

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR- ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة

FACULTE : **Sciences de l'Ingéniorat**
DEPARTEMENT : **Électrotechnique**

MEMOIRE DE MASTER

DOMAINE : **Sciences et Technologies**

FILIERE : **Électrotechnique**

Spécialité : **Réseaux électriques**

Thème

**Etude d'injection de l'énergie photovoltaïque
dans un réseau électrique à travers une ligne
30KV**

Présenté par:

- **MERZOUGUI NOUR EL HOUDA**
- **BADACHE BAHRIYA**

Dirigé par:

LABAR HOCINE

Jury de soutenance:

- | | | | |
|--------------------------|------------|-----|---------------------|
| - M. Mesbah Tarek | Président | MCA | Université d'Annaba |
| - M. Labar Hocine | Rapporteur | PR | Université d'Annaba |
| - M. Abderrezak Abdallah | Examineur | MCA | Université d'Annaba |

Promotion : Juin 2018

Remerciement

Avant tout on remercie **ALLAH**
Qui nous a éclairé le chemin
du savoir.

Ainsi que tous ceux qui ont contribué
de près ou de loin à l'élaboration de
ce présent Mémoire trouve ici.

Nos meilleurs remerciements
en particulier à :

Mr. LABAR qui nous a aidé, dirigé,
Orienté et concilié.

L'ensemble des professeurs de département
de l'électrotechnique d' –ANNABA–

Nour El Houda

Bahria



Dédicace

Je dédie ce modeste travail qui est le résultat de longues
années d'étude :

A mes très chers parents, à qui je dois le plus grand respect, et qui représente
pour moi l'exemple du sacrifice.

Je dis merci à : Mes sœurs « Ferial et Imen »

Ma binôme « Bahria »

A toutes ma famille sans exception

Tous mes amis(es)

et à notre encadreur Professeur LABAR HOCINE

A tout la promotion d'électrotechnique

-juin2018-

Nour El Houda



Dédicace

A la mémoire de mes chers parents
Je ne saurais exprimer mon grand chagrin en
votre absence.

J'aurais aimé que vous soyez à mes côtés ce jour.
Que ce travail soit une lumière et prière pour
le repos de vos âmes.

Je dédie ce travail dont le grand plaisir lui revient
en premier lieu mon Mari pour
Son aide et encouragement à ma fille,
mes frères, sœurs et tous les membres
de la famille

Aux personnes qui m'ont toujours soutenu
et qui m'ont accompagné durant l'année
d'étude en Master 2, mes collègues de travail à la
Division Exploitation, OS, DTE/HMO, Division
Contrôle et mes amies, collègues d'étude, et sur
tout à ma Binôme petite sœur et notre encadreur

Professeur LABAR
BAHRIYA

Sommaire

Introduction générale	01
Chapitre1	03
Les systèmes photovoltaïques	
I. Introduction	03
II. Historique de la cellule photovoltaïque.....	03
III.Potentiel solaire.....	04
III.1. Potentiel solaire extraterrestre	04
III.1.1. Rayonnement solaire extraterrestre	04
III.1.2. Temps solaire vrai (TSV)	05
III.1.3. Position du soleil	05
III.1.4.Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil	06
III.2.Rayonnement solaire.....	07
III.2.1. Spectre solaire	07
VI. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	08
VI.1.L'effet photovoltaïque	08
VI.2.Semi-conducteur.....	09
VI.2.1.Formation de la jonction PN	09
V.Caractéristique électrique	10
V.1.Influence de la température et de l'éclairement	10
V.2.Type de cellules	11
VI.Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque	12
VI.1.Modèle une diode	12
VI.2.Modèle deux diodes	14
VII.Les topologies du système photovoltaïque	15
VIII. Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique	16
VIII.1. Les systèmes à couplage direct sans batterie	16
VIII.2. Secteurs d'application.....	18
IX. Les inconvénients et les avantages de l'énergie photovoltaïque	18
IX.1. Inconvénients	18
IX.2. Avantages	18
X. Conclusion.....	19

Chapitre2.....	21
Etude d'amélioration de l'intégration de l'énergie solaire	
I. Introduction	21
II. Intégration des énergies Renouvelables en Algérie.....	21
II.1. Objectifs du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030)	21
II.2. Le cadre réglementaire et incitatif	23
III. Qualité de l'énergie de centrale photovoltaïque connectée au réseau en Algérie.....	24
IV Les centrales des énergies renouvelables disponibles en Algérie	24
V. Problématique.....	26
V. 1.Caractéristique de la ligne 30kV KEBRIT/EL AOUNET.....	27
V. 2.Caractéristiques des isolateurs existants.....	28
V.3.Modélisation en Pi des lignes électriques.....	28
VI. Solutions de la problématique.....	33
VI. 1. VARIANTE N°01	33
VI. 1. a. Les câbles à utiliser dans la ligne sont les suivants.....	33
VI. 1. b. Méthode de déroulage des câbles	35
VI. 1. c. Plan de déroulage	35
VI. 1. d. Déroulage de câbles	36
1) Dispositions préliminaires	36
2) Confection des manchons	36
3) Instructions générales	36
4) Mode d'exécution	36
VI. 1. e. Réglage des câbles.....	36
VI.1.f. Résultat des traversées « Variante N°01 ».....	38
VI. 1. g. Mise sur pince	39
VI.1.h. Travaux de dépose	39
VI. 1. m. Le devis quantitatif et estimatif de la variante N°01	39
VI. 2. VARIANTE N°02	42
VI. 2. a. Les poteaux utilisés dans cette étude	43
VI. 2. b. Les massifs et sur massifs des poteaux.....	44
VI. 2. c. Chaînes d'isolateur	45

1) Caractéristiques des chaînes d’ancrage double	46
2) Caractéristiques des chaînes de suspension simple	46
VI. 2. d. Le devis quantitatif et estimatif de la variante N°02	50
VII. Comparaison des deux variantes des études	53
VII.1.Consistance de la variante N°01	53
VII.1. a. Avantages de la variante N°01	53
VII. 1.b. Inconvénients de la variante N°01.....	53
VI.2. Consistance de la variante N°02	53
VI.2. a. Avantages de la variante N°02.....	53
VI.2.b. Inconvénients de la variante N°2.....	53
VIII. Conclusion de l’étude.....	54
Chapitre3.....	55
Les convertisseurs (DC/DC) et (DC/AC)	
I. Introduction	55
II. GENERALITES ET PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES HACHEURS	55
II.1.Définition des hacheurs	55
II.2.Les types des hacheurs	56
II.3 Modélisation du hacheur dévolteur.....	57
a) Structure générale des Hacheurs	57
a.1) Les interrupteurs.....	57
b) Les configurations des hacheurs	57
b.1) Etude de quelques structures de hacheurs non réversibles	58
1. Hacheur dévolteur (ou série)	58
1.1) Fonctionnement	59
1.2) Etude du fonctionnement en conduction continue	59
2. Hacheur survolteur (ou parallèle).....	61
2.1) Fonctionnement.....	61
3. Hacheur à stockage inductif	63
3.1) Fonctionnement.....	63
4. Hacheurs réversibles	65
4.1) Hacheur série réversible en courant.....	65
a) Interrupteur réversible en courant.....	65
b) Structure du hacheur série réversible en courant.....	66
c) Fonctionnement du hacheur réversible en courant...	66
4.2) Hacheur réversible en tension.....	66
a) Fonctionnement.....	67
b) Tension de sortie.....	67
4.3) Hacheur réversible en tension et en courant	68
III. Fonctionnement du régulateur série.....	68
III.1 Présentation de la méthode MPPT de type P.O.....	69
IV. GENERALITES ET PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES ONDULEURS.....	71
IV.1.Définition.....	71
IV.2. Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV).....	71

IV.3. Principaux types d'onduleurs rencontrés	73
IV. 4. Méthodes de recherche du point de puissance maximale.....	77
CONCLUSIONS.....	79

Chapitre N°04.....	80
---------------------------	-----------

Fonctionnement de la Centrale PV « OKB » connectée au réseau électrique

I. Introduction	80
II. Présentation de la station d'énergie solaire photovoltaïque à OUED EL KEBRIT.....	80
II.1. Description générale de la centrale.....	81
II.2. Schéma signe optique centrale photovoltaïque.....	81
III. la centrale Oued Kebrt connectée au réseau	82
III.1. Schéma unifilaire de la centrale photovoltaïque	82
III.2. Schéma unifilaire de l'étage 30kV au poste 220/90/30kV d'EL AOUNET	82
IV. Caractéristique des onduleurs de la centrale Oued Kebrt	83
IV.1. Mesures des différentes grandeurs électriques	84
IV.1.1. Mesures à l'entrée et à la sortie de l'onduleur.....	84
IV.1.2. Mesures au point de couplage commun (PCC)	84
V. Les différentes courbes d'éclairement de la centrales	85
VI. Analyse du taux de distorsion harmonique (THD)	86
VII- Les différentes Simulations	88
1)- Simulation de la centrale raccordée au réseau	88
2)- Simulation de l'étude « variante N°01 »	90
3)- Résultat des simulations « variante N°02 »	95
VIII. Conclusion	101
Bibliographie.....	103

Listes des Figures

Figure 1-1 :Géométrie schématique des rapports terre soleil.....	5
Figure 1-2 :La position du soleil observée d'après l'origine O.....	6
Figure 1-3 :Position du soleil observée d'après l'origine O.....	6
Figure 1-4 :Types de rayonnement solaire reçus au sol.....	7
Figure 1-5 :Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.....	8
Figure 1-6 :Intensité de l'enseillement reçu sur un plan horizontal et incliné.....	8
Figure 1-7 :L'effet photovoltaïque dans une cellule PV.....	8
Figure 1-8 :Génération de la paire électron-trou.....	9
Figure 1-9 :La jonction PN.....	9
Figure 1-10 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.....	10
Figure 1-11 : Caractéristique I-V d'une cellule de Solarex avec différents éclairagements.....	10
Figure 1-12 : Caractéristique I-V d'une cellule PV de Solarex avec différents températures.....	11
Figure 1-13 : Type de cellule.....	11
Figure 1-14 : Schéma du système photovoltaïque.....	12
Figure 1-15 : Modèle une diode du pv.....	12
Figure 1-16 : Modèle deux diodes du PV.....	14
Figure 1-17 :Schéma d'un système PV avec hacheur rangé.....	15
Figure 1-18 : Schéma d'un système PV avec hacheur série.....	16
Figure 1-19 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage.....	16
Figure 1-20 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct.....	17
Figure 1-21 :Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.....	17
Figure 2-1 :les énergies renouvelable en Algérie.....	21
Figure 2-2 :Programme algérien des énergies renouvelables.....	21
Figure 2-3 : Graphique présente le programme algérien des énergies renouvelables.....	22
Figure 2-4 :Evolution objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.....	23
Figure 2-5 : Boucle des énergies renouvelable au Sud de l'Algérie.....	25
Figure 2-6 :représentant les différents types des supports existants.....	27
Figure2-7 : présente la sortie de la ligne 30kV de la centrale OUED KEBRIT vers le poste EL AOUINET.....	27
Figure 2-8 : représentant des isolateurs existants.....	27
Figure 2-9 : Modèle en Pi d'une ligne électrique.....	28
Figure2-10 : Distance entre les faisceaux de conducteur sur un pylône.....	31
Figure 2-11 : présente le tracé de la ligne sur le logiciel GOOGLE EARTH« variante N°1 ».....	33
Figure 2-12 : présente les différentes grandeurs sur une ligne électrique.....	35
Figure 2-13 : présente le profil on long de la ligne 30kV sur AUTOCAD « variante N°1 ».....	37
Figure 2-14 : présente données d'entrées de la traversée sur logiciel NC.....	37
Figure 2-15 : présente résultat de la traversée (variante N°1) sur logiciel NC.....	38
Figure 2-16 : présente donnée d'entrée du tableau de pose (Variante N°1) sur logiciel NC.....	38

Figure 2.17 : présente Résultat du tableau de pose (Variante N°1) sur logiciel NC.....	39
Figure2-18 : Présente le tracé de la ligne sur le logiciel GOOGLE EARTH« variante N°2 ».....	42
Figure2-19 : Représente les types des supports avec le détail de la fondation.....	43
Figure2-20 : Présente les surmassifs.....	44
Figure2-21 : Caractéristiques des isolateurs anti-pollution.....	45
Figure 2-22 : présente le profil on long de la ligne 30kV sur AUTOCAD « variante N°2 ».....	47
Figure 2-23 : présente données d'entrées de la traversée (Variante N°02) sur logiciel NC.....	47
Figure 2-24 : présente résultat des traversées (variante N°2) sur logiciel NC.....	48
Figure 2-25 : présente données d'entrées Tableau de Pose (Variante N°02) sur logiciel NC.....	48
Figure 2-26 : présente Résultat des Tableaux de pose (Variante N°2) sur logiciel NC.....	49
Figure N° 3-1 : Présente les caractéristiques des hacheurs.....	55
Figure N° 3-2 : Hacheur à base de thyristor.....	56
Figure N° 3-3 : Hacheur à base de diode.....	56
Figure N° 3-4 : Caractéristiques idéales des interrupteurs.....	57
Figure N°3-5 : Présente les configurations possibles des hacheurs.....	57
Figure N° 3-6 : Présente la structure d'un hacheur non réversible.....	58
Figure N° 3-7 : Présente le schéma du hacheur série.....	58
Figure N° 3-8 : Présente l'allure de la tension et du courant de charge, de la source, de l'interrupteur et de la diode.....	60
Figure N° 3-9 : Présente le schéma du hacheur parallèle.....	61
Figure N° 3-10 : Présente les formes d'onde.....	62
Figure N° 3-11 : Présente l'hacheur à stockage inductif.....	63
Figure N° 3-12 : Présente les formes d'ondes.....	63
Figure N° 3-13 : Présente l'interrupteur réversible en courant.....	65
Figure N° 3-14 : Présente hacheur série réversible en courant.....	66
Figure N° 3-15 : Présente le fonctionnement du hacheur série réversible en courant.....	66
Figure N° 3-16 : Présente la structure du hacheur série réversible en courant.....	67
Figure N° 3-17 : Présente la forme de la tension de sortie du hacheur série réversible en courant....	67
Figure N° 3-18 : Présente la structure du hacheur réversible en tension et en courant.....	68
Figure N° 3-19 : Présente le Schéma de principe du convertisseur MPPT.....	68
Figure N° 3-20 : Présente le schéma de principe du régulateur série.....	69
Figure N° 3-20 : Présente le Poursuite du Point Maximal de Puissance.....	70
Figure N° 3-21 : Présente la méthode PO.....	70
Figure N° 3-22 : Présente les courbes caractéristiques d'un module photovoltaïque.....	72
Figure N° 3-23 : Présente le Filtrage de la tension par l'inductance de sortie.....	72
Figure N° 3-24 : Présente le circuit utilisant des thyristors.....	73
Figure N° 3-25 : Présente le circuit simple utilisant un pont de transistors.....	73
Figure N° 3-26 : Présente le circuit à pont de transistors avec convertisseur élévateur.....	74
Figure N° 3-27 : Présente le circuit à 3 étages avec transformateur.....	74
Figure N° 3-28 : Présente le circuit à 4 étages avec montage push pull.....	75
Figure N° 3-29 : Présente l'onduleur sans transformateur* dit « à Topologie de Karschny ».....	75
Figure N° 3-30 : Présente le modèle de condensateurs électrolytiques.....	76
Figure N° 3-31 : Principe l'algorithme des méthodes de Hill-Climbing et P&O.....	77
Figure N° 3-32 : Présente l'illustration de l'algorithme des méthodes de Hill-Climbing et P&O.....	78
Figure N° 4-1 : Présente la centrale photovoltaïque OUED KEBRIT.....	80

Figure N° 4-2 : Présente les panneaux photovoltaïques de la centrale OUED KEBRIT.....	81
Figure N° 4-3 : Présente le schéma signe optique de la centrale OUED KEBRIT.....	81
Figure N° 4-4 : Présente le schéma de la centrale PV connectée au réseau.....	82
Figure N° 4-5 : Présente le schéma unifilaire de la centrale photovoltaïque.....	82
Figure N° 4-6 : Présente le schéma unifilaire de l'étage 30kV au poste EL AOUNET.....	83
Figure N° 4-7 : Présente la mesure au niveau de l'onduleur.....	84
Figure N° 4-8 : Présente la mesure au point de couplage commun (PCC).....	84
Figure N° 4-9 : Présente la courbe d'éclairement été 2016.....	85
Figure N° 4-10 : Présente la courbe d'éclairement hiver « ciel dégagé » 2017.....	86
Figure N° 4-11 : Présente la courbe d'éclairement hiver 2017 ciel nuageux.....	86
Figure N° 4-12 : Présente la simulation sur MATLAB de la centrale raccordée au réseau.....	88
Figure N° 4-13 : Présente la simulation sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	90
Figure N° 4-14 : Présente le résultat de U et P à la sortie de l'hacheur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	91
Figure N° 4-15 : Présente le résultat de courant à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	92
Figure N° 4-16 : Présente le résultat de la tension à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	93
Figure N° 4-16 : Présente le résultat de courant à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	94
Figure N° 4-17 : Présente le résultat de la tension à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».....	95
Figure N° 4-18 : Présente le résultat de U et P à la sortie de l'hacheur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».....	96
Figure N° 4-19 : Présente le résultat de courant à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».....	97
Figure N° 4-20 : Présente le résultat de la tension à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».....	98
Figure N° 4-21 : Présente le résultat de courant à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».....	99
Figure N° 4-22 : Présente le résultat de la tension à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».....	100

Liste des Tableaux

Tableau 2-1 : Répartition de ce programme par filière technologique.....	21
Tableau 2-2 : Le programme de développement des énergies renouvelables.....	22
Tableau 2-3 : Liste des Centrales des énergies renouvelables en Algérie	25
Tableau2-4 : Présente les Caractéristiques de la ligne 30kV KEBRIT/EL AOUNET.....	26
Tableau2-5 : Présente les Caractéristiques du câble utilisé dans l'étude.....	34
Tableau 2-6 : Devis quantitatif et estimatif de la variante N°01	41
Tableau 2-7 : Détail du génie civil des poteaux.....	44
Tableau2-8 : Présente les Caractéristiques mécaniques et électriques de la chaîne d'ancrage.....	46
Tableau 2-10 : Devis quantitatif et estimatif de la variante N°02.....	52
Tableau 4-1 : Production de la centrale PV de OUED KEBRIT durant une journée été 2016.....	85
Tableau 4-2 : Production de la centrale PV de OUED KEBRIT durant une journée Hiver 2017.....	85
Tableau 4-3 : Production de la centrale PV de OUED KEBRIT durant une journée Hiver ciel nuageux 2017.....	85

Acronymes

- CSP : Concentration Solar Power
- PV : photovoltaïque.
- THD : taux de distorsion harmonique.
- MPP : Point de fonctionnement optimal 'Maximum Power Point'.
- MPPT : Suiveur/Algorithme du Point de fonctionnement optimal.
- DC=CC : Courant Continu.
- AC=CA : Courant alternatif.
- CDER : Centre de Développement des Énergies Renouvelable.
- FNER : Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération

IGBT : Le transistor bipolaire à grille isolée (InsulatedGateBipolar Transistor)

GTO : Le thyristor à extinction par la gâchette (GateTurn-Off Thyristor)

MOSFET : Un transistor à effet de champ à grille isolée plus couramment (MetalOxideSemiconductor Field Effect Transistor)

MCC : Machine à Courant Continu

PUSH-PULL : Un montage push-pull est un convertisseur continu-alternatif (onduleur) dont la présence d'un transformateur* à point milieu permet d'une part d'élever ou d'abaisser la tension en jouant sur le rapport de transformation, et d'autre part d'économiser 2 transistors et deux diodes (par rapport à un onduleur de pont).

Symboles

- WC : watt crête
- (λ) : Ensoleillement dans le plan des panneaux (W/m²)
- (T_c) : Température de jonction des cellules (°C)
- (I_{pv}) : Courant fourni par le groupe de panneaux (A)
- (V_{pv}) : Tension aux bornes du groupe (V)
- (I_{PH}) : Courant photoélectrique
- (I_{SH}) : Courant passant dans la résistance shunt
- (I_{SC}) : courant de court-circuit à 25°C et 1000 W/m²
- (K_I) : coefficient de température de la cellule
- (T_{ref}) : température de référence des panneaux
- (I_{RS}) : courant de saturation ;
- (k) : constante de Boltzmann (1,38.10⁻²³ J/K)
- (q) : charge élémentaire (1,6.10⁻¹⁹ C)
- (A) : facteur d'idéalité de la jonction
- (E_G) : est l'énergie de gap

ملخص:

في هذه المذكرة لدينا كهدف : دراسة نمذجة و تحسين متابعة النقطة الاعظمية للطاقة المستخدمة للنظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة الكهربائية وذلك باستخدام نموذج كنظام كهروضوئي المتصل بالشبكة الكهربائية وذلك بواسطة محولات الطاقة , تيار مستمر / تيار مستمر و موج تيار مستمر / تيار متناوب وهذا بالاعتماد على نموذج رياضي الذي يعطي قيم للطاقة الأعظمية بفضل هذا النموذج نستطيع تقدير الطاقة المتدفقة للشبكة و بمساعدة برنامج MATLAB / SIMULINK تمكن من دراسة تحسين تكامل الطاقة الشمسية المحقونة بواسطة محطة الطاقة واد كبريت في شبكة الكهربائية 30 kV .

كلمات مفتاحية: نمذجة - مولد كهروضوئي-تتبع نقطة الطاقة الأعظمية – الربط في الشبكة الكهربائية.

Résumé

Dans ce mémoire nous avons comme objectif: d'étudier, modéliser et optimiser la puissance MPPT exploitée d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Nous avons également utilisée un système photovoltaïque connecté au réseau électrique à travers des convertisseurs de puissance survolteur DC/DC, et d'un onduleur DC/AC qui a été présenté et simulé. Le générateur photovoltaïque et l'onduleur sont modélisés respectivement, l'un à l'aide d'un modèle mathématique qui donne les valeurs de la puissance maximale, et l'autre à l'aide d'une source de tension contrôlée en tension, afin d'injecter un courant sinusoïdal et d'estimer ou prédire l'énergie injectée dans le réseau. Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau. A l'aide du logiciel MATLAB/SIMULINK on a pu faire l'étude d'amélioration de l'intégration de l'énergie solaire injectée par la centrale de OUED KEBRIT dans le réseau 30kV.

Mots clés : Modélisation, générateur photovoltaïque, MPPT, connexion au réseau, hacheur, onduleur.

Abstract

Our objective in this work is: to study, model and optimize exploited power MPPT of photovoltaic system connected to grid. Weal soused modeled as photovoltaic system connected to grid through power converters, boost DC/DC and an inverter DC/AC, this model is presented and simulated. The photovoltaic generator and the inverter current are respectively modeled by using a mathematical model which gives the values of maximum power, and by a voltage source controlled in voltage in order to inject a sinusoidal current and to estimate or predict the energy injected into the network. This type of prediction is significant at the time of the feasibility study of a Photovoltaic Power station Connected to the Network. With the help of the MATLAB / SIMULINK software it was possible to study the improvement of the integration of the solar energy injected by the OUED KEBRIT power station into the 30kV network.

Key words: Modeling, photovoltaic generator, MPPT, grid connection, chopper, inverter.

Introduction générale :

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles.

La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Les énergies renouvelables sont des énergies inépuisables. Elles sont issues des éléments naturels : Le soleil, le vent, les chutes d'eau, les marées, la chaleur de la Terre, la croissance des végétaux... On qualifie les énergies renouvelables d'énergies "flux" par opposition aux énergies "stock", elles-mêmes constituées de gisements limités de combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz, uranium). Contrairement à celle des énergies fossiles, l'exploitation des énergies renouvelables n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes. Ce sont les énergies de l'avenir. Mais elles sont encore sous-exploitées par rapport à leur potentiel puisque ces énergies renouvelables ne couvrent que 20 % de la consommation mondiale d'électricité. Il existe 5 familles d'énergies renouvelables :

•Le solaire thermique :

On utilise des capteurs solaires pour produire de l'eau chaude sanitaire. Ce procédé peut aussi permettre le chauffage, notamment par le sol.

• L'éolien : L'énergie éolienne est l'énergie du vent dont la force motrice est utilisée dans le déplacement de voiliers et autres véhicules ou transformée au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou dans un moulin à vent en une énergie diversement utilisable.

• La biomasse : La biomasse (masse des végétaux) regroupe le bois, la paille, les rafles de maïs, le biogaz et les biocarburants. Le bois issu des déchets de la forêt ou des industries du bois est brûlé pour produire de la chaleur. Il représente 14 % de la consommation énergétique mondiale. Le biogaz est issu de la fermentation des déchets organiques. Sa combustion produit de la chaleur, mais également de l'électricité par cogénération. Les biocarburants proviennent de plantes cultivées.

• La géothermie : Cette énergie Utilisant la chaleur du sous-sol, la géothermie peut permettre de chauffer des locaux (avec une température moyenne ou faible), ou de produire de l'électricité par vapeur interposée (avec une température élevée).

• Le solaire photovoltaïque : L'électricité est produite à partir de la lumière du soleil au moyen d'installations photovoltaïques. Celles-ci alimentent des sites isolés ou le réseau de distribution général. Le solaire photovoltaïque, c'est la transformation du rayonnement solaire en électricité, à partir du moment où les photons (particules de lumière) mettent en mouvement les atomes de matériaux semi conducteurs (généralement le silicium), qui constituent les cellules photovoltaïques présentes dans les capteurs. Le module photovoltaïque est un assemblage en série de cellules

photovoltaïques, protégées par un verre sécurité antireflet, il crée un courant électrique continu qui circule dans les capteurs. L'onduleur intervient ensuite pour convertir le courant continu produit par le photovoltaïque en courant alternatif, compatible avec celui du réseau de distribution de l'électricité.

Enfin, le compteur mesure l'électricité qui est fournie au réseau. [1]

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le photovoltaïque prend une place prépondérante.

Dans ce contexte général, cette étude s'intéresse à la filière photovoltaïque et consiste essentiellement la modélisation et le raccordement du système photovoltaïque au réseau électrique. Le mémoire présenté est organisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre : Consiste à la description générale et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques.

Le second chapitre : Présent l'étude de deux variantes pour améliorer l'intégration de l'énergie solaire de la centrale de OUED KEBRITE au réseau électrique

Le troisième chapitre : Consiste à la description des composants de la centrale photovoltaïque et de quelques méthodes de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) des panneaux solaires.

Le quatrième chapitre : Est consacré pour la simulation de la centrale de OUED KEBRITE raccordée au réseau électrique, une comparaison entre les grandeurs mesurées et les grandeurs simulées pour des profils d'éclairement et de températures journalières réels mesurés à OUED KEBRIT.

Enfin, une conclusion générale qui résume les travaux réalisés.

Chapitre 1

Les systèmes Photovoltaïques

I. Introduction :

Le soleil fournit une énergie lumineuse grandiose à la Terre. Mais le problème réside dans le fait que la forme sous laquelle nous recevons l'énergie n'est pas nécessairement celle sous laquelle cette énergie est utilisable. C'est pourquoi, nous devons utiliser des processus de conversion de l'énergie. Par exemple, les cellules solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique.

Ce chapitre consiste à la description générale du système photovoltaïque et son principe de fonctionnement.

II. Historique de la cellule photovoltaïque :

Le mot photovoltaïque vient de mot grec "*photos*" qui signifie la lumière et voltaïque du physicien italien "**Alessandro volta**".

Les cellules photovoltaïques sont découvertes en **1839** par « Antoine Becquerel », l'effet photovoltaïque permet la transformation de l'énergie lumineuse en électricité. Ce principe repose sur la technologie des semi-conducteurs. Il consiste à utiliser les photons pour libérer les électrons et créer une différence de potentiel entre les bornes de la cellule qui génère un courant électrique continu.

A la différence des autres énergies renouvelables, l'énergie solaire est disponible partout sur la terre.

L'Algérie reçoit en moyenne chaque jour 3kWh par mètre carré même si les déserts les plus ensoleillés recueillent **7kWh**.

Il n'y a donc pas de problème de gisement pour cette source. Les régions désertiques du grand Sahara, recevant jusqu'à 2900 kWh/m²/an

Les premières applications ont lieu dès les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. Puis à partir de 1970, les premières utilisations terrestres ont concerné l'électrification des sites isolés. La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire est apte à répondre à une demande croissante d'énergie renouvelable. Elle est considérée comme devant prendre une part significative dans l'approvisionnement énergétique mondial. Celle-ci sera d'autant plus grande et d'autant plus rapide que des méthodes permettant de produire de l'électricité solaire à moindre coût seront utilisées. La puissance des installations est exprimée en Watt crête (Wc). Le Wc est la puissance fournie par un module photovoltaïque pour un ensoleillement normalisé de **1000W par m²**, à une température de **25°C**. Le rendement électrique est le rapport puissance lumineuse incidente sur puissance électrique fournie. Les modules existants permettent des rendements électriques compris entre **5** et **15%**.

Actuellement le matériau semi-conducteur le plus utilisé est le **silicium**, sous forme de plaquettes, offrant le meilleur rendement de conversion de l'énergie solaire en électricité. Cependant, sa purification et son traitement conduisent à des coûts très élevés qui constituent un frein important au développement du photovoltaïque. [2]

Une fois ces rappels théoriques sont faits, il nous sera facile d'expliquer le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque en passant au système photovoltaïque complet et à ses trois types à savoir:

- Les systèmes autonomes.
- Les systèmes connectés au réseau.
- Les systèmes fonctionnant au fil du soleil (Pompage PV).

III. Potentiel solaire:

III.1. Potentiel solaire extraterrestre:

III.1.1. Rayonnement solaire extraterrestre:

Pour comprendre le comportement du rayonnement du soleil, les caractéristiques du corps noir devrait être vues brièvement. Le " corps noir " est à la fois un absorbeur et un émetteur de rayonnement électromagnétique avec **100 %** d'efficacité à toutes les longueurs d'ondes. La distribution théorique des longueurs d'onde du rayonnement du corps noir est mathématiquement décrite par l'équation de Planck comme suite :

$$E_{\lambda} = \frac{A\lambda^{-5}}{\exp\left(\frac{B}{\lambda T}\right) - 1} \quad (1.1)$$

Avec :

A : constante de radiation $A = 3.74 \times 10^{-16} \text{ W/m}^2 \text{ K}^5$

B : $14.39 \times 10^{-3} \text{ m.K}$

λ : Longueur d'onde en mètre

T : Température absolue en °K

L'ensoleillement, qui représente le flux d'énergie émis par unité de temps et par unité de surface du soleil, exprimée en W/m^2 est donné par la loi de Stefan-Boltzmann:

$$E_s = \sigma T^4 \quad (1.2)$$

Où $\zeta = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ est la constante de Stefan-Boltzmann ;

T : est la température absolue du corps noir.

L'ensoleillement reçu en dehors de l'atmosphère terrestre, nommée la constante solaire, peut être approximativement dérivée selon l'expression (1.3), si on suppose que le soleil est un corps noir :

$$E_s A_s = E_0 A_{OT} \quad (1.3)$$

Avec :

E_s : Eclairage de la surface du soleil ;

E_0 : Eclairage en dehors de l'atmosphère terrestre, appelé constante solaire ;

A_s : Surface du soleil ;

A_{OT} : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil ;

La figure (1-1) montre la géométrie schématisée des rapports terre-soleil. En substituant E_s par l'équation (1.2) et T par 5762°K , on obtient : $E_0 = 1360 \text{ W/m}^2$

Puisque l'orbite de la terre ROT n'est pas entièrement constante, E_0 change légèrement tout au long de l'année, on peut déduire que $1300 \text{ W/m}^2 < E_0 < 1390 \text{ W/m}^2$.

Les mesures, par satellite, indiquent que la valeur moyenne de l'année E_0 est de 1367 W/m^2 ; qui est dans la gamme précédente.

En raison de l'orbite elliptique de la terre, l'ensoleillement extraterrestre E_0 sur une surface perpendiculaire au faisceau du soleil dans le jour n de l'année est donné (n variant de 1 à 365 et ce du 01/01 au 31/12 de l'année) par l'équation suivante:

$$E_0(n) = \left(1 + 0.033 \frac{2\pi n}{365}\right) E_0 \quad (1.4)$$

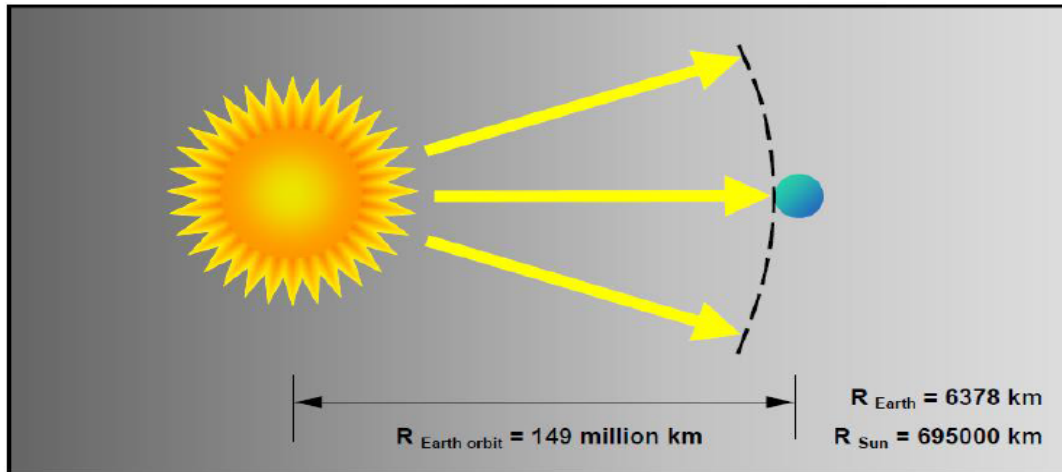


Figure 1-1. Géométrie schématique des rapports terre-soleil.

III.1.2. Temps solaire vrai (TSV) :

Le temps, en heures, appliqué dans les calculs d'énergie solaire est nommé : le temps solaires vrai, là où le soleil croise le méridien de l'observateur à 12:00. La conversion du temps standard local (TSL) au TSV est faite par l'équation (1.5) :

$$T_{TSV} = T_{TSL} + \frac{12h}{\pi} (\Lambda_{ref} - \Lambda) + B_t(n) \quad (1.5)$$

Avec :

Λ : longitude géographique du site

Λ_{ref} : longitude de référence du TSL

$B_t(n)$: facteur additionnel qui compte pour les perturbations de rotation de la terre en heure

On peut ajouter jusqu'à 1H) ; il est donné par l'équation (1.6):

$$B_t(n) = 0.1645 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 1255 \cos\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) - 0.025 \sin\left(\frac{2\pi(n-81)}{364}\right) \quad (1.6)$$

III.1.3. Position du soleil :

La position du soleil sur la sphère céleste est donnée par l'angle d'altitude γ et l'angle d'azimut ψ figure (1.2). Elle dépend de la date, la période du jour, et de la position géographique de l'observateur.

La date, en nombre de jours n , détermine l'angle solaire de déclinaison δ de la terre, qui est au point O en radian. Elle est exprimée par l'équation suivante :

$$\delta = 23.45 \frac{\pi}{180} \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.7)$$

Le temps de la journée, en heures, est le reflet d'un angle nommé angle horaire du soleil, en radian équivalant à l'heure, qui est donné par l'équation suivante :

$$\omega = (TSV - 12h)\pi / 12h \quad (1.8)$$

L'altitude γ et l'azimut ψ à un certain temps et date, à longitude Λ et à latitude φ , sont alors calculés à partir des équations (1.9) et (1.10) :

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) \tag{1.9}$$

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\varphi) \sin(\gamma) - \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\gamma)} \tag{1.10}$$

A noter que l'azimut solaire ψ est négatif le matin et positif l'après-midi. Pour des positions sur l'hémisphère nordique, l'angle d'altitude γ est positif entre le lever et le coucher du soleil ; tandis que sur l'hémisphère méridional, il est négatif. L'angle de déclinaison δ est défini positif pendant l'été sur l'hémisphère nordique. L'angle de latitude géographique φ est positif sur l'hémisphère nord et négatif sur l'hémisphère sud.

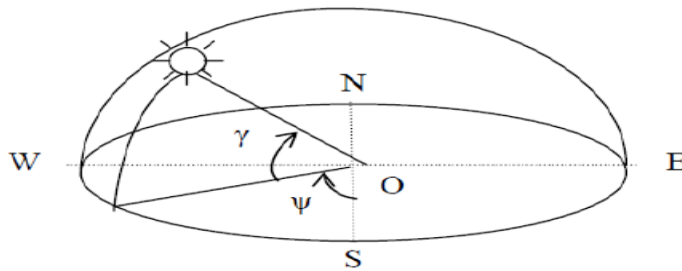


Figure 1-2 : La position du soleil observée d'après l'origine O.

III.1.4. Géométrie d'orientation : collecteur- faisceau du soleil :

La position du soleil vis-à-vis d'un collecteur orienté arbitrairement est déterminée par l'angle d'incidence θ_i du rayon du soleil figure (1.3). Pour le plan d'horizon, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénith, équation (1.11) :

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \tag{1.11}$$

Pour un collecteur incliné avec l'angle β et l'azimut α , l'angle d'incidence θ_i est calculé à partir de:

$$\cos(\theta_i) = \sin(\gamma) \cos(\beta) + \cos(\gamma) \sin(\beta) \cos(\alpha - \psi) \tag{1.12}$$

Là où l'angle d'azimut α erre d'est-ouest et zéro pour l'orientation sud. L'ensoleillement extraterrestre E_0 reçue par un collecteur arbitrairement orienté est donnée par l'équation (1.13) :

$$E_{\theta\alpha\beta} = E_0 \cos(\theta_i) \tag{1.13}$$

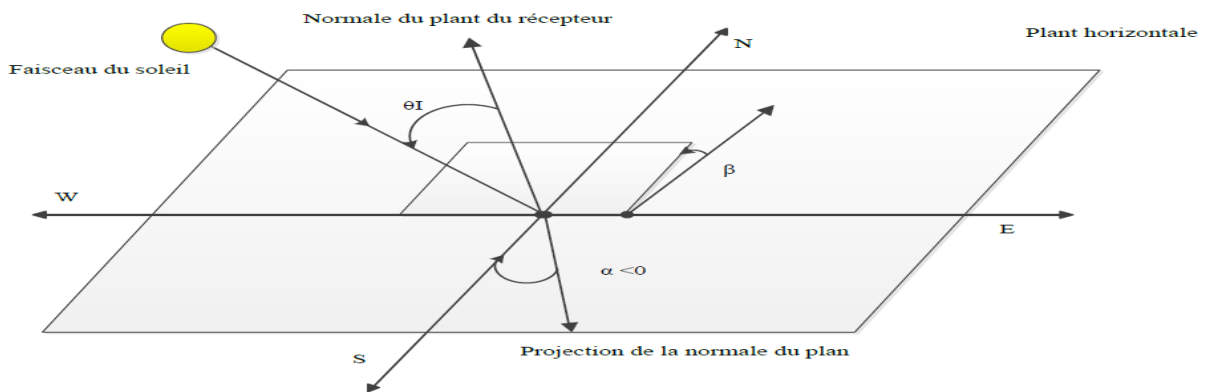


Figure 1-3. Position du soleil observé d'après l'origine O.

III.2-Rayonnement solaire :

III.2.1. Spectre solaire :

Afin de quantifier l'énergie développée par le générateur photovoltaïque dans une application donnée, il est nécessaire de connaître le spectre du rayonnement solaire reçu sur sol. En effet, quatre types de rayonnement ont été répertoriés dans la littérature :

- **Le rayonnement direct**

La conversion du rayonnement direct ED est une question trigonométrique. Le rayonnement direct, sur le plan horizontal, est la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus.

Le rayonnement direct est converti pour un plan avec un angle d'azimut α et d'inclinaison β selon l'équation suivante :

$$ED_{\alpha\beta} = E D \cos(\theta_i) / \sin(\gamma) \quad (1.14)$$

Avec γ et θ_i sont donnés selon les équations (1.9) et (1.12).

A noter que le paramètre $E_{D_{\alpha\beta}}$ peut être mesuré par un instrument nommé « Pyroheliometer », qui doit être monté sur la monture du générateur PV.

- **Le rayonnement diffus :**

C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

- **Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol :**

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est

Particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc...).

- **Le rayonnement global :**

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol). Dans la figure ci-dessous figure (1-4) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçu sur une surface terrestre.

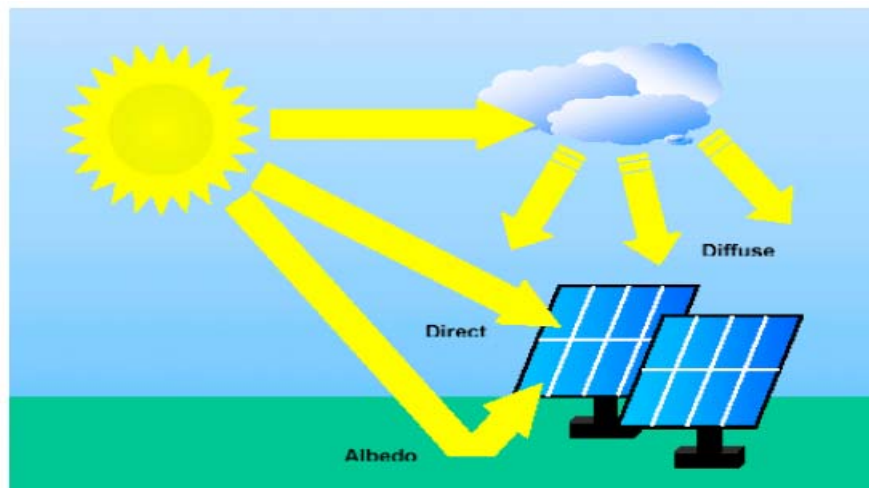


Figure 1-4. Types de rayonnement solaire reçus au sol.

L'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée irradiation ou éclairement (noté généralement par la lettre G), il s'exprime en watts par mètre carré (W/m^2).

La valeur du rayonnement reçu par la surface du module photovoltaïque varie selon la position de ce dernier.

Le rayonnement solaire atteint son intensité maximale lorsque le plan du module photovoltaïque est perpendiculaire aux rayons :

Dans la figure (1-6) ci-après est illustré l'effet de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur l'intensité de l'éclairement reçu sur leurs surfaces du levé au couché du soleil.

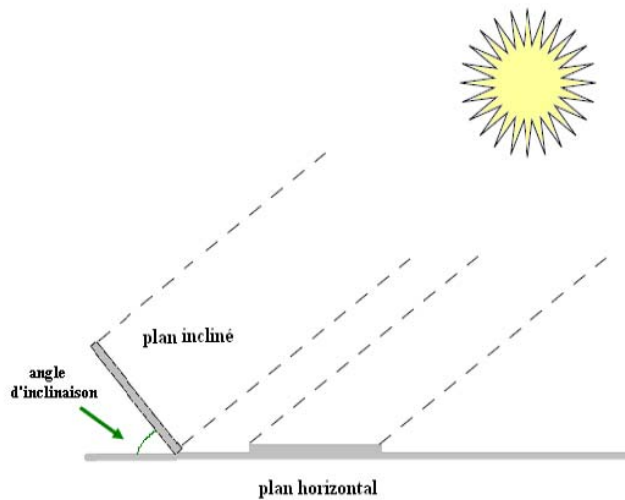


Figure 1-5. Rayonnement solaire capté par un plan horizontal et incliné.

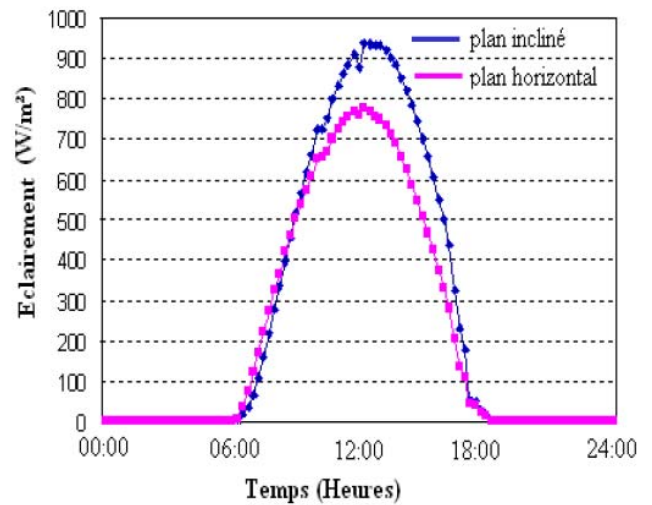


Figure 1-6. Intensité de l'ensoleillement reçu sur un plan horizontal et incliné.

VI. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique.

VI.1. L'effet photovoltaïque :

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin.

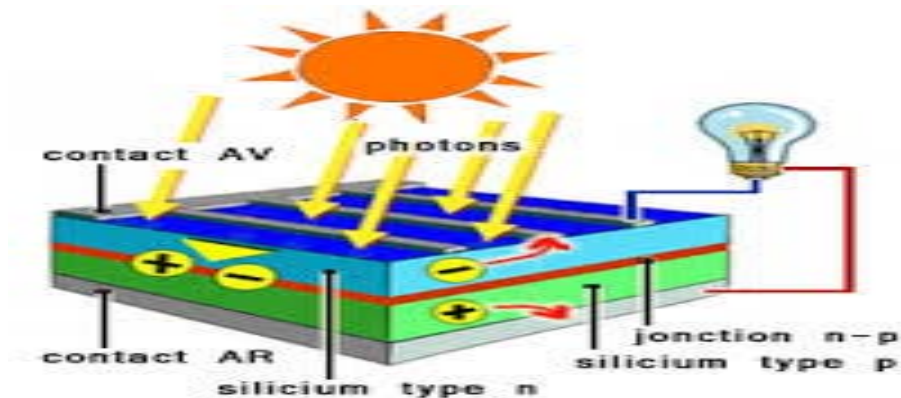


Figure 1-7 : L'effet photovoltaïque dans une cellule PV.

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à une jonction PN entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière "attaquent" les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être « arrachés ». Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue et faible. Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Lorsque l'on associe en série des cellules leurs tensions s'ajoutent, lorsque l'on associe en parallèle des cellules leurs courants s'ajoutent. Il faut savoir que lorsque

l'une des cellules est affectée d'une gêne (ombrage par exemple), tout le fonctionnement est perturbé. La tension générée par une cellule en série et/ou en parallèle est limitée à la valeur du gap de son matériau. Les cellules sont associées afin de pouvoir délivrer les niveaux de tension et de courant souhaités.

VI.2. Semi-conducteur :

La filière la plus avancée sur le plan technologique et industrielle est la réalisation de cellules à base de silicium. Ce dernier est l'élément semi-conducteur le plus utilisé car il est peu coûteux et il se trouve en très grande quantité sur terre : il constitue 28% de l'écorce terrestre, sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

VI.2.1. Formation de la jonction PN :

Le silicium, comme tous les semi-conducteurs, a une bande de valence pleine et une bande de conduction vide. Mais grâce à un apport énergétique suffisant, il est possible de faire passer des électrons de la bande de valence (BV) à la bande de conduction (BC), d'où la génération d'électrons libres, figure (1.8).

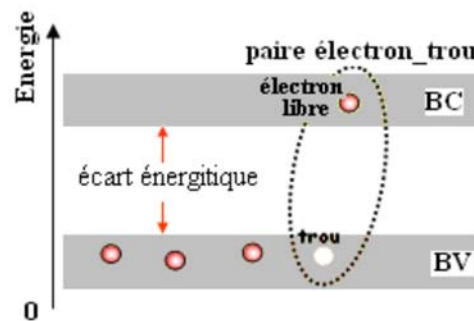


Figure 1-8 : Génération de la paire électron-trou.

La présence d'électrons libres dans la bande de conduction d'un matériau n'est pas suffisante pour générer un courant : il est nécessaire de créer une différence de potentiel aux bornes du photo-générateur afin d'entraîner les charges positives d'un côté et les charges négatives de l'autre. Cette opération est possible par dopage du Silicium. Une jonction PN est créée par l'assemblage de deux barreaux de Silicium de type N et P. Le composant ainsi créé est appelé diode.

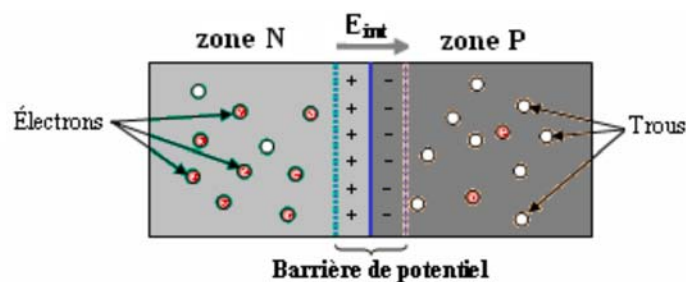


Figure 1-9 : La jonction PN.

V. Caractéristique électrique :

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire. La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [VIG-10]. Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal.

En effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant

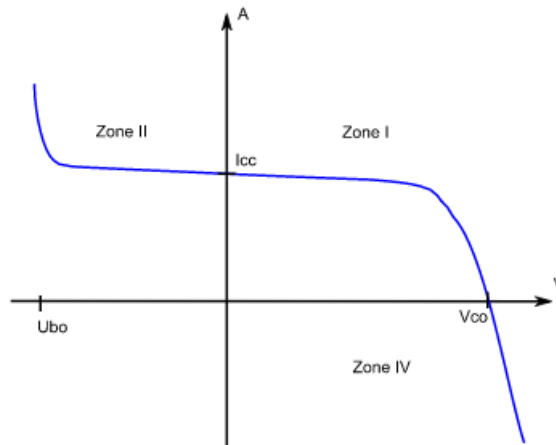


Figure 1-10 : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.

V.1. Influence de la température et de l'éclairement :

La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température. La **Figure 1-11** donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque Solarex-MSX60 pour différents éclairements (de 0kW/m² à 1 kW/m²) à température donnée de 15°C :

- Le courant de court-circuit i_{cc} varie proportionnellement à l'éclairement.
- La tension à vide V_{co} varie peu avec l'éclairement. Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée

Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile du générateur photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

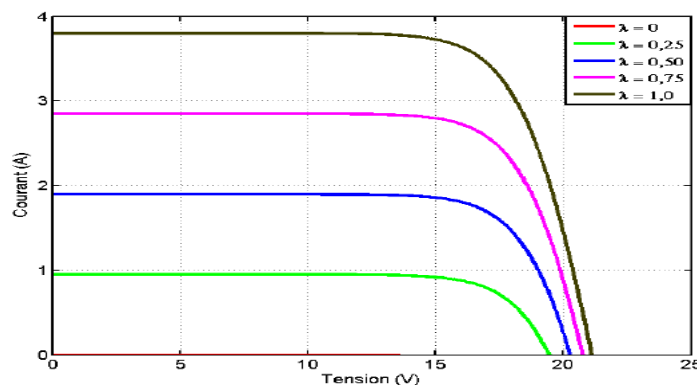


Figure 1-11 : Caractéristique I-V d'une cellule de Solarex avec différents éclairements.

La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV.

La **Figure 1-12** présente la variation des caractéristiques d'un générateur PV de 60W en fonction de la Température à un éclairage donné. L'éclairage est ici fixé à 1000 W.m^2 .

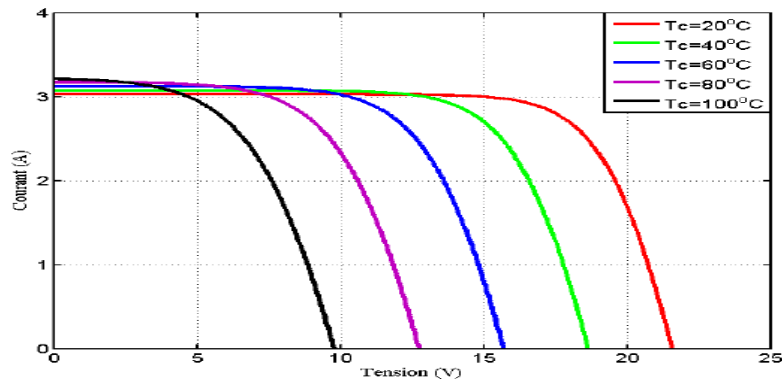


Figure 1-12 : Caractéristique I-V d'une cellule PV de Solarex avec différents températures.

A éclairage donné :

- La tension à vide V_{co} décroît avec la température. Plus la température est élevée plus V_{co} est faible,
- Le courant de court-circuit i_{cc} augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur i_{cc} peut être négligée dans la majorité de cas.

La température et l'éclairage sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV.

V.2.Type de cellules :

Un panneau solaire est un assemblage des cellules. Il existe plusieurs types de cellules.

La **Figure 1-13** présente trois types de cellule :

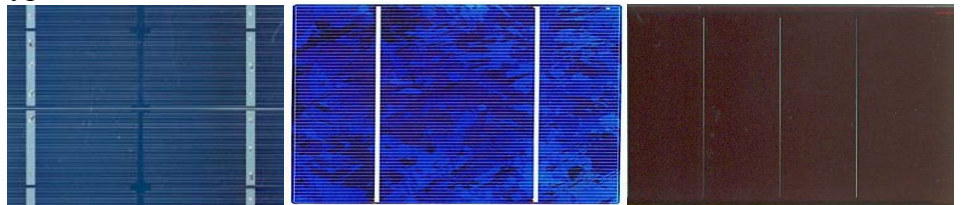


Figure 1-13 :Type de cellule (a) monocristalline; (b) poly-cristalline; et (c)amorphes

- Cellules monocristallines

- La première génération de photopiles ;
- Un taux d'efficacité excellent (12-16%) ;
- Une méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère ;
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur.

- Cellules poly-cristallines

- Coût de production moins élevé (le plus utilisé en Algérie) ;
- Procédé nécessitant moins d'énergie ;
- Efficacité 11-13%.

- Cellules amorphes

- Coût de production bien plus bas ;
- Efficacité plus bas 8-10%
- Durée de vie plus faible.

- Cellules nanocristallines [MIC-07]

- Une des dernières générations de photopiles ;
- Fonctionnent selon un principe qui différencie les fonctions d'absorption de la lumière et de séparation des charges électriques ;
- Efficacité global de 10,4%
- Procédé et coût de production encore plus bas.

Les performances d'efficacité énergétique atteintes industriellement sont de 13 à 14% pour les cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12 % avec du silicium poly-cristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces [GER-09].

VI. Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque :

Dans cette partie, l'étude de la chaîne de conversion photovoltaïque, en vue de l'estimation de sa production d'énergie. La chaîne de conversion est constituée comme indiqué à la **Figure 1-14**

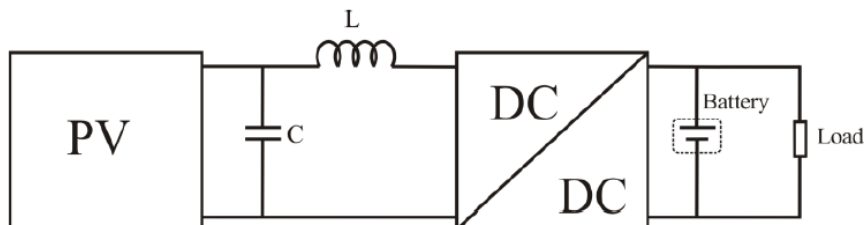


Figure 1-14 : Schéma du système photovoltaïque.

Le système comprend quelques groupes du panneau photovoltaïque, chaque groupe débite généralement dans un bus continu au travers un hacheur (élevateur ou abaisseur selon les niveaux de tension choisis) commandé à puissance maximale MPPT. L'objectif de ce convertisseur et de sa commande est de soustraire le maximum de puissance photovoltaïque quelle que soient les conditions météo (éclairage, nuages et température). Cela est réalisé par l'optimisation de la tension DC appliquée par le hacheur aux bornes du panneau PV.

Dans un premier temps, nous déterminons les caractéristiques de puissance de chaque groupe de panneaux. Puis, à partir de relevés expérimentaux, nous évaluons la caractéristique des convertisseurs DC-DC à pilotage MPPT.

Il est souhaitable d'obtenir la puissance maximale que peuvent fournir chaque groupe de panneaux photovoltaïques pour un ensoleillement et une température donnés. Il y a deux modèles différents de panneaux photovoltaïques à présenter [GER-09].

VI.1. Modèle une diode :

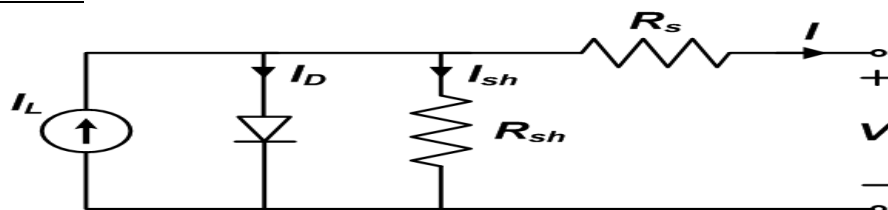


Figure 1-15 : Modèle une diode du pv.

Ce modèle comporte quatre variables. Les deux variables d'entrée sont :

- Ensoleillement (λ) dans le plan des panneaux (W/m^2);
- Température (T_c) de jonction des cellules ($^{\circ}\text{C}$)

Les deux variables de sortie sont :

- Courant (I_{pv}) fourni par le groupe de panneaux (A) ;

- Tension (V_{pv}) aux bornes du groupe (V)

Une équation caractéristique pour un groupe de panneaux PV déduite du schéma électrique équivalent de la **Figure 1-14**

Dans ce qui suit les notations suivantes pour indiquer les paramètres dans chaque groupe de panneau:

- Courant photoélectrique $I_{PH} = n_p \cdot i_{ph}$

- Courant en sortie du groupe $I_{PV} = n_p \cdot i_p$

- Courant passant dans la diode (dans le modèle d'un groupe de panneaux) $I_d = n_p \cdot i_d$

- Courant passant dans la résistance shunt $I_{SH} = n_p \cdot i_{rsh}$

- Tension en sortie du groupe $V_{PV} = n_s \cdot v_p$

- Résistance série du groupe $R_S = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s$

- Résistance shunt du groupe $R_{SH} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh}$

$$I_{PV} = I_{PH} - I_S \left[\exp \left(\frac{q(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] - \frac{(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{R_{SH}} \quad (1.14)$$

Le courant photoélectrique, I_{PH} , est directement dépendant de l'ensoleillement et de la température des panneaux et peut se mettre sous la forme :

$$I_{PH} = [I_{sc} + K_I(T_c - T_{ref})] \lambda$$

Où :

- I_{sc} courant de court-circuit à 25°C et 1000 W/m² ;

- K_I coefficient de température de la cellule ;

- T_{ref} température de référence des panneaux

Le courant de polarisation de la jonction PN, I_S , est donné par l'expression :

$$I_S = I_{RS} \left(\frac{T_C}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[qE_G \frac{(1/T_{ref} - 1/T_C)}{kA} \right] \quad (1.15)$$

Où :

- I_{RS} : courant de saturation ;
- k : constante de Boltzmann (1,38.10⁻²³ J/K) ;
- q : charge élémentaire (1,6.10⁻¹⁹ C) ;
- A : facteur d'idéalité de la jonction ;
- E_G : est l'énergie de gap

En réalité, le rendement du panneau est peu dépendant de R_{sh} . Nous pouvons donc négliger

L'effet de la résistance avec l'hypothèse de valeur infinie de R_{sh} . Au contraire, une petite variation de R_{sh} va impacter considérablement la puissance en sortie du panneau. Puis, l'équation devient (1.16) suivante :

$$I_{PV} = I_{PH} - I_S \left[\exp \left(\frac{q(V_{PV} + I_{PV}R_S)}{kT_C A} \right) - 1 \right] \quad (1.16)$$

Dans le cas de court-circuit du panneau avec l'hypothèse d'un courant de fuite négligeable qui passe de la résistance R_{sh} à la terre, le courant de court-circuit est approximativement égal

au photo-courant I_{PH} : $I_{PH} = I_{sc}$

D'autre côté, dans le cas d'un circuit ouvert, la valeur de la tension à vide du panneau est calculé. Dans la cellule photovoltaïque, il apparait un courant de polarisation de la jonction PN. En effet, il est équivalent au courant de saturation de diode présenté sur la **Figure 1-14**. Ce courant est calculé à la température des panneaux de référence 25°C et est exprimé Par L'équation suivante :

$$I_S = I_{SC} \left[\exp \left(\frac{qV_{OC}}{kT_C A} \right) - 1 \right] \quad (1.17)$$

La simplification de la fonction suscitée donne :

$$I_{PV} = f(I_{PV}, V_{PV}, \lambda, T_C)$$

Avec les paramètres donnés par les producteurs de panneaux V_{OC} , I_{SC} , K_i , A et R_s .

VI.2. Modèle deux diodes :

D'après [SUT-13] et [ALT-07], les auteurs ont montré que, lorsque l'irradiation est faible, le modèle deux diodes est plus précis que le modèle une diode en termes de caractéristiques $I(V)$ de la cellule (entre le résultat du modèle et la donnée des producteurs de panneaux).

Cette partie, présente le modèle deux diodes en prenant en compte la littérature [CHR-99], [SAM-10], [DAS-13] et [GER-09]. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans ce cas celui de la **Figure 1-16**.

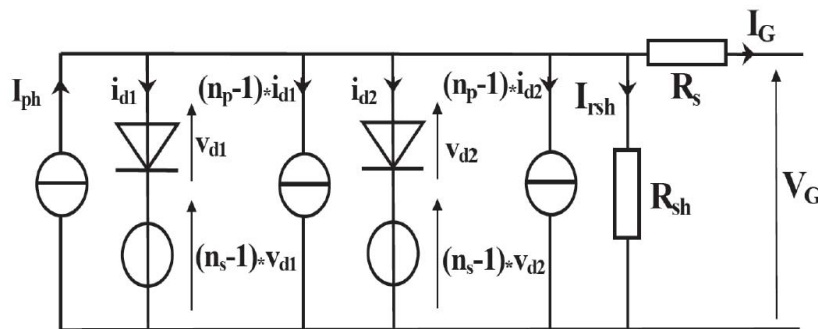


Figure 1-16 : Modèle deux diodes du PV.

Obtenir le courant sorti du panneau comme suit :

$$I_{PV} = I_{PH} - I_{S1} - I_{S2} - I_{SH} \quad (1.18)$$

Pour les courants de recombinaison qui représentent la polarisation de la jonction PN:

$$I_{S1} = I_{RS1} \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_C} (V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}) \right) - 1 \right] \quad (1.19)$$

$$I_{S2} = I_{RS2} \left[\exp \left(\frac{q}{2 \cdot k \cdot A \cdot n_s \cdot T_C} (V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}) \right) - 1 \right] \quad (1.20)$$

Les courants de saturation sont :

$$I_{S1} = K_1 \cdot T_C^3 \cdot \left(\exp \left(-\frac{E_G}{k \cdot T_j} \right) \right) \quad (1.21)$$

$$I_{S2} = K_2 \cdot T_C^3 \cdot \left(\exp \left(-\frac{E_G}{2 \cdot k \cdot T_j} \right) \right) \quad (1.22)$$

A partir des équations (1-18), (1-19), (1-20), (1-21) et (1-22), nous pouvons alors écrire l'équation finale :

$$I_{PV} = [I_{SC} + K_I(T_C - T_{ref})] \lambda - I_{RS1} \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_C} (V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}) \right) - 1 \right] - I_{RS2} \left[\exp \left(\frac{q}{2 \cdot k \cdot A \cdot n_s \cdot T_C} (V_{PV} + R_S \cdot I_{PV}) \right) - 1 \right] - \frac{(V_{PV} + R_S \cdot I_{PV})}{R_{SH}} \quad (1.23)$$

Avec les paramètres donnés par les producteurs de panneaux V_{oc} , I_{sc} , K_i , A et R_s .

VII. Les topologies du système photovoltaïque :

Cette partie présente les architectures de champs PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base "conversion". Une grande diversité de topologies de champs PV est présentée dans la thèse de Vighetti [VIG-10]. L'auteur a aussi fait une étude à propos des avantages et des désavantages de chaque topologie. Parmi les topologies dans sa thèse, nous aurons choisi deux topologies afin de présenter dans les paragraphes suivants, car ils utilisent un seul onduleur entre les champs les PV et le réseau électrique et ils nous permettent de réduire le nombre d'interactions entre le réseau et l'installation PV.

➤ Le hacheur associé en parallèle :

L'utilisation de plusieurs étages de conversion peut améliorer le rendement de conversion et simplifier

la stratégie de contrôle l'interrupteur (voir un exemple de ce système dans la **Figure 1-17**)

Néanmoins, il faut bien dimensionner cet onduleur car il est très important dans la chaîne de la conversion et aussi du transfert de l'énergie des panneaux PV dans le réseau.

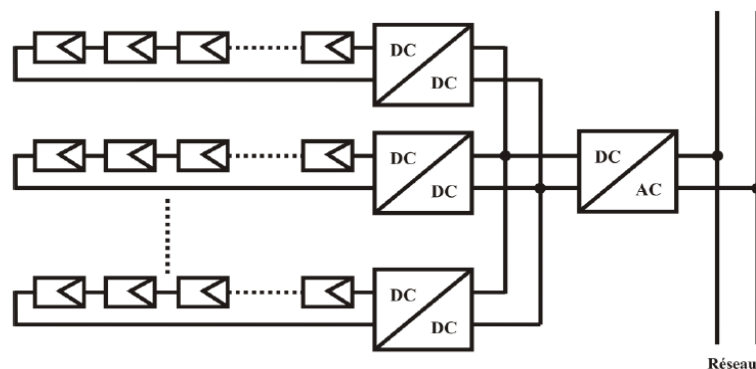


Figure 1-17 : Schéma d'un système PV avec hacheur rangé.

Cette topologie est choisie dans notre système étude pour injecter des chaînes du PV dans le réseau. Le MPPT se fait pour chaque chaîne. Il est indépendant l'un après l'autre. De plus, le bus continu a l'avantage d'intégrer facilement un système de stockage.

➤ **Le hacheur associé en série :**

Une des solutions pour diminuer le rapport d'élévation des hacheurs nécessaires à la topologie hacheur modulaire parallèle est de mettre la sortie des hacheurs en série. Ainsi le rapport d'élévation est d'autant diminué que le nombre de hacheurs en série est augmenté. La **Figure 1-18** montre le hacheur modulaire série.

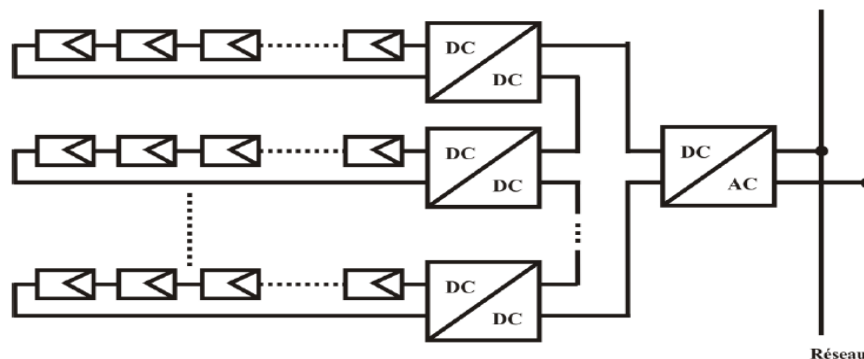


Figure 1-18 :Schéma d'un système PV avec hacheur série.

Cette topologie permet de diminuer le rapport d'élévation des hacheurs et ainsi d'augmenter le rendement.

En revanche, la mise en série des hacheurs implique une dépendance des points de fonctionnement des uns par rapport aux autres et complexifie les lois de commandes et le dimensionnement de la structure.

VIII. Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique :

Batterie d'accumulateurs électrochimiques, ceux-ci alimentent des appareils d'utilisation :

- soit directement en courant continu.
- soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un convertisseur continu- alternatif (onduleur).

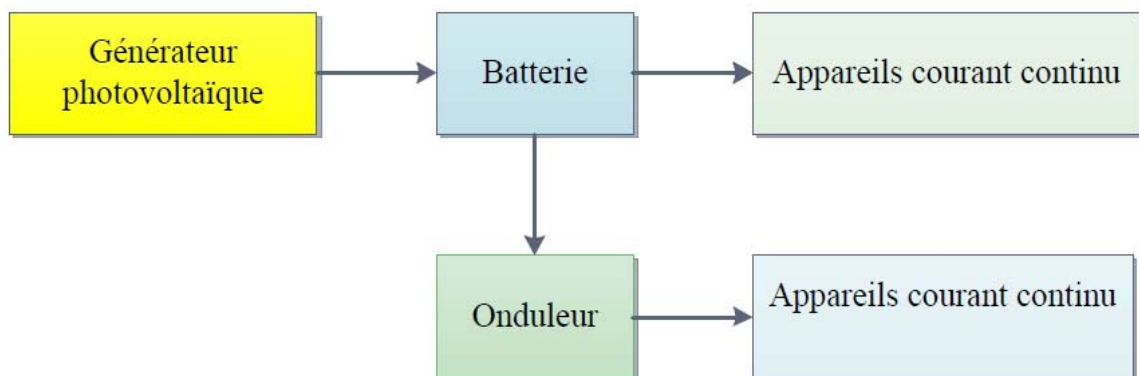


Figure 1-19 :Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec stockage.

VIII.1. Les systèmes à couplage direct sans batterie :

(Fonctionnement dit aussi < au fil du soleil >).

Les appareils d'utilisation sont branchés soit directement sur le générateur solaire, soit, éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu, adaptateur d'impédance.

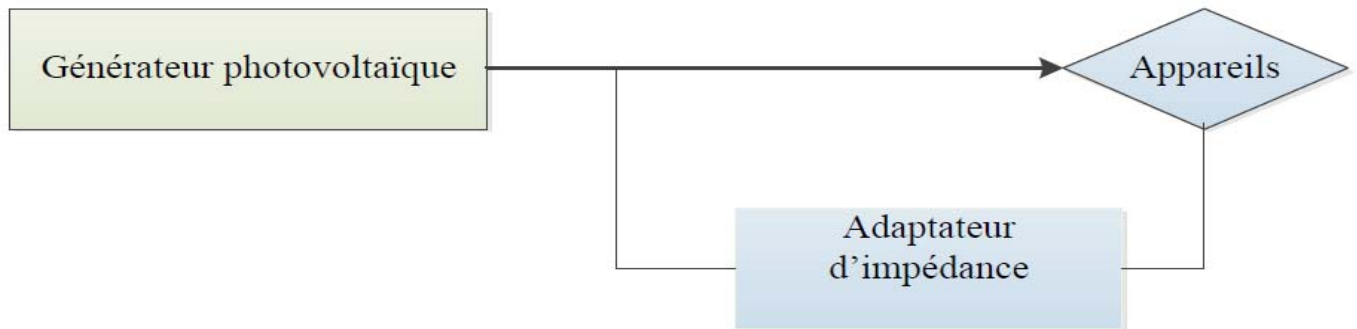


Figure 1-20 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque à couplage direct.

Pour les systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à un stockage mais qui ne sera pas sous forme électrochimique.

Exemple :

- pompage ⇒ stockage par réservoir d'eau.
- Réfrigération ⇒ stockage de froid.

Le choix de tel ou tel système se fera en fonction de différents critères : simplicité, application, environnement, etc.

Toutefois l'étude de systèmes photovoltaïques se ramène à l'étude de l'adaptation de la charge constituée, soit d'une batterie, d'une charge quelconque par rapport à l'ensemble des modules solaires. Comme il est vu précédemment, on recherchera à optimiser le système pour avoir le meilleur rendement d'adaptation du système (rapport de l'énergie électrique fournie à l'utilisation à l'énergie électrique qu'aurait pu fournir le générateur fonctionnant toujours à son point de puissance maximum).

Un système photovoltaïque est donc constitué du générateur, et des charges à alimenter. Ces charges sont de type courant continu ou courant alternatif.

Les diverses composantes d'un système photovoltaïque sont représentées symboliquement sur le schéma généralisé dans la figure (1-21) ci-dessous.

Cette représentation synoptique recouvre à peu près tous les cas de figure (1-20) mais il est bien certain qu'un système photovoltaïque ne comporte en général qu'un certain nombre des éléments représentés ici.

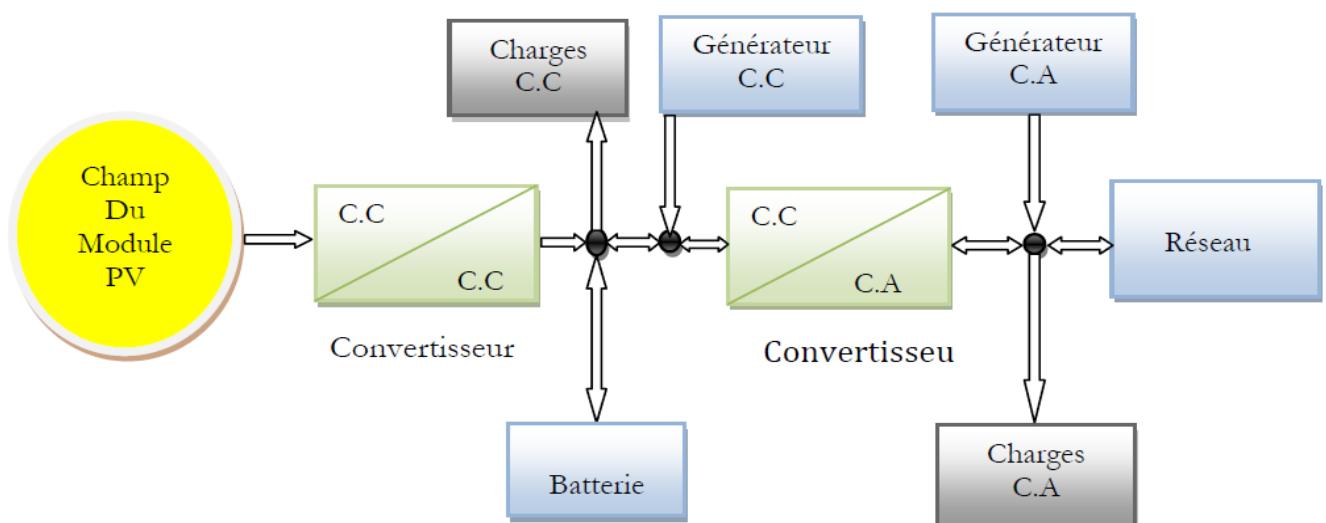


Figure 1-21 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque.

VIII.2. Secteurs d'application :

Domaine spatial : c'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites, navettes,...) remontent aux années soixante.

Télécommunications : Téléphonie rurale, radiotéléphonie,...

Sites isolés : Parcs nationaux, service des eaux et forêts, régions isolées, pays en voie de développement. Pompage de l'eau, irrigation, domiciles, villages ...

Acquisition de données : L'énergie photovoltaïque joue un rôle très important pour les stations isolées d'acquisition de données, vu la haute fiabilité de fonctionnement, l'autonomie, la moindre sensibilité à la foudre, la résistance extrême aux conditions naturelles, la maintenance légère et la longévité des équipements (25 ans).

Domaine du transport : Lampadaires, panneaux à messages variables, éclairage de panneaux, signalisation lumineuse routière et ferroviaire.

IX. Les inconvénients et les avantages de l'énergie photovoltaïque :

IX.1. Inconvénients :

- Fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

IX.2. Avantages :

- D'abord une haute fiabilité.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour
- les installations de grandes dimensions.

X. Conclusion

Ce chapitre présente le potentiel solaire, le principe de la conversion PV et les cellules polycristallines qui sont caractérisées par un bon rendement et de faibles coûts (Technico-Economique) confirmés dans les conditions réelles d'utilisation des systèmes photovoltaïques et leurs secteurs d'application.

Chapitre2

Etude d'amélioration de l'intégration de l'énergie solaire

I. Introduction:

Ce chapitre présente le développement des énergies renouvelables en Algérie et précisément l'énergie solaire qui est présentée dans la figure (2-1) et une étude de deux variantes pour améliorer l'intégration de l'énergie solaire de la centrale OUED KEBRITE au réseau électrique.

II. Intégration des énergies Renouvelables en Algérie:

II.1. Objectifs du programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030) :

La révision du programme national porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie et également sur le report, à **2021**, du développement du solaire thermique (CSP) Concentrated Solar Power.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme. Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation de ce programme national est ouverte aux investisseurs du secteur public et privé nationaux et étrangers.[3]

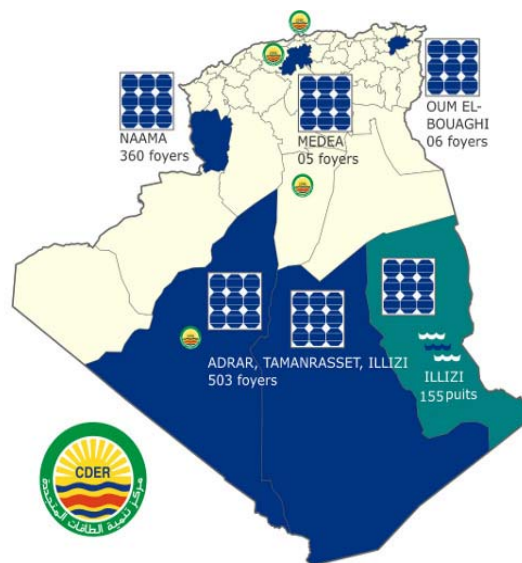


Figure 2-1 : Les énergies renouvelables en Algérie.

La consistance du programme en énergies renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période **2015-2030** est de **22 000 MW**, dont plus de **4500 MW** seront réalisés d'ici **2020**. Ce programme consiste au développement du photovoltaïque, l'éolien à grande échelle, et les filières de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie avec l'introduction du solaire thermique (CSP) à partir de **2021**. Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région : Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et

l'alimentation des sites éparses compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions ; Région des Hauts Plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains ; Région du littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés. [4]

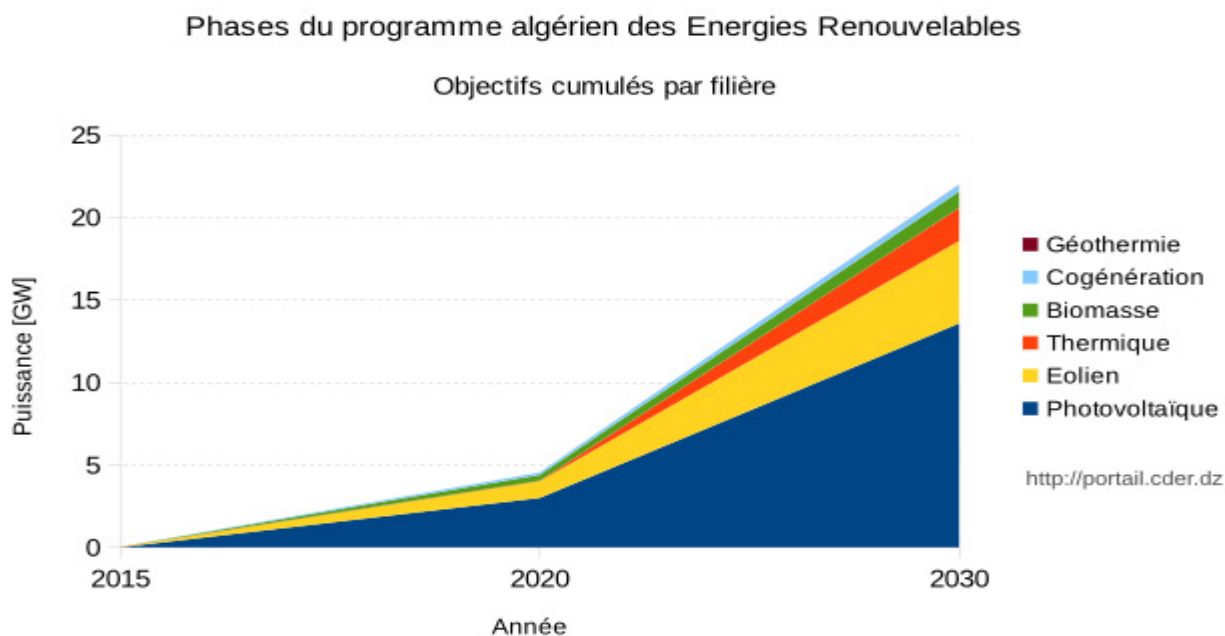


Figure 2-2 : Programme algérien des énergies renouvelables.

Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services.

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

Solaire Photovoltaïque	13575 MW
Eolien	5010 MW
Solaire thermique	2000 MW
Biomasse	1000 MW
Cogénération	400 MW
Géothermie	15 MW

Tableau 2-1 : Répartition de ce programme par filière technologique.

Objectifs du programme algérien des Energies Renouvelables
22 GW à l'horizon 2030

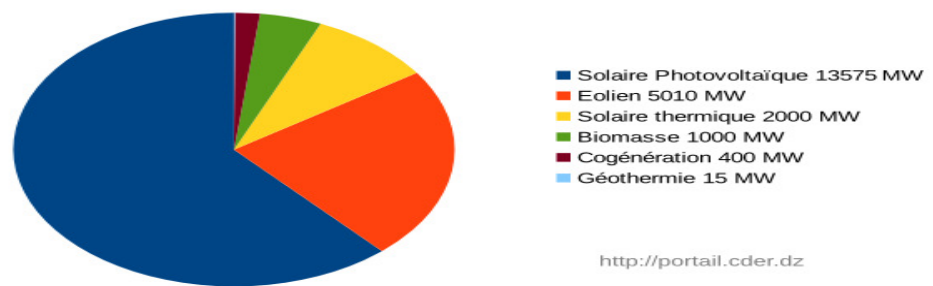


Figure 2-3 : Graphique présente le programme algérien des énergies renouvelables.

La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon **2030** une part de renouvelables de près de **27%** dans le bilan national de production d'électricité et **37 %** de la capacité installée. Le volume de gaz naturel épargné par les **22 000 MW** en renouvelables, atteindra environ **300** milliards de m³, soit un volume équivalent à **8** fois la consommation nationale de l'année **2014**.

Le programme de développement des énergies renouvelables se présente comme suit :

	1 ^{ère} phase 2015-2020 [MW]	2 ^{ème} phase 2021-2030 [MW]	TOTAL [MW]
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4525	17475	22000

Tableau 2-2 : Le programme de développement des énergies renouvelables.

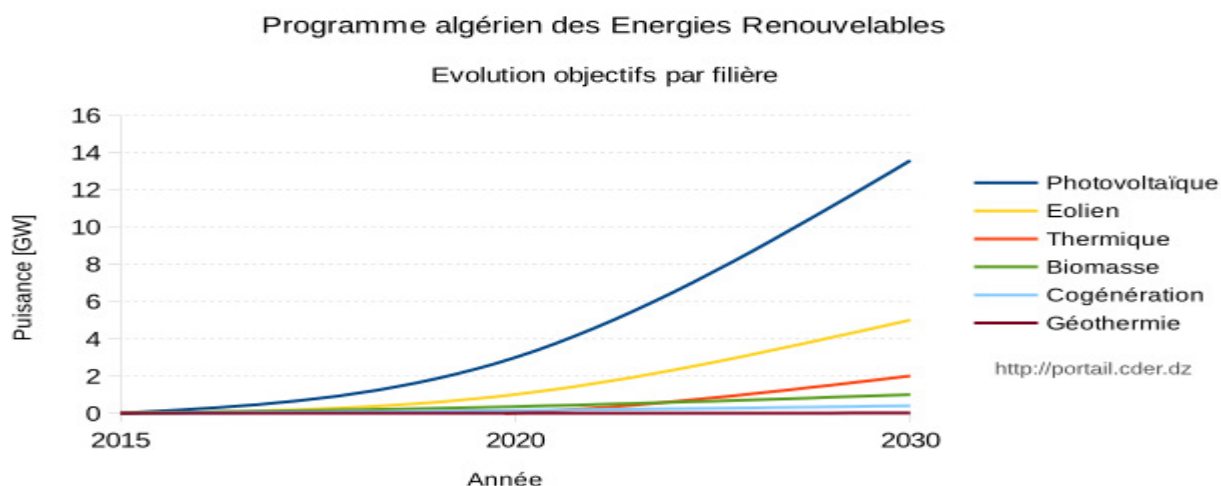


Figure 2-4 : Evolution objectifs du programme algérien des énergies renouvelables.

II.2. Le cadre réglementaire et incitatif :

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures y afférentes est défini principalement à travers les mesures ci-après :

- **Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011** portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNER) de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération ;
- **Décret exécutif n°11-423 du 08 décembre 2011** fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spécial n° 302 -131 intitulé "Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération".
- **Décret exécutif n°13-218 du juin 2013** fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- **Décret exécutif n°13-424 du 18 décembre 2013** modifiant et complétant le décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière photovoltaïque et les conditions de leur application.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière éolienne et les conditions de leur application.
- De plus, **la Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011** portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fond National pour énergies renouvelables de **0.5%** à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération.

La réglementation en vigueur a également prévu un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie ainsi de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de **20 ans** pour les installations en Photovoltaïque et en éolien.

Outre le cadre général régissant le développement de l'investissement dont le régime spécifique de la convention peut être ouvert à la promotion des énergies renouvelables, le cadre juridique en vigueur prévoit des soutiens directs et indirects aux énergies renouvelables.

Aussi et afin d'encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

III. Qualité de l'énergie de centrale photovoltaïque connectée au réseau en Algérie:

Aujourd'hui, une part croissante de l'énergie électrique est produite à partir des sources d'énergies renouvelables. Les systèmes éolien et solaire sont les plus répandus, où les convertisseurs statiques sont indispensables dans la supervision de l'énergie.

Toutefois, l'important potentiel solaire de l'Algérie favorise les systèmes solaires par rapport aux systèmes éoliens. Plus précisément, l'installation des systèmes photovoltaïques (PV), isolés ou connectés au réseau, peuvent être utilisés dans presque tous les lieux avec des dimensionnements appropriés.

Les systèmes PV isolés ont fait leur apparition grâce aux expéditions spatiales, afin de leur assurer la production d'énergie nécessaire. Plus tard, ces systèmes ont été largement installés dans les sites isolés.

Les systèmes PV connectés au réseau ont été employés au début des années 90 et se sont rapidement propagés dans les pays développés, la plupart du temps renforcés par de larges mesures incitatives des gouvernements. Le principal avantage de cette configuration, en plus de réduire les coûts en raison de l'absence des batteries, est que chaque surplus de génération d'énergie par rapport à la consommation de la charge est directement injecté au réseau de distribution. Ce dernier assurera l'appoint dans le cas contraire (faible génération d'énergie). Ainsi, l'intégration des systèmes PV au réseau de distribution est un enjeu important et stratégique dans les politiques énergétiques futures des pays du sud.

En général, l'introduction de production décentralisée dans les réseaux électriques qui, à l'origine, n'ont pas été conçus pour les accueillir, entraîne l'apparition de phénomènes nouveaux qu'il est nécessaire d'identifier et d'étudier.

IV. Les centrales des énergies renouvelables en Algérie sont les suivantes

Nom de la centrale	Type de la centrale	Localité	Puissance
Oued Kebrit	Photovoltaïque	Souk Ahras	15 MWc
El Hadjira	Photovoltaïque	Touggourt	10 MWc
Ain El Melh	Photovoltaïque	M'Sila	20 MWc
Ain El Bel	Photovoltaïque	Djelfa	20 MWc
Ain Skhouna	Photovoltaïque	Saida	30 MWc
E.B.S Chikh	Photovoltaïque	El Bayadh	24 MWc
Telga	Photovoltaïque	Tlemcen	12 MWc
Naama	Photovoltaïque	Naama	20 MWc
Kaberten	Photovoltaïque	Sud Algérie	03 MWc
Kaberten	Eolienne	Sud Algérie	10 MW
Timimoune	Photovoltaïque	Sud Algérie	09 MWc
Ain Salah	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Aoulef	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Reggane	Photovoltaïque	Sud Algérie	05 MWc
Z.Kounta	Photovoltaïque	Sud Algérie	06 MWc
Adrar	Photovoltaïque	Sud Algérie	20 MWc

Tableau 2-3 : Liste des Centrales des énergies renouvelables en Algérie .
La majorité des centrales des énergies renouvelables sont localisées au sud d'Algérie

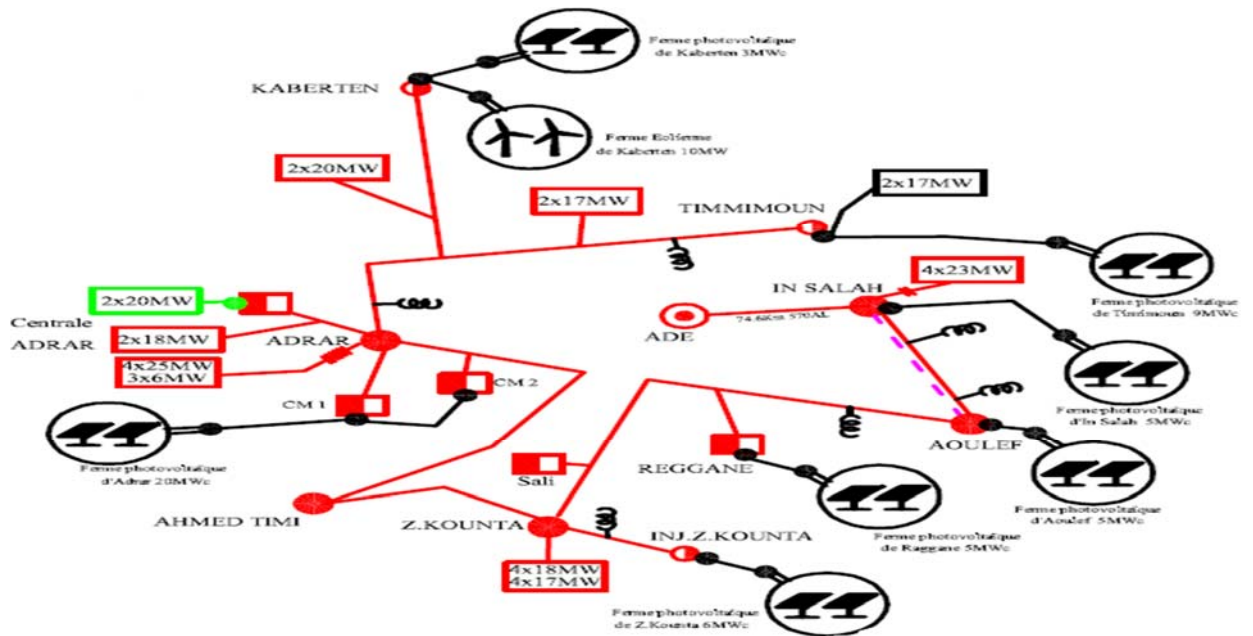













Figure 2-5 : Boucle des énergies renouvelable au Sud de l'Algérie.

Légende :

NOMENCLATURE		
Ouvrages Actuels à Fin Décembre 2017		
 Ligne 60 KV	 Poste 220 KV	 Cabine mobile 60 kV
 Ligne 220 KV	 POSTES 60 KV	 Centrale Electrique
 Ligne 400kV exploitée en 220 kV	 Injecteur 220 kV	 Self
	 Cabine mobile 220 kV	 Clients HTB (220kV)

V. Problématique :

L'investissement de la centrale de **OUED KEBERIT** est prévu pour produire une capacité de **15MWhc**, néanmoins la production de la centrale est limité à **12MWhc** car elle transit de l'énergie sur une ligne 30kV dont la limite thermique de cette dernière est de **120A/HT**, à cause de l'état vétuste de la ligne 30kV OUED KEBRIT/EL AOUINET, une énergie disponible de **03MWhc** non produite et non consommée, c'est pour cette raison qu'une étude de fiabilisation de la ligne est nécessaire.

Cette ligne croise les 02 lignes 220kV KHROUB/EL AOUINET et EL AOUINET /AIN BEIDA,

La ligne est ripée sur la travée 30kV ex M'DAOUROUCHE au poste EL AOUINET

V.1. Caractéristique de la ligne 30kV KEBRIT/EL AOUINET :

Type des pylônes	Hauteurs des poteaux (m)	Section du câble conducteur (mm ²)	Type des isolateurs	Limite de transit coté HT	Longueur (km)
Poteaux 95BS66	Entre	93,30	CTV 175	120A	6
Poteaux en béton	10m et 12m				

Tableau2-4 : Présente les Caractéristiques de la ligne 30kV KEBRIT/EL AOUINET.



Figure 2-6 : représentant les différents types des supports existants.



Figure2-7 : présente la sortie de la ligne 30kV de la centrale OUED KEBRIT vers le poste EL AOUINET.

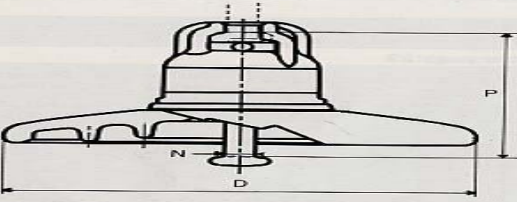
V.2. Caractéristiques des isolateurs existants : Type CTV 175

ISOLATEURS SUSPENDUS MT

Isolateurs 1508 B et 1508 N

1508 B

1508 N



Utilisation :
isolement des lignes 20 et 30 kV.

Montage :
par logement de rotule et rotule norme de 11.

Anti-parasitage :
les isolateurs avec tresse anti-parasites prennent les références : 1508 B AP et 1508 N AP.

Désignation	D	P	N	Longueur de ligne de fuite	Charge de rupture par contrainte électromécanique (kN)	Poids net approximatif (kg)
1508 B	175	110	11	185	40	1,5
1508 N	175	110	11	185	50	1,6

Dimensions en millimètres

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES EN CHAÎNE

Nombre d'isolateurs par chaîne	Tension tenue (kV)	
	A fréquence industrielle sous pluie	Au choc de foudre (onde 1.2/50)
1	32	70
2	54	133
3	78	195
4	102	255

Matières :
diélectrique : verre trempé
capot : alliage métallique
tige : acier galvanisé
goupille : alliage métallique

Normes :
logement et rotule : UTE NF C 66.495 et publication CEI 120
goupille : UTE NF C 66.496 et publication CEI 372
essais : UTE NF C 66.330 et publication CEI 383

Figure 2-8 : représentant des isolateurs existants.

V.3. Modélisation en Pi des lignes électriques : [8]

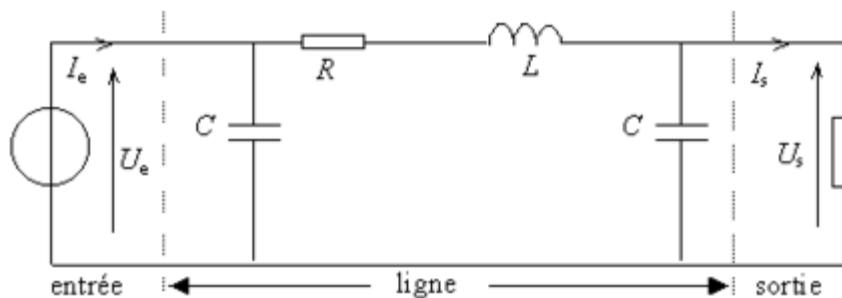


Figure 2-9 : Modèle en Pi d'une ligne électrique

La **modélisation en Pi des lignes électriques** permet de représenter le comportement électrique attendu de celles-ci. Elle est basée sur les équations des télégraphistes. Le calcul des paramètres électriques utilisé pour la modélisation repose sur les équations de Maxwell. Le modèle avec une seule section en Pi n'est valable que pour de faibles fréquences et des lignes électriques courtes, dans le cas contraire plusieurs sections en Pi doivent être connectées en série

Une portion de ligne électrique peut être représentée par le quadripole ci-contre où

- La résistance linéique (par unité de longueur) du conducteur est représentée par une résistance série (exprimée en ohms par unité de longueur).
- L'inductance linéique est représentée par une self (Henry par unité de longueur).

- La capacité linéique entre les 2 conducteurs est représentée par un condensateur C shunt (Farad par unité de longueur).
- La conductance linéique du milieu diélectrique séparant les 2 conducteurs est représentée par une résistance shunt (Siemens par unité de longueur). La résistance dans ce modèle a une valeur de ohms.

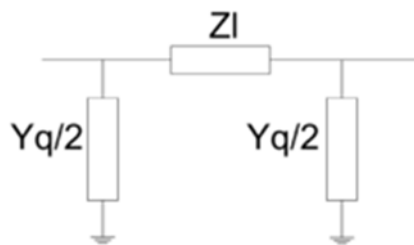
Dans ce modèle, on définit la tension en tout point éloigné d'une distance x du début de la ligne et à tout instant t la tension et le courant. Les équations s'écrivent :

$$\begin{aligned}\frac{\partial U}{\partial x}(x, t) &= -L \frac{\partial I}{\partial t}(x, t) - RI(x, t) \\ \frac{\partial I}{\partial x}(x, t) &= -C \frac{\partial U}{\partial t}(x, t) - GU(x, t)\end{aligned}$$

De la formule ci-dessus, on peut tirer 2 équations aux dérivées partielles ne faisant chacune intervenir qu'une variable :

$$\begin{aligned}\frac{\partial^2 U}{\partial x^2}(x, t) &= LC \frac{\partial^2 U}{\partial t^2}(x, t) + (RC + GL) \frac{\partial U}{\partial t}(x, t) + GRU(x, t) \\ \frac{\partial^2 I}{\partial x^2}(x, t) &= LC \frac{\partial^2 I}{\partial t^2}(x, t) + (RC + GL) \frac{\partial I}{\partial t}(x, t) + GRI(x, t)\end{aligned}$$

Impédance et admittance :



Modèle en Pi

En considérant les pertes, l'impédance Z_l et l'admittance Y_q se calcule comme suit

$$\begin{aligned}Z_l &= \Gamma \cdot \sinh(\gamma \cdot l) \\ \frac{Y_q}{2} &= \frac{1}{\Gamma} \tanh\left(\gamma \cdot \frac{l}{2}\right)\end{aligned}$$

Avec : $\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z' \cdot Y'}$ la constante de propagation, avec Z' l'admittance linéique de la ligne et Y' l'admittance linéique de la ligne.

Et $\Gamma = \sqrt{\frac{Z'}{Y'}}$, l'impédance de la ligne. L est la longueur de la ligne.

Pour une ligne sans perte :

$$Z_l = \Gamma \cdot j \cdot \sin(B \cdot l)$$

$$\frac{Y_q}{2} = \frac{1}{\Gamma} j \cdot \tan\left(B \cdot \frac{l}{2}\right)$$

Pour une ligne aérienne courte, inférieure à 80 km, on peut négliger les capacités et simplifier l'impédance:

Nombre de Pi à utiliser

Une section en Pi n'est constituée que d'éléments concentrés. Avec une seule section, le modèle en Pi n'est valable qu'en basse fréquence pour de faible longueur de ligne. Quand la longueur ou la fréquence augmente, le nombre de sections en Pi à connecter en série pour avoir une modélisation correcte doit être augmenté.

Une ligne peut être considérer comme "courte", c'est-à-dire modélisable avec une seule section en Pi, jusqu'à 200 km pour une ligne aérienne en 50 Hz et de 100 km pour un câble. Le nombre de sections en Pi doit augmenter proportionnellement avec la fréquence et inversement proportionnel à la longueur de ligne.

Conducteur équivalent

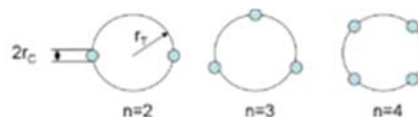


Figure :Faisceaux de conducteur de 2, 3 ou 4 conducteurs

Les lignes à haute tension, surtout à plus de 220 kV, ne possèdent pas un conducteur unique par phase, mais de faisceaux de conducteurs en contenant de 2 à 4 (voir image ci-contre). Il est possible de modéliser un faisceau de conducteurs par un conducteur équivalent de rayon .

Où $r_{\text{equivalent}}$ est le rayon équivalent du faisceau, r_c le rayon des conducteurs, r_T le rayon du cercle formé par le faisceau, n le nombre de conducteurs par faisceau (voir image).

Distance inter-faisceaux / conducteur équivalente

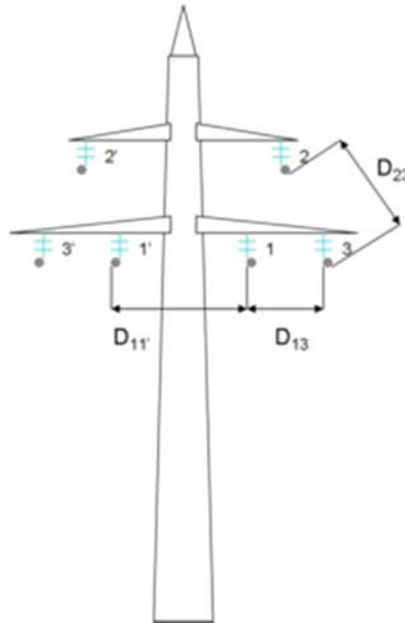


Figure2-10 : Distance entre les faisceaux de conducteur sur un pylône.

Pour un système triphasé, il est possible de définir une distance équivalente entre les conducteurs, ou faisceaux de conducteurs selon le cas, en calculant la moyenne géométrique . Dans le cas d'un système triphasé simple, elle vaut :

Pour le cas d'un système double (deux lignes triphasés de chaque côté du pylône)⁵ :

Résistance de la ligne

La résistance linéaire d'un conducteur à 20 °C est :

Avec s la section et ρ la résistivité du matériau conducteur. Pour un conducteur en cuivre la résistivité est de l'ordre de $1,8 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ pour de l'aluminium de $3 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$.

La résistance de la ligne dépend également de la température :

Où α est la coefficient de température et la différence en kelvins entre la température et 20 °C.

Dans le cas d'un faisceau de conducteurs, ces derniers étant en parallèle la résistance doit être divisée par le nombre de conducteurs.

Inductance

L'inductance linéique d'une ligne vaut :

Avec n le nombre de conducteurs par faisceau et P la permittivité du conducteur. Dans le cas

est égal à 1, on peut définir un rayon équivalent r_{eq} .

D'autres valeurs pour la résistance seulement :

Tension de la ligne (kV)	Nombre de conducteurs par faisceau	Résistance (Ω/km)
70	1	0,09-0,35
110	1	0,12
220	2	0,04-0,09
380	4	0,03

Et l'inductance:

Tension de la ligne (kV)	Nombre de conducteurs par faisceau	Inductance (Ω/km)
70	1	0,2 - 0,4
110	1	0,4
220	2	0,3
380	4	0,25

Dans ce chapitre on va étudier la modélisation de la ligne 30kV CENTRALE OUED KEBRIT/EL AOUINET La longueur de la ligne 06 Km.

VI. Solutions de la problématique:

VI.1. VARIANTE N°01 :

Etude pour la rénovation de la ligne afin d'assurer une limite thermique plus grande :

- Remplacement du câble conducteur 98,3mm² par des câbles de section de 116mm² ALMELEC

- La longueur de la ligne est de 06 Km:
- $X_0 = 0.144 \log(D_{\text{moy}}/r_{\text{conducteur}}) + 0.016$
- $X_0 = 0,326 \Omega$
- $XL = X_0 * L$
- $XL = 0,326 \Omega \times 6 \text{ Km} = 1.956 \Omega.\text{Km}$
- $b_0 = c_0 * w = 7,58 * (10^{-6}) / \log(D_{\text{moy}}/r_{\text{conducteur}})$
- $B_0 = [7,58 * (10^{-6}) / \log(2/0,014)] * (6 * 10^{-3}) = 3,51710^{-6} \text{ siemens}$
- $A = D = 0,99 + j 1,79 * 10^{-5}$
- $B = 1,69 + j 1,95$
- $C = 1,88 * 10^{-10} + j 2,11 * 10^{-5}$

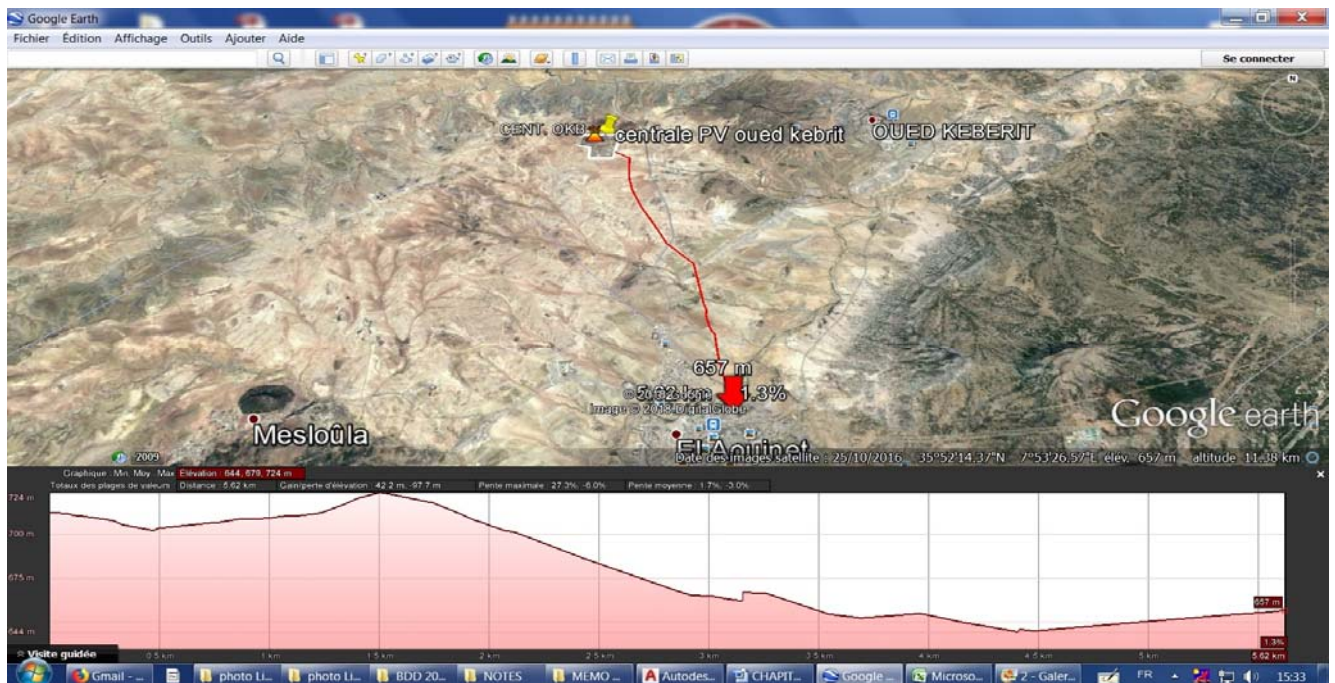


Figure 2.11 : présente le tracé de la ligne sur le logiciel GOOGLE EARTH« variante N°1 ».

VI.1.a) Les câbles à utiliser dans la ligne sont les suivants:

- Les câbles conducteurs de section 116mm² ALMELEC (I admissible 370A selon la norme NBN C 34-100)
- Protection de la ligne par des parafoudres à la sortie de la centrale de OUED KEBRIT et à l'entrée du poste 90/30kV EL AOUINET puisque les poteaux BS ne dispose pas de dispositif de raccordement des câbles de garde

CARACTERISTIQUES DES CABLES												
ALUMINIUM ACIER												
SECTION (mm ²)			COMPOSITION (mm)		D EXT (mm)	KG/KM	CHARGE DE RUPTURE (kg)		Ω/KM 20°C	E KG/MM ²	α.10 ⁻⁵	ω.10 ⁻³
CABLE	ALU	ACIER	ALU	ACIER			AC-N	AC-R				
147.1	119.3	27,80	30 x 2.25	7 x 2,25	15,75	553	4820	5860	0,244	8000	18,0	3,76
228	184,7	43,10	30 x 2,8	7 x 2,8	19,6	857	7360	8680	0,158	8000	18,0	3,76
288	234	54,6	30 x 3,15	7 x 3,15	22,05	1083	9220	10890	0,124	8000	18,0	3,76
411	325	86	30 x 2,40	19 x 3,60	26,40	1593	16500	16500	0,089	8300	17,5	3,88
617	512,1	104,7	42 x 2,65	19 x 2,64	32,29	2260	21800	22590	0,057	7775	18,39	3,66
CABLE DE GARDE ALU - ACIER												
94	51,9	42,1	19 x 1,68	15 x 2,10	12,6	481	5300	6800	0,556	11400	14,6	5,12
116,2	56,5	59,7	19 x 2,00	18 x 2,00	14,0	634	7300	9300	0,512	12200	14,0	5,46
CUIVRE												
48,3			19 x 1,8		9,00	440		1980	0,373	10500	17,0	9,11
74,9			19 x 2.24		11,2	682		2020	0,340	10500	17,0	9,11

Tableau2-5 : Présente les Caractéristiques du câble utilisé dans l'étude

VI.1.b) Méthode de déroulage des câbles :

La méthode de déroulage des câbles conducteurs sera sous « tension mécanique ».

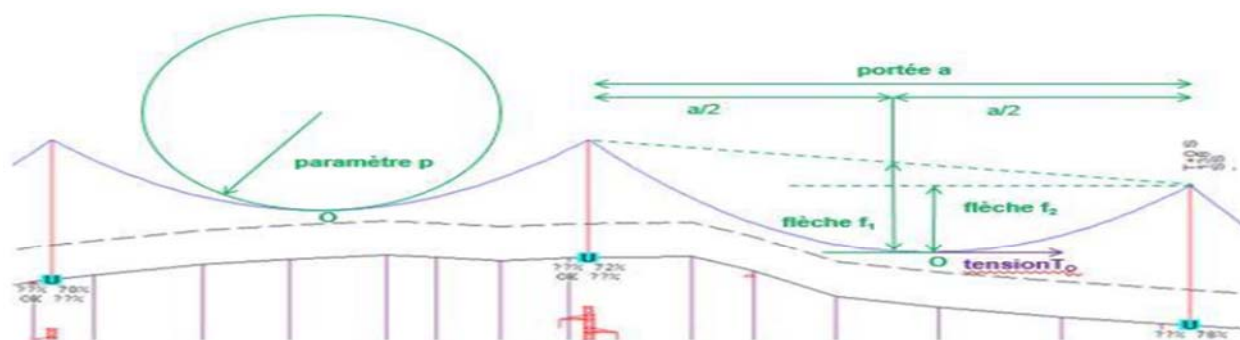


Schéma représentant les différentes grandeurs géométriques sur une ligne

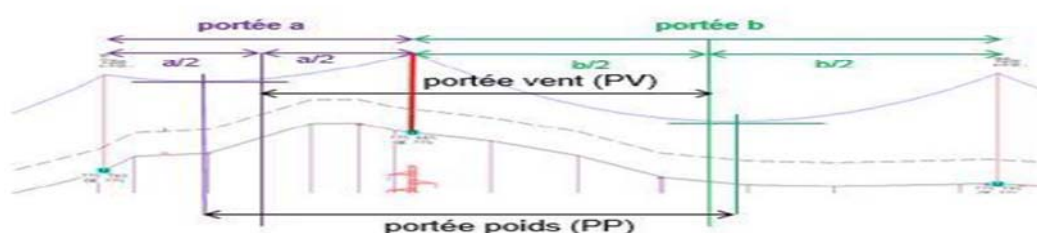


Schéma illustrant les différents types de portée

Figure 2.12 : présente les différentes grandeurs sur une ligne électrique.

VI.1.c) Plan de déroulage :

Le plan de déroulage doit contenir ce qui suit :

- Un (01) schéma planimétrique représentant la position des machines (treuil, freineuse) à chaque tir.
- Un (01) descriptif des mesures de sécurité et de protection adoptées et des moyens de communication utilisés.
- Un (01) dossier d'études de croisement (plan de traversées, plan et planning des travaux de déroulage sous coupure, le programme global de consignation, liste des moyens humains et matériels nécessaire pour chaque consignation.

Ainsi qu'un document « Plan de Déroulage »

Ce document devra préciser, par canton

- La répartition des tourets
- Les obstacles existants dans chaque portée
- Les périodes de réalisation des travaux
- Les coupures nécessaires
- Les dispositions de sécurité adoptées aux traversées

VI.1.d) Déroulage de câbles :

1) Dispositions préliminaires :

Avant tout déroulage de câbles, les poteaux encadrant le tronçon à dérouler devront être haubanés.

Cette disposition est également valable, lors de l'ancrage des câbles aux poteaux.

Pendant toute l'opération, les manilles, manchons provisoires, haubans et poulies seront surveillés en permanence.

2) Confection des manchons :

3) Instructions générales

Tous les manchons nécessaires à la jonction des câbles et à leur ancrage seront comprimés à l'aide d'une manchonneuse électrique.

4) Mode d'exécution :

- Les extrémités défectueuses de câble (torons endommagés ou brins manquants) sont à éliminer
- Le nettoyage soigné des extrémités des câbles avant de les enfiler dans les manchons et application de la graisse neutre préconisée par le fabricant
- L'exécution des frettes avec un matériau compatible
- La coupe des brins extérieurs
- La coupe à la cisaille est à proscrire
- La vérification dimensionnelle des matrices de la manchonneuse
- Le repérage précis pour le centrage de la partie aluminium du manchon de jonction.

VI. 1. e) Réglage des câbles :

Réglage

Le réglage des câbles sera exécuté sans vent, dès la fin du déroulage d'un canton ou d'un tronçon.

Les valeurs de flèches ou de tensions seront adoptées, en fonction de la température et du fluage ainsi que la relaxation du câble et sur la base du tableau de pose.

La portée de réglage devra être située le plus près possible du poste de tirage ; Deux autres portées, au minimum par canton, devront être choisies pour le contrôle de la flèche.

Le réglage sera exécuté à l'aide d'appareils optiques (théodolite, niveau, jumelles, etc. ...)

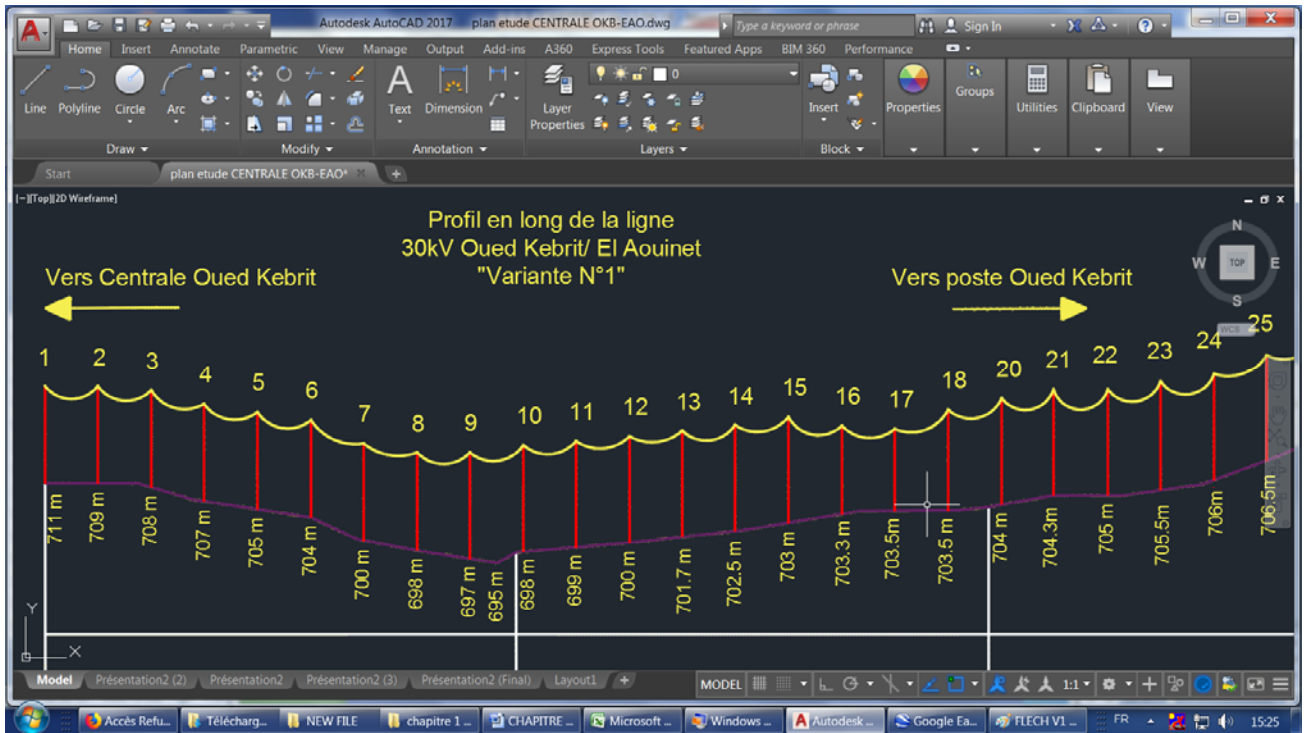


Figure 2.13 : présente le profil on long de la ligne 30kV sur AUTOCAD « variante N°1 ».

Donnée d'entrée traversée « Variante N°01 »:

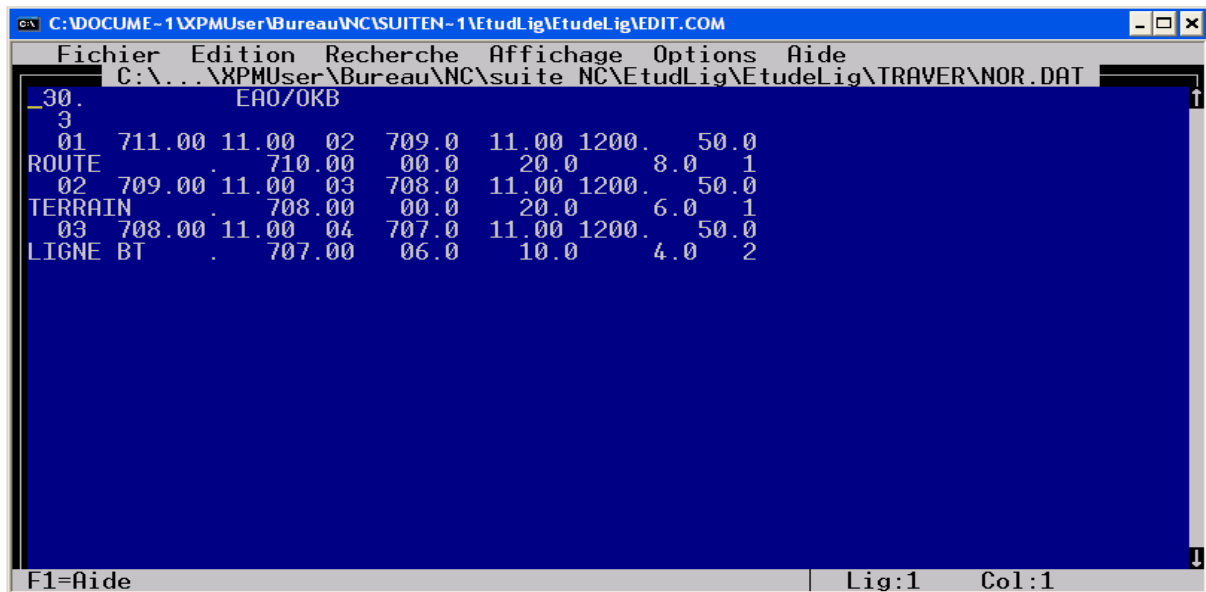


Figure 2.14 : présente données d'entrées de la traversée sur logiciel NC.

VI.1.f) Résultat des traversées « Variante N°01 »:

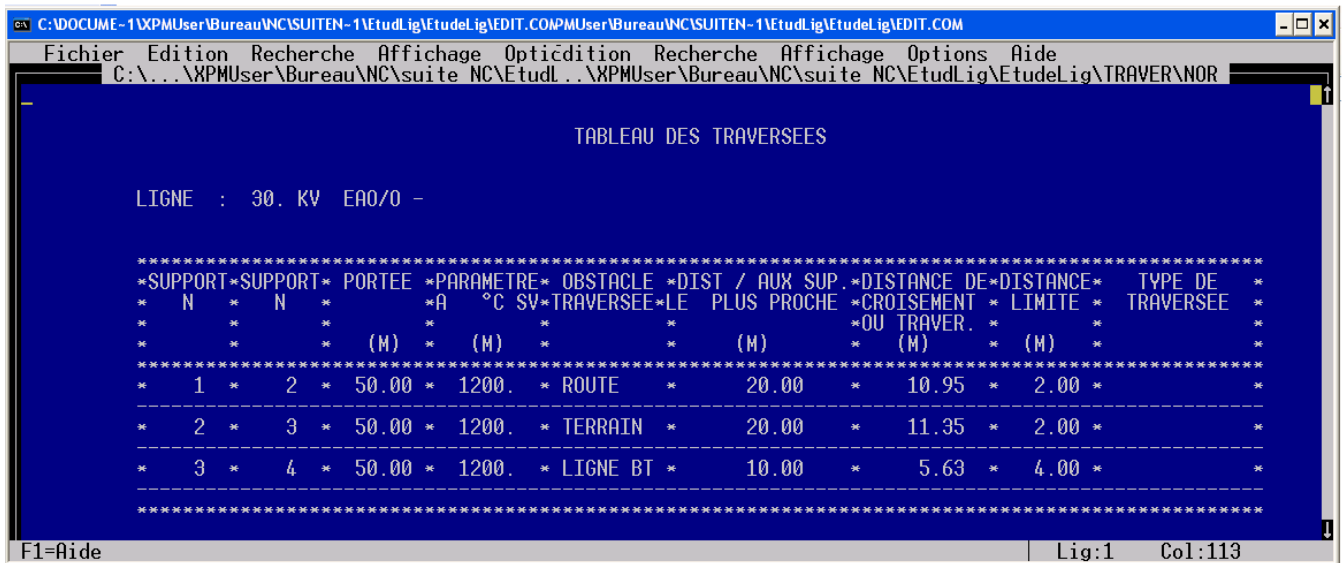


Figure 2.15: présente résultat de la traversée (variante N°1) sur logiciel NC.

Données d'entrée Tableau De Pose « Variante N°01 »:

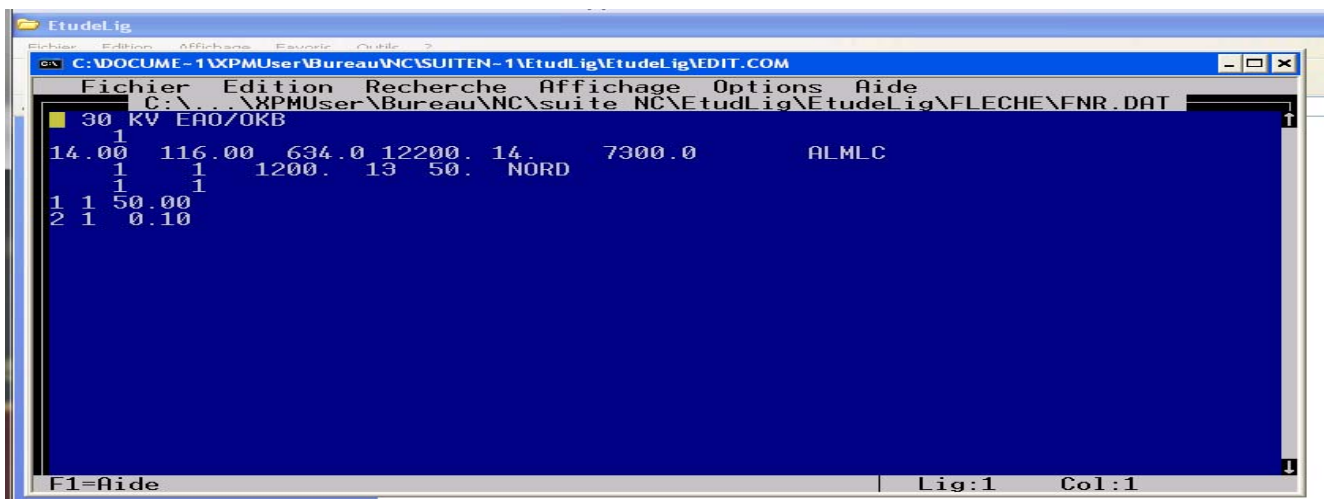


Figure 2.16 : présente donnée d'entrée du tableau de pose (Variante N°1) sur logiciel NC.

Résultat des tableaux de « Variante N°01 »:

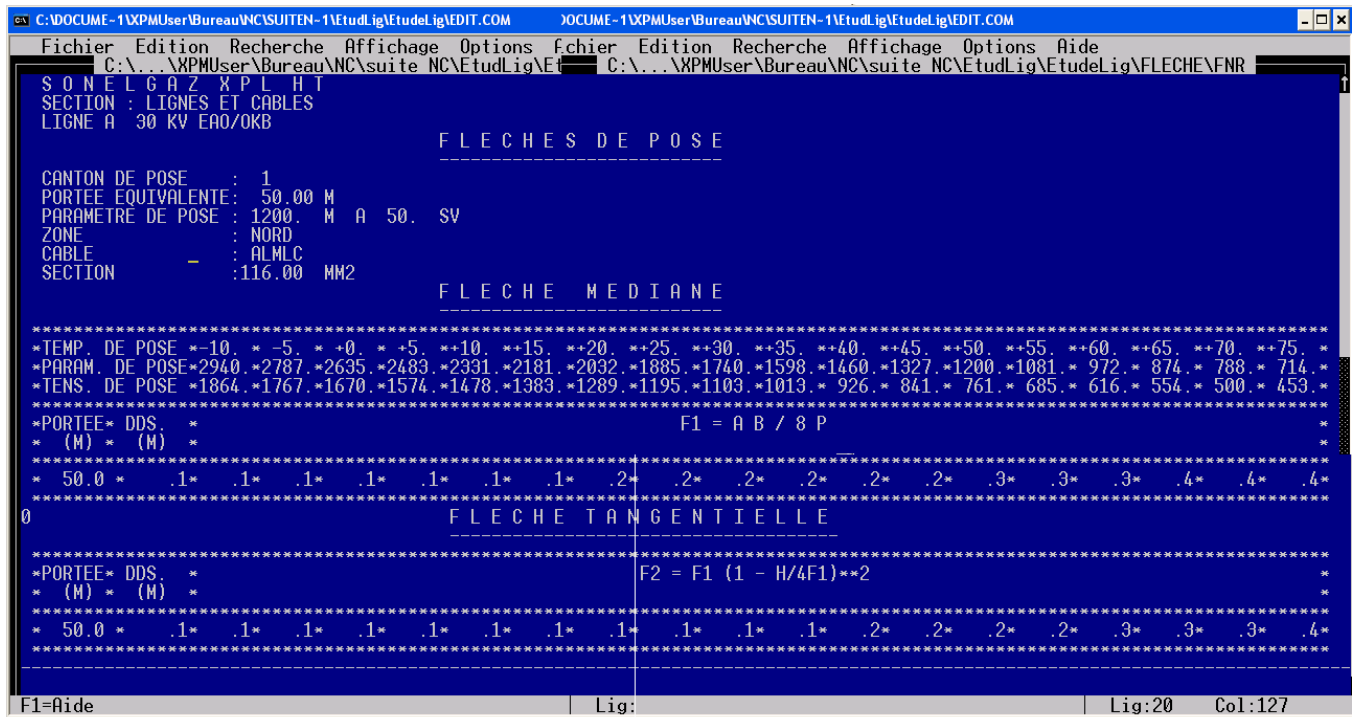


Figure 2.17 : présente Résultat du tableau de pose (Variante N°1) sur logiciel NC.

VI. 1. g) Mise sur pince

La mise sur pince interviendra dès la fin du réglage et, au plus tard, 48 heures après la fin des premières opérations de réglage.

En cas de parallélisme avec d'autres lignes d'énergie, les câbles seront mis à la terre, lors de la mise sur pince (mesure de sécurité de l'induction).

Le serrage des pinces devra être exécuté à l'aide de clés dynamométriques et le tarage effectué selon les prescriptions du fabricant.

VI. 1. h) Travaux de dépose :

La tension spécifique est la tension résultant de l'effort maximum que subit le conducteur sous l'effet du vent et de la température.

VI.1.m) Le devis quantitatif et estimatif de la variante N°01 :

L'estimation de cette variante est de **25 668 232,00DA** le détail est dans le tableau cité ci-après

DESIGNATION	U	QTE	P.U [DA]	TOTAL [DA]
FOURNITURE DU MATERIEL				
La fourniture et pose du câble conducteur de section 116mm ² ALMELEC sur une longueur de 6Km = (6Km X 0,634T/Km X 3X1,3) = 14,8 T	T	14,8	220000,00	3263832,00
La F/P d'équipement ancrage double complet pour câble conducteur de section 116mm ² AL/AC y compris les manchons d'ancrage (Pour 29 poteaux d'ancrage) = 29 X 6 = 174	U	174	20 000,00	3480000,00
La F/P d'équipement suspension simple pour câble conducteur de section 116mm ² AL/AC (Pour 91 poteaux d'ancrage) = 91 X 3 = 273	U	273	18 000,00	4914000,00
TRAVAUX DE DEPOSE				
Dépose des câbles conducteurs des lignes MT et BT croisants cette ligne	forf	forf	forf	100 000,00
Dépose de l'ancien câble conducteur 3 X 93,3 mm ² AL	Km	6	100 000,00	600 000,00
TRAVAUX DE DEROULAGE				
Mise sur poulies de déroulage du câble conducteur 3 X 116 mm ² AL/AC avec montage accessoires, réglage et ancrage au niveau des Poteaux d'angle et d'ancrage	Km	6	70 000,00	420 000,00
Mise en place des câbles conducteurs des lignes BT	forf	forf	forf	50 000,00
TRAVAUX DIVERS				
Transport du nouveau matériel à installer câbles et accessoires au chantier = Nbre de navette X Nbre de semie remorque X PU	Forf	Forf	Forf	150 000,00
Transport de l'ancien matériel déposé au poste EL AOUINET: (Accessoires lignes entreposés dans des caisses en bois identifiées et câbles conducteurs enroulés en couronnes) = Nbre de navette X Nbre de semie remorque X PU	Forf	Forf	Forf	100 000,00
Coupure de la ligne 30 KV OUED KEBRIT/EL AOUINET de 12 jours sans restitution pour le déroulage et le raccordement = 12jrs X [(3000DA X nbre de Cadre + 2000DA X nbre de Metrise + 1000DA X nbre d'Excécusion) + 2700DA X Energie transitée par la ligne MW/h + Prix de location engin X nbre d'engin/jr]	Forf	Forf	Forf	4478400,00
Coupure des lignes BT situées dans le couloire de servitude de la ligne 30kV OUED KEBRIT/EL AOUINET	Forf	Forf	Forf	300 000,00
Coupure production centrale OUED KEBRIT de (12) douze jours sans restitution pour le déroulage et le raccordement = 12 X 2700DA X Energie produite par la centrale/jr	Forf	Forf	Forf	6912000,00

Coupure des ligne 220 KV EL AOUNET / KHROUB et EL AOUNET /TEBESSA d'une 01 journée pour les travaux de proximité =01jrX [(3000DA X nbre de Cadre+2000DA X nbre de Metrise + 1000DA X nbre d'Exécution) + 700 DA X Energie transitée de la ligne + Prix de location engin X nbre d'engin	Forf	Forf	Forf	600 000,00
Frait des indemnisations des les propriétaires des terrains pour le passage des engins et des dégats agricole = Surface affectée X PU	Forf	Forf	Forf	300 000,00
TOTAL (DA)				25668232,00

Tableau 2-6 : Devis quantitatif et estimatif de la variante N°01.

VI.2. VARIANTE N°02 :

Cette variante consiste à étudier la construction d'une nouvelle ligne 30kV, en choisissant un nouveau tracé plus court que celui de la ligne existante en utilisant des supports plus grands afin d'assurer un bon réglage des câbles conducteur, d'améliorer la garde au sol de la ligne ce qui réduit les fréquences d'agression de cette dernière et diminue le nombre de ses déclenchements (améliorer ses paramètres de qualité de service)

- La longueur de la nouvelle ligne est de 05 Km:
- $X_0=0.144 \log(D_{\text{moy}}/r_{\text{conducteur}})+0.016$
- $X_0= 0,326 \Omega$
- $XL=X_0*L$
- $XL=0,326 \Omega * 5 \text{ Km} = 1,63 \Omega.\text{Km}$
- $R=R_0*L = 0,283* 5 \text{ Km} = 1,41 \Omega.\text{Km}$

- $Z=1,41+j1,63$

- $c=c_0*w= 7,58*(10^{-6})/\log(D_{\text{moy}}/r_{\text{conducteur}})$
- $B_0= [7,58*(10^{-6})// \log (2/0,014)] *(5*10^{-3}) = 3,51710^{-6}$ siemens
- $A=D=0,99+j 1,24*10^{-5}$
- $B=1,41+j1,63$
- $C=-1,09*10^{-10}+j1,75*10^{-5}$

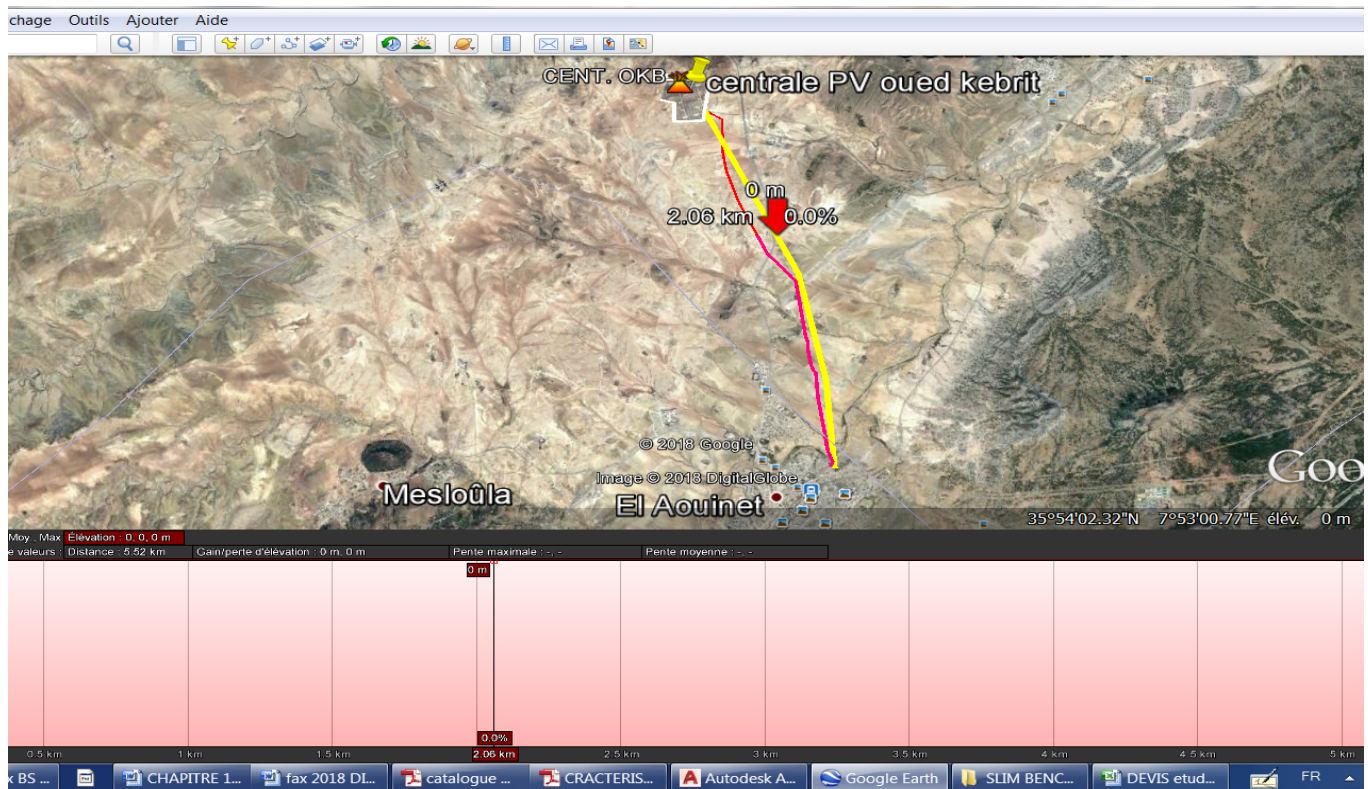


Figure2-18 : Présente le tracé de la ligne sur le logiciel GOOGLE EARTH« variante N°2 ».

VI. 2. a. Les poteaux utilisés dans cette étude :

Les poteaux seront de type **126 BS 77** de hauteur de **14m**

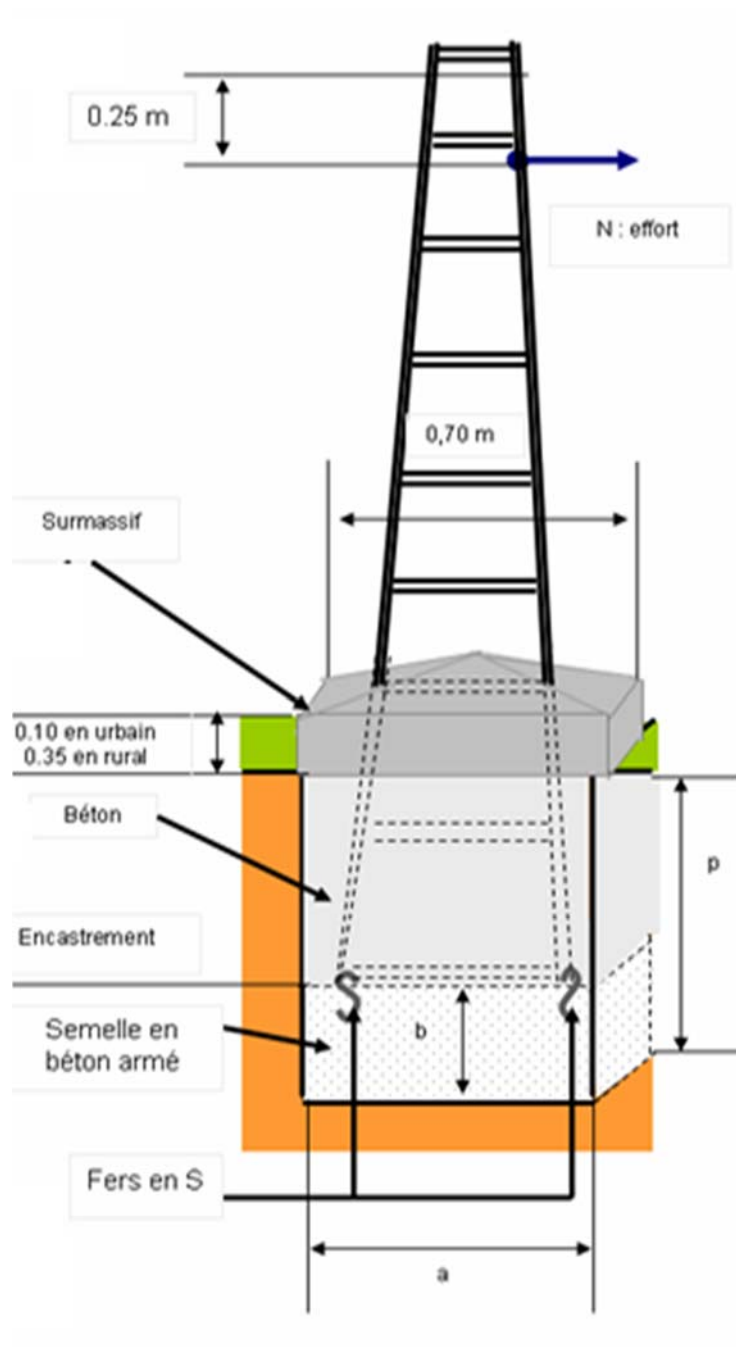


Figure2-19 : Représente les types des supports avec le détail de la fondation.

VI. 2. b. **Surmassifs :**

Des surmassifs prévus pour tous les supports. Ils sont de 10 cm en zone urbaine et de 35 cm en zone rurale (terrains de labours)

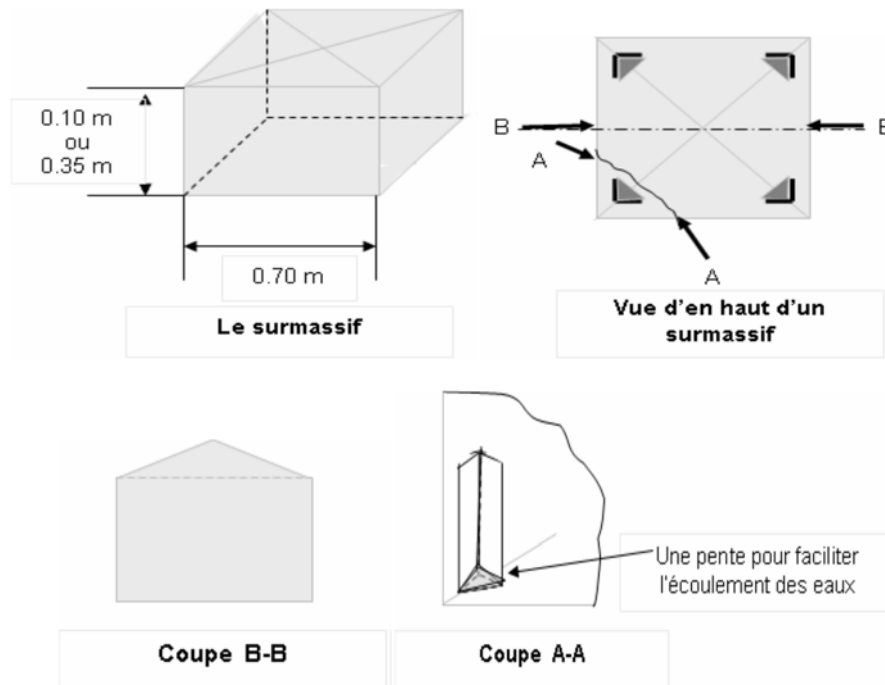


Figure2-20 : Présente les surmassifs.

Guide du Surveillant des Travaux Electricité

Terrain ferme (sol de contrainte Q = 30000 kg/m²)

Support			Effort (daN)		Dimensions des fouilles		Dimensions des massifs	Encast mètre	Volumes de béton (m ³)			Coefficient de stabilité Conditions normales
Type bs	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V	axbpx (m)	Volume (m ³)	axbxb (m)		Sans surmassif	Surmassif 70x70x10cm	Surmassif 70x70x35cm	
95bs66	317	11	450	600	0.70x0.70x1.50	0.735	0.70x0.70x1.50	1.40	0.735	0.801	0.923	1.194
106bs66	351	12	450	600	0.70x0.70x1.50	0.735	0.70x0.70x1.50	1.40	0.735	0.801	0.923	1.053
126bs77	551	14	590	1000	0.95x0.95x1.70	1.534	0.95x0.95x1.70	1.40	1.534	1.600	1.722	1.021
106bs88	572	12	950	800	1.15x1.15x1.70	2.248	1.15x1.15x1.70	1.40	2.248	2.314	2.436	1.018

Terrain rocheux (sol de contrainte Q = 60000 kg/m²)

Support			Effort (daN)		Dimensions des fouilles		Dimensions des massifs	Encast mètre	Volumes de béton (m ³)			Coefficient de stabilité Conditions normales
Type bs	Poids (kg)	Hauteur totale (m)	Effort H	Effort V	axbpx (m)	Volume (m ³)	axbxb (m)		Sans surmassif	Surmassif 70x70x10cm	Surmassif 70x70x35cm	
95bs66	317	11	450	600	0.70x0.70x1.20	0.588	0.70x0.70x1.20	1.10	0.588	0.654	0.776	2.679
106bs66	351	12	450	600	0.70x0.70x1.20	0.588	0.70x0.70x1.20	1.10	0.588	0.654	0.776	2.356
126bs77	551	14	590	1000	0.70x0.70x1.20	0.588	0.70x0.70x1.20	1.10	0.588	0.654	0.776	1.249
106bs88	572	12	950	800	0.70x0.70x1.20	0.588	0.70x0.70x1.20	1.10	0.588	0.654	0.776	1.086

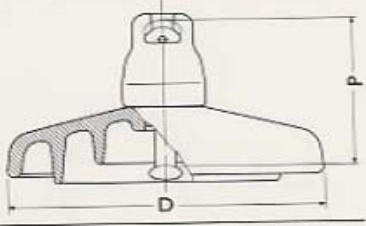
Tableau 2-7 : Détail du génie civil des poteaux.

VI. 2. c. Chaînes d'isolateur :

Remplacement des isolateurs type CTV 175 par des isolateurs type Anti-pollution U120AS norme 16 afin d'augmenter la ligne de fuite puisque la ligne est située dans une zone polluée

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION Norme IEC

Isolateurs antipollution

Minimun effort de rupture mécanique		kN				
		100	120	160	210	240
						
Minimun effort de rupture mécanique (kN)		100	120	160	210	240
Modèle catalogue		E100PP/146	E120PP/146	E160P/170	E210P/170	E240P/170
Caractéristiques Dimensionnelles	Pas (P) mm.	146	146	170	170	170
	Diametre (D) mm.	280	280	320	320	320
	Ligne de Fuite mm.	445	445	545	530	530
	Désignation de l'assemblage	16A	16A	20	20	24
Caractéristiques Électriques	Tension tenue a fréquence industrielle					
	à sec (kV)	85	85	90	90	90
	sous pluie (kV)	50	50	55	55	55
	Tension tenue au choc (kV)	125	125	140	140	140
Tension perforation dans l'huile (kV)		130	130	130	130	130
Caractéristiques Emballage	Poids net Approx. (Kg)	5,6	5,7	8,3	9,4	10,2
	N° de isolateurs/caisse bois	6	6	6	6	6

Les essais et tolérances des dimensions sont conformes aux normes CEI-383 et CEI-385

Figure2-21 : Caractéristiques des isolateurs anti-pollution.

1)Caractéristiques des chaînes d'ancrage double :

Caractéristiques mécaniques	Valeurs	Unité
Charge de rupture	2 X 150	KN
Dimension	769	mm
Poids	(*)	kg
Caractéristiques Electriques	Valeurs	Unité
Tenue au courant de court-circuit (Icc)	31.5	kA/s
Courant nominal (In)	780	A

Tableau2-8 : Présente les Caractéristiques mécaniques et électriques de la chaîne d'ancrage.**2)Caractéristiques des chaînes de suspension simple :**

Caractéristiques mécaniques	Valeurs	Unité
Charge de rupture	150	KN
Dimension	669	mm
Poids	22.67	kg
Caractéristiques Electriques	Valeurs	Unité
Tenue au courant de court-circuit (Icc)	31.5	kA/s
Courant nominal (In)	780	A

Tableau 2-9 : Présente les Caractéristiques mécaniques et électriques de la chaîne de suspension.

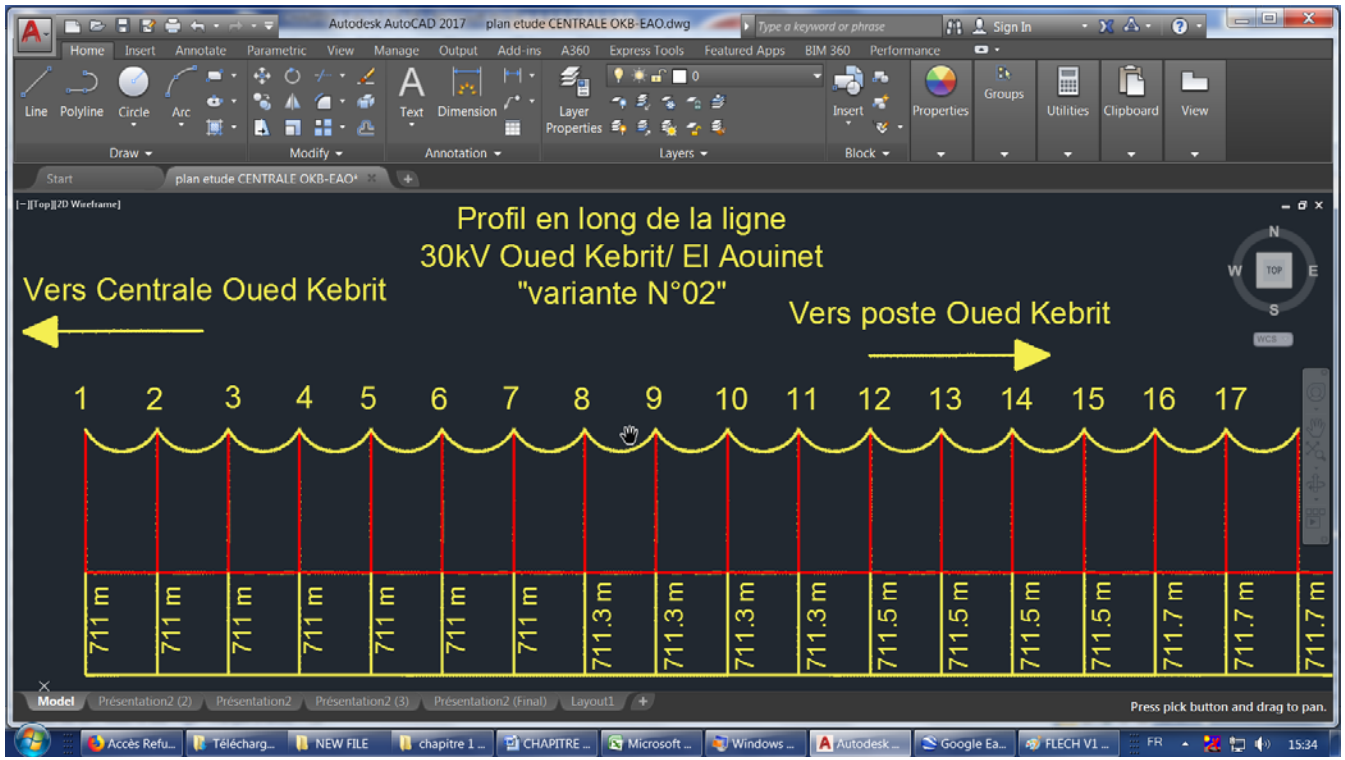


Figure 2-22 : présente le profil on long de la ligne 30kV sur AUTOCAD « variante N°2 ».

Donnée d'entrée traversée « Variante N°02»:

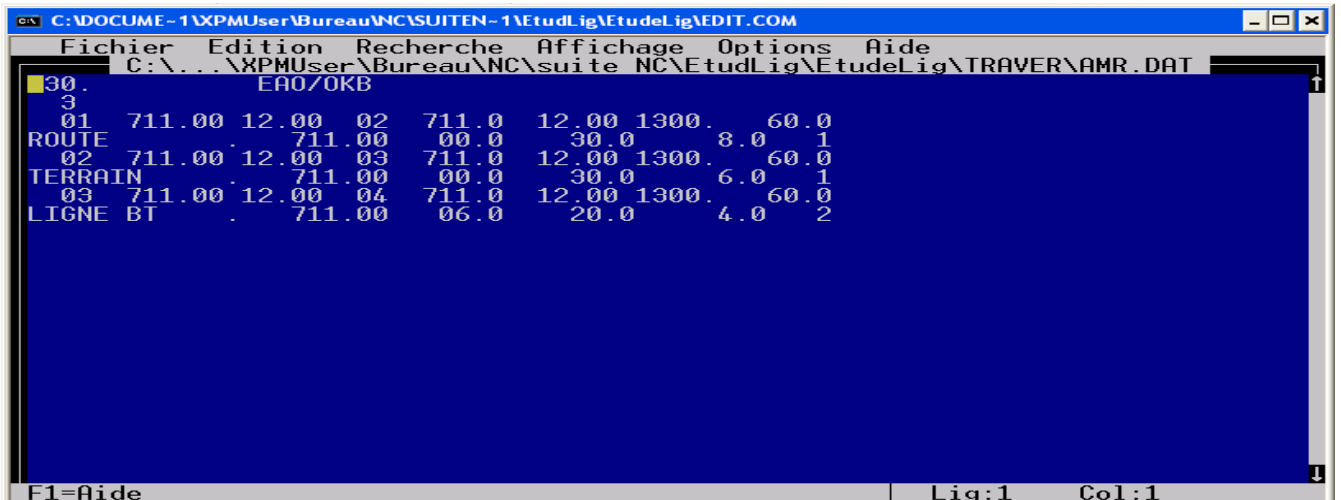


Figure 2-23 : présente données d'entrées de la traversée (Variante N°02) sur logiciel NC.

Résultat des traversées Variante N°02 »:

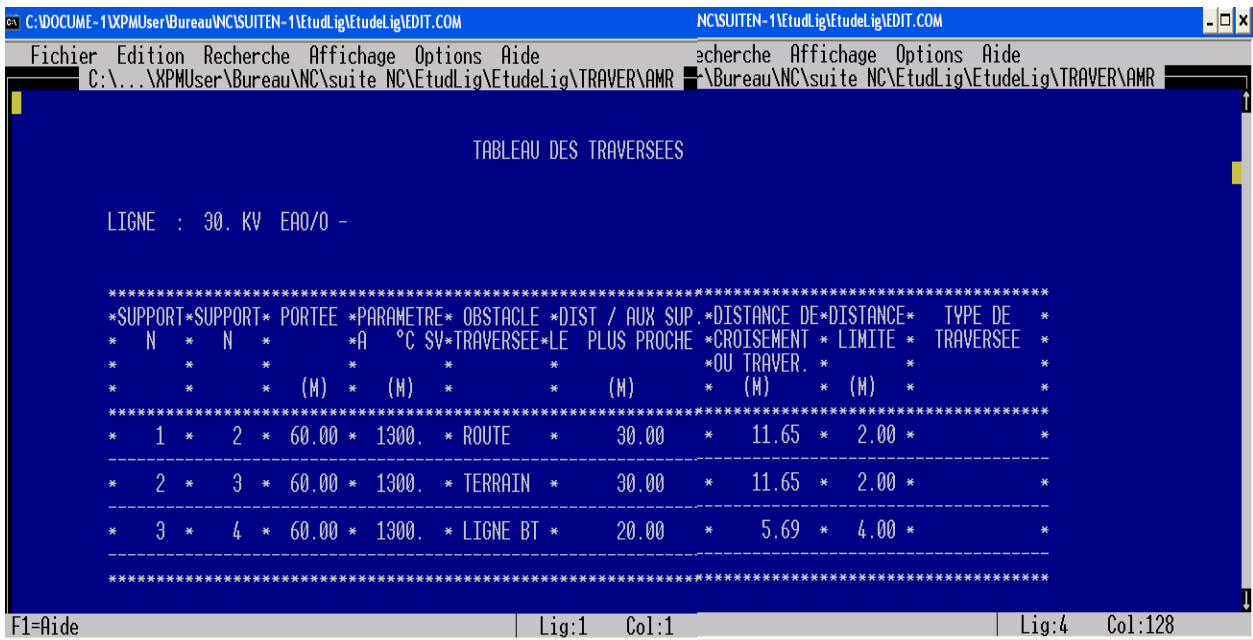


Figure 2-24: présente résultat des traversées (variante N°2) sur logiciel NC.

Données d'entrées Tableau De Pose Variante N°02 »:

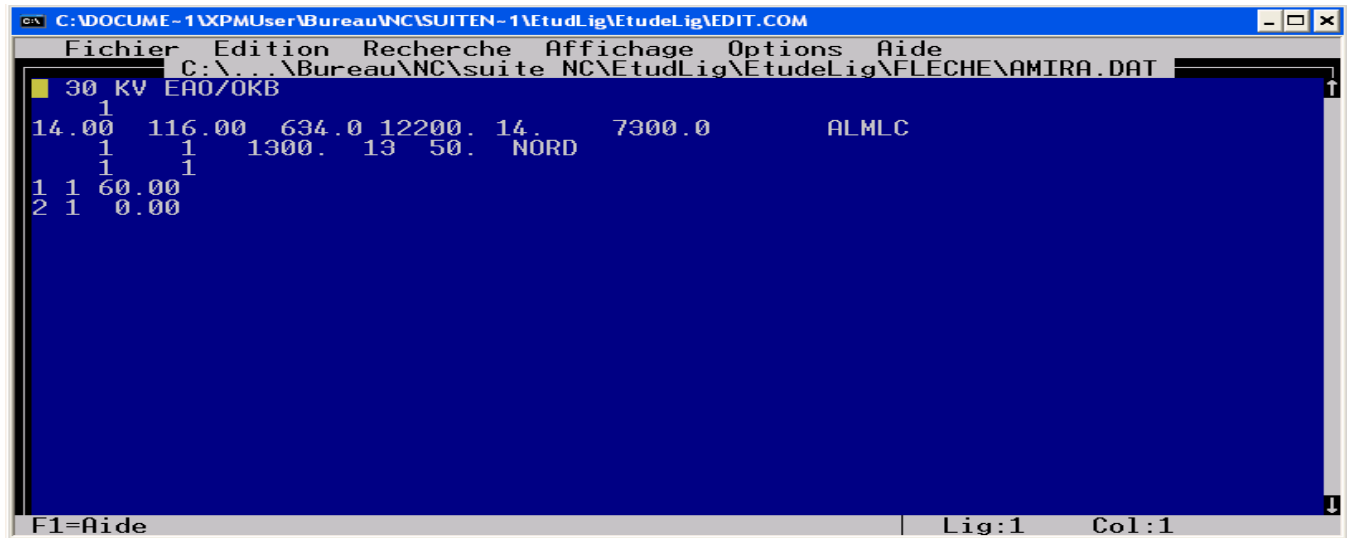


Figure 2-25 : présente données d'entrées Tableau de Pose (Variante N°02) sur logiciel NC.

Résultat des Tableaux De Pose « Variante N°02 » :

```

C:\DOCUMENT-1\XPMUser\Bureau\NC\SUITEN-1\EtudLig\EtudeLig\EDIT.COM
Fichier Edition Recherche Affichage Options Aide
C:\...\XPMUser\Bureau\NC\suite NC\EtudLig\EtudeLig\FLECHE\User\Bureau\NC\suite NC\EtudLig\EtudeLig\FLECHE\AMIRA

SONELGAZ XPL HT
SECTION : LIGNES ET CABLES
LIGNE A 30 KV EAO/OKB

                                F L E C H E S   D E   P O S E
                                -----
CANTON DE POSE      : 1
PORTEE EQUIVALENTE: 60.00 M
PARAMETRE DE POSE  : 1300. M A 50. SV
ZONE                : NORD
CABLE               : ALMLC
SECTION             : 116.00 MM2

                                F L E C H E   M E D I A N E
                                -----
*****
*TEMP. DE POSE * -10. * -5. * +0. * +5. * +10. * +15. * +20. * +25. * +30. * +35. * +40. * +45. * +50. * +55. * +60. * +65. * +70. * +75. *
*PARAM. DE POSE*3014. *2862. *2710. *2559. *2410. *2261. *2114. *1969. *1827. *1688. *1553. *1423. *1300. *1184. *1078. * 981. * 895. * 819. *
*TENS. DE POSE *1911. *1814. *1718. *1623. *1528. *1434. *1340. *1249. *1158. *1070. * 985. * 902. * 824. * 751. * 683. * 622. * 567. * 519. *
*****
*PORTEE* DDS. *                               F1 = A B / 8 P
* (M) * (M) *
* 60.0 * .0* .1* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .3* .3* .3* .3* .4* .4* .5* .5* .5*
0
*****
                                F L E C H E   T A N G E N T I E L L E
                                -----
*PORTEE* DDS. *                               F2 = F1 (1 - H/4F1)**2
* (M) * (M) *
* 60.0 * .0* .1* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .2* .3* .3* .3* .3* .4* .4* .5* .5* .5*
*****
F1=Aide                               Lig:33 Col:1                               Lig:33 Col:48
    
```

Figure 2-26 : présente Résultat des Tableaux de pose (Variante N°2) sur logiciel NC.

VI.2.a) Le devis quantitatif et estimatif de la variante N°02 :

L'estimation de cette variante est de 4 344 640,00 DA

Le détail est au niveau du tableau cité ci-après

N°	DESIGNATION	U	QTE	P.U [DA]	TOTAL [DA]
ETUDE					
1	Relevé topographique et étude technique	Km	5	12000,00	60000,00
FOURNITURE DU MATERIEL					
2	12 Poteaux BS type 126BS77	U	12	160 000,00	1920000,00
3	72 Poteaux BS type 106BS66	U	72	140 000,00	10080000,00
4	la Fourniture et pose du câble conducteur de section 116mm ² ALMELEC sur une longueur de 6 Km = (5Km X 0,634T/Km X3X 1,3)=12,4 T	T	12,4	220 000,00	2 719 860,00
5	la F/P d'équipement ancrage double complet pour isolateurs antipollution U100AS norme 16 pour câble conducteur de section 116mm ² AL/AC y compris les manchons d'ancrage (Pour 12 poteaux d'ancrage) = 12x6=72	U	72	20 000,00	1 440 000,00
6	la F/P d'équipement suspension pour isolateurs antipollution U100AS norme 16 pour câble conducteur de section 116mm ² AL/AC (Pour 72 poteaux d'ancrage) = 72x3=216	U	216	18 000,00	3 888 000,00
7	la F/P Isolateurs Antipollution U100AS norme 16 = 12x6x2x4 + 72x3x3 = 1224	U	1224	2 000,00	2 448 000,00
8	la F/P du câble cuivre 48 mm ² pour mise à la terre (12x8m+72x6m)x0,44kg/m	Kg	232,32	800,00	185 856,00
9	la F/P des gaine pour la protection du câble de mise à la terre = 72+12=84	ml	84	200,00	16 800,00
10	la F/P de bloc complet pour mise à la terre = 72+12=84	U	84	800,00	67 200,00
TRAVAUX DE GENIE-CIVIL					
11	Piquetage des axes de poteaux et axes de fouilles	U	84	500,00	42 000,00
12	Réalisation fouilles y compris l'évacuation les terres exdentaire à la	m3	71,33	5 000,00	356 640,00

	décharge publique = 72X0,735 + 12X1,534=71,33m3 (voir plan GC)				
13	Fourniture et confection béton dosé à 350kg/m3 et confection de chapes en béton dosé à 350 kg/m3 avec toutes sujétions de bonne exécution =72X0,923 + 12X1,722 = 87,12m3 (voir plan GC)	m3	87,12	2 000,00	174 240,00
14	Réglage de l'aplumb des poteaux, installation des mises à la terre	U	84	100,00	8 400,00
15	Démolition des surmassifs en béton de 120 poteaux de l'ancienne ligne sur une hauteur de 0,1m au dessous de sol y compris leur évacuation vers la décharge publique	U	120	100,00	12 000,00
TRAVAUX DE MONTAGE					
16	Levage de (84) poteaux BS de différents types = 07 T X 84 = 588	T	588	500,00	294 000,00
17	Mise en place des câbles conducteurs des lignes BT	forf	Forf	forf	100 000,00
TRAVAUX DE DEPOSE					
18	Dépose des câbles conducteurs des lignes MT et BT croisant cette ligne	forf	Forf	forf	100 000,00
19	Dépose de l'ancien câble conducteur 3X98,3mm ² AL	Km	6	100 000,00	600 000,00
TRAVAUX DE DEROULAGE					
20	Mise sur poulies de déroulage du câble conducteur 3x116 mm ² AL/AC avec montage accessoires, réglage et ancrage au niveau des poteaux d'angle et d'ancrage	Km	5	70 000,00	350 000,00
21	Mise en place des câbles conducteurs des lignes BT	forf	Forf	forf	50 000,00
TRAVAUX DIVERS					
22	Transport du nouveau matériel à installer poteaux, câbles et accessoires au chantier = Nbre de navette X Nbre de semie remorque X PU)	Forf	Forf	Forf	300 000,00
23	Transport de l'ancien matériel déposé au poste EL AOUNET: (Poteaux BS, Accessoires lignes entreposés dans des caisses en bois identifiées et câbles conducteurs enroulés en couronnes)= Nbre de	Forf	Forf	Forf	200 000,00

	navette X Nbre de semie remorque X PU)				
24	Coupure de la ligne 30 KV OUED KEBRIT/EL AOUNET d'une journée sans restitution pour le raccordement =01 jr X [(3000DA X nbre de Cadre+2000DA X nbre de Metrise + 1000DA X nbre d'Excécution) + 2700DA X Energie transitée par la ligne MWh + Prix de location engin X nbre d'engin	Forf	Forf	Forf	450 000,00
25	Coupure des lignes BT situées dans le couloire de servitude de la ligne 30kV OUED KEBRIT/EL AOUNET	Forf	Forf	Forf	30 000,00
26	Coupure production centrale OUED KEBRIT d'unr journée sans restitution pour le raccordement =(12000 KWhX24hX2DA)	Forf	Forf	Forf	576 000,00
27	Coupure des ligne 220 KV EL AOUNET / KHROUB et EL AOUNET /TEBESSA d'une 01 journée pour les travaux de proximité =01jrX [(3000DA X nbre de Cadre+2000DA X nbre de Metrise + 1000DA X nbre d'Excécution) + 700DAX Energie transitée de la ligne + Prix de location engin X nbre d'engin	Forf	Forf	Forf	500 000,00
28	Frait des indemnisationdes les propriétaires des terrains pour l'occupation du sol et pour le passage des engins et des dégats agricole = Surface affectée X PU	Forf	Forf	Forf	600 000,00
	TOTAL (DA)				4 344 640,00

Tableau 2-10 : Devis quantitatif et estimatif de la variante N°02

VII. Comparaison des deux Etudes :

a) Variante N°01 :

- Réutilisation de la ligne existante
- Changement du câble conducteur de la ligne existante sur une longueur de 06 Km

Avantages :

- Réutilisation de la ligne existante 30kV OUED KEBRIT/ EL AOUNET

Inconvénients :

- Longueur de la ligne : 06 Km
- END très grande : La réalisation de cette étude nécessite la coupure de la ligne et la centrale durant toute la période des travaux de déroulage des câbles conducteurs
- Isolateur existant type normaux néanmoins la zone est polluée, causes souvent des déclenchements
- Nombre des poteaux: 120 dont 29 ancrages
- Terrain accidenté, nécessite un temps important pour le rétablissement des situations en cas des déclenchements
- Mauvais paramètres de qualité de service
- Variante couteuse

b) Variante N°02 :

- Étude d'une nouvelle ligne qui s'étale sur une longueur de 05 Km
- Utilisation des nouveaux poteaux plus robuste et des isolateurs type anti-pollution
- Utilisation des nouveaux câbles conducteurs de section plus grande

Avantages :

- Variante moins couteuse
- La coupure de la ligne et la centrale plus courte : seulement durant la journée de raccordement des câbles
- Tracés plus court : Longueur de la ligne 05 Km au lieu de 06 Km
- Nombre des poteaux: réduit 84 poteaux au lieu de 120
- Réduction des nombres de déclenchement de la ligne par l'utilisation des isolateurs type anti-pollution
- Réduction de temps de rétablissement des situations en cas des incidents : Terrain plat accessible (plat)
- Amélioration des paramètres de qualité de service rentabilité à long terme.

Inconvénients :

Temps importante : Nécessite une grande période pour la réalisation des travaux.

VIII. Conclusion

La réalisation d'une nouvelle ligne 30kV reliant la centrale de OUED KEBRIT et le poste EL AOUNET, est la meilleure solution pour augmenter la capacité de transit de la ligne afin d'assurer le transit de la puissance disponible de la centrale de OUED KEBRIT **15MWc** au lieu de **12MWc**

De ce qui précède le choix de la deuxième variante s'impose pour les raisons suivantes :

- Le coût de réalisation de la variante N°01 est de **125 668 232,00DA** alors que celui de la variante N°02 est de **4 344 640,00 DA**
- Le manque à gagner engendré par les durées d'arrêt de la centrale OUED KEBRIT et de la coupure de la ligne 30kV EL AOUNET/OUED KEBRIT
- Paramètres de qualité de service améliorés suite à la mise en service d'une nouvelle ligne

Chapitre 3 Les convertisseurs (DC/DC) et (DC/AC)

I. Introduction :

Au niveau mondial, le marché des systèmes photovoltaïques connaît, depuis plus de 10 ans, un taux de croissance très élevé, de l'ordre de 30 à 40% par an. Cette croissance exceptionnelle, due principalement aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'électricité, se traduit bien évidemment par des innovations technologiques et une baisse de coûts des modules photovoltaïques mais aussi à des efforts importants de recherche et développement dans le domaine de l'électronique de puissance. En effet, les performances techniques et la fiabilité des hacheurs et des onduleurs utilisés pour le raccordement des modules photovoltaïques systèmes au réseau de distribution d'électricité, sont des paramètres qui peuvent très fortement faire varier la production d'énergie électrique annuelle et donc la rentabilité financière d'un système. L'objectif de ce chapitre est de mieux faire connaître ces appareils d'électronique de puissance en présentant leur principe de fonctionnement. [10]

II. GENERALITES ET PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES HACHEURS :

II.1. Définition des hacheurs :

Le hacheur ou convertisseur continu - continu est un dispositif de l'électronique de puissance mettant en œuvre un ou plusieurs interrupteurs électroniques commandés ce qui permet de modifier la valeur de la tension (moyenne) d'une source de tension continue avec un rendement élevé.

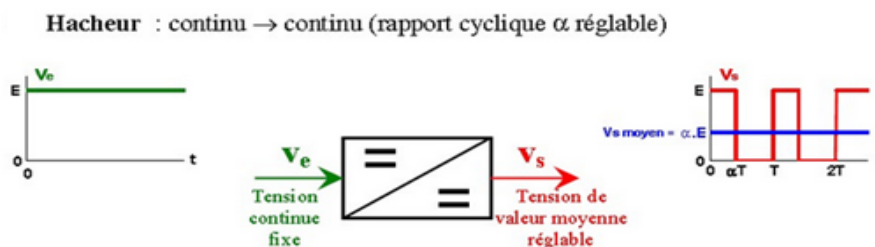


Figure N°(3-1) : Présente les caractéristiques des hacheurs.

On distingue deux types de convertisseurs continu-continu. Ceux qui sont non isolés, que l'on appellera **hacheurs**, et ceux qui comportent un transformateur assurant l'isolation galvanique, que l'on appelle **alimentations à découpage** (cas des alimentations de PC...) [11]

II.2. Les types des hacheurs : [11]

Il existe différents types de hacheur : Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit **dévolteur**, abaisseur ou Buck.

Dans le cas contraire, il est dit **survolteur** (ou élévateur ou Boost).

Il existe aussi des hacheurs capables de travailler des deux manières (Boost-Buck).

Les hacheurs peuvent être à base de diode ou de thyristor (Figures N°3-2 et N°3-3)

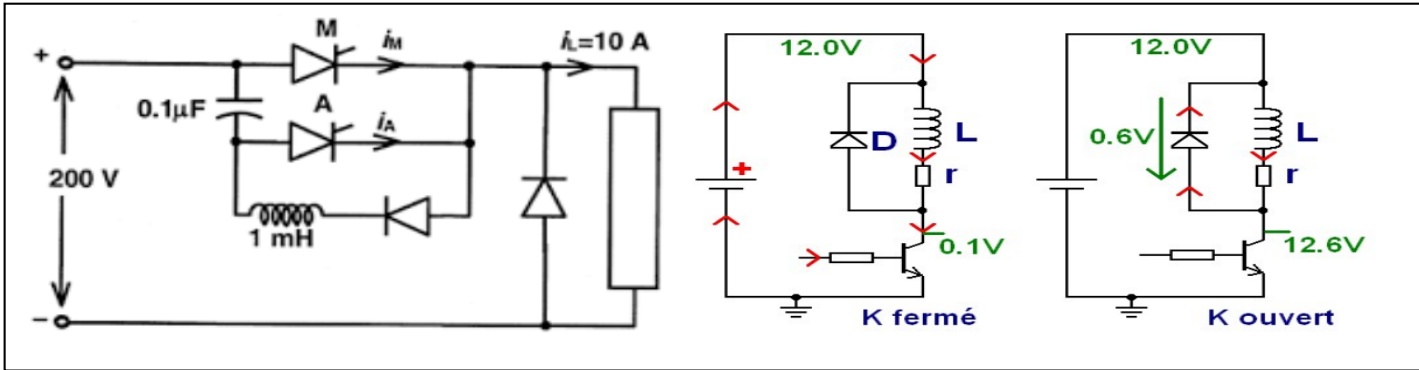


Figure N°(3-2) : Hacheur à base de thyristor.

Figure N°(3-3) : Hacheur à base de diode.

Description :

Le découpage se fait à une fréquence élevée afin de pouvoir filtrer facilement le signal de sortie. C'est l'analogue, pour les sources de tensions continues, du gradateur utilisé en régime alternatif, on définit le rapport cyclique par :

$$\alpha = \frac{t_1}{T}$$

Pour un hacheur dévolteur, le rapport de la tension moyenne de sortie sur la tension d'entrée est égal au rapport cyclique. [11]

II.3 Modélisation du hacheur dévolteur:

a) Structure générale des Hacheurs :

La structure des convertisseurs est basée sur la liaison d'une source de tension et une source de courant par des interrupteurs électroniques.

a.1) Les interrupteurs :

Les interrupteurs électroniques sont les diodes, les thyristors et les transistors leurs caractéristiques idéales :

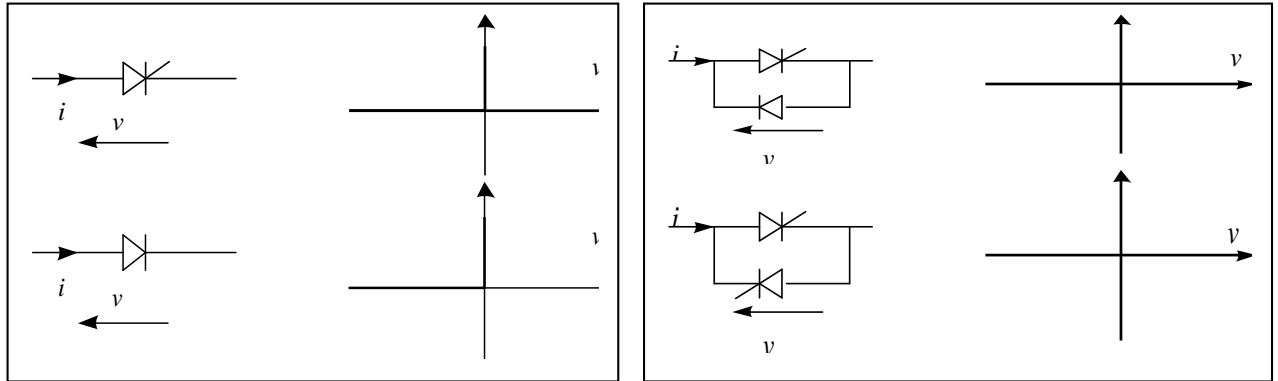


Figure N°(3-4):Caractéristiques idéales des interrupteurs.

b) **Les configurations des hacheurs :** Les configurations possibles de deux sources de nature différentes, figure N°(3-5), sont :

- liaison directe (a),
- liaison avec inversion des bornes (b), pas de liaison (c).

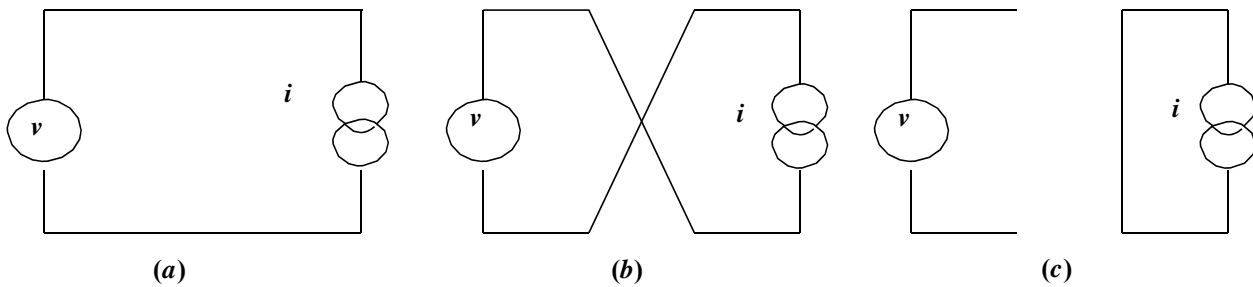


Figure N°(3-5) : Présente les configurations possibles des hacheurs.

➤ **Structure :**

La structure d'un hacheur dépend du sens de transfert de l'énergie. A titre d'exemple considérons les configurations (a) et (c). Les deux sources sont directement liées (a) ou isolées (b). On suppose que la puissance est transférée de la source de tension vers la source de courant. Dans cette situation K1 est un interrupteur commandé, alors que K2 est une diode.

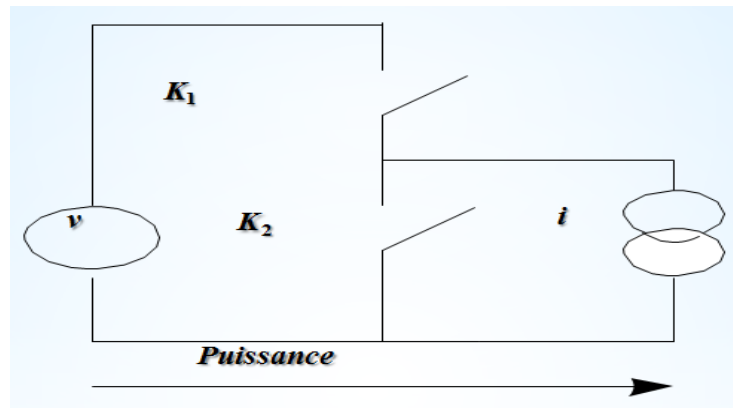


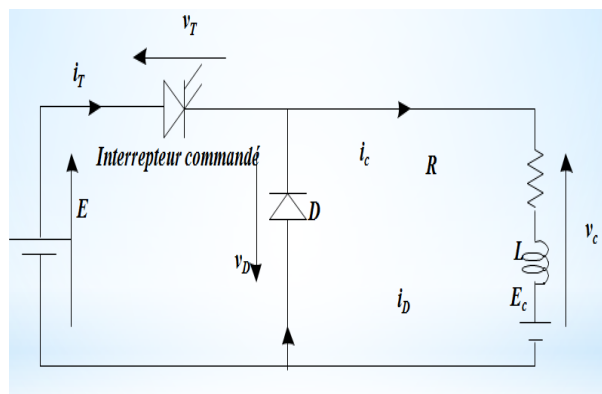
Figure N°(3-6) : Présente la structure d'un hacheur non réversible.

b.1) Etude de quelques structures de hacheurs non réversibles :

Il s'agit de celles qui n'assurent pas la réversibilité, ni en tension, ni en courant. L'énergie ne peut donc aller que de la source vers la charge.

1. Hacheur dévolteur (ou série) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode).

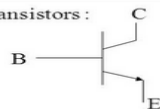


Le hacheur série (le hacheur dévolteur)

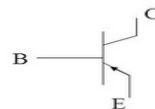
1. Un interrupteur électronique : le transistor

1.1 Symbole, convention et relations

Deux types de transistors :

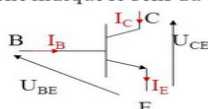


Transistor NPN

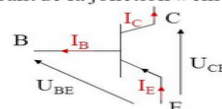


Transistor PNP

La flèche indique le sens du courant passant de la jonction « émetteur-base ».



Transistor NPN



Transistor PNP

Figure N° (3-7) : Présente le schéma du hacheur série.

La charge est constituée par la résistance R. Les éléments L et C forment un filtre dont le but est de limiter l'ondulation résultant du découpage sur la tension et le courant de sortie

1.1) Fonctionnement :

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes.

Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode, polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à αT , avec α compris entre 0 et 1.

Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T.

Forme d'onde :

A la fermeture de l'interrupteur commande, on distingue deux cas : Le courant dans la charge est différent de zéro ou il est nul. Nous sommes amenés à distinguer deux cas : la **conduction continue** et la **conduction discontinue**.

Dans le premier cas « **Conduction continue** »: le courant de sortie est suffisamment fort et le courant dans l'inductance ne s'annule jamais, même avec l'ondulation due au découpage.

Dans le second cas « **Conduction discontinue** » : le courant de sortie moyen est bien entendu positif, mais en raison de sa faible valeur moyenne, l'ondulation du courant dans l'inductance peut amener ce dernier à s'annuler. Or, les interrupteurs étant unidirectionnels, le courant ne peut changer de signe et reste à 0.

Dans le cas intermédiaire : Correspondant au fait que le courant s'annule seulement en un point ; la conduction est dite discontinue.

1.2) Etude du fonctionnement en conduction continue :

Après un certain temps de fonctionnement, le régime permanent s'établit. Les grandeurs courant et tension deviennent périodiques de période $T = t_0 + t_f$. Le courant est régi par l'équation différentielle suivante :

$$R \cdot i_c + L \frac{di_c}{dt} + E_c = \begin{cases} E & \text{pendant } t_f \\ 0 & \text{pendant } t_0 \end{cases}$$

➤ Etude en valeur moyenne :

La tension moyenne aux bornes de la charge sur une période est :

$$v_{cmoy} = \frac{1}{T} \int_0^T v_c dt = \int_0^{t_f} E dt = \frac{t_f}{T} E = \alpha E$$

En outre cette tension s'exprime par :

$$v_c = R \cdot i_c + L \frac{di_c}{dt} + E_c$$

Comme la tension au borne de l'inductance est nulle

Si on pose $\tau = \frac{L}{R}$ (la constante de temps), $a = \frac{E_c}{E}$ et $I_k = \frac{E}{R}$,
on obtient alors : $\frac{v_{cmoy}}{E} = \alpha$; $\frac{i_{cmoy}}{I_k} = \alpha - a$

Ces relations font apparaitre la possibilité de réglage de la tension moyenne et le courant moyen par l'intermédiaire du rapport cyclique α

Les formes d'ondes données par la figure suivante supposent que les composants sont tous parfaits

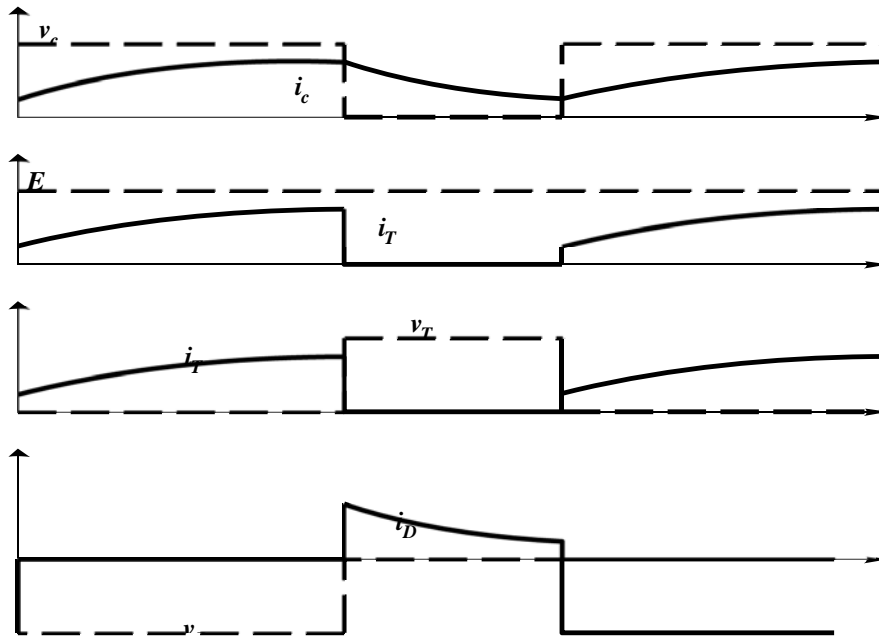


Figure N° (3-8) : Présente l'allure de la tension et du courant de charge, de la source, de l'interrupteur et de la diode.

2. Hacheur survolteur (ou parallèle) :

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom. Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (bipolaire, MOSFET, IGBT...) et une diode (amorçage et blocage spontanés).

➤ Schéma de principe :

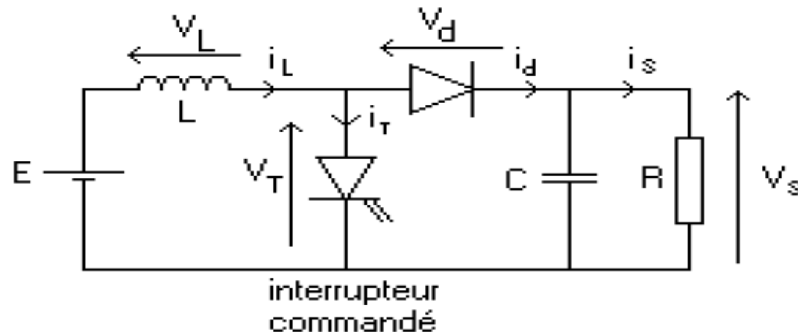


Figure N° (3-9) : Présente le schéma du hacheur parallèle.

L'inductance permet de lisser le courant appelé sur la source. La capacité C permet de limiter l'ondulation de tension en sortie.

2.1) Fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à $\alpha.T$, l'interrupteur commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée.

Lors de la seconde partie du cycle, de $\alpha.T$ à T , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées.

Formes d'ondes :

Les formes d'ondes sont de la forme suivante (en supposant la tension et le courant de sortie continus).

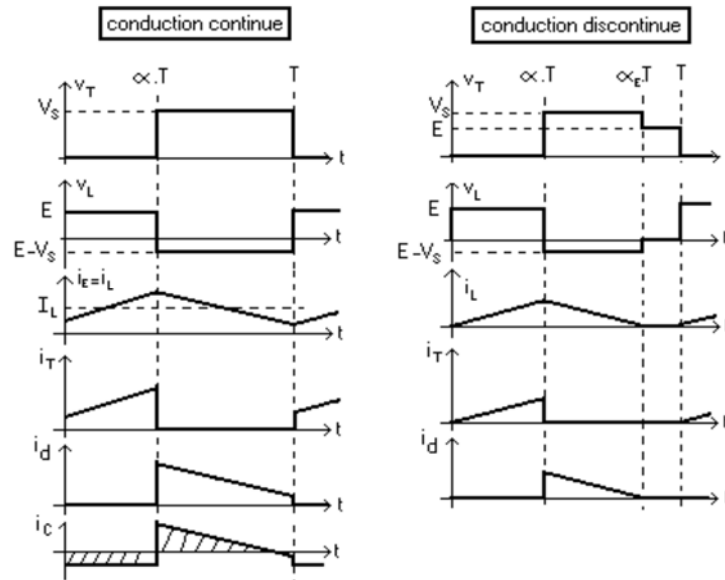


Figure N° (3-10) : Présente les formes d'onde.

✚ **Calcul de la tension moyenne de sortie et des ondulations.**

valeur moyenne de la tension de sortie.

On sait que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle donc on a, en conduction continue

$$E.\alpha.T = (-E + V_s).(1 - \alpha).T$$

Soit :

$$V_s = \frac{E}{1 - \alpha}$$

Or comme α est inférieur à 1, la tension moyenne de sortie est bien supérieure à la tension d'entrée.

- Relation entre le courant moyen de sortie et le courant moyen dans la diode.

$I_s = I_d$ car le courant moyen dans la capacité est nul.

Donc $I_s = (1 - \alpha).I_L$. De plus, connaissant la tension moyenne de sortie et la résistance de charge, on en déduit facilement I_s ce qui permet de connaître I_L .

- Calcul de l'ondulation de courant crête à crête dans l'inductance L.

$$\Delta i_L = \frac{\alpha.E}{L.f}$$

3.Hacheur à stockage inductif :

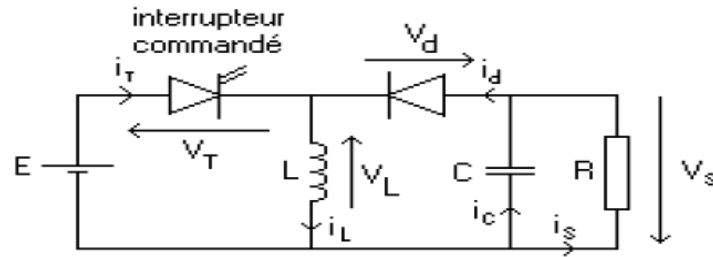


Figure N° (3-11) : Présente l’hacheur à stockage inductif.

3.1) Fonctionnement :

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à $\alpha.T$, l'interrupteur commandé est fermé (passant). La diode est ouverte et l'inductance stocke l'énergie fournie par le générateur d'entrée.

Lors de la seconde partie du cycle, de $\alpha.T$ à T , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. L'inductance restitue son énergie à la charge.

Remarque: il est à noter que le sens de la tension de sortie est inversé par rapport aux deux cas précédents.

Formes d’ondes :

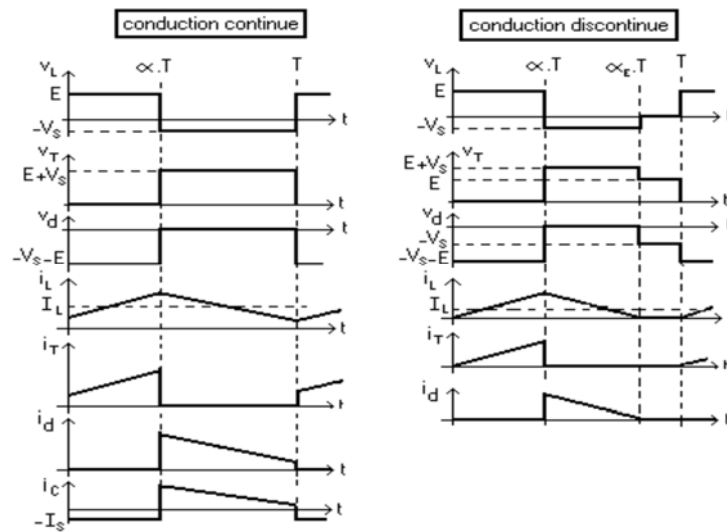


Figure N° (3-12) : Présente les formes d’ondes.

✚ Calcul de quelques grandeurs.

En régime de conduction continue on peut calculer les relations suivantes.

- valeur moyenne de la tension de sortie.

On sait que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle donc on a, une conduction continue

$$E.\alpha.T = V_s.(1 - \alpha).T$$

Soit :

$$V_s = \frac{\alpha.E}{1-\alpha}$$

Suivant la valeur de α , la tension moyenne de sortie peut être supérieure ou inférieure à la tension d'entrée, d'où le nom de hacheur survolteur-dévolteur parfois donné à ce montage.

- Calcul de l'ondulation de courant crête à crête dans l'inductance L.

$$\Delta i_L = \frac{\alpha.E}{L.f}$$

Relation entre le courant moyen de sortie et le courant moyen dans l'inductance.

$I_s = I_d$ car le courant moyen dans la capacité est nul.

Donc $I_s = (1-\alpha).I_L$. De plus, connaissant la tension moyenne de sortie et la résistance de charge, on en déduit facilement I_s ce qui permet de connaître I_L .

La valeur de v_s décroissante de 0 à $\alpha.T$ si i_c est alors négatif. On calcule la valeur de i_c sur cet intervalle (ce courant vaut $-I_s$) et on calcule l'intégrale, comme pour le hacheur parallèle.

La valeur de i_c n'est négatif que sur l'intervalle de temps $[0, \alpha.T]$, mais il y aura d'autant plus de chance que ce soit le cas si l'ondulation de courant est faible, donc si l'inductance est forte.

Dans le cas de la conduction continue: prise en compte de la résistance de la bobine de stockage d'énergie (on remplace L par L en série avec r)

Cette fois, on peut écrire que

$$\langle i_T \rangle = \alpha \langle i_L \rangle$$

$$\langle i_s \rangle = (1-\alpha) \langle i_L \rangle = \frac{V_s}{R}$$

$$r \langle i_L \rangle = \alpha.E - (1-\alpha).V_s$$

$$V_s = \frac{\frac{R}{r} \cdot \alpha \cdot (1-\alpha)}{1 + \frac{R}{r} \cdot (1-\alpha)^2} \cdot E$$

Déduire que :

Cette relation traduit un comportement très différent du cas du système parfait. Quand α tend vers 1, la tension V_s tend vers 0 au lieu de tendre vers l'infini.

Le rendement η inférieur à 1 pour $\alpha = 0$ et tendant vers 0 quand α tend vers 1 et dont la formule est donnée par :

$$\eta = \frac{\frac{V_s^2}{R}}{E \cdot \langle i_T \rangle} = \frac{\frac{R}{r} \cdot (1 - \alpha)^2}{1 + \frac{R}{r} \cdot (1 - \alpha)^2}$$

4. Hacheurs réversibles :

Les structures suscités ne sont réversibles, ni en tension, ni en courant.

L'énergie va donc toujours de la source vers la charge. Il est possible de modifier ces dispositifs pour inverser le sens de parcours de l'énergie. Ainsi, une source peut devenir une charge et inversement. Ce type de comportement se rencontre usuellement dans les systèmes électriques. Ainsi, un moteur en sortie d'un hacheur représente une charge. Cependant, pour réaliser un freinage, le moteur va devenir génératrice, ce qui va entraîner un renvoi d'énergie à la source (plus astucieux qu'un simple freinage mécanique).

4.1) Hacheur série réversible en courant :

Dans ce système, le changement du sens de parcours de l'énergie est lié au changement désigne du courant alors que la tension reste de signe constant.

a) Interrupteur réversible en courant :

Cette fois, l'interrupteur est formé de deux composants. Le premier est un composant commandé à l'amorçage et au blocage (transistor, IGBT , GTO...), alors que le second est une diode. Ils sont montés en anti-parallèle.

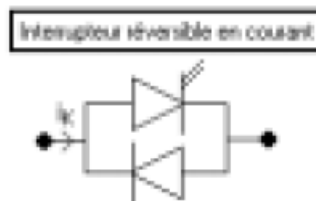


Figure N° (3-13) : Présente l'interrupteur réversible en courant.

Cette fois, i_k peut être positif ou négatif. Il n'y aura plus de phénomène de conduction discontinue, dû à l'impossibilité, pour le courant, de changer de signe. Simplement, suivant le sens du courant, l'un ou l'autre des composants assurera la conduction.

b) Structure du hacheur série réversible en courant :

La structure du hacheur série classique est prise par des interrupteurs réversibles en courant. Modification de la charge (inutile de demander à une résistance de se transformer en génératrice...) en prenant une machine à courant continu, qui peut, sous tension constante, fonctionner en génératrice ou en moteur.

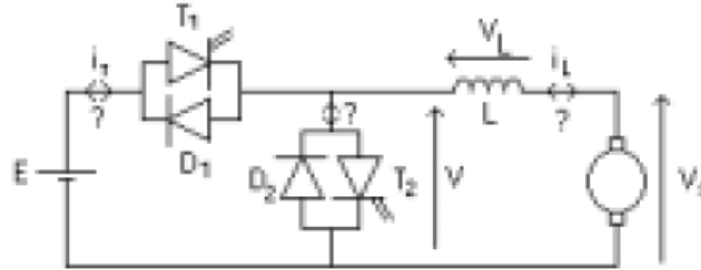


Figure N° (3-14) : Présente hacheur série réversible en courant.

Remarque:

la MCC ayant, en simplifiant, un comportement de filtre passe bas, elle sera insensible à l'ondulation de tension à ses bornes et ne réagira qu'à la valeur moyenne imposée par le hacheur.

c) Fonctionnement du hacheur réversible en courant :

Tant que le courant i_L est positif, T1 et D2 assurent le fonctionnement du hacheur en conduisant à tour de rôle comme il est expliqué précédemment.

Si i_L vient à s'annuler puis changer de signe, alors, dès la détection du passage par 0, le lancement de la commande de T2. C'est alors T2 et D1 qui assurent à tour de rôle la conduction.

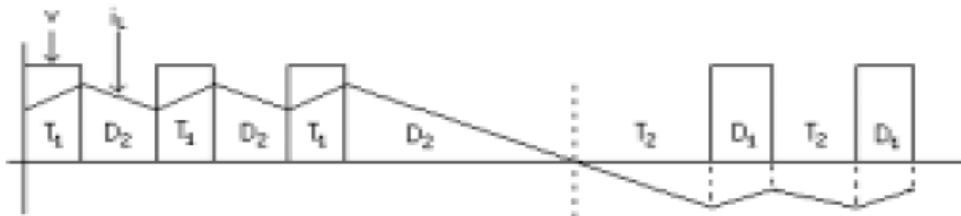


Figure N° (3-15) : Présente le fonctionnement du hacheur série réversible en courant.

4.2) Hacheur réversible en tension :

La tension appliquée à la charge peut prendre les valeurs $+E$ ou $-E$, ce qui permet, suivant la valeur du rapport cyclique de donner une valeur moyenne de tension de sortie positive ou négative. En revanche, le courant doit rester de signe constant dans la charge, car les interrupteurs ne sont pas réversibles.

➤ **Structure.**

La charge est formée par une machine à courant continu en série avec une inductance, destinée à limiter l'ondulation de courant dans la machine. La machine fonctionne sous un courant toujours de même signe.

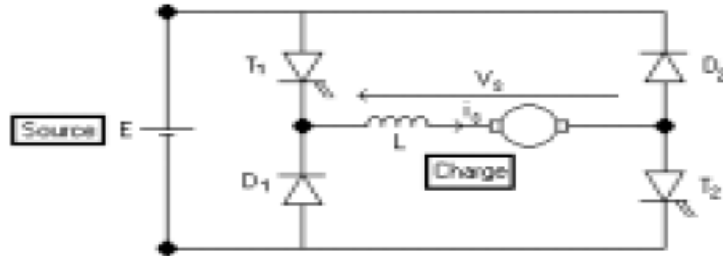


Figure N° (3-16) : Présente la structure du hacheur série réversible en courant.

a) Fonctionnement :

Lors de la première phase de fonctionnement, dans l'intervalle de temps $[0, \alpha.T]$ les deux interrupteurs commandés T1 et T2 sont fermés et les diodes D1 et D2 ouvertes. La charge est sous tension $+E$.

Lors de la seconde phase de fonctionnement, sur l'intervalle de temps $[\alpha.T, T]$, les interrupteurs commandés sont ouverts et les diodes passantes. La charge est sous tension $-E$

b) Tension de sortie:

La forme de la tension de sortie est donc la suivante :

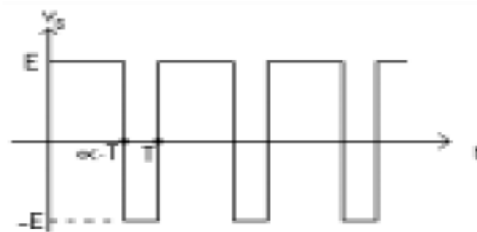


Figure N° (3-17) : Présente la forme de la tension de sortie du hacheur série réversible en courant.

La tension moyenne de sortie V_s est alors donnée par:

$$V_s = \alpha.E + (1-\alpha).(-E) = (2.\alpha - 1).E$$

Si α est supérieur à 0,5, alors, la tension moyenne de sortie est positive. En revanche, dans le cas où le rapport cyclique est inférieur à 0,5 la tension moyenne de sortie est négative.

4.3) Hacheur réversible en tension et en courant :

Reprendre la structure du hacheur réversible en tension, remplaçant les interrupteurs par des interrupteurs réversibles en courant. Dans ce cas, le courant dans la charge peut changer de signe.

Comme pour le hacheur simplement réversible en courant, ce sera la diode ou le transistor qui sera passant, suivant le signe du courant dans l'interrupteur.

Obtenir donc la structure suivante:

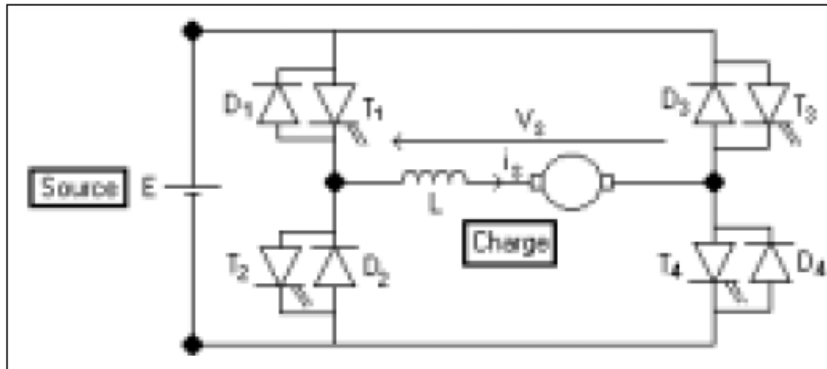


Figure N° (3-18) : Présente la structure du hacheur réversible en tension et en courant.

Cette fois, la tension moyenne de sortie et le courant moyen de sortie peuvent être positif ou négatifs. Source et charge peuvent avoir leurs rôles inversés suivant le signe de ces grandeurs.

III. Fonctionnement du régulateur série :

Le régulateur de charge joue un rôle primordial dans un système photovoltaïque autonome. Il doit cependant être réalisé avec le plus grand soin pour répondre aux exigences de coût, de simplicité, et de fiabilité. La Figure N°01 présente le schéma du régulateur MPPT série.

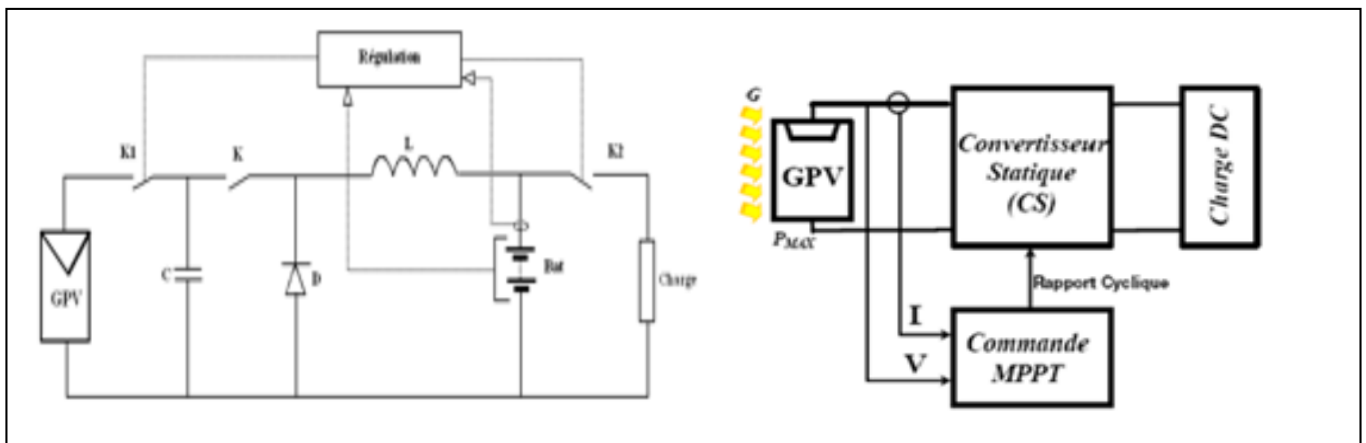


Figure N°(3-19) :Présente le Schéma de principe du convertisseur MPPT.

L'ouverture et la fermeture de l'interrupteur K1 de connexion du générateur photovoltaïque, sont gérées par un cycle d'hystérésis. Pour une batterie de tension nominale 12 V, le seuil supérieur (ouverture de K1) est de 14,5V, tandis que le seuil inférieur (Fermeture de K1) est de 13,6 V. L'ouverture et la fermeture de l'interrupteur K2 de connexion de la charge, sont gérées par un deuxième cycle d'hystérésis. Pour une batterie de tension nominale 12 V, le seuil supérieur (fermeture de K2) est de 12,5 V, tandis que le seuil inférieur (ouverture de K2) est de 11,5V. L'algorithme de commande des interrupteurs K1 et K2 se présente à la Figure N°(3-20)

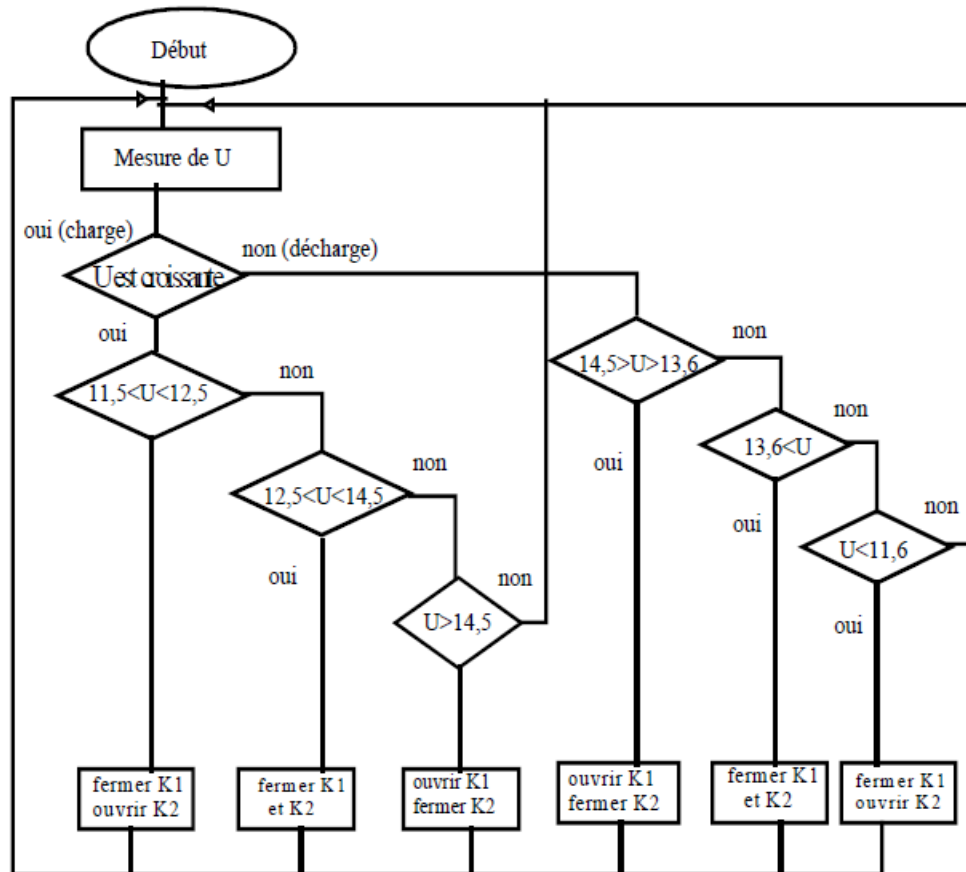


Figure N°(3-20) : Présente le schéma de principe du régulateur série.

III.1 Présentation de la méthode MPPT de type P.O :

Un générateur photovoltaïque est un générateur dont la caractéristique $I = f(U)$ est fortement non linéaire. En conséquence, pour un même ensoleillement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet de piloter le convertisseur statique, reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque, de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. La méthode Perturbation et Observation (P & O) est la méthode de recherche de puissance maximale la plus utilisée. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le point de puissance maximale (MPP). Le principe de la méthode Perturbation et Observation consiste à perturber la tension VPV du générateur d'une faible amplitude autour des valeurs initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance PPV qui en résulte. Si une incrémentation positive de la tension VPV engendre un accroissement

de la puissance PPV, cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM(voir Figure N°(3-20). Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît.

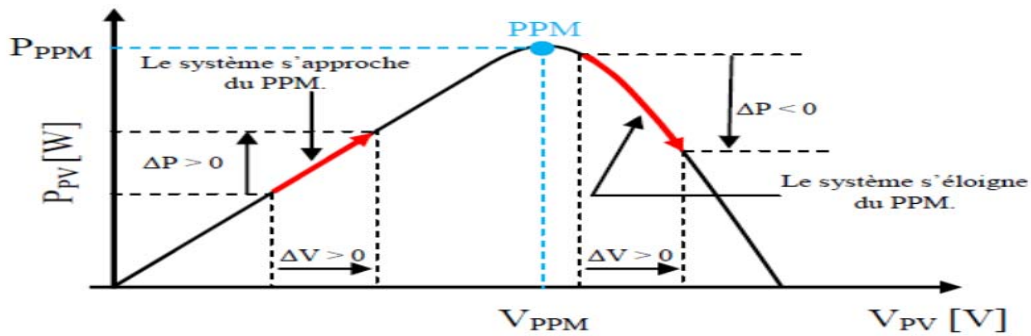


Figure N°(3-20) : Poursuite du Point Maximal de Puissance.

A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d’une variation de tension sur la caractéristique PPV(VPV) il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM. L’algorithme présenté à la Figure 4 illustre la méthode PO.

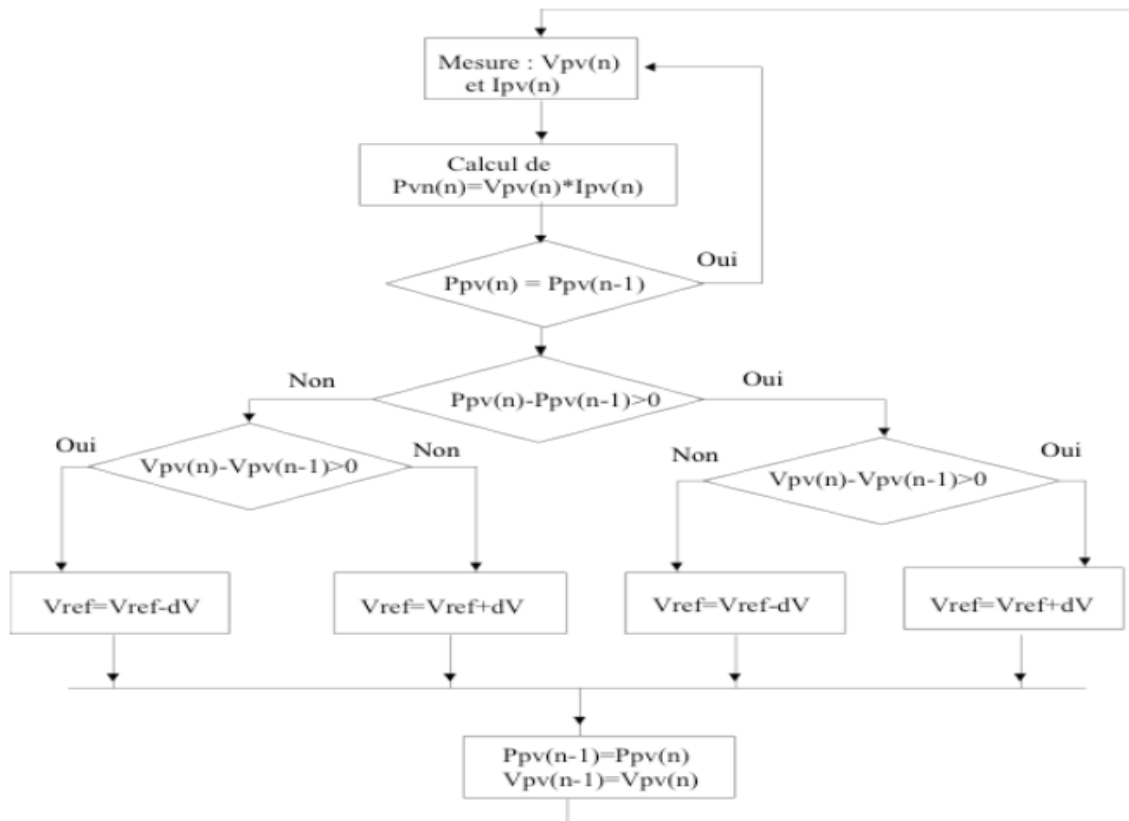


Figure N° (3-21) : Présente la méthode PO.

IV.GENERALITES ET PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES ONDULEURS :

IV.1.Définition :

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue. Ils sont utilisés en électrotechnique pour :

- Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables.

Ex : C'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif devant tourner à vitesse variable par exemple (la vitesse est liée à la fréquence des courants qui traversent la machine).

- Soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixes.

Ex : C'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci par exemple. L'énergie stockée dans les batteries de secours est restituée sous forme continue, l'onduleur est alors nécessaire pour recréer la forme de tension et fréquence du réseau.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, en fonction de la source d'entrée continue : source de tension ou source de courant. La technologie des onduleurs de tension est la plus maîtrisée et est présente dans la plupart des systèmes industriels, dans toutes les gammes de puissance (quelques Watts à plusieurs MW).

IV.2. Caractéristiques propres à un onduleur pour systèmes photovoltaïques (PV) :

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion AC*/DC* est le même.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système.

En effet, le générateur PV (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique IV non linéaire (figure 3.22).

Pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court-circuit ou à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant). Le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni vraiment une source de courant non plus. La tension de circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quant à lui proportionnel à l'éclairement : augmente si l'éclairement augmente.

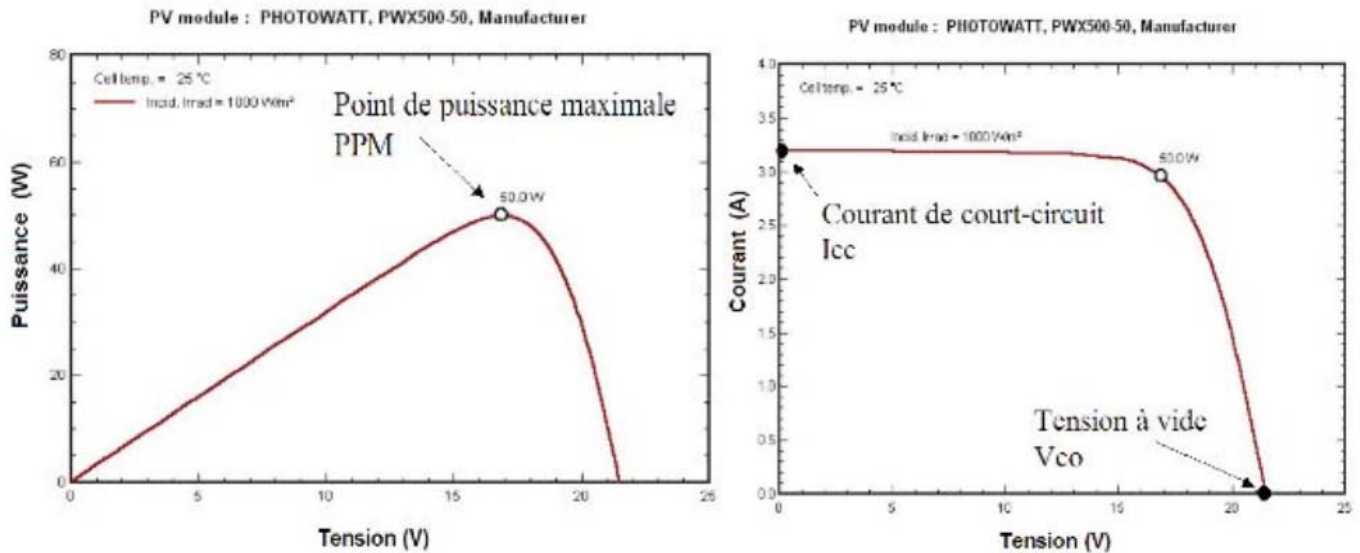


Figure N° (3-22) : courbes caractéristiques d'un module photovoltaïque.

Le meilleur point de fonctionnement du système correspond au point de cette courbe où la puissance, produit de la tension et du courant, est maximisée. Il se situe au milieu de la caractéristique. (figure3.22) En régime permanent établi, la tension et le courant du capteur sont considérés comme constants.

L'utilisation d'un onduleur de tension plutôt qu'un onduleur de courant est alors essentiellement motivée par des raisons technologiques. L'onduleur de tension impose à sa sortie un système de tensions sous forme de créneaux modulés en largeur d'impulsions (MLI* ou PWM* en anglais). Ces créneaux ne posent aucun problème pour l'alimentation d'un moteur, mais sont incompatibles avec les tensions sinusoïdales du réseau. On place alors entre chaque sortie de l'onduleur et chaque phase du réseau (onduleur monophasé ou triphasé) une inductance qui joue le rôle de filtre et permet à l'onduleur de fournir au réseau des courants quasi sinusoïdaux : d'un point de vue formel elle transforme l'onduleur de tension en onduleur de courant ! (figure 3.23)

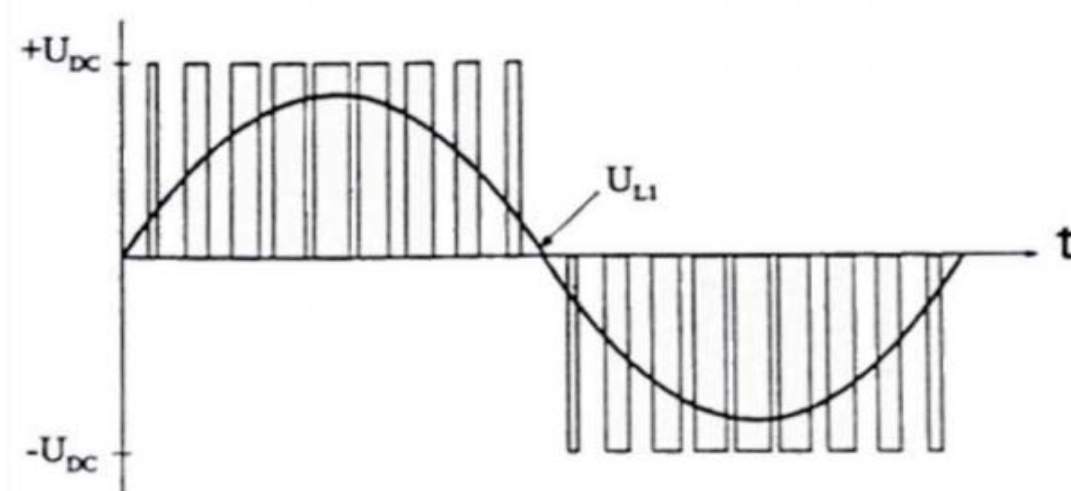


Figure N° (3-23) : Filtrage de la tension par l'inductance de sortie .

UDC correspond à la tension aux bornes du condensateur d'entrée d'un montage simple (figure 3.25) et UL1 à la tension injectée au réseau donc de fréquence 50 Hz.

IV.3. Principaux types d'onduleurs rencontrés :

Les onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques comme des IGBT (transistors de puissance). Dans le cas standard, par un jeu de commutation commandée de manière appropriée, le plus souvent par MLI*, l'énergie électrique continue fournie est modulée afin d'obtenir un signal alternatif à la fréquence du réseau. Il existe de nombreux circuits électroniques qui permettent de réaliser la conversion d'énergie électrique :

- Le montage le plus simple est composé de thyristors. Cette technologie était utilisée dans les premiers onduleurs PV (et est encore disponible en monophasé et triphasé) Peu cher, il présente cependant un courant de sortie plus ou moins rectangulaire induisant de la puissance réactive et des harmoniques* qui affectent le rendement de l'onduleur et peuvent perturber le réseau.

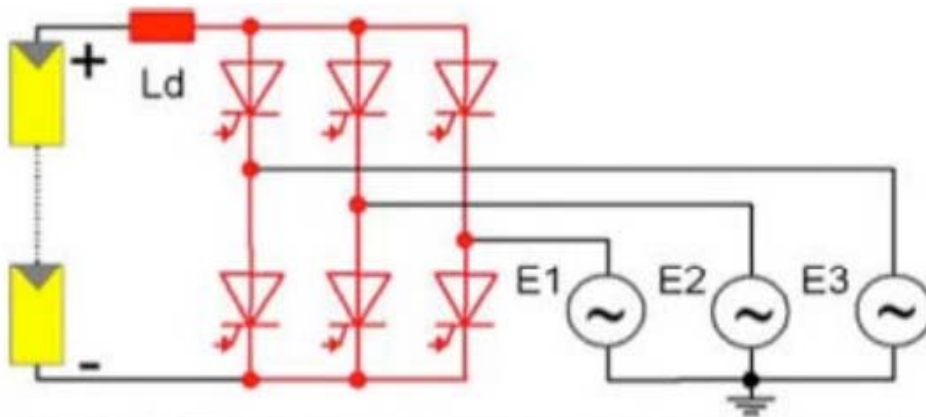


Figure N° (3-24) : Circuit utilisant des thyristors .

- La figure 3.25 présente un exemple de circuit simple composé d'un pont de transistors commandé par PWM*. Le signal alternatif obtenu est ensuite filtré par l'inductance L_d située avant le transformateur* (ou L_{ac} sur les autres schémas) afin d'obtenir un signal alternatif sinusoïdal à la fréquence du réseau. Ce dernier signal est ensuite ajusté à la tension du réseau par un transformateur* 50Hz qui apporte en même temps une isolation galvanique* au montage.

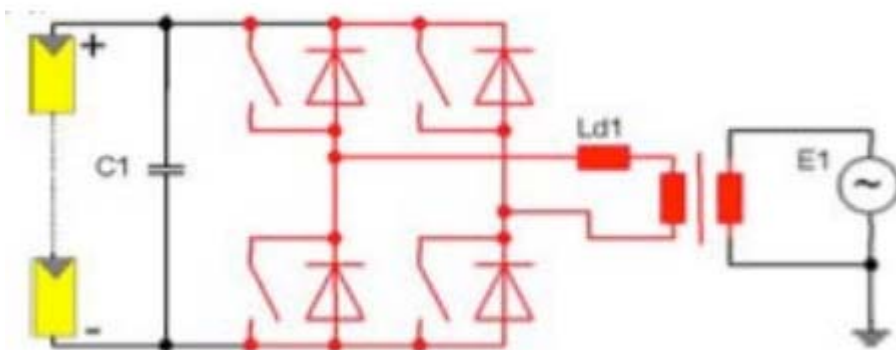


Figure N° (3-25) : Circuit simple utilisant un pont de transistors.

- Pour travailler sur une gamme de tensions d'entrée plus large, un convertisseur élévateur (« boost ») peut être rajouté (en vert) en entrée du pont (figure 3.26).

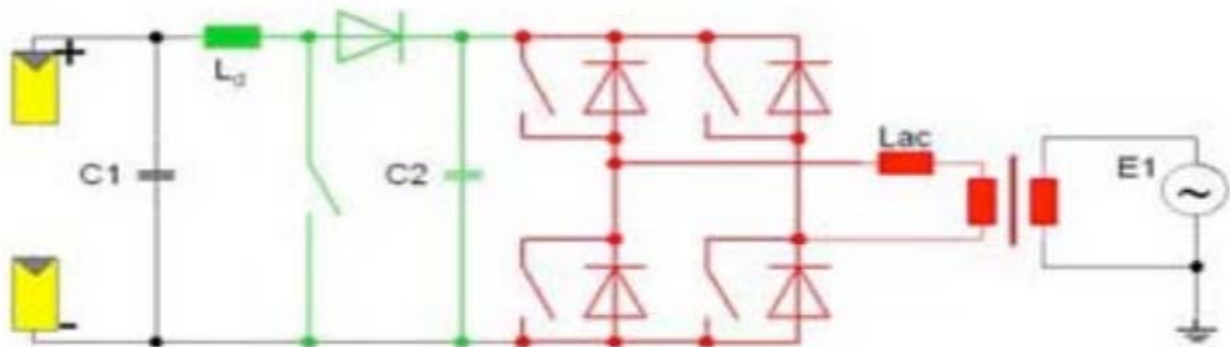


Figure N° (3-26) : Circuit à pont de transistors avec convertisseur élévateur.

- Le montage de la figure 3-27 comprend 3 étages différents. Il est composé d'un transformateur* haute fréquence (en bleu) qui adapte la tension d'entrée tout en réduisant le poids de l'onduleur. À sa sortie, le signal est alternatif. Un redresseur (en vert) permet alors de le convertir en continu. Le pont de sortie (rouge) permet par modulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence du réseau.

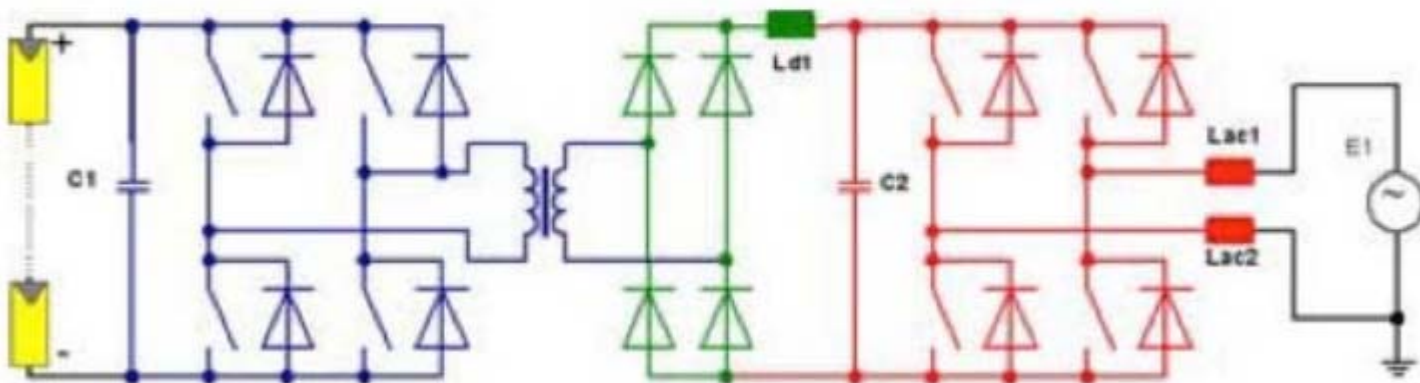


Figure N° (3-27) : Circuit à 3 étages avec transformateur* haute fréquence .

- Le montage de la figure 3.28 est constitué de 4 étages. Ce circuit nécessite le contrôle de 7 interrupteurs contre 8 pour celui de la figure 3.27. Il est composé d'un convertisseur abaisseur de tension, d'un montage dit « pushpull* » suivi d'un redresseur, et d'un pont de sortie.

La partie « convertisseur abaisseur + transformateur* push pull* » permet d'adapter la tension d'entrée. Elle permet à l'onduleur d'avoir une plus large gamme de tensions d'entrée possible donc une plus grande flexibilité d'association avec les modules PV. Le redresseur « redresse » la tension en sortie du push pull*, et le pont de sortie (rouge) permet par modulation d'amplitude de transformer ce signal continu en un signal alternatif sinusoïdal adapté à la fréquence du réseau.

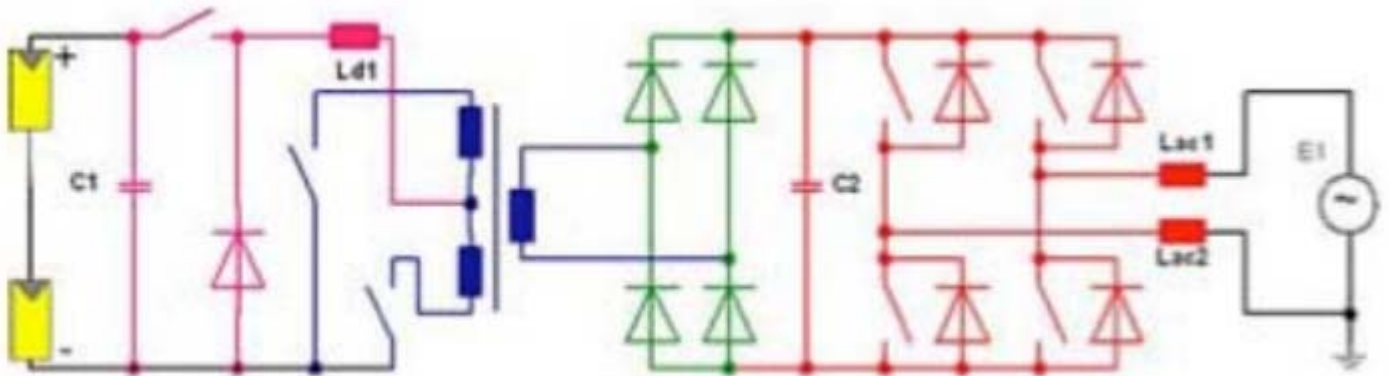


Figure N° (3-28) : Circuit à 4 étages avec montage push pull.

• Enfin, le montage de la figure 3.29 représente un exemple simple de la technologie des onduleurs sans transformateur*. En éliminant le transformateur*, générateur de pertes importantes dans le circuit lors de la conversion de puissance, on peut augmenter le rendement.

Il faut cependant prendre en compte les problèmes de compatibilité électromagnétique* que le transformateur* permettait d'éliminer par isolation galvanique*.

Dans ce circuit, S1 (pour les courants positifs et négatifs) et S2 (pour les courants positifs) sont commandés en haute fréquence et les autres interrupteurs en 50Hz (fréquence du réseau). Pour des tensions d'entrée plus grandes, S1 peut être contrôlé seul en haute fréquence et les 4 autres en 50Hz pour former un convertisseur abaisseur et un convertisseur push pull*. Dans les 2 cas, le désavantage de ce montage est la très forte tension appliquée aux bornes des interrupteurs.

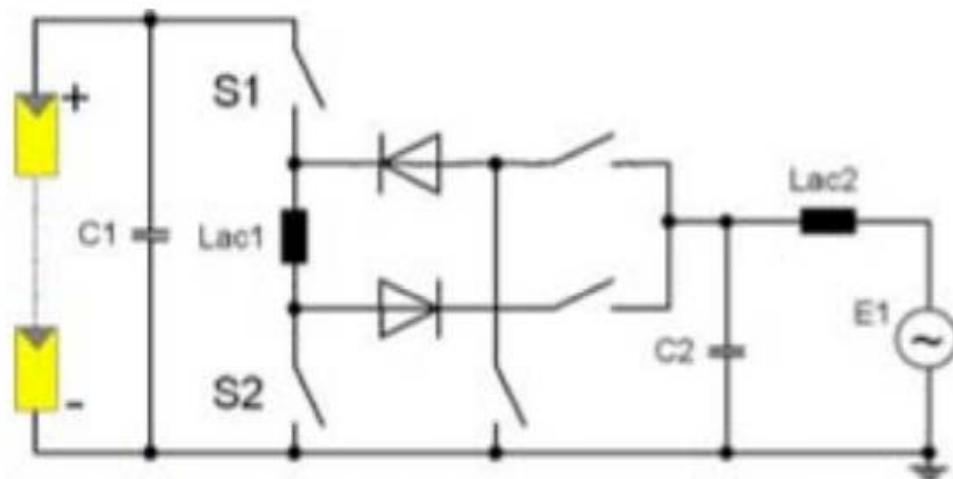


Figure N° (3-29) : Onduleur sans transformateur* dit « à Topologie de Karschny ».

Rôle du condensateur d'entrée :

• Tous les circuits présentés disposent en entrée d'un condensateur référencé C1 de forte capacité, qui a un rôle très important pour les onduleurs photovoltaïques dans le maintien d'un point de fonctionnement stable. Il a une fonction d'accumulateur d'énergie et une fonction de filtrage des

fluctuations de tension dues aux commutations. Il assure ainsi un écoulement homogène du courant du générateur PV vers le réseau en maintenant la tension constante.

- Les condensateurs électrolytiques (électrochimiques) aluminium (figure 3.30) sont utilisés dans des applications en courant continu ou à très basses fréquences et sont ceux généralement rencontrés dans les systèmes PV. Ils présentent des valeurs de capacités importantes et une faible résistance série.



Figure N° (3-30) :Modèle de condensateurs électrolytiques

- Principe d'un condensateur électrolytique aluminium :

Si l'on fait circuler un courant entre les 2 électrodes (anode et cathode) en aluminium plongeant dans l'électrolyte, l'électrolyse provoque la formation d'une couche d'alumine (Al_2O_3) à l'anode. L'alumine étant un isolant, on obtient un condensateur dont le diélectrique est la couche d'alumine. Une des armatures du condensateur est ainsi constituée par l'anode et l'autre par l'électrolyte, la cathode servant de connexion avec l'électrolyte.

- Les modèles existants de condensateurs électrolytiques aluminium supportent une gamme de températures allant jusqu'à 85 degrés Celsius, ou 105 degrés Celsius pour les modèles « haute température » (cette température fait référence à la température au cœur du condensateur).

Dans le cas d'une utilisation constante à de telles températures, la durée de vie des condensateurs est limitée de quelques milliers seulement à 15 000h environ. En effet, les condensateurs électrolytiques sont très sensibles à la chaleur car plusieurs réactions chimiques ou électrochimiques réalisées à l'intérieur du condensateur sont accélérées avec la température : la pression de vapeur d'électrolyte fait s'échapper l'électrolyte à travers les joints du polymère, les composants de l'électrolyte se décomposent, l'eau de l'électrolyte s'évapore, le diélectrique (isolant constitué ici par l'alumine) devient de plus en plus conducteur. Il se trouve que ces différents effets ont la même énergie d'activation, ce qui a pour conséquence de doubler leur effet tous les 10 degrés Celsius environ.

En réalité, dans un système PV, le condensateur n'est pas constamment sollicité à de telles températures. Cela dépend de la charge reçue et celle-ci est nulle pendant au moins la moitié de la journée (nuit). Estimant que la durée moyenne entre 2 pannes d'onduleurs des systèmes photovoltaïques est de 80 000 à 100 000h environ et celle-ci est généralement due au condensateur d'entrée.

IV. 4. Méthodes de recherche du point de puissance maximale :

L'unité de régulation de l'onduleur assure un fonctionnement du générateur PV au point de fonctionnement optimal (point de puissance maximale ou MPP*) pour garantir une production de puissance électrique maximale. Il existe environ une vingtaine de méthodes de recherche du point de puissance maximale d'un champ de modules (Maximum Power Point Tracking), dont l'efficacité et la rapidité varient. Les deux méthodes les plus couramment rencontrées sont celles dites du Hill-Climbing et du P&O (Perturb and Observe). Ces deux méthodes fonctionnent sur le même principe qui consiste à perturber le fonctionnement du système et à analyser ensuite comment le système réagit à cette perturbation : modification du rapport cyclique de hachage pour la méthode de Hill-Climbing, modification de la tension aux bornes du champ de modules photovoltaïques pour la méthode P&O. Le fait de modifier le rendement de conversion de l'onduleur perturbe le courant continu issu des modules et par conséquent la tension à leurs bornes et la puissance instantanée délivrée. Ces deux méthodes sont donc basées sur le contrôle de la puissance instantanée délivrée par le champ de modules PV en fonction de variations de la tension continue aux bornes du champ PV (figures 3.30 et 3.31).

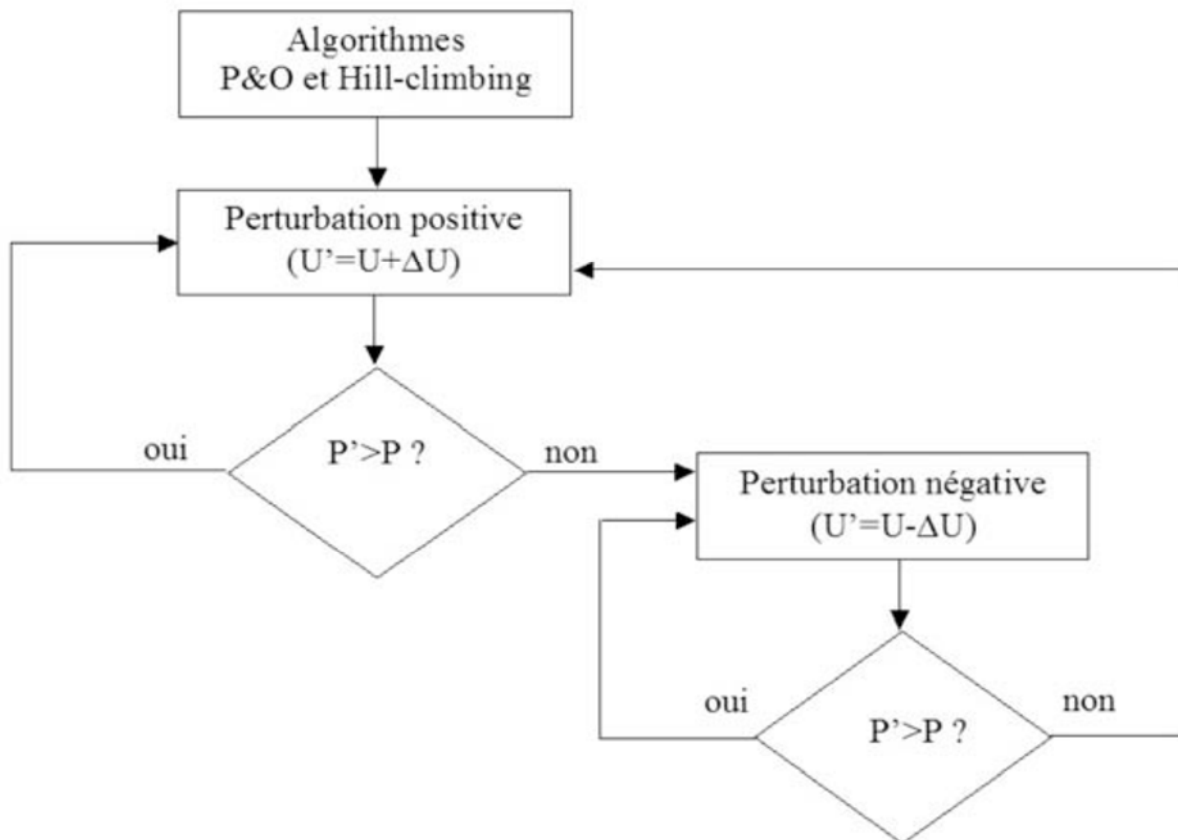


Figure N° (3-31) : Principe de l'algorithme des méthodes de Hill-Climbing et P&O.

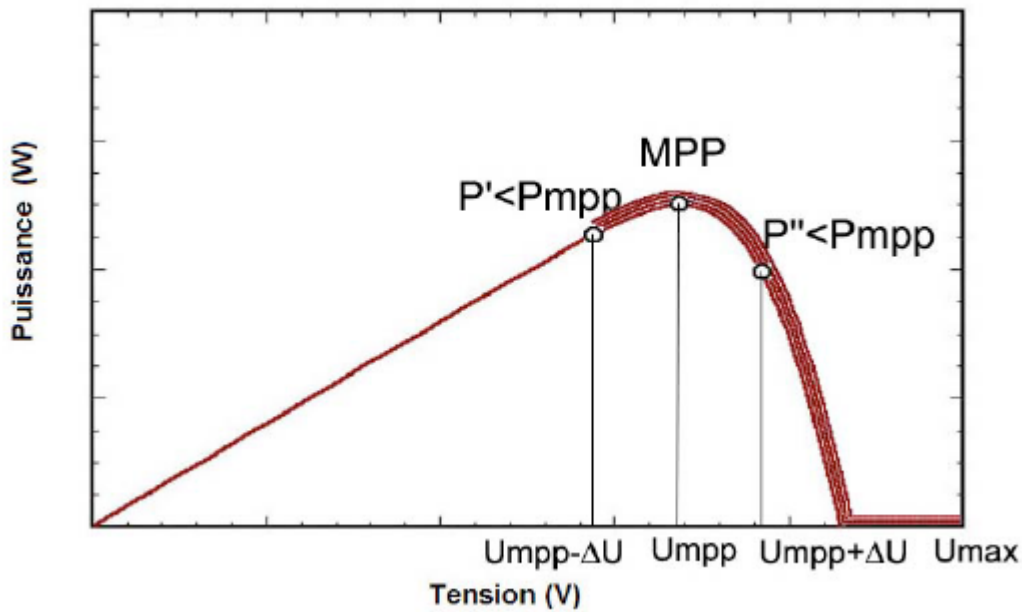


Figure N° (3-32) : Illustration de l'algorithme des méthodes de Hill-Climbing et P&O.

Parmi les autres méthodes de recherche du point de puissance maximale, on retiendra :

- La méthode Inc Cond (Incrémental Conductance) qui consiste à comparer la conductance incrémentale $\Delta I/\Delta U$ et de la comparer au rapport $-I/U$:
 $\Delta I/\Delta U = -I/U$ au MPP*, $> -I/U$ à gauche du MPP* et $< -I/U$ à droite du MPP*.
- La méthode dite de la tension de circuit ouvert fractionnaire (Fractional Open-Circuit Voltage), basée sur la proportionnalité entre la tension de circuit ouvert (V_{co}) et la tension au point de puissance maximale (V_{mpp})
- La méthode dite du courant de court-circuit fractionnaire (Fractional Short-Circuit Current) basée sur la proportionnalité entre le courant de court-circuit (I_{cc}) et le courant au point de puissance maximale (I_{mpp})
- Le contrôle du MPP* à base de logique floue (FuzzyLogic Control)
- Le contrôle du MPP* à base de réseaux neuronaux (Neural Network)
- La méthode RCC (Ripple Correlation Control) qui consiste en l'analyse des interférences causées par l'onduleur sur la tension et le courant du champ de modules PV
- La méthode de balayage du courant (Current Sweep) qui permet de calculer périodiquement la caractéristique tension-courant du champ de modules PV et d'en déterminer le MPP*
- La méthode de contrôle de la tension aux bornes du condensateur d'entrée de l'onduleur (DC Link Capacitor Droop Control)
- La méthode d'optimisation de la puissance de sortie de l'onduleur (Load Current or Load Voltage Maximization) basée sur le fait que si la puissance de sortie de l'onduleur est maximale, alors le champ de modules PV fonctionne à son MPP*
- La méthode du contrôle dP/dV ou dP/dI (dP/dV or dP/dI Feedback Control) qui consiste à analyser la pente de la courbe Puissance-Tension du champ de modules PV (nulle au point de puissance maximale, positive avant le MPP* et négative après).[10]

V. Conclusion

Pour assurer un fonctionnement du générateur photovoltaïque à un rendement optimal, nécessite l'insertion des convertisseurs statiques « UN HACHEUR » entre le générateur et le récepteur

« LA CHARGE » à une tension stable « constante » peut être optimisée en ajustant le rapport cyclique α afin que le générateur puisse fonctionner à un régime optimal.

Néanmoins pour la connexion avec le réseau il nécessite un convertisseur de type ONDULEUR.

Chapitre 4

Fonctionnement de la Centrale PV « OKB » connectée au réseau électrique

I. Introduction:

Ce chapitre présente l'étude de la centrale Oued Kebrit et la comparaison des variantes étudiées au niveau du chapitre N°02 avec une simulation sur le logiciel MALTAB.

Le présent chapitre a pour objet l'étude d'examiner l'impact de l'intégration de la centrale Photovoltaïque Voltaïque de 15MWc d'OUED EL KEBRIT de SKTM sur le réseau de distribution. L'évacuation de la production vers l'étage 30kV du poste 220/90/30kV d'EL AOUINET. Le mode de raccordement proposé par SDE, la centrale débitera toute sa production sur le jeu de barres de l'étage 30kV poste EL AOUINET. L'étude déterminera le point d'injection optimal sur les transformateurs d'EL AOUINET.

II. Présentation de la station d'énergie solaire photovoltaïque à OUED EL KEBRIT :

La Centrale est Installée dans la commune d'OUED EL KEBRIT (70 km au sud de la wilaya de SOUK AHRAS), cette centrale a été mise en service en date du 23/04/2014.

La centrale est d'une capacité de **15 Mégawatt** et élevée sur une superficie estimée à **30 ha**, cette station première du genre dans la wilaya de SOUKAHRAS, disposera de cellules solaires photovoltaïques.

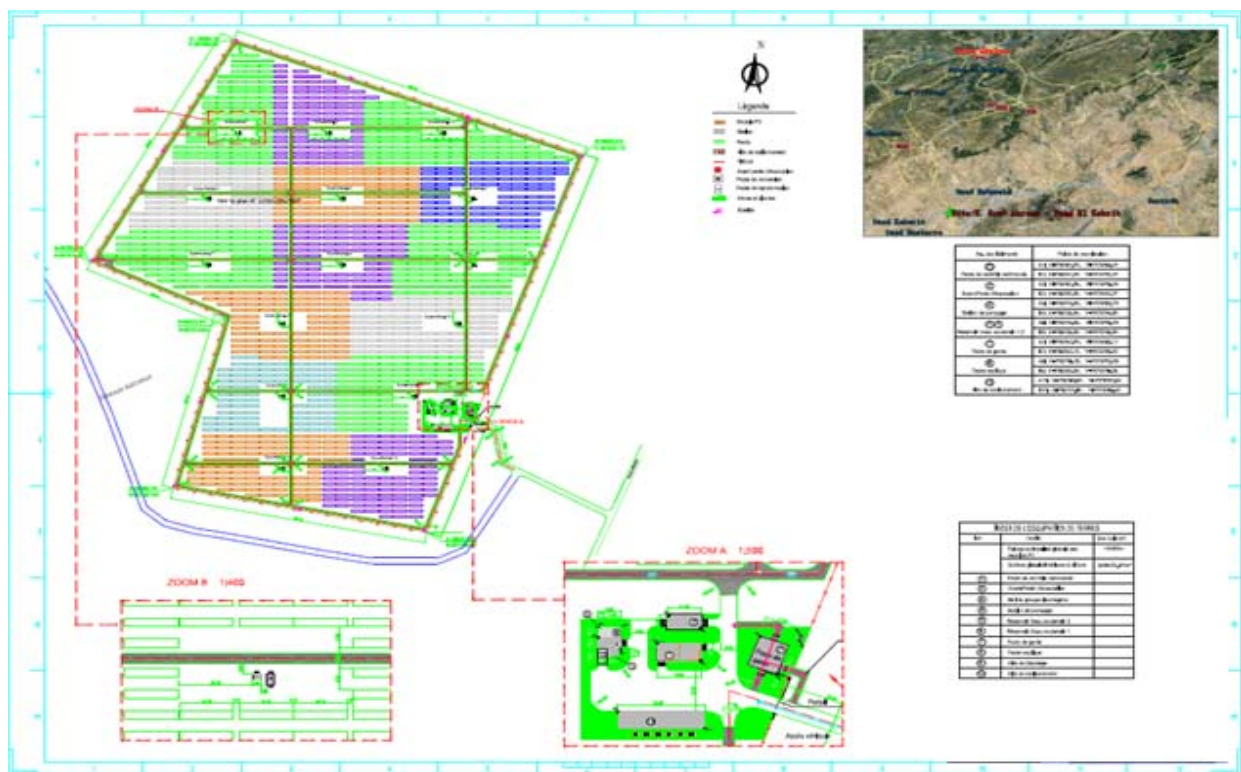


Figure N°(4-1) :Présente la centrale photovoltaïque OUED KEBRIT.

II.1. Description générale de la centrale :

La centrale Photovoltaïque est composée de **48 048 modules** photovoltaïques de **250Wc** en Silicium Polycristallin pour une puissance d'installation réelle de **15,012MWc**.

Chaque sous-champ est constitué de **4 004 modules** photovoltaïques dont la puissance installée est égale à **1,001MWc**.

Chaque sous-champ est équipé de deux onduleurs centralisés et d'un transformateur élévateur. Ces onduleurs, de tension de sortie de **315V**, sont connectés côté basse tension via des câbles de courant alternatif au transformateur élévateur de **1 250kVA** qui élève la tension à **31,5kV**.



Figure N° (4-2) : Présente les panneaux photovoltaïques de la centrale OUED KEBRIT.

II.2. Schéma signe optique centrale photovoltaïque : [13]

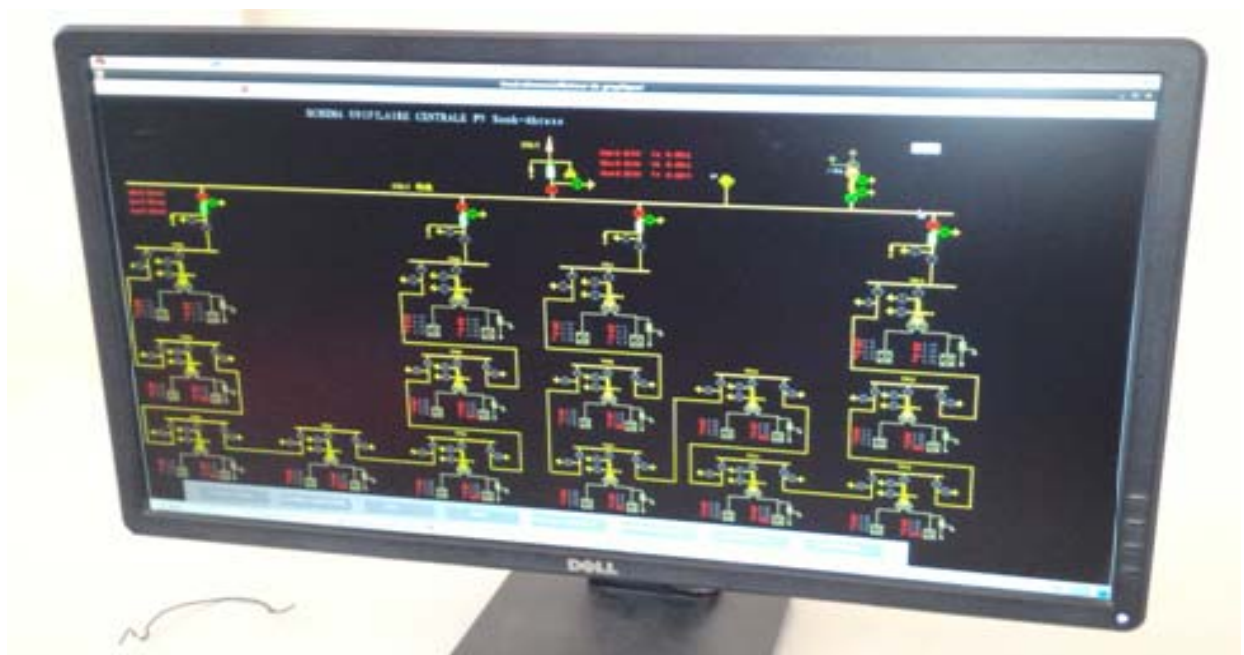


Figure N° (4-3) : Présente le schéma signe optique de la centrale OUED KEBRIT.

III.la centrale Oued Kebrit connectée au réseau :

Cette centrale permettra de soutenir le réseau électrique et de lutter contre les coupures électriques, souvent enregistrées durant la période estivale. L'opération contribuera également à générer de nouveaux postes d'emploi, notamment dans les spécialités techniques liées à ce domaine, à l'instar des filières d'énergies renouvelables.

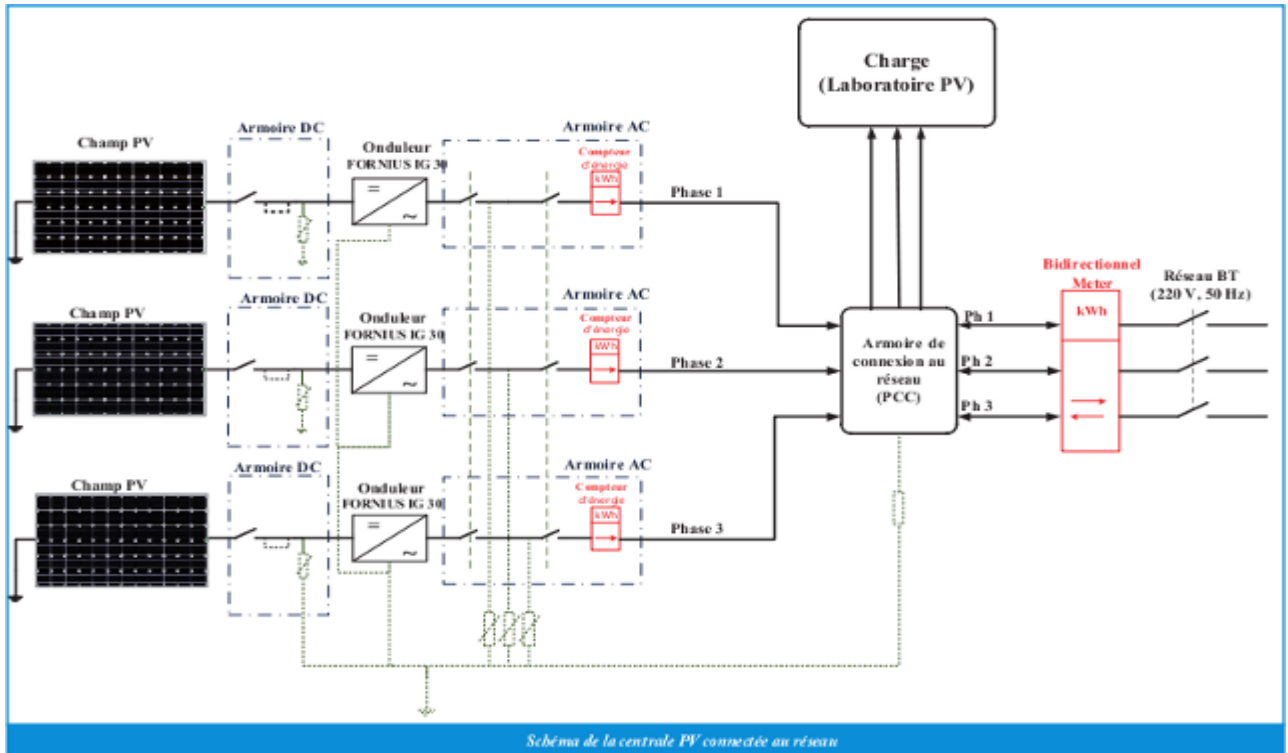


Figure N° (4-4) : Présente le schéma de la centrale PV connectée au réseau.

III.1.Schéma unifilaire de la centrale photovoltaïque :

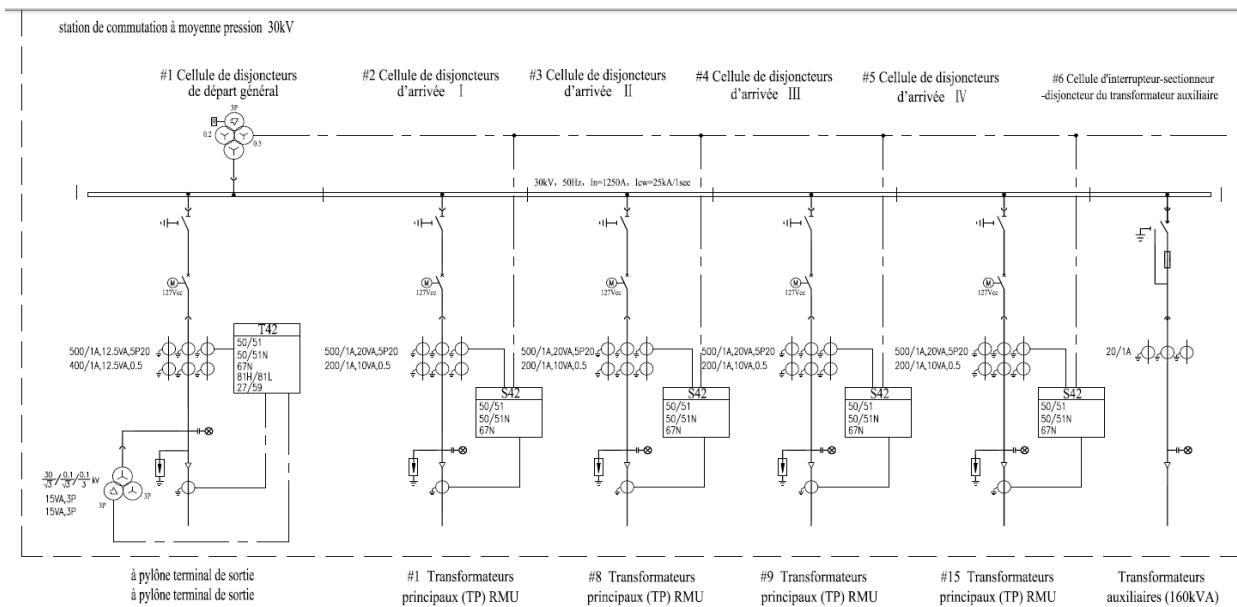


Figure N° (4-5) :Présente le schéma unifilaire de la centrale photovoltaïque.

III.2. Schéma unifilaire de l'étage 30kV au poste 220/90/30kV d'EL AOUINET :

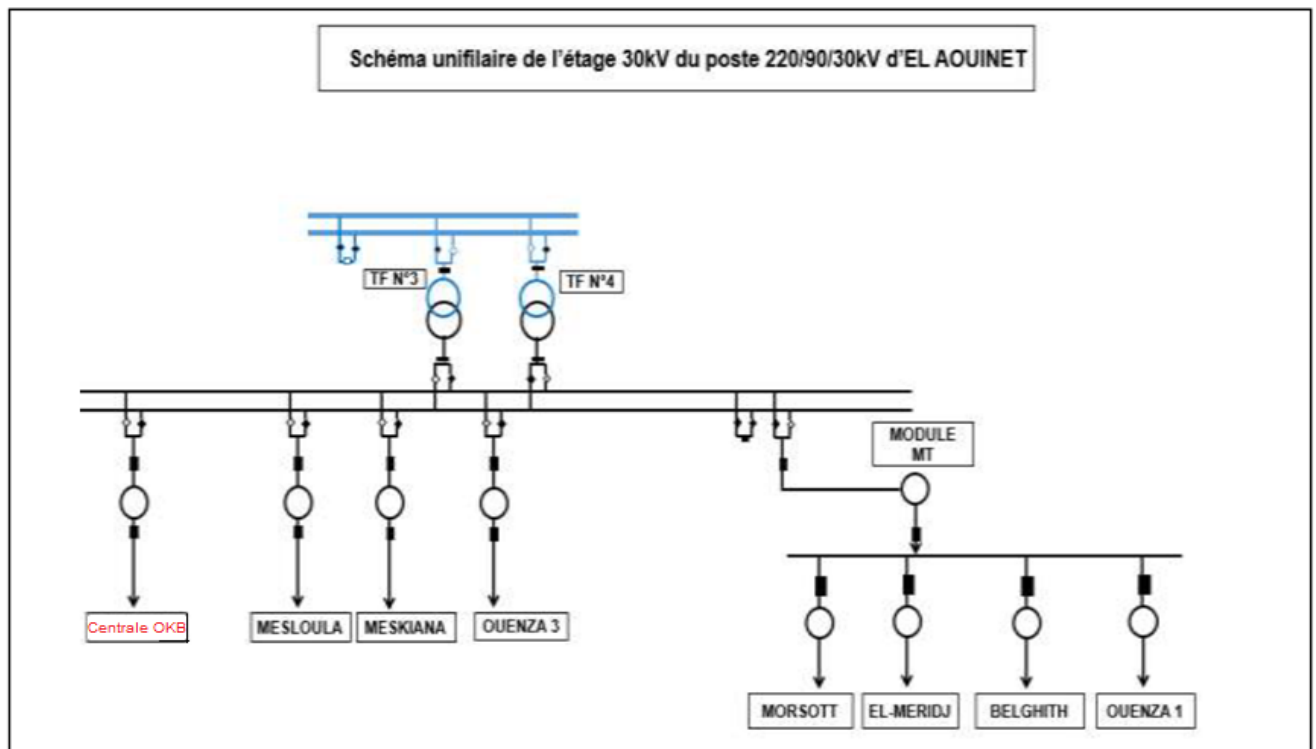


Figure N° (4 -6): Présente le schéma unifilaire de l'étage 30kV au poste EL AOUINET.

IV. Caractéristique des onduleurs de la centrale Oued Kebrit : [13]

Chaque poste de conversion comprend deux (2) onduleurs ayant les caractéristiques suivantes :

- Marque : SUNGROW
- Type : SG 500MX
- Puissance apparente nominale : 550 kVA
- Puissance active nominale : 500 kW
- Tension AC nominale : 315 V
- THDI : <3%
- Plage de tension AC : 250-362 V
- Plage de fréquence : 47-52 Hz
- Facteur de puissance : 0.9 arrière – 0.9 avant
- Rendement : 98.5% selon normes européennes

IV.1. Mesures des différentes grandeurs électriques :

IV.1.1. Mesures à l'entrée et à la sortie de l'onduleur:

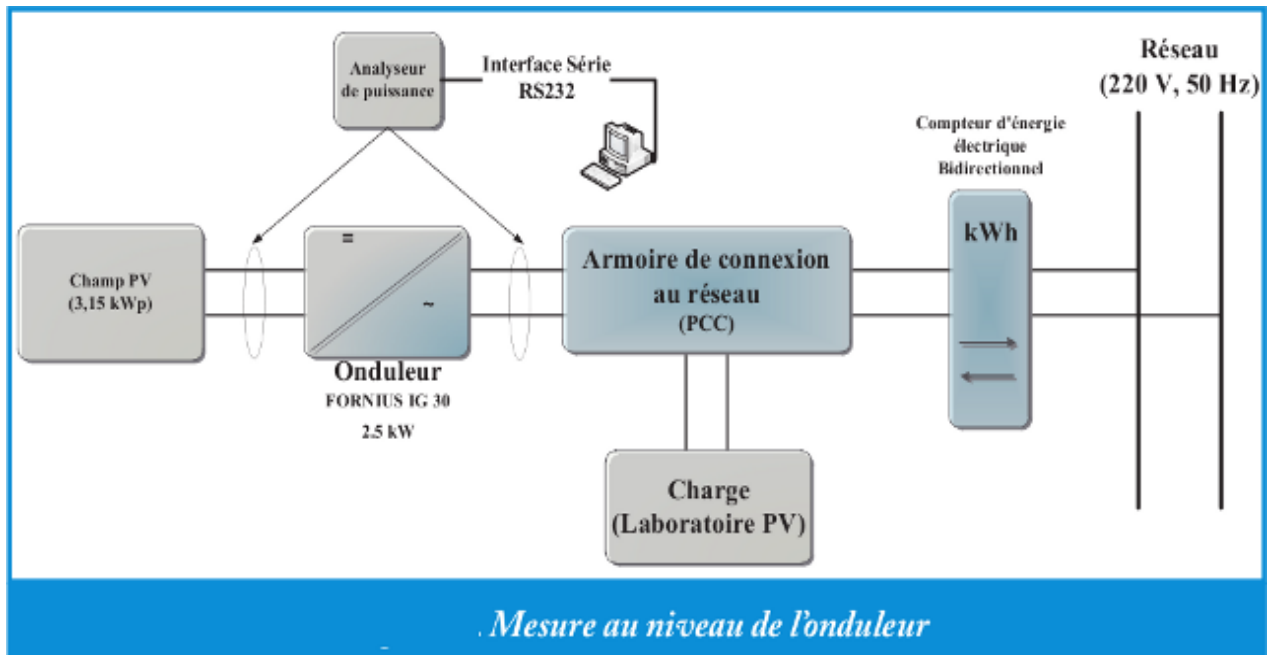


Figure N° (4-7): Présente la mesure au niveau de l'onduleur.

Cependant, il est important de noter que pour de faibles irradiances solaires, la puissance produite se situe entre quelques dizaines et quelques centaines de Watts, ce qui peut être considéré comme très faible.

IV.1.2. Mesures au point de couplage commun (PCC) :

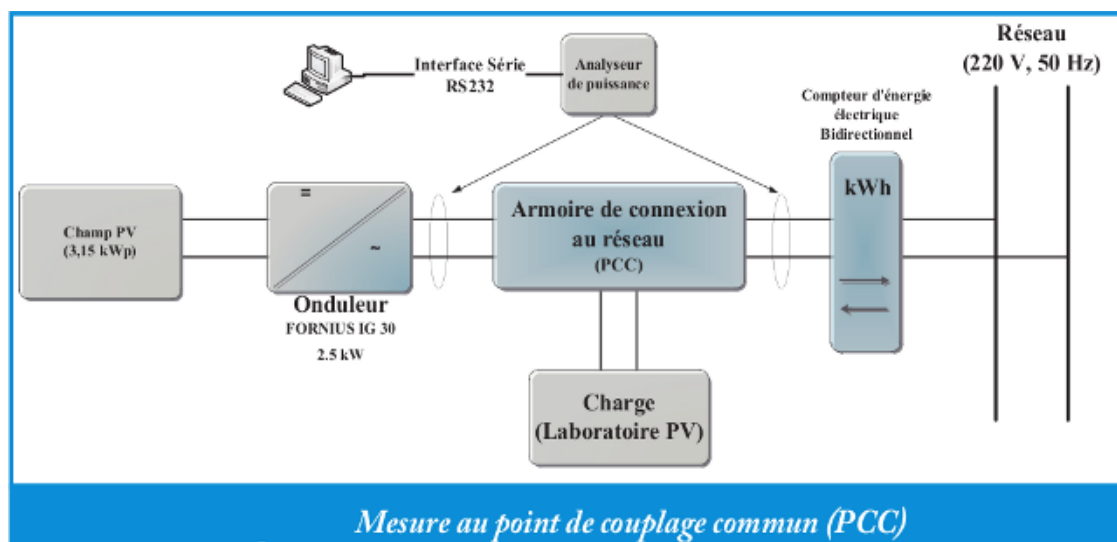


Figure N° (4-8) : Présente la mesure au point de couplage commun (PCC).

V. Les différentes courbes d'éclairement de la centrales :

La courbe de production de la centrale PV de OUED EL KEBRIT durant une journée d'été en 2016 est présentée sur la figure ci-après :

départ MT	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Production (MW)	0	5,41	9,38	11,75	13,19	14,04	14,52	14,7	14,03	13,65	12,9	11,66	9,66	6,43	0

Tableau 4-1: production de la centrale PV de **OUED EL KEBRIT** durant une journée« été 2016 »

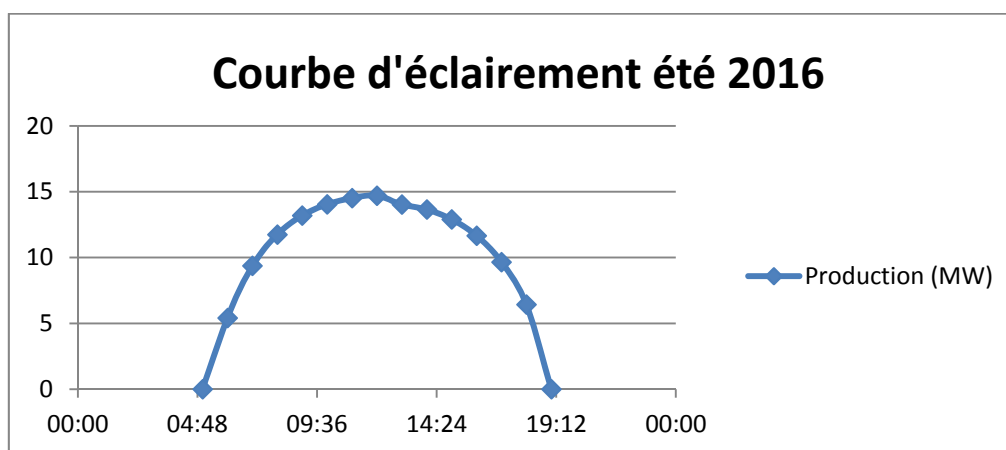


Figure N° (4-9) : Présente la courbe d'éclairement été 2016.

La courbe de production de la centrale PV de OUED EL KEBRIT durant une journée« Hiver ciel dégagé 2017 » est présentée sur la figure ci-après :

départ MT	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Production (MW)	0	0	0	3,31	6,68	9,39	10,99	11,6	11,1	9,68	7,28	4,02	0,27	0	0

Tableau4-2 : production de la centrale PV de **OUED EL KEBRIT** durant une journée« Hiver 2017 ».

départ MT	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Production (MW)	0	0	0	4,55	7,32	8,7	9,39	9,62	9,43	8,88	7,73	5,42	0	0	0

Tableau 4-3 : production de la centrale PV de **OUED EL KEBRIT** durant une journée Hiver ciel Nuageux 2017.

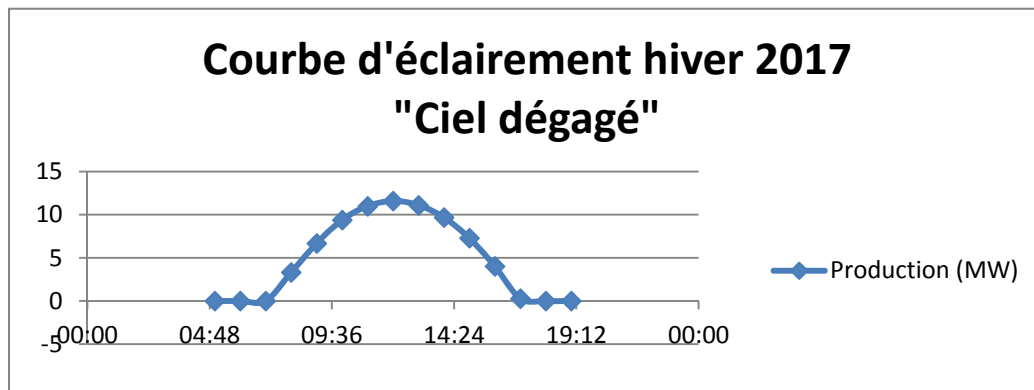


Figure N° (4-10) : Présente la courbe d'éclairement hiver « ciel dégagé » 2017.

La courbe de production de la centrale PV de OUED EL KEBRIT durant une journée Hiver ciel Nuageux 2017 est présentée sur la figure ci-après :

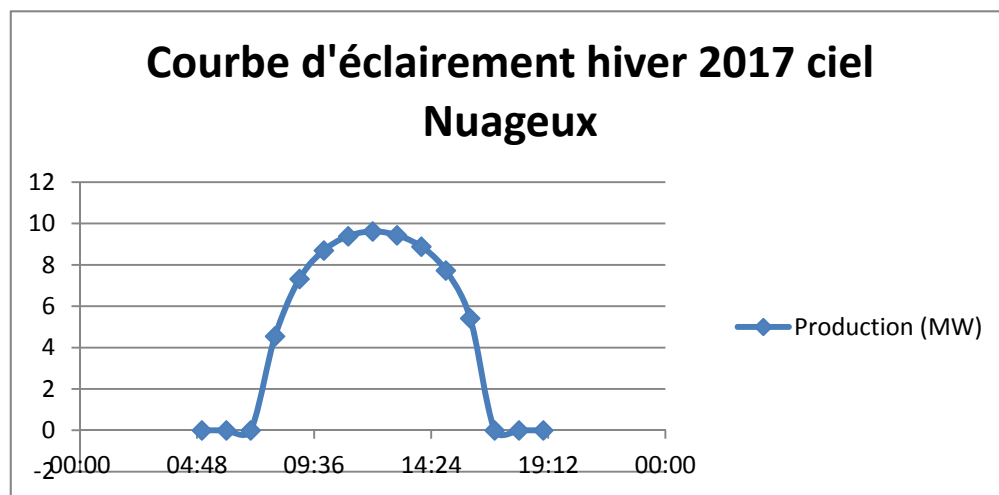


Figure N° (4-11) : Présente la courbe d'éclairement hiver 2017 ciel nuageux.

VI. Analyse du taux de distorsion harmonique (THD) :

L'analyse du taux de distorsion harmonique (THD) du courant est importante. Dans les secteurs industriels et tertiaires, la responsabilité de la distorsion harmonique incombe à la présence des charges polluantes chez les consommateurs qui sont donc les principaux pollueurs. D'où le principe Pollueur Payeur.

La responsabilité de maintenir une forme d'ondes sinusoïdale de la tension concerne le fournisseur d'électricité. Les mesures effectuées au PCC, indiquent un bon THD de la tension ligne quel que soit le taux d'irradiation solaire.

L'évaluation du THD du courant à la sortie de l'onduleur montre une détérioration de la forme d'onde du courant à faible génération du champ PV, ce qui est tolérable et sans conséquence en raison de la faible intensité du courant produit.

Il est généralement admis que les convertisseurs statiques constituent une des principales sources d'harmoniques dans les réseaux de distribution. La mesure du THD du courant de ligne révèle une forte pollution harmonique, due probablement à la nature des charges connectées. La corrélation entre les données mesurées montre que les harmoniques, dans le courant de ligne, sont fortement atténuées dans les périodes de forte génération PV. Donc l'onduleur a une action de filtrage proportionnelle à l'éclairement.[11]

VII- Les différentes Simulations :

1)- Simulation de la centrale PV raccordée au réseau :

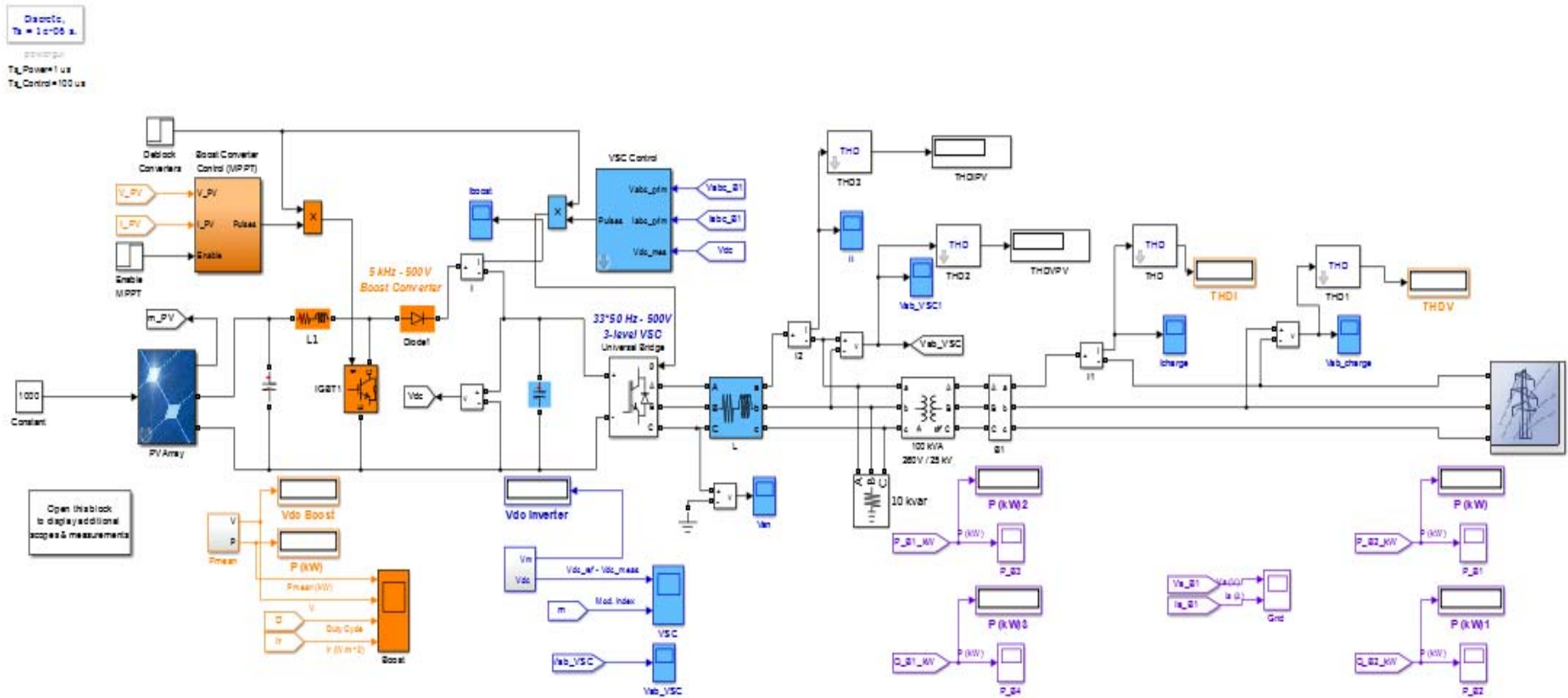


Figure N° (4-12) : Présente la simulation sur MATLAB de la centrale PV raccordée au réseau électrique.

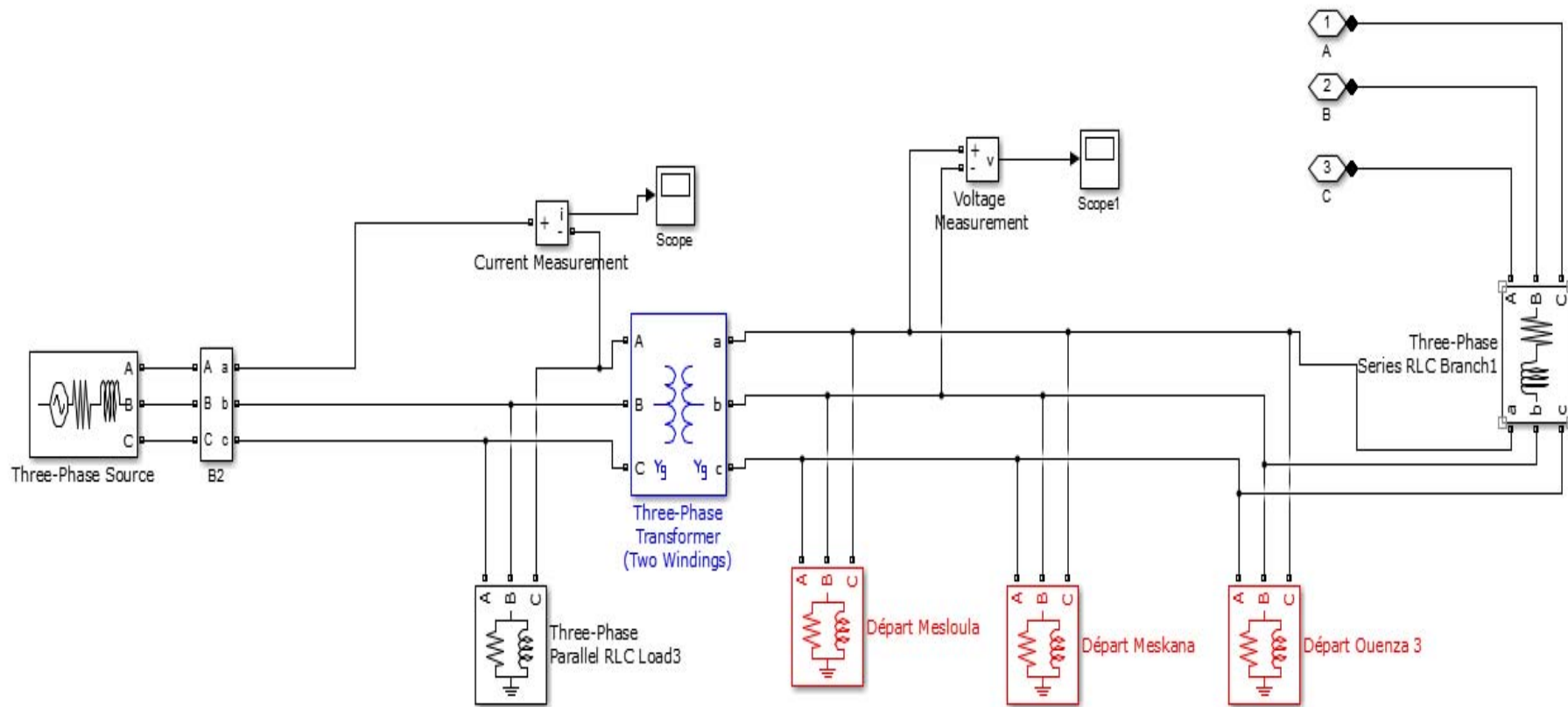


Figure N° (4-13) : Présente la simulation du réseau électrique sur MATLAB/SIMULINK .

2) Les résultats de simulation et interprétation des résultats:

* Résultat des simulations « variante N°01 » :

Étude variante N°1: la puissance et la tension à la sortie de l'hacheur

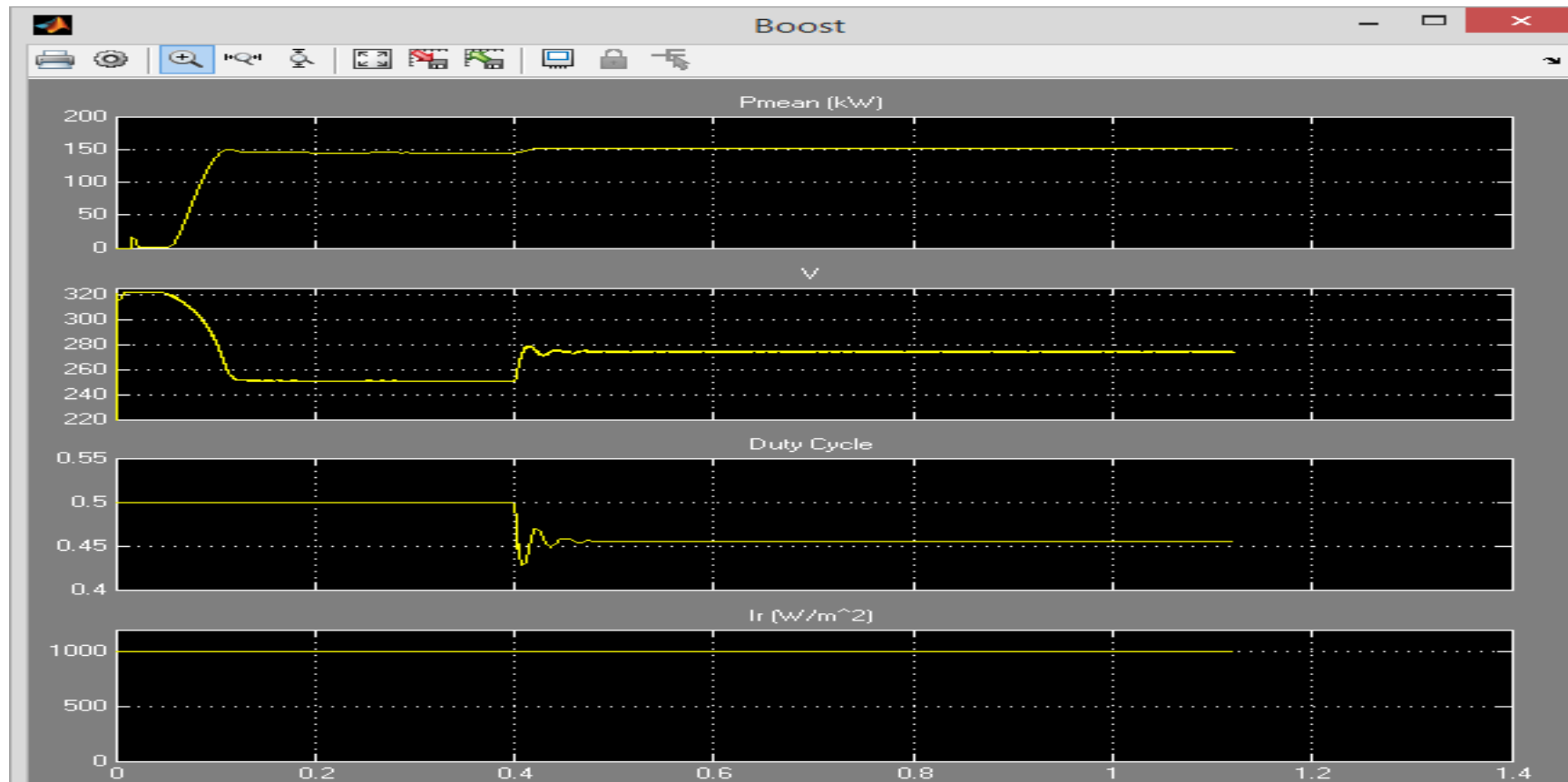


Figure N° (4-14) : Présente le résultat de U et P à la sortie de le hacheur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

Étude variante N°1: Le courant à la sortie de l'onduleur

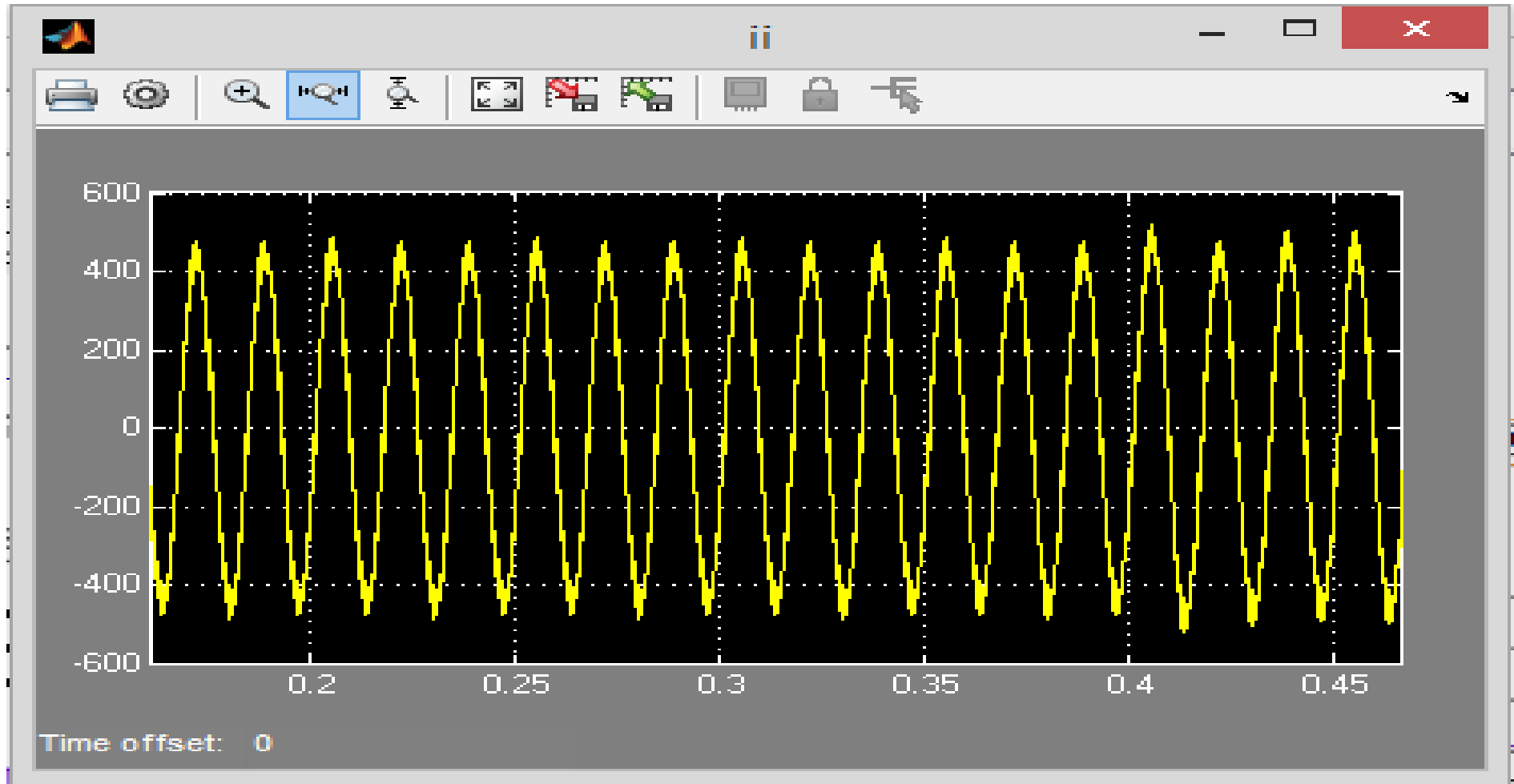


Figure N° (4-15) : Présente le résultat de courant à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

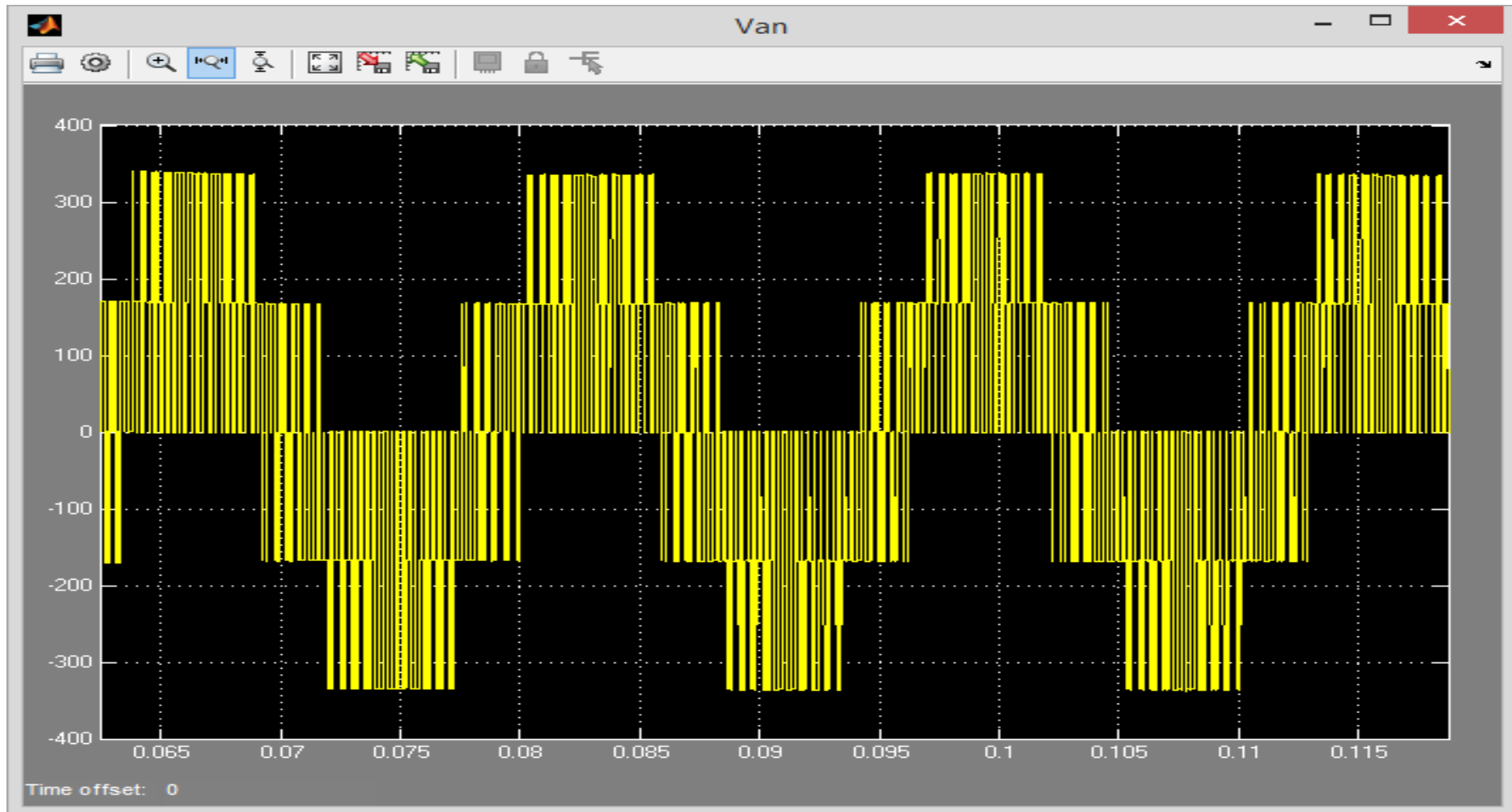
Étude variante N°1: La tension à la sortie de l'onduleur

Figure N° (4-16) : Présente le résultat de la tension à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

Étude variante N°1: Le courant à la sortie du transformateur

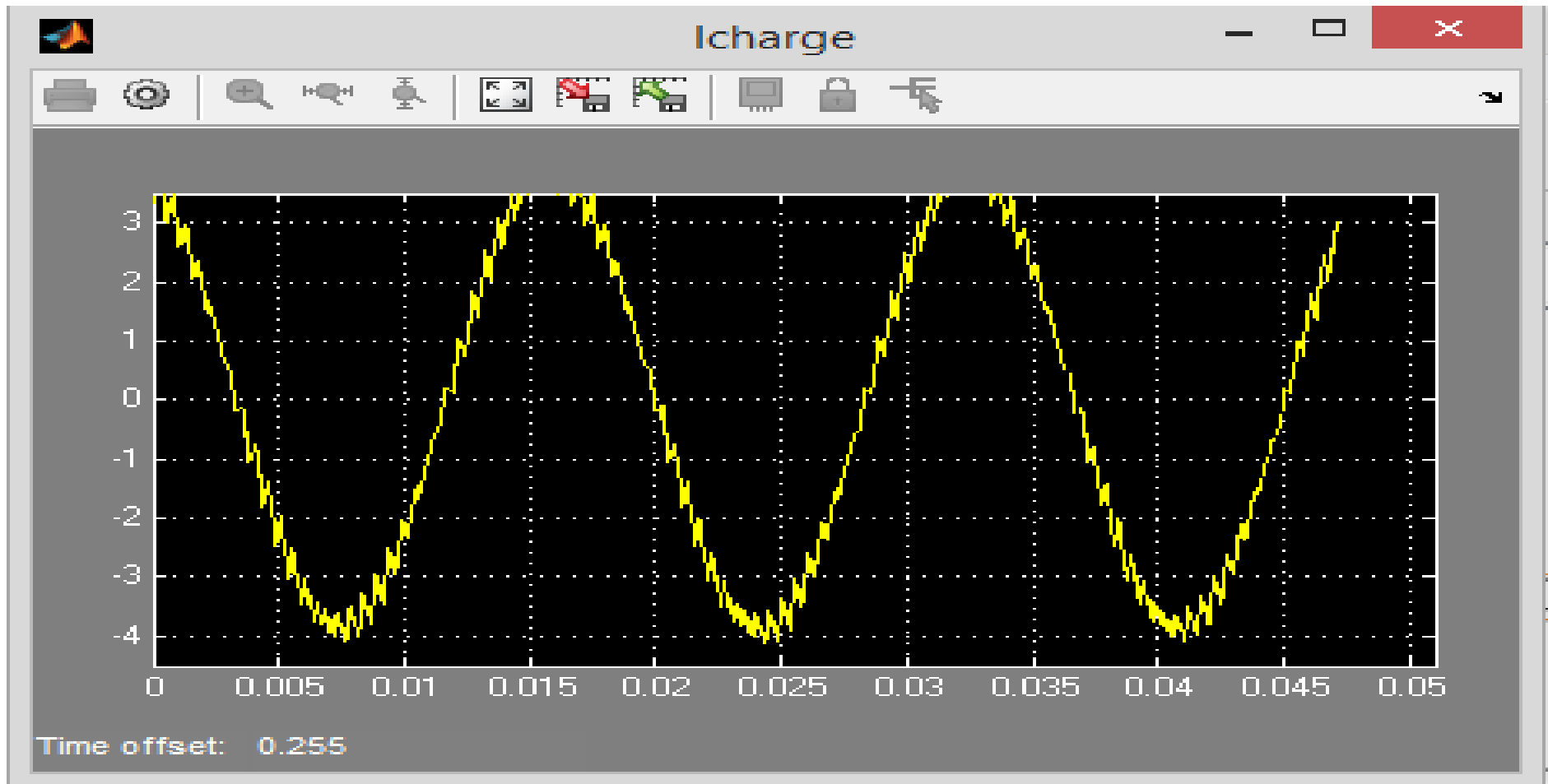


Figure N° (4-16) : Présente le résultat de courant à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

Étude variante N°1: La tension à la sortie du transformateur

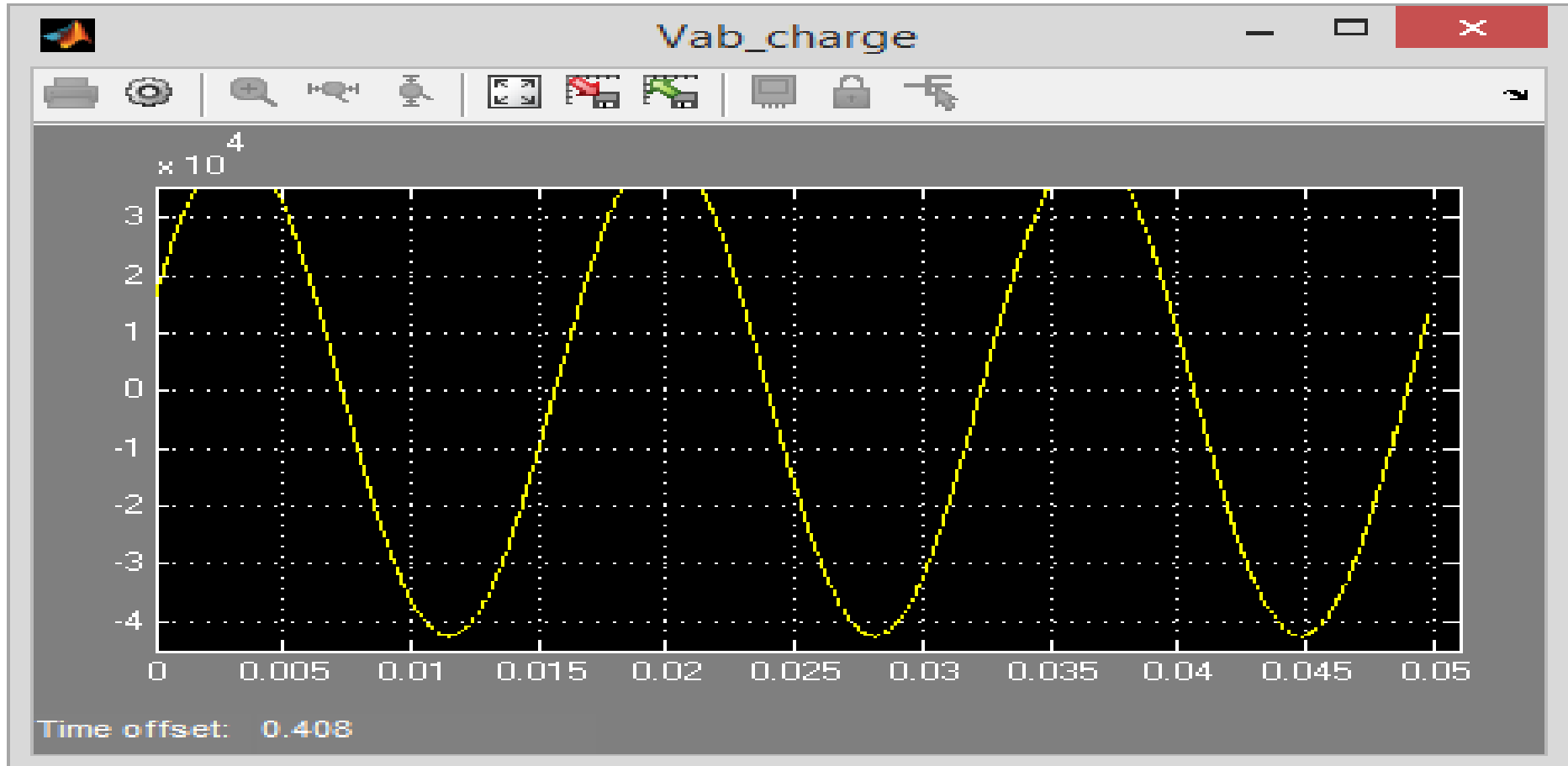


Figure N° (4-17) :Présente le résultat de la tension à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

***Résultat des simulations« variante N°02 » :**

Étude variante N°2: la puissance et la tension à la sortie de l'hacheur

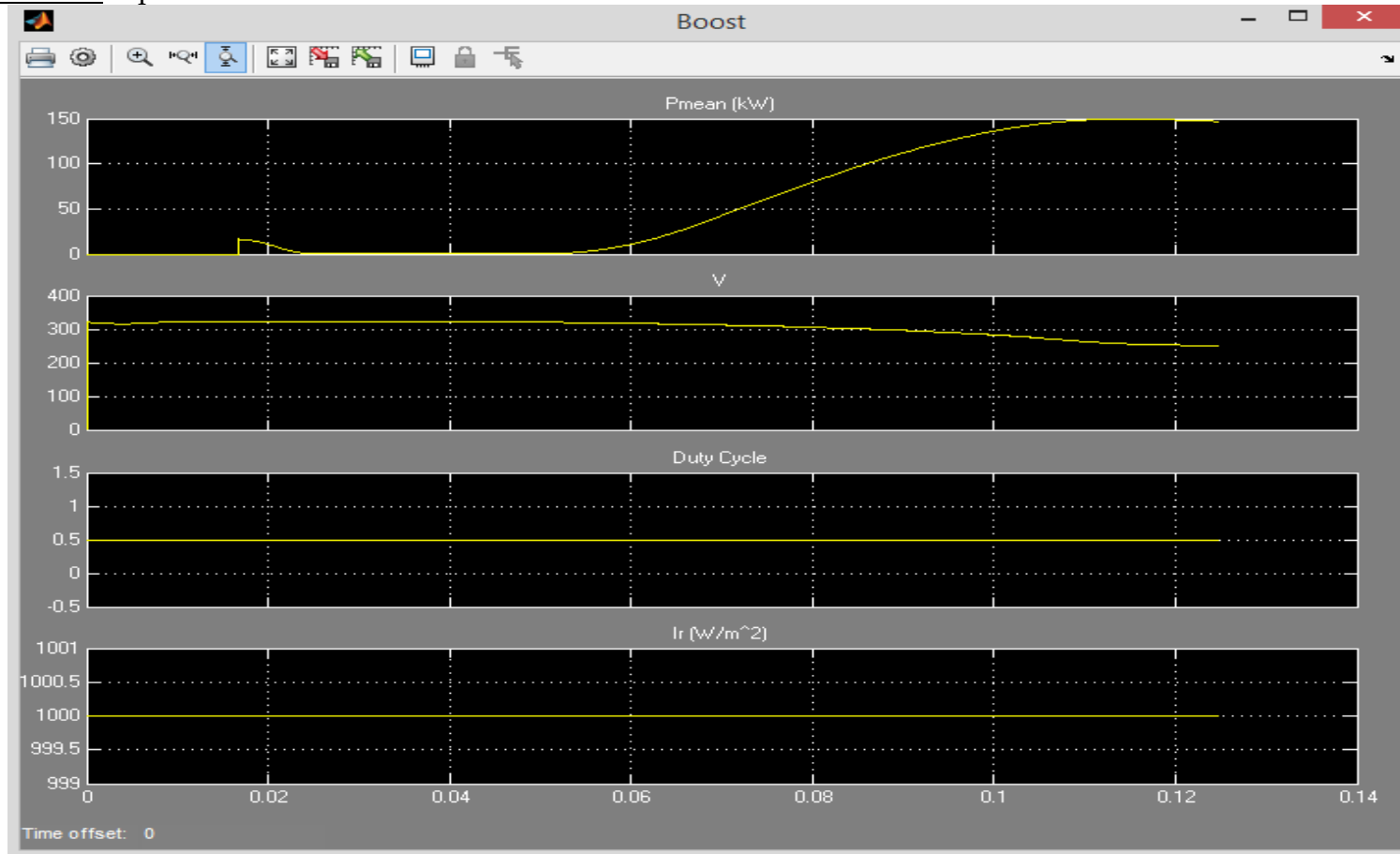


Figure N° (4-18) : Présente le résultat de U et P à la sortie de le hacheur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».

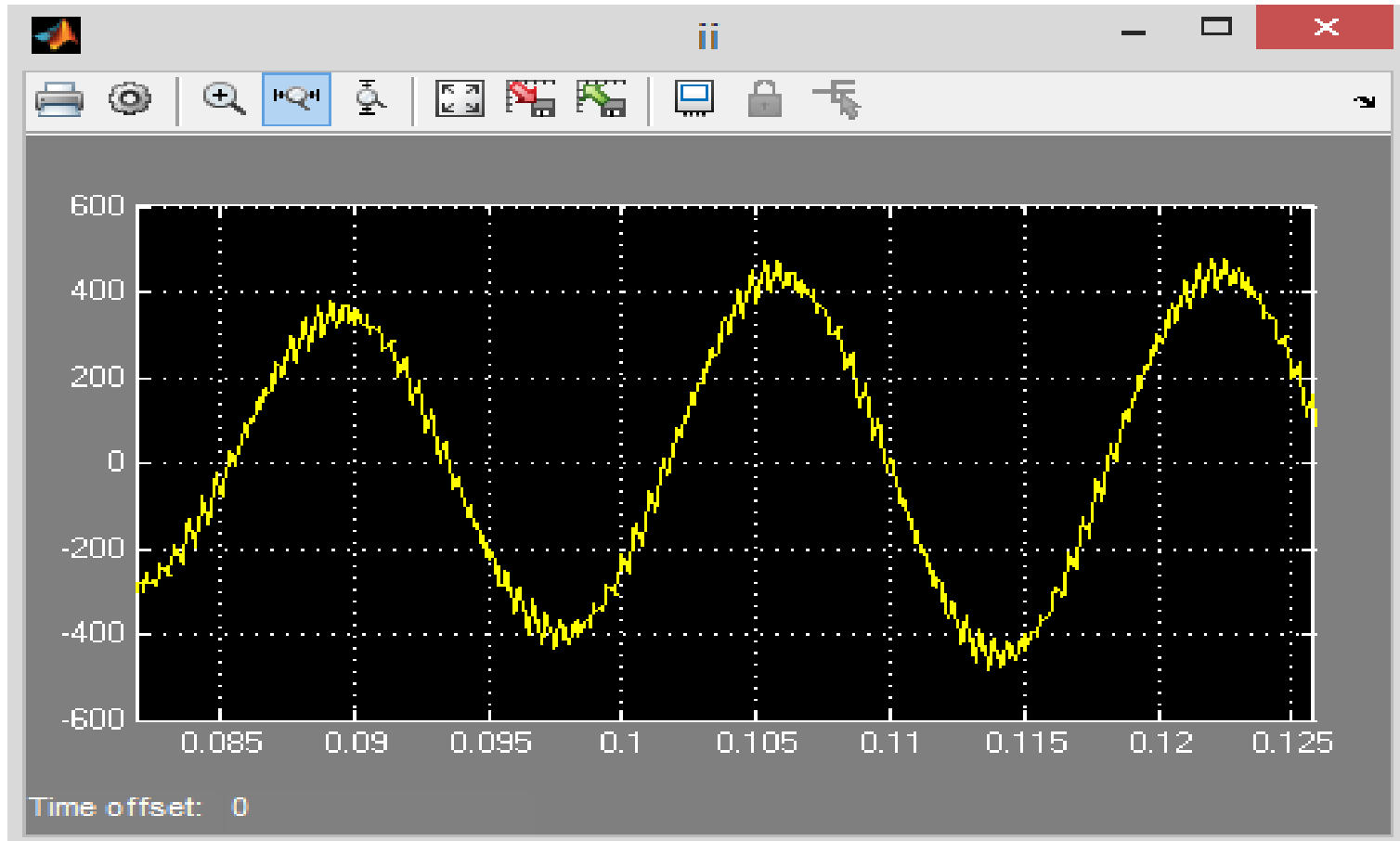
Étude variante N°2 : Le courant à la sortie de l'onduleur

Figure N° (4-19) : Présente le résultat de courant à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°01 ».

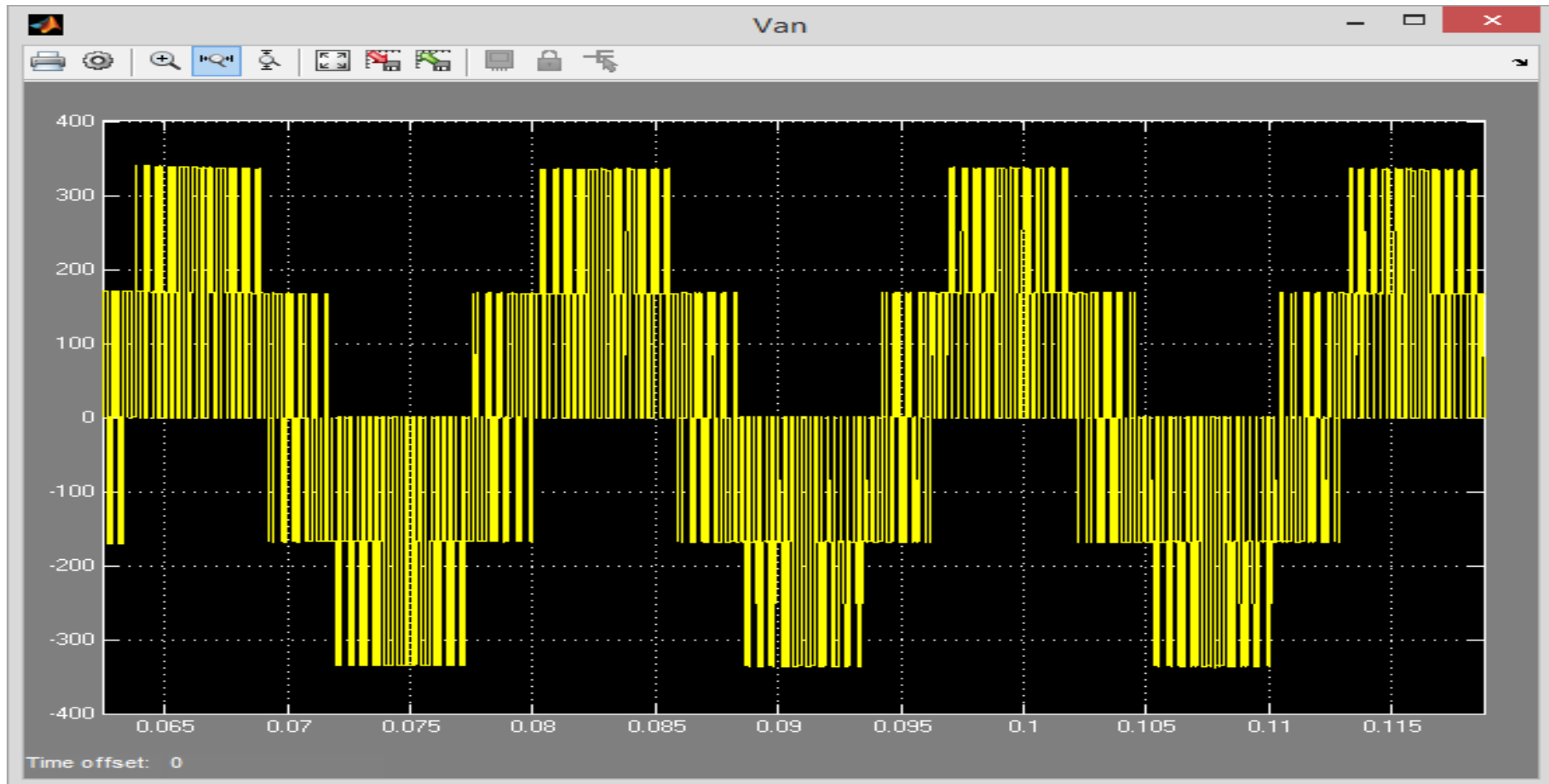
Étude variante N°2: La tension à la sortie de l'onduleur

Figure N° (4-20) : Présente le résultat de la tension à la sortie de l'onduleur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».

Étude variante N°2: Le courant à la sortie du transformateur

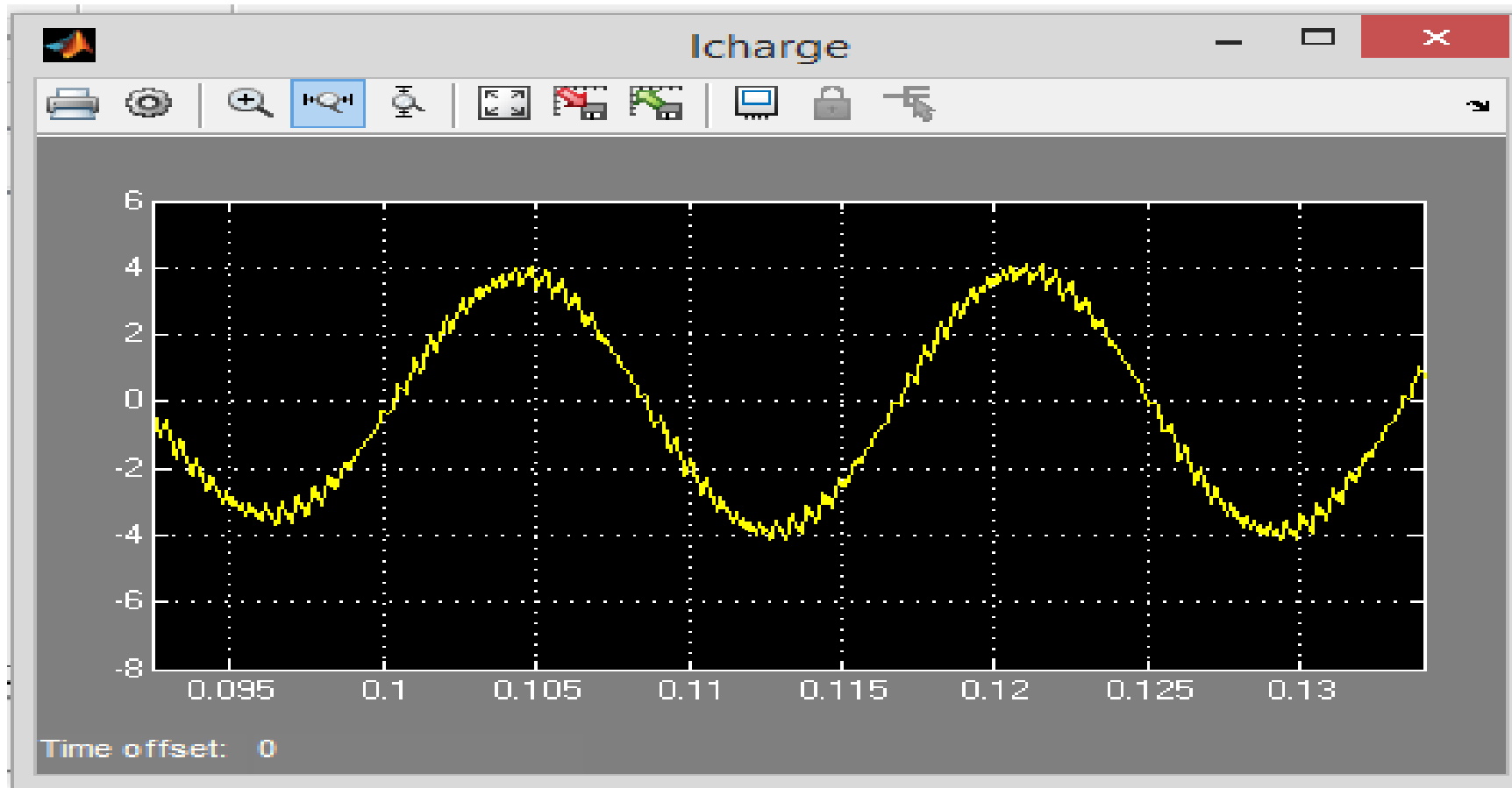


Figure N° (4-21) : Présente le résultat de courant à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».

Étude variante N°2: La tension à la sortie du transformateur

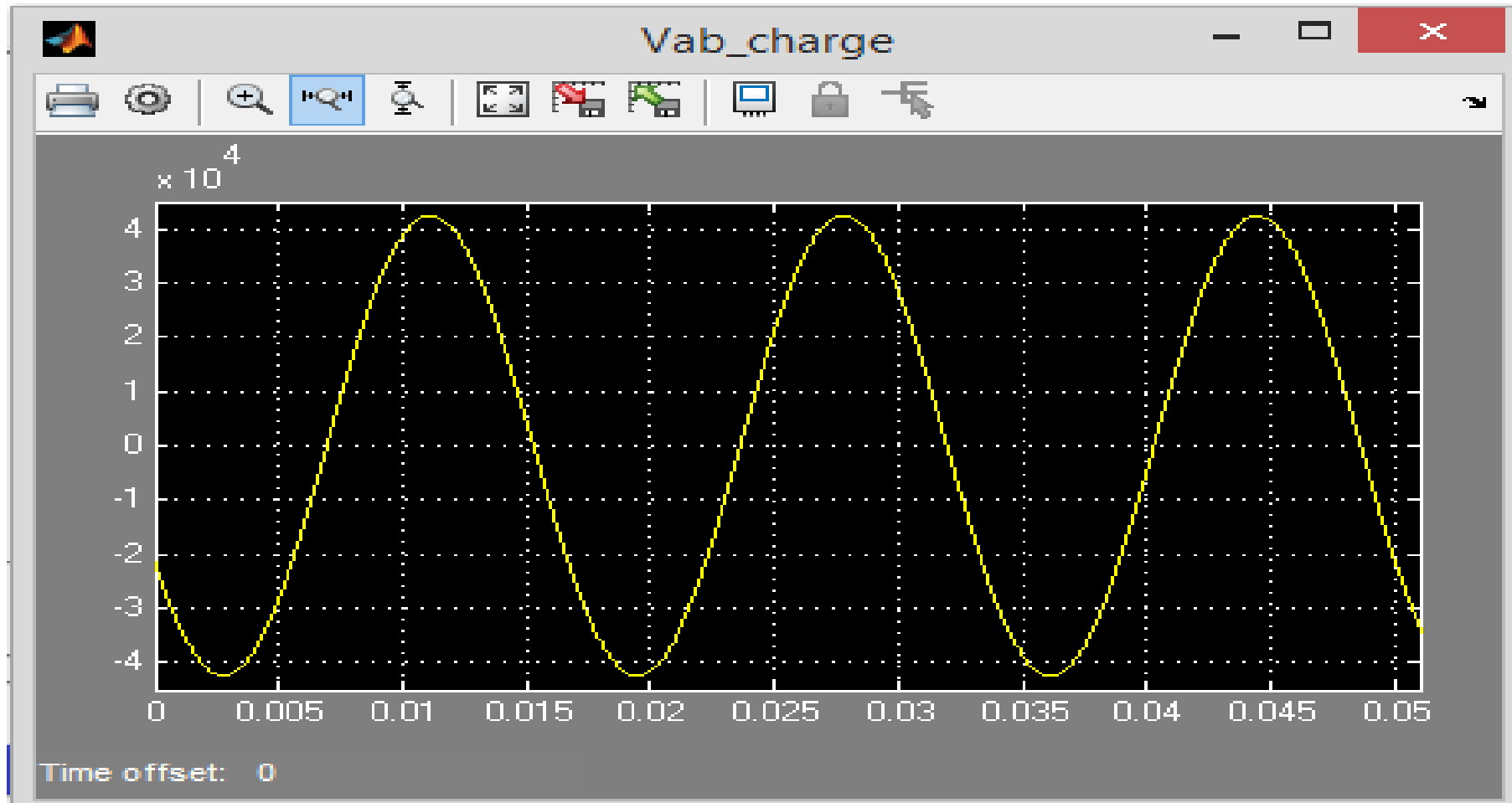


Figure N° (4-22) : Présente le résultat de la tension à la sortie du transformateur sur MATLAB de l'étude « Variante N°02 ».

VIII .Conclusion

Dans ce chapitre, les composants proposés de système sont mis en application dans des environnements de logiciel MATLAB/SIMULINK. Le comportement dynamique du système est étudié, à l'aide des outils de ce logiciel, montrant l'interaction entre différents paramètres de panneau photovoltaïque PV connecté au réseau électrique. En plus de la recherche dynamique de comportement, la simulation a montré l'échange du THD entre les différentes variantes.

- $THD_I = 12.76\%$
- $THD_V = 25.1\%$

Par contre au niveau de la variante N°02 nous constatons une grande amélioration des résultats à savoir :

- $THD_I = 5.75\%$
- $THD_V = 8.24\%$

Conclusion générale

Ce mémoire de fin d'études a eu pour objectif l'étude d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux car l'amélioration de la tension du réseau électrique est une préoccupation du distributeur d'électricité. Dans le réseau MT, la qualité de la tension sera inacceptable lorsque la chute de tension excède 10 %.

Outre l'étude d'amélioration de l'intégration de l'énergie solaire injectée par la centrale Oued Kebrit dans le réseau 30kV il a fallu trouver une réponse à la question : quel est le manque à gagner de Sonelgaz et les pertes subies provoquées par la limite thermique de la ligne 30kV Oued Kebrit / El Aouinet.

Dans ce mémoire deux (02) variantes ont été envisagées et étudiées, en utilisant (04) logiciels : AutoCAD, Google Earth, NC/EtudLig et MATLAB/Simulink, les avantages et les inconvénients de chaque variante ont été bien abordés

Ce travail a donc porté sur la modélisation et la simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique moyennant le logiciel MATLAB/Simulink. Cette étude est répartie sur quatre étapes :

- Etat de l'art des énergies renouvelables appropriées (photovoltaïque) la modélisation du système photovoltaïque,
- Les convertisseurs statiques,
- La méthode de poursuite de point de puissance maximale et système photovoltaïque connecté au réseau électrique
- La simulation de tout l'ensemble.

L'état de l'art des énergies renouvelables (photovoltaïque) joue un rôle prépondérant dans une telle étude. Ce travail est entamé par une étude théorique des caractéristiques d'une source primaire (ensoleillement), suivie par l'examen du mode d'intégration d'un système photovoltaïque au réseau électrique.

La modélisation d'un système PV consiste à la mise en équations des différentes parties constitutives :

- La source primaire (température et ensoleillement).
- les convertisseurs statiques : le hacheur survolteur (Boost) et l'onduleur, permettant la commande en tension du panneau photovoltaïque.

Il s'agit donc d'optimiser le traitement global de l'énergie électrique au sein du système et en particulier au niveau du générateur, en plaçant celui-ci à chaque instant à son point optimal de fonctionnement grâce à un système de poursuite de type MPPT.

De plus, en raison de leurs fonctionnements en commutation, ces convertisseurs statiques sont des générateurs de perturbations susceptibles de nuire au bon fonctionnement du générateur tant sur le plan électrique qu'énergétique. Sur le plan énergétique, les ondulations de la tension ou du courant à l'entrée de certains convertisseurs se traduisent par une oscillation du point de fonctionnement sur la caractéristique autour du point de puissance optimale, qui implique une dégradation de la conversion photovoltaïque.

Pour percevoir l'échange d'énergie entre le générateur photovoltaïque et le réseau électrique pendant une journée, et de faire une comparaison entre les grandeurs simulées et celles mesurées, la simulation sous le logiciel MATLAB peut être appliquée à un éclairage constant pour prédire l'énergie injectée dans le réseau. Ce type de prédiction est important lors de l'étude de faisabilité d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau tout en gardant en perspective l'étude de l'impact de l'injection de l'énergie électrique photovoltaïque sur la tension et le courant du réseau électrique MT. Celle-ci est réalisée par des logiciels qui nous permettent de contrôler et de suivre à distance la centrale photovoltaïque.

Concernant l'investissement consenti pour la réalisation de la centrale Oued Kebrit qui devra permettre à celle-ci de produire 15MWc à injecter dans le réseau électrique, la ligne 30 kV utilisée pour l'évacuation de sa production a une limite thermique qui ne permet pas de transiter

la totalité de l'énergie produite. C'est pour cette raison que nous avons procédé à une étude pour trouver une solution afin de contourner la contrainte de la limitation du transit d'énergie de

la ligne 30 Kv. La variante N°02 paraît à nos yeux la meilleure solution à adopter par Sonelgaz pour qu'elle puisse profiter à 100% de son investissement.

Perspective

Étude de l'impact de l'injection de l'énergie électrique photovoltaïque sur la tension et le courant du réseau électrique MT.

Étude par des logiciels qui nous permettent de contrôler et suivre à distance la centrale photovoltaïque.

Bibliographie et Webographie

[1] : Le 15/03/2018 à 9 :23 <https://www.edfenr.com/lexique/energies-renouvelables/>

[2] : <http://www2.cnrs.fr/presse/communique/371.htm>

[ALT-07]	I.H. Altas and A.M. Sharaf, "A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment," in <i>Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on</i> , May 2007, pp. 341-345.
[CHR-99]	Christian Dumbs, "Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque-diesel," Ph.D. dissertation 1999.
[DAS-13]	N. Das, H. Wongsodihardjo, and S. Islam, "Photovoltaic cell modeling for maximum power point tracking using MATLAB/Simulink to improve the conversion efficiency," in <i>Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE</i> , July 2013, pp. 1-5.
[MIC-07]	Michael Graetzel, "Les nouvelles cellules solaires nanocristallines," <i>Actualite chimique</i> , no. 308, pp. 57-60, 2007.
[GER-09]	O.Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur," Ecole Normale Supérieure de Cachan, Electrotechnique 5 Décembre 2009.
[VIG-10]	S.Vighetti, "Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion," Université de Grenoble, Génie Electrique 11 Octobre 2010
[SAM-10]	M. Sams, C. Lackner, and T. Ostermann, "Area dependent simulation model for the double exponential effect in I(V)-characteristics of solar cells," in <i>Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE</i> , June 2010, pp. 2740-2744.
[SUT-13]	M. Suthar, G.K. Singh, and R.P. Saini, "Comparison of mathematical models of photovoltaic(PV) module and effect of various parameters on its performance," in <i>Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS), 2013 International Conference on</i> , April 2013, pp. 1354-1359.

[3] : <http://www.eduonline.net/spip/spip.php?article494>

[4]: <http://www.japprends-lenergie.fr/upload/enjeux/ressources/centrales-photovoltaiques.pdf>

[5] :<https://www.google.com/search?q=Pyranom%C3%A8tre.&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b-ab>

Bibliographie et Webographie

- [6] : https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiR0fqt8PXZAhUHvRQKHRLGDpAQFggtMAE&url=http%3A%2F%2Fportail.cder.dz%2Fspip.php%3Farticle4145&usg=AOvVaw3oOBnFrQDCIu9XST3G_7n2
- [7] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Mod%C3%A9lisation_en_Pi_des_lignes_%C3%A9lectriques
- [8] : **Revue du CAMES** – Sciences Appliquées et de l'Ingénieur
Cames 2014 - Published Online 2014 - <http://publication.lecames.org/> le 15/04/2018
- [9] : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Hacheur_\(%C3%A9lectronique\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Hacheur_(%C3%A9lectronique))
- [10] : http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/Synthese_Onduleur_version_lite.pdf