



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
People's Democratic Republic of Algeria
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministry of Higher Education and Scientific Research
جامعة عبد الحميد بن باديس - مستغانم
Abdelhamid Ibn Badis University - Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculty of Sciences and Technology



THESE

Présentée à la

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENIE ELECTRIQUE
Laboratoire des énergies renouvelables et systèmes électriques

Pour l'obtention du diplôme

DOCTORAT

Option : Energies Renouvelables

Par

DAHMOUN Mouhcen El- Hadi

**Evaluation des performances et la gestion de l'énergie
produite par une centrale photovoltaïque réalisée au sud
algérien avec l'intégration d'un système de stockage.**

Soutenue le 08/02/2022 devant la commission d'examen :

Président:	M. BENTOUNES Hadj Adda	Professeur	Université de Mostaganem
Examineurs:	M. ALLAoui Tayeb	Professeur	Université de Tiaret
	M. CHAOUCH Abdellah	MCA	Université de Mostaganem
	M. AFIF Benameur	MCA	Université de Mascara
Encadrant	M. BEKKOUCHE Benaïssa	Professeur	Université de Mostaganem
Co-encadrant	M. M. SUDHAKAR kumarsamy	Professeur	Université. Malaysia, Pahang

A 10h dans la salle F

Dédicace

Avant tout.

*Je dédie cette thèse à l'âme de mon frère **Mohamed Lotfi** et ma grand-mère **Hedja Kheira**. Je prie le tout puissant ALLAH pour le repos de leurs âmes,*

Amen.

Avec plein de respect et d'amour je dédie ce modeste travail a ...

*A mes chers parents hadj **Mohammed** et hadja **Aicha** pour leur soutien et leur présence. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie professionnelle et personnelle. Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Veuillez trouver dans ce modeste travail ma reconnaissance pour tous vos efforts.*

*Au membre de ma famille, mes sœurs **Mouna** et **Manel**, Et mes frères **Mustapha**, **Montasser**, et **Merouane** qui sont la source de ma réussite et de ma fierté, rien ne saurait exprimer ma profonde gratitude, pour l'encouragement, et l'aide que vous m'avez toujours procuré.*

*A mon très cher ami **DIDOU**, ainsi que toutes les membres de ma 2^{ème} famille, ma chère maman **Hamida**, mon oncle **Cheikh** et mes sœurs **Doha**, **Doua** et **Israa**. Je vous dédie ce travail en reconnaissance de l'amour que vous m'offrez quotidiennement et votre bonté exceptionnelle. Que Dieu le Tout Puissant vous garde et vous procure santé et bonheur.*

*A tous les gens que j'ai rencontré sur le Tatami et dans le Dojo spécialement mes coachs **BENKAAKAA Khalifa** et **DEIF Ahmed** et toute ma grande famille sportive.*

A tous mes amis avec qui je partage des moments de ma vie, pour tous ceux qui ont toujours été là pour moi. Aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

Remerciements

En tout premier lieu, J'exprime mes gratitudes et mes remerciements à notre grand Seigneur

« Allah »

Mes profonds remerciements vont tout d'abord à mon Directeur de thèse Monsieur **BEKKOUCHE Benaïssa** pour son soutien, sa patience et son encadrement professionnel et pédagogique. Je le remercie vivement pour sa disponibilité, son ouverture et sa clairvoyance qui m'ont été un guide précieux au cours des différentes étapes mes recherches. Travailler avec lui est un plaisir et j'espère que notre collaboration continue.

Un grand merci au professeur **SUDHAKAR Kumarsamy**, le codirecteur de cette thèse pour toutes les informations qu'il m'a apporté, pour les conseils qu'il m'a donné, pour son aide précieuse et son intérêt porté sur la réalisation de ce travail de recherche.

Je tiens à remercier vivement Monsieur **BENYOUSSEF Mohamed**, le chef de projet de la centrale photovoltaïque d'El-Abiodh Sidi Cheikh pour son aide précieuse, ses qualités humaines, et particulièrement ses orientations qui ont apporté beaucoup à l'aboutissement de ce travail, sans oublier toute l'équipe technique présente sur le site et spécialement Mr. **Seif Eddine** pour toutes les facilités qui ont rendu notre stage moins pénible.

Je tiens ensuite à remercier sincèrement Monsieur **BENTOUNES Hadj Adda** professeur de l'Université de Mostaganem, pour avoir assuré les fonctions de président du jury. Monsieur **ALLAOUI Tayeb** professeur de l'Université Tiaret, Monsieur **CHAOUCH Abdellah** maître de conférence de l'Université de Mostaganem et Monsieur **AFIF Benameur** maître de conférence de l'Université de Mascara d'avoir accepté d'évaluer et d'expertiser notre travail.

Je voudrais témoigner ma plus vive sympathie à mes collègues du département génie électrique et toute l'équipe du laboratoire des énergies renouvelables et systèmes électriques.

Je finirai en remerciant tous ceux qui m'ont aidé à la réalisation de cette thèse.

RÉSUMÉ

Résumé:

Cette thèse présente une contribution pour améliorer le fonctionnement des centrales PV à grande échelle installées dans le cadre du programme algérien de développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Dans le but de faire une évaluation complète des performances de la centrale PV d'El Abiodh Sidi Cheikh (23.92MWc) selon les normes internationales et de proposer un système de stockage afin de prolonger la durée de production de l'énergie propre. Pour cette raison toutes les étapes de développement du projet de la centrale PV ont été analysées et examinées, allant de l'étude de faisabilité détaillée, la conception, la construction, l'exploitation commerciale jusqu'à l'étude de dégradation de la centrale PV pendant trois ans de production. Nous avons ainsi pu calculer un bon indice de performance de notre centrale PV comparativement à ce qu'il se fait au niveau international, d'une part, et d'autre part cette expérience pilote participera à enrichir la recherche scientifique et servira sans conteste d'étalon pour la réalisation des futures centrales PV programmées par le gouvernement. Cependant, le caractère intermittent de l'énergie PV pose des problèmes en termes de pénétration, de qualité ou encore de sûreté de fonctionnement des réseaux électriques auxquels elles sont connectées. Donc, nous avons développé un nouveau modèle de gestion de l'énergie qui intégrera un système de stockage hybride (Batteries avec super condensateurs) compatible avec la consommation d'énergie de la commune d'El Abiodh sidi cheikh, Wilaya D'El-Bayadh. Les résultats de simulation obtenus de l'ensemble «PV+stockage» connecté au réseau, nous ont permis d'améliorer une pénétration accrue de la centrale PV avec un coût drastiquement bas du KWh / stocké.

Mots-clés :

Production photovoltaïque à grande échelle / évaluation des performances / stockage d'énergie/ la gestion de l'énergie.

الملخص:

تقدم هذه الرسالة مساهمة في تحسين تشغيل محطات الطاقة الكهروضوئية واسعة النطاق التي تم انشاؤها كجزء من البرنامج الجزائري لتنمية الطاقات المتجددة و فعالية الطاقة. من أجل إجراء تقييم شامل وفقاً للمعايير الدولية للمحطة الكهروضوئية (23.92 ميجاوات) الواقعة في بلدية الأبييض سيدي الشيخ، و من جهة أخرى اقتراح نظام تخزين من أجل اطالة وقت انتاج الطاقة النظيفة، لذلك قمنا بفحص جميع مراحل تطوير مشروع محطة الطاقة الكهروضوئية بما في ذلك دراسة جدوى مفصلة، التصميم، البناء، الاستغلال التجاري و تراجع كفاءة المحطة الكهروضوئية خلال 4 سنوات من الإنتاج. أظهر هذا التقييم مؤشر أداء جيد حيث أتاح من ناحية معرفة موقع هذه المحطة على النطاق العالمي كما يساهم من ناحية أخرى في تحسين انشاء المحطات الكهروضوئية المستقبلية المبرمجة من قبل الحكومة الجزائرية. ومع ذلك، فإن الطبيعة المتقطعة للطاقة الكهروضوئية تطرح مشاكل من حيث التغلغل والجودة أو حتى الموثوقية التشغيلية لشبكات الكهرباء التي ترتبط بما لذلك قمنا بتطوير نموذج جديد لإدارة الطاقة في ظل وجود نظام تخزين هجين (Battey/super capacitor) متوافق مع استهلاك الطاقة لبلدية الأبييض سيدي الشيخ، ولاية البيض، نتج عن عملية المحاكاة التي تم الحصول عليها من طرف النظام الجديد « الكهروضوئي + التخزين» المتصل بالشبكة العديد من التحسينات ، بما في ذلك زيادة تغلغل الطاقة المتجددة، باقل سعر ممكن لتكلفة كيلوات ساعي للظام التخزين.

الكلمات المفتاحية

المحطات الكهروضوئية ذات نطاق واسع / تقييم الاداء / تخزين الطاقة / تسيير الطاقة

Abstract:

This thesis presents a contribution to improve the operation of large-scale PV plant installed as part of the Algerian program for the renewable energy and energy efficiency Development. In order to make a complete evaluation of the PV plant of El Abiodh Sidi Cheikh (23.92MWp) according to international standards and propose a system of storage energy in order to extend the production time of clean energy, we have analysed all stages of PV plant project development including a feasibility study, design, construction, commercial operation and degradation of the PV plant during 4 years of production. This evaluation showed a good performance index which allowed on one hand to know the position of this plant on a global scale, on the other hand, contributes to the improvement of the realization of the future PV plants programmed by the government. However, the intermittent nature of PV energy poses problems in terms of penetration, quality or even the operational reliability of the electricity networks to which they are connected. So we developed a new model of energy management in the presence of a hybrid energy storage system (batteries with super capacitor) compatible with the energy demand of El Abiodh Sidi Cheikh, district El Bayadh. The simulation results obtained from the « PV + storage » unit connected to the grid have resulted in several improvements, including increased penetration of the PV plant, at the lowest possible cost of the storage energy system.

Key words:

Large-scale PV production / Performance evaluation / Energy storage / Energy management.

Abréviations :

ASI	Système d'alimentation sans interruption
CAES	Stockage d'énergie par air comprimé
ESS	Système de stockages d'énergie.
GIS	Système d'information géographique
GWO	Grey Wolf Optimization
HESS	Système de stockage d'énergie hybride
IEA	L'agence internationale de l'énergie.
IEC	Commission Électrotechnique International
LCCOS	Le coût du cycle de vie de stockage de l'énergie.
LCOS	Le coût actualisé de l'énergie de stockage
MOGWO	La méthode la méthode multi-objective Grey Wolf Optimization
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PDL	Poste de livraison
PRDR	Taux annuel de dégradation de rapport de performance
PV	Photovoltaïque
RMU	Unité principale de bouclage (ring main unit)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
STEP	Stations de transfert d'énergie par pompage
SDI	Système de détection d'incendie

Nomenclature :

C_{CAP}	Le coût d'investissement.
C_{OM}	Le coût total d'exploitation et de maintenance.
C_{REP}	Le coût de remplacement
C_{CAP}	Le coût d'investissement initial
C_{SC}	Le coût de dispositif de système de stockage
C_{PC}	Le coût des convertisseurs de puissance
C_{BP}	Les autres coûts tels que les transformateurs, dispositifs de protection et le système de refroidissement
C_s	Le coût du dispositif de stockage par unité de capacité en €/kWh.
C_{FOM}	Le coût fixe annualisé d'exploitation et de maintenance du stockage
C_{fixed}	Le facteur du coût fixe d'exploitation et de maintenance
EPV_{ac}	la production d'énergie annuelle du système photovoltaïque
$E_{prod-pic}$	La quantité d'énergie fournit par la centrale pendant les heures de pointe.
$E_{prod-offpic}$	La quantité d'énergie fournit par la centrale pendant les heures creuses.
E_{charge}	Demande énergétique

I_{ccpv}	Le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.
N_{ssc}	Le nombre maximal de modules photovoltaïque en série
N_{psc}	Nombre totales des chaines de modules PV.
P_{EnR}	Puissance produite par la centrale PV et le système de stockage
P_{charge}	La consommation énergétique
P_{vente}	Le prix de vente défini en DZD par KWh.
$P_{vente-pic}$	Le prix de vente pendant les heures de pointes.
T_{PP}	Taux de pénétration en puissance
T_{PE}	Taux de pénétration en énergie
$U_{ond.max}$	Tension max de l'onduleur
$U_{CO Pv}$	Tension de circuit ouvert du module photovoltaïque
Y_r	Le rendement de référence
Y_f	Le rendement final.
Y_a	Le rendement du champ PV

Table de matière

Table de matière

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I. LE CONTEXTE ENERGETIQUE EN ALGERIE ET LES SYSTEMES PV	
I. INTRODUCTION	4
I.1 Situation énergétique actuelle en Algérie :	4
I.2 Les enjeux et les défis énergétique en Algérie :	4
I.3 Potentiel énergétique en Algérie:.....	5
I.3.1 Potentiel solaire :.....	5
I.3.2 D'autres potentiels d'énergies renouvelables :	6
I.4 Programme national de la transition énergétique :	7
I.5 Les installations à base d'énergie renouvelables réalisées :.....	8
I.6 Production d'énergie photovoltaïque :.....	8
I.6.1 Généralité :.....	8
I.6.2 Modules photovoltaïques :.....	9
I.6.3 Onduleurs :.....	11
I.6.4 Description des topologies :.....	11
I.6.5 Les différents types d'installation des centrales PV :.....	13
I.7 Etude de performance des centrales PV :.....	15
I.7.1 Généralité :.....	15
I.7.2 Méthodologie d'évaluation des performances :.....	17
I.8 Stockage d'énergie photovoltaïque :.....	19
I.8.1 Généralité :.....	19
I.8.2 Différentes technologies de stockage d'énergie photovoltaïque :	20
I.8.3 Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage.....	22
I.8.4 Comparaison des moyennes de stockage d'énergie :	24
I.8.5 Hybridation de system de stockage d'énergie :.....	25
I.8.6 Architectures d'association Batteries / Supercondensateurs :	27
I.8.7 Architectures d'association des ESS dans les centrales PV à grande échelles :	29
I.8.8 Méthodologie de dimensionnement du système de stockage d'énergie :.....	31
I.9 Conclusion :.....	33
CHAPITRE II. PRESENTATION DE LA CENTRALE D'EL ABIODH SID CHEIKH	
II. INTRODUCTION.....	34
II.1 Présentation des promoteurs du projet :.....	34
II.1.1 Présentation de la société « SKTM » :	34
II.1.2 Présentation de la société allemande Belectric GmbH :	35
II.2 Situation de la centrale PV :.....	35
II.3 Critère du choix du site :.....	36

II.3.1	Classification de Koppen:.....	37
II.3.2	Rayonnement du site:	37
II.3.3	La température :	38
II.3.4	Vitesse du vent:.....	38
II.3.5	Précipitations:	39
II.4	Description générale de la centrale photovoltaïque.....	40
II.4.1	Généralité:	40
II.4.2	Description du sous champ de 2 MWc :.....	41
II.4.3	Poste de livraison:	45
II.4.4	Poste de commande:.....	45
II.4.5	Système d'alimentation sans interruption (ASI) :.....	46
II.4.6	Détecteur d'incendie :	46
II.5	Aperçu sur le dimensionnement de la centrale PV.....	47
II.5.1	Composition du champ photovoltaïque :.....	47
II.5.2	Adaptation de l'onduleur :.....	49
II.5.3	Dimensionnement du câblage :.....	51
II.5.4	Schéma bloc des cheminements des câbles :.....	57
II.6	Conclusion:	57
CHAPITRE III ANALYSE DES PERFORMANCES DE LA CENTRAL PV DE L'ABIODH SID EL CHEIKH		
III.	INTRODUCTION.....	58
III.1.	La méthode d'analyse utilisée:.....	58
III.2.	Aperçu sur les logiciels utilisés :.....	60
III.2.1.	PVsyst :	60
III.2.2.	SolarGIS :	61
	• Prospection	61
III.3.	Résultats et discussion:	62
III.3.1.	Résultats de simulation:	62
III.3.2.	Comparaison des performances avec les données réelles de la centrale PV:.....	65
III.3.3.	Analyse détaillée des performances de la centrale PV :	69
III.3.4.	Études de dégradation du système:	70
III.3.5.	Comparaison des performances réelles de la centrale avec d'autres centrales PV a grandes échelles installées au monde :.....	72
III.3.6.	Conclusion :	73
CHAPITRE IV. GESTION D'ENERGIE OPTIMALE DE LA CENTRAL PV D'EL ABIODH SID EL CHEIKH		
IV.	INTRODUCTION.....	74
IV.1	Description du système actuel :	74
IV.1.1	Eude de la production d'énergie réel de la centrale PV :.....	74

IV.1.2	La consommation énergétique de la région d'El Abiodh sidi cheikh:	75
IV.1.3	Problématique :.....	76
IV.2	Structure du système prévu :	77
IV.2.1	La stratégie de gestion d'énergie :.....	77
IV.2.2	Le processus de la charge de système de stockage hybride :	79
IV.2.3	Le processus de la décharge de système de stockage hybride:	80
IV.3	Méthode d'optimisation :	81
IV.3.1	Taux Pénétration de système PV.....	82
IV.3.2	Modèles de coûts du système de stockage d'énergie :	83
IV.4	Résultats d'optimisation :.....	86
IV.4.1	Pénétration de la centrale PV :	86
IV.4.2	La capacité de stockage idéal:	87
IV.4.3	Revenue de la centrale :	88
IV.4.4	Gestion d'énergie produite par la centrale PV:	89
IV.5	Conclusion :	92
CONCLUSION GENERALE		96
Bibliographie		95
ANNEXES		105

TABLE DES FIGURES :

CHAPITRE I

FIGURE I. 1 STRUCTURE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE PRIMAIRE EN ALGERIE (2019)	4
FIGURE I. 2 IMPACT DE L'EVOLUTION DEMOGRAPHIQUE SUR LA DEMANDE ENERGETIQUE.	5
FIGURE I. 3 GISSEMENT SOLAIRE EN ALGERIE REÇUE PAR UN JOUR SUR UNE SURFACE D'UN M2	6
FIGURE I. 4 ÉVOLUTION ESTIMEE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE EN ALGERIE	7
FIGURE I. 5 INSTALLATIONS D'ENERGIE RENOUVELABLE EN ALGERIE.....	8
FIGURE I. 6 CLASSIFICATIONS DES TECHNOLOGIES DES MODULES PV	9
FIGURE I. 7 INCLINAISON DE MODULE PV PAR RAPPORT AU RAYON DE SOLEIL	10
FIGURE I. 8 AVANTAGE DES SYSTEMES DE SUIVEURS SOLAIRES	10
FIGURE I. 9 LES DIFFERENTES TOPOLOGIES DE RACCORDEMENT DU CHAMP PV AVEC L'ONDULEUR.....	12
FIGURE I. 10 SCHEMA FONCTIONNEL D'UN SYSTEME PV EN SITE ISOLE	14
FIGURE I. 11 LE SCHEMA FONCTIONNEL D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU	14
FIGURE I. 12 LE SCHEMA FONCTIONNEL D'UN SYSTEME PV AVEC STOCKAGE	15
FIGURE I. 13 FLUX D'ENERGIE DANS UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU AVEC LES PARAMETRES DE PERFORMANCE.....	18
FIGURE I. 14 CLASSIFICATION DES DISPOSITIFS DE STOCKAGE	20
FIGURE I. 15 COMPARAISON DE LA DENSITE DE PUISSANCE ET LA DENSITE ENERGETIQUE	24
FIGURE I. 16 COMPARAISON ENTRE L'EFFICACITE ENERGETIQUE ET LA DUREE DE VIE	25
FIGURE I. 17 . LA RAISON D'HYBRIDATION DES SYSTEMES DE STOCKAGES	26
FIGURE I. 18 ARCHITECTURES D'ASSOCIATION BATTERIES / SUPERCONDENSATEURS	27
FIGURE I. 19 ARCHITECTURES D'ASSOCIATION DES SYSTEMES DE STOCKAGE DANS LES CENTRALES PV (A) COUPLAGE DC ; (B) COUPLAGE AC.....	29
FIGURE I. 20 LE SCHEMA FONCTIONNEL D'UN COUPLAGE DC DECENTRALISEE	30
FIGURE I. 21 LE SCHEMA FONCTIONNEL D'UN COUPLAGE AC DECENTRALISEE	30
FIGURE I. 22 LE SCHEMA FONCTIONNEL D'UN COUPLAGE AC CENTRALISEE.....	31
FIGURE I. 23 METHODOLOGIE GENERALE DE DIMENSIONNEMENT DE STOCKAGE	32

CHAPITRE II

FIGURE II. 1 POSITION DE LA CENTRALE PAR RAPPORT A LA VILLE D'EL BIODH SIDI CHEIKH	36
FIGURE II. 2 CLASSIFICATION DE KOPPEN	37
FIGURE II. 3 DIAGRAMME DE LA TEMPERATURE MOYENNE A EL ABIODH SIDI CHEIKH.....	38
FIGURE II. 4 DIAGRAMME DE LA VITESSE DU VENT MOYENNE A EL ABIODH SIDI CHEIKH	39
FIGURE II. 5 DIAGRAMME DE LA PRECIPITATION POUR LA REGION D'EL ABIODH SIDI CHEIKH	39
FIGURE II. 6 CONCEPTION DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	40
FIGURE II. 7 VUE DE PROFIL DES RANGEES DE PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES	41
FIGURE II. 8 SCHEMA UNIFILAIRE DE RACCORDEMENT DES CHAINES.	42
FIGURE II. 9 SCHEMA UNIFILAIRE D'UN SKID	42
FIGURE II. 10 L'ARMOIRE DU RMU.	44
FIGURE II. 11 SCHEMA UNI FILAIRE DE LA CONNEXION RMU ENTRE DEUX SKID.	45
FIGURE II. 12 COMPOSITION DES GENERATEURS PV DANS LA 1ERE CONFIGURATION	48
FIGURE II. 13 COMPOSITION DES GENERATEURS PV DANS LA 2EME CONFIGURATION	48
FIGURE II. 14 COMPOSITION DES GENERATEURS PV DANS LA 3EME CONFIGURATION	48
FIGURE II. 15 CABLE DE SECTION 4MM ² RELIANT DEUX CHAINES SOLAIRES	52
FIGURE II. 16 CABLE ELECTRIQUE COLLECTEUR DE TYPE NFA2X (95 MM ²)	53
FIGURE II. 17 CABLE DC PRINCIPAL DE TYPE NA2XY-O (150 MM ²).....	54
FIGURE II. 18 CABLE DE TRANSMISSION DC CENTRAL BOX VERS L'ONDULEUR DE TYPE (N) HXSGAFHXOE (300 MM ²)....	54
FIGURE II. 19 CABLE RELIANT TRANSFORMATEUR ET CELLULE RMU	56

CHAPITRE III

FIGURE III. 1 ORGANIGRAMME DES ETAPES D'ANALYSE DE PERFORMANCE DE LA CENTRALE PV	59
FIGURE III. 2 INTERFACE DE DONNEES D'ENTREES DE PVSYSY.....	61
FIGURE III. 3 COMPARAISON MENSUELLE ENTRE LE RAYONNEMENT SOLAIRE MESURE ET SIMULE DANS LE PLAN.....	66
FIGURE III. 4 COMPARAISON MENSUELLE ENTRE LA TEMPERATURE DE L'AIR MESUREE ET SIMULEE	66
FIGURE III. 5 COMPARAISON MENSUELLE ENTRE LA PRODUCTION D'ENERGIE AC MESUREE ET SIMULEE	67
FIGURE III. 6 COMPARAISON MENSUELLE ENTRE PR MESURE ET SIMULE	68
FIGURE III. 7 COMPARAISON MENSUELLE ENTRE CF MESUREE ET SIMULEE.....	68
FIGURE III. 8 RELATIONS HEBDOMADAIRES ENTRE LE YR (AXE X) PAR RAPPORT YR ET YF (AXE Y).....	69
FIGURE III. 9 IMPACT DE LA TEMPERATURE DU MODULE SUR LE RAPPORT DE PERFORMANCE.....	70
FIGURE III. 10 PRODUCTION D'ENERGIE A PARTIR DE LA CENTRALE PV PENDANT LA PERIODE DE SURVEILLANCE	71
FIGURE III. 11 MODELE DE REGRESSION LINEAIRE POUR LE RATIO DE PERFORMANCE SUR LES 3 ANS.....	71

CHAPITRE IV

FIGURE IV. 1 LA PRODUCTION ANNUELLE DE LA CENTRALE PV	74
FIGURE IV. 2 LA PRODUCTION JOURNALIERE DE LA CENTRALE PV	75
FIGURE IV. 3 LA CONSOMMATION ENERGETIQUE ANNUELLE DE LA REGION D'EL ABIODH SIDI CHEIKH	75
FIGURE IV. 4 LA CONSOMMATION ENERGETIQUE JOURNALIERE DE LA REGION D'EL ABIODH SIDI CHEIKH:	76
FIGURE IV. 5 PROBLEME DE L'INADEQUATION ENTRE LA PRODUCTION ET LA CONSOMMATION.	76
FIGURE IV. 6 SCHEMA DE RACCORDEMENT DES DIFFERENTS ELEMENTS	77
FIGURE IV. 7 LA STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE.....	78
FIGURE IV. 8 L'ORGANIGRAMME PRINCIPAL DE LA STRATEGIE DE GESTION D'ENERGIE OPTIMALE	78
FIGURE IV. 9 LE PROCESSUS DE LA CHARGE DE SYSTEME DE STOCKAGE HYBRIDE.....	80
FIGURE IV. 10 LE PROCESSUS DE LA DECHARGE DE SYSTEME DE STOCKAGE HYBRIDE.....	81
FIGURE IV. 11 LA PENETRATION DU SYSTEME PAR RAPPORT A LA DEMANDE ENERGETIQUE EN FONCTION DE DIFFERENTES CAPACITES DE STOCKAGE.....	87
FIGURE IV. 12 LES POINTS OPTIMAUX DONNES PAR LA METHODE MOGWO	87
FIGURE IV. 13 LE PRIX DE VENTE DU KWH PAR RAPPORT A L'HEURE.....	89
FIGURE IV. 14 LA GESTION D'ENERGIE DE LA CENTRALE PV SANS STOCKAGE.....	90
FIGURE IV. 15 LA GESTION D'ENERGIE DE LA CENTRALE PV AVEC STOCKAGE (BATTERIE).	90
FIGURE IV. 16 LA GESTION D'ENERGIE DE LA CENTRALE PV AVEC STOCKAGE HYBRIDE (BATTERIE + SUPER- CONDENSATEUR)	91
FIGURE IV. 17 L'IMPACT DES SUPER-CONDENSATEURS SUR LA QUALITE D'ENERGIE PV	92

Liste des tableaux

TABLEAU I. 1 POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE PAR REGION.	5
TABLEAU I. 2 LES CARACTERISTIQUES PRINCIPALES DES TOPOLOGIES D'ONDULEURS	12
TABLEAU II. 1 LES COORDONNEES UTM DES BORNES DU PROJET.....	36
TABLEAU II. 2 CARACTERISTIQUES DU MODULE PV CS6P-255P.....	41
TABLEAU II. 3 LES CARACTERISTIQUES DE L'ONDULEUR SUNNY-CENTRAL 800CPXT	43
TABLEAU II. 4 TABLEAU RECAPULATIF DE DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE PV.....	50
TABLEAU II. 5 LE CHOIX DE SECTION DU CABLE ELECTRIQUE COLLECTEUR (95MM2)	53
TABLEAU II. 6 LE CHOIX DE SECTION DU CABLE DE TRANSMISSION DC VERS L'ONDULEUR	55
TABLEAU II. 7 CHOIX DE SECTION DES CABLES DE TRANSMISSION MT	57
TABLEAU III. 1 RESULTATS DES PARAMETRES DE PERFORMANCE (PVSYST).....	63
TABLEAU III. 2 PRODUCTION D'ENERGIE ET PERTES DU SYSTEME (PVSYST).....	63
TABLEAU III. 3 RESULTATS DES PARAMETRES DE PERFORMANCE (SOLARGIS)	64
TABLEAU III. 4 PRODUCTION D'ENERGIE ET PERTES DU SYSTEME (PVSYST).....	64
TABLEAU III. 5 COMPARAISON DE DIVERSES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES A GRANDE ECHELLE.....	72
TABLEAU IV. 1 LES PARAMETRES TECHNIQUES REQUIS POUR REALISER LE MODELE DE COUT DU SYSTEME DE STOCKAGE.....	86
TABLEAU IV. 2 LES REVENUS ANNUELS DE LA CENTRALE PV SANS ET AVEC SYSTEME DE STOCKAGE	89

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Aujourd'hui, le contexte énergétique en Algérie est dominé par les hydrocarbures. Les niveaux des besoins de gaz naturel du marché national et la production d'électricité augmentent à un rythme alarmant. En outre, l'Algérie, dispose d'un potentiel et gisements importants dans la plupart des sources d'énergie renouvelables, notamment l'énergie solaire. En partant de toutes ces considérations, nous pensons que la question d'intégration des énergies renouvelables efficaces dans le mix énergétique à long terme est incontournable si le coût du kWh produit lèvera la barrière à l'entrée du choix économique, donc il est important d'en faire un état du potentiel des énergies renouvelables en Algérie, de leurs coûts estimatifs et d'en évaluer les perspectives de leurs développements en fonction des sauts technologiques et économiques futurs.

Afin d'exploiter le potentiel disponible en Algérie, le gouvernement algérien a lancé le programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, dont ce dernier a été mis à jour plusieurs fois récemment en 2020 [1]. Cette mise à jour permettra au pays de produire 15 GW d'ici 2035 dont 2.3% a été achevé en 2021 (23 centrales photovoltaïques, 01 parc éolien), cumulant une puissance globale de 354.3 MWc (344.1 MWc PV, 10.2 MW Eolien) [2].

Par conséquent, les études de performance des centrales PV déjà réalisées sous différentes conditions pourront inspirer à juxtaposer le programme national des énergies renouvelables à notre modèle énergétique nationale pour qu'il puisse prendre sa part de marché qui lui est dévolue naturellement en fonction de l'état d'avancement des technologies actuelles et futures. En effet, afin de maintenir le fonctionnement optimal d'une centrale solaire photovoltaïque, il est important de mener une étude efficace des performances de fonctionnement des systèmes déjà installés sous diverses conditions pour déterminer leur efficacité, durabilité et leurs maintenances nécessaires. Ce n'est qu'ainsi que les performances des futures installations peuvent être améliorées et que la pénétration d'énergie renouvelable dans le réseau national peut être augmentée et ajustée de manière efficace.

Par ailleurs, le caractère intermittent de l'énergie photovoltaïque pose des problèmes majeurs en ce qui concerne la stabilité, la qualité ou encore le décalage entre la production et la consommation énergétique. Donc, si nous voulons tirer pleinement bénéfice des futurs systèmes PV, nous devons résoudre et trouver des réponses durables pour que le stockage d'énergie soit efficace avec un coût économiquement acceptable afin de pouvoir l'intégrer dans notre mix énergétique.

Le déploiement des centrales photovoltaïques à grande échelle à l'avenir nécessitera diverses solutions de stockage pour offrir la fiabilité et la flexibilité nécessaires à ces nouveaux systèmes pour pouvoir surmonter les problèmes mentionnés précédemment. Vu que le système de stockage est un terme qui décrit plusieurs modes différents avec un large éventail de propriétés. Donc, la combinaison de ces différentes technologies de stockages (stockage hybride) est susceptible d'être plus fiable et plus rentable qu'une seule technologie de stockage. Cependant, l'insertion des sources de stockages

hybride dans les centrales photovoltaïques connectées au réseau ajoute la problématique de la gestion optimale et du contrôle des flux dans le système global. Un système de stockage d'énergie surdimensionné entraîne un coût élevé et ne fonctionnera pas à son plein potentiel tandis qu'un système de stockage d'énergie sous-dimensionné se dégrade et les besoins énergétiques ne peuvent pas être garantis. Par conséquent, la taille optimale des systèmes de stockage nécessite une attention particulière afin d'augmenter leur durée de vie et en même temps de réduire leur coût global.

Les études concernant les performances des installations PV à grande échelle en Algérie sont rares, la majorité des recherches sont limitée à la mise en œuvre de panneaux PV dans des conditions de laboratoire et plus particulièrement sur les performances des systèmes PV à petite échelle [2, 3, 4]. Par ailleurs, nous nous intéressons au contexte futur dans lequel une gestion optimale de l'énergie est envisagée puisqu'elle se traduit par une pénétration importante des ressources renouvelables si le coût au KWH est adéquat et non prohibitif et met sérieusement en concurrence le coût en KWH gaz. Notre projet de recherche s'articule donc autour du thème suivant : « **Évaluation des performances et la gestion de l'énergie produite par une centrale photovoltaïque réalisée au sud algérien avec l'intégration d'un système de stockage** » visant deux objectifs principaux.

Le premier objectif vise à faire examiner toutes les étapes de développement du projet de la centrale PV d'el Abiodh sidi cheikh (23.92MWc). Cette analyse permet d'offrir un comparatif d'un côté et de l'autre côté de connaître la position de cette centrale à l'échelle mondiale afin qu'elle puisse servir d'étalon pour le dimensionnement et l'amélioration des futures centrales PV programmées par le gouvernement Algérien.

Le deuxième objectif vise à développer un modèle de gestion de l'énergie en présence d'un système de stockage hybride avec une capacité compatible par rapport à la consommation d'énergie de la commune d'El Abiodh sidi cheikh. Nous verrons donc que l'ensemble « PV + stockage » connecté au réseau peut atteindre plusieurs objectifs, notamment maximiser la pénétration des énergies renouvelables en minimisant le coût de KWh du système de stockage.

Pour atteindre ces objectifs, les travaux de recherche seront orientés sur quatre axes principaux.

Dans la première partie, nous décrivons le contexte énergétique en Algérie dans lequel s'inscrivent les enjeux, les défis eu égard aux potentiels énergétique en Algérie accompagnés par les objectifs ambitieux du gouvernement en matière de transition énergétique. Nous présenterons par la suite quelques généralités sur les systèmes photovoltaïques à grande échelle, puis nous introduisons les principes des études de performance de ces systèmes. L'intérêt de système de stockage par rapport à ces systèmes sera décrit par rapport à son efficacité.

Dans la deuxième partie, nous présenterons un rapport sur la visite sur terrain. Puis nous allons décrire la description générale de la centrale avec un inventaire de tous les équipements et leurs poses

Introduction générale

par l'entreprise de réalisation de projet. Une vérification du dimensionnement de toutes les étapes de la centrale photovoltaïque sera effectuée.

Ensuite, dans la troisième partie, les performances de la centrale photovoltaïque seront simulées et analysé par des outils de conception informatique. Les paramètres qui affectent les performances seront discutés. Nous montrerons également la dégradation de la centrale au cours des quatre premières années de production. Une comparaison du fonctionnement de la centrale avec diverses centrales photovoltaïques à grande échelle installées dans le monde sera établie.

Dans la dernière partie, nous étudierons la consommation énergétique de la région d'El Abiodh sidi cheikh. Ensuite, nous modéliserons le nouveau système et détaillerons la méthode d'optimisation utilisée pour calculer la taille optimale de stockage hybride nécessaire une fois l'application identifiée. Nous proposerons notre algorithme de gestion de l'énergie et montrerons également comment optimiser la pénétration de l'énergie renouvelable ainsi que la rentabilité de l'investissement supplémentaire dans le système de stockage hybride.

Finalement, ce travail sera clôturé par une conclusion générale qui mettra l'accent sur les propositions scientifiques et techniques pour améliorer le fonctionnement des systèmes PV à grande échelle avec le stockage hybride et la gestion optimale de leur énergie produite.

Chapitre I

Le contexte énergétique en Algérie et les systèmes PV

I. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous aborderons tout d'abord le contexte énergétique en Algérie, qui comprend de nombreux enjeux, défis et potentiels énergétiques, ainsi que les objectifs ambitieux du gouvernement en matière de transition énergétique. Ensuite, nous présenterons une synthèse de l'état de l'art de la production photovoltaïque pour les installations à grande échelle et ferons notamment référence aux études récentes analysant leurs performances. Et puis, nous montrerons le rôle décisif des systèmes de stockage d'énergie dans la prochaine phase de la transition énergétique. Dans cette optique, nous procéderons préalablement à l'identification des différentes moyennes de stockage, les critères retenus pour les comparer les uns par rapport aux autres, puis à leur dimensionnement et enfin d'identifier ceux qui regroupent les caractéristiques nécessaires pour être implantés dans une application PV à grande échelle. Enfin, nous présenterons les nombreux verrous à lever pour aller vers une nouvelle approche de la conception énergétique des prochaines centrales PV.

I.1 Situation énergétique actuelle en Algérie :

Le secteur de l'énergie en Algérie est fortement dominant dans l'économie algérienne, environ 98% des recettes d'exportation proviennent de l'industrie pétrolière et pétrochimique. En 2019, l'Algérie est considérée le 16^{em} producteur de pétrole et le 10^{em} producteur de gaz naturel à l'échelle mondiale [3]. La production d'énergie primaire s'élève à 157.4 millions de tonne équivalente pétrole (Mtep). La structure de la production d'énergie primaire commerciale sur le territoire reste dominée par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel à hauteur de 54.3%, alors que celles des ressources énergétiques renouvelables constituent à peine 0.1% comme illustré dans la figure (I.1). Quant à l'usage de ces ressources disponibles, 60 % des capacités sont destinées à l'exportation, le reste étant alloué à la consommation interne, soit 68.3 Mtep [4].

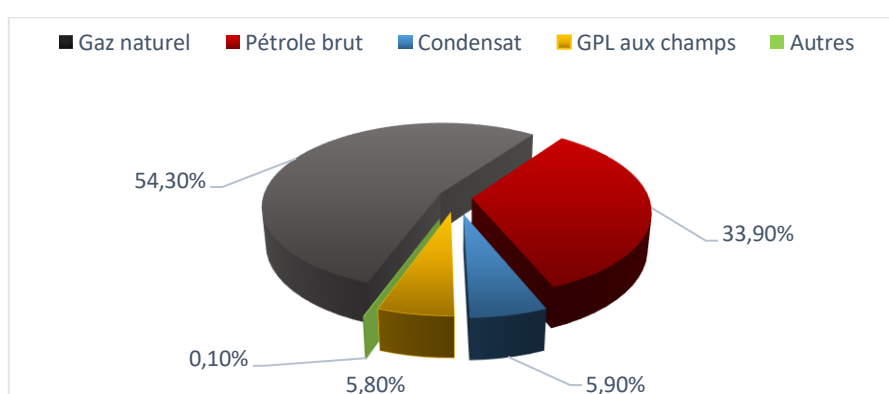


Figure I.1 Structure de la production d'énergie primaire en Algérie (2019) [4].

I.2 Les enjeux et les défis énergétique en Algérie :

De toutes les régions d'Afrique du Nord, l'Algérie est la plus variable dans le taux de croissance de la consommation d'énergie au cours des deux dernières décennies. Selon la figure (I.2), on estime que la croissance démographique entre 1980 et 2019 a eu un impact direct sur l'augmentation de la

demande d'électricité. A ce rythme, la demande énergétique devrait atteindre 91.54 Mtep en 2030 [5]. De même, les niveaux des besoins du marché national en gaz naturel seront de l'ordre de 55 milliards de mètres cubes en 2030 [5]. A ces besoins s'ajoutent des volumes alloués aux exportations dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. Ainsi, la situation énergétique actuelle en Algérie est déjà confrontée à un défi majeur pour répondre à ces besoins énergétiques croissants tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.

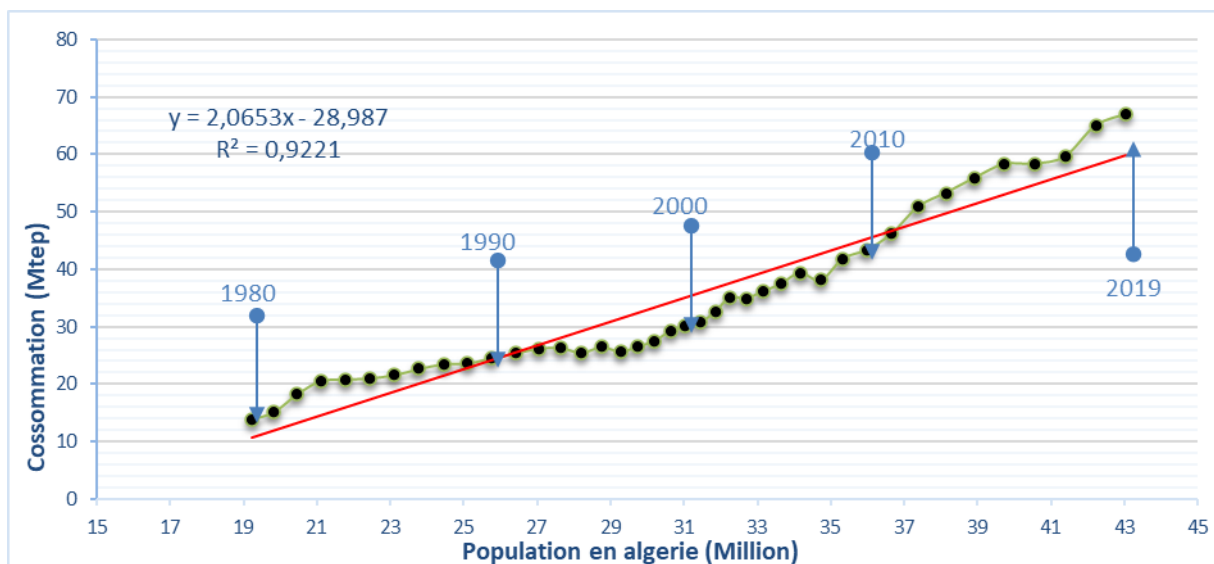


Figure I. 2 L'impact de l'évolution démographique sur la demande énergétique. [5]

I.3 Potentiel énergétique en Algérie:

I.3.1 Potentiel solaire :

L'Algérie, compte tenu de sa position géographique et de sa superficie, dispose de l'un des gisements solaires les plus importants au monde [1]. Les ressources solaires en Algérie révèlent un gradient bien défini en termes d'augmentation du rayonnement solaire venant du nord (Alger 5.5 kWh/m²/jour) vers le sud, avec des valeurs plus élevées enregistrées dans la plupart des régions du sud du pays (Illizi 7.5 kWh/m²/jour) comme illustré dans la figure (I.3). La durée d'insolation sur 96% du territoire national varie entre 6.8 à 7.5 kWh/m²/jour, principalement dans les hauts plateaux et le désert comme le montre le tableau (I.1). Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globale reçue par jour sur une surface horizontale de m² est de 6.5 kWh/m²/jour, donc une moyenne de 6 kWh/m²/jour est considéré comme un seuil économique pour produire de l'énergie solaire [6].

Tableau I.1 Potentiel solaire en Algérie par région.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

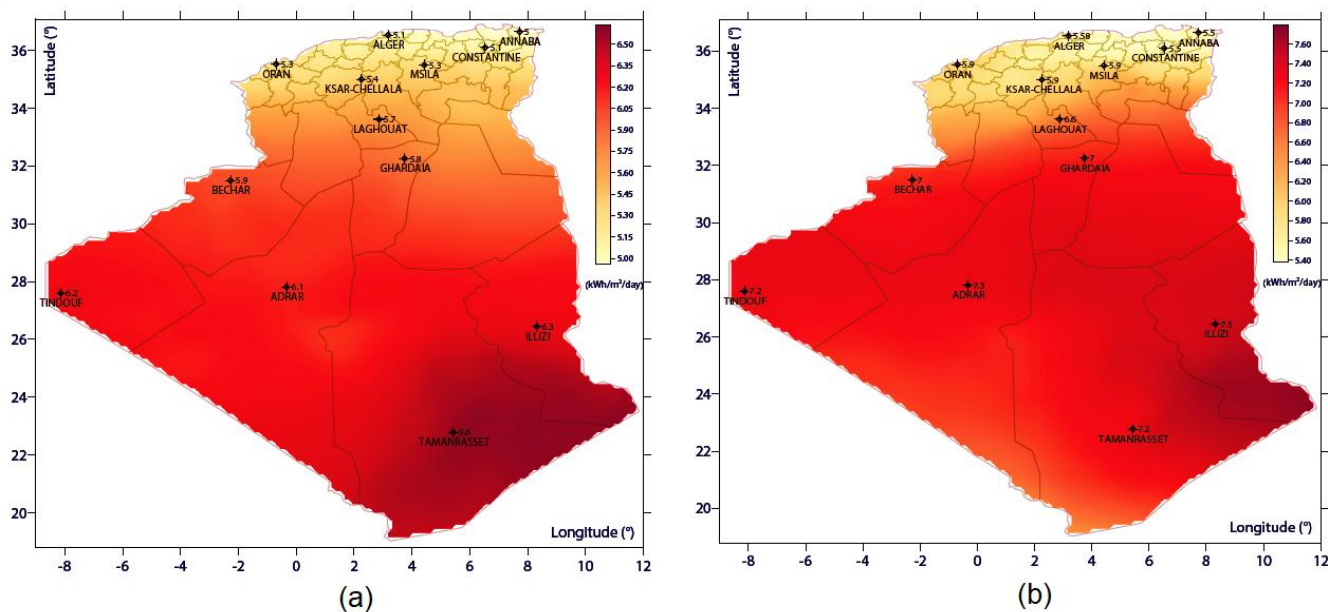


Figure I. 3 Gisement solaire en Algérie reçue par un jour sur une surface d'un m²
 (a) Énergie solaire globale (b) Rayonnement solaire direct [1]

I.3.2 D'autres potentiels d'énergies renouvelables :

A l'instar de l'énergie solaire, l'Algérie dispose d'un potentiel remarquable en termes d'autres sources d'énergie verte. Tout d'abord, notre pays possède des sites très intéressants pour la production d'énergie éolienne. Partant du fait qu'un site est dit éligible à l'installation d'un parc éolien rentable s'il présente une densité de puissance comprise entre 300 et 400 W/ m² à 50m de hauteur [7]. Les régions les plus favorisées pour la production éolienne sont généralement situées dans le sud de pays, notamment à Tindouf, Adrar et Ain Salah [8]. L'autre grand potentiel Algérien réside dans la production d'hydroélectricité en raison de la disponibilité de sites de barrage et d'une pluviométrie moyenne. La quantité globale de précipitations qui tombe sur le territoire algérien est estimée à 65 milliards de mètres cubes par an, avec 103 sites potentiels de barrage [9]. On outre, avec plus de 282 sources thermales, le territoire algérien possède un fort potentiel en ressources énergétiques d'origine géothermale. Les températures les plus élevées enregistrées ont été de 68 C° pour la zone ouest, 80 C° pour la zone centrale et 98 C° pour la zone orientale. Au sud, les sources thermales ont une température moyenne de 50 C°. La zone nord-est du pays, reste potentiellement la zone géothermique la plus intéressante [10]. Enfin, les gisements disponibles en termes de biomasse sont également nombreux et variés, alors qu'une grande partie de ce potentiel pourrait être convertie en énergie. La biomasse peut être estimée à fournir annuellement un taux de 3.7 Mtep, à partir du bois de forêt et 1.33 Mtep à travers les déchets agricoles et urbains [11]. Cependant, quant à l'usage réel de ces potentiels, nous constatons que le gouvernement algérien s'appuie fortement sur le potentiel de l'énergie solaire, quelques petites centrales à base d'autres sources d'énergie renouvelable existent mais produisent au total à peine de 3% de l'électricité renouvelable en Algérie.

I.4 Programme national de la transition énergétique :

Comme discuté précédemment, la situation énergétique en Algérie est dominée par les hydrocarbures. Voyant aussi que les niveaux des besoins de gaz naturel du marché national et la production d'électricité augmentent à un rythme alarmant. En outre, l'Algérie, dispose d'un potentiel important dans la plupart des sources d'énergie renouvelables, notamment l'énergie solaire. En partant de toutes ces considérations, nous pensons que la question d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique à long terme est incontournable, donc il est important d'en faire un état des lieux synthétique et d'en évaluer les perspectives de leurs développements.

Le point de basculement énergétique en Algérie est le résultat de plusieurs décennies de questionnement sur le changement climatique et le rôle des hydrocarbures dans le système énergétique Algérien. Il s'agit non seulement d'une politique visant à réduire l'utilisation des ressources traditionnelles et à développer les énergies renouvelables, mais aussi à diminuer les émissions de gaz à effet de serre, préserver les ressources fossiles, source principale des revenus en devises. Le gouvernement Algérien a adopté une politique économique visant à développer de nouveaux secteurs industriels, notamment à l'exportation, encourageant ainsi l'innovation et la création des nouveaux emplois [12].

Le Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique a été mis à jour plusieurs fois récemment en 2020. Cette mise à jour permettra au pays de produire 15 000 MW d'ici 2035, dont 4 000 MW d'ici 2024 [13]. A travers ce programme, l'Algérie entend se positionner comme un acteur majeur de la production d'électricité à partir des filières solaire et éolienne en particulier ainsi en intégrant la biomasse, la cogénération et la géothermie. Elle souhaite que ces filières énergétiques deviennent un moteur essentiel d'un développement économique durable capable de créer un nouveau modèle de croissance économique. La figure (I.4) montre une estimation du développement de la production d'ici 2030 où 37 % de la capacité installée proviendra de sources renouvelables.

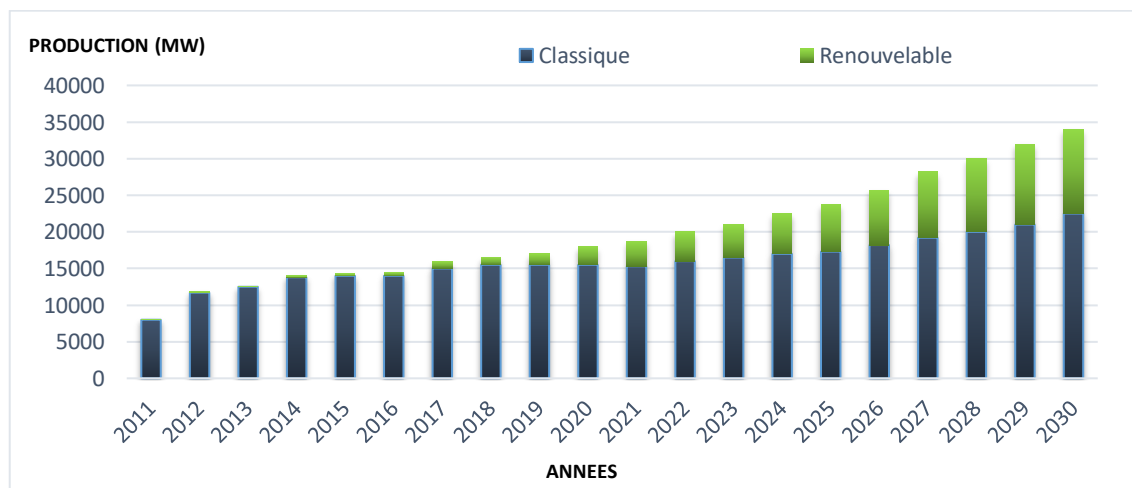


Figure I. 4 Évolution estimée de production d'électricité en Algérie. [5]

I.5 Les installations à base d'énergie renouvelables réalisées :

Le parc national des énergies renouvelables comprend actuellement 24 centrales reliées au réseau (23 centrales photovoltaïques, 01 parc éolien) cumulant une puissance globale de 354.3 MWc (344.1 MWc PV, 10.2 MW Eolien) [2]. Tandis que la production de ces installations renouvelables ne représente que 2.3 % du programme national des énergies renouvelables. La figure (I.5) représente l'emplacement et la puissance installée de ses centrales renouvelables.

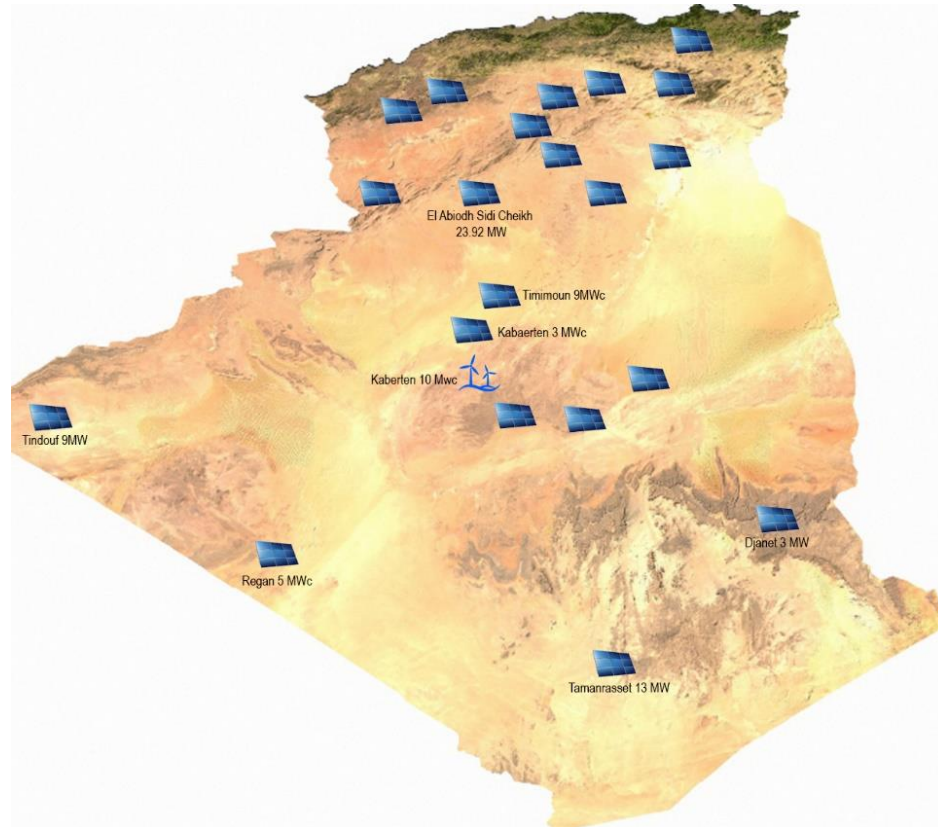


Figure I. 5 Installations d'énergie renouvelable en Algérie

I.6 Production d'énergie photovoltaïque :

I.6.1 Généralité :

L'énergie du rayonnement solaire parvenant au sol peut être exploitée pour un usage thermique ou pour produire de l'électricité par deux voies principales, éventuellement couplées : thermodynamique ou photovoltaïque. Concernant l'énergie solaire thermodynamique désigne l'énergie récupérée par concentration du soleil sur des capteurs paraboliques, cylindro-parabolique ou des centrales dites "à tour" pour assurer la production d'électricité. Alors que la conversion PV réalise une transformation directe de l'énergie d'un rayonnement électromagnétique en énergie électrique par des matériaux semi-conducteurs. Ce phénomène physique a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel.

I.6.2 Modules photovoltaïques :

I.6.2.1 Technologie :

Les modules PV sont constitués de cellules photovoltaïques qui produisent du courant continu lorsqu'elles perçoivent de la lumière. La figure (I.6) montre que les technologies PV se répartissent en trois générations principales. La première génération comprend les technologies à base de silicium ou de germanium, elles se subdivisent en silicium monocristallin (mono-c-Si) ou silicium polycristallin (poly-c-Si). La deuxième génération regroupe les systèmes photovoltaïques à couche mince. Dans cette filière, Il existe trois grands types : tellure de cadmium (CdTe), di séléniure de cuivre (gallium) indium (CIGS/CIS) et silicium amorphe (a-Si). Les technologies PV de troisième génération comprennent les cellules solaires à colorant (DSSC), les PV organiques (OPV), les quantum dots et les Pérovskites. Ces nouvelles technologies doivent combinées plusieurs propriétés notamment des rendements élevés, une bonne stabilité et un faible coût de fabrication afin de pouvoir rivaliser avec la technologie silicium [14].

En 2020, environ 95% (143.9 GWc) de la capacité des centrales solaires photovoltaïques installée au monde utilisent des modules à base de silicium cristallin, alors que les autres technologies représentent que les 5 % restants [15].

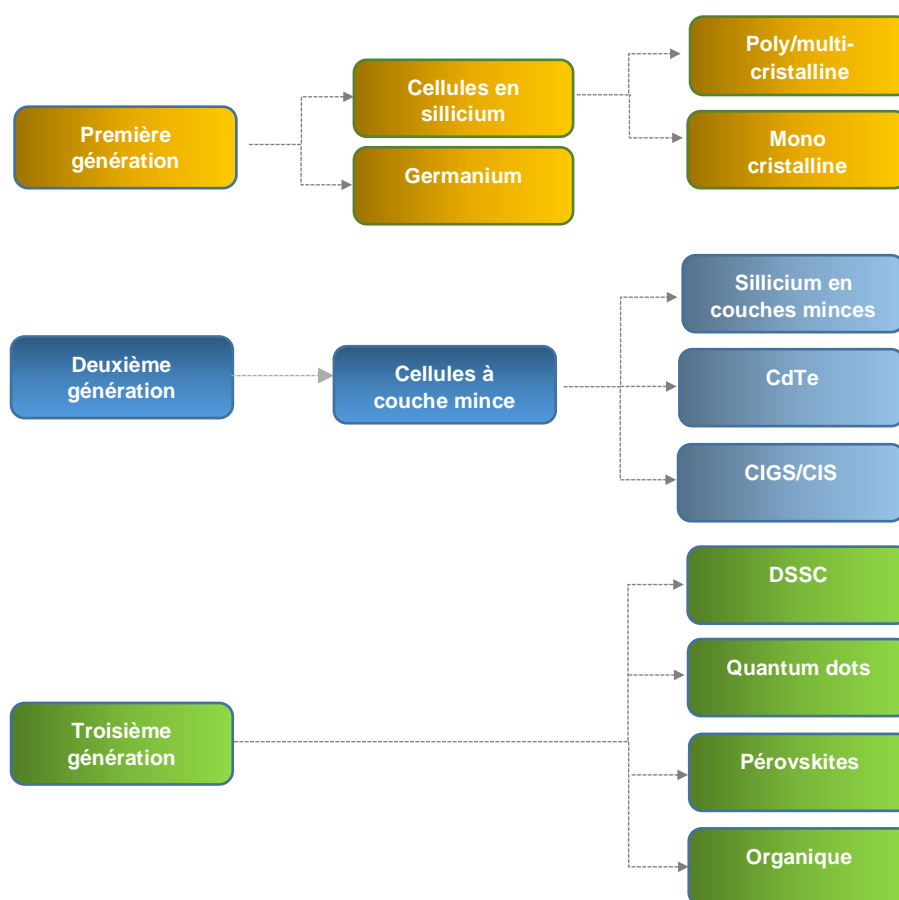


Figure I. 6 Classifications des technologies des modules PV.

I.6.2.2 Système de positionnement des modules photovoltaïques :

Les modules photovoltaïques doivent être montés sur une structure pour les maintenir orientés dans la bonne direction et pour leur fournir le support structurel et la protection nécessaires. Nous garderons évidemment à l'esprit que pour obtenir un meilleur rendement durant toute l'année ou en particulier en été ou en hiver, il faudra choisir un angle perpendiculaire aux rayons incidents du soleil (voir la figure (I.7)).

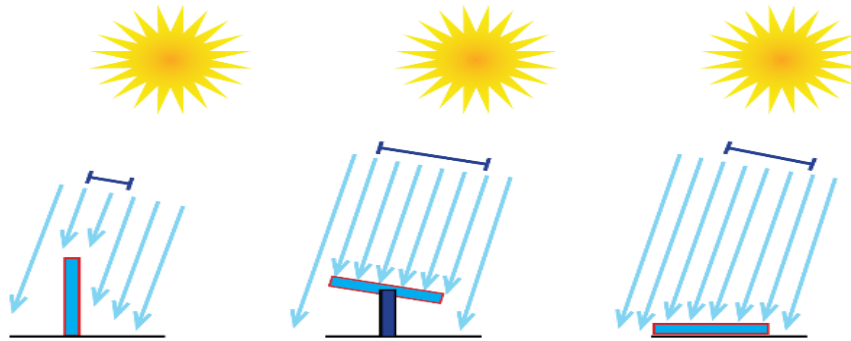


Figure I. 7 Inclinaison de module PV par rapport au rayon de soleil.

Les structures de fixation peuvent être fixes ou pisteuses. Les structures de montage à inclinaison fixe maintiennent les rangées de modules à un angle d'inclinaison fixe et orientés selon un angle fixe, ils sont plus simples, moins chers et nécessitent moins d'entretien. En revanche, dans les lieux qui présente une forte proportion d'ensoleillement direct, les systèmes de suiveurs solaires à axe simple ou double peuvent être utilisés afin d'augmenter le rendement énergétique total. Les systèmes de suiveurs solaires à axe simple ne changent que l'orientation ou l'angle d'inclinaison, par contre les systèmes de suiveurs solaires à double axe changent à la fois l'orientation et l'angle d'inclinaison. En fonction de localisation de site et des caractéristiques précises de l'irradiation solaire, les systèmes de suiveurs solaires peuvent augmenter le rendement énergétique jusqu'à 27% pour les systèmes de suiveurs solaire à axe simples et 37% pour les suiveurs solaires à axe double tel qu'illustré à la La figure (I.8) [16].

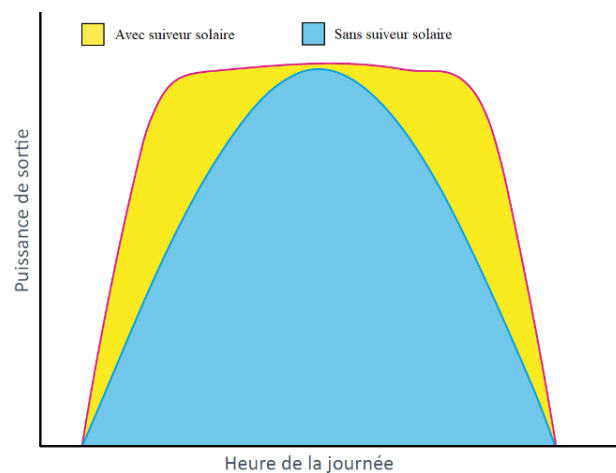


Figure I. 8 Avantage des systèmes de suiveurs solaires [16] .

I.6.3 Onduleurs :

Un onduleur est le cœur de tout système photovoltaïque pour produire de l'électricité à partir de la lumière du soleil. Les systèmes photovoltaïques produisent du courant continu. Donc, l'onduleur convertit le courant continu (DC) de la sortie du champ photovoltaïque en courant alternatif (AC).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante. L'une des fonctions importantes de l'onduleur dans un système PV à grande échelle est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT « Maximum Power Point Tracking »), c'est-à-dire adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit $P = U.I$ sur la caractéristique du champ PV. L'onduleur doit ensuite construire une tension correspondante aux normes requises par le réseau électrique.

I.6.4 Description des topologies :

L'interconnexion entre le champ PV et les onduleurs est illustrée par la figure (I.9). Premièrement, la topologie onduleur central (figure I.9 (a)) c'est l'architecture la plus répandue de nos jours, elle regroupe plusieurs modules photovoltaïques à un seul onduleur. La disposition de ces modules photovoltaïques est regroupée en champs photovoltaïques. Chaque champ se compose de plusieurs chaînes PV connectées en parallèle, et chaque chaîne se compose de plusieurs modules PV connectés en série. Deuxièmement, la topologie d'onduleur string (figure I.9 (b)) qui consiste à utiliser un onduleur au bout de chaque chaîne de modules PV. Les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique. Troisièmement, la topologie multi-string (figure I.9 (c)). En effet, cette configuration est une version hybride de l'onduleur central et de l'onduleur string et son principe est basé sur de plusieurs hacheurs CC-CC connectés à un onduleur central. Chaque hacheur dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son point maximal de puissance. La quatrième, la topologie d'onduleur modulaire (figure I.9 (d)), suivant cette configuration, chaque module PV dispose d'un onduleur individuel, tous les onduleurs sont ensuite connectés en parallèle via un bus AC. Les onduleurs utilisés sur ces topologies prennent le nom de la topologie utilisée: central, string, multi-string et modulaire [17].

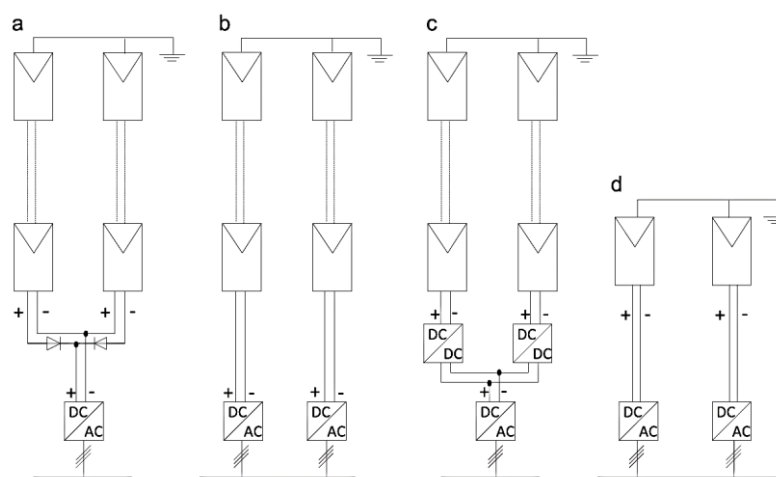


Figure I. 9 Les différentes topologies de raccordement du champ PV avec l'onduleur.

Ces topologies sont différenciées par quatre catégories. Elles sont décrites dans le tableau (I.2) [17]. La première catégorie, les caractéristiques techniques, considère la robustesse, la fiabilité, la flexibilité et l'efficacité MPPT. Chaque topologie présente ses propres caractéristiques qui dépendent notamment de la puissance nominale, du nombre d'onduleurs et du nombre de chaînes photovoltaïques. La deuxième catégorie, les pertes en puissance, prend en compte les pertes par mismatch, commutation, les pertes DC et AC. La troisième catégorie, la qualité de puissance, elle est influencée par les variations de tension DC et AC. La quatrième catégorie, le coût global de système, comprend l'installation, la maintenance et le coût des câbles côté DC et AC.

Tableau I. 2 Les caractéristiques principales des topologies d'onduleurs

		Central	String	Multi-string	Modulaire
Performance	Fiabilité	B	H	M	H-H
	Robustesse	H	B	M	B-B
	Flexibilité	B	H	M	H-H
	Efficacité MPPT	B	H	M	H-H
Pertes en puissance	Mismatch	H	B	B	B-B
	Commutation	H	B	M	B-B
	Pertes DC	H	B	M	B-B
	Pertes AC	B	M	M	H
Qualité de puissance	Variation de la tension DC	H-H	M	H	B-B
	Variation de la tension AC	B	H	M	H-H
Le coût	Installation	M	H	M	H-H
	Cable DC	H	B	M	B-B
	Cable AC	H	M	M	H
	Maintenance	B	M	H	H-H

La nomenclature suivante est utilisée

- H–H : très élevée,
- H : élevée,
- M : moyenne,
- B : faible,
- B–B : très faible.

Par comparaison, pour chaque caractéristique de différentes topologies présentées dans le tableau (I.2), on peut affirmer que la topologie d'onduleur centrale présente les avantages suivants : robustesse, faibles pertes de puissance AC, faible variation de tension AC et un coût d'installation et de maintenance raisonnable contrairement aux autres topologies. Les caractéristiques techniques des topologies string et multi-string sont très attractives, mais le principal inconvénient est le coût d'installation et de maintenance à mesure que le nombre d'onduleurs augmente. La topologie de string a des caractéristiques similaires à la topologie multi-string, mais il est recommandé de l'utiliser lorsque chaque chaîne photovoltaïque a des angles d'orientation différents. Dans les centrales PV à grand échelles réels, la configuration d'onduleur modulaire n'a pas été implémentée, mais on peut conclure qu'elle présente de bonnes caractéristiques compte tenu de sa fiabilité, flexibilité, l'efficacité MPPT et de sa fiabilité. La robustesse, la variation de la tension AC et surtout le coût d'installation et de maintenance sont les principaux inconvénients pour la topologie d'onduleur modulaire.

I.6.5 Les différents types d'installation des centrales PV :

Fondamentalement, les centrales solaires photovoltaïques sont principalement disponibles en trois types différents : l'installation reliée au réseau électrique sans stockage, l'installation en site isolé (autonome) et l'installation reliée au réseau avec stockage. Dans ce qui suit, nous allons présenter les trois types de systèmes photovoltaïques :

I.6.5.1 Installation PV en site isolée :

Le système photovoltaïque en site isolé est un système PV complètement indépendant au réseau électrique qui exigera des moyens de stockage. En cas où l'énergie PV produite est supérieure à la demande, le système de stockage est utilisé pour stocker l'énergie électrique sous plusieurs formes (chimique, mécanique ...etc.). Cette énergie peut être restituée quand la demande énergétique sera supérieure à la production PV. Les principaux composants de l'installation en site isolé comprennent le générateur photovoltaïque, le régulateur de charge, le système de stockage et l'onduleur. Le schéma fonctionnel du système PV en site isolé est illustré à la figure (I.10). Le coût élevé des systèmes de stockages signifie que les systèmes en site isolé sont beaucoup plus chers que les systèmes connectés au réseau électrique et ne sont donc généralement nécessaires que dans les petites installations ou dans des endroits éloignés du réseau électrique [18].

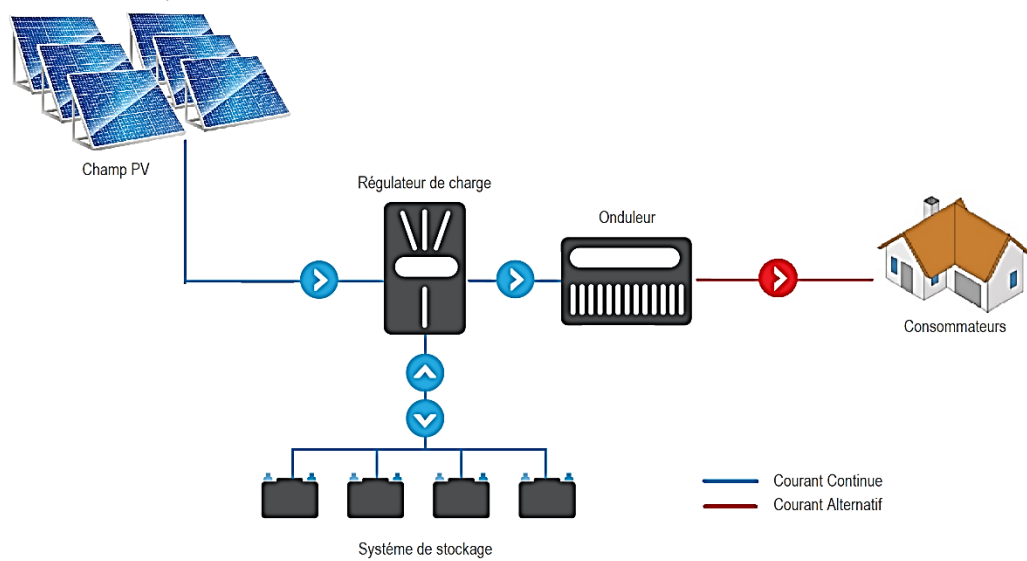


Figure I. 10 Schéma fonctionnel d'un système PV en site isolé.

I.6.5.2 Installation PV reliée au réseau électrique sans stockage :

Les efforts continus des chercheurs au cours des deux dernières décennies ont réussi à transformer le petit système solaire photovoltaïque autonome en un système photovoltaïque connecté au réseau électrique qui est économiquement plus rentable par rapport à d'autres systèmes [19], cela apporte un nouveau paramètre de mutualisation de certains échanges sur le marché de l'électricité. Le schéma fonctionnel de l'architecture complète du système photovoltaïque connecté au réseau est illustré à la figure (I.11). Dans ce type, l'onduleur convertit l'électricité continue produite par le champ PV en électricité alternative, qui peut ensuite être utilisée directement suivant la demande énergétique. Si le système produit plus d'électricité qu'il n'en consomme, le surplus sera injecté dans le réseau électrique. Donc, un système de comptage sera nécessaire pour mesurer l'importation et l'exportation d'électricité. Ce système peut être installé dans le point de raccordement au réseau électrique.

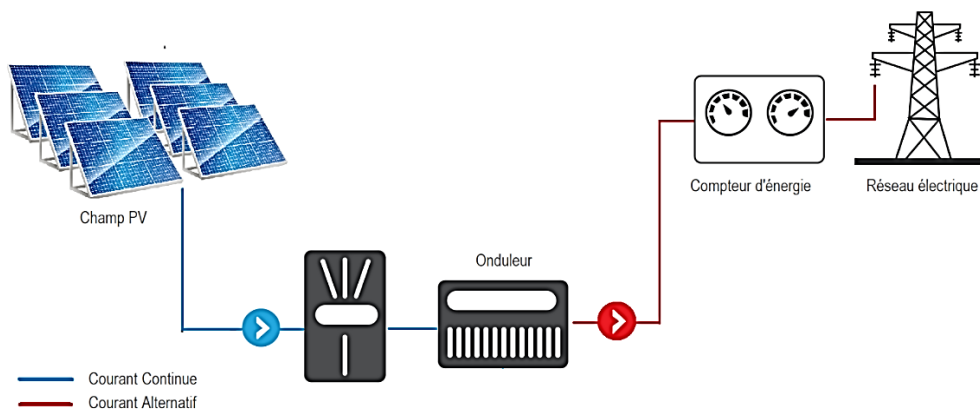


Figure I. 11 Le schéma fonctionnel d'un système PV connecté au réseau.

I.6.5.3 Installation PV reliée au réseau électrique avec stockage :

Les systèmes photovoltaïques reliés au réseau avec stockage est une solution appropriée pour surmonter les problèmes liés aux sources photovoltaïques tels que l'intermittence, la mauvaise qualité et le contrôle de réseau électrique. Le schéma fonctionnel du système relié au réseau avec stockage est illustré à la figure (I.12). Ce système est une combinaison d'un système de stockage d'énergie avec une connexion au réseau électrique. Généralement, les principaux composants de ce type d'installation comprennent le générateur photovoltaïque, le régulateur de charge, le système de stockage, l'onduleur et le réseau électrique, tous ces composants doivent fonctionner de façon synchrone pour améliorer l'efficacité globale du système. Ce système offre la flexibilité de pouvoir stocker l'énergie produite par l'installation photovoltaïque pendant le surplus de production au lieu de l'injecter dans le réseau électrique avec un prix plus bas. La même énergie peut être utilisée pendant le pic de consommation de soir au lieu d'être achetée au réseau public à un prix plus élevé.

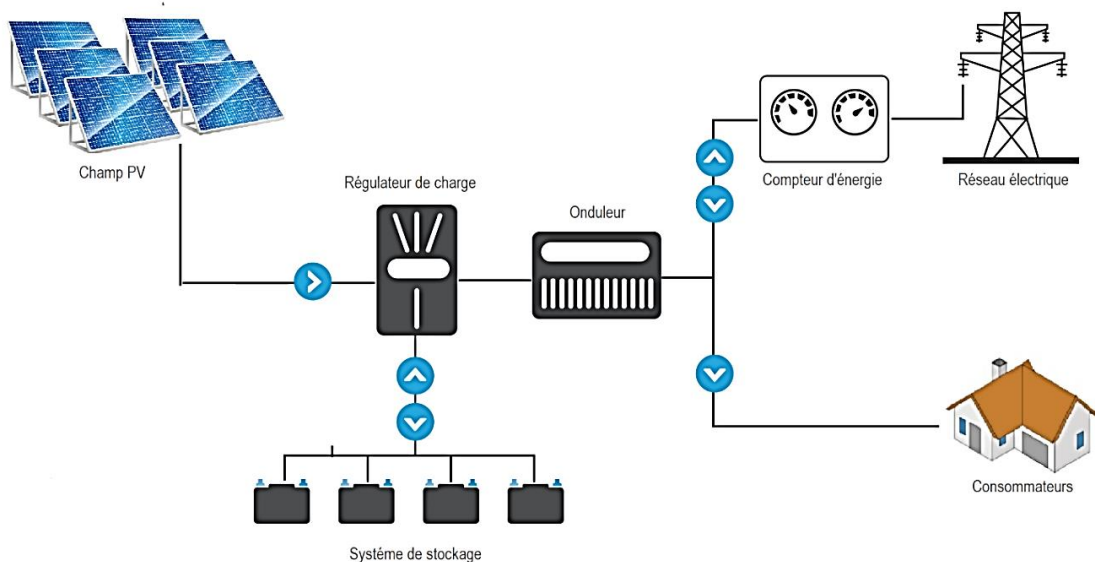


Figure I. 12 Le schéma fonctionnel d'un système PV avec stockage.

I.7 Etude de performance des centrales PV :

I.7.1 Généralité :

Tous les modèles utilisés pour étudier les performances des systèmes photovoltaïques convergent dans le but de comprendre toutes les étapes de la conversion d'énergie PV proviennent de la lumière jusqu'à ce qu'elle soit convertie en électricité. Cela se fait généralement en suivant la conversion et la perte d'énergie à chacune de ces étapes. Dans le cas des systèmes photovoltaïques à grandes échelles, les performances sont généralement étudiées à l'aide de logiciels de simulation. Les logiciels sont utilisés pendant la phase de développement du projet photovoltaïque pour estimer les paramètres de performance attendu au cours de la durée de vie du système. La sortie de tout logiciel

de modélisation PV dépend fortement des algorithmes du modèle et des paramètres d'entrée choisis. Ces paramètres incluent les données météorologiques, la conception du système, les caractéristiques techniques des composants et plusieurs entrées supplémentaires qui sont souvent basées sur des estimations ou des hypothèses de l'utilisateur. Il est indispensable d'examiner tous les modèles de performance PV avec une certaine prudence, car tous ces modèles font des hypothèses qui entraînent un certain degré d'inadéquation entre les résultats du modèle et les données mesurées.

Beaucoup de recherches ont montré que les logiciels de simulations sont très utiles dans l'évaluation des performances des systèmes PV à grande échelle. Il existe plusieurs outils de simulation, certains logiciels tels que PVsyst, SolarGIS, PVSol, SAM et RETscreen ont été utilisés par plusieurs chercheurs pour la prédiction et la modélisation énergétique [20] [21]. D'autres ont effectué une analyse économique en utilisant HOMER [22] [23] [24]. Néanmoins, tous ces logiciels ont un objectif de fournir aux chercheurs des informations utiles pour leur analyse de performance.

Ces dernières années, de nombreux travaux ont été centrés sur les performances des centrales photovoltaïques connectées au réseau déployé à diverses capacités et emplacements dans le monde avec différentes conditions climatiques.

L'ensemble de ces travaux ont été résumé et comparé dans [25]. L'analyse de cette littérature à montrer que les centrales PV affichent des résultats satisfaisants dans la plupart des régions du monde.

L'évaluation des performances de deux différentes centrales PV connectées au réseau situées en Inde d'une puissance crête de 10 MWc et 50 MWc ont été rapportées dans [26] [27] respectivement. Les résultats de ces recherches indiquent l'impact du système de suiveur solaire dans la performance globale de système. Le rapport de performance (PR) annuelle de la centrale sans suiveur solaire égal à 79.97%. Tandis que le PR de la centrale qui utilise le système de suiveur solaire est 89.15%.

Analyse des performances d'une centrale PV connectée au réseau de 11.15 MWc installée au Koweït est présenté dans [28]. La centrale a été spécialement construite pour comparer deux technologies différentes de modules PV (couches minces) et (Pc-Si). Les résultats montrent des similitudes entre les deux technologies en ce qui concerne le rendement final annuel (4.95 kWh/kWc/jour pour le Pc-Si et 4.94 kWh/kWc/jour pour les couches minces), la valeur annuelle du PR (80.18% pour le Pc-Sc et 79.96 % pour les couches minces).

L'étude de performance de la centrale PV de 15 MWc, installée en Mauritanie, est présentée dans [29]. Deux technologies de couches minces différentes (a-Si) et (μ a-Si) sont appliquées et ont obtenu une valeur PR de 75 % et 68 % respectivement. Une autre centrale photovoltaïque de 2.5 MWc située au Ghana, avec module Pc-Si, est réalisée dans [30], la moyenne annuelle de PR est égale à 70.6 %. Ces deux études montrent que les deux centrales subissent des pertes importantes par rapport aux autres systèmes PV en raison de la température élevée en Afrique.

Compte tenu de ce qui précède, nous concluons qu'il existe de nombreuses recherches récentes évaluant les performances des installations PV à grande échelle dans plusieurs pays au monde. Cependant, les études concernant les performances des installations PV à grande échelle en Algérie sont rares, la majorité des recherches nationales sont limitée à la mise en œuvre de panneaux PV dans des conditions de laboratoire ou aux installations PV à petite échelle [31] [32] [33]. La seule étude de performance d'une centrale PV à grande échelle (20MWc) en Algérie situé dans la région d'Adrar est présentée dans [34]. La centrale PV a généré une énergie de 35.89 GWh durant l'année 2018 et la valeur de PR est égale à 71.71%.

En outre, les études de performances des centrales photovoltaïques déjà réalisées en Algérie (23 centrales PV) dans différentes conditions pourront aider le programme national des énergies renouvelables à étendre sa future portée. En effet, ces centrales PV nécessitent une analyse des performances pour déterminer leur efficacité, durabilité et leurs maintenances nécessaires. Par conséquent, l'analyse des performances globales des systèmes PV existants est le meilleur moyen d'évaluer le potentiel d'énergie solaire photovoltaïque, elle offre également des avantages pour évaluer la conception, la maintenance et les performances économiques des prochaines centrales solaires photovoltaïque [35].

I.7.2 Méthodologie d'évaluation des performances :

L'évaluation des performances d'un système PV permet de faire des prévisions sur la production énergétique tout en observant les dégradations que ce dernier peut connaître pendant un temps donné. Pour pouvoir effectuer une analyse complète des performances d'un système solaire PV, plusieurs paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence internationale de l'énergie (IEA) et sont décrit conformément à la norme standardisés IEC 61724 (Commission Électrotechnique International) [36]. La figure (I.13) illustre tous les paramètres de performance d'un processus de conversion d'énergie PV complet, qui doivent être analysés à l'aide des paramètres de sortie réels du système de données SCADA. Les paramètres utilisés pour déterminer l'efficacité globale du système solaire photovoltaïque sont : les rendements énergétiques (référence, champ PV et le rendement finale), les pertes globales (DC-AC), le rapport de performance (PR) et le facteur de capacité (CF).

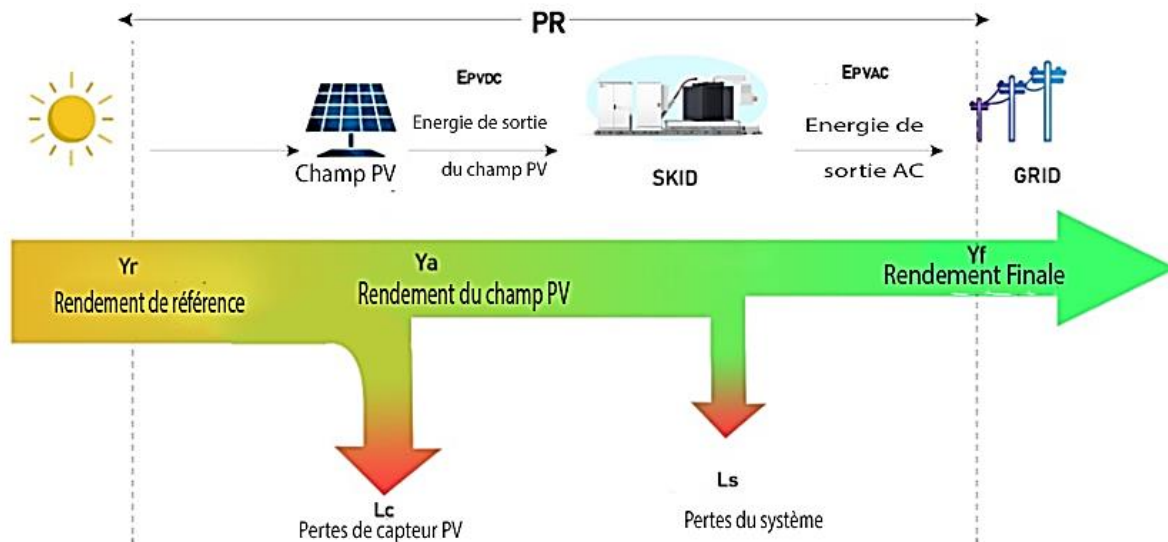


Figure I. 13 Flux d'énergie dans un système PV connecté au réseau avec les paramètres de performance.

I.7.2.1 Les paramètres de performance :

a) Les rendements énergétiques :

- **Le rendement de référence :**

Le rendement de référence (Y_r) est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire (H_t) (kWh/m^2) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence (G_0) (1000W/m^2) (STC : irradiation : 1000 W/m^2 , 25°C température ambiante) [37]. Son expression mathématique est illustrée dans l'équation (I.1):

$$\frac{H_t}{G_0} = Y_r \quad I.1$$

- **Rendement du champ PV:**

Le rendement du champ PV (Y_a) est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée E_{DC} (MWh) à la sortie du champ PV pour une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (MWc) [38] comme montré dans l'équation (I.2) :

$$\frac{E_{DC}}{P_0} = Y_a \quad I.2$$

- **Rendement final :**

Le rendement final (Y_f) correspond à l'énergie totale produit par le système PV (MWh) par rapport à la puissance nominale installée P_0 (MWc) [37]. Son expression mathématique est exprimée dans l'équation (I.3) :

$$\frac{E_{AC}}{P_0} = Y_f \quad I.3$$

b) Les pertes de la centrale PV**• Le taux des pertes du champ PV :**

Le taux des pertes du champ (LC) est défini par la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV. Il représente les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes par salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale (MPPT) [39]. L'équation du taux de pertes du champ PV est représentée par l'équation (I.4) :

$$L_c = Y_r - Y_a \quad I. 4$$

• Le taux des pertes du système PV :

Le taux des pertes du système (LS) est dû aux pertes par conversion des onduleurs et il est défini par la différence entre le rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final (Y_f) [40] . Les pertes du système sont représentées par l'équation (I.5):

$$L_S = Y_a - Y_f \quad I. 5$$

c) Le rapport de performance (PR) :

Le rapport de performance (PR) indique l'effet global des pertes sur la production énergétique du système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le rapport entre le Y_f et le Y_r [41]. Il est représenté mathématiquement dans l'équation (I.6):

$$\frac{Y_f}{Y_r} = PR \% \quad I. 6$$

d) Le facteur de capacité :

Le facteur de capacité (CF) est le rapport entre la production d'énergie annuelle du système PV (EPV_{ac}) et la quantité d'énergie que le système PV pourrait être généré si l'installation photovoltaïque est exploitée à pleine puissance nominale pendant 24h par jour sur une année [42]. Le CF est calculé par l'équation (I.7) :

$$\frac{EPV_{ac}}{(365 \text{ jours} \times 24 \text{ heures} \times \text{capacité installée})} = CF \% \quad I. 7$$

I.8 Stockage d'énergie photovoltaïque :**I.8.1 Généralité :**

L'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité des technologies de stockage d'énergie, ainsi que leur coût conduisent à leur participation croissante au système électrique [43]. En particulier, les systèmes de stockages sont maintenant envisagés pour exécuter de nouvelles fonctionnalités telles que l'amélioration de la qualité de l'énergie, la gestion de l'énergie et la protection [44], permettant donc un nouveau mode de fonctionnement, par ex, amélioration du fonctionnement du système en réduisant

la charge de pointe, la régulation du réseau (fréquence), ou fournir une assistance en cas de panne [45]. D'autre part, les systèmes de stockage d'énergie contribuent non seulement à la solution de ces défis, mais peuvent également fournir d'autres services axés sur le marché qui augmentent les revenus de la centrale PV. Compte tenu de ces services, de la réduction des coûts et des capacités améliorées des technologies de stockage, leur utilisation peut désormais devenir économiquement réalisable.

En Algérie, dans le cas des centrales PV à grande échelle, les codes et les règles techniques de raccordement au réseau électrique ont été mis à jour en 2019, y compris les exigences techniques spécifiques en termes de la qualité de service [46]. En tant que solution, l'intégration du stockage dans les centrales PV à grande échelle peut aider à se conformer à ces exigences complexes des codes de réseau électrique. En conséquence, on peut s'attendre à ce que les technologies de stockage soient essentielles pour l'interconnexion de nouvelles installations PV à grandes échelles.

I.8.2 Différentes technologies de stockage d'énergie photovoltaïque :

Pour planifier l'installation des systèmes de stockages (ESS) avec des centrales PV, il est important de savoir quelles fonctionnalités les ESS devrait avoir pour se conformer aux exigences des normes, quels services ils pourraient également fournir (bien que non requis par les normes) et quelles caractéristiques devrait avoir pour chacun de ces services et fonctionnalités. De cette façon, la technologie ESS la plus appropriée peut être sélectionnée. Il existe différentes technologies des ESS disponibles sur le marché. Ceux-ci peuvent être classés en termes de leur mode de stockage d'énergie (voir figure (I.14)). Les modes de stockage d'énergie pour une application PV peuvent être classés sous forme mécanique, électrique et électrochimique. Il faut noter que la classification présentée dans cette section est axée sur le stockage d'énergie souvent appliqué dans les centrales photovoltaïques. En conséquence, le stockage thermique ainsi que le domaine du stockage de l'hydrogène, sont exclus de la discussion qui suit. De plus, les contenus suivants visent simplement à donner un bref aperçu des technologies de stockage et à résumer leurs caractéristiques avec des chiffres clés.

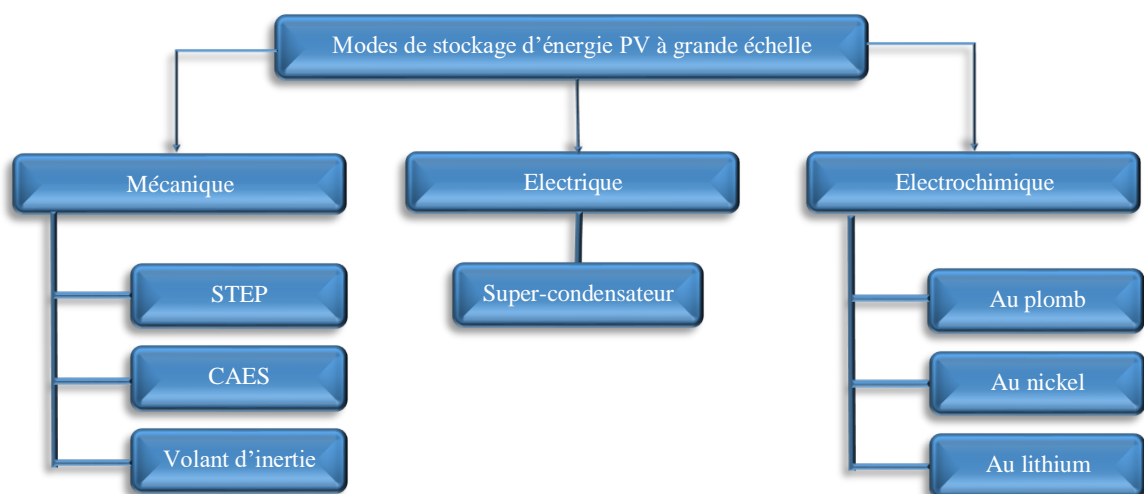


Figure I. 14 Classification des dispositifs de stockage

I.8.2.1 Stockage Mécanique :

Les ESS mécanique peuvent être distingués en deux groupes principaux en examinant également leurs temps de réponse, leur puissance et leurs caractéristiques énergétiques.

- Les systèmes de stockages mécaniques à réponse lente, généralement de grande capacité, ils sont représentés par les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et le stockage d'énergie par air comprimé (CAES), deux technologies matures. Les STEP sont basé sur le pompage de l'eau dans un réservoir en amont en utilisant de l'électricité en heures creuses, puis en la restituant en aval dans un réservoir inférieur pour alimenter un générateur. Ils représentent entre 96 % de la capacité mondiale de stockage d'énergie. De même, les systèmes CAES compriment l'air qui est ensuite stocké dans des cavernes, des tuyaux ou des récipients souterrains. Lorsque cela est nécessaire, l'air est passé à travers une turbine à air ou propulsé avec du carburant dans une turbine à gaz, couplée à un générateur produisant de l'électricité [47].
- Les systèmes de stockages mécaniques à réponse rapide sont principalement représentés par les ESS à volant d'inertie, qui stockent l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique rotative. Pendant la phase de charge, l'énergie électrique est utilisée pour accélérer un moteur qui est relié à une masse en rotation par un arbre. Pendant la phase de décharge, la masse en rotation transfère l'énergie cinétique stockée à un générateur relié au même arbre [47].

Alors que les STEP et CAES peuvent être conçus pour des centaines de MW de puissance et pendant plusieurs heures, un dispositif à volant d'inertie est capable d'échanger une puissance nominale pendant quelques minutes (il a une capacité de stockage d'énergie limitée) [48].

I.8.2.2 Stockage électrique :

Les supercondensateurs, également appelés ultracondensateurs ou condensateurs électroniques double couche, ce sont des dispositifs de stockage direct (électrique) constitués de deux électrodes, généralement identiques, séparées par un électrolyte (une substance contenant des ions mobiles). L'application d'une différence de potentiel aux bornes du dispositif complet entraîne le stockage électrostatique de charges aux deux interfaces électrode-électrolyte qui se comportent comme deux condensateurs en série. Le système restitue la charge accumulée avec une excellente efficacité et pendant un très grand nombre de cycles [49].

Les supercondensateurs peuvent être considérés comme des concurrents des volants d'inertie. Ils sont capables de délivrer des densités de courant importantes pendant des temps assez courts (forte puissance). La durée de vie, car aucune réaction chimique ne se produit, peut atteindre des millions de cycles de charge et de décharge. Plusieurs applications impliquant les supercondensateurs comme un dispositif de stockage de l'énergie a été envisagé. À titre d'exemple, citons l'intégration des

supercondensateurs dans les centrales PV à grandes échelles permettrait de satisfaire les appels de puissance active ou encore assurer le lissage d'une puissance consignée [49].

I.8.2.3 Stockage électrochimique :

Les batteries (ou accumulateurs) sont des dispositifs électrochimiques, qui stockent de l'énergie chimiquement et la restituent sous forme électrique. Donc ils sont basés sur un système électrochimique réversible. Des réactions d'oxydoréduction se produisent dans deux électrodes, plongées dans un milieu appelé électrolyte (conducteur ionique et isolant électronique). A partir de ces réactions chimiques, un potentiel électrique entre les électrodes apparaît. Quand la batterie se décharge, l'électrode négative (anode) émet des électrons qui passent par le fil et sont absorbées par l'électrode positive (cathode). Ce mouvement d'électrons génère un courant électrique continu qui peut être ensuite transformé pour alimenter la charge. Quand la batterie est en phase de recharge, avec un apport extérieur d'électricité, le phénomène s'inverse.

Les batteries sont basées sur la connexion en série et en parallèle des cellules électrochimiques. Le nombre de cellules utilisées dépend des exigences de tension et de courant. La tension de la batterie diminue progressivement pendant la décharge jusqu'à atteindre sa tension minimale. La capacité de la batterie, exprimée en Ah, dépend des conditions dans lesquelles s'effectue la décharge et est limitée par la tension minimale. Par conséquent, l'état de charge (SoC) est défini comme le pourcentage d'énergie stockée dans la batterie par rapport à celle dans les conditions de pleine charge [50].

De manière générale, il existe divers types de batteries disponibles sur le marché. Ils peuvent être regroupés en 3 familles :

- Batteries au plomb
- Batteries au nickel (Ni-Cd, Ni-MH, Ni-Zn)
- Batteries au lithium (Li-métal, Li-ion, LiP, LiPo)

I.8.3 Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage

Toute technologie de stockage d'énergie possède des caractéristiques uniques qui la rendent adaptée à une application de stockage d'énergie particulière. Ces caractéristiques aident à déterminer la meilleure technologie des ESS à adopter dans toutes les circonstances. Il convient de noter que nous nous concentrons dans la partie suivante sur la présentation des caractéristiques essentielles uniquement, en fait, il existe d'autres caractéristiques plus qualitatives à prendre en compte, notamment : la sécurité, la recyclabilité, la maturité technologique et l'impact environnemental [51].

I.8.3.1 La densité de puissance / Energie :

La densité de puissance de toute technologie des ESS, appelée également la puissance spécifique, est définie comme la puissance disponible rapportée au volume de l'élément de stockage, elle s'exprime en W/kg ou W/l. Cette métrique fait référence au courant maximal qu'une batterie peut

fournir par rapport à sa masse. Ceci est légèrement différent de la densité énergétique qui est définie comme l'énergie stockée ramenée à la masse ou au volume de l'élément de stockage (Wh/kg ou Wh/l). Dans ces définitions, le volume de l'élément de stockage est considéré comme le volume de l'ensemble du système de stockage d'énergie, y compris l'élément de stockage d'énergie, les accessoires et les structures de support. Les systèmes de stockages à très haute densité de puissance conviennent généralement aux applications qui nécessitent une qualité de puissance élevée avec des courants de décharge importants et un temps de réponse rapide. Tandis que les systèmes de stockages à très haute densité énergétique conviennent aux applications qui nécessitent une quantité de puissance continue pendant plusieurs heures.

I.8.3.2 La capacité de stockage :

La capacité de stockage est également considérée comme l'une des caractéristiques essentielles lors du choix d'une technologie de stockage d'énergie à déployer pour une application donnée. Il s'agit de l'aptitude d'un élément de stockage à emmagasiner de l'énergie, à la conserver pendant un certain temps et à la restituer dans des conditions données, son unité est le (Wh).

I.8.3.3 Durée de vie (nombre de cycle) :

La durée de vie d'une technologie de stockage d'énergie donnée est considérée comme une caractéristique très importante pour l'utilisation d'un stockage. Elle définit l'aptitude d'un élément de stockage à délivrer, de manière récurrente, son énergie après recharge, est exprimé en nombre de cycles (un cycle comprenant une charge et une décharge).

I.8.3.4 Coûts d'investissement :

Le coût d'une technologie de stockage d'énergie est l'un des facteurs les plus importants pour le déploiement commercial d'une technologie de stockage d'énergie donnée. Pour une analyse détaillée, le coût d'une technologie de stockage d'énergie doit inclure à la fois les coûts d'investissement initial et d'exploitation. Il faut considérer le système de stockage dans sa globalité, c'est-à-dire les composants auxiliaires et les éléments de conversion utilisés par certaines technologies de stockage d'énergie s'ajoutent au coût d'investissement total de l'installation.

I.8.3.5 Rendement :

Le rendement énergétique pour un élément de stockage est le rapport entre l'énergie restituée sous la forme souhaitée (ici électrique) et l'énergie stockée sous quelque forme que ce soit au cours d'un cycle de charge/décharge.

I.8.3.6 Durée de la charge, décharge et l'autodécharge de stockage :

Pour tout un système de stockage, la durée ou le temps de charge/décharge est également considérée comme l'une des caractéristiques essentielles à prendre en compte lors du choix de type de stockage. La durée de décharge comme étant le temps de restitution de l'énergie stockée par le

système, à puissance maximum. Alors que le temps de charge indique le temps nécessaire pour que l'élément de stockage soit complètement chargé. Certains types de stockages sont limités en puissance lors de la recharge, ce qui impacte directement leur temps de charge. D'autre part, La dissipation de l'énergie au cours du temps lorsque l'élément de stockage est hors fonctionnement joue également un rôle important. Elle est définie par le problème d'autodécharge et exprimé relativement par le pourcentage par rapport à l'énergie stockée.

I.8.4 Comparaison des moyennes de stockage d'énergie :

L'intégration des différentes technologies de stockage d'énergie dans les systèmes PV soulève des interrogations quant au choix de la technologie la plus adaptée aux besoins.

I.8.4.1 Comparaison selon la densité énergétique, puissance spécifique :

La densité énergétique et la puissance spécifique sont des paramètres importants dans un système de stockage. En effet, chaque technologie de stockage doit avoir : une densité énergétique assez élevée pour pallier entièrement au déficit énergétique en cas de non production PV, une forte puissance adaptée à la demande. Pour une quantité d'énergie donnée, des densités de puissance et d'énergie élevées signifient que des SSE plus petites sont réalisables. Par contre, des densités d'énergie ou de puissance plus faibles pour une quantité d'énergie donnée peuvent signifier que le SSE nécessiterait des volumes plus importants et ne serait donc pas adapté aux applications à volume limité. A partir de la figure (I.15) nous constatons que les batteries au lithium, ont une puissance et une densité énergétique élevées. Cela explique, en partie, leurs grandes utilisations en tant que dispositifs de stockage pour des applications PV. [52] [53] [54]

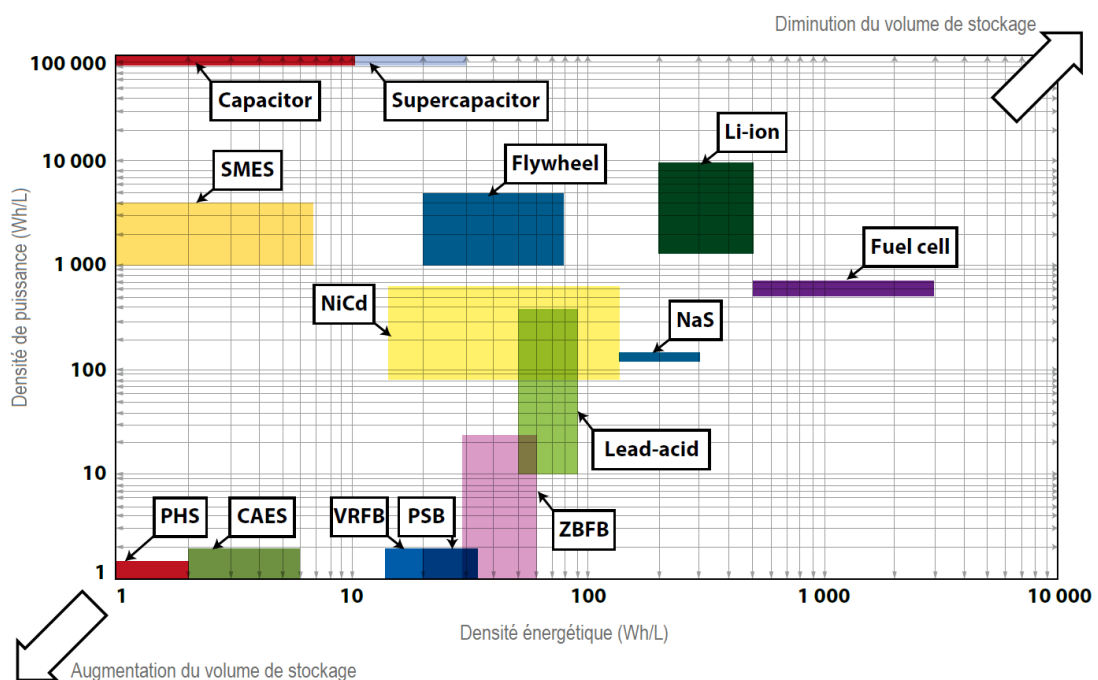


Figure I. 15 Comparaison de la densité de puissance et la densité énergétique

I.8.4.2 Comparaison selon le rendement et la durée de vie :

Un élément de stockage idéal disposerait à la fois d'un rendement et d'un nombre de cycle élevés. Sur la figure (I.16) seuls le supercondensateur et le volant d'inertie présentent ces deux propriétés. Quant à la batterie au lithium, il a un rendement élevé mais avec une durée de vie relativement faible.

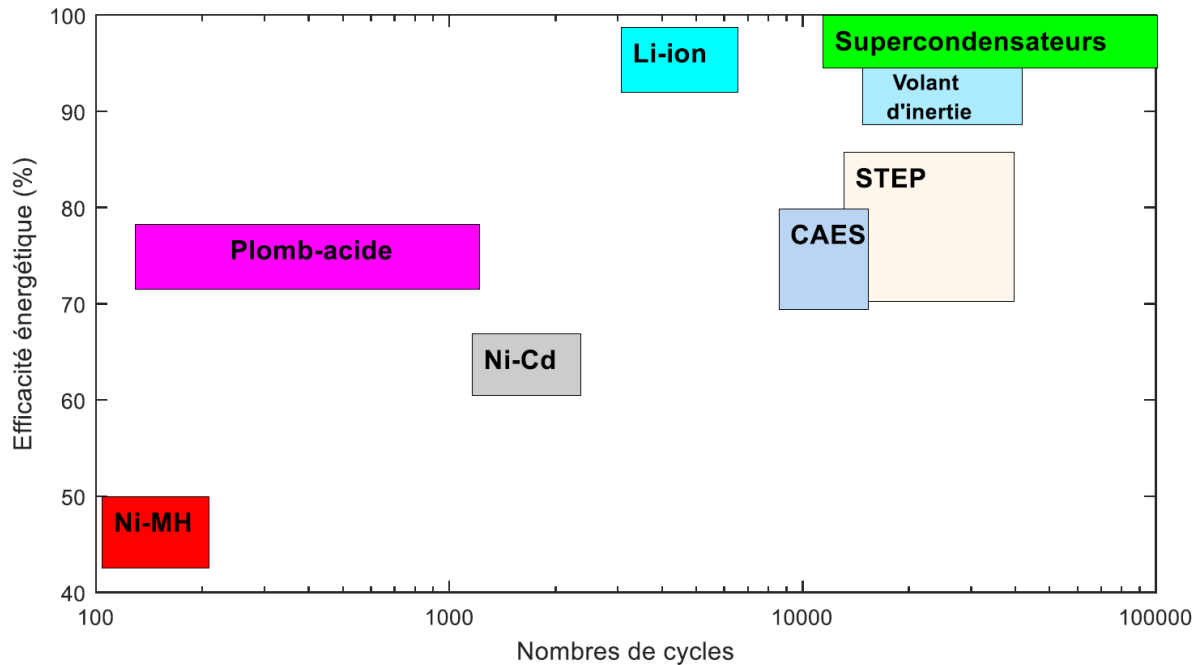


Figure I. 16 Comparaison entre l'efficacité énergétique et la durée de vie

I.8.4.3 Comparaison selon les coûts :

Le coût d'investissement est un facteur économique impératif car ils conditionnent le coût global de la production énergétique. Le CAES et la STEP ont un coût d'investissement par unité de puissance et d'énergie faible. Par contre, ceux des accumulateurs au nickel et lithium-ion sont élevés. L'intégration de ces derniers comme technologie de stockage va augmenter le coût global du système photovoltaïque.

I.8.5 Hybridation de system de stockage d'énergie :

Nous avons vu que les sources d'énergies renouvelables souffrent de plusieurs problèmes tels que la nature d'intermittence, la mauvaise qualité d'énergie, les problèmes de stabilité, le contrôle de fréquence et la charge déséquilibrée. De plus, le système de stockage d'énergie connaît généralement un modèle de charge/décharge irrégulier et fréquent qui affecte leur durée de vie, et par conséquent le coût de remplacement augmente considérablement. Le système de stockage d'énergie hybride est une solution appropriée pour surmonter ces défis. La notion de l'hybridation est le fait de combiner deux sources de stockage d'énergie dans un même système afin d'exploiter les avantages de chaque source. De nombreuses études ont été menées ces dernières années dans le but commun de démontrer les effets positifs des systèmes hybride sur les sources d'énergie renouvelable. Les systèmes hybrides de

stockage offrent de nombreux avantages, notamment l'amélioration de l'efficacité totale du système, la réduction du coût et la prolongation de la durée de vie de système de stockage. En raison des différents types de technologies des ESS avec des caractéristiques différentes, une large gamme d'hybridation de stockage d'énergie peut être combinée en fonction de leur application. La sélection des combinaisons hybrides appropriées dépend d'une variété des éléments, y compris l'objectif d'hybridation, les coûts, la géolocalisation et la disponibilité de l'espace de stockage. Généralement, les systèmes hybrides se composent d'un type de stockage à haute puissance et d'un type de stockage à haute énergie [55].

La présence d'un système de stockage hybride au sein du système PV est nécessaire pour assurer deux fonctions importantes : l'autonomie à moyen terme pendant les périodes de sous-production, et l'équilibre énergétique entre l'énergie produite et l'énergie consommée à un instant donné. Pour une utilisation dans les centrales PV à grande échelles, les batteries sont la solution idéale pour assurer l'autonomie énergétique à moyen terme. Cependant, elles présentent une faible puissance spécifique, elles ont donc du mal à suivre des variations de charge très rapides. Si le pic de production ou consommation sont dans une forte gamme de fréquences, il peut être absorbé par la batterie, provoquant donc une charge ou décharge à fort courant ce qui engendre un vieillissement prématuré des batteries, celles-ci étant déjà de courte durée de vie. De par leur grande puissance spécifique, les supercondensateurs qui possèdent à l'inverse une faible énergie spécifique et une forte puissance spécifique seraient aptes à absorber tous ces pics sans dommage, assurant ainsi efficacement la fonction d'équilibrage énergétique du système. Ils possèdent une durée de vie bien plus longue que les batteries de l'ordre de 100.000 cycles de charge et décharge [56]. Par conséquent, la solution est donc d'associer ces deux technologies pour profiter des avantages de chacune comme illustré par la figure (I.17).

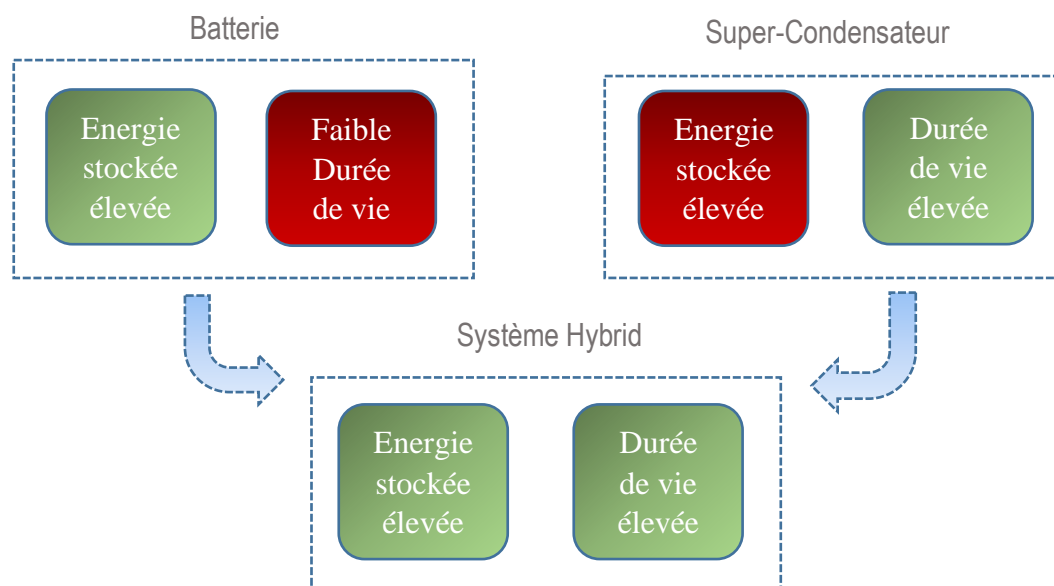


Figure I. 17 . La raison d'hybridation des systèmes de stockages

I.8.6 Architectures d'association Batteries / Supercondensateurs :

Plusieurs types de topologies batterie-SC ont été proposés dans diverses applications visant à exploiter de manière optimale les avantages des différents éléments de stockage. Toutes sortes de ces différentes topologies peuvent être classées en fonction du nombre d'éléments de stockage, la stratégie de partage de puissance entre les éléments de stockage et les modes de connexion comme le montre la figure (I.18). Batterie-SC peut être configuré en passif, actif ou la combinaison des deux en parallèle ou en série. Pour une connexion passive, les bornes de système de stockage sont directement connectées au bus DC pour lequel le mécanisme de partage de puissance et la réponse sont purement déterminés par la caractéristique électrique des éléments de stockages. D'autre part, les topologies de stockage d'énergie hybride actives utilisent des composants actifs tels qu'un convertisseur CC/CC bidirectionnel pour interfacer les éléments de stockage à partir du bus DC et pour contrôler activement leur flux de puissance [57].

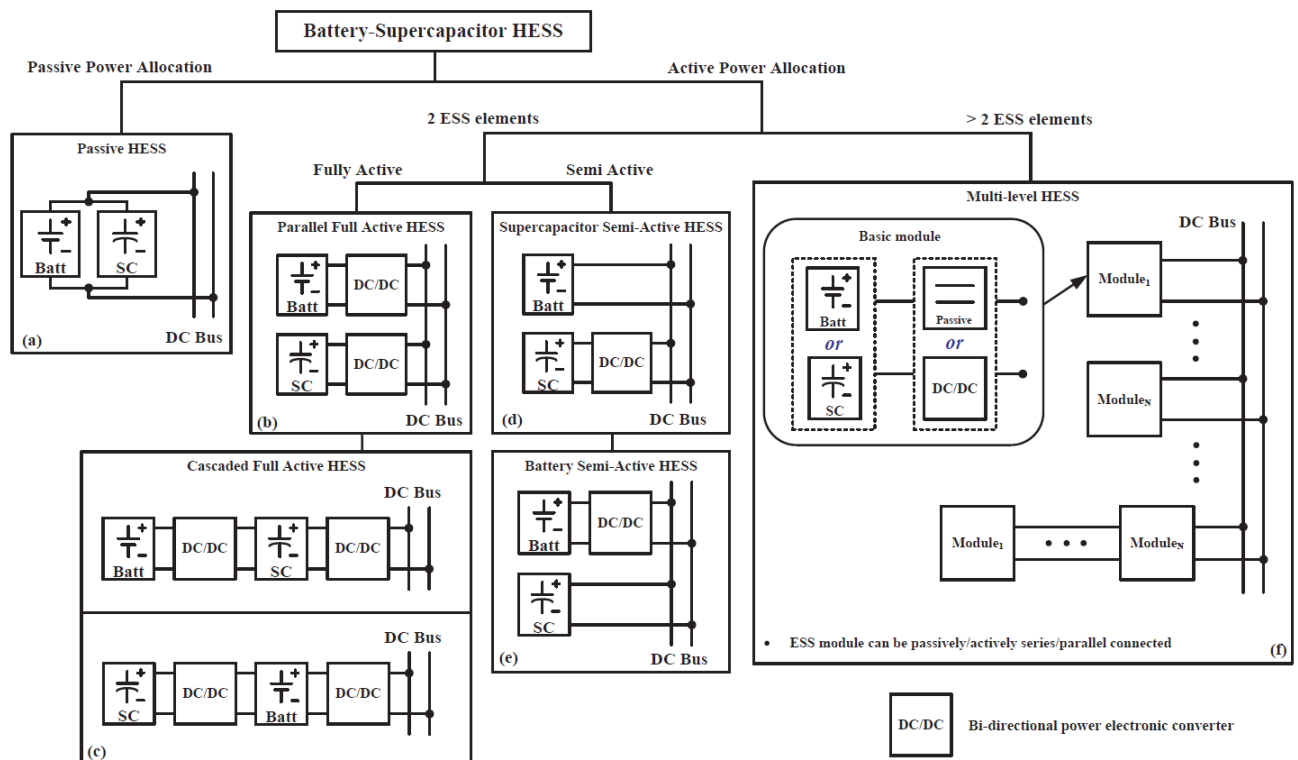


Figure I. 18 Architectures d'association Batteries / Supercondensateurs.

La figure (I.18(a)) montre la forme la plus simple de batterie-SC dans laquelle la batterie et le SC sont tous deux connectés passivement au bus DC. C'est le premier concept de topologie HESS et rarement utilisé dans les applications réelles. Dans cette configuration, aucun composant actif n'est ajouté au système et le partage de puissance entre la batterie et le SC est déterminé par les constantes de temps des éléments de stockage. L'inconvénient du HESS passif est que la capacité du SC ne peut pas être pleinement utilisée en raison des différentes caractéristiques de tension aux bornes de la batterie et du SC, ce qui entraîne une faible efficacité et flexibilité de la conception HESS. [58] [59]

[60] Un ESS avec un convertisseur CC/CC bidirectionnel permet un contrôle actif du flux de puissance entre les éléments ESS. Cela permet des paramètres de configuration du système plus flexibles. L'élément de stockage à commande active peut être connecté en parallèle (figure (I.18 (b))) ou en cascade (figure (I.18 (c))). La topologie entièrement active peut obtenir un bon contrôle, mais généralement au détriment de la complexité, de l'efficacité et du coût du système. Dans la topologie HESS entièrement active en parallèle, le flux de puissance de la batterie et du SC est contrôlé par un convertisseur CC/CC bidirectionnel tout en régulant la tension du bus DC. Les deux éléments de stockage sont indépendants avec leur propre tension et isolés du bus DC. Cette caractéristique a fait que le HESS entièrement actif parallèle a été largement discuté et développé par des chercheurs avec divers algorithmes de gestion de l'énergie. A l'inverse, un HESS entièrement actif en cascade, la batterie et le SC sont disposés en série comme le montre la figure (I.18 (c)). Les deux convertisseurs DC/DC sont commandés en cascade avec des taux de tension différents, ce qui augmente relativement la complexité du contrôle. En général, les topologies HESS entièrement actives présentent l'avantage que le flux de puissance de chaque élément ESS individuel peut être exécuté et contrôlé de manière optimale en fonction de la stratégie d'allocation de puissance conçue. Cependant, les faiblesses des HESS entièrement actives sont le coût initial élevé et la robustesse du système.

Les topologies HESS semi-actives illustrées à la figure (I.18 (d), (e)) ont été proposées pour exploiter les avantages de la topologie passive et active tout en compensant les inconvénients des deux stratégies. Pour le SC HESS semi-actif (figure (I.18 (d))), le SC est contrôlé à l'aide d'un convertisseur CC/CC bidirectionnel, tandis que la batterie est connectée passivement au bus DC. Dans ce mode, la tension aux bornes SC peut varier dans une plage plus large, ce qui améliore l'efficacité. Dans la plupart des cas, le SC sera programmé pour absorber les fluctuations à haute fréquence à court terme dans le bus DC, tandis que la batterie connectée passivement fournira les besoins en énergie du système tout en maintenant la tension du bus DC passivement grâce à la faible variation de tension. De plus, la connexion passive des batteries améliore la robustesse du système d'alimentation en raison des caractéristiques électriques stables de la batterie. Inversement, la batterie HESS semi-active (figure (I.18 (e))) interface la batterie avec un convertisseur CC/CC bidirectionnel tandis que le SC est connecté passivement au bus DC. L'inconvénient majeur de cette topologie est la faible efficacité de l'utilisation du SC. L'installation de SC doit être suffisamment grande pour satisfaire la large plage de tension du bus DC.

En supposant qu'un élément comprend une ou les deux batteries et SC avec/sans convertisseurs DC/DC, l'hybridation au-delà de deux éléments ESS peut être configurée dans différentes combinaisons de passif, actif, en cascade et/ou en parallèle avec un système de gestion et une stratégie de contrôle unique comme illustré dans la figure (I.18 (f)). Le SC ou la batterie peut être placé en différents niveaux de tension ou de puissance et offre une bonne adaptabilité aux différentes exigences

du système. Cela permet un HESS plus flexible en termes de configuration du système et l'adaptabilité à un système de gestion de l'énergie plus sophistiqué pour des applications de puissance et d'énergie plus larges.

I.8.7 Architectures d'association des ESS dans les centrales PV à grande échelles :

Il existe principalement deux configurations pour intégrer les systèmes de stockages avec des systèmes PV, à savoir respectivement couplage DC et couplage AC, comme le montre la figure (I.19) [61] [62] [63]. Les systèmes à couplage AC sont idéaux lorsque des systèmes de stockage doivent être montés a posteriori dans des centrales PV existantes. Dans le cas de nouvelles installations, un système de stockage à couplage AC permet également d'optimiser la gestion des charges. Il stocke l'énergie excédentaire et la remet à disposition en l'espace de quelques millisecondes. Tandis que les systèmes à couplage DC sont idéaux pour les nouvelles centrales photovoltaïques de grande envergure. Le système de stockage et le générateur photovoltaïque sont raccordés à l'onduleur central côté DC et l'énergie PV excédentaire est amenée directement dans le système de stockage de manière très efficace [55].

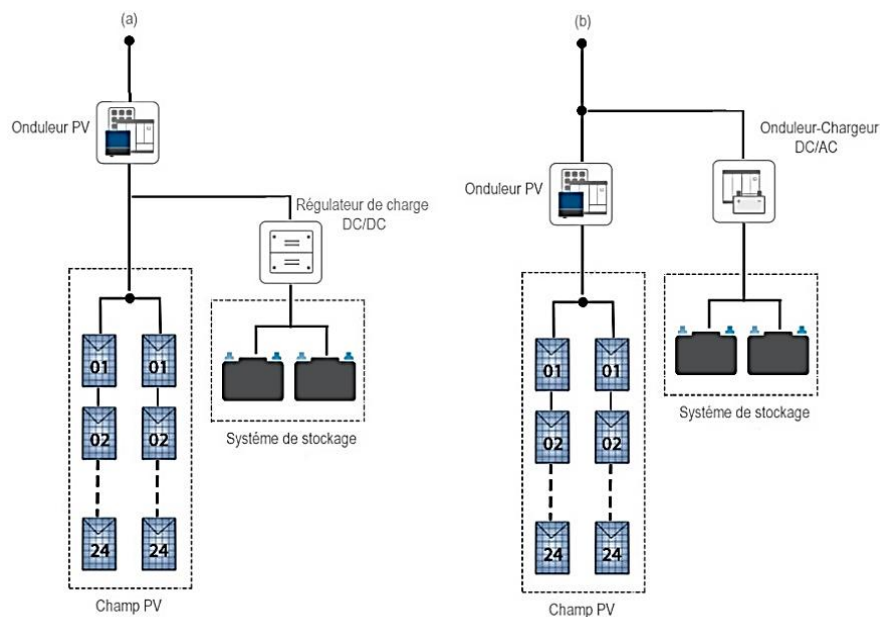


Figure I. 19 Architectures d'association des SSE dans les centrales PV (a) Couplage DC ; (b) Couplage AC

En raison de la configuration de l'installation photovoltaïque à grande échelle, le système de stockage d'énergie avec un couplage DC est effectué de manière décentralisée, comme le montre la figure (I.20).

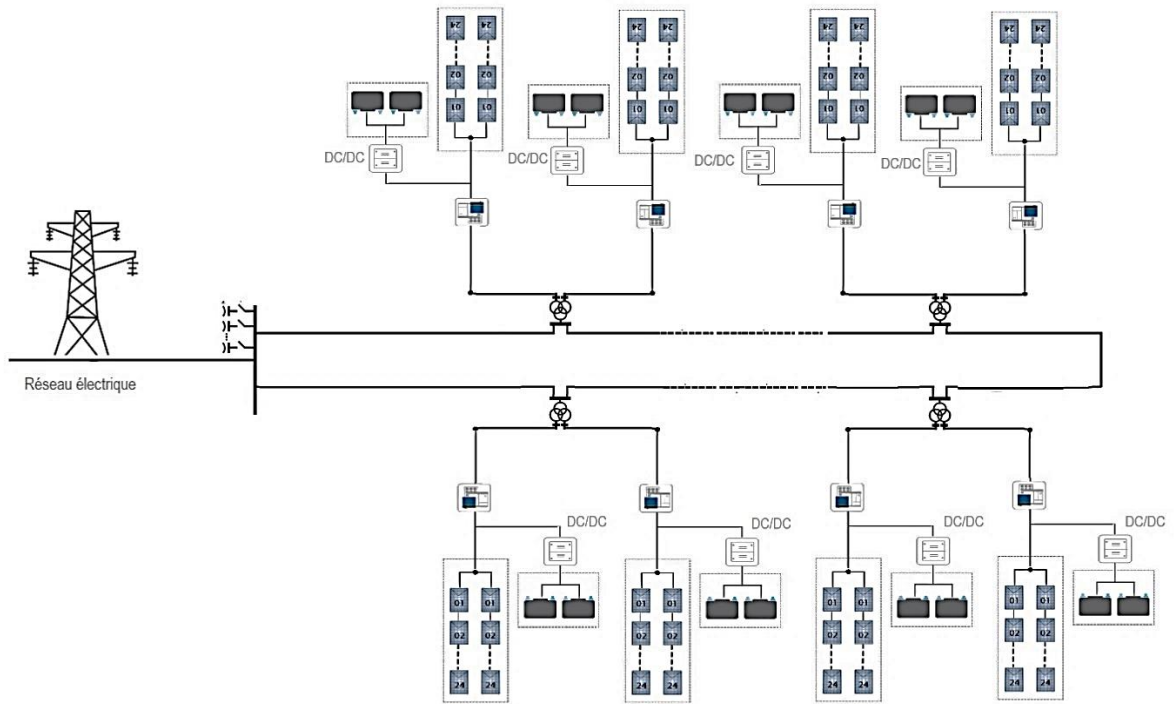


Figure I. 20 Le schéma fonctionnel d'un couplage DC décentralisée

En revanche, deux approches différentes peuvent être envisagées pour le couplage AC. Dans la première topologie de couplage AC, le système de stockage est interconnecté de manière décentralisée au côté AC des générateurs photovoltaïques. Cette topologie est illustrée à la figure (I.21).

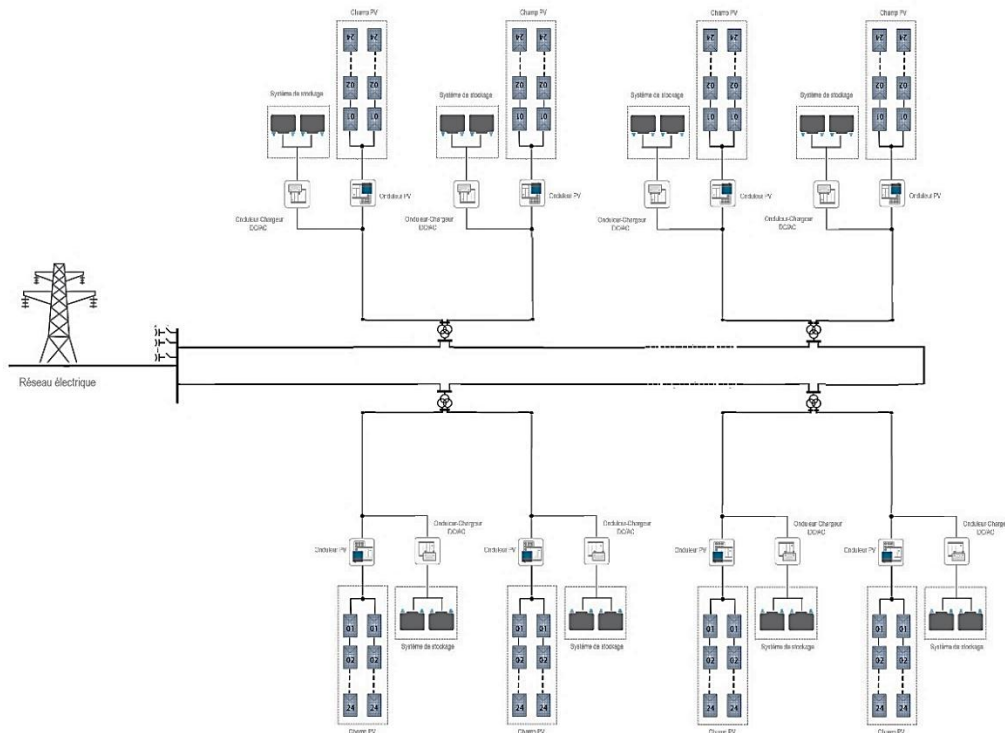


Figure I. 21 Le schéma fonctionnel d'un couplage AC décentralisée

La deuxième topologie de couplage AC c'est la topologie centralisée, comme observé sur la figure (I.22). Dans ce cas, le système de stockage d'énergie est connecté au point de couplage commun (PCC) situé à côté du réseau de distribution.

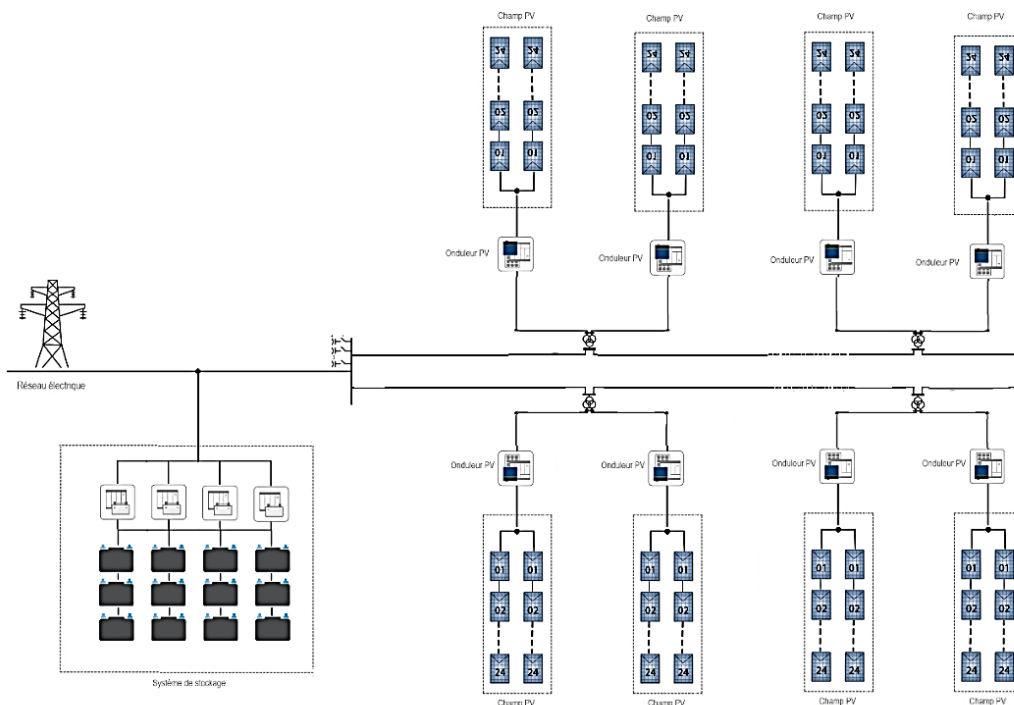


Figure I. 22 Le schéma fonctionnel d'un couplage AC centralisée

I.8.8 Méthodologie de dimensionnement du système de stockage d'énergie :

Le dimensionnement de système de stockage d'énergie est l'un des principaux facteurs du présent travail. Le processus de dimensionnement qui comprend la définition des besoins énergétiques est entièrement lié à la gestion de l'énergie du système de stockage, et pour cette raison, il doit être réalisé conjointement avec la stratégie de gestion de l'énergie [64].

Une méthodologie de dimensionnement est présentée dans [65] sera notre modèle explicatif qui inspirera les autres méthodes. Cette méthodologie est séparée en trois étapes, qui sont la définition des exigences du système, le dimensionnement du système de stockage d'énergie et la vérification des solutions possibles. L'illustration graphique de cette méthodologie est présentée dans la figure (I.23). La première étape c'est la définition des exigences et les contraintes du système qui sont notamment les besoins en puissance et en énergie et leurs stratégies de gestion de l'énergie. Donc afin de déterminer le dimensionnement optimal du système de stockage, la définition de la stratégie de gestion de l'énergie est nécessaire. Les contraintes du système de stockage d'énergie sont liées aux caractéristiques techniques de l'application. Dans la deuxième étape, le dimensionnement du stockage est calculé en tenant compte les exigences et les contraintes du système. Afin de répondre aux exigences du système, plusieurs solutions peuvent être envisagées. La troisième étape consiste donc à

vérifier les possibilités et évaluer les options avant de revenir à la première étape de modification de certaines exigences ou contraintes afin d'améliorer le résultat final du dimensionnement.

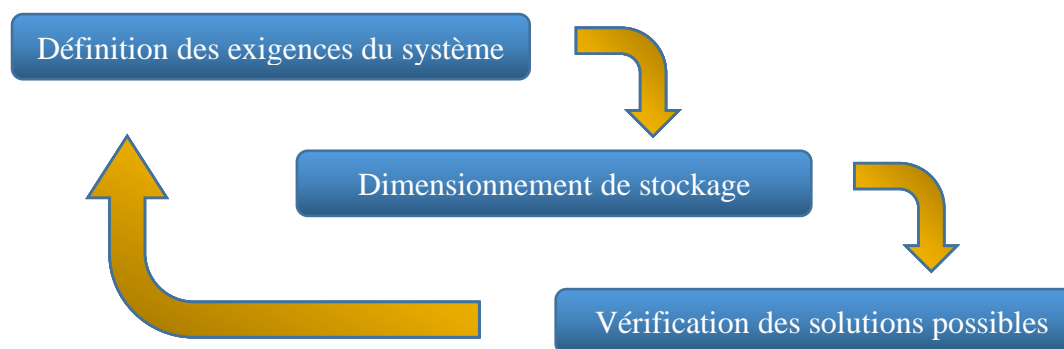


Figure I. 23 Méthodologie générale de dimensionnement de stockage

L'optimisation du dimensionnement de capacité de stockage affecte directement les performances de production, la durée de vie et le coût du système de stockage d'énergie. L'utilisation de méthodes appropriées dépend des différents paramètres tels que les données disponibles et la dynamique de production PV et de charge, la linéarité ou la non-linéarité du problème et les différentes contraintes. Les méthodes de dimensionnement de capacité de stockage existantes sont principalement divisées en deux catégories : les méthodes basées sur l'analyse et les méthodes basées sur l'optimisation.

I.8.8.1 Les méthodes analytiques :

Les méthodes analytiques sont les plus couramment utilisées pour le dimensionnement des systèmes de stockages. Les méthodes analytiques sont basées sur l'analyse d'une série de configurations de système avec les paramètres du système variés étant ceux qui doivent être optimisés par rapport à des critères de performance [66]. Diverses méthodes analytiques ont été proposées pour déterminer la capacité de HESS, mais le principe général de ces méthodes est similaire et dans certains cas, tels que le types SSE, la fonction objective, les contraintes et la méthode de solution sont différentes [55].

Nous avons trouvé plusieurs recherches récentes utilisent des méthodes analytiques pour optimiser la capacité de stockage hybride (batterie/supercondensateur). Dans [67] ont développé une stratégie pratique de gestion de l'énergie avec des performances quasi optimales en termes d'économie d'énergie et de prolongement de la durée de vie de la batterie. Les auteurs de [68] ont pris en compte la viabilité économique, l'efficacité et le coût du cycle de vie du système de stockage d'énergie hybride dans une application photovoltaïque.

I.8.8.2 Méthode basée sur l'optimisation :

Généralement, le dimensionnement de la capacité de stockage est un problème d'optimisation complexe qui prend en compte de manière exhaustive nombreux exigences techniques et économiques telles que la réduction du coût total du système, l'amélioration de la fiabilité, la réduction des émissions, etc [69]. Ce problème d'optimisation est hautement non linéaire et discret, le temps d'optimisation sera donc long et les résultats de l'optimisation peuvent tomber dans une optimisation locale. Par conséquent, il est important de trouver des méthodes avancées pour optimiser tous les paramètres, obtenir la solution optimale globale et contrôler le temps d'optimisation. Cela rend le choix d'une méthode de dimensionnement appropriée, beaucoup plus important [70].

Nombreuse technique d'optimisation peuvent être prises en compte, mais seules celles liées au dimensionnement des ESS hybrides (Bat/SC) sont considérées. Les méthodes basées sur l'optimisation les plus utilisées dans la littérature comprennent les algorithmes génétiques (GA) [71], l'optimisation des essaims de particules (PSO) [72], les réseaux de neurones (NN) [73], Logique floue (LF) [74] et la programmation dynamique (DP) [75]. Un algorithme d'optimisation PSO amélioré est proposé dans [70] et [76] pour résoudre le problème d'optimisation d'un HESS afin d'atteindre le coût minimum. L'utilisation d'un GA pour déterminer la capacité de stockage hybride incluant la batterie et le SC est proposée dans [77]. La fonction objective comprend le coût initial et de remplacement (10 ans) de la batterie. Les résultats indiquent que l'ajout des SC au système améliorera considérablement la durée de vie de la batterie et réduira le coût total du système.

I.9 Conclusion :

L'objectif de ce premier chapitre a été tout d'abord de présenter les aspects techniques caractérisant les centrales PV à grande échelle, afin de poser le cadre général dans lequel s'insèrent les travaux de cette thèse, à savoir les performances de ces centrales PV et leur gestion d'énergie optimale. Nous avons introduit dans un premier temps les enjeux, les défis et les potentiels énergétiques en Algérie, ainsi que les objectifs ambitieux du gouvernement en matière de la transition énergétique. Cette analyse nous a permis d'éclaircir la complexité du contexte énergétique dans une phase transitoire pleine d'inquiétude quant au problème énergétique en Algérie. Ensuite nous avons donné une synthèse de l'état d'art notamment sur la production d'énergie photovoltaïque et les différents facteurs pouvant affecter son fonctionnement. Et puis, nous avons présenté la méthodologie pour faire une évaluation complète des performances d'une centrale photovoltaïque. Enfin, nous nous sommes concentrés sur le rôle du stockage d'énergie dans les nouveaux systèmes photovoltaïques.

Chapitre II

Présentation de la centrale d'El Abiodh Sid Cheikh

II. INTRODUCTION

Dans le cadre de la mise en œuvre du programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique approuvé en 2020, le gouvernement algérien a fait installer sur tout le territoire algérien une puissance d'origine renouvelable de près de 15 000 MW D'ici 2035. Dans le cadre de ce programme, une centrale photovoltaïque d'une puissance crête de 23.9MWc a été installée à El-Abiodh Sid Cheikh. La centrale solaire PV d'El Abiodh sidi Cheikh est un projet qui participe au développement des énergies renouvelables et à l'atteinte des objectifs de réponse aux besoins énergétiques de sa région d'implantation.

Dans ce chapitre, nous présenterons tout d'abord les conditions environnementales de la région d'El Abiodh sidi cheikh dans lesquelles la centrale est construite, y compris l'irradiation solaire, la température, la vitesse du vent et la précipitation. Ensuite nous discuterons le calendrier de la centrale photovoltaïque, puis nous allons décrire la description générale de la centrale et ferons un inventaire de tous les équipements et leurs poses avec les guides de l'entreprise. Finalement, nous vérifierons également le dimensionnement des équipements nécessaire de la centrale photovoltaïque d'El Abiodh Sidi Cheikh.

Enfin nous sommes satisfaits du bon accueil qui nous a été fait par le personnel de la centrale PV qui a réservés beaucoup temps pour notre encadrement dans les approches pratiques du fonctionnement de la centrale. Nous leur exprimons ici nos sincères remerciements.

II.1 Présentation des promoteurs du projet :

II.1.1 Présentation de la société « SKTM » :

Shariket Kahraba wa Taket Moutajadida (SKTM) est une société de production d'électricité conventionnelle pour réseau isolé du Sud et des énergies renouvelables pour le territoire national avec un chiffre d'affaire de 14 512 635 000 dinars algérien, souscrit en totalité par SONALGAZ et dont le siège social est situé à Ghardaïa elle a été créée en février 2013. SKTM est née dans un contexte de prise de conscience généralisée des problèmes énergétiques et de la nécessité d'une transition énergétique, un recours massif aux sources renouvelable sous toutes ses formes dans le but de réaliser le programme national de développement des énergies renouvelables, en mettant en valeur les potentialités énormes dont dispose notre pays. En 2014, dans la première phase du déploiement du programme national des énergies renouvelables, la société a placé des contrats avec des sociétés étrangères (chinoises et allemandes) pour la mise en œuvre d'un projet d'installation de 23 centrales photovoltaïques totalisant une puissance totale de 343 MWc.

Il importe de noter au passage, que sur l'ensemble des centrales PV lancées, certaines sont en service depuis 2016 et injectent sur les réseaux 30KV et 60KV. La réussite de ces premiers projets, a été le fruit d'une synergie mise en œuvre entre la société SKTM appuyée par le ministère de l'énergie et la maison mère SONALGAZ, représentant le monde industriel, et le monde de la recherche et du

développement, représenté par les universités et les centres de recherches, grâce à la signature de plusieurs conventions de coopération scientifique et technologique, concrétisées par des visites scientifiques d'étudiants et de chercheurs sur les sites des ouvrages de SKTM, permettant de rehausser la recherche dans le domaine des énergies renouvelables sur des paliers supérieurs en fonction des nouvelles problématiques qui apparaissent sur le terrain. [78].

II.1.2 Présentation de la société allemande Belectric GmbH :

BELECTRIC est l'une des entreprises les plus performantes dans la réalisation de centrales solaires à grande échelle et de systèmes de stockage d'énergie. Elle a été fondée en 2001 à Kollitzheim en Allemagne, et elle a été élargie par six actionnaires à un groupe international. Le groupe emploie 621 personnes à travers le monde, et a construit plus de 400 centrales solaires photovoltaïques totalisant une capacité de 3753 MWc dont 2790 MWc déjà en exploitation et 638 MWc en construction. Les ingénieurs et les chercheurs mènent des recherches interdisciplinaires dans tous les domaines de la technologie solaire photovoltaïque et des systèmes de stockage d'énergie, avec de nombreux brevets (plus de 100 brevets) et innovations, BELECTRIC a prouvé son leadership technologique dans l'industrie photovoltaïque.

Le groupe Belectric dispose aussi d'un centre de recherche et développement, ses propres usines de fabrication de composants y compris Jurchen Technology et Padcon GmbH, une société de transport (JMK logistique) et une société spécialisée dans l'électromobilité [79].

II.2 Situation de la centrale PV :

Le site de la centrale PV est situé en dehors des tissus urbains à 4 km au nord d'El Abiodh Sid Cheikh agglomération chef-lieu de la commune d'El Abiodh Sidi Cheikh, wilaya d'El Bayadh, en bordure de la RN 59 reliant El Abiodh Sidi Cheikh à Arbaouat (figure (II.1)). Il est délimité :

- Au nord, par un terrain vague marqué par le passage, à 110 mètres des limites du site, d'un gazoduc haute pression de 20 pouces.
- Au nord-est, par un terrain vague traversé par un lit d'oued à sec qui passe à 35 m environ des limites du site. On y relève également la présence d'une aire de dépôt de véhicules lourds hors d'usage à près de 60 mètres des limites du site.
- A l'est, par un terrain vague sur lequel s'étendent au loin des exploitations agricoles.
- Au sud, par des terrains réservés à l'usage agricole.
- A l'ouest, par un terrain vague séparant le site de la RN59 qui se situe à près de 90 mètres.



Figure II. 1 Position de la centrale par rapport à la ville d'El Bioudh Sidi Cheikh

La projection **transverse universelle de Mercator** (en anglais Universal Transverse Mercator ou UTM) des bornes du projet sont précisées dans le tableau (II.1):

Tableau II. 1 Les coordonnées UTM des bornes du projet

Coordonnée géographique et astronomique	
Coordonnées UTM	X : 271086.81 / Y : 3648184.20
Longitude	00.30 Est
Latitude	33.67
Altitude	945 m
Albédo	0.2
Superficie de la centrale	39.9 hectares

II.3 Critère du choix du site :

Le site d'El Abiodh Sidi Cheikh a été choisi en fonction des critères sociaux, économiques et environnementaux suivants : d'abord il y a la préservation de la biodiversité par l'absence des sites protégés à proximité, ensuite la facilité de raccordement au réseau électrique avec la présence d'un poste source situé à proximité du site. Ensuite le site bénéficie d'un ensoleillement de 1886 kWh/kW/an et sa moyenne annuelle d'irradiation globale est de 6807Wh/m², il y a aussi une protection contre les risques naturels grâce à l'absence des perturbations, enfin une disponibilité foncier : le terrain affecté pour la centrale n'était pas une propriété privée.

De tous les critères précités ci-haut, les critères environnementaux (météo, climat, etc.) sont les plus importants dans le choix d'un site car ceux-ci ont un lien direct avec la production d'énergie de la centrale PV et l'évaluation de ses indices de performance.

II.3.1 Classification de Köppen:

La classification de Köppen est une classification des climats fondée sur les précipitations et les températures. Elle est repérée par un code de deux ou trois lettres, le 1^{er} lettre indique le type de climat, 2^{em} lettre indique le régime pluviométrique et le 3^{em} lettre représente la variation de la température.

D'après la classification de Köppen, le climat à El Abiodh sidi cheikh, est de type (Bwh), (B) signifie que le climat est sec (l'évaporation annuelle à El Abiodh sidi cheikh est supérieure aux précipitations annuelles), (w) indique que le climat est désertique (la précipitation annuelle est inférieur de 50 % du seuil), finalement le (h) signifie une température chaude (moyenne annuelle supérieur à 18°C) (voir la figure (II.2)).

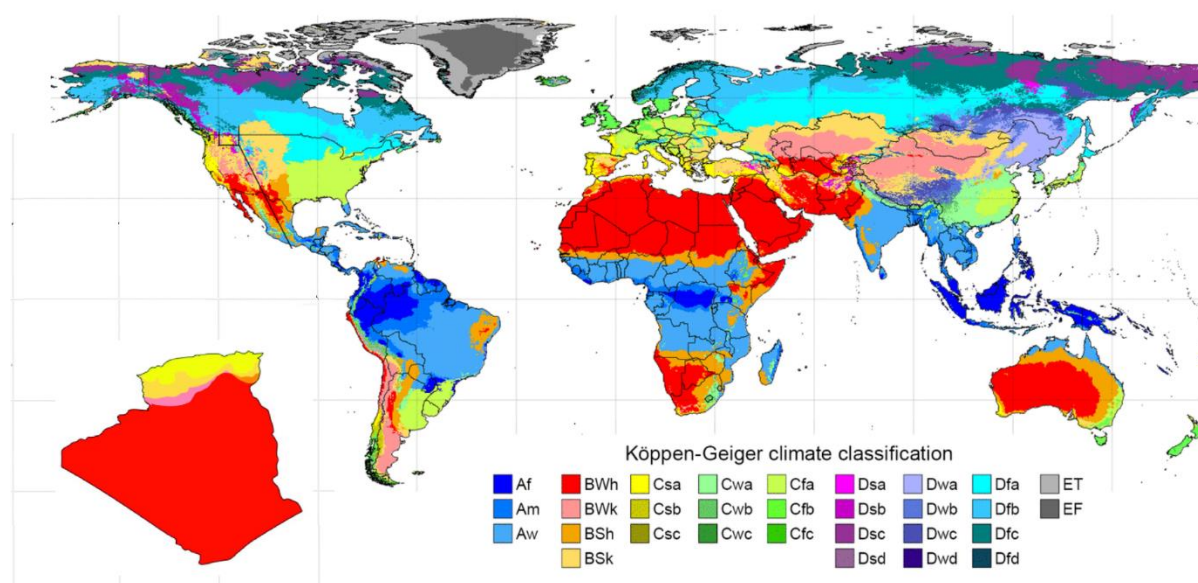


Figure II. 2 Classification de Köppen

II.3.2 Rayonnement du site:

L'étude de l'ensoleillement joue un rôle très important pour décider si le site sera adopté ou non pour la réalisation d'un projet d'une centrale photovoltaïque. Elle doit être minutieuse et méthodique pour garantir la réussite de son dimensionnement.

Le rayonnement solaire incident moyen connaît une variation saisonnière considérable au cours de l'année. La valeur moyenne du rayonnement solaire annuel incident est de 2202.81 kWh/m². La période la plus lumineuse de l'année dure cinq mois, d'avril à août, avec une moyenne journalière de rayonnement solaire incident égale à 7.73 kWh/m². Tandis que la période la plus sombre de l'année dure quatre mois, de novembre à février, avec un moyen journalière égale à 3.91 kWh/m². Dans la figure (II.3), nous présentons la moyenne mensuelle de l'ensoleillement dans le site de la centrale PV.

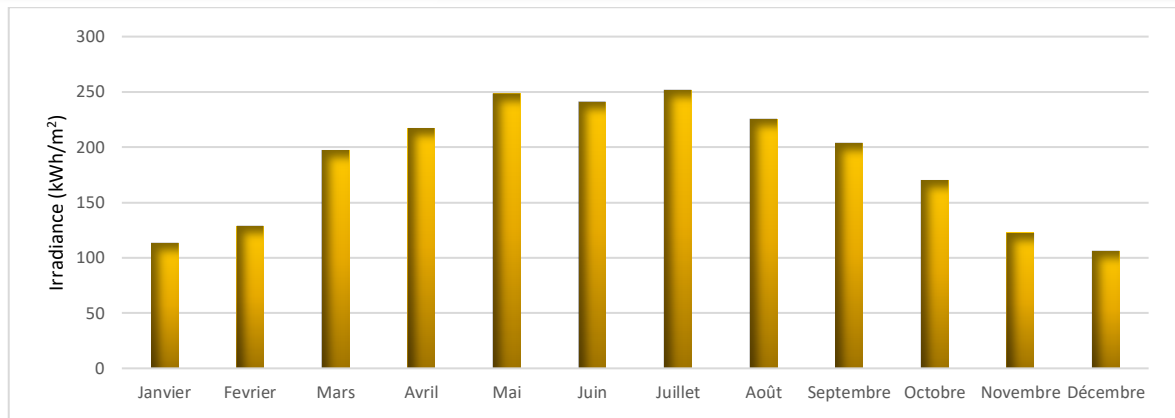


Figure II. 3 La moyenne mensuelle de l'ensoleillement dans le site de la centrale PV

II.3.3 La température :

La température est l'un des facteurs les plus importants qui causent les pertes dans une centrale PV, plus elle est élevée plus il y a des pertes. Donc, le chercheur doit impérativement tenir compte de ce paramètre dans son dimensionnement pour l'évaluation des performances de la centrale PV.

Le diagramme de la température moyenne à El Abiodh Sidi Cheikh montre le nombre de jours par mois qui atteignent certaines températures (figure (II.3)). On remarque que saison extrêmement chaude dure 3 mois où très peu de jours en dessous de 35°C (Juin, juillet et août). En revanche, la saison extrêmement fraîche dure 3 mois, généralement définie en hiver, avec une température moyenne quotidienne varie entre 10 à 15°C. Tandis que, la moyenne annuelle de la température de site de la centrale PV est égale à 21.48 °C

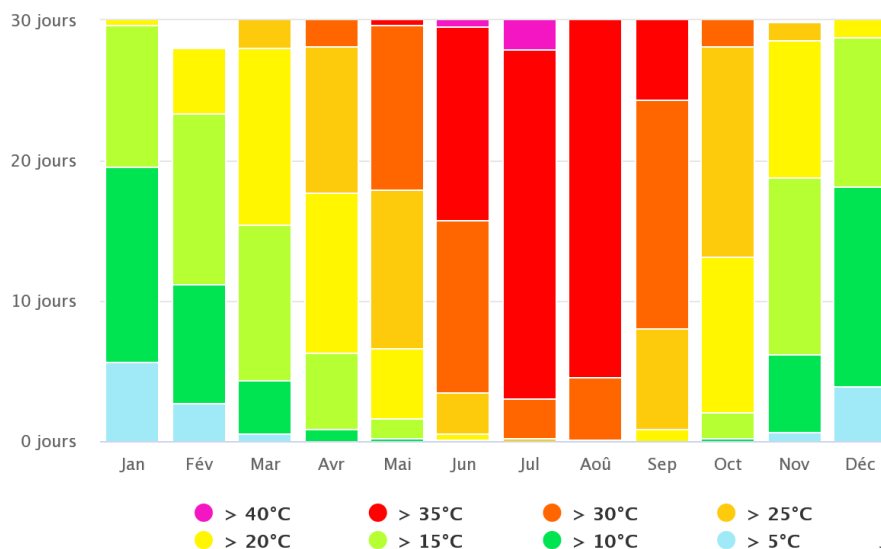


Figure II. 3 Diagramme de la température moyenne à El Abiodh Sidi Cheikh

II.3.4 Vitesse du vent:

Les vitesses du vent élevées jouent un rôle capital dans le refroidissement des modules photovoltaïques et dans la résistance des matériaux pour le génie civil, donc elles ont une relation directe avec la température et contribuent à la minimisation des pertes au niveau de la centrale PV.

Le vent observé à un emplacement donné dépend fortement de la topographie locale et d'autres facteurs. La figure (II.4) montre les jours par mois pendant lesquels le vent atteint une certaine vitesse dans la région d'El Abiodh Sidi Cheikh (estimées à une altitude de 10 mètres au-dessus du sol). On remarque que la mousson crée des vents forts et réguliers au cours de l'année avec des vitesses de vent moyennes supérieures à 12 km/h dans la plus par des jours de l'année.

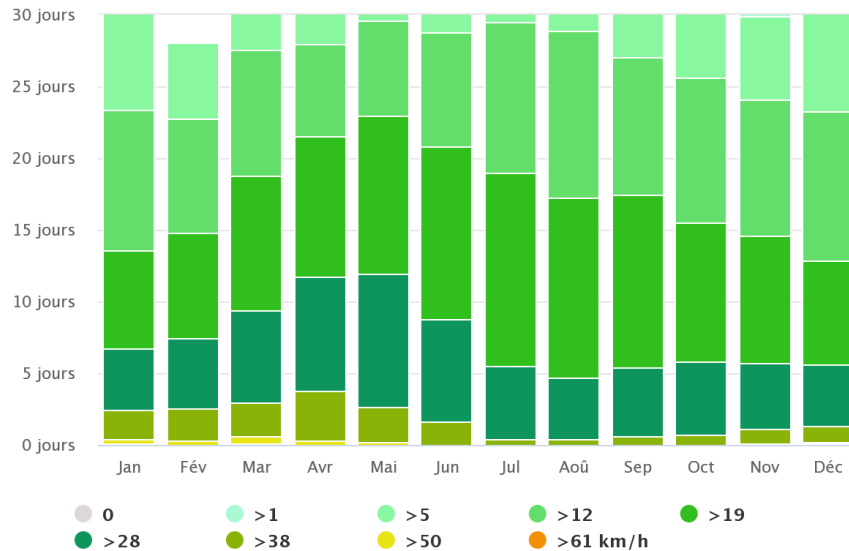


Figure II. 4 Diagramme de la vitesse du vent moyenne à El Abiodh Sidi Cheikh

II.3.5 Précipitations:

Au fil du temps, la poussière s'accumule sur les panneaux photovoltaïques ce qui les rend moins efficaces. Par conséquent, les fortes précipitations contribuent souvent à son nettoyage. Donc ils sont utiles en ce sens qu'elle enlèvera cette poussière.

La figure (II.5) montre le diagramme de la précipitation pour la région d'El Abiodh Sidi Cheikh qui indique depuis combien de jours par mois, une certaine quantité de précipitations est atteinte. Dans sa globalité, le climat de région d'el Abiodh sidi cheikh est très aride et très sec. Les précipitations sont très rares dans l'ensemble de l'année.

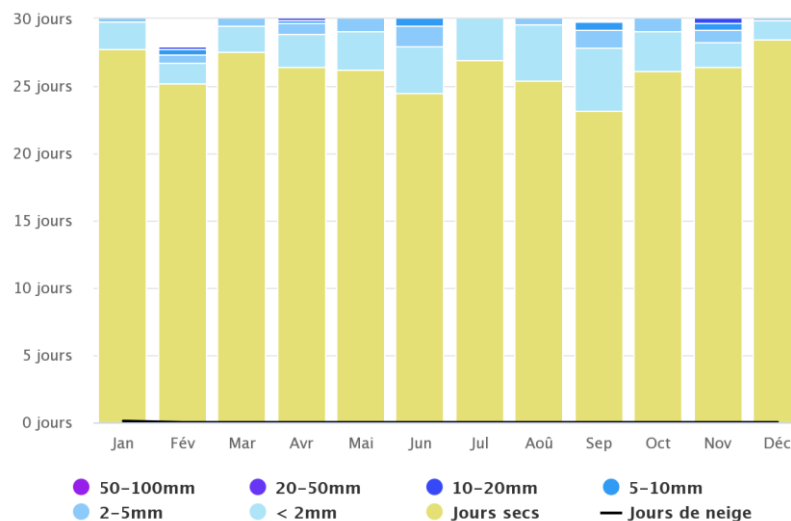


Figure II. 5 Diagramme de la précipitation pour la région d'El Abiodh Sidi Cheikh

II.4 Description générale de la centrale photovoltaïque.

II.4.1 Généralité:

Le projet a réellement démarré en août 2014. La planification, le développement et le génie civil ont été achevés en février 2015 tandis que l'ingénierie électrique a été achevée en novembre 2015. Pour des contraintes techniques et administratives, la mise en service de la centrale photovoltaïque a débuté jusqu'en octobre 2016. Au début, la centrale PV est devenue opérationnellement connectée au réseau à une échelle de 30 kV avec seulement 50% de sa puissance nominale sur une période de 4 mois. Par la suite, la production de la centrale photovoltaïque à puissance maximale (23,92 MWc) a effectivement démarré en mars 2017 en raison de son raccordement au réseau électrique 60 kV.

La centrale PV couvre une superficie de 39 hectares. Le dimensionnement de l'installation complète de la centrale PV consiste à agir par implantation de plusieurs sous champ successifs de manière à atteindre la puissance crête demandée, qui est de 23,92 MWc. Donc La centrale PV comprend 12 blocks désignés comme sous-système numérotés de 1 à 12, chacune étant presque égale à 2 MWc. Chaque sous-système contient tous les équipements nécessaires pour transformer le courant continu produit par le champ PV en courant alternatif moyenne tension (33 kV). Le poste de livraison reçoit l'énergie produite par les douze sous-systèmes et l'évacue vers le réseau (60 kV) par l'intermédiaire du transformateur principal (33 kV/60 kV, 50 Hz). Une unité de comptage fournie par la société algérienne de distribution d'électricité et de gaz permet de suivre la puissance transmise au réseau. La conception de l'installation photovoltaïque est illustrée à la figure (II.6).

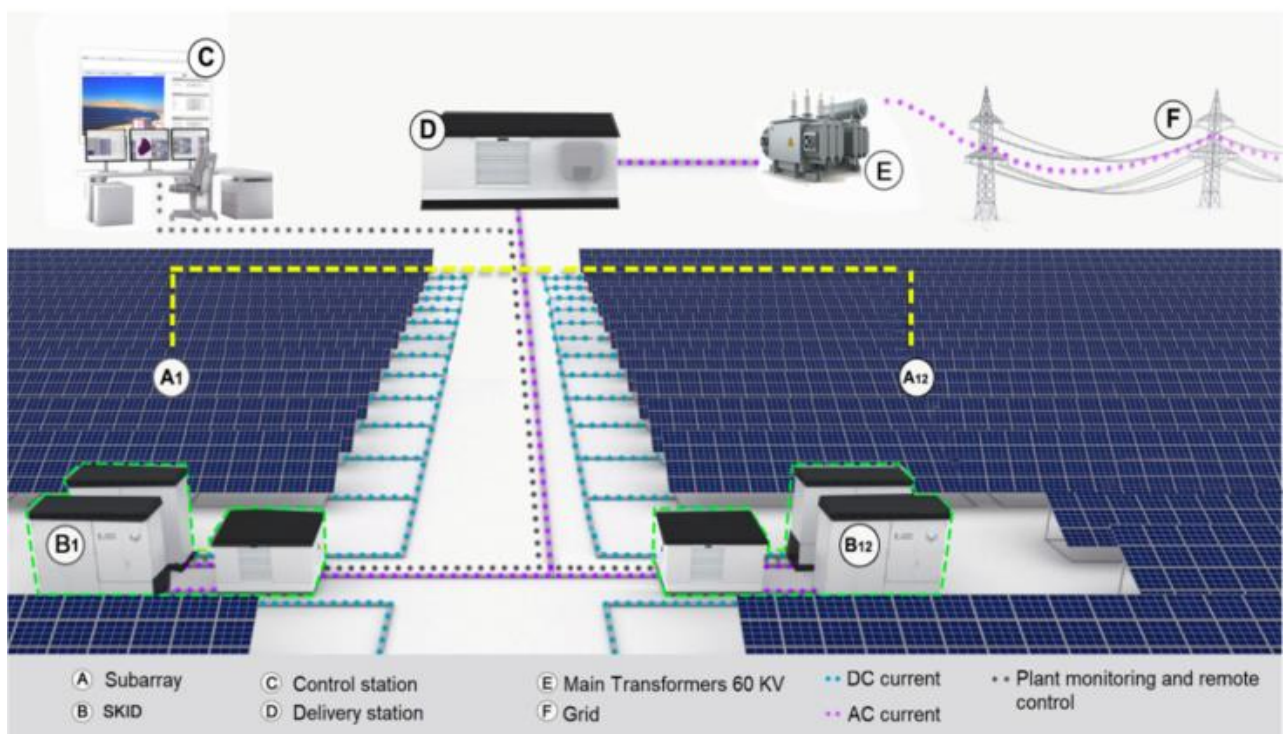


Figure II. 6 Conception de l'installation photovoltaïque

II.4.2 Description du sous champ de 2 MWc :

II.4.2.1 Champ photovoltaïque :

Le sous-champ PV occupe environ 2.5 hectares, composé de 3984 panneaux poly cristallins type poly cristallins CS6P 255-P pour chaque 1 MWc. Les caractéristiques techniques du module PV utilisé dans la centrale PV sont montrées sur le tableau (II.2) et pour plus de détails voir annexe (1). Les modules PV sont inclinés à 15 ° sud et monté sur des structures porteuses espacées de 6 m, cette distance est déterminée de manière à ce qu'il n'y ait aucun effet d'ombrage entre les lignes. La vue de profil des rangées de panneaux photovoltaïques est illustrée par la figure (II.7).

Tableau II. 2 caractéristiques du module PV CS6P-255P

Modèle	Canadienne solar CS6P-255P
Puissance nominale maximale (pmax)	255w
Tension en fonctionnement optimal (vmp)	30,2v
Courant en fonctionnement optimal (imp)	8,43a
Tension en circuit ouvert (voc)	37,4v
Intensite de court-circuit (isc)	9,00a
Rendement par panneau	15,85%
Température de fonctionnement	- 40°c ~ +85°c
Tension maximale du système	1000v (iec)
Calibre maximal des fusibles en serie	15 a
Tolérance de puissance	0 ~ +5w
Dimensions	1638 x 982 x 40 mm

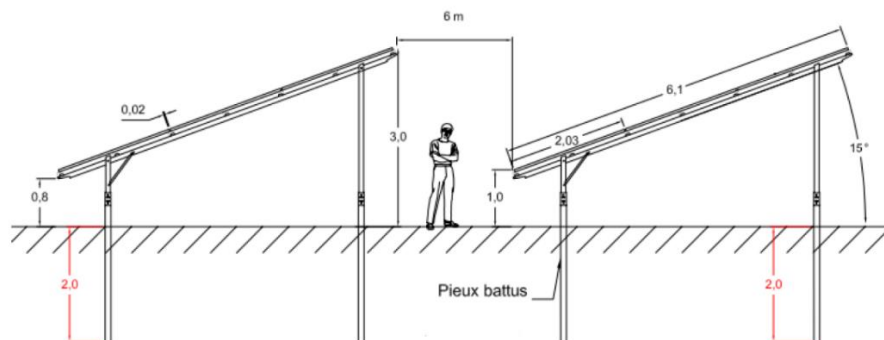


Figure II. 7 Vue de profil des rangées de panneaux photovoltaïques

Afin d'augmenter la tension, les modules poly cristallins CS6P-255P sont interconnectés en série. L'interconnexion de 24 modules en série forme une chaîne. Chaque deux chaînes sont connectées en parallèle via un câble-T, le regroupement de ces deux chaînes est appelé une table. Chaque 8 tables sont considérées comme un générateur photovoltaïque et raccordées ensemble avec un câble collecteur. 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.8). La protection de chaque chaîne est assurée par des fusibles intégrés sur le câble d'un calibre de 15A. Chaque combinaison de deux tables est assemblée par un connecteur de perçage sur un câble de collecte en aluminium d'une

section de 95 mm² que l'on pourrait considérer comme un boîtier de collecte conventionnel.

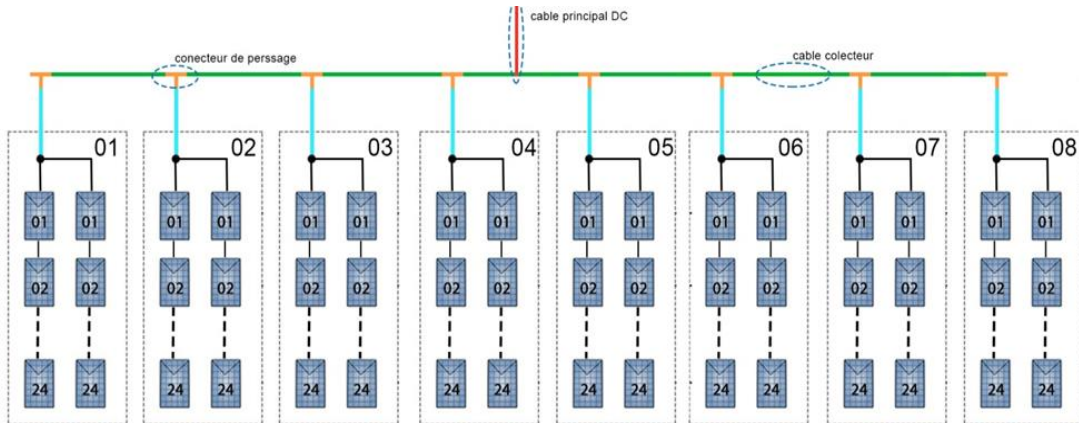


Figure II. 8 Schéma unifilaire de raccordement des chaînes.

II.4.2.2 SKID:

Les SKID 'Station onduleur clé en main' est l'ensemble des équipements permettant de regrouper l'énergie produite des champs photovoltaïques d'une zone et la convertir du courant continu en courant alternatif moyenne tension (30kv), la centrale disposera de 12 SKID, répartis sur le site. Enfin pour injecter l'électricité produite sur le réseau le tout est relié à un poste de livraison. Chaque SKID présenté par la figure (II.9) pilote 2 MWc. Et il est composé de:

- Quatre central box (2 positives / 2 négatives).
- Deux onduleurs solaires.
- Un transformateur de puissance SGB.
- Un transformateur auxiliaire SBA.
- Une boîte de jonction auxiliaire.
- Sensor box.
- Cellule MT«RMU»

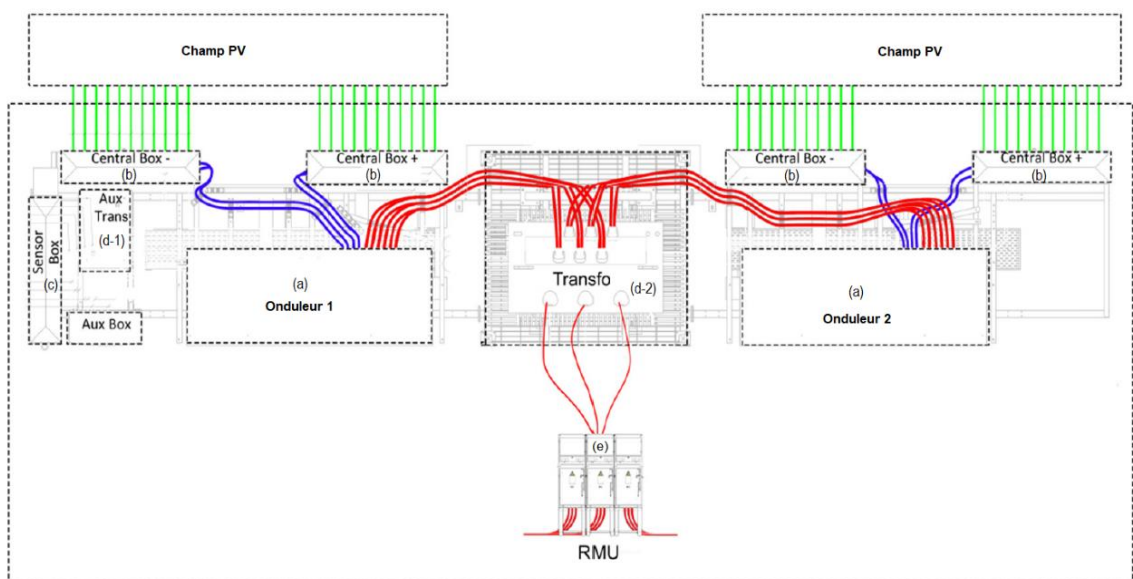


Figure II. 9 Schéma unifilaire d'un SKID

a) Onduleur :

Comme on a vu dans le premier chapitre, les onduleurs assurent la conversion du courant continu (DC) vers un courant alternatif (AC). Chaque SKID comporte deux onduleurs solaires de type sunny-central-800-CP-XT du fabricant SMA. Ces onduleurs sont optimisés pour des températures froides jusqu'à -40°C et à pleine puissance nominale en fonctionnement continu jusqu'à 50°C . L'onduleur comprend toutes les fonctions de gestion du réseau et la plate-forme informatique permet une surveillance et un contrôle optimaux. Le tableau (II.3) résume l'essentielle des caractéristiques de l'onduleur Sunny-central 800CPXT, pour plus de détails sur l'onduleur voir annexe (2).

Tableau II. 3 Les caractéristiques de l'onduleur Sunny-central 800CPXT

Caractéristiques techniques	Sunny Central 800CP XT
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (à $\cos \varphi = 1$)	898 kW
Tension d'entrée max. ¹	1 000 V / 1 100 V en option
Tension d'entrée minimale / $U_{MPP_{min}}$ pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$	535 V / 535 V
Plage de tension MPP (à 25°C / à 50°C avec 50 Hz)	641 V - 850 V / 583 V - 850 V ^{2, 3}
Plage de tension MPP (à 25°C / à 50°C avec 60 Hz)	641 V - 850 V / 583 V - 850 V ^{2, 3}
Tension d'entrée assignée	641 V
Courant d'entrée max.	1 400 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9 / 32 (Optiprotect)
Sortie (AC)	
Puissance assignée (à 25°C) / puissance nominale AC (à 50°C)	880 kVA / 800 kVA
Tension nominale AC / plage de tension nominale AC	360 V / 324 V - 396 V ³
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Fréquence / tension du réseau assignée	50 Hz / 360 V
Courant de sortie max.	1411 A
Taux de distorsion harmonique max.	< 3 %
Facteur de puissance à la puissance assignée / facteur de déphasage réglable	1 / 0,9 inductif
Phases d'injection / de raccordement	3 / 3
Rendement⁷	
Rendement max. / rendement européen / rendement CEC	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %

b) Centrale Box:

Les câbles principaux DC d'une section de 150 mm^2 sont regroupés selon leur polarité dans les boîtes centrales de connexion appelés centrales box. Dans un SKID on a deux centrales box négatifs regroupant les câbles DC négatifs, et les deux autres positifs regroupant les câbles DC positifs. Les spécifications techniques des boîtes centrales sont montrées en détail dans l'annexe (3).

c) Sensor Box:

Le rôle du sensor box est de centraliser toutes les données parvenues du SKID et par la suite les envoyer à l'unité principale de contrôle des données et d'acquisition (SCADA) qui assure les fonctions suivantes :

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

Pour plus des spécifications techniques, consultez l'annexe (4).

d) Les transformateurs:

Chaque SKID possède deux transformateurs, un transformateur élévateur qui transforme l'énergie fournie par les onduleurs d'une basse tension de 400 V à une moyenne tension de 33 kV (figure II.9 (d-2)) et un transformateur abaisseur qui fournit la tension base tension des auxiliaires liés au SKID (figure II.9 (d-1)).

e) **Ring main unit (RMU) :**

L'ensemble des SKID sont mis en boucle via les cellules moyenne tension appelées unité principale de bouclage en anglais 'ring main unit «RMU»' comme elle est présentée par la figure (II.10) pour assurer la continuité de service par la technique coupure d'artère. Pour plus des spécifications techniques de l'équipement utilisé voir l'annexe (5). Un RMU se compose de trois cellules moyenne tension nommées : cellule arrivée, cellule départ et 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 des cellules.

- **Cellule protection transformateur :**

Cellule modulaire avec fonction d'arrivée, équipé d'une protection avec fusible elle assure la connexion, la déconnexion et la protection, permettant la communication avec le jeu de barres et l'ensemble des cellules.

La connexion RMU entre deux SKID est schématisée dans la figure (II.11).



Figure II. 10 L'armoire du RMU.

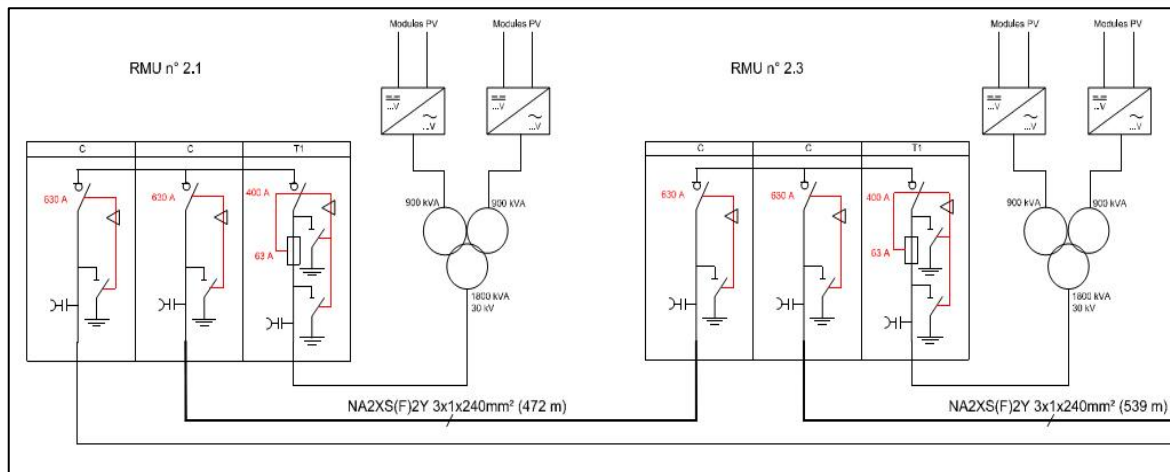


Figure II. 11 Schéma uni filaire de la connexion RMU entre deux Skid.

II.4.3 Poste de livraison:

La centrale comprend des onduleurs SMA sunny central 800CP-XT, connectés par paires à douze transformateurs 180KVA. Les RMU sont connectés pour former une ou deux boucles fermées, raccordées aux cellules de protection moyenne tension 36KV. Les quatre cellules de boucle sont protégées par des disjoncteurs dits cote boucle, commandés par des relais de protection. Le disjoncteur des cellules MT coté ligne protégé le jeu de barres 30KV des cellules MT.

Le poste de livraison reçoit l'énergie produite par la centrale et l'évacue vers le réseau 60KV, il assure la liaison entre la centrale photovoltaïque et le réseau électrique. Il se compose de 9 cellules MT à savoir : 4 cellules de la boucle (01 et 02), deux cellules de réserves, une cellule d'évacuation, une cellule de mesure et une cellule de protection de transformateur.

Un schéma descriptif des cellules MT et de leur branchement figure dans l'annexe (6).

II.4.4 Poste de commande:

La centrale photovoltaïque sera équipée d'un système de contrôle commande, réalisé par Padcon. 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 contigu au poste de livraison il est constitué de deux parties séparées 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 établie 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 les outils de petite et moyenne taille nécessaire à la maintenance de l'installation photovoltaïque.

II.4.5 Système d'alimentation sans interruption (ASI) :

Un système d'alimentation sans interruption (ASI) est mis en place et relié aux batteries pour permettre d'alimenter le poste de livraison en cas de coupure. Les batteries assurant l'alimentation du poste de livraison pendant 16h, et pendant 30 minutes les auxiliaires communs. Elles sont de marque Victron, avec une durée de vie de 20 ans à 20 C°. Des redresseurs sont installés pour le poste de livraison 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 alternatif à la sortie.

La centrale est dotée d'un groupe générateur de secours, d'une puissance de 130 KVA. Pour assurer l'alimentation des auxiliaires, le groupe est alimenté grâce à un réservoir de stockage de gasoil pour une autonomie de 8 heures.

Voici les caractéristiques principales du groupe électrogène :

- 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).
- Fréquence nominale: 50 Hz.
- Étendue du réglage de tension: $\pm 5\%$ de la tension nominale.
- Écart maximal de tension en cas de variation de la charge de 100%, le facteur de puissance restant entre 0.4 et 0.9: 2% de la consigne.

II.4.6 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 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 fumée 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) 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.

II.5 Aperçu sur le dimensionnement de la centrale PV

II.5.1 Composition du champ photovoltaïque :

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 est dépendante du courant d'entrée maximale supporté par l'onduleur. Nous rappelons que le module choisi a une puissance crête de 255W. Donc le nombre total de modules (Nt) est exprimé comme suit:

$$N_t = \frac{P_{CX}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad \text{II. 1}$$

- Nt : Nombre total des modules PV.
- Pcx : Puissance crête totale de la centrale PV.

$$N_t = \frac{23916960}{255} = 93792 \text{ modules PV}$$

Pour un fonctionnement durable de la centrale il faut assurer un bon isolement des parties de la centrale en cas de défaillance, étant donné de la proportionnalités entre le prix et la qualité et la puissance des onduleurs dans le marché international. L'installation complète de la centrale photovoltaïque est constituée de 24 onduleurs au total selon les trois configurations suivantes:

1^{er} cas : 18 onduleurs avec une puissance crête de 1.015920 MWc chaque onduleur est constitué de 166 chaînes solaires, chacune contient 24 modules montés en série comme nous montre la figure (I.12).

Ce qui implique qu'il y a :

- ➔ **10 Générateurs photovoltaïques constitués de 16 chaînes**
- ➔ **1 Générateur photovoltaïque constitué de 6 chaînes**

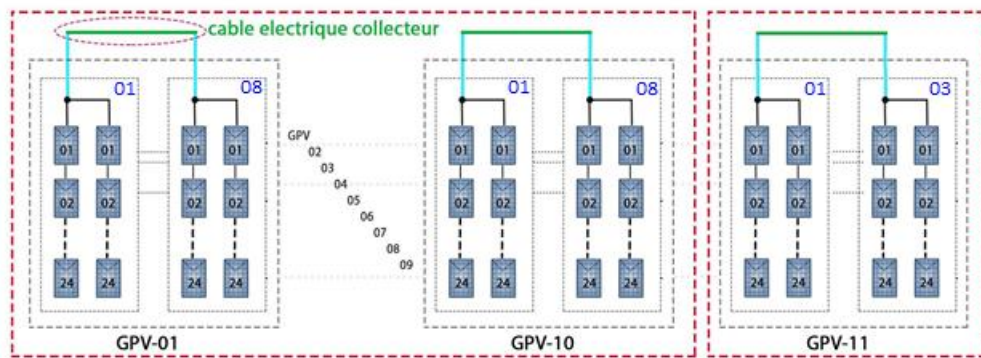


Figure II. 12 Composition des générateurs PV dans la 1ere configuration

2^{em} cas : 4 onduleurs avec une puissance crête de 0.966960 MWc chaque onduleur est constitué de 158 chaînes solaires, chacune contient 24 modules montés en série comme nous montre la figure (II.13). Ce qui implique qu'il y a :

- ➔ 9 Générateurs photovoltaïques constitués de 16 chaînes
- ➔ 1 Générateur photovoltaïque constitué de 14 chaînes

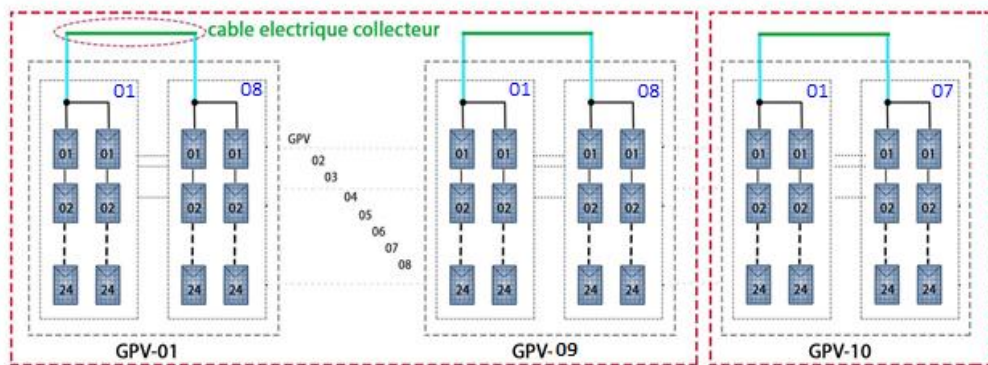


Figure II. 13 Composition des générateurs PV dans la 2eme configuration

3^{em} cas : 2 onduleurs de 0.88128 MWc chaque onduleur est constitué de 144 chaînes solaires, chacune contient 24 modules montés en série comme nous montre la figure (II.14). Ce qui implique qu'il y a :

- ➔ 9 Générateurs photovoltaïques constitués de 16 chaînes

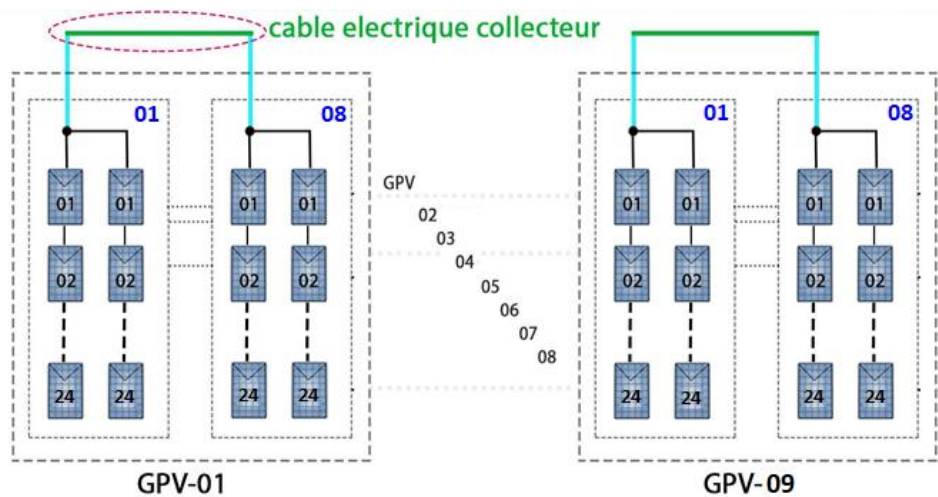


Figure II. 14 Composition des générateurs PV dans la 3eme configuration

II.5.2 Adaptation de l'onduleur :

Pour une installation reliée au réseau, le dimensionnement de l'onduleur s'effectue suivant les caractéristiques des modules et du réseau électrique. Les caractéristiques de la tension de sortie de l'onduleur doivent être synchronisées à celle du réseau électrique. Les onduleurs sont caractérisés par une plage de tension d'entrée limitée. Cette dernière doit être compatible avec la tension des modules en séries, quel que soit la température, le nombre des modules en série et la technologie. Son dimensionnement consiste à veiller à ce que la gamme de tension du générateur photovoltaïque reste incluse dans la plage de tension d'entrée de l'onduleur et peu importe la température des modules puisque, par temps froids 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. En plus 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.

- **Puissance nominale**

L'onduleur délivre presque la même puissance que celle du générateur photovoltaïque avec un écart, dû soit à l'effet de la température ou au rendement de l'onduleur.

La détermination de la configuration « champ photovoltaïque/onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. De ce fait, une étude de la Deutsch Gesell a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur P_0 et la puissance du champ photovoltaïque P_c doit être compris dans ce domaine. Une vérification de la condition précédente confirme le choix de l'entreprise comme est montré si dessous :

$$\frac{P_0}{P_c} = \frac{898}{1015.92} = 0.88 \quad 0.7 \leq 0.88 \leq 1.2$$

Avec :

P_0 : Puissance maximale de l'onduleur.

P_c : la puissance crête de sous centrale.

De la même manière, on calcule les autres configurations, on trouve que la 2^{em} configuration égale à 0.92 et la 3^{em} égale à 1.01. Par conséquent, dans les trois cas, la valeur est toujours comprise dans le domaine.

- **Le nombre maximal de modules en série :**

$$N_{ssc} = E \left(\frac{U_{ond.max}}{U_{COVP} T_{min}} \right) = \frac{1000}{41} = 24.39 > 24 \quad II. 2$$

Avec :

$U_{ond.max}$: tension max de l'onduleur en (V).

U_{COVP} : Tension de circuit ouvert du module à T_{min} en (V).

- **Nombre de modules en parallèle (chaînes) :**

1^{er} configuration:

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{\text{psc}} \times I_{\text{ccpv}}) = 166 \times 9 \rightarrow I_{\max} = 1494 \text{ A.}$$

2^{ème} configuration:

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{\text{psc}} \times I_{\text{ccpv}}) = 158 \times 9 \rightarrow I_{\max} = 1422 \text{ A.}$$

3^{ème} configuration:

$$\rightarrow I_{\max} = (N_{\text{psc}} \times I_{\text{ccpv}}) = 144 \times 9 \rightarrow I_{\max} = 1296 \text{ A.}$$

I_{ccpv} : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

N_{psc} : nombre totales des chaines de modules PV.

Constatation :

À travers notre étude, nous pouvons déduire que l'onduleur SMA sunny central 800CP-XT peut supporter les 24 modules PV CS6P 255-P connecté en séries. Cependant, nous avons constaté qu'il y a un surdimensionnement dans la répartition parallèle des chaines solaires avec une marge supérieure de 6.71% pour la 1^{ère} configuration (18 onduleurs) et 1.57% pour la 2^{ème} configuration (4 onduleurs) par rapport à le courant maximal supporté par l'onduleur.

Tableau II. 4 tableau récapitulatif de dimensionnement de la centrale PV

N° Des onduleurs	Nbr total de modules	Nbr en série	Nbr en shunt	I _{max} (A)	U _{max} (V)	Puissance Crête
OND.1	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.2	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.3	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.4	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.5	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.6	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.7	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.8	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.9	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.10	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.11	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.12	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.13	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.14	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.15	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.16	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.17	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.18	3984	24	166	1494	897.6	1.01592 MWc
OND.19	3792	24	158	1422	897.6	0.96696 MWc
OND.20	3792	24	158	1422	897.6	0.96696 MWc
OND.21	3792	24	158	1422	897.6	0.96696 MWc
OND.22	3792	24	158	1422	897.6	0.96696 MWc
OND.23	3456	24	144	1296	897.6	0.88128 MWc
OND.24	3456	24	144	1296	897.6	0.88128 MWc
24	93792		3908			23.91696 MWc

II.5.3 Dimensionnement du câblage :

Les câbles sont considérés comme l'âme d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal pour cela la détermination des sections des câbles, permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour faire ce dimensionnement, nous avons besoin de connaître l'intensité du courant qui circule dans ces câbles dont le courant d'emploi et le courant admissible.

A) 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 est déterminé à partir du courant absorbé et corrigé selon plusieurs facteurs.

B) Le courant admissible :

Le courant admissible I_Z d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de dysfonctionnement ou dégradation du câble. Le courant d'emploi (I_B) est lié au courant admissible (I_Z) par la relation :

$$I_Z > \frac{I_B}{k_1 \times k_2 \times k_3} \quad II.3$$

- Le facteur de correction K_1 prend en compte le mode de pose.
- Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte.
- Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

II.5.3.1 Câble DC de chaîne solaire:

a) Câble DC de chaîne solaire :

C'est le câble qui relie les deux chaînes solaires, chaque chaîne constituée de 24 modules avec les caractéristiques suivantes :

$$I_{MPP} = 8.43 \text{ A}, I_{CC} = 9 \text{ A}$$

Avec :

- $I_{MPP} = 8.43 \text{ A}$ (Courant optimal du module photovoltaïque)
- $I_{CC} = 9 \text{ A}$ (Courant de court-circuit du module photovoltaïque)

Ce qui implique que le courant circulant dans une chaîne ($I_{b_chaîne}$) est :

$$I_{b_chaîne} = 9 \times 1.25 = 11.25 \text{ A}$$

Le coefficient 1.25 contre les surcharges côté continu provient de la norme 712.433 [80].

Alors le Nombre de chaînes = 2

a) Le courant d'emploi I_B :

$$I_B = 9 \times 1.25 \times 2 = 22.5 \text{ A}$$

b) Le courant admissible I_z :

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \times k_2 \times k_3}$$

D'après les tableaux (annexe (7)) les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont : $K_1 = 0.9$, $K_2 = 0.8$, $K_3 = 0.58$

$$I_z > \frac{22.5}{0.9 \times 0.8 \times 0.87} = 53.87 \text{ A}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à la valeur du courant admissible qui est de 53.87A, en se réfère à la figure (II.15) qui présente un la référence entre le courant admissible et la section du câble en fonction de la pose. Vue que la valeur de notre courant ne se trouve pas sur le tableau, en choisie donc la valeur supérieure la plus proche qui égale à 65 A, pour des câbles posés sur une surface sans de contact entre eux on obtient une section de 4 mm².

Conclusion : la section de 4 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble de la chaîne solaire

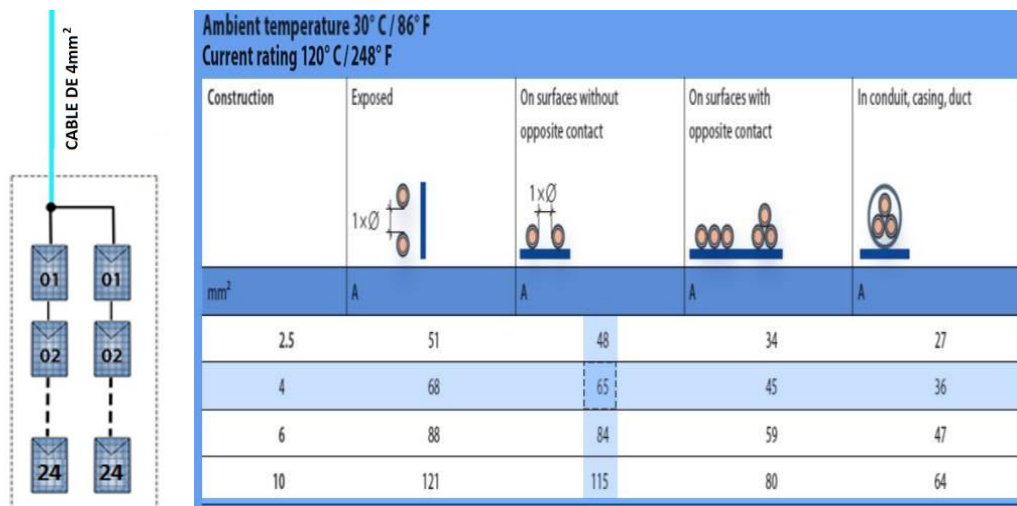


Figure II. 15 Câble de section 4mm² reliant deux chaînes solaires

II.5.3.2 Câble électrique collecteur :

Le câble électrique collecteur est un câble qui regroupe le courant de plusieurs tables, chaque table est constituée de deux chaînes, le regroupement de 8 tables est considéré comme un générateur photovoltaïque.

Calcule les courants I_B et I_z du Câble électrique collecteur :

a) Le courant d'emploi I_B pour 16 chaînes:

$$\rightarrow I_B = 9 \times 16 \times 1.25 = 180 \text{ A}$$

b) Le courant admissible I_z pour 16 chaînes :

D'après les tableaux (annexe (7)) les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont égale à :

$$K_1 = 0.90 \quad K_2 = 0.88 \quad K_3 = 0.94$$

$$I_z > \frac{180}{0.9 \times 0.88 \times 0.94} = 241.7 \text{ A}$$

À partir du tableau (II.5) qui normalise la section en fonction du courant admissible et le mode de pose, la valeur du courant la plus proche est égale à 241 A, qui correspond à une section de 95 mm². La référence et l'emplacement du câble et montré dans la figure (II.16).

Conclusion : la section de 95 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble électrique collecteur.

Tableau II. 5 Le choix de section du câble électrique collecteur (95mm2)

Section nominale des conducteurs mm ²	Câbles multiconducteurs				Câbles monoconducteurs		
	Deux conducteurs chargés	Trois conducteurs chargés	Deux conducteurs chargés jointifs	Trois conducteurs en tréfle chargés	Trois conducteurs chargés en nappe		
					Jointifs	Non jointifs	
	Non jointifs		Non jointifs		Horizontaux	Verticaux	
Méthode E	Méthode E	Méthode F	Méthode F	Méthode F	Méthode G	Méthode G	
1	2	3	4	5	6	7	8
2,5	23	19,5	-	-	-	-	-
4	31	26	-	-	-	-	-
6	39	33	-	-	-	-	-
10	54	46	-	-	-	-	-
16	73	61	-	-	-	-	-
25	89	78	98	84	87	112	99
35	111	96	122	105	109	139	124
50	135	117	149	128	133	169	152
70	173	150	192	166	173	217	196
95	210	183	235	203	212	265	241
120	244	212	273	237	247	308	282

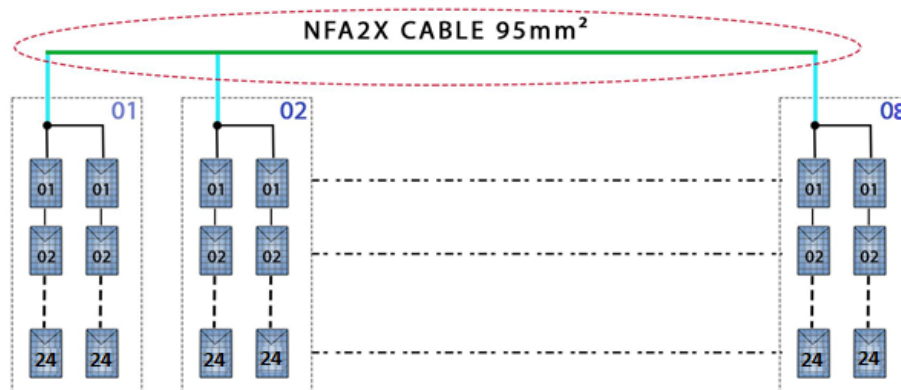


Figure II. 16 Câble électrique collecteur de type NFA2X (95 mm²)

II.5.3.3 Câble DC Principal:

La puissance des générateurs photovoltaïques sera transmise vers le central box grâce à 11 câbles (DC principal) qui seront ensuite regroupés avec un jeu de barres.

Vu que le même courant circule dans la section précédente (95mm²), va circuler dans ce nouveau câble qui relie le câble collecteur avec le central box parce que la même puissance produite, mais ce câble va avoir un autre mode de pose, puisqu'il sera enterré (figure (II.17)).

Conclusion : l'entreprise a choisi d'augmenter la taille du câble de 150mm² avec un courant admissible de 261A.

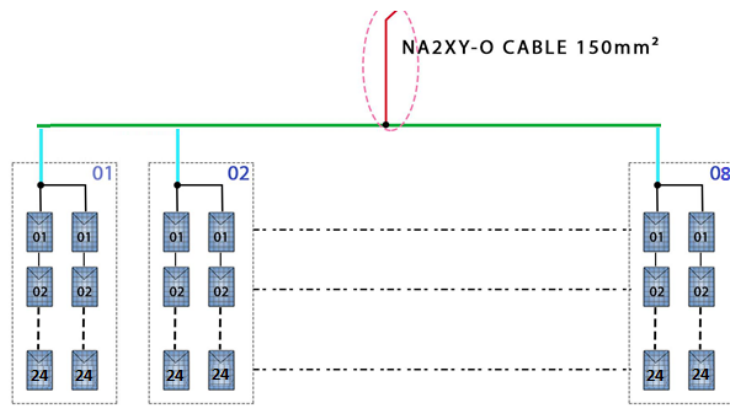


Figure II. 17 Câble DC principal de type NA2XY-O (150 mm²)

II.5.3.4 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur :

La puissance à la sortie du jeu de bar du central box est transportée vers l'onduleur avec des câbles qui sont présentés dans la figure (I.18).

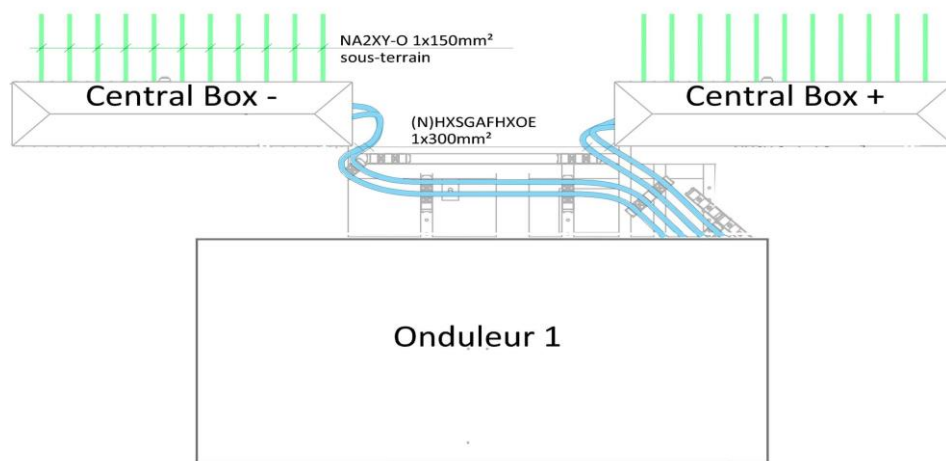


Figure II. 18 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur de type (N) HXSGAFHXOE (300 mm²)

a) Le courant d'emplois I_B :

$$\rightarrow I_B = 180 \times 11 = 1980 \text{ A}$$

b) Le courant admissible I_z :

On utilise les mêmes tableaux (annexe (7)) pour déduire les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 1, K2 = 1, K3 = 0.87$$

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times k2 \times k3} = \frac{1980}{1 \times 1 \times 0.87} = 2275.86 \text{ A}$$

Vue que le courant est très élevé, il sera transmis sur deux câbles parallèles ce qui implique que :

$$\rightarrow I_z = \frac{2275.86}{2} = 1137.9 \text{ A}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond au courant admissible qui est de 1137.9A en se réfère au tableau (II.6), alors on choisit la valeur supérieure du courant admissible qui est de 1041A et on obtient une section de 300 mm².

Conclusion : la section de 300 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble de transmission DC central box vers l'onduleur :

Tableau II. 6 Le choix de section du câble de transmission DC vers l'onduleur.

mm ²		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

II.5.3.5 Câble reliant transformateur et cellule RMU :

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

a) Le courant d'emploi $I_{B.skid}$:

$$I_{B.skid} = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 37.64 \text{ A}$$

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

$$I_{PV.journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A / jours}$$

b) Courant admissible I_z :

D'après les tableaux annexes (7) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 :

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

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 408.32 \text{ A}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond au courant admissible qui est de 408.32 A en se réfère au tableau (II.7), alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

Conclusion : La section de 240 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble reliant le transformateur principal avec cellule RMU.

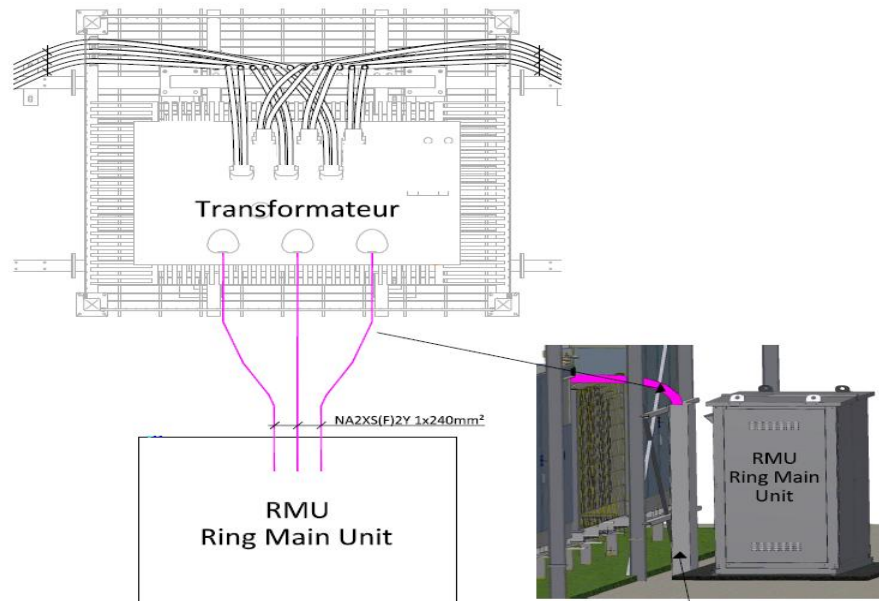


Figure II. 19 Câble reliant transformateur et cellule RMU

II.5.3.6 Connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 SKID, donc:

a) Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A}$$

b) Le courant admissible $I_{z.boucle}$:

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés à partir du tableau annexe (7):

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

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k_1 \times k_2 \times k_3} = \frac{225.84}{0.9 \times 0.88 \times 0.87} = 401.62 \text{ A}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond au courant admissible de 401.62 A, en se référant au tableau (II.7), puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisit la première valeur supérieure normalisée sur le tableau $I_z = 422 \text{ A}$ et on obtient une section de 240 mm².

Conclusion : la section de 240 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble de connexion des boucles

II.5.3.7 Connexion au poste de livraison PdL :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 SKID, avec la même méthode de calcul on obtient :

a) Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A}$$

b) Courant admissible I_z

D'après les tableaux annexes (7) les valeurs de K1, K2 et K3 égales :

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

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 412.21 \text{ A}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant admissible en se réfère au tableau II.7 alors on obtient une section de 240 mm² correspond à un courant admissible de 422 A.

Conclusion : la section de 240 mm² est appropriée pour le courant admissible du câble de connexion au poste de livraison.

Tableau II. 7 Choix de section des câbles de transmission MT

Nombre de fils et section transversale nominale Number of cores and cross-section	Courant de court-circuit admissible, conducteur Conductor short-circuit current	Courant de court-circuit admissible, écran Screen short-circuit current	Constante de temps de chauffage (en triangle) * Time heating constant (trefoil)*	Constante de temps de chauffage (à plat) * Time heating constant (flat)*	Capacité dans l'air (en triangle) * Current ratings of cable in air (trefoil)*	Capacité dans l'air (à plat) * Current ratings of cable in air (flat)*	Capacité en état enterré (en triangle) * Current ratings of cable in ground (trefoil)*	Capacité de charge : en état enterré (à plat) * Current ratings of cable in ground (flat)*
mm ²	kA	kA	s	s	A	A	A	A
1x50/16	4.7	3.2	263	202	187	219	174	195
1x70/16	6.6	3.2	337	258	232	273	213	238
1x95/16	9.0	3.2	425	327	282	331	254	283
1x120/16	11.3	3.2	510	395	325	382	289	321
1x150/25	14.2	5.0	632	504	367	429	322	354
1x185/25	17.5	5.0	735	594	421	492	364	399
1x240/25	22.7	5.0	897	737	496	578	422	458

II.5.4 Schéma bloc des cheminements des câbles :

Le Schéma bloc des cheminements des câbles est illustré dans l'annexe (08), ou elle détaille les cheminements des câbles du champ PV vers le réseau électrique, il faut bien notée que l'installation totale est constituée de 12 Transformateurs et chaque 6 transformateurs forment une boucle.

II.6 Conclusion:

L'intérêt principal de ce chapitre était de comprendre le fonctionnement de la centrale PV et ses différents étages. Tout d'abord, les données environnementales de la région d'el Abiod sidi chikh ont été analysées en termes des quantités d'irradiations reçues, la température, la vitesse du vent et la précipitation. Il a été constaté que le climat du site est désertique sec et chaud. Par la suite, une présentation détaillée de la centrale PV a été faite afin de vérifier le dimensionnement des différents équipements de la centrale y compris le champ PV, onduleurs et le câblage électrique. Le plus important enseignement que nous avons retenu se récapitule dans le dimensionnement de l'installation complète de la centrale photovoltaïque qui consiste à aménager plusieurs sous-champs successifs (SKID) de manière à atteindre la puissance crête demandée. Cette méthodologie facilite la réalisation et évite la coupure totale de l'énergie en cas de défaillance d'un onduleur.

Chapitre III

Analyse des performances de la central PV d'El Abiodh Sid el Cheikh

III. INTRODUCTION

Ce chapitre fournit une analyse complète des performances de la centrale photovoltaïque d'el Abiodh Sidi cheikh selon un cycle de 3 ans de production, selon la norme internationale IEC 61724 en utilisant les données en temps réel obtenues à partir du système de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA), dans le but de comprendre le cycle de production de la centrale PV et tous les facteurs qui impactent sur cette dernière depuis son lancement afin d'envisager une amélioration et prévenir les dégradations du système. Pour ce faire, nous allons tout d'abord analyser tous les paramètres de performance y compris le rapport de performance (PR), le facteur de capacité (CF), les rendements énergétiques, les facteurs de perte et la production énergétique annuelle de la centrale PV puis nous comparerons ces paramètres avec les paramètres de modèle simulé de PVsyst et SolarGIS. Ensuite, nous allons définir l'impact de la température de modules PV sur le rapport de performance global du système PV et nous montrerons également le taux de dégradation annuel pendant les trois années d'exploitation. Finalement, nous comparerons les résultats de la centrale avec différentes centrales PV à grande échelle dans le monde en fonction de leur site, technologie PV, capacité installée, rendement final, PR et CF.

III.1. La méthode d'analyse utilisée:

L'évaluation des performances d'un système PV permet de faire des prévisions sur la production énergétique tout en observant les dégradations que ce dernier peut connaître pendant un temps donné. Pour pouvoir réaliser une bonne étude d'évaluation des performances nous avons décidé de choisir PVsyst et SolarGIS comme outils de simulation parce qu'ils sont faciles à manipuler et aussi nous sommes assez familiarisés avec ces derniers. Dans ce qui suit, nous allons expliquer de manière détaillée les étapes de la simulation de notre évaluation:

D'abord, nous devons avoir les données d'entrée et quelques spécifications du système PV (altitude, longitude, données météorologiques, spécification des panneaux et des onduleurs, angle d'inclinaison et la conception détaillée de système) que nous devons insérer dans nos simulateurs (PVsyst, Solar GIS), ils font partie de l'étape de la préfaisabilité et la faisabilité, ensuite nous allons faire des prévisions des paramètres des performances lors de la phase de développement de projet (Avant construction). Après avoir fait cette manipulation, nous allons ensuite faire une description générale de la centrale PV pour connaître les critères environnementaux réels du site choisi et prendre connaissance de certains matériaux importants pour comprendre le fonctionnement de la centrale PV telle que nous l'avons fait au cours du deuxième chapitre de notre travail. Après avoir validé cette étape avec succès, nous devons ensuite faire une extraction des paramètres de sortie réels pendant la période de surveillance.

Dans l'étape suivante de notre manipulation, nous allons faire une analyse des performances de la centrale PV entière selon la norme IEC 61724 [36]. À l'issue de cette étape fatidique, nous allons

procéder à une étude comparative entre les performances réelles de sortie de la centrale PV et les données des prévisions des paramètres de performance lors de la phase de développement de projet. Après avoir effectué avec succès toutes ces manipulations, nous allons enfin faire une observation sur les dégradations du système PV au cours de la période de surveillance. Nous allons conclure notre étude par une étude comparative des performances de la centrale PV avec les installations PV à grande échelle dans le monde.

La figure (III.1) représente toutes les étapes d'analyse de performance de la centrale PV sous forme d'organigramme pour une meilleure compréhension :

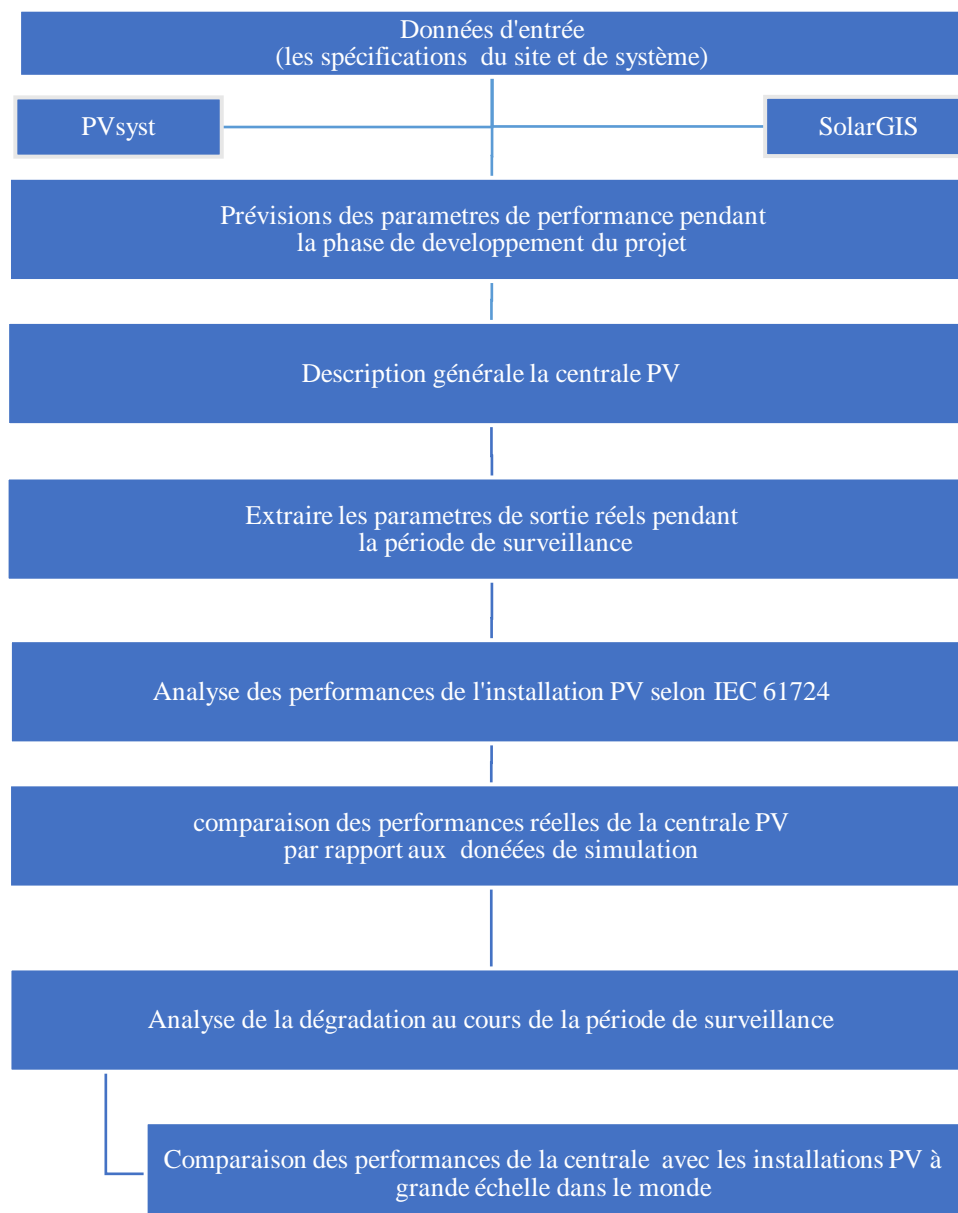


Figure III. 1 Organigramme des étapes d'analyse de performance de la centrale PV

III.2. Aperçu sur les logiciels utilisés :

Une étape incontournable dans l'évaluation de la préfaisabilité d'un projet PV consiste à calculer la production d'énergie attendue de l'installation photovoltaïque au stade de la conception. Une estimation précise de la production d'énergie nécessite l'utilisation de plusieurs informations telles que les données météorologiques (irradiance, température, vitesse du vent, et humidité) du site en plus du dimensionnement de l'installation photovoltaïque et les spécifications techniques des composants. Plusieurs chercheurs ont prouvé l'importance des outils dans l'évaluation des performances de la centrale PV. Plusieurs outils de simulation existent pour une réalisation complète d'analyse de performance des centrales PV, en l'occurrence PVsyst, SAM, PVGIS et SolarGis ont été utilisés pour la prévision et la modélisation des systèmes PV à grande échelle.

Nous avons choisi deux logiciels de simulation pour l'étude des analyses des performances de la centrale PV d'El Abiodh Sidi Cheikh qui sont : PVsyst et SolarGIS. Ce choix n'a pas été fait par hasard mais plutôt parce que ces derniers offrent une facilité d'utilisation et une large acceptation. [81] [82]

III.2.1. PVsyst :

PVsyst est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche adaptée avec guide dans le développement d'un projet. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles. [83]

Ce logiciel fournit une analyse technique détaillée dans plusieurs applications comme le système solaire par pompage, les PV connectés au réseau et même les systèmes autonomes. D'ailleurs plusieurs chercheurs l'ont utilisé comme outil principal de modélisation pour les analyses de performance des installations photovoltaïques et les conclusions de leurs études montrent que les résultats énergétiques de PVsyst sont fiables et les valeurs sont proches des données réelles mesurées avec un petit écart, tel que Dr Vikrant Sharma de « GNA University » le montre dans ses études d'analyse de performance pour une centrale PV en Inde [84]. Maria Malvoni de l'université de Salento a comparé les performances réelles de la centrale photovoltaïque de 960 kWc située en Italie avec les résultats attendus en utilisant PVsyst, SAM [85]. Les chercheurs Mavuto Banda et Karidewa Nyeinga du Malawi ont comparé les performances paramètres dérivés des données surveillées de l'installation photovoltaïque de 830 kWc localisée au Malawi avec le modèle simulé en utilisant PVsyst [86]. Les résultats de ces études montrent que les résultats du logiciel PVsyst sont fiables et très proches des données réelles mesurées.

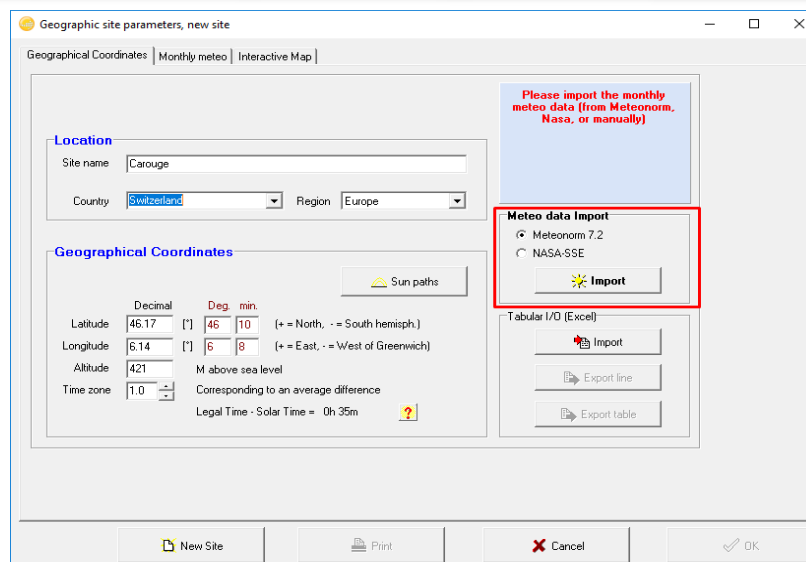


Figure III. 2 Interface de données d'entrées de PVsyst

III.2.2.SolarGIS :

SolarGIS est un fournisseur de données climatiques et de solutions logicielles dédiées pour l'énergie solaire, revendique plus de 16 ans d'expérience dans l'analyse de la ressource solaire dans une approche globale. Ce logiciel a été choisi spécialement pour sa précision et sa fiabilité pour les données météorologiques car il est doté d'un système d'information géographique (GIS) conçu pour fournir aux utilisateurs une base de données fiable sur les ressources solaires et modélisation PV de faisabilité sur une seule plateforme [87]. Il fournit un accès rapide aux données historiques, récentes et prévisionnelles par rapport à l'emplacement d'un site. Plusieurs chercheurs ont utilisé le logiciel SolarGIS comme l'outil principal de modélisation pour l'évaluation, la surveillance ou la prévision des performances des installations photovoltaïques. A titre exemple, les chercheurs dans [87] et [88] ont présenté des études de faisabilité des centrales PV située en Inde en comparant les paramètres de performance réels avec le modèle prédit de SolarGIS. Les résultats de ces études montrent que SolarGIS s'avère être un outil simple, précis et fiable pour la simulation d'un système PV. À l'intérieur de la plateforme nous retrouvons quatre applications :

- **Prospection:**

Elle assure le criblage et l'analyse comparative des sites de projets à l'aide de SolarGIS. I-Map et PV-Planner sont ces outils de prospection.

- **Evaluer:**

Pour une modélisation énergétique fiable et une conception optimisée d'une installation photovoltaïque utilisant clim-Data. SolarGIS propose des données historiques, ainsi qu'une série de temps pour une période de temps sélectionnée pour tout emplacement sélectionné qui peut être utilisé pour comprendre la production d'énergie annuelle, saisonnière ou quotidienne prévue et pour le calcul des estimations d'énergie pour P90, P50 et autres scénarios probabilistes.

- **Surveillance:**

Surveillance régulière des performances de l'installation photovoltaïque à l'aide des outils de surveillance tel que Solar-GIS, PV Spot. PV Spot peut être utilisé comme un outil de comparaison utile pour une installation photovoltaïque à grande échelle bien surveillée en plein fonctionnement.

- **Prévision:**

Il prévoit la production d'énergie photovoltaïque jusqu'à 10 jours à l'avance, basé sur les modèles numériques de prévision météorologique les plus précis. Il implique deux étapes : La première étape consiste à faire une prévision de météorologie variables telles que le rayonnement solaire, la température de l'air, la vitesse du vent, l'humidité relative. Dans la deuxième étape, les variables prédites sont en fonction de la puissance de sortie en tenant compte des spécifications techniques de l'installation photovoltaïque.

III.3. Résultats et discussion:

Cette partie se concentre sur l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques connectés au réseau afin de déterminer le développement et l'utilisation futurs possibles des centrales solaires photovoltaïques dans le sud algérien. Dans cette section, les résultats des deux simulations utilisées (PVsyst et SolarGIS) sont décrits en détail, et les données réelles du système photovoltaïque sont entièrement comparées aux résultats de simulation. L'énergie générée AC et le taux de dégradation du rapport de performance (PR) des systèmes photovoltaïques les résultats obtenus sont comparés avec d'autres systèmes PV dans le monde.

III.3.1. Résultats de simulation:

Nous présentons dans cette partie les résultats de l'étude de préfaisabilité et la simulation de système PV avant construction, nous avons utilisé les logiciels PVsyst et SolarGIS, pour ensuite comparer leurs résultats.

III.3.1.1. Simulation avec PVsyst :

Toutes les spécifications critiques liées à l'aspect technique de l'installation telle que la spécification du module et des onduleurs, l'angle d'inclinaison et la conception du système ont été fournis comme données d'entrées au logiciel. En se basant sur les données fournies, PVsyst fait la simulation du système PV dans l'emplacement installé. Après exécution, les résultats de sortie sont obtenus sous forme des variables telles que l'irradiation globale horizontale (G_{Hor}), Température ambiante (T_{Amb}), Global incident plan capteurs (G_{Inc}), Global "effectif", tenant compte du divers facteurs de perte (G_{Eff}), énergie effective sortie champ (E_{Array}), énergie injectée dans le réseau (E_{Grid}), rendement du champ et de système (Eff_{ARR}) et (Eff_{SYSR}), respectivement. Le tableau (III.1) représente les résultats des paramètres de performance du système PV pour le site étudié, l'irradiation globale horizontale annuelle est de 2041.7 kWh/m² et l'énergie incidente annuelle sur la surface PV est de 2249.3 kWh/m². La température ambiante moyenne annuelle est de 17.72 °C. L'énergie annuelle produite à partir du réseau PV est de 46,689 MWh, et leur efficacité est de 13.76%.

Tableau III. 1 Résultats des paramètres de performance (PVSYST)

	GlobHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %
Mar-17	178	12.56	201.1	191.2	4281	1847	14.11
Apr-17	206	15.93	218.8	207.6	4553	1838	13.79
May-17	231	21.60	235.5	221.6	4743	2403	13.47
Jun-17	232.8	26.60	228.4	216.7	4534	2491	13.16
July-17	231.9	30.31	232.0	20.0	4530	2626	12.94
Aug-17	211	29.01	217.2	205.8	4274	2552	13.04
Sept-17	172	23.75	190.2	108.1	3869	2548	13.48
Oct-17	141	18.08	166.0	157.6	3493	2462	13.95
Nov-17	108	11.29	137.1	130.2	3004	2165	14.52
Dec-17	96	7.63	128.0	121.2	2850	2026	14.75
Jan-18	106	6.53	141.4	134.1	3145	1806	14.79
Feb-18	128	8.85	155.3	147.7	3404	1673	14.53
Année	2041.7	17.72	2249.3	2133.7	46.689	26437	13.76

Les pertes globales sont indiquées dans le tableau (III.2). Global incident plan capteurs et global efficace sont 2249 kWh/m² et 2133.7 kWh/m² respectivement, les pertes importantes proviennent du côté du champ PV en raison de plusieurs facteurs, y compris l'irradiance, la salissure et la température ambiante. L'énergie simulée obtenue à partir de la sortie du champ PV était 46 826.991 MWh. Les pertes du système (LS) liées au côté AC sont principalement dues aux pertes de l'onduleur, pertes de transformateur, et une partie minimale des pertes des câbles. L'énergie annuelle injectée dans le réseau électrique est d'environ 45101.216 MWh. Les pertes se produisent dans des conditions de fonctionnement spécifiques dans différents composants d'une centrale PV connectée au réseau.

Tableau III. 2 Production d'énergie et pertes du système (PVsyst).

Conversion d'énergie	Production d'énergie [kWh/kWc]	Perte d'énergie [kWh/kWc]	Perte d'énergie [%]
1-Irradiation globale en plan (entrée)	2249	-	-
2- Perte d'irradiation		-19	-0.9%
3- Facteur d'IAM sur global		-28	-1.3%
4- Facteur de perte de sol		-65	-3.0%
Puissance nominal du champ PV (cond.STC)			
5- Perte de PV due à la température	2133.69	-	-
6- Perte de mismatch, modules et chaînes		-147	-6.9%
7- Pertes ohmiques de câblage		-20	-1.0%
Puissance nominal à la sortie du champ PV			
8- Perte de l'onduleur pendant le fonctionnement	1958	-14	-0.7%
9- Perte de l'onduleur par rapport à la puissance nominale		-35	1.8%
10- - Perte de AC		-6	-0.3%
11- Perte de transformateur externe		-10	-0.6%
		-20	-1.1%
Energy injecté au réseau	1885.81	-363.19	16.2%

III.3.1.2. Simulation avec SolarGis :

Le tableau (III.3) présente les résultats des paramètres de performance de la centrale PV à l'aide du logiciel SolarGIS. Comme le PVsyst, plusieurs paramètres sont obtenus comme l'irradiation globale horizontale (G_h), l'irradiation global en plan (G_i), la température ambiante (T_{Amb}) et la production d'énergie du champ PV (E_{grid}). La température ambiante moyenne annuelle est de 18 C°. La somme annuelle de l'irradiation globale horizontale est de 2086 kWh/m². Tandis que la somme annuelle de l'irradiation globale dans le plan est de 2245 kWh/m². Elle varie entre 131 kWh/m² en décembre à 233 kWh/m² en mai, respectivement. Par conséquent, l'énergie annuelle injectée dans le réseau électrique est de 42009.87 MWh. La somme annuelle des pertes d'énergie est de près de 489 kWh/kWc, ce qui représente 21.8 % (Tableau (III.4)).

Tableau III. 3 Résultats des paramètres de performance (SolarGIS)

Month	Ghmonthly [kWh/m ²]	Ghdaily [kWh/m ²]	Gimonthly [kWh/m ²]	Gidaily [kWh/m ²]	Tamb [C°]	E_grid [GWh]
Mar-17	180	5.71	200	6.46	13	3.86
Apr-17	207	6.84	217	7.22	16.3	4.09
May-17	232	7.47	233	7.53	21.4	4.29
Jun-17	237	7.73	229	7.64	26.9	4.08
July-17	239	7.48	231	7.46	30.2	4.05
Aug-17	219	6.73	216	6.96	29.2	3.81
Sept-17	178	5.72	187	6.25	24.4	3.42
Oct-17	145	4.59	168	6.4	18.4	3.17
Nov-17	111	3.58	137	4.56	11.6	2.70
Dec-17	98	3.14	131	4.22	7.8	2.64
Jan-18	109	3.44	140	4.516	6.7	2.83
Feb-18	128	4.50	155	5.522	9.1	3.04
Année	2086	5.58	2245	6.15	18	42.01

Tableau III. 4 Production d'énergie et pertes du système (PVsyst).

Conversion d'énergie	Production d'énergie [kWh/kWc]	Perte d'énergie [kWh/kWc]	Perte d'énergie [%]	PR [% partiel]	PR [cumul %]
1-Irradiation globale en plan (entrée)	2245	-	-	100.0	100.0
2- Irradiation globale réduite par ombrage	2245	-1	-0.0	100.0	100.0
3- Irradiation globale réduite par réflectivité	2183	-62	-2.8	97.2	97.2
4- Conversion en DC dans les modules PV	1955	-228	-10.4	89.6	87.1
5- Autres pertes de DC	1848	-108	-5.5	94.5	82.3
6-Convertisseurs (conversion DC/AC)	1801	-46	-2.5	97.5	80.2
7-Pertes de transformateur et de câblage AC	1774	-27	-1.5	98.5	79.0
8-Disponibilité réduite	1757	-18	-1.0	99.0	78.2
Performances totales du système	1757	-489	-21.8	-	78.2

III.3.1.3. Comparaison des pertes d'énergie entre SolarGIS et PVsyst :

L'irradiation annuelle globale en plan utilisée comme entrée pour les logiciels PVsyst et le SolarGIS est respectivement de 2249 kWh/kWc et de 2245 kWh/kWc. Après les pertes optiques, nous voyons que l'irradiation globale en plan a diminué de 5.1% et 2.8 % pour PVsyst et SolarGIS, respectivement. L'énergie DC est réduite de 15.3 % pour SolarGIS et de 8.24 % pour PVsyst par rapport à la valeur nominale. L'énergie injectée au réseau est inférieure à l'énergie de la sortie du champ PV de 4.93 % pour SolarGIS et 3.69 % pour PVsyst. Le pourcentage total des pertes d'énergie s'élève à 21.8 % en utilisant SolarGIS et 16.2 % pour PVsyst. Par conséquent, en utilisant PVsyst, les pertes DC et AC sont inférieure à SolarGIS.

III.3.2. Comparaison des performances avec les données réelles de la centrale PV:

Nous comparons et analysons les résultats obtenus du système SCADA, qui sont suivis en temps réel, avec les résultats obtenus grâce aux logiciels de simulation SolarGIS et PVsyst. Les paramètres utilisés pour comparer les données mesurées avec le modèle simulé sont des données météorologiques (rayonnement solaire et température de l'air), la production d'énergie de la centrale, le rapport de performance (PR) et le facteur de capacité (CF).

Remarque : les graphes présentés ci-dessous ont été réalisés avec le logiciel Excel en se basant sur les données obtenues par les simulations de deux logiciels et les données mesurées par le système SCADA.

III.3.2.1. Données météorologiques:

Les prévisions de production d'énergie dépendent principalement des données météorologiques utilisées pour la simulation. Une estimation précise de la production de l'énergie nécessite l'utilisation de données météorologiques cohérentes. Les données utilisées comme entrées pour les logiciels PVsyst et SolarGIS proviennent de Métronome 7.1 et le satellite SolarGIS, respectivement. Les figures (III.3) et (III.4) montrent la comparaison entre les données météorologiques utilisées par PVsyst et SolarGIS et les données mesurées recueillies à la station de mesure installée sur site. Les rayonnements solaires moyens annuels en plan obtenu de SCADA, SolarGIS, et PVsyst étaient de 2202.81, 2245, et 2249.3 kWh/m², et leur température moyenne annuelle était 21.48, 18 et 17.72 °C, respectivement. La variation de la moyenne mensuelle du rayonnement solaire et de la température de l'air mesurée au cours de l'année est en accord dans certaines mesures avec les données de la station météorologique du site. Tandis que, SolarGIS est plus précis dans la prévision des données météorologiques dans cette région.

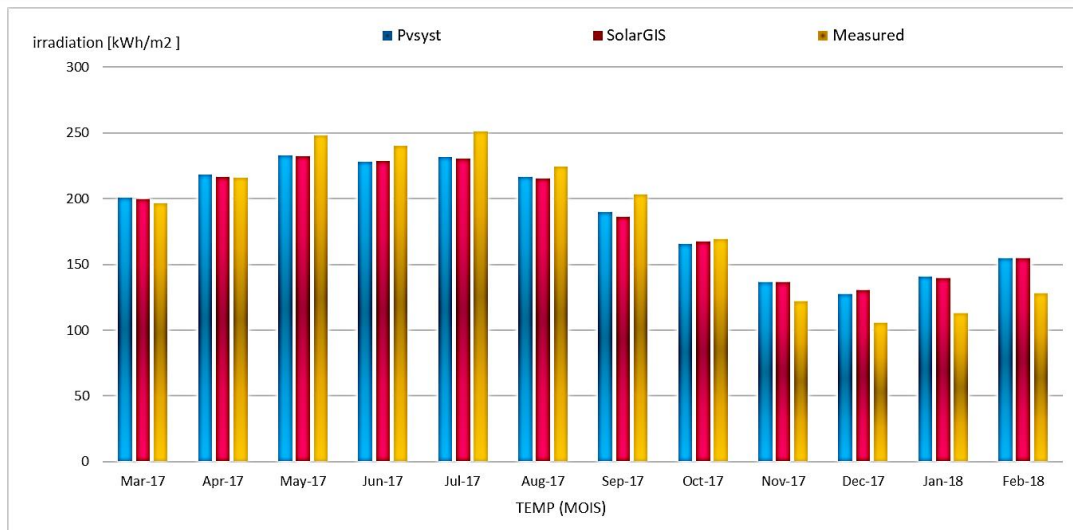


Figure III. 3 Comparaison mensuelle entre le rayonnement solaire mesuré et simulé dans le plan

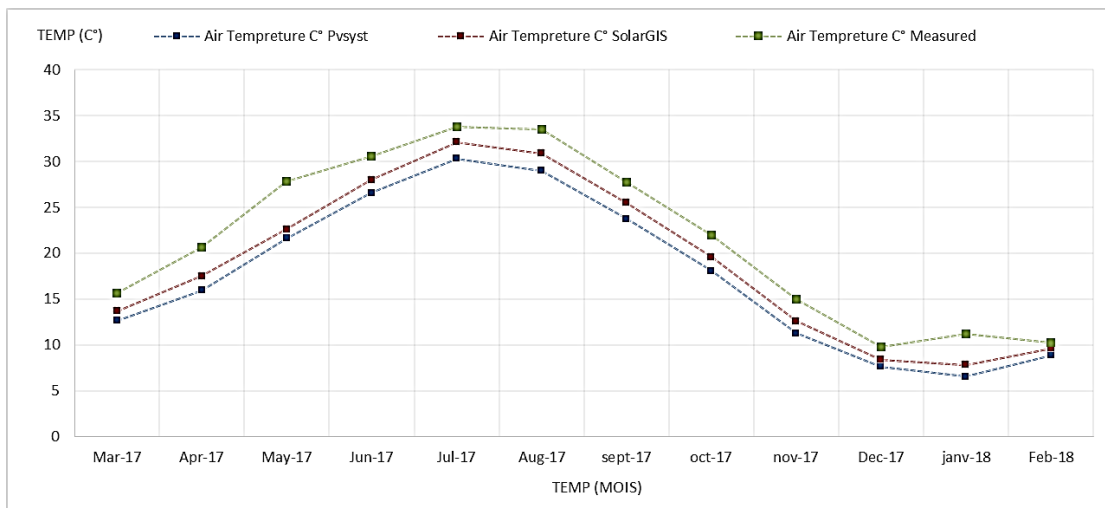


Figure III. 4 Comparaison mensuelle entre la température de l'air mesurée et simulée

III.3.2.2. Énergie injectée au réseau:

La comparaison entre la production d'énergie mensuelle réelle et les résultats simulés sont présentées dans la figure (III.5). La production d'énergie prévue à partir de SolarGIS et PVSYST ont varié légèrement tout au long de l'année. La production annuelle totale d'énergie générée obtenue du SCADA, SolarGIS et PVsyst étaient de 43261.4, 42009.87 et 45101 MWh respectivement, variant d'un minimum de 2815.1, 2630.1 et 2752MWh au cours du mois de décembre à un maximum de 4221.33, 4279.89 et 4580 MWh au mois de mai, respectivement. Alors que l'énergie prédite par les deux logiciels de simulation SolarGIS et PVsyst durant l'année est proche des valeurs réelles mesurées avec une moyenne d'intervalle d'erreur -2.9% et +4.1% respectivement. La valeur négative indique que le logiciel a sous-estimé l'énergie injectée dans le réseau. Il convient de noter que la déconnexion de la centrale PV qui a duré une semaine à cause d'un problème technique survenu en avril (2017) a fortement affecté l'erreur moyenne de ce mois en augmentant les valeurs à 22.3 % et 13.7 % respectivement pour PVsyst et SolarGIS. Les résultats de SolarGIS coïncident fortement avec la valeur

mesurée. Par conséquent, SolarGIS serait très utile et plus précis dans la prédiction de l'énergie PV produite dans cette région.

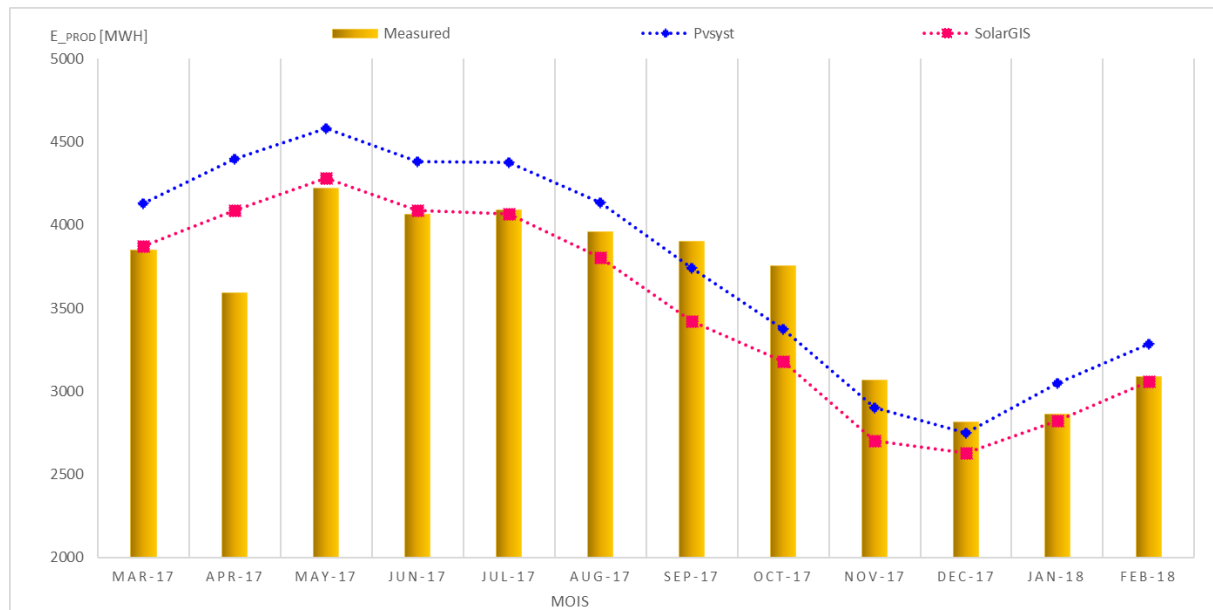


Figure III. 5 Comparaison mensuelle entre la production d'énergie AC mesurée et simulée

III.3.2.3. Le rapport de performance (PR):

Le rapport de performance est un paramètre standard essentiel pour l'évaluation des performances d'un système PV. Il fournit des informations utiles sur le total des pertes enregistrées dans la chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque. Il s'agit également de la mesure de performance la plus courante pour évaluer et analyser les divers centrales PV situées dans le monde entier. La figure (III.6) montre une comparaison des résultats de simulation de notre étude avec les valeurs mensuelle réel du rapport de performance. En hiver, la valeur de PR est supérieure par rapport à l'été. Le rapport de performance le plus élevé obtenu à partir de système SCADA était de 89.34% en mois de décembre en raison de la valeur inférieure des pertes global de système. Le rapport de performance le plus bas été de 74.49 % en juillet en raison des pertes élevées dues à la température élevé. Le PR annuel globale calculé du système PV est d'environ 82.02%, ce qui est raisonnablement acceptable, compte tenu des conditions climatiques. Alors que le rapport de performance annuel prévu de SolarGIS et Pvsyst est de 78.91% et 83.8%, respectivement, il varie de la plus basse de 73.2 % et 77.1 % en juillet, au plus haut de 84.4 % et 90 % en janvier, respectivement. Par conséquent, Pvsyst surpasse SolarGIS dans la prédiction du PR car Pvsyst permet plus de paramètres de configuration que SolarGIS comme la conception détaillée du système et les spécifications du module PV et de l'onduleur.

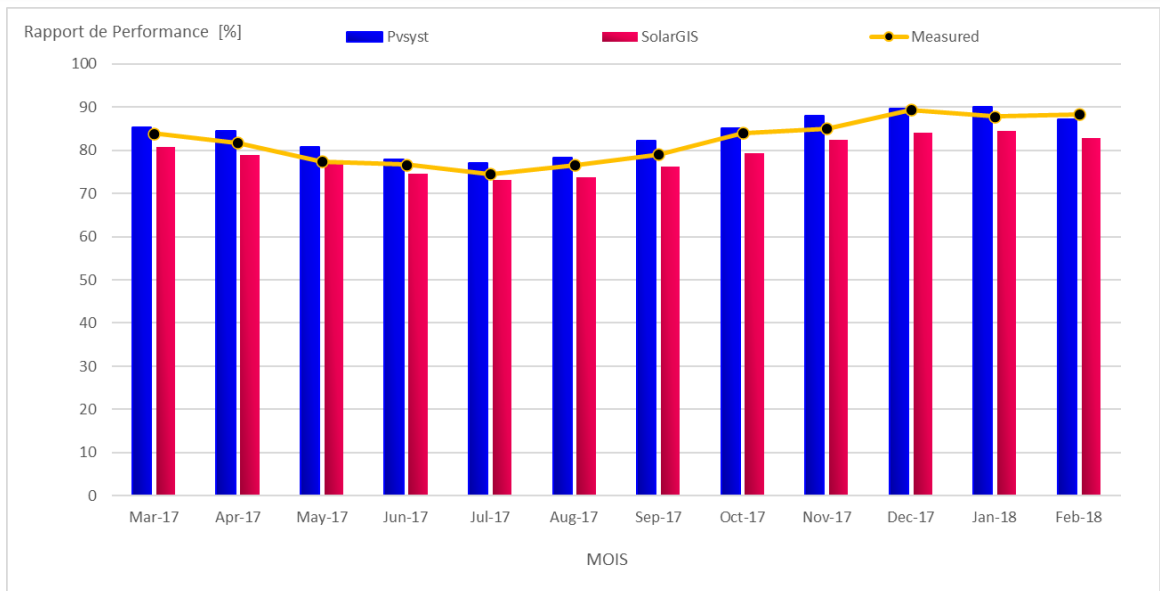


Figure III. 6 Comparaison mensuelle entre PR mesuré et simulé

III.3.2.4. Le facteur de capacité (CF) :

La comparaison de la variabilité mensuelle du facteur de capacité réelle avec les résultats simulés est présentée à la figure (III.7). Le CF est raisonnablement maintenu à une valeur satisfaisante de 20.64 % en moyenne annuelle. Il varie d'un minimum de 15.82% en décembre à un maximum de 23.72% en mai. La moyenne annuelle prévue des CF obtenus à partir des outils de SolarGIS et PVsyst était de 20.04 % et de 21.52 %, respectivement, variant d'un minimum de 14.78% et de 15.46 % au cours du mois de Décembre à un maximum de 24.05%et 25.74 dans le mois de mai, respectivement. Pour la plupart des mois de l'année étudié, les valeurs trouvées avec les outils de SolarGIS sont beaucoup plus proches des valeurs mesurées du CF.

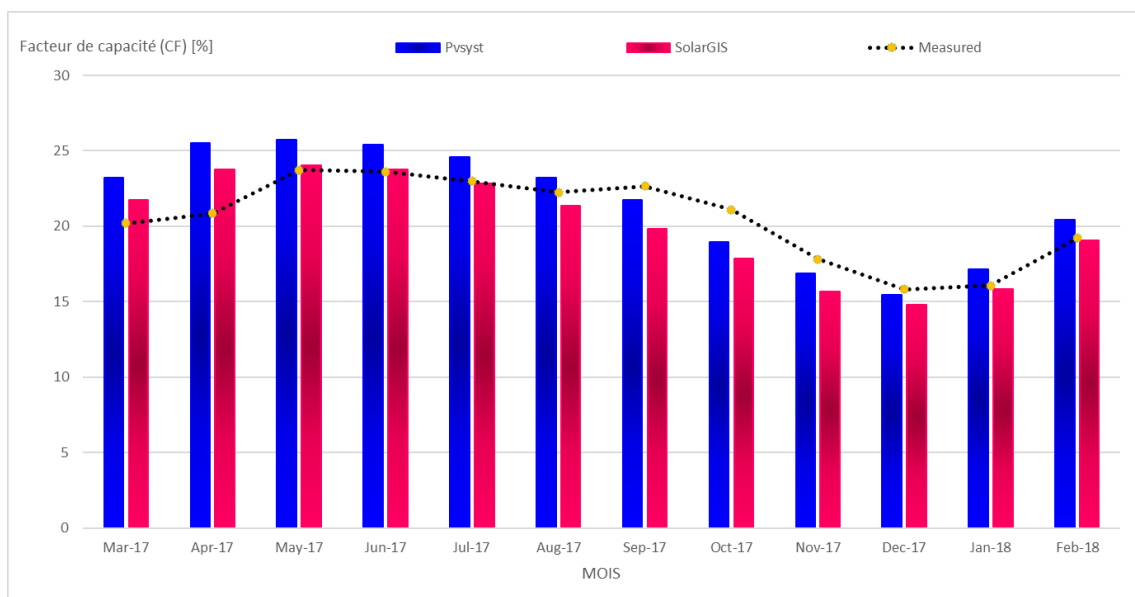


Figure III. 7 Comparaison mensuelle entre CF mesurée et simulée

III.3.3. Analyse détaillée des performances de la centrale PV :

Cette partie fournit une analyse détaillée des performances réelles de la centrale PV au cours de la première année de production grâce à l'extraction du facteur des rendements énergétique à partir du SCADA système. En outre, l'impact de la température du module sur le rapport du performance de la centrale PV est quantifié à l'aide d'un modèle de régression linéaire.

III.3.3.1. Les rendements énergétiques de système :

Le rendement du champ PV et le rendement final par rapport au rendement de référence sont les principaux paramètres de performance d'un système PV. Il représente l'efficacité globale de la conversion énergétique. Les facteurs de rendement ne sont pas constants et varient selon chaque mois. Le rendement de référence quotidien moyen présente des similarités avec l'irradiance solaire normale sur le plan. Il varie d'un minimum de 4.26 kWh/kWc/jour en décembre pour atteindre un maximum de 8.02 kWh/kWc/jour en juin. La moyenne journalière du rendement du champ PV et le rendement final se situent entre un minimum de 3.92 et 3.82 kWh/kWc/jour en janvier à un maximum de 6.94 et 5.72 kWh/kWc/jour en juin, respectivement, et leur moyenne quotidienne annuelle était de 5.46, et 4.95 kWh/kWc/jour. La figure (III.8) montre la corrélation entre le rendement moyen du champ PV et le rendement final du système par rapport au rendement de référence. La moyenne mensuelle du rendement du champ PV et le rendement final augmentent linéairement avec un rendement de référence croissant, ce qui reflète des coefficients de corrélation élevés de 0.9851 et 0.9202. Les deux lignes divergent à mesure que le rendement de référence augmente, car les niveaux de température peuvent atteindre des valeurs plus élevées à un rendement de référence plus élevé, ce qui entraînerait une réduction plus importante des rendements du système par rapport à des niveaux de température plus bas.

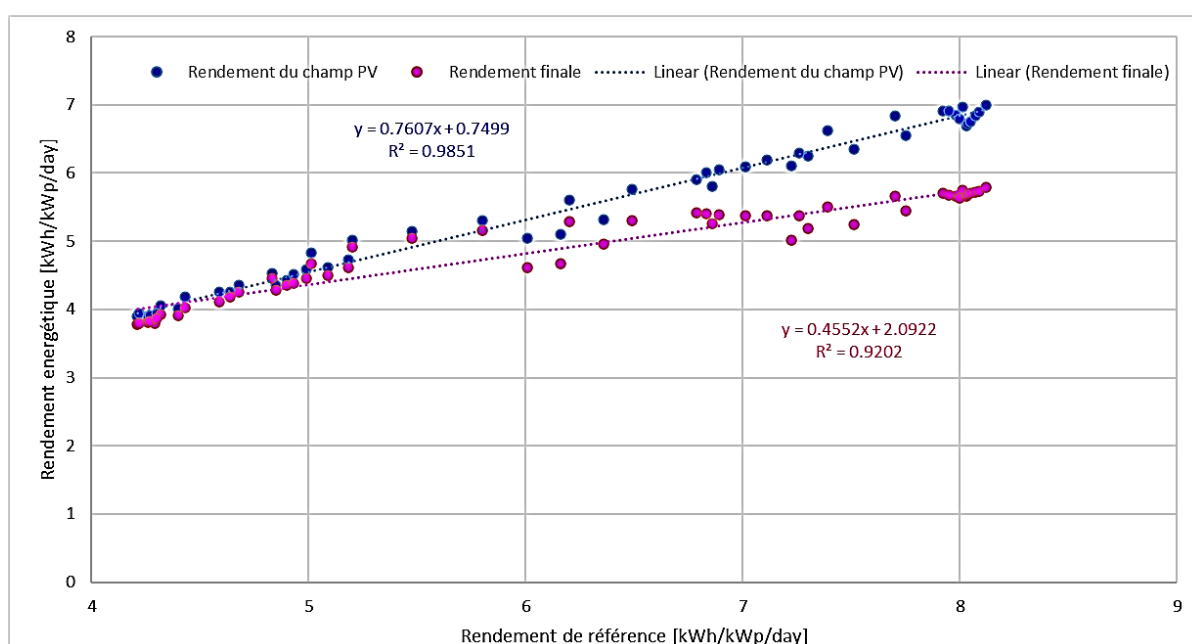


Figure III. 8 Relations hebdomadaires entre le Yr (axe X) par rapport Yr et Yf (axe Y)

III.3.3.2. Effet de la température de module sur le champ PV:

L'impact de la température du module sur le rapport de performance est illustré dans la figure (III.9). La température moyenne mensuelle du module montre une relation linéaire avec la température ambiante, elle varie de 15.55 °C en décembre à 37.56 °C en juillet. Le graphe indique une certaine corrélation entre la température moyenne du module durant la journée et le rapport de performance avec un coefficient de corrélation de 0.91.

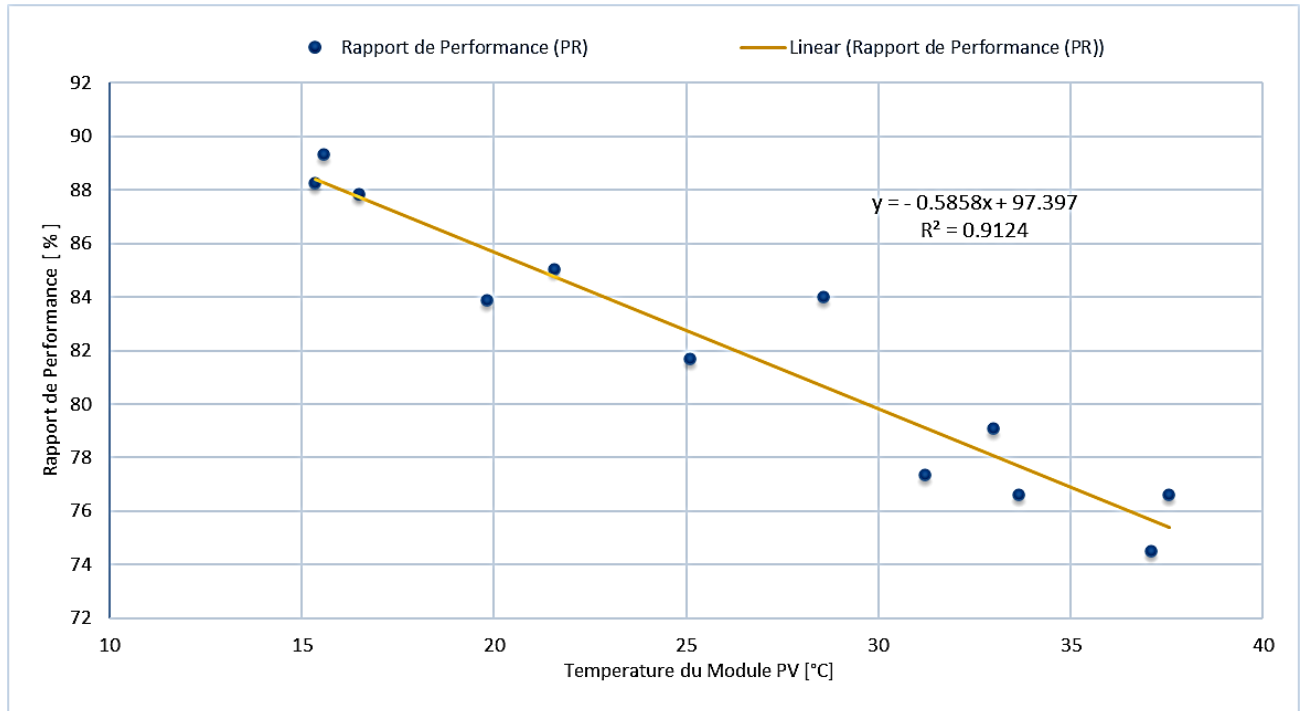


Figure III. 9 Impact de la température du module sur le rapport de performance

III.3.4. Études de dégradation du système:

La centrale PV considérée a subi une certaine baisse de ses performances après trois ans d'exploitation, en raison de différents aspects tels que l'énergie AC produite et le rapport de performance. Cette section vise à évaluer la dégradation de cette centrale photovoltaïque en fonction de son énergie produite et le PR pendant cette période d'exploitation.

III.3.4.1. Dégradation en termes d'énergie injecté au réseau :

La somme mensuelle détaillée de la production d'énergie pour la période de surveillance (36 mois) est indiquée à la figure (III.10). La somme mensuelle de l'énergie produite a varié d'un minimum de 2.74 GWh en décembre 2019 à un maximum de 4.26 GWh en juin 2018. La variation de la production d'énergie est principalement influencée par la variation du rayonnement solaire. La production annuelle totale d'énergie a été de 43.26, 42.96 et 42.89 pour 2017, 2018 et 2019, respectivement, pour l'obtention de l'énergie totale générée 129.11 GWh.

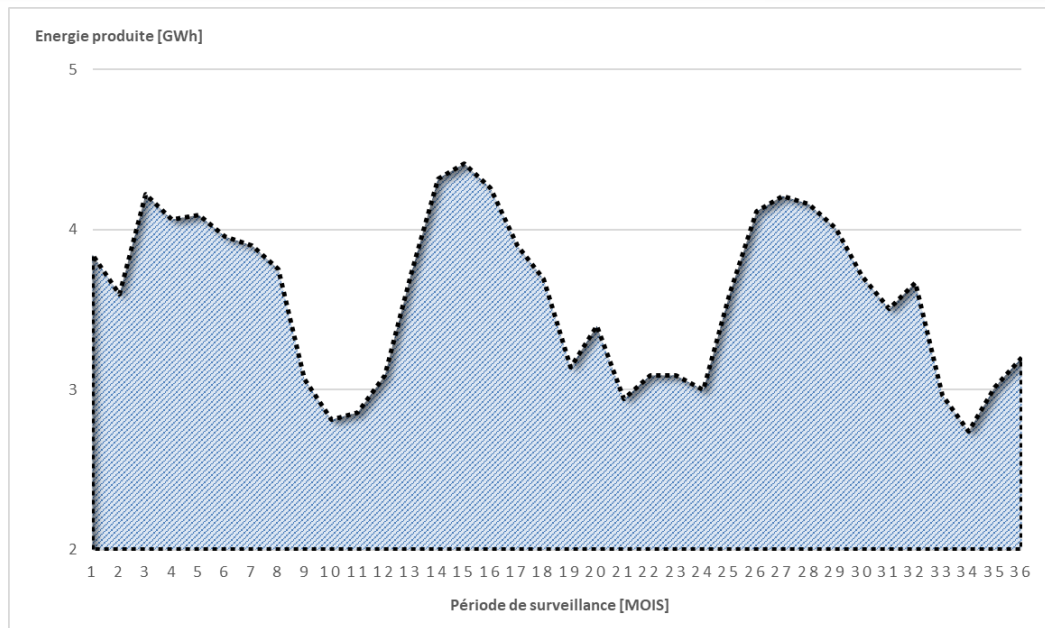


Figure III. 10 Production d'énergie à partir de la centrale PV pendant la période de surveillance.

III.3.4.2. Dégradation du rapport de performance du système :

Nous avons estimé le taux annuel de dégradation du rapport de performance (PR_{DR}) de la centrale PV en appliquant un modèle de régression linéaire à la série chronologique mensuelle du rapport de performance pendant la période de surveillance pour obtenir l'équation $Y = aX + b$, où a c'est la pente et b c'est l'ordonnée à l'origine. Dans cette étude, le $PRDR$ annuel est défini par l'équation suivante :

$$PRDR = (a/b) \times 12 \times 100 [\%]. \tag{III. 1}$$

La moyenne mensuelle du RP sur 36 mois est indiquée à la figure (III.11). Pendant trois années d'exploitation, le RP a toujours été maintenu à un niveau moyen de 80.65% qui est passée de 89.34% en décembre-2017 à 72.51% en juillet 2019. La pente négative montrée démontre que le taux de rendement diminue pendant la période de surveillance avec un taux de dégradation de 0.76 %/an.

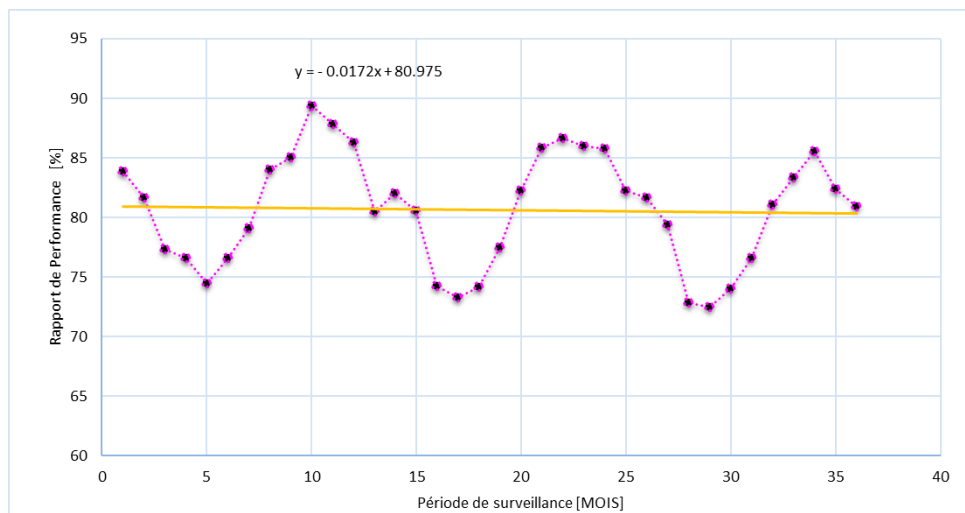


Figure III. 11 Modèle de régression linéaire pour le ratio de performance sur les 3 ans

III.3.5. Comparaison des performances réelles de la centrale avec d'autres centrales PV a grandes échelles installées au monde :

Afin de réaffirmer les résultats obtenus au cours de cette étude, nous comparons les indices de performance de la centrale PV avec d'autres centrales PV à grande échelle sur la base des termes les plus courants, tels que la classification du climat, la technologie de module PV utilisée, le rendement final, CF et PR. Le tableau (III.5) décrit les différents indices de performances pour lesquels les résultats de la centrale PV d'El Abiodh Sidi Cheikh étaient satisfaisants par rapport aux autres régions. Il est à noter que toutes les études ont été évaluées sur une période d'un an. La technologie des modules PV poly cristallins est la plus utilisée dans les installations photovoltaïques à grande échelle. Le rendement final annuel moyen (Y_f) rapporté dans cette étude est plus élevée que celles de tous les autres systèmes PV, à l'exception du système PV dans la région d'Adrar [34]. Cela parce que cette région a un fort potentiel solaire et plus d'heures d'ensoleillement en Algérie. Par rapport aux installations PV installées dans le monde, notre centrale PV a montré un rapport de performance plus élevé que celui de la plupart des installations photovoltaïques. Cependant, l'installation PV installée à Ramagundam, en Inde [26] est plus élevée que notre centrale PV en tirer avantage du leur système de suivi. Le CF moyen annuel de la centrale PV montre une valeur satisfaisante de 20.64 % par rapport au CF moyen annuel de toutes les centrales PV utilisé dans cette étude qui égale à 17.98%.

Tableau III. 5 Comparaison de diverses installations photovoltaïques à grande échelle.

Localisation	Classification climatique de Köppen	Technologie des Modules PV	Angle d'inclinaison (°)	Capacité Installé (MWC)	Rendement finale (kWh/kWc/jour)	PR (%)	CF (%)
El-Bayadh, Algérie	Sec (Bwh)	Pc-Si	15	23.92	4.95	82.02	20.64
Adrar, Algérie	Sec (Bwh)	Pc-Si	28	20	4.98	71.71	20.76
Nouakchott, Mauritanie	Sec (Bwh)	Couche mince	10	15	4.28	68	17.8
Shagaya, Koweït	Sec (Bwh)	Couche mince/ pc-Si	20	11.15	4.94/ 4.95	80/ 80.2	20.48 / 20.49
Ramgundam, Inde	Tropical (Aw)	Pc-Si	Inclinaison saisonnière variable	10	4.24	85.12	17.68
Irbid, Jordanie	Tempréré (Csa)	Pc-Si	15	5	4.6	80	18
Albacete, Espagne	Tempréré (Csa)	Pc-Si	30	4.6	3.39	78.84	14.11
Navrongo, Ghana	Tropical (Aw)	Pc-Si	12.5	2.5	3.89	70.6	16.2
Est de la turqie	Tempréré (Csa)	Pc-Si	25	2.13	3.12	81.15	18.86

III.3.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons analysé les performances de la centrale photovoltaïque de 23.92 MWc installée à El Abiodh Sidi Cheikh en Algérie au cours de trois années de production. Les conclusions importantes de l'analyse à l'aide des indices de performance sont listées ci-dessous :

- La variation de l'irradiation mesurée et de la température ambiante à partir de la station météorologique installé à la centrale PV supposé être en accord dans une certaine mesure avec les données météorologiques utilisées comme données d'entrées pour les logiciels PVsyst et SolarGIS obtenus auprès de Meteonorm 7.1 et le satellite SolarGIS. Cependant, le satellite SolarGIS est plus précis dans la prévision des données météorologiques dans cette région.
- Les paramètres obtenus pour les premières années de production correspondent en grande partie à ceux prévus lors de la phase de développement du projet. La production totale annuelle d'énergie mesurée de SCADA était 43 261.4 MWh. Les rendements moyens annuels du champ PV et les rendements finaux étaient respectivement de 5.46 et 4.95 kWh/kWc/jour. Par ailleurs, la moyenne annuelle du PR et du CF est de 82.02 % et 20.64 %.
- L'étude de la dégradation montre que le PR diminue les mois d'été en raison des pertes élevées associées à l'augmentation de la température du module PV. En outre, le taux de dégradation interannuel au cours de la période de surveillance était de 0.76 %/an, prouvant un bon accord avec les valeurs de dégradation obtenue avec d'autres installations PV situées dans différentes zones climatiques
- Les résultats sont satisfaisants par rapport aux installations photovoltaïques à grande échelle situés dans le monde. Ces résultats encouragent donc le gouvernement algérien à investir davantage dans l'énergie solaire PV, en particulier dans cette région. Comme ils présentent un bon indicateur pour augmenter la durée de production de ces centrales et améliorer leurs qualités de production par un système de stockage ce qui fait l'objet de notre dernier chapitre.

Chapitre IV

Gestion d'énergie optimale de la central PV d'El Abiodh Sid el Cheikh

IV. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons synthétiser les commandes nécessaires à la gestion d'énergie optimale de la centrale PV avec l'intégration d'un système de stockage hybride (batteries/supercondensateurs) compatible avec la consommation d'énergie de la commune d'El Abiodh sidi cheikh. Tout d'abord, nous présenterons l'architecture de système prévue et nous analyserons les données de la production de la centrale PV et la demande énergétique de la région d'el Abiodh Sidi Cheikh obtenus de la société Sonelgaz. Ensuite nous allons optimiser le dimensionnement du système de stockage à savoir en déterminant la puissance de stockage optimal à installer pour augmenter la pénétration PV du système. Ce chapitre répondre aux questions de recherches suivantes:

- Quelle est la performance actuelle en termes de participation réelle de la centrale PV par rapport à la consommation énergétique de la région ?
- Quelle est la capacité de stockage d'énergie optimale pour la meilleure pénétration possible de la centrale photovoltaïque ?
- Quelle est l'impact de ce nouveau système sur le plan technique, économique et environnemental ?

IV.1 Description du système actuel :

IV.1.1 Eude de la production d'énergie réel de la centrale PV :

Suite aux données relevées à partir de la centrale, nous avons tracé la courbe de production annuelle comme cela est illustré dans la figure (IV.1). La courbe de la production de la centrale PV contient trois axes ; un axe présent les jours de l'année, un autre pour les heures d'une journée et l'axe vertical donne les valeurs de la puissance crête produite. Pour l'hiver nous remarquerons qu'il y a très peu d'ensoleillement (environs 8h de temps), ce qui peut expliquer la faible puissance crête. Pendant l'automne et le printemps, les heures d'ensoleillement ont peu augmenté même si les valeurs ne sont toujours pas élevées. Bien que durant l'été, l'ensoleillement dure plus de 12h et il est maximum donc nous recueillons de très fortes puissances.

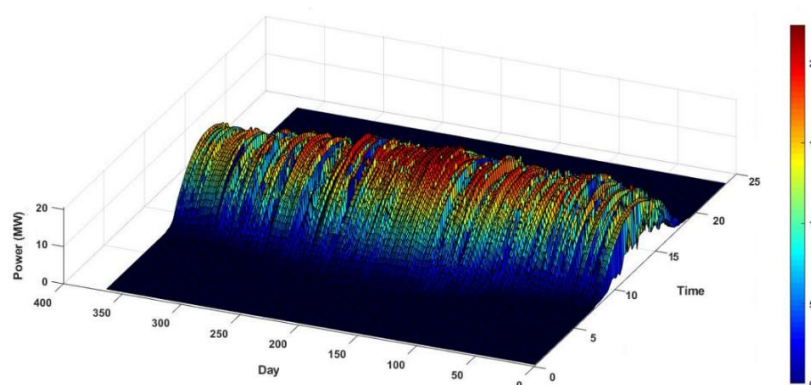


Figure IV. 1 la production annuelle de la centrale PV

La production de la centrale PV journalière est illustrée par la figure (IV.2) qui présente une journée typique en été (1^{er} Juillet) et l'autre en hiver (1^{er} Janvier). Si l'on regarde la courbe de production elle commence vers 6h du matin pour s'effacer définitivement à 20:00h dans la période d'été, donc elle dure plus de la moitié d'une journée avec des valeurs de production très important. Par contre, en hiver elle commence vers 8:00h du matin jusqu'à 19:00h avec des valeurs de puissance qui ne dépasse pas 16 MWc.

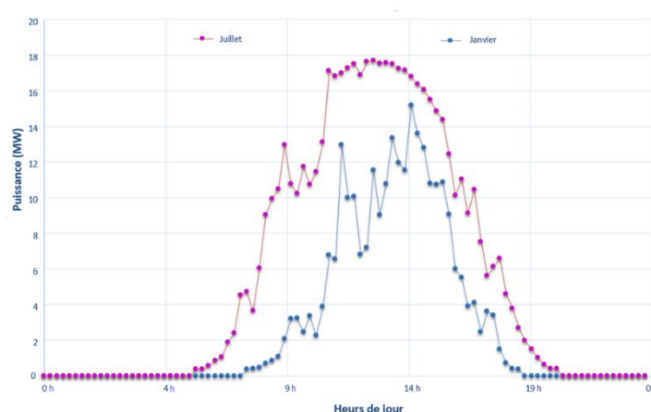


Figure IV. 2 la production journalière de la centrale PV

IV.1.2 La consommation énergétique de la région d'El Abiodh sidi cheikh:

La figure (IV.3) illustre la courbe annuelle en 3D en temps réel de la demande énergétique de la région d'El-Abiodh sidi Cheikh pendant l'année 2018 (l'année d'étude et toutes les données utiliser dans ce travail). La consommation électrique annuelle de la région s'élève à 68 GWh. Ces charges représentent différents consommateurs d'électricité tels que les maisons, les écoles, les hôpitaux, les fermes agricoles et diverses petites industries. A partir de la courbe on arrive à y voir que les valeurs sont plutôt faibles durant l'hiver mis à part dans les heures tardives du soir. Bien que la majorité de la charge apparait durant le période d'été (Mai jusqu'à Septembre), ce qui peut être expliqué par des besoins d'irrigation et de climatisation. C'est l'avantage qui pourrait être bénéfique du point de vue du fonctionnement du système PV.

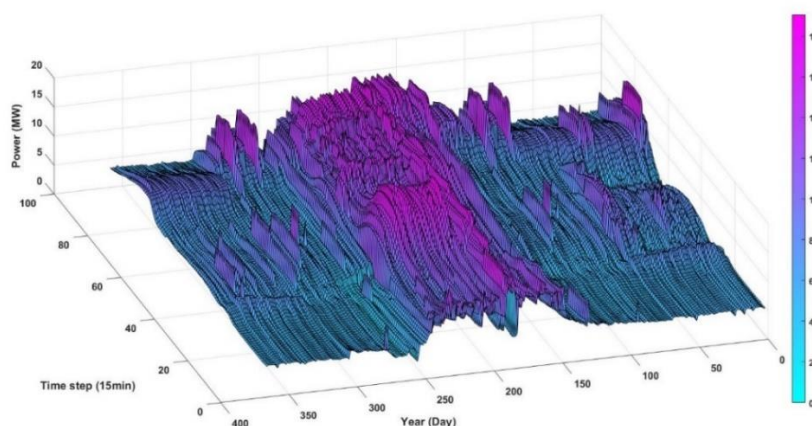


Figure IV. 3 La consommation énergétique annuelle de la région d'El Abiodh sidi cheikh

Si l'on regarde la courbe de charge (figure (IV.4)), la consommation électrique journalière varie entre 90MWh/jour à 180MWh/jour avec des valeurs de puissance varie entre 4MW à 20 MW. L'allure de consommation sur une journée est caractérisée par 4 points important : le creux de nuit (00h à 06h), qui correspond au minimum de la consommation sur les 24 heures de la journée lorsque l'activité humaine est restreinte, la pointe du matin (10h à 12h), le creux d'après-midi (13h à 17h) et la pointe du soir. Il faut bien noter que tous les jours de l'année, la consommation électrique connaît un pic le soir qui se produit toujours à partir de 19h, jusqu'à 23h.

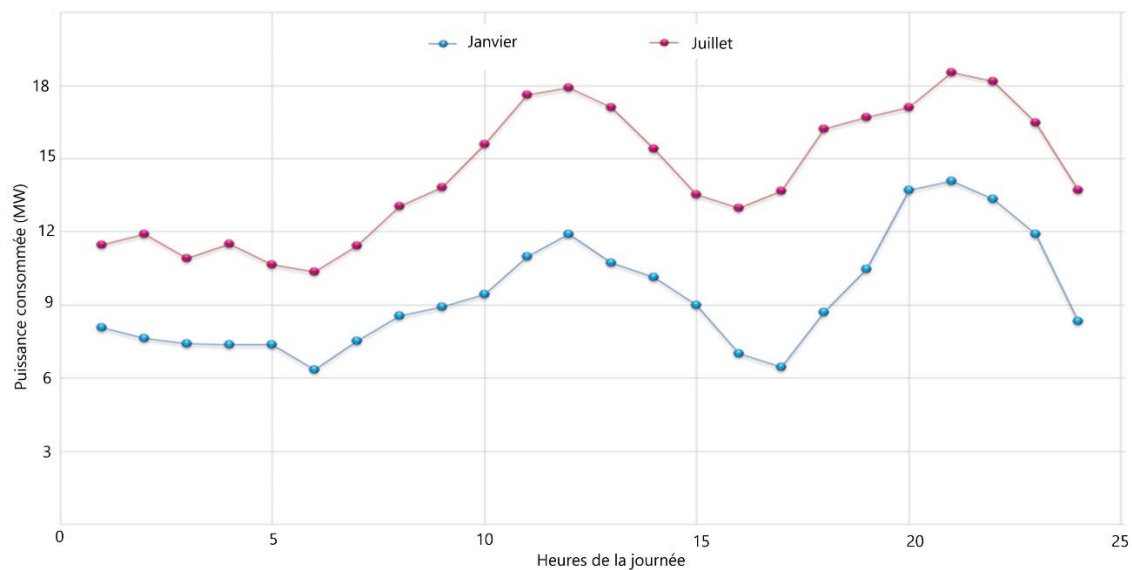


Figure IV. 4 La consommation énergétique journalière de la région d'El Abiodh sidi cheikh:

IV.1.3 Problématique :

Comme on peut le voir à partir de la figure (IV.5), une part importante de la production photovoltaïque n'est pas en adéquation avec la demande énergétique. La variation de la production PV et la demande ne favorise ni l'optimisation de l'énergie PV, ni l'autonomie énergétique. Du fait du caractère intermittent et du non synchronisme entre la production PV et la consommation, on s'aperçoit de la nécessité d'y associer du stockage pour augmenter la pénétration PV.

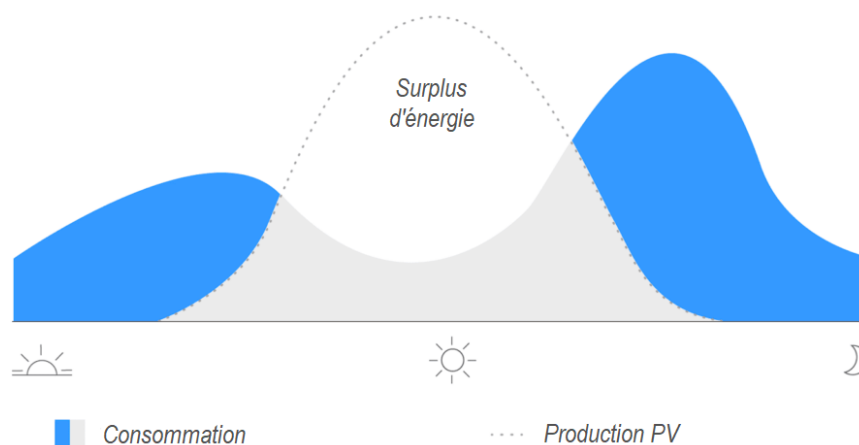


Figure IV. 5 Problème de l'inadéquation entre la production et la consommation.

IV.2 Structure du système prévu :

La figure (IV.6) présente le schéma synoptique du nouveau système PV avec le stockage hybride que nous avons proposé, le système constitué de la centrale photovoltaïques et le système de stockage hybride qui constitué de banc de batterie et super condensateur, ils sont connectés au bus AC commun via des convertisseurs DC/AC réversibles car le processus de charge et décharge se fait avec des courants continus, cette topologie appelé hybride active parallèle (voir chapitre I) permet la contrôlabilité complète et indépendante des ESS avec un bon rendement des convertisseurs de puissance. L'ensemble du système est connecté à une salle de contrôle équipée par tous les moyens nécessaires pour contrôler le flux d'énergie entre les composants du nouveau système et le consommateur. Le choix du couplage du système de stockage d'énergie avec la centrale PV se limite à un couplage AC centralisé qui est la meilleure option pour notre cas, comme nous l'avons vu dans le premier chapitre.

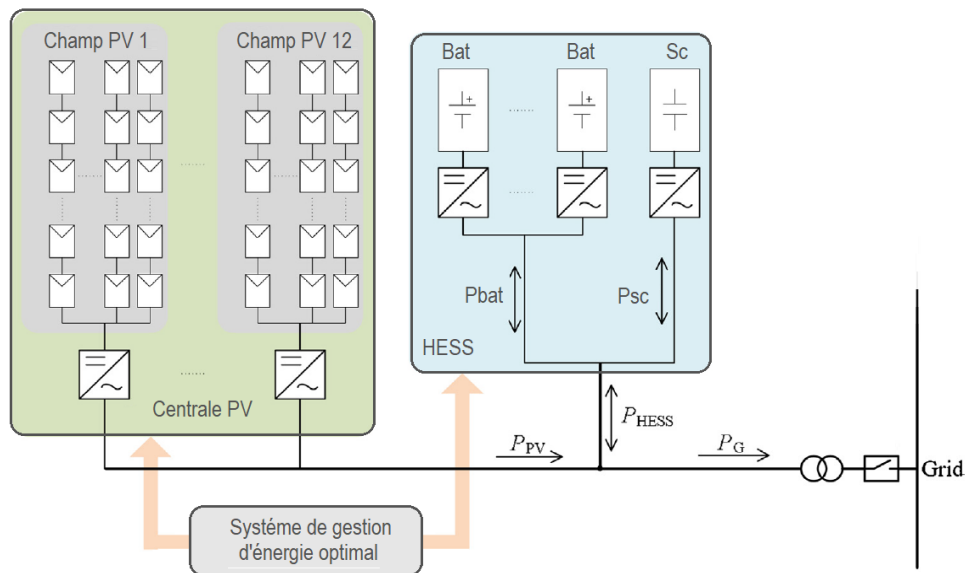


Figure IV. 6 Schéma de raccordement des différents éléments

IV.2.1 La stratégie de gestion d'énergie :

On a vu dans la partie précédente que l'allure de la demande énergétique journalière est toujours caractérisée par deux pics de consommation, le pic de jour et le pic de nuit qui se produit toujours à partir de 20h jusqu'à minuit. Donc, notre but est de prolonger la durée de fonctionnement de la centrale, en stockant l'énergie produite par la centrale PV pendant le surplus de production où il y a le prix le plus bas car la consommation est moins importante, et de restituer l'énergie pendant le pic de consommation de soir où le prix devrait être plus important. Dans ce cas, la centrale PV devient capable d'assurer au moins les deux pics journaliers ce qui augmente la pénétration PV comme illustré par la figure (IV.7).

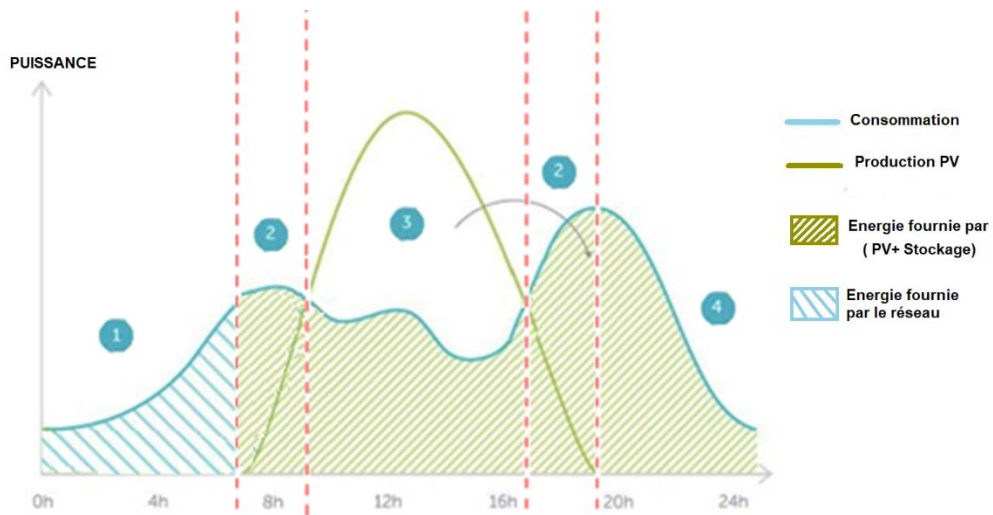


Figure IV. 7 La stratégie de gestion d'énergie

La figure (IV.8) présente l'organigramme principal proposé de la stratégie de gestion d'énergie optimale pour prendre les décisions concernant la répartition d'énergie produite, le contrôle de la charge et la décharge des systèmes de stockage (Batterie/ super-condensateur) et également d'équilibrer la production/demande. De plus, cet algorithme de contrôle extrait les performances maximales de chaque stockage en assurant leur fonctionnement dans l'intervalle du rendement le plus efficace. Par conséquent, le système fonctionnera efficacement, la fiabilité sera maximisée. En outre, dans notre cas, les batteries sont considérées comme une source d'énergie qui ne dépasse pas la puissance nominale, si la demande est supérieure à cette puissance, dans ce cas les super condensateurs seront sollicités pour assurer cet écart.

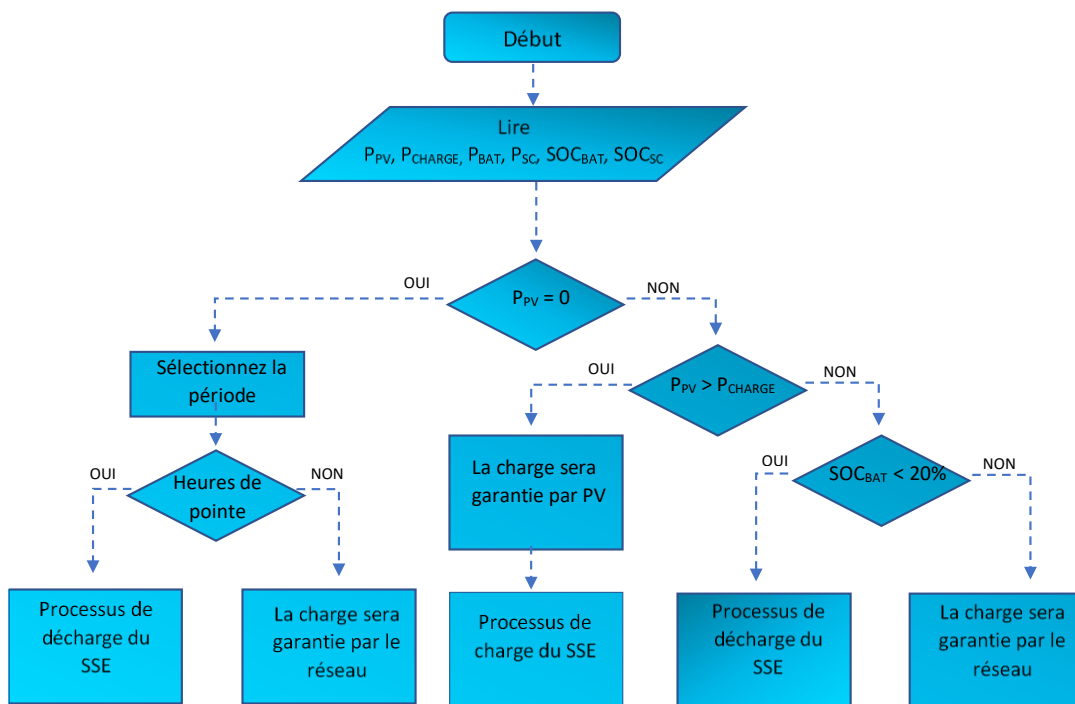


Figure IV. 8 l'organigramme principal de la stratégie de gestion d'énergie optimale

A partir de l'organigramme, on déduit qu'il existe quatre scénarios pour la gestion de l'énergie produite par le nouveau système :

- **Scénario 1 :**

Pendant les heures creuses, lorsque l'énergie photovoltaïque est nulle, la consommation doit être assurée auprès du réseau d'électrique. Durant cette période, il est inutile d'utiliser le système de stockage même si la batterie est suffisamment chargée. La décharge de la batterie entraînant une perte de capacité de vieillissement de la batterie, elle sera ajoutée au coût de dégradation du coût de fonctionnement total.

- **Scénario 2 :**

Pendant les heures de pointe, lorsque la puissance PV fournie par la centrale PV est supérieure à la charge, le surplus sera envoyé pour charger le système de stockage (SSE).

- **Scénario 3 :**

Pendant les heures creuses, lorsque l'énergie PV n'est pas suffisante pour alimenter les charges, la consommation doit être assurée par la production PV et par le système de stockage. Si L'SSE est inférieur à la consommation l'écart sera assuré par le réseau électrique.

- **Scénario 4 :**

Pendant les heures de pointe, lorsque la puissance PV est nulle, la consommation sera assurée par L'ESS. Si L'ESS est inférieur à la consommation l'écart sera assuré par le réseau électrique.

IV.2.2 Le processus de la charge de système de stockage hybride :

La figure (IV.9) présente le processus de la charge de système de stockage hybride. En premier lieu, il faut s'assurer la demande énergétique lorsque l'énergie PV produite est supérieure à la consommation et par la suite nous avons différentes situations :

Lorsque les SCs sont chargés a 100%, on vérifie l'état de charge des batteries et si elles sont aussi chargées a 100%, le surplus sera envoyé au réseau. Sinon, si les batteries ne sont pas chargées on compare leur état de charge avec le surplus de la production photovoltaïque et on les charge suivant cet aspect. Quand les supercondensateurs ne sont pas chargés à leur maximum, ils sont en premier mis en charge avec le surplus de production ensuite les batteries si nécessaire et la différence sera envoyer au réseau électrique.

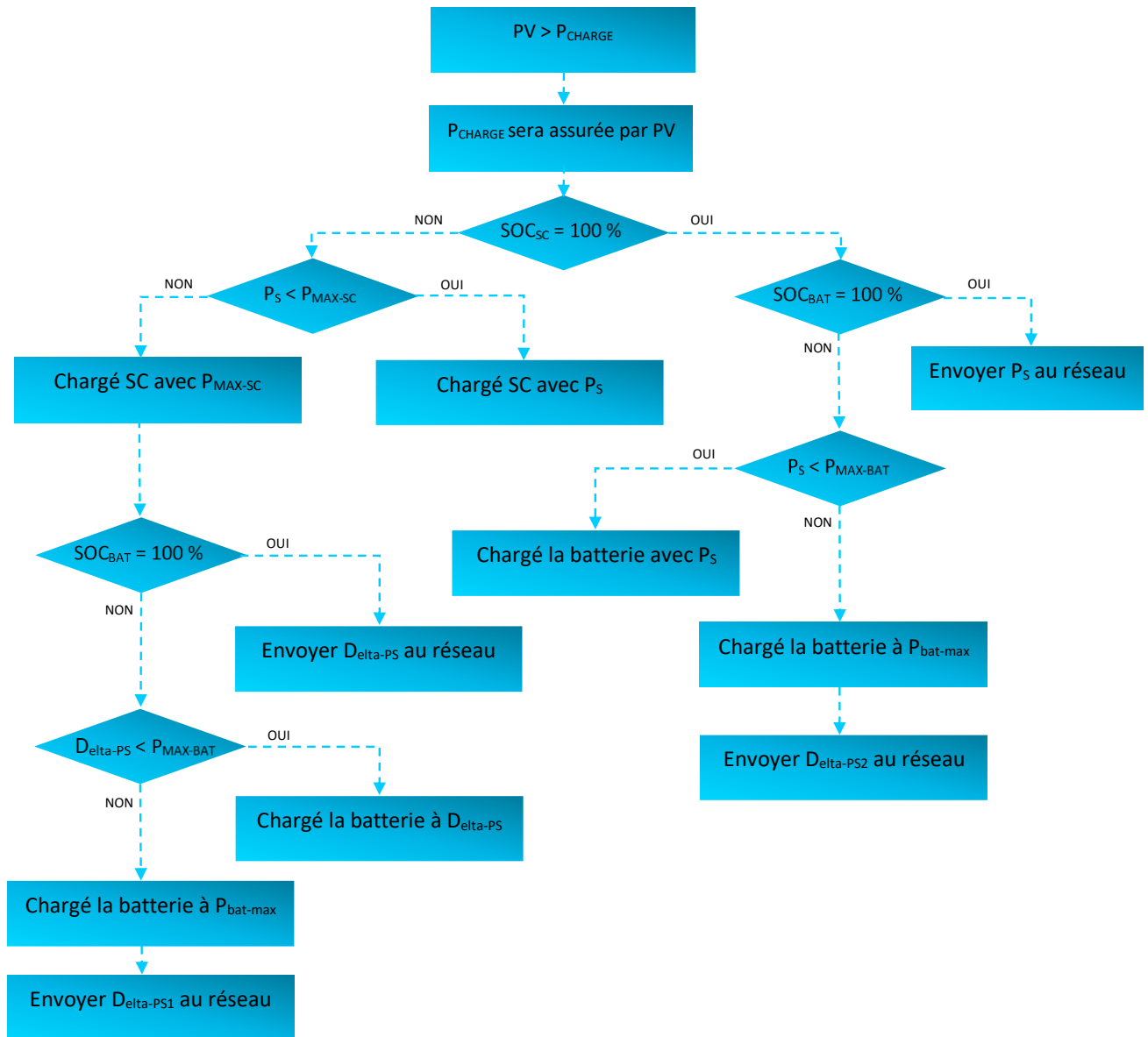


Figure IV. 9 le processus de la charge de système de stockage hybride

IV.2.3 Le processus de la décharge de système de stockage hybride:

La figure (IV.10) présente le processus de la décharge de système de stockage hybride, pendant les heures de pic, si les batteries ont atteint leur limite de décharge il faut faire appel au réseau électrique pour subvenir aux besoins énergétiques. Sinon lorsque la demande est inférieure à l'énergie stockée dans les batteries, elles sont déchargées pour palier au creux. La demande peut aussi être assurée par les SCs dans le cas contraire ou par le réseau selon la nécessité.

Lorsque la production PV est inférieure à la consommation en dehors des heures de pointes; si les batteries sont à moins de 20%, on utilise l'énergie du réseau. Sinon l'écart sera assuré par le système de stockage.

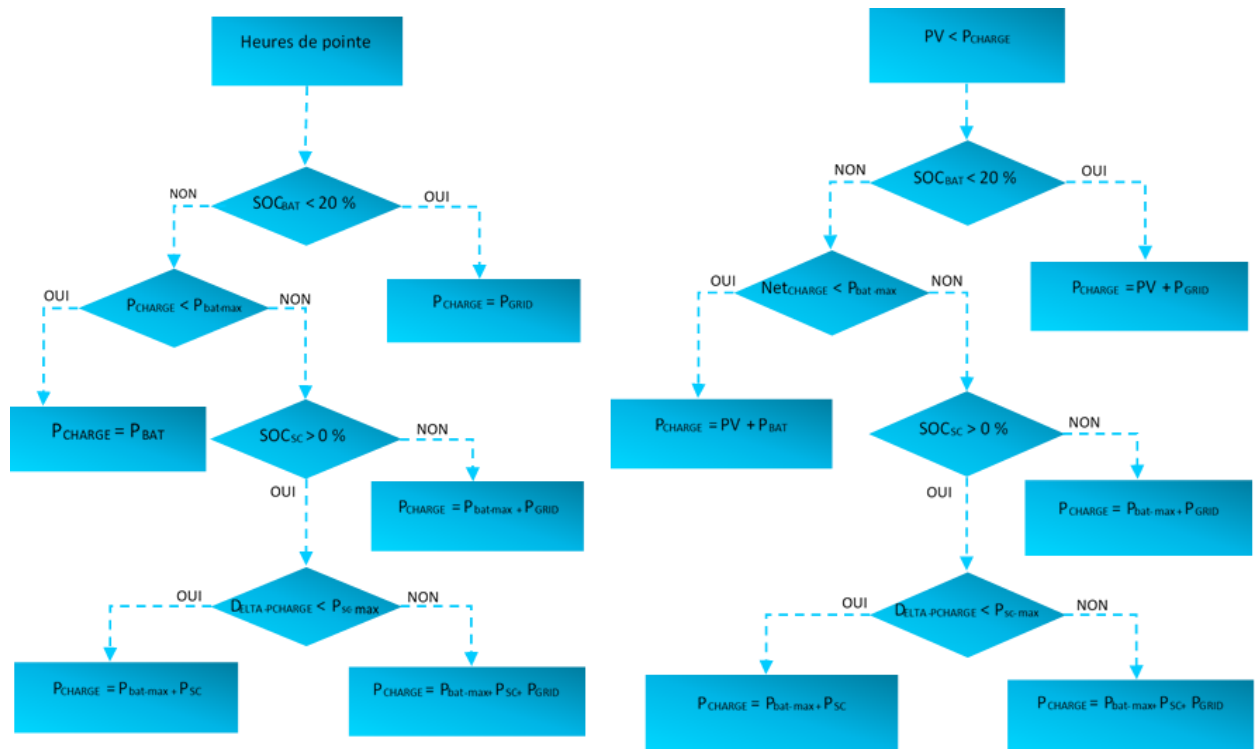


Figure IV. 10 le processus de la décharge de système de stockage hybride

IV.3 Méthode d'optimisation :

Dans cette étude, nous avons choisi la méthode Grey Wolf Optimization (GWO) pour résoudre le problème de dimensionnement optimal du système de stockage. La robustesse et la supériorité de l'algorithme GWO par rapport à d'autres algorithmes est démontrée dans de nombreux travaux de recherches [89] [90] [91] [92]. Par conséquent, nous n'évaluons pas les performances de ces méthodes méta-heuristiques, mais nous l'utilisons comme un outil dans l'optimisation de la capacité de stockage pour notre système PV.

Le but de ce travail est d'optimiser la capacité d'un système de stockage afin d'avoir une alimentation fiable et économique, qui se compose de notre système PV réel et un SSE. Précédemment, nous avons vu dans le premier chapitre que le dimensionnement d'un SSE se fait à la base des différents critères technico-économiques. De point de vue technique, la continuité d'approvisionnement en énergie est considérée comme un facteur primordial dans le dimensionnement d'un système PV avec stockage. Et elle est évaluée par des critères de fiabilité. Dans notre étude, la fiabilité d'alimentation est exprimée en termes de la pénétration PV. Par ailleurs, un niveau supérieur de pénétration PV doit être atteint avec un coût acceptable, donc un autre objectif d'optimisation est de minimiser le coût global du système de stockage. Pour cela, l'évaluation économique de dimensionnement de stockage est formulée sur la base du coût de stockage (LCOS).

Dans notre travail, nous avons choisi la méthode multi-objective MOGWO pour résoudre le problème de capacité du système de stockage, en maximisant le niveau de pénétration PV avec un coût minimum du stockage. Dans ce sens, deux fonctions objectives ont été formulées pour maximiser la pénétration PV et minimiser le coût de stockage d'énergie (LCOS) en fonction des variables de décision qui se

réagissent comme les configurations de puissance/énergie de stockage pour augmenter l'autonomie énergétique de ce nouveau système.

La première fonction objective présentée dans l'équation (IV.1) maximise la pénétration du nouveau système pendant une période spécifiée, $[t_0, t_f]$.

$$\text{Max } \sum_{t=t_0}^{t_f} E_{EnR(d,t)} / E_{charge(d,t)} \times 100 \% \quad \text{IV. 1}$$

La deuxième fonction objective présentée dans l'équation (IV.2) minimise le coût actualisé de l'énergie de stockage (LCOS) pendant une période spécifiée, $[t_0, t_f]$.

$$\text{Min } \sum_{t=t_0}^{t_f} LCOS (\text{€/Mwh}) \quad \text{IV. 2}$$

Avec,

- E_{EnR} , énergie produite par la centrale PV + stockage (MWh/an),
- E_{charge} , demande énergétique (MWh/an).

Ces deux derniers indices technico-économiques sont les principaux objectifs à optimiser pour obtenir un niveau élevé de fiabilité de ce nouveau système. La pénétration du système PV et le coût de stockage sont calculés comme suite:

IV.3.1 Taux Pénétration de système PV.

Le taux de pénétration (photovoltaïque) représente le rapport entre l'énergie annuelle produite par la centrale PV et la demande énergétique annuelle [93]. Donc, c'est un facteur important pour déterminer les performances de l'hybridation de la centrale PV avec le système de stockage d'énergie. Il est exprimé en pourcentage et défini par le taux de pénétration en puissance (T_{PP}) et le taux de pénétration en énergie (T_{PE}) [94].

IV.3.1.1 Taux de Pénétration en Puissance (T_{PP}) :

Il est défini comme le rapport entre la puissance produite par la centrale PV et la demande énergétique à chaque instant (t). Il est défini par l'équation (IV.3)

$$T_{PP} = P_{EnR}(t) / P_{charge}(t) \quad \text{IV. 3}$$

$$P_{EnR}(t) = P_{PV}(t) + P_{stock}(t) \quad \text{IV. 4}$$

Avec,

- $P_{EnR}(t)$, puissance produite par la centrale PV et le système de stockage en instant (t) (MW),
- $P_{charge}(t)$, la consommation énergétique (MW).
- $P_{pv}(t)$, puissance produite par la centrale PV (MW).
- $P_{stock}(t)$, puissance système de stockage (MW).

IV.3.1.2 Taux de Pénétration en Energie (T_{PE}) :

Il est défini comme le rapport entre l'énergie annuelle produite par le système PV+stockage et l'énergie annuelle consommée, il s'exprime (en %) par la relation (IV.5):

$$T_{PE} = E_{EnR} / E_{charge} \times 100 \% \quad \text{IV. 5}$$

Avec,

- E_{EnR} , énergie produite par la centrale PV + stockage (MWh/an),
- E_{charge} , demande énergétique (MWh/an).

IV.3.2 Modèles de coûts du système de stockage d'énergie :

En général, le coût total d'une technologie de stockage, appelée LCCOS, est le sigle anglais de Life cycle Cost of Storage Energy, signifiant « le coût du cycle de vie de stockage de l'énergie », comprend les coûts d'investissements, les coûts fixes et variables d'exploitation et de maintenance et les coûts de remplacement [95]. LCCOS montre les dépenses économiques pendant la durée de vie d'une technologie de stockage dans un projet.

Il est généralement exprimé sous forme annualisée (€/kW-an), pour donner un chiffre annuel du coût total du cycle de vie d'une technologie de stockage. Dans lequel LCCOS rapporte des informations sur les facteurs opérationnels autour d'un système de stockage d'énergie, en plus de ses spécifications techno-économiques [96]. LCCOS est exprimé dans l'équation (IV.6) [97],

$$LCCOS = C_{CAP} + C_{OM} + C_{REP} \quad IV. 6$$

Avec,

- C_{CAP} , le coût d'investissement.
- C_{OM} , le coût total d'exploitation et de maintenance.
- C_{REP} , le coût de remplacement.

En outre, le coût actualisé d'une technologie de stockage, appelée LCOS en €/MWh, est le sigle anglais de Levelized Cost of Storage Energy, signifiant « le coût actualisé de stockage de l'énergie », peut être obtenu en divisant LCCOS par le nombre d'heures de fonctionnement du système de stockage dans une année, comme indiqué dans l'équation (IV.7) [97]. :

$$LCOS = 100 \times (LCCOS / (h_d \times d)) \quad IV. 7$$

Avec,

- h_d , c'est le nombre d'heures de fonctionnement par jour.
- d , c'est le nombre de jours de fonctionnement par année.

IV.3.2.1 Le coût d'investissement :

Le coût d'investissement initial (C_{CAP}), peut être divisé en trois parties principales comme indiqué dans l'équation (IV.8), dans lesquelles la première partie (C_{SC}) exprime le coût de dispositif de système de stockage en €, la seconde partie (C_{PC}) exprime le coût des convertisseurs de puissance en €, et la troisième partie (C_{BP}), exprime les autres coûts en € tels que les transformateurs, dispositifs de protection et le système de refroidissement.

$$C_{cap}^{initial} = C_{SC} + C_{PC} + C_{BP} \quad IV. 8$$

Le coût total actualisé (C_{CAP}) du système de stockage est calculé en utilisant un ratio pour déterminer la valeur actualisée d'une série de coûts annuels égaux sur une période fixe, ce qu'on appelle le facteur de recouvrement du capital (RF). RF exprimé par l'équation (IV.9):

$$RF = \frac{i(1+i)^y}{(1+i)^y - 1} \quad IV. 9$$

Avec,

- i , est le taux d'intérêt
- y , est la durée de vie du projet,

Le C_{CAP} est exprimé par l'équation (IV.10), où P est la puissance nominale en MW.

$$C_{cap} = \frac{C_{cap}^{initial}}{P} \times RF \quad IV. 10$$

Le coût de dispositif de stockage (C_{SC}) dépend fortement de la capacité de stockage. Il est exprimé par la relation (IV.11).

$$C_{SC} = c_s \left(\frac{E}{\mu \times DOD_{max}} \right) \quad IV. 11$$

Avec,

- C_s est le coût du dispositif de stockage par unité de capacité en €/kWh.
- E est la capacité de stockage en kWh.
- μ est l'efficacité de stockage.
- DOD_{max} est la profondeur maximale de décharge du stockage.

Le C_{CP} dépend de la puissance nominale du système de stockage, et il est exprimé par l'équation (IV.12).

$$C_{PC} = c_{pc} \times P \quad IV. 12$$

Les autres coûts, tels que le transformateur de puissance, les dispositifs de protection, le système de refroidissement sont représentés en fonction de la puissance su stockage, comme indiqué par l'équation (IV.13).

$$C_{BP} = c_{bp} \times P \quad IV. 13$$

IV.3.2.2 Coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'exploitation et de maintenance (C_{OM}) sont classés en coûts fixes qui ne dépendent pas de la phase d'exploitation du stockage, et en coûts variables qui dépendent de la phase d'exploitation du stockage pendant la durée de vie de projet.

Tout d'abord, le coût fixe actualisé de fonctionnement et de maintenance du stockage par puissance nominale (€/kW-an) peut être formulé en utilisant le facteur d'annualisation (FA), dans lequel le taux de variation du coût fixe d'exploitation et de maintenance (V_{FC}) est inclus, comme indiqué par l'équation (IV.14):

$$F_A = RF \left(\sum_{m=1}^{m=y} \frac{(1 + V_{FC})^m}{(1 + i)^m} \right) \quad IV. 14$$

Par conséquent, le coût fixe annualisé d'exploitation et de maintenance du stockage (C_{FOM}) peut être exprimé par la relation (IV.15):

$$C_{FOM} = c_{fixed} \times F_A \quad IV. 15$$

Où,

- C_{fixed} est le facteur du coût fixe d'exploitation et de maintenance (€/kW).

Deuxièmement, le coût variable annualisé de fonctionnement et de maintenance du stockage est représenté par l'équation (IV.16):

$$C_{VOM} = B_{elec} \times \left(\frac{d}{24} \right) \times \frac{h_d}{\mu} \times F_B \quad IV. 16$$

$$F_B = RF \left(\sum_{m=1}^{m=y} \frac{(1 + V_{elec})^m}{(1 + i)^m} \right) \quad IV. 17$$

Avec,

- B_{elec} , est le prix de l'énergie du marché en (€/kWh)
- d , le nombre total de jours de fonctionnement par année,
- h_d , le nombre d'heures de fonctionnement par jour.
- V_{elec} , est le taux de variation de B_{elec} .

Enfin, le coût total d'exploitation et de maintenance du stockage (C_{OM}) est indiqué par l'équation (I.18) :

$$C_{OM} = C_{FOM} + C_{VOM} \quad IV. 18$$

IV.3.2.3 Coût de remplacement

En général, la durée de vie du projet PV est supérieure à celle de système de stockage. Pour cette raison, le coût de remplacement du stockage devrait être inclus dans le modèle de coût dynamique de stockage. Il convient de mentionner que ce n'est pas le cas pour la durée de vie des convertisseurs ou le reste de l'équipement utilisé dans le système de stockage, car ils peuvent fonctionner durant toute la durée de vie du centrale PV. Ainsi, les coûts de remplacement annualisés peuvent être formulés par l'équation (IV.19):

$$C_{rep} = B_{rep} \times \frac{h \times N}{\mu} \times F_{rep} \quad IV. 19$$

Le facteur de coût de remplacement annuel (F_{REP}) est exprimé par la relation (IV.20):

$$F_{rep} = RF \left(\sum_{m=1}^{m=N} \frac{1}{(1 + i)^{m \times A}} \right) \quad IV. 20$$

Avec

- Crep est le coût total de remplacement de stockage,
- Brep est le coefficient de coût de remplacement en €/kWh,
- N est le nombre de remplacements pendant la durée de vie de projet,
- A est la période jusqu'à ce que le remplacement de stockage soit nécessaire.

Sur la base de [98] [99] [100] [101] [102], les paramètres techniques requis pour réaliser le modèle de coût du système de stockage sont résumés dans le tableau (IV.1).

Tableau IV. 1 les paramètres techniques requis pour réaliser le modèle de coût du système de stockage

Caractéristique	Batterie (Li-ion)
P (MW)	[10 - 50 MW]
E (MWh)	[10 - 150 MW]
C _s (€/kWh)	795
C _{pc} (€/kW)	463
C _{bp} (€/kW)	80
C _{fixed} (€/kW)	6.9
B _{rep} (€/kWh)	795
S _{dis} (pu)	2×10^{-3}
μ (%)	95
DODmax (%)	80
d (day)	365
hd(hour)	-
nc (cycles)	4500
N	1
A (year)	12.5

IV.4 Résultats d'optimisation :

IV.4.1 Pénétration de la centrale PV :

La figure (IV.11) présente la pénétration de notre système par rapport à la demande énergétique en fonction de différentes capacités de stockage. Ces résultats sont basés sur la comparaison de la pénétration de système PV avec et sans l'intégration du système de stockage. Il faut bien noter que l'énergie annuelle maximale générée par la centrale PV assure que 64% de la demande énergétique de la région d'El Abiodh Sidi Cheikh et que la pénétration de la centrale PV actuelle (sans système de stockage) égale à 37.4% de la demande énergétique. A partir de la figure nous constatons que la pénétration PV augmente approximativement linéairement avec l'augmentation de la taille de stockage. Cependant, à mesure que nous augmentons la capacité de stockage au-delà de 100 MWh, le taux de pénétration commence à se stabiliser avec une valeur de 62 %, une fois que la capacité de stockage atteint ce point, l'augmentation supplémentaire de la capacité n'affecte pas la pénétration du système et cela nous montre que le système a atteint sa pénétration maximale. De plus, les variations de la valeur de puissance du système de stockage au-dessus de 15MW n'affectent pas la pénétration.

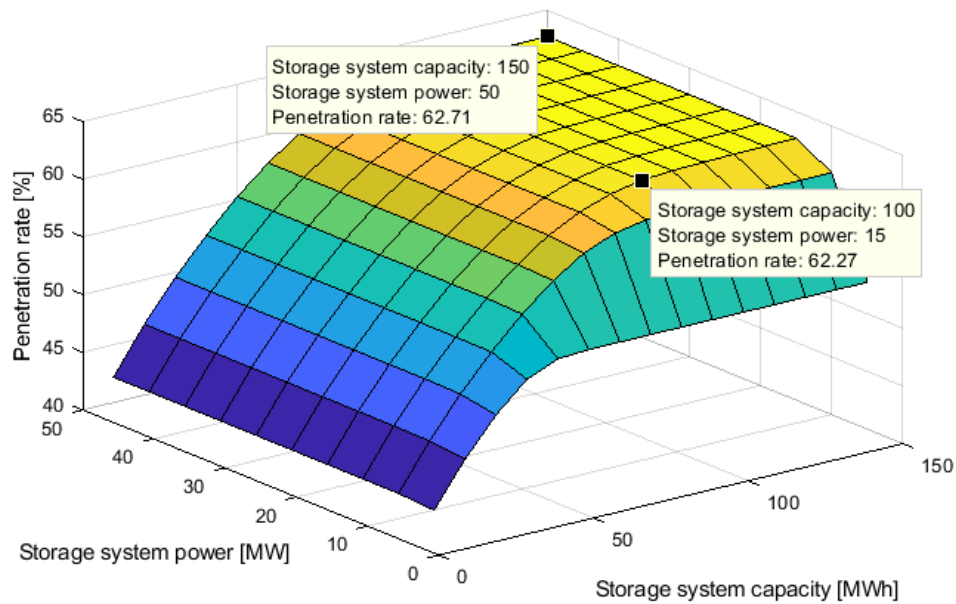


Figure IV. 11 la pénétration du système par rapport à la demande énergétique en fonction de différentes capacités de stockage

IV.4.2 La capacité de stockage idéal:

Le niveau de pénétration n'est pas notre seule contrainte, nous devons également considérer une analyse économique. Sur la figure (IV.12), nous présentons les points optimaux donnés par la méthode MOGWO. Chacun des points correspond à une solution de capacité de batterie optimale pour un niveau de pénétration souhaité avec le coût le plus bas possible. Un système de stockage d'une puissance maximale de 15 MW et d'une capacité de 80 MWh constitue le choix optimal qui nous donne une pénétration de 60.87 % avec un LCOS de 162 €/MWh, prouvant un bon accord avec les valeurs de LCOS obtenue avec d'autres systèmes de stockages par batterie à grande échelle situées dans différentes zones [103]. À partir de cette valeur, l'augmentation de la capacité du stockage ne devient pas rentable même s'il y a une légère augmentation de la pénétration.

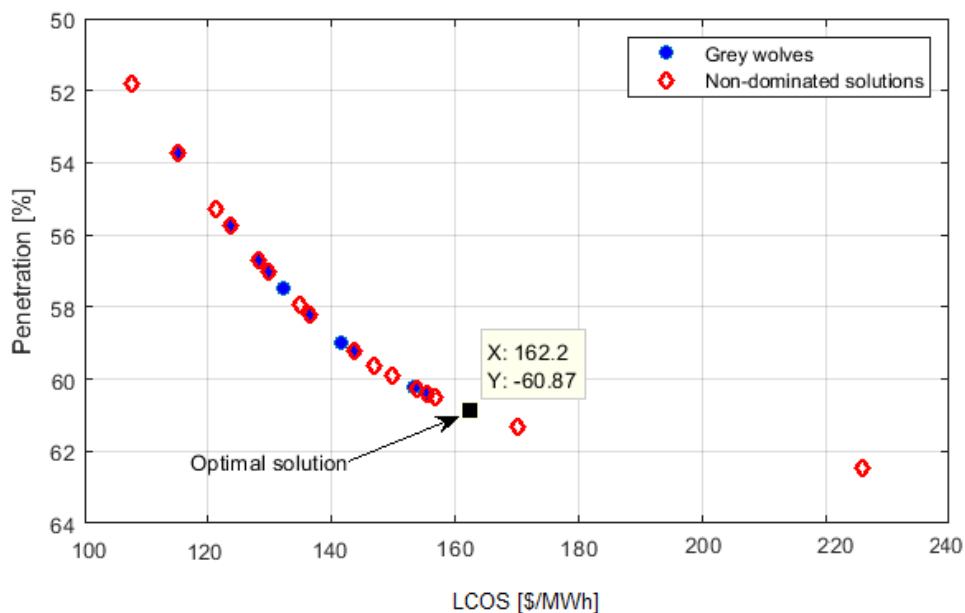


Figure IV. 12 les points optimaux donnés par la méthode MOGWO

IV.4.3 Revenu de la centrale :

Plusieurs pays développés (comme l'Amérique, Allemagne, France, Espagne....ect) ont entrepris des réformes sur le mode de tarification de l'électricité renouvelable, qui reflètent plus précisément les coûts de production et les conditions du marché [104]. En outre, ces réformes visent à moderniser le secteur, tout en incitant les investisseurs en énergie solaire photovoltaïque à investir davantage dans les systèmes de stockage d'énergie afin d'augmenter d'une part leur revenus et d'autre part le taux de pénétration renouvelable, particulièrement dans les périodes de forte demande. L'une des modes de tarification les plus utilisés est le système de tarification selon l'heure d'utilisation, appelée TOU, est le sigle anglais de Time Of Use tariffs [105]. Comme son nom l'indique, les prix sont variables au cours d'une journée et sont déterminés en fonction de la demande énergétique. Généralement, ils sont divisés en deux catégories, les heures de pointe lorsque la demande est élevée et heures creuses lorsque la demande est faible.

Suivant le règlement algérien le prix de vente du KWh d'énergie électrique d'origine renouvelable pour les installations d'une puissance supérieure à 5 MW est fixe avec une valeur 12 DA sans tenir compte des temps d'utilisation [106].

Donc pour calculer les revenus annuels de la centrale on multiplie la quantité d'énergie en Kw généré fois le prix définit du KW (voir l'équation (IV.21)).

$$RE = E_{prod} \times P_{vente} \quad IV. 21$$

$$RE = 43261400 \text{ KWh/ans} \times 12 \text{ dzd} = \mathbf{519.136.000 \text{ DZD/Ans}}$$

Si nous appliquons le mode de tarification selon l'heure d'utilisation dans notre cas, nous constatons que les revenus de la centrale sont considérablement plus élevés de 60% que ceux de la centrale PV actuelle (voir figure (IV.13) et tableau (IV.2)).

$$RE = ((E_{prod-pic} \times P_{vente-pic}) + (E_{prod-offpic} \times P_{vente})) = \mathbf{823.248.000 \text{ DZD/Ans}}$$

Avec:

- RE : revenue annuelles de la centrale PV en DZD.
- E_{prod} : la quantité d'énergie annuelles fournit par la centrale.
- $E_{prod-pic}$: la quantité d'énergie fournit par la centrale pendant les heures de pointe.
- $E_{prod-offpic}$: la quantité d'énergie fournit par la centrale pendant les heures creuses.
- P_{vente} : le prix de vente défini en DZD par KWh.
- $P_{vente-pic}$: le prix de vente pendant les heures de pointes.

Heurs de consommation

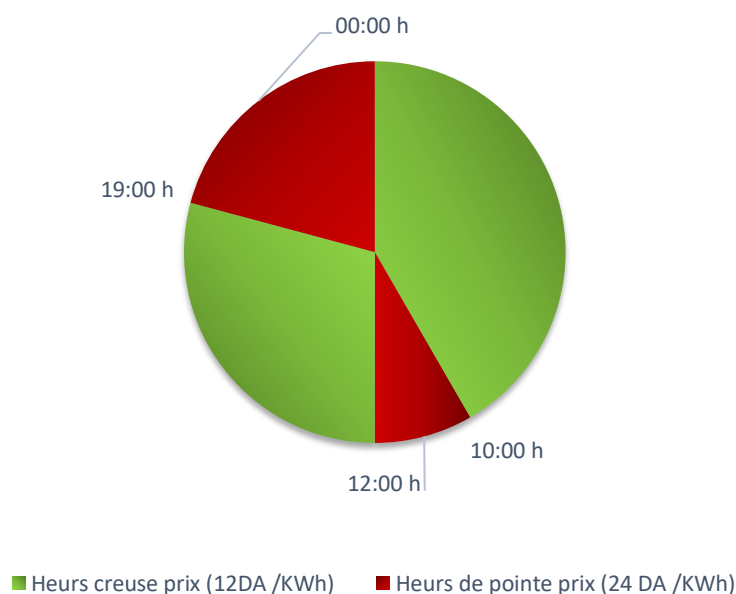


Figure IV. 13 le prix de vente du kWh par rapport à l'heure

Tableau IV. 2 Les revenus annuels de la centrale PV sans et avec système de stockage

	<i>Capacité de stockage optimal</i>	<i>Les revenus annuels</i>
<i>Sans système de stockage</i>	-	519.136.000 DZD/Ans
<i>Avec système de stockage</i>	P = 15 MW E = 80 MWh	823.248.000 DZD/Ans

IV.4.4 Gestion d'énergie produite par la centrale PV:

Trois configurations différentes ont été évaluées : la centrale PV sans stockage, la centrale PV avec batterie et enfin, la centrale PV avec système de stockage d'énergie hybride batterie/supercondensateur. Les courbes dans les figures (IV.14), (IV.15) et (IV.16) représentent bien le résultat de l'application de notre stratégie de gestion de l'énergie sur deux jours (typique) de différentes périodes, la couleur rose représente l'énergie que le réseau fournit pour la consommation, la couleur verte est l'énergie fournit par la centrale PV, la couleur bleue représente l'énergie fournit par les batteries et la couleur rouge représente l'énergie fournit par les supercondensateurs. Il faut bien noter que la consommation électrique dans ces deux jours égal à 340.48 MWh.

IV.4.4.1 La gestion d'énergie pour la central PV sans stockage:

La gestion d'énergie pour la centrale PV sans stockage est illustrée dans la figure (IV.14), une énergie de 119.93 MWh a été assuré par le la centrale PV, le reste (220.54 MWh) sera assuré par le réseau électrique. Dans ce cas la pénétration de la centrale PV égale à 35.22 %.

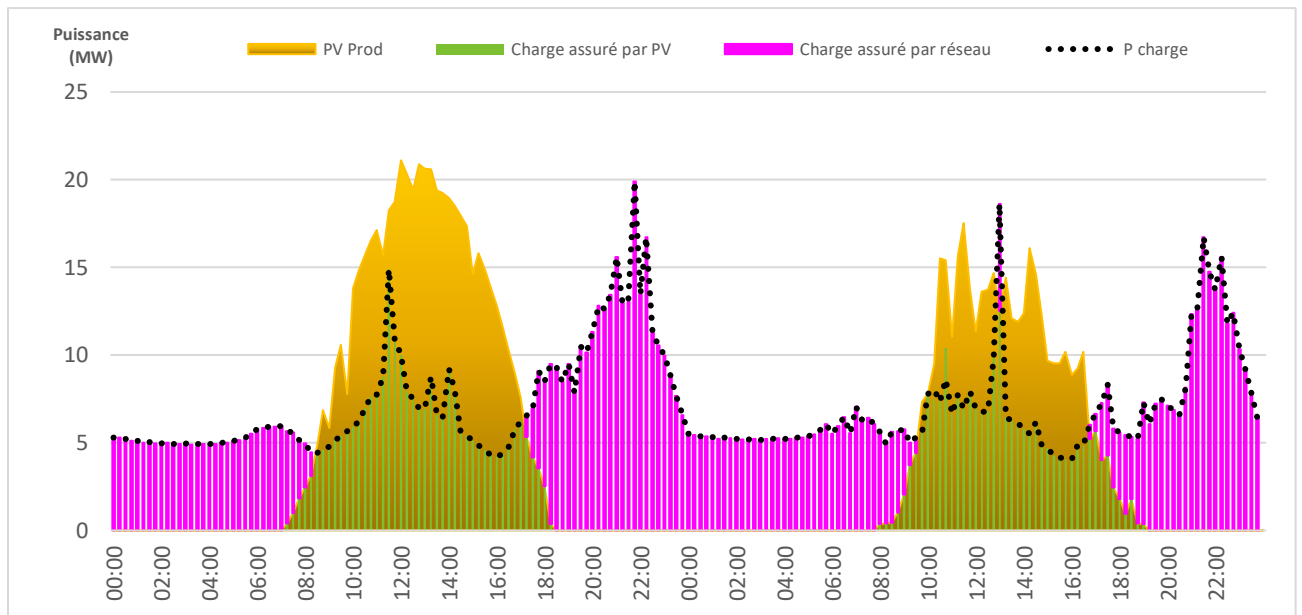


Figure IV. 14 La gestion d'énergie de la centrale PV sans stockage

IV.4.4.2 La gestion d'énergie pour le cas de la centrale PV avec stockage par batterie :

Dans le cas d'un système avec stockage par batterie, la centrale PV a assuré toujours une énergie de 119.93 MWh, tandis que le pack des batteries a fourni une énergie de 112.99 MWh, le reste (107.55 MWh) est assuré par le réseau électrique (voir la figure (IV.15)). Dans ce cas la pénétration du nouveau système (centrale PV+ Batterie) sous la capacité idéal (15MW/ 80 MWh) devient 68.40%.

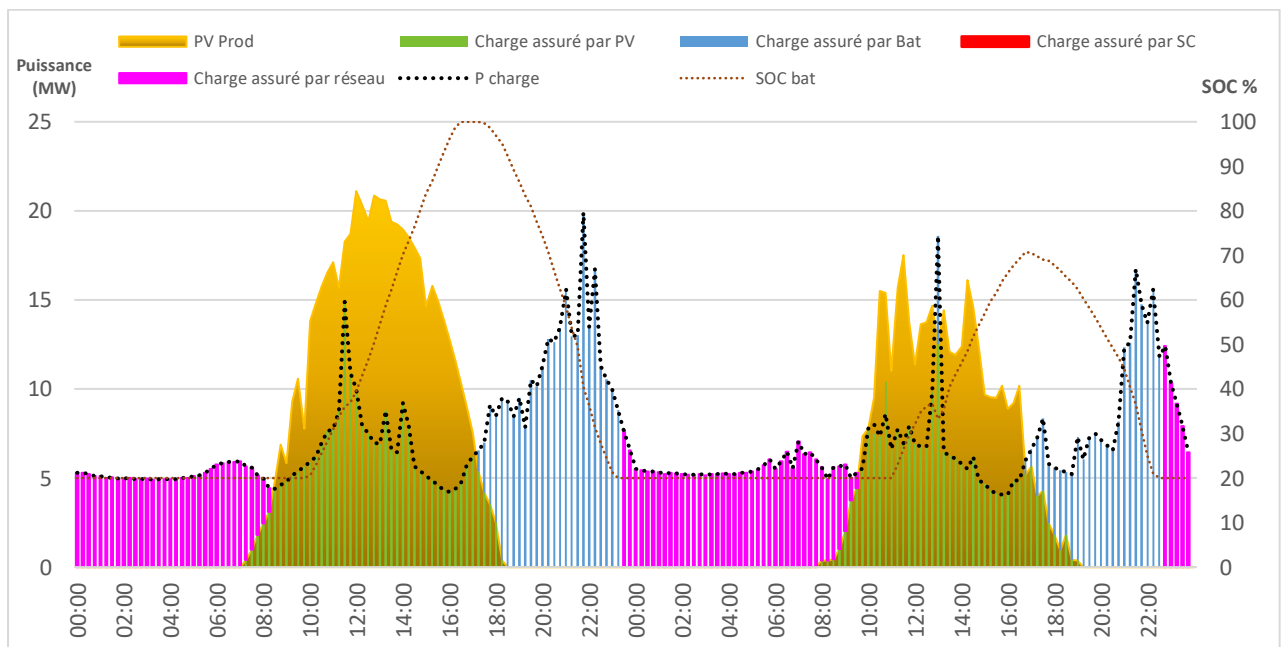


Figure IV. 15 la gestion d'énergie de la centrale PV avec stockage (batterie).

IV.4.4.3 La gestion d'énergie pour le cas de la centrale PV avec un stockage hybrid:

On a vu précédemment que la consommation électrique connaît parfois des pics qui dépasse la valeur de puissance idéal de système de stockage. Dans notre cas, l'intérêt principal de l'ajout des super-condensateurs est de réduire le stress dans les batteries pendant les fortes appels de puissance.

La figure (I.16) illustre le comportement du système de stockage hybride composé d'un ensemble de super condensateurs de 4 MW/2 MWh en plus de la capacité optimal des batteries. A partir de la figure nous constatons que la réponse de système devient plus dynamique avec les fortes appels de puissance sans utilisation de la batterie pour répondre à des besoins plus élevés que ça valeur optimale, cette stratégie permet d'augmenter la durée de vie de la batterie qui peut être étudié comme l'une des tendances futures.

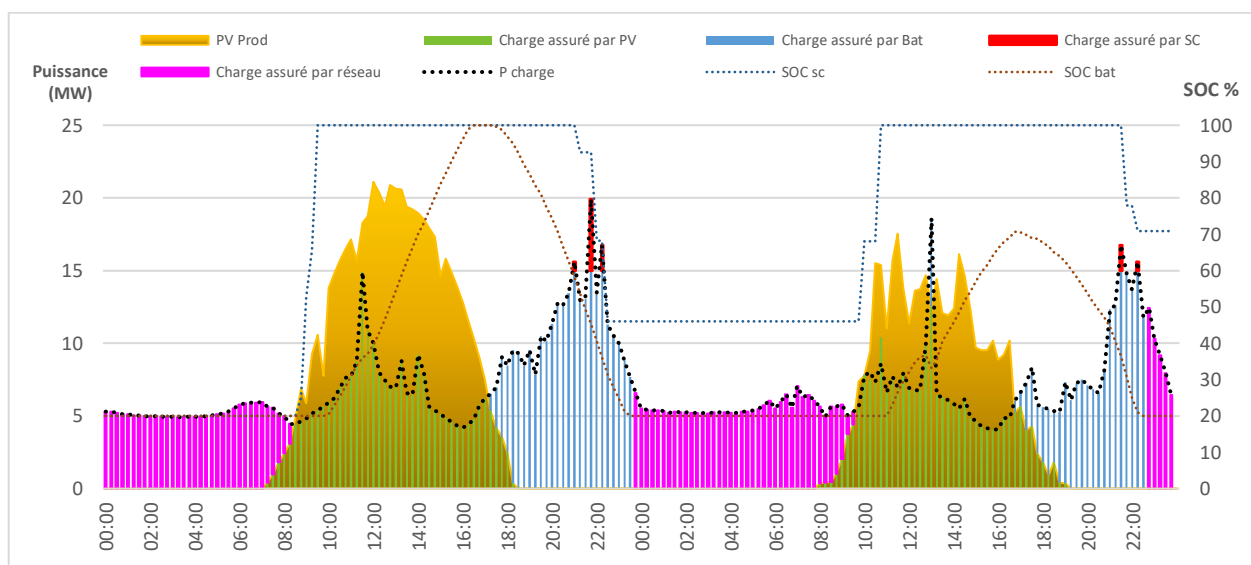


Figure IV. 16 la gestion d'energie de la centrale PV avec stockage hybride (batterie + super-condensateur)

Un autre intérêt qui pourrait être ajouté par les super-condensateurs est l'amélioration de la qualité d'énergie photovoltaïque. En pratique, la nature intermittente de l'énergie PV pose des problèmes en termes de stabilité, de qualité ou encore de sûreté de fonctionnement des réseaux électriques auxquels elles sont connectées, donc il est important de fournir une alimentation électrique de haute qualité. La figure (IV.17) nous montre que l'ajout des supercondensateur (4MW/ 2MWh) dans le système de stockage permet également de réduire les variations de puissance générée ce qui permet d'augmenter la qualité d'énergie de la centrale PV. Toutefois, il convient de noter que, lorsqu'il est question de la qualité de l'énergie produite par la centrale PV, il est nécessaire de traiter les données à au moins cinq minutes d'intervalle, étant donné la difficulté d'obtenir ces données. Nous nous sommes concentrés sur la façon d'analyser la qualité énergétique de la centrale.

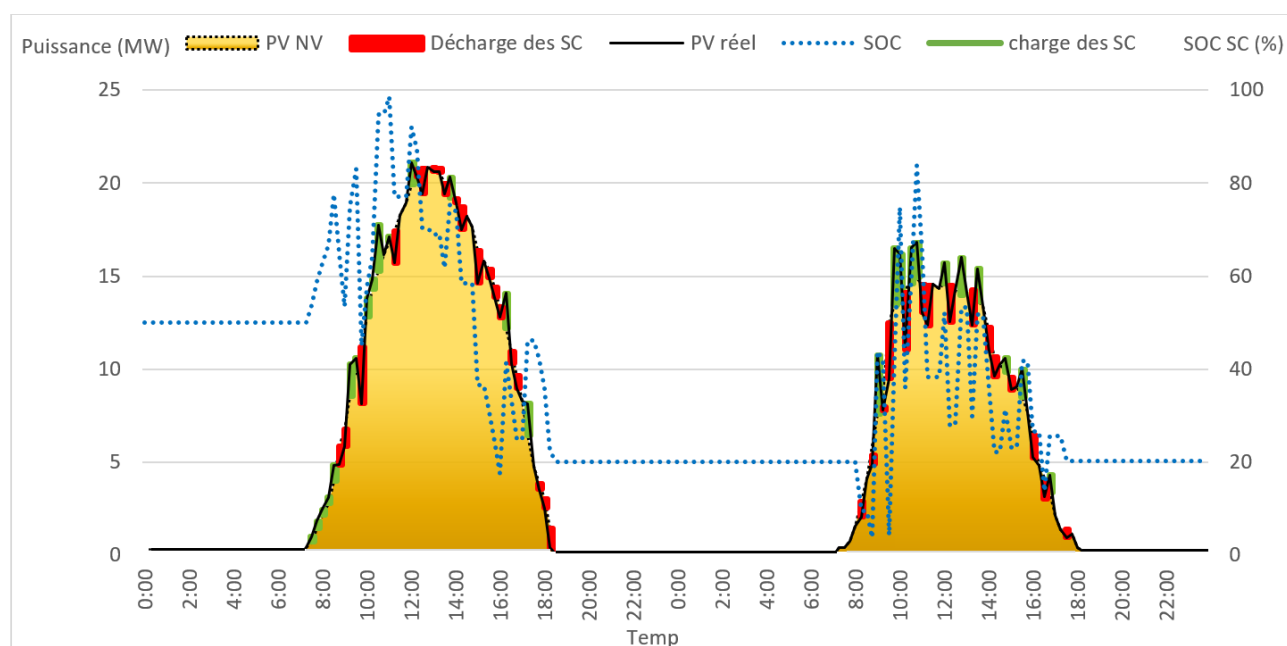


Figure IV. 17 l'impact des super-condensateurs sur la qualité d'énergie PV

IV.5 Conclusion :

Une méthodologie d'optimisation du dimensionnement du système stockage et de la gestion d'énergie de la centrale PV d'El Abiodh sidi cheikh a été présentée dans ce chapitre. Les deux critères choisis sont la pénétration du système PV et le coût du stockage. L'objectif de ce chapitre était de montrer comment l'insertion d'un moyen de stockage au sein d'un système PV raccordé au réseau permettait d'augmenter le taux d'intégration des EnR dans la production globale d'électricité. Il en résulte que l'ajout d'un système de stockage au sein de la centrale PV d'el Abiodh Sidi Cheikh a fait passer la valeur de sa participation dans la production globale de 37.4% à 60.82% et de ce fait diminue la production en provenance des sources fossiles par le même taux. Cependant, nous avons aussi déduit que la présence d'un seul moyen de stockage d'énergie ne permet pas d'atteindre entièrement objectif et répondre aux variations brusques de la charge. Donc l'hybridation du stockage est nécessaire par un supercondensateur. Ce dernier améliore les performances du système de production globale et met la batterie en abri des pics de charge ce qui augmente sa durée de vie.

Conclusion générale

Conclusion générale:

Ce travail s'inscrit dans la lignée de ceux qui contribuent à la concrétisation et à la réalisation du Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique mis en œuvre en 2012, récemment mis à jour en 2020 et qui prévoit la production de 15.000 MW d'ici 2035 en Algérie. L'objectif de notre travail était d'évaluer les performances de la centrale PV d'el Abiodh sidi cheikh et de développer un modèle de gestion de l'énergie en présence d'un système de stockage hybride compatible avec la consommation d'énergie de la commune d'El Abiodh sidi cheikh.

Le premier chapitre a été consacré, d'abord à une présentation de l'actualité de la situation énergétique ainsi que les divers potentiels en énergies renouvelables en Algérie, ensuite nous avons cité quelques notions techniques des systèmes photovoltaïques à grande échelle avec ses différents concepts de raccordement. Ce que nous avons retenu ici, c'est que le développement des énergies renouvelables notamment le solaire est devenue au cœur des préoccupations du gouvernement algérien qui peut-être amené dans un futur proche à injecter de futurs gros investissements qu'à deux conditions indispensables, premièrement, le coût du KWh produit par l'énergie PV concurrencera sérieusement le KWH gaz et deuxièmement, la problématique cruciale que constitue le frein sérieux de l'intermittence de la production de l'énergie solaire sera résolue par de nouvelles technologies efficaces de stockage d'énergie et qui ne viendront pas charger de surcroît le coût du KWH produit.

Dans le deuxième chapitre, nous avons d'abord fait une description générale de la centrale PV dans le but de comprendre son fonctionnement, ensuite nous avons vérifié son dimensionnement. Nous pouvons dire que la centrale fonctionne correctement et son dimensionnement a été bien réalisé. Les critères les plus importants dans le choix d'un site pour la réalisation d'un projet de centrale photovoltaïque sont les critères environnementaux notamment l'ensoleillement et dans notre cas, il a une moyenne annuelle de 6807Wh/m^2 d'ailleurs c'est un paramètre essentiel dans la production d'énergie et pour les études d'évaluation des performances.

Le troisième chapitre a été réservé à l'analyse complète des performances de la centrale PV durant une période de surveillance de trois ans en suivant les normes standardisées (Commission Électrotechnique Internationale) CEI 61724. D'abord nous avons fait une petite description de la méthodologie utilisée lors de l'étude, ensuite nous avons fait quelques simulations en utilisant les logiciels PVsyst et SolarGIS, enfin nous avons interprété les résultats. Par conséquent, nous avons constaté que l'outil SolarGIS est un meilleur logiciel dans l'évaluation des performances d'un champ photovoltaïque car il est doté d'une base de données qui s'actualise régulièrement et cela est dû à sa connexion directe avec le satellite qui traite les informations de façon instantanée alors que PVsyst possède une base de données statique, archivée et qui n'est pas à jour ce qui crée une marge dans la lecture des résultats. Après nous avons comparé les résultats de notre étude sur l'évaluation des performances de la centrale PV d'el Abiodh Sidi Cheikh avec ceux d'autres centrales dans le monde et nous avons constaté que la centrale PV fait partie de la gamme des meilleures centrales en termes

de performances. Cela veut dire tout simplement que cette dernière est toujours aussi performante malgré toutes les contraintes et les pénuries auxquelles elle était confrontée durant les premiers mois de sa mise en service.

Le quatrième chapitre a été réservé à la gestion de l'énergie de la centrale PV avec l'intégration d'un système de stockage. Nous avons établi un algorithme de gestion d'énergie pour raccorder la centrale PV avec un stockage hybride. L'efficacité de cet algorithme a été prouvée par une étude comparative entre deux configurations : sans stockage et avec stockage. Les résultats ont montré que l'utilisation de stockage hybride avec le système PV augmente considérablement la pénétration PV en assurant une grande des besoins énergétiques de la charge.

En fonction de toutes ces conclusions, nous avons pu confirmer l'importance cruciale de continuer à investir, à exploiter l'énergie solaire et nous pensons que c'est maintenant le bon moment ou il faut continuer avec l'installation des centrales photovoltaïques du même type que celle mentionnée dans ce travail partout dans le pays car ceci représente un bénéfice énorme dans le développement du marché de l'électricité et de l'économie en Algérie.

Les perspectives et les futures améliorations de ce travail qui peuvent être envisagés sont listées ci-dessous :

- Etant donné que le potentiel éolien de la région d'El-Abiodh Sidi El Cheikh permet d'investir dans une centrale éolienne, l'étude devrait être approfondie en ajoutant une capacité supplémentaire issue de l'énergie éolienne compatible avec la consommation énergétique de la région, pour que ce nouveau système, composé de la centrale photovoltaïque actuelle avec l'installation éolienne plus le système de stockage puisse atteindre un taux de pénétration 100% d'une origine renouvelable.
- Une étude plus précise peut être développée en déterminant la capacité optimale du supercondensateur qui permet d'obtenir la meilleure qualité d'énergie possible.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] P. Ministre, «Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables,» Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique, 2020.
- [2] A. Necaibiaa, A. Bouraioua, A. Ziane, N. Sahouane, S. Hassanib, M. Mostefaoui, R. Dabou et S. Mouhadjer, «Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria,» *Energy Conversion and Management*, pp. 778-786, 2018.
- [3] Statistical Review of World, «BP,Statistical Review of World Energy June 2018,» <http://www.bp.com/statisti>, 2018.
- [4] Ministère de l'énergie et des mines, «Bilan Energétique National Année 2019 (Edition 2020)».
- [5] Abada Zhour et Bouharkat, Malek, Study of management straregy of energy resources in Algeria. Energy reports pp. 1-7, 2018.
- [6] R. Hernandez, H. Madison et F. hristopher, «Efficient use of land to meet sustainable energy needs,» *Nature Climate Change*, p. 353–358, 2015.
- [7] F. Kreith et J. Kreider, Principles of Sustainable Energy, CRC, 2011.
- [8] Y. Merzouk et S.Himrid, «Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria,» Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2020.
- [9] Y. Zahraoui, M. R. B. Khan, I. Al Hamrouni, S. Mekhilef et M. Ahmed, «Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review,» *energies*, 2021.
- [10] H. Saibi, «Geothermal resources in Algeria,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009.
- [11] Y.Himri, Arif S.Malik, A.Boudghene Stambouli, S.Himri, B.Draouie «Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009.
- [12] T. Asma, « Renewable energy development in Algeria applications, opportunities, and challenges. » 2017.
- [13] Prime Minister of Algeria, «"Plan d'action du gouvernement 16-02-2020."».
- [14] Nallapaneni Manoj Kumara, Shauhrat S. Chopra, Aline Kirsten Vidal de Oliveira, Hamsa Ahmed, Shima Vaezi, Uzoma Edward Madukanya, and Juan M. Castan, «Solar PV module technologies,» *Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 2020.
- [15] Martin A Green, «Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond,» *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*.
- [16] Anshul Awasthi, Akash Kumar Shukla, Murali Manohar S.R, Chandrakant Dondariya, K.N. Shukla, Deepak Porwal, Geetam Richhariya, «Review on sun tracking technology in solar PV system,». Energy Reports, 2020.

- [17] Ana Cabrera-Tobar, Eduard Bullich-Massagué, Mònica Aragüés-Peñalba, Oriol Gomis-Bellmunt, «Topologies for large scale photovoltaic power plants,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [18] K. zeb, W. Uddin, M. A. Khan, Z. Ali, M. U. Ali, N. Christofides et H. Kim, «A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [19] V. Karthikeyan, S. Rajasekar, Vipin Das, P. Karuppanan and Asheesh Kumar Singh, «Grid-Connected and Off-Grid Solar Photovoltaic System,» *Green Energy and Technology*, 2017.
- [20] S. Rehman, M. Ahmed, M. H. Mohamed et F. A. Al-Sulaiman, «Feasibility study of the grid connected 10 MW installed capacity PV power plants in Saudi Arabia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 80 (2017) 319–329, 2017.
- [21] N. M. Kumar, R. P. Gupta, M. Mathew, A. Jayakumar et N. K. Singhe, «Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline solar PV system installed in Northern India,» *Case Studies in Thermal Engineering*, 2019.
- [22] A. C. Duman et Ö. Güler, "Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey," *Renewable Energy*, pp. 697-711, 2020.
- [23] C. Li, D. Zhou et Y. Zheng, "Techno-economic comparative study of grid-connected PV power systems in five climate zones, China," *Energy*, pp. 1352-1369, 2018.
- [24] S. Bhakta et V. Mukherjee, "Performance indices evaluation and techno economic analysis of photovoltaic power plant for the application of isolated India's island," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, pp. Pages 9-24, 2017.
- [25] R. Srivastava, A. Tiwari, V. Giri, R. Srivastava, A. Tiwari and V. Giri, "An overview on performance of PV plants commissioned at different places in the world," *Energy for Sustainable Development*, pp. 54, 51-59, 2020.
- [26] Kumar, B. Shiva, et K. Sudhakar., «"Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India.",» *Energy Reports* 184–192.2015
- [27] B. Venkatesh and D. S. Arul, "Performance analysis and investigations of grid-connected Solar Power Park in Kurnool, South India," *Energy for Sustainable Development*, pp. 55, 161–169, 2020.
- [28] AL-Rasheedi, Majed, Gueymard, A. Christian, Al-Khayat, Mohammad, Ismail, Alaa, Lee Jared, Al-Duaj, Hamad (2020), «Performance evaluation of a utility-scale dual-technology photovoltaic power plant at the Shagaya Renewable Energy Park in Kuwait. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*».
- [29] Cheikh El Banany Elhadj SidiMamadou Lamine NdiayeMenny El BahAbdoulkarim MbodjiAbabacar NdiayePapa Alioune Ndiaye. «Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania.,» *Energy Conversion and Management*, 119, 411–421.
- [30] D. Mensah Lena, Yamoah, John O., & Adaramola, S. Muyiwa «Performance evaluation of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana,» *Energy for Sustainable Development*, 48, 82–87..

- [31] S. Bouacha, A. Malek, O. Benkraouda, A. H. Arab, A. Razagui, S. Boulahchiche et S. Semaoui, «Performance analysis of the first photovoltaic grid-connected system in Algeria,» *Energy for Sustainable Development*, p. 57 (2020) 1–11, 2020.
- [32] N. Sahouane, R. Dabou, A. Ziane, A. Neçaibia, A. Bouraiou et A. R. a. B. Mohammed, «Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara,» *Renewable Energy*, pp. 143, 1318-1330, 2019.
- [33] R. Dabou, F. Bouchafaa, A. H. Arab, A. Bouraiou, M. D. Draou et A. N. a. M. Mostefaoui, «Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria,» *Energy Conversion and Management*, pp. 130, 200–206, 2016.
- [34] N. Aoun, "Performance Analysis of a 20 MW Grid-Connected Photovoltaic Installation in Adrar, South of Algeria," in *Advanced Statistical Modeling, Forecasting, and Fault Detection in Renewable Energy Systems*, IntechOpen, 2020.
- [35] S. Adaramola, Muiyiwa et Vågnes, Emil, "Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions Muiyiwa," *Energy Conversion and Management*, pp. 458-465, 2015.
- [36] IEC 61724 Standards, «Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange analysis.»
- [37] IEA PVPS Task, "Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Good Practices for Monitoring and Performance Analysis," 2014.
- [38] H. Wang, M. Muñoz-García, G. Moreda et M. Alonso-García, «Seasonal performance comparison of three grid connected photovoltaic systems based on different technologies operating under the same conditions,» *Solar Energy*, p. 798–807, 2017.
- [39] D. Bhaveshkumar, M. Pandya, A. Mohan et B. Dobarra, "Analytical assessment of 5.05 kWp grid tied photovoltaic plant performance on the system level in a composite climate of western India," *Energy*, pp. 47-51, 2016.
- [40] Lima, Lutero Carmo de; Ferreira, Leonardo de Araújo; Morais, Francisco Hedler Barreto de Lima; «Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil,» *Energy for Sustainable Development*, pp. 37, 79–85, 2017.
- [41] A. Allouhi, R. Saadani, M. Buker, T. Kousksou, A. Jamil and M. Rahmoune, "Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates," *Solar Energy*, pp. 178, 25–36, 2019.
- [42] M. Vasisht, J. Srinivasan et R. Sheela., "Performance of solar photovoltaic installations: Effect of seasonal variations," *Solar Energy*, pp. 131, 39–46, 2016.
- [43] O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir & I. Staffell «The future cost of electrical energy storage based on experience rates,» *Nature Energy*, 2017.
- [44] D.O. Akinyele et R.K. Rayudu, «Review of energy storage technologies for sustainable power networks,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2014.

- [45] Luo, Xing; Wang, Jihong; Dooner, Mark; Clarke, Jonathan «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, 2015.
- [46] Ministre de l'énergie , «REGLES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT ET REGLES DE CONDUITE DU SYSTEME ELECTRIQUE,» Ministère de l'énergie, 2019.
- [47] M. Mahmoud, M. Ramadan, A.-G. Olabi, K. Pullen et S. Naher, «A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications,» *Energy Conversion and Management*, p. 112670, 2020.
- [48] P. Breeze, «Chapter 2 - Pumped Storage Hydropower,» *Power System Energy Storage Technologies*, 2018.
- [49] Díaz-González F, Sumper A et Gomis-Bellmunt «Energy storage in power systems,» John Wiley and Sons, 2016.
- [50] Yu Jiang, John Fletcher, Patrick Burr, Charles Hall, Bowen Zheng, Da-Wei Wang, Zi Ouyang, Alison Lennon. «Suitability of representative electrochemical energy storage technologies for ramp-rate control of photovoltaic power,» *Journal of Power Sources*, 2018.
- [51] Anya Castillo et Dennice Gayme «Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey,» *Energy Conversion and Management*, 2014.
- [52] Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas et Venizelos Efthimiou, «Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009.
- [53] Yi He, Su Guo, Jianxu Zhou, Feng Wu, Jing Huang et Huanjin Pei«The quantitative techno-economic comparisons and multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic hybrid power system considering different energy storage technologies,» *Energy Conversion and Management*, 2021.
- [54] Michael Fishera, Jay Aptab et Jay F. Whitacre, «Can flow batteries scale in the behind-the-meter commercial and industrial market? A techno-economic comparison of storage technologies in California,» *Journal of Power Sources*, 2019.
- [55] Eduard Bullich-Massagué, Francisco-Javier Cifuentes-García, Ignacio Glenney-Crende, Marc Cheah-Mañé, Mònica Aragüés-Peñalba, Francisco Díaz-González, Beta, «A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants,» *Applied Energy*, 2020.
- [56] Yujie Wang, Li Wang Mince, Li Zonghai Chen «A review of key issues for control and management in battery and ultra-capacitor hybrid energy storage systems,» *eTransportation*, 2020.
- [57] Wenlong Jing, Chean Hung Lai, Wallace S.H. Wong, M.L. Dennis Wong «A comprehensive study of battery-supercapacitor hybrid energy storage system for standalone PV power system in rural electrification,» *Applied Energy*, 2018.
- [58] S. K. Kollimalla, M. K. Mishra et N. L. Narasamma, «Design and Analysis of Novel Control Strategy for Battery and Supercapacitor Storage System,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014.

- [59] R. Sadoun, N. Rizoug, P. Bartholomeüs et P. L. Moigne, «Optimal architecture of the hybrid source (battery/supercapacitor) supplying an electric vehicle according to the required autonomy,» 2013.
- [60] Lia Kouchachvili, Wahiba Yaïci et Evgueniy Entchev «Hybrid battery/supercapacitor energy storage system for the electric,» *Journal of Power Sources*, 2018.
- [61] R.Álvaro Della et Justinado Nascimento, «Evaluating distributed photovoltaic (PV) generation to foster the adoption of energy storage systems (ESS) in time-of-use frameworks,» *Solar Energy*, 2020.
- [62] M.Jayachandran, «Predictive power management strategy for PV/battery hybrid unit based islanded AC microgrid,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019.
- [63] Jiefeng Hua, Yinghao Shana, Yinliang Xub, Josep M.Guerrero, «A coordinated control of hybrid ac/dc microgrids with PV-wind-battery under variable generation and load conditions,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019.
- [64] Stefano Massuccoa, Paola Pongiglionea, Federico Silvestroa, MarioPaoloneb, Fabrizio Sossan «Siting and Sizing of Energy Storage Systems: Towards a Unified Approach for Transmission and Distribution System Operators for Reserve Provision and Grid Support,» *Electric Power Systems Research*, 2021.
- [65] Andoni Saez de Ibarra et Martinez de Contrasta, «Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of intelligent photovoltaic power plants», Université Grenoble Alpes, 2016.
- [66] Yin Zhanga, Zhiyuan Weib, Xin Wangb, Yinping Zhang «Analytical method to evaluate energy saving potential of thermal energy storage in cogeneration system based on load characteristics,» *Energy Procedia*, 2017.
- [67] Abbassi Abdelkadera, Abbassi Rabeh, Dami Mohamed Alia, Jemli Mohameda, «Multi-objective genetic algorithm based sizing optimization of a stand-alone wind/PV power supply system with enhanced battery/supercapacitor hybrid energy storage,» *Energy*, 2018.
- [68] Z. Song, J. Hou, H. F. Hofmann, X. Lin and J. Sun, «Parameter Identification and Maximum Power Estimation of Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage System Based on Cramer–Rao Bound Analysis,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2019.
- [69] Jiacheng Guoa, Peiwen Zhanga, Di Wua, Zhijian Liua, Hua Geb, Shicong Zhanga, Xinyan Yang «A new collaborative optimization method for a distributed energy system combining hybrid energy storage,» *Sustainable Cities and Society*, 2021.
- [70] A. Ostadi et M.Kazerani,, «A Comparative Analysis of Optimal Sizing of Battery-Only, Ultracapacitor-Only, and Battery–Ultracapacitor Hybrid Energy Storage Systems for a City Bus,» *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 2015.
- [71] L.Danilo Montoya et Walter Gil-González, «Integration of energy storage systems in AC distribution networks: Optimal location, selecting, and operation approach based on genetic algorithms,» *Journal of Energy Storage*, 2019.
- [72] Divya Asija et Pallavi Choudekar, «Congestion management using multi-objective hybrid DE-PSO optimization with solar-ess based distributed generation in deregulated power Market,» *Renewable Energy Focus*, 2021.

- [73] Yuanjun Guoa, Zhile Yanga, Kailong Liub, Yanhui Zhanga, Wei Feng, «A compact and optimized neural network approach for battery state-of-charge estimation of energy storage system,» *Energy*, 2021.
- [74] S.Safari, M.M.Ardehali et M.J.Sirizi «Particle swarm optimization based fuzzy logic controller for autonomous green power energy system with hydrogen storage,» *Energy Conversion and Management*, 2013.
- [75] Chang Liu, Yujie Wang, Li Wang, Zonghai Chen «Load-adaptive real-time energy management strategy for battery/ultracapacitor hybrid energy storage system using dynamic programming optimization,» *Journal of Power Sources*, 2019.
- [76] Akba Maleki et Fathollah Pourfayaz «Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,» *Solar Energy*, 2015.
- [77] Jihane Kartitea et Mohamed Cherkaouia «Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review,» *Energy Procedia*, 2019.
- [78] B. CHAHAR, «Retour d'experience et perspective,» *sharikat kahraba wa taket moudjadida, algeria* , 2018.
- [79] JEANNOT, Christophe PRÉVÉ et Robert, «Guide de conception des réseaux électriques industriels,» *schneider electric*, 1997.
- [80] Commission électrotechnique internationale (CEI), «norme internationale 712.433.1,» 2002.
- [81] Shafiqur Rehmana, M.A. AHMED, Mohand H. Mohamed et Fahad A. Al-Sulaiman «Feasibility study of the grid connected 10 MW installed capacity PV power plants in Saudi Arabia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23 May 2017.
- [82] Kumar, Nallapaneni Manoj; Gupta, Ramjee Prasad; Mathew, Mobi; Jayakumar, Arunkumar; Singhe, Neeraj Kumar «Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline,» *case studies in thermal engineering*, p. 15, 30 January 2019.
- [83] H. Peter et J. Tozzi, «A comparative analysis of renewable energy simulation tools: Performance simulation model vs. system optimization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19 May 2017.
- [84] S.S.Chandel et Vikrant Sharma «Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India,» *ELSEVIER LTD, INDE*, 2013.
- [85] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P. Congedo et M. D. Giorgi, «Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate.,» *Energy Conversion and Management*, p. 169–181, (2017).
- [86] M. H. Banda, K. Nyeinga and D. Okello, "Performance evaluation of 830 kWp grid-connected photovoltaic power plant at Kamuzu International Airport-Malawi," *Energy for Sustainable Development*, p. (2019) 50–55, 2019.
- [87] S.Sreenath, K.Sudhakar, YusopA.F., E.Solomin et I.M.Kirpichnikova., «Solar PV energy system in Malaysian airport: Glare analysis, general design and performance assessment,» *Energy Reports*, pp. 698-712, 2020.

- [88] K.Sudhakar et Sreenath Sukumaran, «Fully solar powered airport: A case study of Cochin International airport,» *Journal of Air Transport Management*, pp. 176-188, 2017.
- [89] M. Algabalawy, A. Abdelaziz, S. Mekhamer et M. Badr «Optimal multi-criteria design of a new hybrid power generation system using ant lion and grey wolf optimizers,» chez *Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), (IEEE),*, 2016.
- [90] A. Yahiaoui, F. Fodhil, K. Benmansour, M. Tadjine et N. Cheggaga «Grey wolf optimizer for optimal design of hybrid renewable energy system PV-Diesel Generator-Battery: Application to the case of Djanet city of Algeria,» *Solar Energy*, Vols. %1 sur %2vol. 158., pp. pp. 941-9, 2017.
- [91] A. Kumar et A. Biswas, «Techno-Economic Optimization of a Stand-alone PV/PHS/Battery systems for very low load situation,» *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, vol. vol. 07, p. p. 02, 2017.
- [92] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, T. Mad, M. S. Javedd et A. Kies, «Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid,» *Energy Conversion and Management*, p. 16, 2019.
- [93] W. Cole, D. Greer, J. Ho et R. Margolis, «Considerations for maintaining resource adequacy of electricity systems with high penetrations of PV and storage,» *Applied Energy*, p. 115795, december 2020.
- [94] A. Idda, S. Bentouba et A. M. Kada, «Contribution de l'énergie éolienne à l'hybridation des centrales électriques des réseaux isolés du Sud,» *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 18, pp. 269-278, 2015.
- [95] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes et Iain Staffell «Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,» *JOULE*, pp. 3, 81–100, 2018.
- [96] Chun Sing Lai et Malcolm D.Mc Culloch, «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,» *Applied energy*, pp. 191-203, 2017.
- [97] M. H.Mostafa, S. H. Aleem, S. G. Ali et Z. M. Y.Abdelaziz, «Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics,» *Journal of Energy Storage*, p. 101345, 2020.
- [98] A. F. Zobaa, P. F. Ribeiro, S. H. Aleem et Sara N. Afifi, «Energy Storage at Different Voltage Levels: Technology, integration, and market aspects,» chez *Sizing of battery energy storage for end-user applications under time of use pricing.*, 2018.
- [99] X. Luo, J. Wang, M. Dooner et J. Clarke., «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, pp. 511-536, 2015.
- [100] S. Amrouche, D.Rekioua, T.Rekioua et S.Bacha, «Overview of energy storage in renewable energy systems,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 20914-20927, 2016.
- [101] V. Jülch, «Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method,» *Applied Energy*, pp. 1594-1606, 2016.
- [102] B. Zakeri et S. Syri., «Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 569-596, 2015.

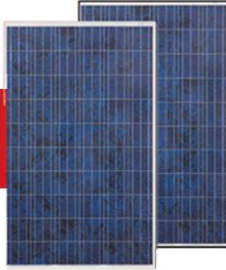
- [103] lazard et roland berger., «lazard’s leveled cost of storage (“lcos”) analysis,» version 6.0. (2020).
- [104] IRENA, «Innovation landscape brief: Time-of-use tariffs.,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi., 2019.
- [105] Martinez-Bolanos, Julio Romel; Udaeta, Miguel Edgard Morales; Silvaa, André Luiz Veiga Gimenes Vinícius Oliveira da «Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs,» *Journal of Energy Storage*, p. 101373, 2020.
- [106] MEDENER, «Les Energies Renouvelables en Méditerranée : Tendances, Perspectives et Bonnes Pratiques,» 2018.

Annexes

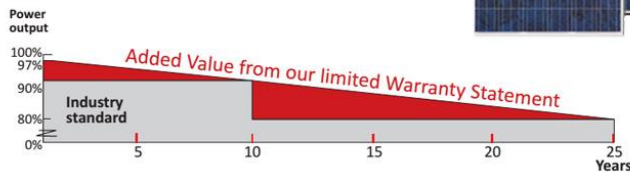
Annexe01 :



CS6P-255



PRODUCT | WARRANTY & INSURANCE



25 Year Industry leading linear power output warranty
 10 Year Product warranty on materials and workmanship

PRODUCT | KEY FEATURES

- Anti-glare**: Anti-glare module surface available
- Efficiency**: Excellent module efficiency up to 16.16%
- IP67**: IP67 junction box long-term weather endurance
- +0.5%**: High performance at low irradiance above 96.5%
- 5,400Pa**: Heavy snow load up to 5400pa
- Tolerance**: Positive power tolerance up to 5w
- System**: Salt mist, ammonia and blown sand resistance, for seaside, farm and desert environment
- PTC**: High PTC rating up to 91.96%

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

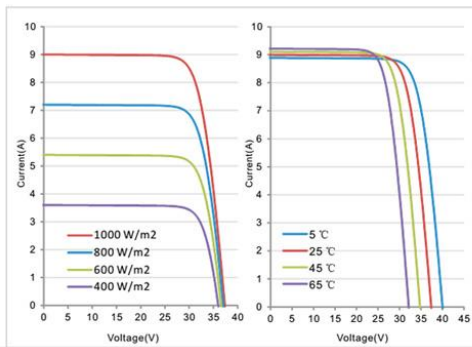
ELECTRICAL DATA | STC

Electrical Data	CS6P-255P
Nominal Maximum Power (Pmax)	255 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.2 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.43 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.00 A
Module Efficiency	15.85 %
Operating Temperature	-40 °C~+85 °C
Maximum System Voltage	/ 1000V (UL)
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +5 W

MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6inch
Cell Arrang	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40mm
Weight	18.5kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Junction BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (IEC)/4mm ² &12AWG 1000V(UL1000V)/12AWG(UL600V), 1000mm (650mm is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable

CS6P-255P | I-V CURVES



*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Annexe 02 :

SUNNY CENTRAL 800CP XT / 850CP XT

Caractéristiques techniques	Sunny Central 800CP XT	Sunny Central 850CP XT
Entrée (DC)		
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$)	898 kW	954 kW
Tension d'entrée min. / Tension d'entrée max.	500 V / 1000 V	536 V / 1000 V
U_{MPP_min} pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V	568 V
Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 50 Hz) ^{1,2}	641 - 850 V / 583 - 850 V	681 - 850 V / 625 - 850 V
Tension d'entrée assignée	641 V	681 V
Courant d'entrée max.	1 400 A	1 400 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1	1
Nombre d'entrées DC	9 / 32 (Optiprotect)	9 / 32 (Optiprotect)
Sortie (AC)		
Puissance assignée (à 25 °C) / Puissance nominale AC (à 50 °C)	880 kVA / 800 kVA	935 kVA / 850 kVA
Tension nominale AC / Plage de tension nominale AC	360 V / 324 - 414 V	386 V / 348 - 443 V
Fréquence du réseau AC / Plage	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Fréquence / tension de réseau assignée	50 Hz / 360 V	50 Hz / 386 V
Courant de sortie max. / Taux de distorsion harmonique max.	1411 A / 0,03	1411 A / 0,03
Facteur de puissance à la puissance assignée / Facteur de déphasage réglable	1 / 0,9 inductif ... 0,9 capacitif	
Phases d'injection / Phases de raccordement	3 / 3	3 / 3
Rendement³		
Rendement max. / Rendement européen / Rendement CEC	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %
Dispositifs de protection		
Dispositif de déconnexion côté DC	Interrupteur-sectionneur motorisé / Disjoncteur (Optiprotect)	
Dispositif de déconnexion côté AC	Disjoncteur AC	Disjoncteur AC
Protection contre les surtensions DC	Parafoudre de type I	Parafoudre de type I
Protection contre la foudre (selon CEI 62305-1)	Classe de protection contre la foudre III	
Détection du réseau en site isolé actif / passif	● / -	● / -
Surveillance du réseau	●	●
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du défaut à la terre avec commande à distance	○ / ○	○ / ○
Surveillance d'isolement	○	○
Parafoudres d'alimentation auxiliaire	●	●
Classe de protection (selon CEI 62103) / Catégorie de surtension (selon CEI 60664-1)	I / III	I / III
Équipement		
Raccordement DC / Raccordement AC	Cosse à œillet / Borne à vis (Optiprotect) / Cosse à œillet	
Écran	Écran tactile HMI	Écran tactile HMI
Communication / Protocoles	Ethernet (fibre optique en option), Modbus	
Communication Sunny String-Monitor	RS485 / Ne s'applique plus (Optiprotect)	
SCCOM / Surveillance d'installation	● / ○ (via le Sunny Portal)	● / ○ (via le Sunny Portal)
Couleur armoire / porte / socle / toit	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	

Annexe 03 :



Central Box

Combiner box
with integrated safety devices and a high safety standard

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

UL US LISTED 

Housing		Input parameters	
Installation	Outdoor / Indoor	Permissible DC voltage (U_{DCmax})	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
Safety class & Environmental conditions		Output current	Max. 2x 1600A
Permissible ambient temperatures	-25 °C to +50 °C	Grounding connection	16mm ² -120mm ²
Rel. atmospheric humidity, non-condensing	15% to 90%		
Altitude above sea level	Max. 2.000 m		

Annexe 04 :



Power Control Box Basis

Plant controller for string inverter systems

to implement the requirements of utilities

- Active power reduction & reactive power compensation, $\cos(\varphi)$
- 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 <small>Basic</small>	Up to 8 PADCON Sensor Boxes <small>Basic</small>	USB	1x USB 2.0
Measured values	Power factor $\cos(\varphi)$, 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 (NN)	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 05:

TIPES DE MÓDULES

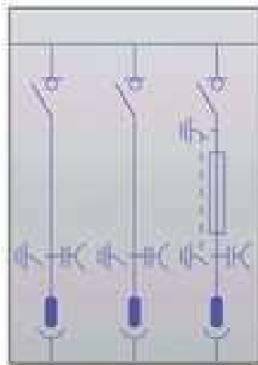


CGM.3-2LP

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 efficace 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 efficace 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

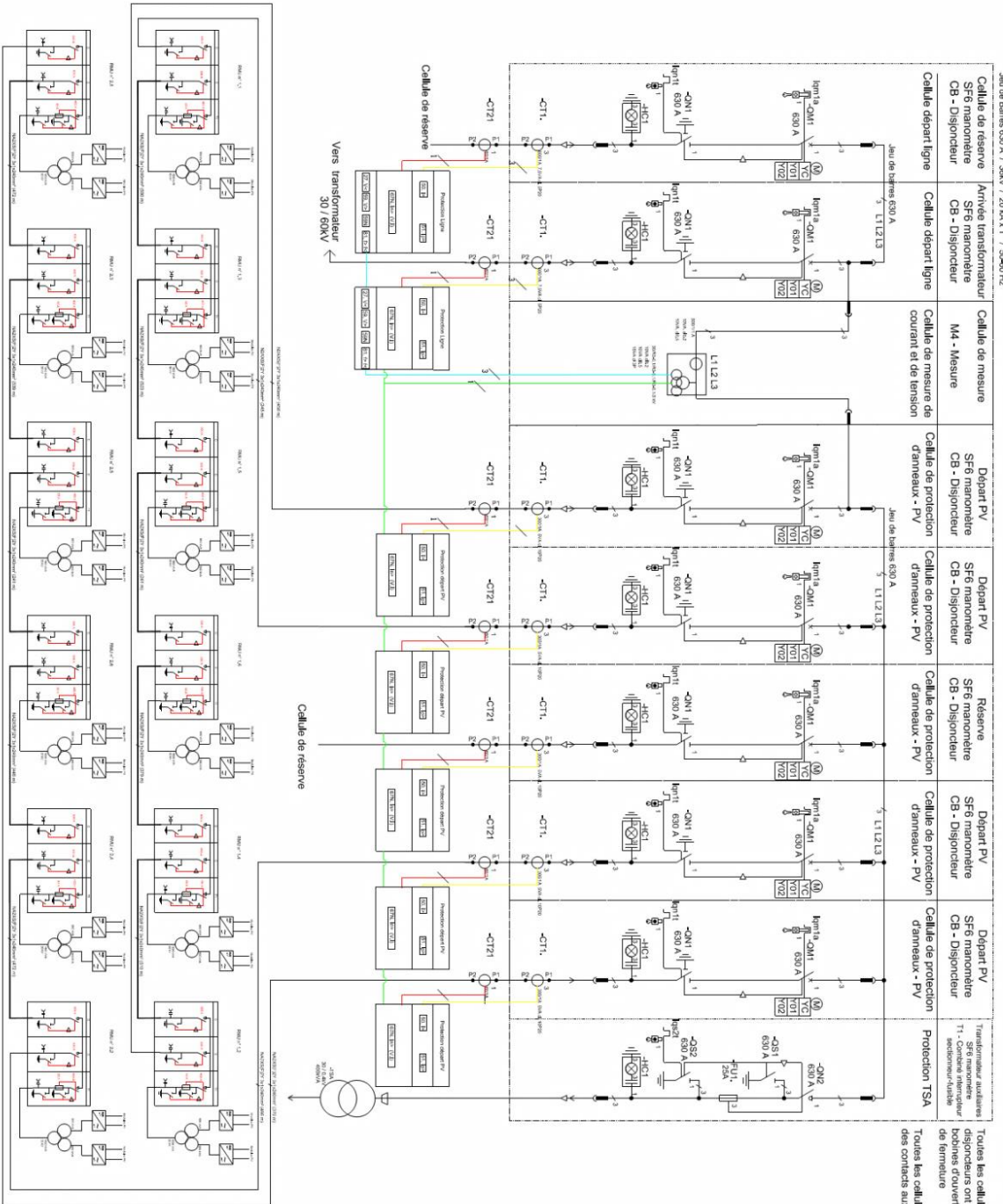
Hauteur[mm]	Largeur[mm]	Profondeur[mm]	Poids[kg]
1745	1316	1010	421

REMARQUE :

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

Anexxe 06

Cellules indépendantes et modulaires



Toutes les cellules des cellules indépendantes et des cellules modulaires ont des contacts auxiliaires de fermeture

Legende PDL	
	Transformateur de courant 3 phases
	Transformateur de courant toroidal
	Transformateur de potentiel
	Détection capacitive de tension
	Mise à la terre
	Sectionneur-interrupteur
	Commande Motorisée
	Disjoncteur à commande motorisée
	Combiné disjoncteur sectionneur
	Combiné interrupteur-fusible
	Transformateur auxiliaire

Legende RMU	
	RMU
	Transformateur de distribution
	Détection capacitive de tension
	Sectionneur-interrupteur
	Combiné interrupteur-fusible

Legende Relais de Protection	
50	Protection topologie surintensité
51	Protection topologie surintensité - temps inverse
52N	Protection de courant de terre
57N	Maximum de courant de ligne directionnelle
59	Maximum de tension
63N	Maximum de tension résiduelle
81	Protection de fréquence

	TC Débit de barre
	TC phases surintensité
	TP Surintens sensor, surintens fréquence
	TP Data ouvert pour Ordre directionel

Annexe 07 :

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

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
C	simple couche sur les murs ou les 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.		
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

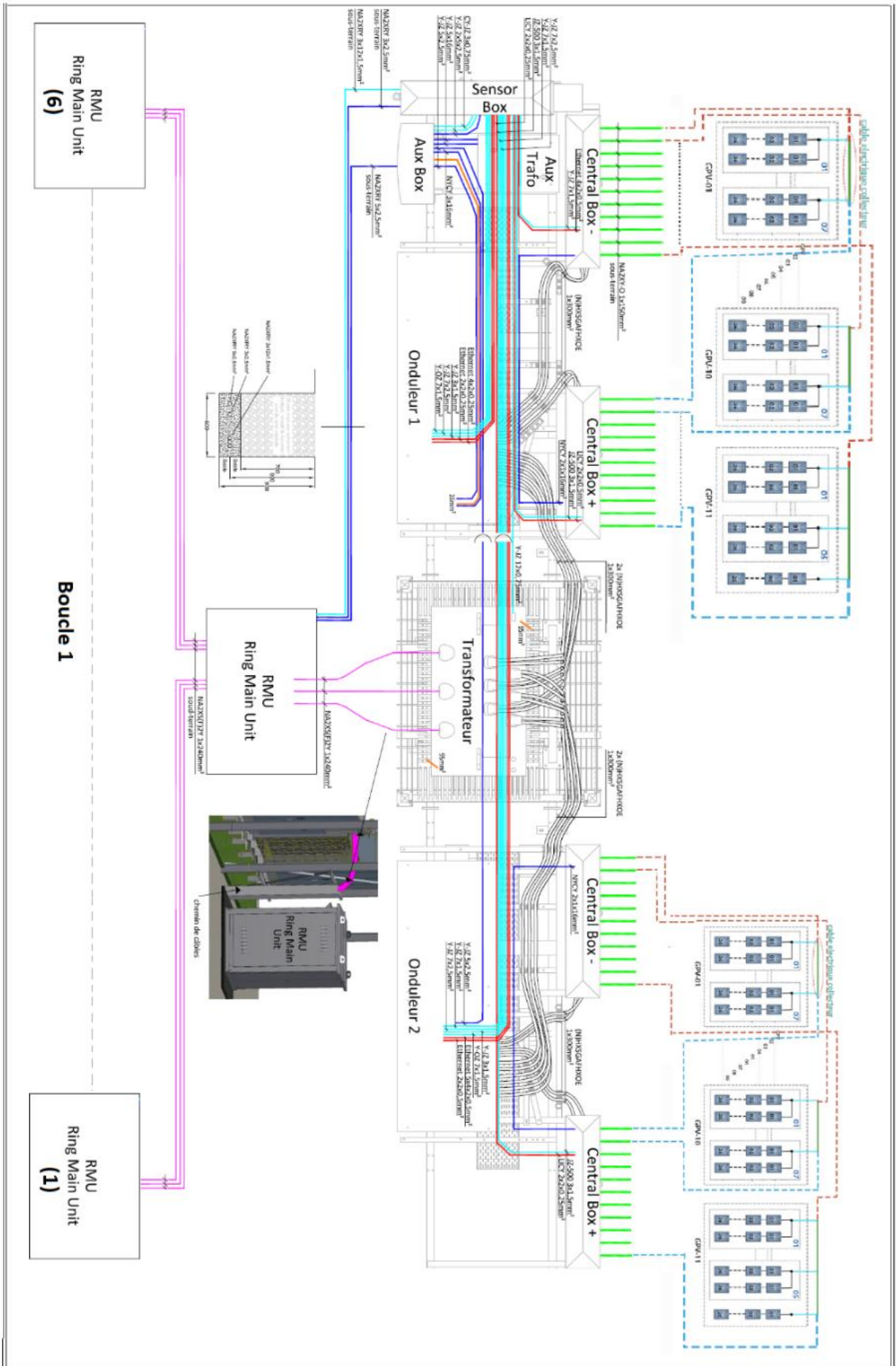
Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer en plus un facteur de correction de :

- 0,80 pour deux couches
- 0,73 pour trois couches
- 0,70 pour quatre ou cinq couches.

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

Annexe 08 :



Publication

Mouhcen El-Hadi Dahmoun, Bennaissa Bekkouche, K Sudhakar, Mohammed Guezgouz, Abdessalam Chenafi, Abdellah Chaouch. "Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria." Energy for Sustainable Development 181-195 (2021).