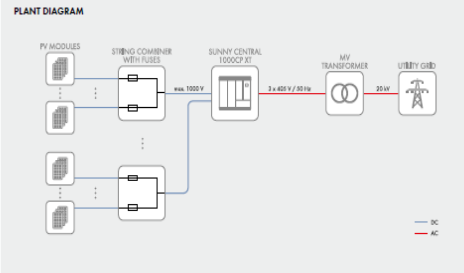
Standards National UTE 33-209

Annexe 3

SUNNY CENTRAL 1000CP XT

| Technical Data | Sunny Central 1000CP XT |
|---|---|
| Input (DC) | |
| Max. DC power (at max. η) | 1122 kW |
| Max. input voltage | 1000 V |
| V _{in1} ... V _{inN} | 576 V |
| V _{in} max. (at 25°C / at 40°C / at 50°C) ¹⁾ | 688 V @ 850 V ²⁾ / 625 V @ 820 V ³⁾ / 596 V @ 850 V ⁴⁾ |
| Rated input voltage | 688 V |
| Max. input current | 1635 A |
| Max. DC short-circuit current | 2500 A |
| Number of independent MPPT inputs | 1 |
| Number of DC inputs | 9 |
| Output (AC) | |
| AC power (at 25°C / at 40°C / at 50°C) | 1100 kVA / 1000 kVA / 900 kVA |
| Nominal AC voltage / nominal AC voltage range | 405 V / 345 V to 445 V |
| AC power frequency / range | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz to 63 Hz |
| Rated power frequency / rated grid voltage | 50 Hz / 405 V |
| Max. output current / max. total harmonic distortion | 1568 A / 0.03 |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.9 overmodulation 0.9 undermodulation |
| Field-to-field / connection phases | 3 / 3 |
| Efficiency ⁵⁾ | |
| Max. efficiency / maximum efficiency / CEC efficiency | 98.7% / 98.4% / 98.5% |
| Protective devices | |
| Inverter-side disconnection device | Non-revolving lockable switch |
| Operator-side disconnection device | AC circuit breaker |
| DC overvoltage protection | Type I surge arrester |
| Lightning protection (according to IEC 62305-1) | Lightning Protection Level III |
| Insulation grid detection active / passive | # / - |
| Grid monitoring | # |
| Ground fault monitoring | # |
| Insulation monitoring | # |
| Surge arrester for auxiliary power supply | # |
| Protection class (according to IEC 62305-1) / overvoltage category (according to IEC 60664-1) | 1 / III |
| General data | |
| Dimensions (W / H / D) | 2560 / 2272 / 956 mm (101 / 89 / 38 inches) |
| Weight | 1900 kg / 4300 lb |
| Operating temperature range | -25°C to 42°C / -13°F to 144°F |
| Extended operating temperature range | 0 to 42°C / 32°F to 144°F |
| Noise emission ⁶⁾ | 68 dB(A) |
| Max. self-consumption (operational ⁷⁾ / self-consumption (light) | 1500 W / 100 W |
| External auxiliary supply voltage | 230 V / 400 V (3 / N / PE) |
| Cooling concept | OpenCool |
| Digital protection devices / connection (according to IEC 60321) / according to IEC 60731-34 | IP54 / IP42 / AC2, AC2 |
| Application in unprotected outdoor environments / indoor | # / 0 |
| Maximum permissible value for relative humidity (noncondensing) | 15% to 95% |
| Maximum operating altitude (at 2000 m / 4000 m) | # / 0 |
| Peak air consumption (inverter) | 3000 m ³ /h |
| Features | |
| DC connection / AC connection | Ring terminal lug / ring terminal lug |
| Display | HMI touch display |
| Communication / protocols | Ethernet (optional fiber-optical), Modbus |
| DC current monitoring (line monitoring / string monitoring) | # / 0 (see Sunny Boy) |
| Color enclosure / door / frame / rail | RAL 9010 / 9010 / 7004 / 7004 |
| Guarantee 5 / 10 / 15 / 20 years | # / 0 / 0 / 0 |
| Configurable grid management functions | # / 0 / 0 |
| Certification and approvals (some available on request) | Power reduction, reactive power, dynamic, dynamic grid support (e.g. DRT) EN 61000-6-2, EN 61000-4, EMC Conformity, CE Conformity, BDEWABSR / ROW / TRM, A-List, EN 62304, IEC 61663 / 2000, IEC 641 / 2007, IEC 133 / IEEE 1547 ⁸⁾ |
| Type designation | SC 1000CP10 |

Standard feature, 0 Optional feature, - Not available



- At 1.05 U_{in,max} and max. η
- Further AC voltage, DC voltage and power device can be configured (for more detailed information, see technical information at [www.SMA.de](http://www SMA.de))
- up to 900 m on request
- Efficiency measured without internal power supply
- Sound pressure level at a distance of 10 m
- Self-consumption at rated operation
- Designed and type-tested in accordance with IEEE 1547, serial test see note possible on an optional basis

Annexe 4



Central Box

Combiner box
with integrated safety devices and a high safety standard

- Spatial separation of plus and minus wires
- Protection of individual DC-inputs
- Monitoring of current and voltage
- Short cabling for inverter connection
- UL listed according to UL-1741




| Housing | | Input parameters | |
|--|-----------------------------------|---|---------------------------------------|
| Installation | Outdoor / Indoor | Permissible DC voltage (U _{DC,max}) | Max. <= 1000 V |
| UV resistance | Yes | Number of DC-inputs | 16-24 |
| Material | Polyester, fiberglass reinforced | DC-connection | #6AWG-350MCM |
| Colour scheme | RAL 7035 | Fuse size | 2001 class J/NH-1 |
| Mounting | Ground | DC input current | Max. 200A |
| Dimensions & Weight | | Output parameters | |
| Housing without bed-plate (width/height/depth) | 1524/1270/304mm / 60 / 50/12 inch | Type of terminal | 250-750MCM |
| Weight | 125kg / 300lb | Number of DC-outputs | 2x4 |
| | | Output current | Max. 2x 1600A |
| | | Grounding connection | 16mm ² -120mm ² |
| Safety class & Environmental conditions | | | |
| Permissible ambient temperatures | -25 °C to +50 °C | | |
| Rel. atmospheric humidity, non-condensing | 15% to 90% | | |
| Altitude above sea level | Max. 2.000 m | | |

Annexe 5



Power Control Box Basis

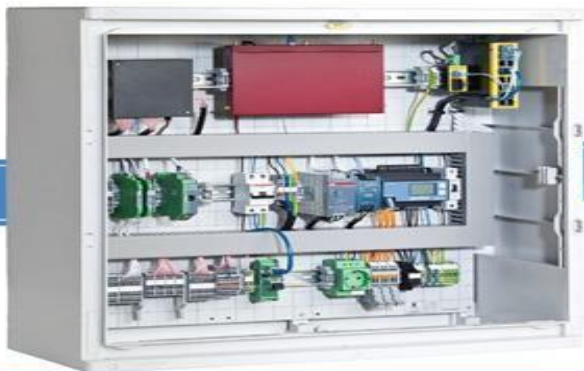
Plant controller for string inverter systems

- to implement the requirements of utilities
- Active power reduction & reactive power compensation, $\cos(\phi)$
 - Mains feed-in management depending on utilities requirements
 - Continuous real time value measuring at the feed in point

| General Data | | Additional interfaces | |
|--|--|---|--|
| Supply voltage | 100 - 240 VAC / 47 - 63 Hz | SD-interface | 2x |
| Power consumption | < 100 W | Ethernet TCP/IP | 1x (10/100Mb/s) |
| Anbindung an PADCON Sensor Box ²⁰⁰⁰ | Up to 8 PADCON Sensor Boxes ²⁰⁰⁰ | USB | 1x USB 2.0 |
| Measured values | Power factor $\cos(\phi)$, active power P, voltage U, reactive power Q, apparent power S, current I | Export interface | CSV |
| Housing | | Standards | |
| Installation | Outdoor / Indoor | CE | Conform |
| UV resistance | Yes | Protection class and ambient conditions | |
| Material | Thermoplastic | Protection class in accordance with EN60529 | IP 65 |
| Colour scheme | RAL 7035 | Permissible ambient temperature | -10°C to +50°C |
| Dimensions & Weight | | Rel. humidity non-condensing | 15% to 90% |
| Housing (width/height/depth) | 590/855/360mm | Altitude above sea level (INN) | Max. 2000m |
| Weight | Approx. 15kg (depending on configuration) | Additional properties | |
| Input parameters | | Connection to system communication | Optionally by CAT 5 network cable or fibre optic cable |
| Digital inputs | 8 DI, 24V | | |
| Analog inputs | 4 AI, resolution 16 bit, range typ. 0-10V, 0-20mA, 10kS/Sek | | |
| Output parameters | | | |
| Digital outputs | 4 DO, 24 V, 3mA | | |
| Analog outputs | 4 AO, Auflösung 12 Bit, Bereich 0-10V, 0-20mA, 10kS/Sek | | |
| Feedback to utility | Acknowledgment of receipt, actual value transmission | | |

IP 65 CE

Annexe 6



Power Control Box Basis

Plant controller for string inverter systems

- to implement the requirements of utilities
- Active power reduction & reactive power compensation, $\cos(\phi)$
 - Mains feed-in management depending on utilities requirements
 - Continuous real time value measuring at the feed in point

| General Data | | Additional interfaces | |
|--|--|---|--|
| Supply voltage | 100 - 240 VAC / 47 - 63 Hz | SD-interface | 2x |
| Power consumption | < 100 W | Ethernet TCP/IP | 1x (10/100Mb/s) |
| Anbindung an PADCON Sensor Box ²⁰⁰⁰ | Up to 8 PADCON Sensor Boxes ²⁰⁰⁰ | USB | 1x USB 2.0 |
| Measured values | Power factor $\cos(\phi)$, active power P, voltage U, reactive power Q, apparent power S, current I | Export interface | CSV |
| Housing | | Standards | |
| Installation | Outdoor / Indoor | CE | Conform |
| UV resistance | Yes | Protection class and ambient conditions | |
| Material | Thermoplastic | Protection class in accordance with EN60529 | IP 65 |
| Colour scheme | RAL 7035 | Permissible ambient temperature | -10°C to +50°C |
| Dimensions & Weight | | Rel. humidity non-condensing | 15% to 90% |
| Housing (width/height/depth) | 590/855/360mm | Altitude above sea level (INN) | Max. 2000m |
| Weight | Approx. 15kg (depending on configuration) | Additional properties | |
| Input parameters | | Connection to system communication | Optionally by CAT 5 network cable or fibre optic cable |
| Digital inputs | 8 DI, 24V | | |
| Analog inputs | 4 AI, resolution 16 bit, range typ. 0-10V, 0-20mA, 10kS/Sek | | |
| Output parameters | | | |
| Digital outputs | 4 DO, 24 V, 3mA | | |
| Analog outputs | 4 AO, Auflösung 12 Bit, Bereich 0-10V, 0-20mA, 10kS/Sek | | |
| Feedback to utility | Acknowledgment of receipt, actual value transmission | | |

IP 65 CE

Annexe 7

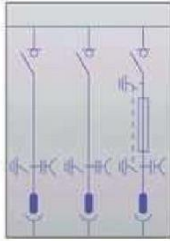


CGM.3-2LP

Cellule compacte, 2 fonctions d'arrivée et 1 de protection par fusibles, qui inclut les fonctions des cellules d'arrivée et la protection par fusibles, hébergées dans la même cuve.

Extensibilité : droite, gauche, des deux côtés ou aucune.

FONCTIONS D'ARRIVÉE ET DE PROTECTION PAR FUSIBLES



| CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES | Arrivée | Protection fusibles |
|--|--|---------------------|
| Tension assignée [kV] | 36 | |
| Courant assigné | | |
| Jeu de barres et interconnexion de cellules [A] | 400 / 630 A | 400 / 630 A |
| Arrivée interrupteurs [A] | 400 / 630 A | - |
| Dérivation transformateur [A] | - | 200 |
| Fréquence nominale [Hz] | 50/60* | 50/60* |
| Tension de tenue à fréquence industrielle pendant 1 min | | |
| À la masse et entre phases[kV] | 70 | 70 |
| Sur la distance de sectionnement [kV] | 80 | 80 |
| Tension de tenue aux chocs de foudre | | |
| À la masse et entre phases[kV] | 170 | 170 |
| Sur la distance de sectionnement [kV] | 195 | 195 |
| Arc interne | 16/20* kA 1s | 16/20* kA 1s |
| Interrupteur selon CEI 60265-1 | | |
| Courant de court-circuit admissible assigné (circuit principal) | | |
| Valeur ef ficace 1 / 3 s [kA] | 16 / 20* | 16 / 20* |
| Valeur de crête [kA] | 40 / 50* | 40 / 50* |
| Pouvoir de coupure assigné de charge principalement active[A] | 400 / 630 | 200 |
| Pouvoir de coupure assigné de câble à vide [A] | 50 | - |
| Pouvoir de coupure assigné boucle fermée [A] | 400 / 630 | - |
| Pouvoir de coupure de défaut à la terre [A] | 160 | - |
| Pouvoir de coupure assigné de câble à vide avec défaut à la terre [A] | 90 | - |
| Pouvoir de fermeture assigné sur court-circuit [kA] | 40 / 50* | 40 / 50* |
| Catégorie de l'interrupteur selon CEI 60265-1 | | |
| Endurance mécanique (manœuvres - classe) | 1000-M1 (manuel) 5000-M2 (motorisé) | 1000-M1 (manuel) |
| Nbre de fermetures en court-circuit (manœuvres - classe) | 5 - E3 | 5 - E3 |
| Courant d'intersection combiné interrupteur-relais ekorRPT (I maximale de coupure selon TD 5 CEI 62271-105) [A] | - | 490 |
| Courant de transfert combiné interrupteur- fusible (I maximale de coupure selon TD 4 CEI 62271-105) [A] | - | 820 |
| Sectionneur de mise à la terre selon CEI 62271-102 | | |
| Courant de court-circuit admissible assigné (circuit de terre) | | |
| Valeur ef ficace 1 s [kA] | 16 / 20* | 1/3 |
| Valeur de crête [kA] | 40/ 50* | 2,5 / 7,5 |
| Pouvoir de fermeture du SMALT (valeur de crête) [kA] | 40/ 50* | 2,5 / 7,5 |
| Catégorie du sectionneur de mise à la terre | | |
| Endurance mécanique (manœuvres - classe) | 1000-M0 (manuel) | 1000-M0 (manuel) |
| Nbre de fermetures en court-circuit (manœuvres -classe) | 5 - E2 | 5 - E2 |



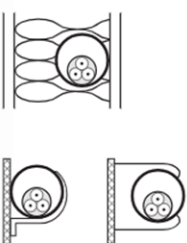
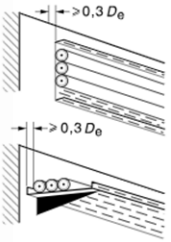
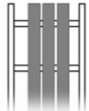
(#) Données représentées pour 50 Hz. Pour obtenir des informations sur d'autres valeurs, contacter notre Département Technico - Commercial.
 (*) Essais réalisés à 21 kA / 52,5 kA.

| CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES | Hauteur[mm] | Largeur[mm] | Profondeur[mm] | Poids[kg] |
|----------------------------|-------------|-------------|----------------|-----------|
| | 1745 | 1316 | 1010 | 421 |

REMARQUE : Les fonctionnalités supplémentaires de protection, mesure, contrôle et automatisation sont détaillées dans le paragraphe correspondant.



Fig. G14 – Lettre de sélection et numéro de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

| Exemple | Mode de pose(description) | Numéro de référence du mode de pose | Lettre de sélection |
|---|---|---|---------------------|
| <p>Conducteur et câble multiconducteurs</p>  | <ul style="list-style-type: none"> • sous conduit profilé ou goulotte, en apparent ou encastré • sous vide de construction, faux plafond • sous caniveau, moulure, plinthe, chambranle | 1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 11, 11A, 12, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71, 73, 74 | B |
| | <ul style="list-style-type: none"> • en apparent contre mur ou plafond • sur chemin de câble ou tablettes non perforées | 11, 11A, 12, 18 | C |
| <p>Câble multiconducteur</p>  | <ul style="list-style-type: none"> • sur échelles, corbeaux, chemin de câble perforé • fixés en apparent, espacés de la paroi • câbles suspendus | 13,14,16, 17 | E |
| <p>Câble monoconducteur</p>  | | 13,14,16, 17 | F |

Annexe 9

Facteur de correction K1

| lettre de sélection | cas d'installation | K1 |
|---------------------|--|-------------|
| B | ● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants | 0,70 |
| | ● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants | 0,77 |
| | ● câbles multiconducteurs | 0,90 |
| | ● vides de construction et caniveaux | 0,95 |
| C | ● pose sous plafond | 0,95 |
| B, C, E, F | ● autres cas | 1 |

Facteur de correction K2

Fig. G16 - Valeurs du facteur de correction K2 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs en une couche (d'après le tableau 92M de la norme NF C 15-100)

| Disposition de circuits ou de câbles Jointifs | Facteurs de correction | | | | | | | | | | | | Lettres de sélection | Numéro de référence Modes de pose |
|---|--|------|------|------|------|------|------|------|------|--|------|------|----------------------|---|
| | Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs | | | | | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 12 | 16 | 20 | | |
| fermés | 1,00 | 0,80 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,55 | 0,55 | 0,50 | 0,50 | 0,45 | 0,40 | 0,40 | B,C | 1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31,31A, 32, 32A, 33, 33A,34, 34A, 41, 42, 43,71 |
| Simple couche sur murs ou les poutres ou planchers ou tablettes non perforées | 1,00 | 0,85 | 0,79 | 0,75 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | 0,71 | 0,70 | Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles | | | C | 11,12 |
| Simple couche au plafond | 1,00 | 0,85 | 0,76 | 0,72 | 0,69 | 0,67 | 0,66 | 0,65 | 0,64 | | | | E, F | 11A |
| Simple couche sur tablettes perforées | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,77 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | | | | E, F | 13 |
| Simple couche sur échelles à poutres, corbeaux, câbles soudés etc. | 1,00 | 0,88 | 0,82 | 0,80 | 0,80 | 0,79 | 0,79 | 0,78 | 0,78 | | | | | 14,16,17 |

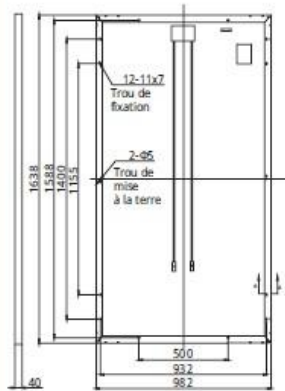
Facteur de correction K3

| températures ambiantes (°C) | Isolation | | |
|-----------------------------|-------------------------|------------------------------|--|
| | élastomère (caoutchouc) | polychlorure de vinyle (PVC) | polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR) |
| 10 | 1,29 | 1,22 | 1,15 |
| 15 | 1,22 | 1,17 | 1,12 |
| 20 | 1,15 | 1,12 | 1,08 |
| 25 | 1,07 | 1,06 | 1,04 |
| 30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 35 | 0,93 | 0,94 | 0,96 |
| 40 | 0,82 | 0,87 | 0,91 |
| 45 | 0,71 | 0,79 | 0,87 |
| 50 | 0,58 | 0,71 | 0,82 |
| 55 | - | 0,61 | 0,76 |
| 60 | - | 0,50 | 0,71 |

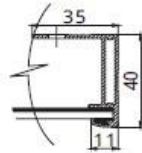
Annexe10

DESSIN D'ÉTUDE (mm)

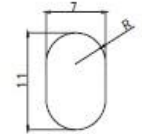
Vue arrière



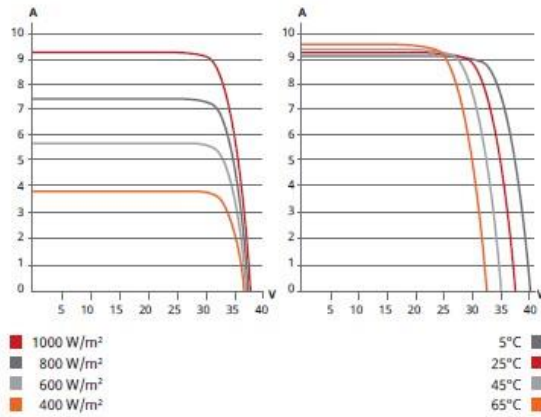
Section transversale du cadre A-A



Trou de fixation



CS6P-265P / COURBES I-V



DONNÉES ÉLECTRIQUES | STC*

| CS6P | 260M | 265M | 270M |
|---------------------------------------|--|---------|---------|
| Puissance max. nominale (Pmax) | 260 W | 265 W | 270 W |
| Tension d'exploitation opt. (Umpp) | 30,4 V | 30,6 V | 30,8 V |
| Courant de fonctionnement opt. (Impp) | 8,56 A | 8,66 A | 8,75 A |
| Tension circuit ouvert (Uoc) | 37,5 V | 37,7 V | 37,9 V |
| Courant de court-circuit (Isc) | 9,12 A | 9,23 A | 9,32 A |
| Efficacité du module | 16,16 % | 16,47 % | 16,79 % |
| Température d'exploitation | -40°C ~ +85°C | | |
| Tension du système max. | 1000 V (IEC) ou 1000 V (UL) | | |
| Comportement au feu | TYPE 1 (UL 1703) ou Classe C (IEC 61730) | | |
| Calibre des fusibles série max. | 15 A | | |
| Classification de l'application | Classe A | | |
| Tolérance électrique | 0 ~ +5 W | | |

* Sous conditions normales d'essais (STC) de l'irradiance de 1000 W/m², spectre AM de 1,5 et température des cellules de 25 °C.

DONNÉES ÉLECTRIQUES | NOCT*

| CS6P | 260P | 265P | 270P |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|
| Puissance max. nominale (Pmax) | 189 W | 192 W | 196 W |
| Tension d'exploitation opt. (Umpp) | 27,7 V | 27,9 V | 28,1 V |
| Courant de fonctionnement opt. (Impp) | 6,80 A | 6,88 A | 6,97 A |
| Tension circuit ouvert (Uoc) | 34,5 V | 34,7 V | 34,8 V |
| Courant de court-circuit (Isc) | 7,39 A | 7,48 A | 7,55 A |

DONNÉES MÉCANIQUES

| Spécification | Données |
|--------------------------|--|
| Type de cellule | Polycristallin, 6 pouces |
| Disposition des cellules | 60 (6 × 10) |
| Dimensions | 1638 × 982 × 40 mm |
| Poids | 18 kg |
| Couvercle avant | Verre trempé de 3,2 mm |
| Matériau du cadre | Alliage d'aluminium anodisé |
| Boîte de jonction | IP67, 3 diodes |
| Câble | 4 mm² (CEI) ou 4 mm² et 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (650 mm est en option) |
| Connecteurs | T4-1000V ou Séries PV2 |
| Par Palette | 26 pièces, 515 kg |
| Par Conteneur | 728 pièces (40' HQ) |

CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES

| Spécification | Données |
|---|--------------|
| Coefficient de température (Pmax) | -0,41 % / °C |
| Coefficient de température (Uoc) | -0,31 % / °C |
| Coefficient de température (Isc) | 0,053 % / °C |
| Température nominale de fonctionnement des cellules | 45±2°C |

