

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة الدكتور الطاهر مولاي سعيدة
Université Saida Dr Tahar Moulay
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Mémoire de fin d'étude présenté pour l'obtention du Diplôme de MASTER

En : Électrotechnique

Spécialité : Réseaux Électriques

Par : BENKHALED Fadila

Sujet

**Conception et l'impact d'un système photovoltaïque
connecté aux réseaux électriques**

Soutenue publiquement en **24/06/2024** devant le jury composé de :

Mr. RAOUTI Driss	MCA	Univ. Saida	Président
Mr. BOUANANE Abdelkrim	MCA	Univ. Saida	Rapporteur
Mr. MEZIANE Rachid	Pr	Univ. Saida	Examineur

Année universitaire 2023/2024

Dédicace

Parce qu'il a des choses plus faciles à écrire qu'à dire, Je dédie ce

Modeste travail de Mémoire de fin d'études :

A mes symboles d'affection et de tendresse

Mes chères parents ma chère mère « mon cher père Allah

Yerhemah».

A mes chers frères, à mes chères sœurs et à mon très cher fils

HABIBOU, pour leurs soutiens moraux, matériels, leurs encouragements et

leurs sacrifices au long de notre formation.

A ma grande famille 'Benkhaled'

A tous qui m'ont encouragée et aidée dans la réalisation de ce projet

A tous mes amis chacun par son nom

A tous nos collègues de promotion 2023/2024

A tous les enseignants de ma période d'études

A tous ceux que nous aimons et nous aiment.

Benkhaled Fadéla



Remerciements

Je remercie Dieu qui m'a donné la force, la patience et la volonté tout au long de cette année d'études, et nous à honorer de sa science pour la réalisation de ce travail de Mémoire de fin d'études.

Je tiens au terme de ce travail à exprimer mon plus grand remerciement à Monsieur : BOUANANE Abdelkrim qui a suivi et dirigé mon travail avec patience et beaucoup d'intérêt, je lui exprime vivement mes grands respects.

Mon remerciement s'adresse également au membre de jury pour avoir accepté de critiquer mon travail, sans oublier les professeurs du département d'Electrotechnique pour leurs efforts et leurs sincérités.

Je tiens à remercier tous les membres du département d'électrotechnique pour leurs soutiens et leurs encouragements et leurs conseils durant l'année théorique.

Benkhalel Fadéla

Liste des symboles

Chapitre I :

ASA : l'Agence spatiale allemande.

PV : « photovoltaïque ».

Φ 'phi' : La latitude est communément appelée

λ : La longitude

δ : Déclinaison solaire (compté de 0° à 90° (+) vers le nord) (zénith)
(compté de 0° à 90° (-) vers le sud) (le nadir)

H : angle horaire (compté vers l'ouest de 0° à 360° ou de 0 à 24h)

A : L'azimut l'angle entre le nord ou le sud cardinal, de 0° à 360° dans le sens horaire à partir du point cardinal choisi.

TU : Le temps universel

TSV : Heure solaire moyen

Et : est l'équation du temps exprimée en minutes.

N : est le numéro du jour dans l'année

TSV : Heure solaire vraie

w : L'angle horaire du soleil

j : Numéro du jour de l'année

TSL: L'angle horaire du soleil à son coucher' Le temps solaire local au coucher est

$$TSL = 12h + H \text{ soit } 18h \ 4 \text{ min.}$$

Chapitre II :

ZCE : zone de charge d'espace

Dopée de type **p** : Proton(+).

Dopée de type **n** : Neutron(-).

I_{ph} : Photo-courant générée.

I_d : Courant traversant la diode.

G : L'éclairement 'l'ensoleillement'

I_{sh} ou " I_p ": Courant Shunt.

I_0 : Courant de saturation de la diode.

I_{rs} : Courant de saturation inverse de la Diode.

I : Le courant qui nous donne une cellule.

q : c'est la charge de l'électron = $(1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C})$.

K : La constante de Boltzmann = $(1,381 \cdot 10^{-23} \text{ joule/Kelvin})$.

V_t : La tension thermique.

I_0 : Le courant inverse de saturation au niveau de la diode.

V_d : La tension de la diode.

T : La température de type absolue en kelvin

n : coefficient relié à la qualité de la diode.

R_s : est une résistance liée à l'impédance des électrodes et des matériaux et à la résistivité volumique. Elle est en série.

R_{sh} : La résistance shunt. Elle est liée aux recombinaisons volumiques et aux effets de bord.

P_{max} : puissance maximum

U_{max} : tension maximum

I_{max} : courant maximum

V_{co} : la tension en circuit ouvert.

I_{cc} : courant de court-circuit

FF : Facteur de forme

η : Le rendement

S : Surface de cellule solaire.

E : Flux incident.

α : Le rapport cyclique

Chapitre III :

AC : Alternating Current (Courant Alternatif)

DC : Direct Current (Courant Continu)

MLI : Modulation de largeur d'impulsion

MPPT: Maximum Power Point Tracking

PV: Photovoltaïque

P&O: Perturb and observe

PWM: Pulse Width Modulation

VOC : La commande par orientation du vecteur de la tension

VFOC : La commande par orientation du flux virtuel

PLL : Phase Locked Loop

m_a : L'indice de modulation en amplitude

m_f : L'indice de modulation en fréquence

APOD-PWM : Alternative Phase Opposition Disposition

POD-PWM : Phase Opposition Disposition

PD-PWM : Phase Disposition

GED : Génération Énergie Dispersée.

BT : « Basse Tension ».

Liste des figures

Chapitre I :

Fig.I.1 : Structure Interne du Soleil.....	05
Fig.I.2 : Structure Externe du Soleil.....	05
Fig.I.3 : Sphère céleste.....	06
Fig.I.4 : Chaque méridien géographique part d'un pôle pour aboutir à l'autre.....	06
Fig.I.5 : Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel.....	07
Fig.I.6 : Carte de la durée d'insolation de l'Algérie.....	07
Fig.I.7 : Les Coordonnées Géographiques.....	08
Fig.I.8 : Les Coordonnées horaires.....	09
Fig.I.9 : Les coordonnées horizontales.....	10
Fig.I.10 : Hauteur du Soleil.....	10
Fig.I.11 : Azimut du Soleil.....	10
Fig.I.12 : Le rayonnement solaire.....	12
Fig.I.13: Ensoleillement.....	12
Fig.I.14 : Géographie & Localisation d'Ouargla.....	14
Fig.I.15 : Graphique climatique (Météo mensuelle pour Ouargla - (Algérie)).....	15
Fig.I.16 : Température moyenne maximale et minimale à Ouargla.....	15
Fig.I.17 : Niveaux de confort selon l'humidité à Ouargla.....	16
Fig.I.18 : Rayonnement solaire incident en ondes courtes quotidien moyen à Ouargla.....	16
Fig.I.19 : Vitesse moyenne du vent à Ouargla.....	17

Chapitre II :

Fig.II.1 : Chaîne énergétique d'un panneau photovoltaïque.....	18
Fig.II.2 : L'effet PV.....	18
Fig.II.3 : Schéma d'une Cellule photovoltaïque.....	19
Fig.II.4 : Structure et principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	20
Fig.II.5 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire.....	21
Fig.II.6 : Circuit électrique idéal du module PV.....	21

Fig.II.7 : Circuit électrique réel du module PV.....	22
Fig.II.8 : Schéma block de photo-courant.....	23
Fig.II.9 : Schéma block de courant de saturation I_0	24
Fig.II.10 : Schéma block Le courant de saturation inverse de la diode.....	24
Fig.II.11 : Schéma block du courant à travers la résistance de shunt.....	25
Fig.II.12 : Schéma block de courant de sortie d'une cellule solaire.....	25
Fig.II.13 : Schéma block Module photovoltaïque sous MATLAB.....	26
Fig.II.14 : Caractéristique courant – tension (I-V) / tension-puissance (V-P) d'une cellule PV.....	27
Fig.II.15 : Caractéristique courant tension d'association en série n_s des cellules.....	30
Fig.II.16 : Caractéristique courant tension d'association en parallèle n_p des cellules.....	30
Fig.II.17 : Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques (I-V) (P-V)....	31
Fig.II.18 : Influence de variation de température sur les caractéristiques (I-V) (P-V).....	32
Fig.II.19: L'influence de la résistance série sur la caractéristique I(V) d'une cellule éclairée.....	33
Fig.II.20: L'influence de la résistance série sur la caractéristique P(V) d'une cellule éclairée.....	34
Fig.II.21: L'influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V) d'une cellule éclairée.....	34
Figure.II.22: L'influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V) d'une cellule éclairée.....	35
Fig.II.23: Caractéristiques I-V d'une cellule solaire ensoleillée et dans l'obscurité.....	36
Fig.II.24 : schématisations d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).....	37
Fig.II.25 : Les différents types de cellules photovoltaïques.....	38
Fig.II.26 : Schéma équivalent d'une cellule solaire, modèle d'une diode.....	40
Fig.II.27 : Schéma équivalent d'une cellule solaire, modèle à deux diodes.....	40
Fig.II.28 : Structure d'un système PV autonome avec et sans stockage.....	42
Fig.II.29 : Structure d'un système PV Hybride avec et sans stockage.....	42
Fig.II.30 : Structure d'un système PV raccordée au réseau à injection totale sans et avec	

stockage.....	43
Fig.II.31 : Schéma d'une centrale PV connectée au réseau.....	44
Fig.II.32 : Générateur Solaire.....	44
Fig.II.33. Convertisseurs DC-DC.....	45
Fig.II.34 : Schéma de principe du hacheur et la forme de tension aux bornes de la charge.....	45
Fig.II.35 : Schéma de principe du convertisseur Boost.....	46
Fig.II.36 : Schéma block de la simulation du convertisseur « Hacheur-Boost ».....	47
Fig.II.37 : Les Courbes des deux Tension d'entrée V_e et de sortie V_s du Convertisseur Boost.....	47
Fig.II.38 : Schéma de principe du convertisseur Buck.....	48
Fig.II.39 (a)Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost (b) Les deux configurations d'un convertisseur Buck-Boost suivant l'état de l'interrupteur S.....	49
Fig.II.40 : Structure des onduleurs monophasé (a) & triphasé (b).....	50
Fig.II.41 : Schémas des différentes technologies d'onduleur pour système photovoltaïque.....	53
Fig.II.42 La Commande MLI.....	54
Fig.II.43 : Convertisseur triphasé NPC à 3 niveaux.....	55
Fig.II.44 : Séquences de conduction d'un bras d'onduleur NPC à trois niveaux.....	56
Fig.II.45: Charge triphasée RL.....	57
Fig.II.46: Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G et de la puissance P	59
Fig.II.47: Organigramme de l'algorithme Inc-Cond	60

Chapitre III :

Fig.III.1 Flux d'énergie sur un réseau en présence de GED.....	63
Fig.III.2 Schémas d'alimentation d'une sous station du réseau.....	66
Fig.III.3 Bloc de simulation de système photovoltaïque raccordé au réseau électrique BT.....	69
Fig. III.4 : Caractéristiques I-V et P-V de PVarray.....	70
Fig. III.5 : Sous-système du convertisseur Boost.....	71
Fig. III.6 : Contrôleur de puissance maximale à l'aide des TIC.....	71
Fig. III.7 : Structure générale d'une PLL.....	72

Fig. III.8 : Onduleur avec sous-système de commande de courant.....	73
Fig.III.9 : Modèle Simulée de système PV de 100KW triphasé à deux étages raccordé au réseau électrique BT.....	74
Fig.III.10 : La tension aux bornes convertisseur Boost.....	74
Fig.III.11 : La puissance maximale, la tension, la radiation solaire de système PV (avec l'activation de régulateur MPPT à $t=0.3s$)	75
Fig.III.12 : La puissance maximale de système PV injecté au réseau électrique BT	75
Fig.III.13 : La tension et le courant de phase (A) de sortie de l'onduleur trois niveaux avec zoom	76

Liste des tableaux

Chapitre I :

Tableau.I.1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques 07

Tableau.I.2 : Spécifications de la région d'Ouargla..... 14

Chapitre II :

Tableau .II.1 : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque26

Tableaux .II.2. (A & B) : Comparaison des caractéristiques des cellules solaires 39

Tableau.II.3 : Onduleurs monophasés et triphasés, autonomes..... 51

Tableau.II.4: États possibles de l'onduleur NPC à 3 Niveaux..... 55

Chapitre III :

Tableau III.1:Spécifications du réseau PV «SunPower(SPR-305)».....70

Sommaire

Introduction générale.....	01
I : L'état de l'art sur le gisement solaire.....	04
I.1 Introduction	04
I.2.le soleil.....	04
I.2.1. Caractéristiques principales du soleil.....	04
I.2.2. Mouvement de la terre autour de soleil.....	04
I.2.3. Mouvement apparent de soleil.....	04
I.3. Structure du soleil.....	05
I.3.1.Structure interne du Soleil	05
I.3.2. Structure externe du Soleil	05
• La photosphère	05
• La chromosphère.....	05
I.4. Sphère céleste.....	05
I.4.1.Méridien.....	06
I .5. Gisement solaire en Algérie.....	07
I .6. Coordonnées célestes.....	08
I .6.1. Coordonnées géographiques (terrestres).....	08
A .La latitude ϕ	08
B .La longitude λ	08
C .L'altitude.....	09
I .6.2.Les coordonnées horaires.....	09
A .Déclinaison solaire δ	09
B .Angle horaire.....	09
I .6.3. Les coordonnées horizontales.....	10
A .Hauteur angulaire (h).....	10
B .L'azimut (a).....	10
I.7. Paramètres de temps.....	11
I.7.1.Le temps.....	11
• Le temps universel(TU).....	11
• Le temps solaire moyen(TSM).....	11

• Le temps solaire vrai(TSV)	11
• Equation du temps.....	11
• Numéro du jour de l'année j.....	12
• L'angle horaire du soleil à son coucher.....	12
I .8. Le rayonnement solaire.....	12
I .8.1 .Le rayonnement solaire direct.....	13
I .8.2.Le rayonnement diffus.....	13
I.8.3.Rayonnement réfléchi.....	13
I.8.4.Rayonnement global.....	13
I.9.Captation du rayonnement solaire.....	13
I.10. La constante solaire.....	13
I.11. Spectre solaire.....	13
I.12.Potentiel solaire en Algérie.....	14
I.13.Situation géographique d'Ouargla.....	14
I.14. Spécification du site d'Ouargla.....	14
I.15.Caractéristiques climatiques.....	14
I.15.1.Température.....	15
I.15.2. L'humidité relative.....	16
I.15.3.L'insolation.....	16
I.15.4.vents.....	16
I.16.conclusion.....	17
II : Système photovoltaïque.....	18
II.1. Introduction.....	18
II.2. L'effet photovoltaïque.....	18
II.3. Système photovoltaïque.....	19
II.3.1. La cellule PV.....	19
II.3.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	19
II.3.3. Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque avec Matlab.....	20
• Modèle électrique idéal.....	21
• Modèle électrique réel.....	22
• Le photo-courant.....	23
• Le courant de la diode.....	23
• Le courant de saturation.....	25

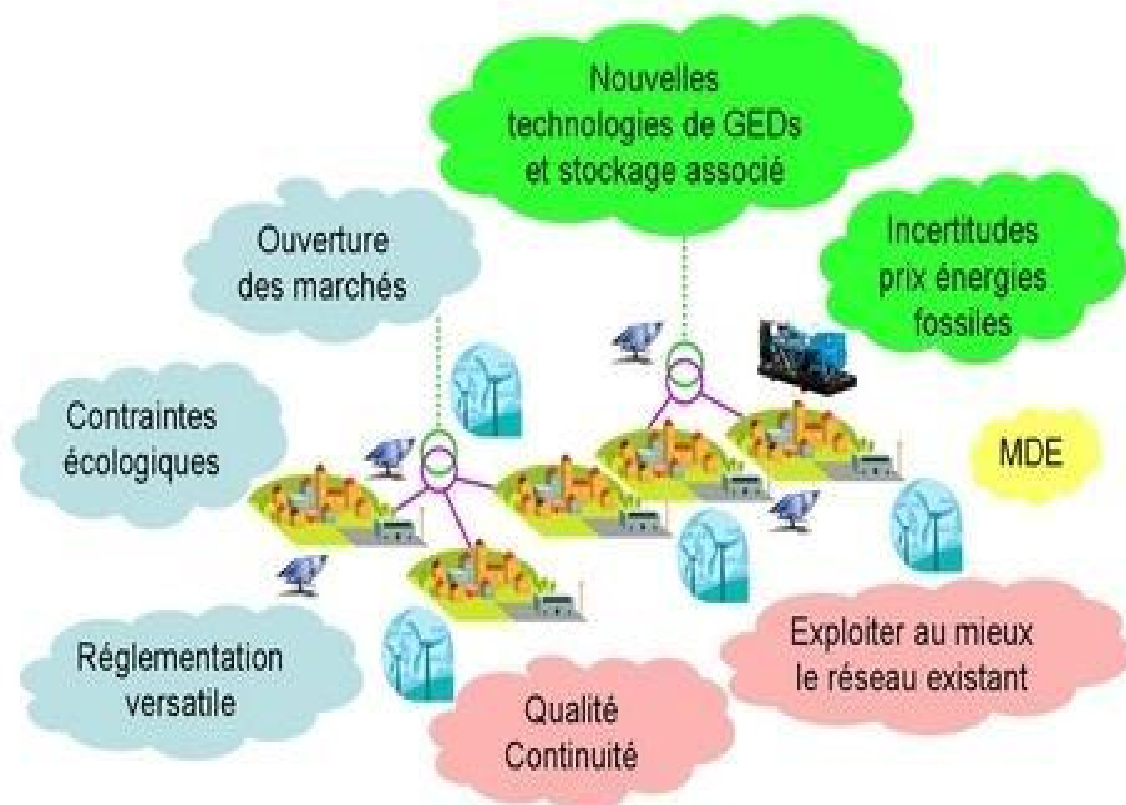
• Le courant de saturation inverse de la diode.....	25
II.3.4. Caractéristiques électriques d'une cellule PV.....	26
A. Caractéristiques d'un module PV.....	26
B. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	27
II.3.5. Paramètres électriques.....	27
A. Le courant de court-circuit noté (I_{CC}).....	28
B. La tension en circuit ouvert notée (U_{CO}).....	28
C. La puissance maximale.....	29
D. Le facteur de forme FF.....	29
E. Le rendement.....	29
II.3.6. Montage des cellules photovoltaïques.....	29
A. Câblage séries des cellules.....	30
B. Câblage parallèles des cellules.....	30
II.4. Influence de paramètres sur la caractéristique de la cellule photovoltaïque.....	30
II.4.1. Paramètres externes.....	31
A. influence de l'ensoleillement.....	31
B. Influence de la température.....	31
II.4.2. Paramètres internes.....	32
II.4.2.1. Influence des résistances série et parallèle.....	32
A. Influence des résistances série.....	32
B. Influence de la conductance shunt.....	34
II.5. La protection des modules solaires.....	35
II.5.1. Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV.....	36
II.5.2. Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV.....	36
II.6. Avantages et inconvénients d'une installation PV.....	37
❖ Les avantages.....	37
❖ Les inconvénients.....	37
II.7. Les différents types de cellules photovoltaïques.....	38
A.1. Les cellules monocristallines.....	38
A.2. Les cellules poly-cristallines.....	38
A.3. Les cellules amorphes.....	38
B. Comparaison des Caractéristiques des cellules PV.....	39
II.8. Modélisation des cellules photovoltaïques.....	39
II.8.1. Modèle à une diode.....	40

II.8.2. Modèle à deux diodes.....	40
II.9. Choix de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques.....	41
II.10. Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques.....	41
A. Mode autonome.....	41
• Sans stockage.....	41
• Avec stockage.....	42
B. Mode Hybride.....	42
C. Mode raccordé au réseau.....	43
C.1. Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale.....	43
C.1.1. Injection totale sans stockage.....	43
C.1.2. Injection totale avec stockage.....	43
II. 11. Système photovoltaïque connectée au réseau électrique.....	44
II. 11.1.Le générateur photovoltaïque.....	44
II. 11.2.Le système de conditionnement de puissance.....	44
A .Les Convertisseurs DC-DC.....	44
A .1.Le convertisseur BOOST.....	46
A .2.Le convertisseur buck.....	48
A .3.Le convertisseur Buck-Boost.....	48
B. Les Convertisseurs DC-AC.....	49
B. 1. Structure d'onduleur.....	49
B .2.Principe de fonctionnement.....	50
• Onduleur de tension.....	51
• Onduleur de courant.....	52
B .3.Différentes technologies d'onduleur pour système Photovoltaïque.....	52
• Onduleur modulaires (module inverter).....	52
• Onduleurs centralisés (central inverter).....	52
• Onduleurs mono- chaine (string- inveter).....	52
B .4.la commande d'un onduleur.....	53
• La commande MLI.....	54
B .5. Modélisation d'un convertisseur de tension NPC 3-Niveaux triphasé.....	54
C .Commande MPPT.....	57

C .1. Principe du MPPT	57
C .2. Classification des commandes MPPT selon le type de Recherche.....	58
C .2.1 MPPT Indirect.....	58
C .2.2. MPPT directs.....	58
C .3. Méthode d'incrémentation de la conductance.....	58
II.12. Conclusion.....	61
III: Impacts liés à l'intégration de production photovoltaïque sur les réseaux électriques avec exemple de simulation d'un système PV proposé.....	62
III.1. Introduction.....	62
III.2. les différents impacts de l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau électrique	62
III.2.1 Impact de la production sur le réseau	62
III.2.2 Impact sur le sens de transit de puissance.....	64
III.2.3 Impact sur la stabilité du système.....	64
III.2.4 Impact sur la qualité de service.....	64
III.2.5 Impact sur l'observabilité et la contrôlabilité du système.....	64
III.2.6 Impact sur la continuité de service.....	65
III.2.7 Découplage des sources auto-productrices.....	65
III.2.8 Impact sur le plan de protection.....	65
III.2.8.1 Courant de court-circuit.....	66
III.2.8.2 Influence sur la sélectivité des protections.....	66
III.2.9 Impact sur la tenue de fréquence.....	67
III.2.10 Impact sur la tenue de tension.....	67
III.2.11 Harmoniques.....	67
III.2.12 Îlotage.....	67
III.3. Généralités sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau.....	68
-Installation centralisée.....	68

-Installation décentralisée.....	68
III.3.1. Classifications des centrales photovoltaïques connectées au réseau (CPCR).	
.....	68
• Petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kW.....	68
• De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kW à 100 kW.....	68
• De grande taille avec des puissances allant de 500 kW et plus.....	68
• Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage.....	68
• Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.....	68
III.4. Description et Simulation du système PV connecté au réseau.....	68
III.4.1. Système photovoltaïque proposé.....	68
III.4.1.1 Le générateur photovoltaïque.....	69
III.4.1.2 Convertisseur Boost.....	71
III.4.1.3 Contrôleur de conductance incrémentielle.....	71
III.4.1.4 Modélisation de l'onduleur avec unité de contrôle de courant.....	72
III.5 Modèle de simulation d'un système PV de 100KW à deux étages raccordé au réseau électrique BT.....	73
III.6 Résultats de simulation.....	74
III .7 Interprétations des résultats.....	76
III.8 Conclusion.....	77
Conclusion générale	78
Bibliographie	

Introduction générale



Introduction générale

Les besoins en énergie électrique ne cessent de croître chaque année avec l'évolution de la technologie, ce qui entraîne une croissance continue des moyens de production d'énergie électrique. Cependant, cette production présente des contraintes : d'abord la rareté des ressources fossiles (charbon, pétrole et gaz) et fissiles (uranium,...), et d'autre part, l'utilisation massive de ces combustibles entraîne un réchauffement climatique sérieux causé par l'émission de gaz à effet de serre et une pollution atmosphérique globale qui ont un impact négatif considérable sur la vie sur Terre. C'est pourquoi il est important de faire appel aux énergies propres et renouvelables, principalement l'énergie solaire, géothermique, éolienne, la biomasse et l'hydroélectricité de petite taille.

L'énergie solaire, notamment, est accessible à l'échelle mondiale et est entièrement écologique et renouvelable. Cette énergie, recueillie grâce à un panneau solaire photovoltaïque, représente une solution durable et viable pour générer de l'électricité. La notion de renouvelable est également utilisée, car sa source (le Soleil) est perçue comme inépuisable à l'échelle du temps humain. À la fin de sa durée de vie, un panneau solaire photovoltaïque aura généré 20 à 40 fois l'énergie requise pour sa production et son recyclage.

Malgré leur performance croissante, les panneaux solaires présentent toujours des rendements assez faibles. Cependant, les installations photovoltaïques sont actuellement considérées comme une option sérieuse pour compléter la production d'énergie traditionnelle dans de nombreux pays industrialisés. La production d'électricité est principalement basée sur l'hydroélectricité, mais les besoins restent bien plus importants que les ressources disponibles. Les habitants de la ville tentent de pallier ce déficit énergétique, notamment en utilisant des systèmes solaires. Une fois que les panneaux solaires sont installés et exposés au soleil, ils continuent à fonctionner jusqu'à la fin de leur service, peu importe si l'utilisation est réelle ou non. Cela entraîne des pertes en cas de surproduction ou de non-utilisation.

Afin de remédier à cette situation, il est possible de connecter les installations photovoltaïques au réseau, ce qui permet d'économiser considérablement en termes d'investissement et de fonctionnement. Grâce à ce raccordement, il est possible d'injecter le surplus d'énergie produite dans le réseau, ce qui en fait un moyen de stockage d'énergie pour l'installation et de l'alimenter en cas de besoin.

Ainsi, toute l'énergie générée est convertie en courant alternatif de 220V ou 380V.

Cependant, les installations solaires photovoltaïques connectées au réseau de distribution peuvent engendrer des interactions, des impacts et des conséquences sur le réseau public de distribution. De plus, les propriétés du réseau et les perturbations provoquées par les défauts (comme les court-circuits) sont responsables du dysfonctionnement et des déconnexions intempestives des systèmes photovoltaïques. Dans une chaîne photovoltaïque, l'onduleur doit d'abord générer une onde de tension sinusoïdale qui remplit les conditions d'égalité de fréquence, d'égalité de tension efficace et d'adaptation de phase avec le réseau. De plus, le système doit pouvoir se connecter directement au réseau, en tenant compte des exigences d'efficacité, de fiabilité et de sécurité du réseau.

Enfin, il doit être adaptable au réseau ou avoir une tolérance minimale à certaines perturbations de courte durée comme les creux de tension. Pour que cela soit possible, le réseau doit fournir une énergie continue ou au moins avoir une stabilité minimale.

Le but de ce mémoire est de concevoir un système de contrôle de réseau pour une centrale solaire connecté à un réseau électrique basse tension avec une alimentation active optimale du réseau électrique.

Dans ce contexte, plusieurs questions se posent.

- Est-il possible de concevoir un appareil capable de remplir deux fonctions : se connecter au réseau et contrôler le système photovoltaïque ?
- Quelle méthode MPPT (Maximum Power Point Tracking) est la meilleure pour contrôler le hacheur élévateur alimentant le réseau ?
- Quel type de commande des interrupteurs électroniques convient pour l'onduleur de tension MLI ?

Pour notre étude quelques hypothèses ressortent :

- Il serait possible de concevoir un dispositif qui joue le double rôle de la connexion au réseau et du contrôle par la combinaison des algorithmes MPPT et de l'optimisation de la commande MLI des interrupteurs électroniques ;
- La conception d'un algorithme de fonctionnement du système permettant le contrôle adéquat faciliterait cette étude ;
- Pour la commande du hacheur Boost d'entrée du système : l'algorithme MPPT Perturbation et Observation (Perturb&Observe) sera utilisé.

Notre travail se subdivise en trois chapitres comme suit :

- **Le premier chapitre** va présenter l'état de l'art sur Le gisement solaire.
- **Le deuxième chapitre** va présenter :
 - Notions de bas sur les systèmes PV,
 - Une étude préliminaire des principaux convertisseurs DC-DC utilisés dans les chaines de conversion photovoltaïques,
 - une modélisation de ces convertisseurs sera présentée aussi dans ce chapitre. Nous parlons également des principaux algorithmes de recherche du point de puissance maximale de la source photovoltaïque.
 - Enfin, nous étudierons deux structures de commande MPPT (direct et indirect) d'un système PV associé à un convertisseur de type DC-DC et Onduleur DC-AC triphasé NPC à trois niveaux.
- **Le troisième chapitre** : on a pour objectif de concevoir un système d'interconnexion d'un champ photovoltaïque avec le réseau de distribution basse tension par l'étude des différents impacts de cette injection de puissance dans le réseau électrique et ainsi que ses limitations.

On y présentera aussi les caractéristiques du système photovoltaïque et le réseau électrique proposé et leur la simulation sous l'environnement MATLAB / Simulink. Après cette étude nous passerons à l'analyse et interprétation des résultats où nous exposerons les performances du système proposé par rapport aux systèmes existants et pratiquement l'impact de cette injection de puissance dans le réseau électrique et ainsi que ses limitations.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale discutant les résultats obtenus et perspective d'avenir.

Chapitre n° I

Etat de l'art du gisement solaire



I.1 Introduction

De toutes les énergies renouvelables, l'énergie solaire est la plus vitale car elle est l'une des plus facilement exploitables. Comme la plupart des énergies douces, elle permet à l'utilisateur de subvenir à une partie de ses besoins sans intermédiaire. L'étude de l'énergie interceptée nécessite la connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu. Certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation, l'irradiation globale peuvent être évaluées en utilisant les heures du lever et du coucher du soleil ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée. Dans cette partie nous allons définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- ❖ Les grandeurs astronomiques.
- ❖ Les grandeurs géographiques.
- ❖ Le rayonnement solaire hors atmosphère.
- ❖ Le rayonnement direct, diffus et global.

I.2 Le soleil

En tant que seule étoile du système solaire et la plus proche de la terre, la lumière du soleil prend environ 8 minutes pour nous atteindre. [1,2 ,3 ,4]

I.2.1. Caractéristiques principales du soleil

Le soleil est un astre gazeux de forme sphérique qui mesure 14×10^5 km de diamètre. C'est une étoile de type naine jaune d'environ $1,989 \times 10^{30}$ kg de masse. La surface du Soleil atteint environ $5\,500$ °C. La couronne, bien plus chaude que le noyau, est la partie la plus externe de l'atmosphère solaire. La température inouïe de 20 millions de degrés Celsius de la couronne reste un mystère pour les scientifiques. Il se compose principalement de 80 % d'hydrogène, 19 % d'hélium et le reste de 1 % est un mélange de plus de 100 éléments. Il est distant d'environ 150 millions de kilomètres de notre planète. Sa luminosité totale, ou la force qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à 4×10^{26} W. La seule partie qui est interceptée par la terre est de $1,7 \times 10^{17}$ W. Elle nous arrive principalement sous la forme d'ondes électromagnétiques. 30% de cette puissance est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère.

I.2.2. Mouvement de la terre autour de soleil

La Terre tourne autour du soleil. Elle a besoin d'environ 365 jours (en une année) pour parcourir tout le tour. Ce mouvement est désigné sous le nom de révolution. Elle suit cette distance tout en maintenant son axe appelé l'axe des pôles orienté dans la même direction.

I.2.3. Mouvement apparent de soleil

Le Soleil semble se déplacer au cours de la journée mais c'est en fait la Terre qui tourne sur elle-même d'Est en Ouest. C'est ce qu'on appelle la course apparente du Soleil.

I.3. Structure du soleil

Sans se lancer dans l'étude théorique du Soleil, il convient néanmoins d'en connaître les principales caractéristiques. Il convient également de décrire ce que l'on peut observer sur notre étoile.

I.3.1. Structure interne du Soleil

Au centre de l'astre se trouve le cœur, où noyau, extrêmement chaud, d'environ 15 millions de degrés Fig 1. La zone radiative commence au cœur même du Soleil et n'a pas de limite précise. On la limite arbitrairement où commence la zone convective. En fait le transport d'énergie se fait d'abord par radiation puis par convection, sans que le transport radiatif soit totalement nul [5].

I.3.2. Structure externe du Soleil

▪ La photosphère

La surface du Soleil visible par l'œil humain porte de nom de photosphère, dont la température est de 5800°K . Si les grosses taches sont visibles à l'œil nu (avec protection), la granulation nécessite, elle, un grossissement assez important [5].

▪ La chromosphère

La chromosphère (sphère de couleur) se situe entre 500 km et 3000 km environ et sa température varie de 6000°K , juste au-dessus de la photosphère, à $30\,000^{\circ}\text{K}$ dans la couche supérieure, où est atteinte la région de transition chromosphère - couronne.

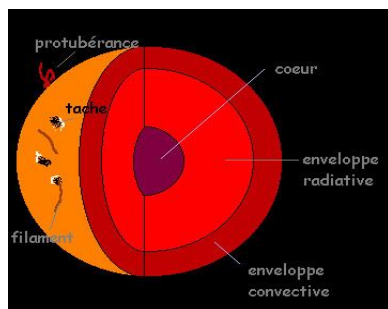


Fig. I.1 : Structure Interne du Soleil

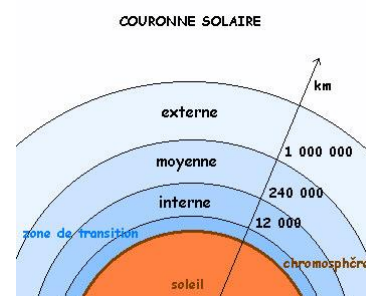


Fig. I.2 : Structure Externe du Soleil

I.4. Sphère céleste

La sphère céleste est une construction géométrique représentant le ciel tel qu'il apparaît à un observateur isolé. Incapable de déterminer les distances qui le séparent des astres, il imagine qu'ils sont situés sur la surface d'une sphère visible : le ciel nocturne figure (I.4).

- la **sphère céleste** géocentrique, dont le centre est la Terre ;
- la **sphère céleste** héliocentrique, dont le centre est le Soleil [6].

I.4.1.Méridien

En géographie, un méridien est une demi-ellipse imaginaire tracée sur le globe terrestre reliant les pôles géographiques fig.3. Tous les points de la Terre situés sur un même méridien ont la même longitude. On parle également d'arc de méridien entre deux points ayant une latitude différente.

En astronomie, un méridien est un grand cercle imaginaire tracé sur la sphère céleste, passant par les pôles célestes. L'ascension droite, par exemple, est repérée par les méridiens célestes. Le méridien, ou plan méridien, d'un lieu est un grand cercle de la sphère céleste passant par le pôle céleste, le zénith et le nadir du lieu. À midi solaire, le Soleil est dans le plan méridien [7].

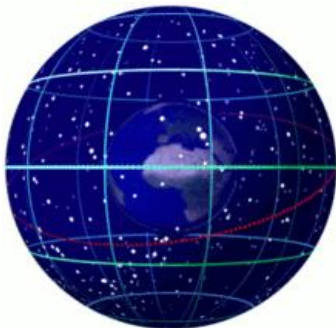


Fig. I.3 : Sphère céleste

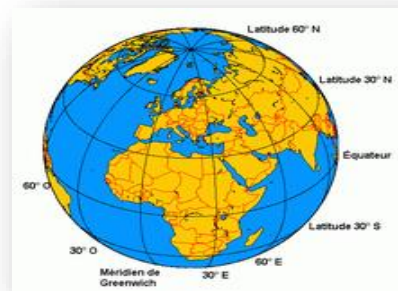


Fig. I.4 : Chaque méridien géographique part d'un pôle pour aboutir à l'autre.

I .5 Le gisement solaire en Algérie

Le rayonnement solaire est un ensemble de données qui décrit l'évolution de valeurs de rayonnement solaire disponibles sur une période de temps spécifique. Celui-ci permet de simuler le fonctionnement d'un système d'énergie solaire et de permettre un dimensionnement le plus précis possible compte tenu de la demande couverte. Afin de sélectionner l'emplacement optimal pour l'installation d'un système de collecte de chaleur solaire, il est nécessaire de prendre en compte la quantité de rayonnement solaire.

Le rayonnement reçu par un panneau solaire dépend également de la quantité de rayonnement solaire de l'emplacement considéré et de son orientation par rapport au soleil. Les panneaux solaires fixes reçoivent le plus d'énergie lorsqu'ils sont orientés vers le sud et inclinés selon un angle sensiblement égal à la latitude du site. L'utilisation de techniques de suivi solaire est nécessaire pour orienter le rayonnement solaire vers les panneaux solaires et optimiser le système de collecte global [8]. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure 5.

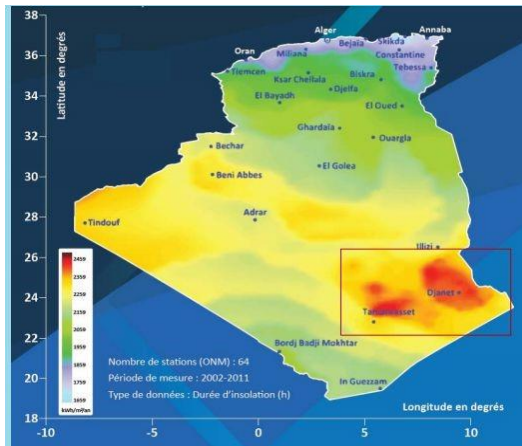


Fig. I.5 : Carte de la durée d'insolation de l'Algérie

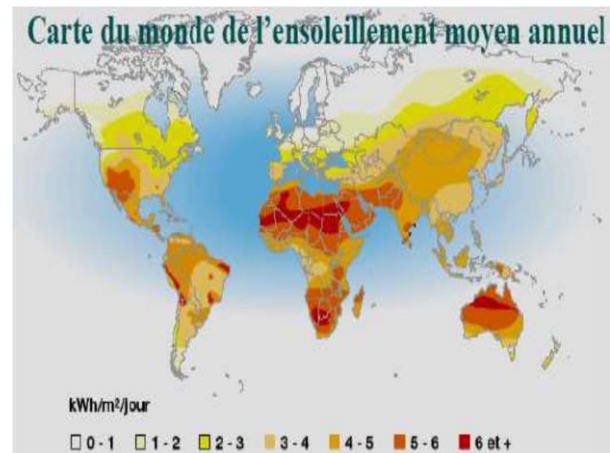


Fig. I.6 Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel

Après une évaluation satellitaire, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu que l'Algérie possède le potentiel solaire le plus élevé de toute la Méditerranée, avec 169 000 TWh/an d'énergie solaire thermique et 13,9 TWh/an d'énergie solaire. Le potentiel solaire de l'Algérie équivaut à 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi-Remale.

La répartition du potentiel photovoltaïque par régions climatiques à l'échelle territoriale de l'Algérie est présentée dans le tableau I.1, en fonction du rayonnement solaire reçu au cours de l'année :

Tableau I.1 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650

La durée du rayonnement solaire sur presque tout le pays dépasse 2 000 heures par an et peut atteindre 3 900 heures dans les hauts plateaux et dans le désert du Sahara.

L'énergie journalière reçue par mètre carré de surface horizontale est d'environ 5 kWh dans la majeure partie du pays, près de 1 700 kWh/m²/an au nord du pays et 2 650 kWh/m²/an dans le sud [8].

I.6. Coordonnées célestes

En astronomie, un système de coordonnées du ciel est un système de coordonnées utilisé pour déterminer des positions dans le ciel, couramment exprimé en notation décimale [9].

I.6.1. Coordonnées géographiques (terrestres)

Le plan de référence du système de coordonnées géographiques est l'équateur terrestre. La Terre est en fait une sphère qui tourne autour d'un axe passant par les pôles nord et sud. Chaque point de la Terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude voir figure (7). Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques et l'altitude de ce point .



Fig. I.7 : Les Coordonnées Géographiques

A .La latitude φ

La latitude est une coordonnée géographique exprimée sous forme de valeur angulaire qui représente l'emplacement d'un point sur la Terre (ou une autre planète) au nord ou au sud d'un plan de référence, l'équateur. La latitude est une unité d'angle.

Elle varie entre 0° à l'équateur et 90° au pôle 1. La latitude est utilisée conjointement avec la longitude pour indiquer l'emplacement exact d'un élément sur Terre. Leur connexion donne naissance à un autre terme pour la latitude : « parallèle » car tous les endroits sur Terre situés à la même latitude forment un cercle parallèle au plan de l'équateur. La latitude est communément appelée phi ϕ [10].

B .La longitude λ

La longitude d'un point sur la Terre (ou sur toute autre sphère) est une coordonnée géographique exprimée sous forme de valeur angulaire qui représente la position est-ouest de ce point. La longitude est mesurée par rapport à un point de référence arbitraire sur Terre, généralement le méridien de Greenwich. Les points de même longitude appartiennent à la ligne qui suit la courbure de la Terre, coupe l'équateur à angle droit et relie les pôles nord et sud.

Cette ligne est appelée le « méridien ». Contrairement à la latitude (position nord-sud), qui bénéficie de l'équateur et des pôles comme références naturelles, la longitude n'a pas de telle référence. Ainsi, la longitude, communément notée λ , est une mesure d'angle sur 360 degrés par rapport à un méridien de référence s'étendant de -180 degrés ouest à +180 degrés est 1,2. Traditionnellement, le méridien de référence correspondant au point de longitude 0° est le méridien de Greenwich [11].

C.L'altitude

L'altitude est historiquement une notion géographique qui désigne la hauteur géométrique verticale entre un point et un référent altimétrique, le plus souvent le niveau de la mer [12].

I.6.2. Les coordonnées horaires

Le système de coordonnées horaires est un système de coordonnées célestes intermédiaire entre le système de coordonnées horizontales et le système de coordonnées équatoriales. Il est formé des deux coordonnées suivantes : l'angle horaire et la déclinaison [13].

A.Déclinaison solaire δ

La déclinaison du Soleil, $\delta \odot$, est l'angle entre l'écliptique (qui correspond au plan de l'orbite que la Terre parcourt en une année autour du Soleil) et le plan de l'équateur terrestre. Elle est aussi appelée déclinaison de l'écliptique.

B.Angle horaire

C'est la portion d'arc d'équateur comprise entre le plan du cercle horaire passant par l'astre et le plan du méridien céleste. Cette expression provient de ce que les angles et les heures sont équivalents, vu qu'une rotation terrestre, soit 360 degrés, correspond à 24 heures [14].

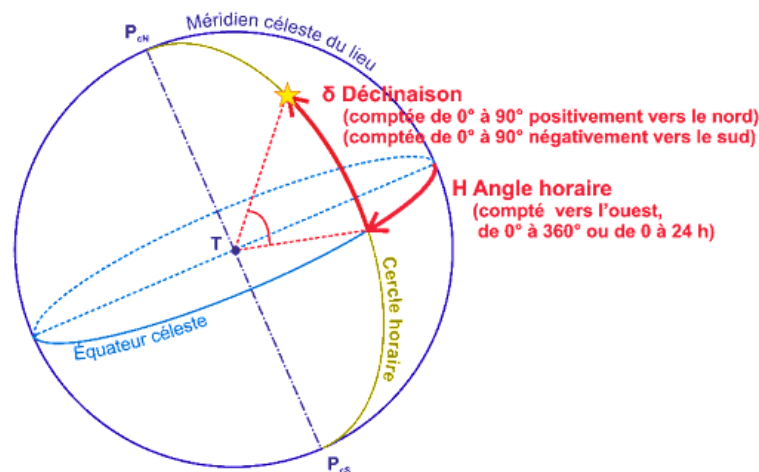


Fig. I.8 : Coordonnées horaires

I.6.3. Les coordonnées horizontales

Le système de coordonnées horizontales, également appelé système local ou système de coordonnées Alt-azimutales, est un système de coordonnées célestes utilisé en astronomie par un observateur au sol. Ce repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu [15].

A .Hauteur angulaire (h)

La hauteur (h sur la figure) est l'angle vertical entre le plan horizontal et l'objet. Varie de 0° (horizon) à 90° (zénith). Cependant, des valeurs négatives peuvent être obtenues lors d'observations à haute altitude. Le point situé aux pieds de l'observateur (-90°) est appelé le nadir [15].

B .L'azimut (A)

L'azimut (A) est déterminé par l'angle entre le nord ou le sud cardinal et la projection de la direction de l'objet observé sur le plan horizontal. Les azimuts sont généralement numérotés de 0° à 360° dans le sens horaire à partir du point cardinal choisi [15].

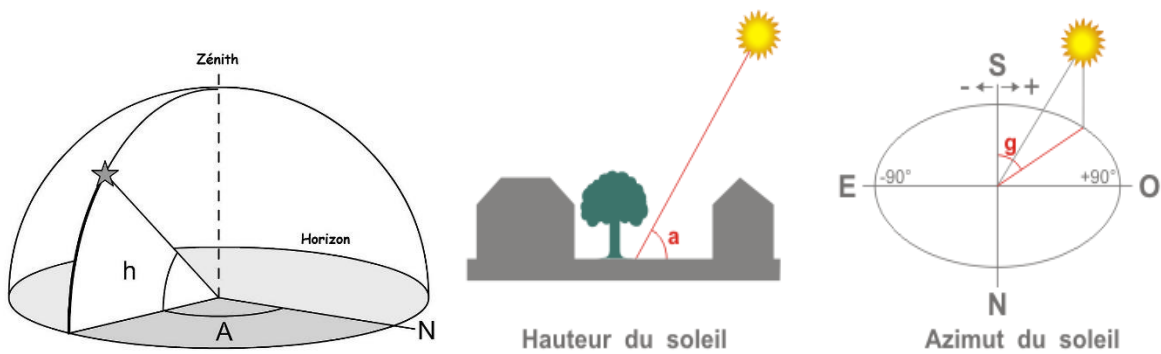


Fig. I.9 : Les coordonnées horizontales **Fig. I.10** : Hauteur du Soleil **Fig. I.11** Azimut du Soleil

Les coordonnées cartésiennes d'un vecteur d'azimut α et de plongée γ sont :

$$a = \cos \gamma \sin \alpha \quad b = \cos \gamma \cos \alpha \quad c = -\sin \gamma \quad (\text{I.1})$$

I.7. Paramètres de temps

I.7.1. Le temps

Historiquement, on la mesurait simplement en comptant le temps écoulé, en observant le mouvement du soleil dans le ciel ou en laissant couler une certaine quantité de sable (sablier) ou d'eau (clepsydre). Aujourd'hui, tout le monde connaît les unités SI pour mesurer le temps. C'est la seconde (s)[15].

- **Le temps universel (TU)**

Est une échelle de temps fondée sur la rotation de la Terre. A partir de 1972, c'est le remplaçant du temps moyen de Greenwich (GMT, Greenwich Mean-Time), qui est le temps solaire moyen au méridien de Greenwich.

- **Le temps solaire moyen (TSM)**

Le temps solaire moyen est appelé parfois temps local, Il est donné par la relation suivante :

$$TSM = TSV - Et \quad (I.2)$$

$$Et = 9.87 \times \sin \left[2 \times \frac{360}{365} \times (N - 81) \right] - 7.53 \times \cos \left[\frac{360}{365} \times (N - 81) \right] \times \sin \left[\frac{360}{365} \times (N - 81) \right] \quad (I.3)$$

Et: est l'équation du temps exprimée en minutes.

N : est le numéro du jour dans l'année.

- **Le temps solaire vrai (TSV)**

Le plan équatorial, perpendiculaire à l'axe polaire PP' et passant par le centre terrestre O, forme un angle avec le plan de l'écliptique. C'est ce qu'on appelle la pente et est notée d_0 . Nous mesurons l'angle horaire du soleil à un endroit et à une heure particuliers, que nous appelons « Heure solaire vraie » (en abrégé TSV) :

$$TSV = 12 + \frac{w}{15} \quad (I.4)$$

(w : L'angle horaire du soleil)

Le jour solaire moyen a une durée égale à la moyenne annuelle de la durée du jour solaire vrai. Cette durée a été fixée à 24 heures et a servi à définir la durée de la seconde : 1 seconde = 1/86400 jour solaire moyen .

- **Equation du temps**

L'équation du temps est un paramètre utilisé en astronomie pour décrire le mouvement apparent du Soleil par rapport au Soleil moyen, qui peut varier d'environ un quinzième d'heure. Chaque année, la courbe d'évolution annuelle de ce paramètre se répète à peu près de la même

manière. En connaissant l'équation du temps, vous pouvez ajuster l'heure indiquée par le cadran solaire à tout moment et déterminer l'heure légale en toute fluidité. Dans le passé, il était théoriquement possible de contrôler la vitesse d'une horloge dans un flux constant par rapport à l'affichage du cadran solaire, notamment à midi, qui était à l'époque une heure socialement importante, c'est-à-dire l'heure inscrite sur le cadran ou méridien .

- **Numéro du jour de l'année j**

D'un point de vue informatique le quantième correspond au numéro d'ordre du jour dans l'année. Dans une année non bissextile le jour N°1 est le 1er janvier et le jour N°365 le 31 décembre. Le milieu de l'année se situe quant à lui au niveau du 183ème jour soit le 2 juillet [15].

- **L'angle horaire du soleil à son coucher**

Le temps solaire local au coucher est $TSL = 12h + H$ soit 18h 4 min; on utilisait autrefois le TSL qu'on déduit donc de l'angle horaire H du Soleil par une translation de 12h pour repérer les différents instants de la journée.

I.8. Le rayonnement solaire

L'énergie solaire atteint la Terre sous forme de rayonnement électromagnétique, qui comprend également la lumière visible. Le rayonnement électromagnétique est divisé en ondes radio et millimétriques, rayonnements infrarouges, visibles et ultraviolets, ainsi que rayons X et rayons gamma [15].

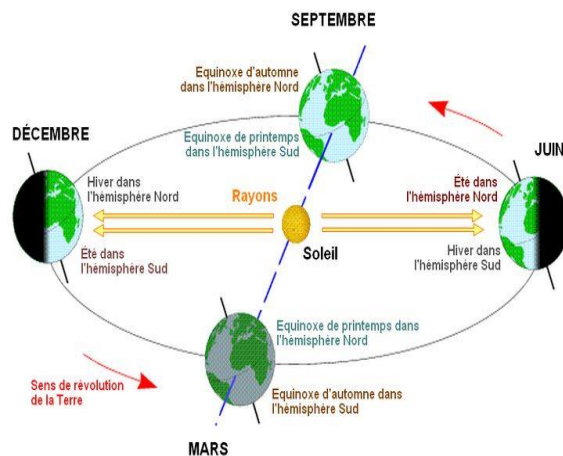


Fig. I.12 : Le rayonnement solaire

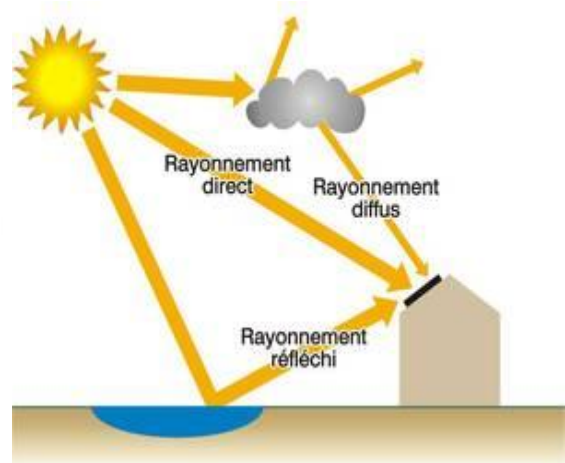


Fig. I.13 : Ensoleillement

I.8.1 Le rayonnement direct varie en fonction de la hauteur du soleil au-dessus de l'horizon.

I.8.2 Le rayonnement diffus est le rayonnement provenant de l'ensemble de l'atmosphère et qui dépend de sa composition.

I.8.3 Le rayonnement réfléchi par le sol dépend lui aussi de l'inclinaison du rayonnement.

I.8.4 Le rayonnement global : Le rayonnement global désigne le rayonnement solaire sur une surface horizontale de la Terre. Appelé aussi irradiation, le rayonnement global est l'énergie rayonnante totale du soleil qui atteint directement la surface de la Terre au cours d'une unité de temps précise. Le rayonnement global est d'environ $1\,000\text{ W/m}^2$ pour un rayonnement solaire vertical.

I.9. Captation du rayonnement solaire

Le réflecteur concentre le rayonnement solaire direct sur le récepteur tubulaire. Ce dernier absorbe l'énergie du rayonnement solaire et se réchauffe. Cette chaleur est transférée directement au fluide caloporteur et immédiatement dissipée le long du tube d'absorption à haute température pour entraîner le moteur [15].

I.10. La constante solaire

La constante solaire exprime la quantité d'énergie solaire (en fait une puissance d'éclairage) que recevrait une surface de 1 m^2 située à une distance de 1 unité astronomique (distance moyenne terre-soleil) exposée perpendiculairement aux rayons du Soleil si l'atmosphère terrestre n'existait pas.

Elle est égale à $1,367\text{ kW/m}^2$ (soit 1367 W/m^2).

I.11. Spectre solaire

En conséquence, le Soleil émet un spectre polychromatique continu qui correspond à peu près au rayonnement thermique d'un corps noir à environ $5\,700\text{--}5\,900\text{ K}$ hormis la diffusion de la lumière bleue à travers l'atmosphère terrestre, la lumière visible émise par le Soleil est relativement peu affectée.

I.12.Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie possède les plus grandes ressources solaires au monde.

La durée du rayonnement solaire sur presque tout le pays dépasse 2 000 heures par an et peut atteindre 3 900 heures dans les hauts plateaux et dans le désert du Sahara [41].

I.13.Situation géographique d'OUARGLA

Ouargla est située dans le Nord-Est de l'Algérie, plus précisément dans la partie septentrionale du Sahara algérien. Elle se situe à 190 km à l'est de Ghardaïa, 160 km au sud-ouest de Touggourt, 388 km au sud de Biskra, à 800 km d'Alger et à 618 km de Constantine.



Fig. I.14 : Géographie & Localisation d'Ouargla.

I.14. Spécification du site d'Ouargla

Tableau I.2: Spécifications de la région d'Ouargla.

Latitude : 31N	Longitude : 5°24'E
Altitude : 141m	Albédo : 0.35

I.15.Caractéristiques climatiques

Le climat d'Ouargla est subtropical désertique, avec des hivers doux (durant lesquels il peut faire froid la nuit) et des étés très chauds et ensoleillés.

La ville est située dans le centre-nord de l'Algérie, dans le désert, à une altitude de 140 mètres [41].

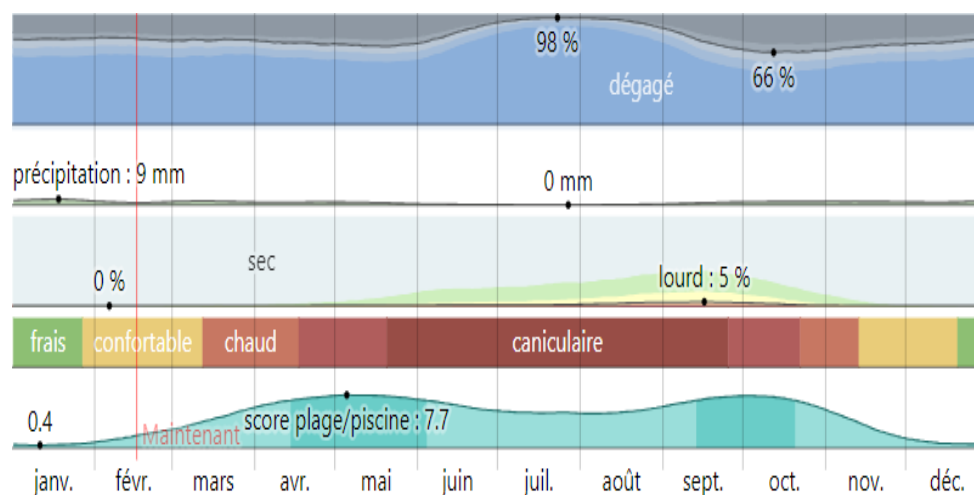


Fig. I.15 : Graphique climatique (Météo mensuelle pour Ouargla - (Algérie).

I.15.1. Température

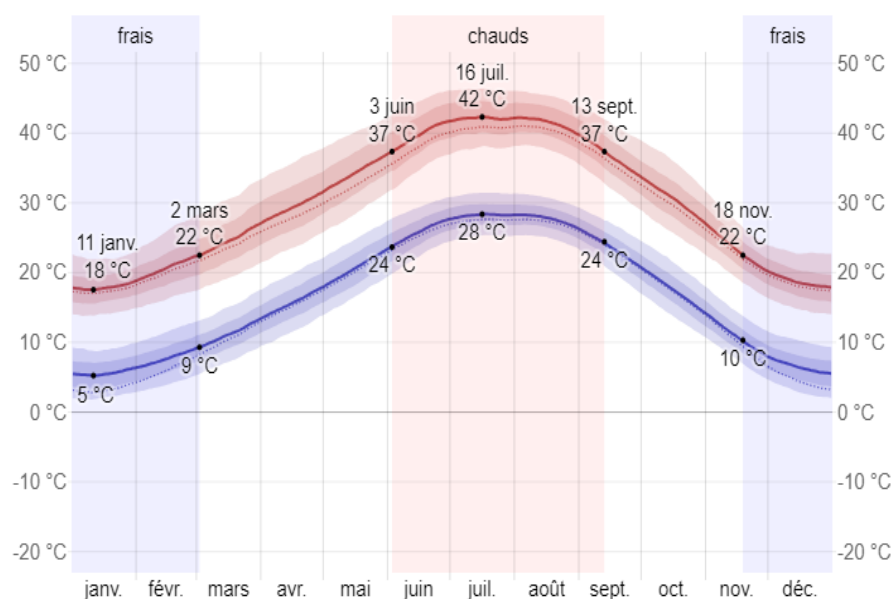


Fig. I.16 : Température moyenne maximale et minimale à Ouargla.

La température moyenne quotidienne maximale (ligne rouge) et minimale (ligne bleue), avec bandes du 25e au 75e percentile et du 10e au 90e percentile. Les fines lignes pointillées sont les températures moyennes perçues correspondantes.

I.15.2. L'humidité relative

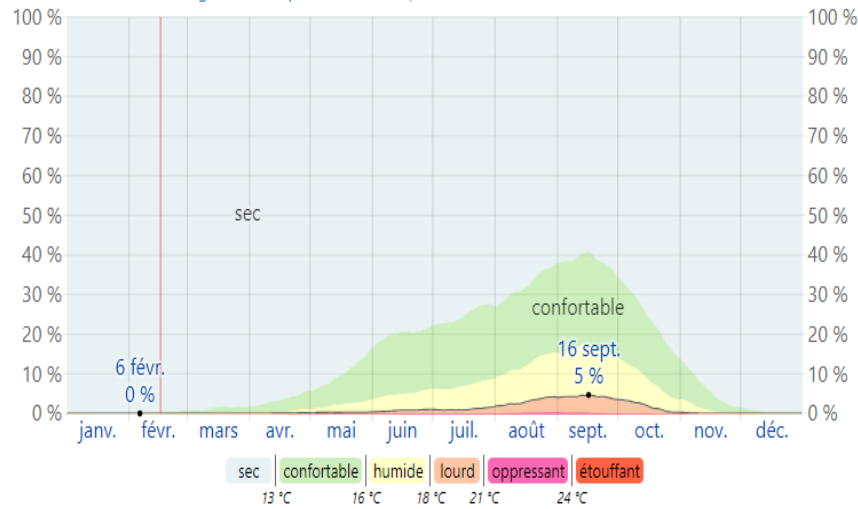


Fig. I.17 : Niveaux de confort selon l'humidité à Ouargla

Le pourcentage de temps passé dans divers niveaux de confort selon l'humidité, catégorisés par le point de rosée.

I.15.3.L'insolation

Le rayonnement solaire incident en ondes courtes quotidien moyen connaît une variation saisonnière considérable au cours de l'année. La période la plus lumineuse de l'année dure 4,3 mois, du 13 avril au 23 août, avec un rayonnement solaire incident en ondes courtes par mètre carré supérieur à 7,0 kWh. Le mois de l'année le plus lumineux à Ouargla est juin, avec une moyenne de 7,8 kWh. La période la plus sombre de l'année dure 3,0 mois, du 1 novembre au 2 février, avec un rayonnement solaire incident en ondes courtes par mètre carré inférieur à 4,3 kWh. Le mois de l'année le plus sombre à Ouargla est décembre, avec une moyenne de 3,4 kWh.

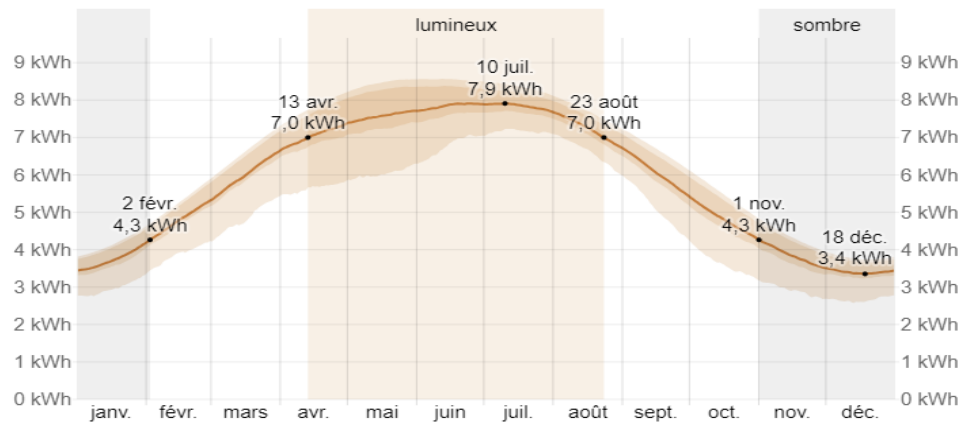


Fig. I.18 : Rayonnement solaire incident en ondes courtes quotidien moyen à Ouargla.

I.15.4. Le vents

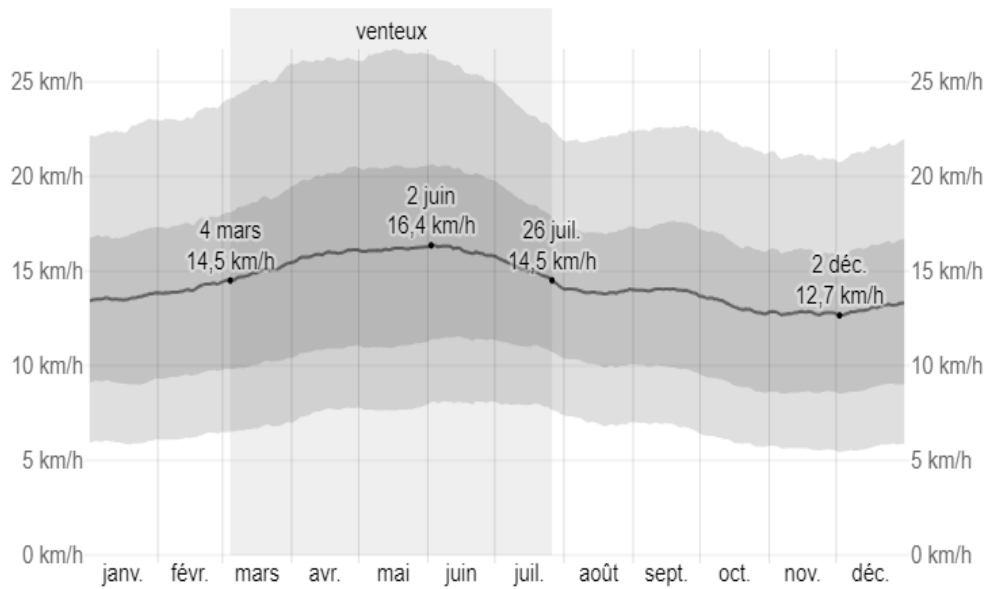


Fig. I.19 : Vitesse moyenne du vent à Ouargla.

La moyenne des vitesses des vents moyens horaires (ligne gris foncé), avec bandes du 25e au 75 Percentile et du 10e au 90e percentile.

I.16.conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'État de l'art sur le gisement solaire tel que les concepts de base sur le champ solaire comme les coordonnées géographiques et l'équateur, le mouvement de la terre autour du soleil, et en même temps rappelé certains concepts sur les types de rayonnement solaire (direct, diffus, réfléchi et global). De plus, nous avons également présenté les différents types de rayonnement pour commencer à comprendre le fonctionnement des panneaux solaires.

Chapitre n° II

Systeme Photovoltaïque



II .1 Introduction

Aujourd'hui, la technologie photovoltaïque (PV) est devenue très mature et maîtrisée, lui permettant de s'imposer véritablement dans le domaine des applications énergétiques. L'élément de base est une cellule qui convertit le rayonnement solaire en courant électrique (effet photovoltaïque). Dans ce chapitre on va traiter la construction et l'optimisation de ces systèmes photovoltaïques qui constituent un problème actuel dont la solution conduira certainement à une meilleure utilisation de cette énergie [15]. Ensuite, la modélisation du module photovoltaïque et de ses paramètres électriques (convertisseur DC-DC, DC-AC) et le contrôle MPPT sont introduits pour étudier le point de puissance maximale du dispositif photovoltaïque.

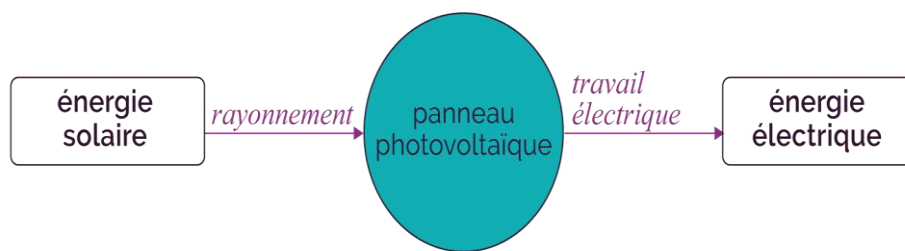


Fig. II.1 : Chaîne énergétique d'un panneau photovoltaïque

II.2 L'effet photovoltaïque

Le terme énergie solaire se compose de deux parties : Le préfixe « **photo** », un dérivé du mot grec signifiant « lumière » ou « transparence », et le suffixe « **volt** », faisant référence au pionnier de l'énergie électrique Alessandro Volta. L'effet photovoltaïque a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Il est provoqué par l'absorption de photons dans un matériau semi-conducteur, créant une tension ; Les cellules solaires génèrent un courant continu à partir du rayonnement solaire et peuvent être utilisées pour alimenter des appareils ou charger des batteries [16].

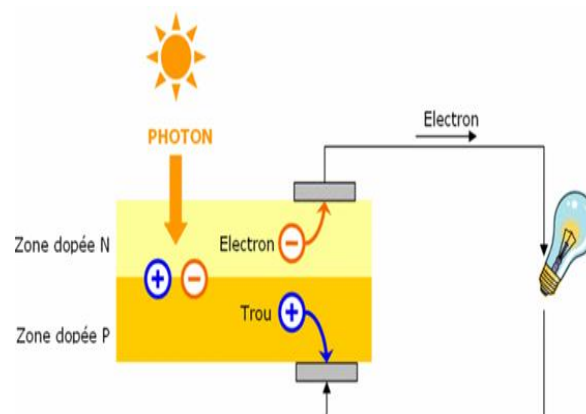


Fig. II.2 : L'effet PV

II.3 Système photovoltaïque

Le photovoltaïque est un processus de transformation des rayons du soleil en énergie électrique [17]. Le système est composé de plusieurs éléments afin de le faire fonctionner : panneaux constitués de cellules solaires à base de silicium : produisent un courant continu lorsqu'elles sont soumises à la lumière du soleil.

II.3.1 La cellule PV

Une cellule photovoltaïque ou cellule solaire est un composant électronique qui génère de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque lorsqu'il est exposé à la lumière. La puissance obtenue est proportionnelle à la puissance optique incidente et dépend du rendement de la cellule. Il fournit une tension continue et le courant circule dès qu'il est connecté à un consommateur électrique (généralement un onduleur ou parfois une simple batterie).

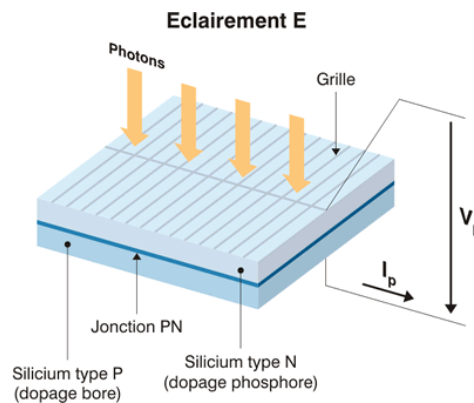


Fig. II.3 : Schéma d'une Cellule photovoltaïque

II.3.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau au lieu de se recombiner en son sein : il apparaîtra une différence de potentiel et donc une tension entre les deux faces, comme dans une pile.

Cette transformation photovoltaïque est basée sur les trois mécanismes suivants :

- ❖ absorption des photons d'énergie $h\nu \geq E_g$ par le matériau constituant le dispositif.
- ❖ conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron-trou dans le matériau semi-conducteur.
- ❖ collecte des particules générées dans les régions neutres N et P sous l'effet d'un champ électrique interne.

La figure (II.3) montre le principe de fonctionnement d'une cellule PV. L'assemblage de plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs de compositions différentes, forme une jonction. La jonction ressemble à un « sandwich ». Lorsqu'un photon traverse la jonction, celui-ci dépose son énergie et provoque un transfert d'électrons de la zone négative, dite n, vers la zone positive, dite p. En raccordant chacune des deux faces du sandwich à un fil conducteur, on obtient un courant électrique. Dans la ZCE (zone de charge d'espace), les paires électron-trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique. Les électrons vont aller vers la région N et les trous vers la région P. Dans la zone N, les trous qui atteignent la ZCE sont envoyés par le champ électrique dans la zone P, par contre dans la zone P c'est l'inverse. Ces deux procédures sont à l'origine du photo-courant.

I_{ph} C'est un courant de porteurs minoritaires. La collection des porteurs de charges va créer une tension interne; on l'appelle la tension du circuit ouvert V_{co} .

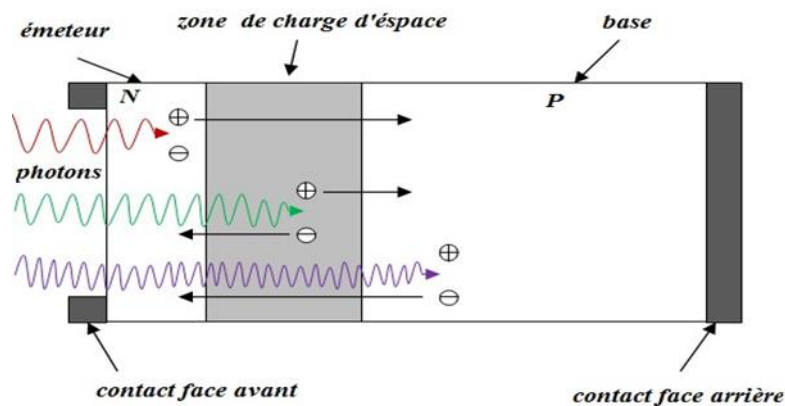


Fig. II.4: Structure et principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

II.3.3. Modélisation et simulation d'un module photovoltaïque avec Matlab [18]

Les panneaux solaires agissent comme un générateur hybride qui offre du courant et de la tension. Le circuit similaire est constitué de quatre éléments :

- Un générateur de courant qui est connecté en parallèle à une diode dont le coefficient idéal n varie de 1 à 2, et deux résistances de fuite, une connectée en série et une en parallèle.
- Les électrodes et les matériaux ont une résistance série R_s qui est liée à l'impédance, ce qui entraîne une différence de tension V aux bornes de la cellule par rapport à la tension aux bornes de la jonction PN.
- La résistance shunt R_{sh} est responsable de la fuite de courant entre les régions N et P de la jonction. Par conséquent, une partie du courant I_{ph} sera prélevée sur cette résistance et ne pourra pas être utilisée.

Le facteur idéal de la cellule dépend du mécanisme de recombinaison dans la ZCE « dans le cas idéal, on prend $n = 1$ ».

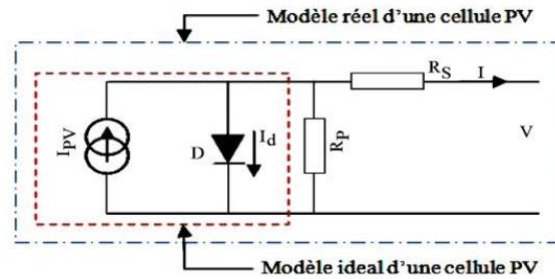


Fig. II.5 : Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire.

L'impact de ces résistances sur la caractéristique $I=f(V)$ de la cellule est certain. La résistance interne de la cellule est représentée par la résistance série (R_s). La résistance de base et du front de la jonction, ainsi que les contacts face avant et arrière, contribuent à cette résistance. Elle est principalement influencée par la résistance du semi-conducteur utilisé, la résistance de contact des grilles collectrices et la résistivité de ces grilles. La résistance shunt (R_{sh}) ou parallèle (R_p) résulte de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule. Elle diminue lorsque des impuretés métalliques pénètrent dans la jonction, lorsque la grille métallique est déposée ou lorsque des contacts sont pris sur la face diffusée de la cellule.

• Modèle électrique idéal

Pour la modélisation d'une cellule photovoltaïque. Alors pour ce faire, nous allons prendre en considération le schéma électronique équivalent ci-dessous (figure). Dans un premier temps nous allons travailler sur une cellule idéale illustrée par une diode en parallèle avec une source de courant.

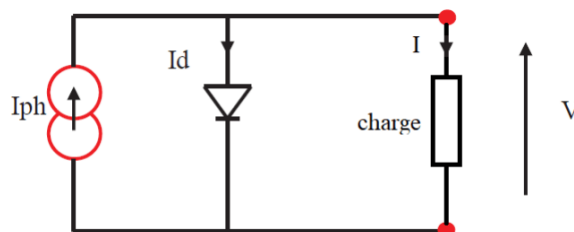


Fig. II.6 : Circuit électrique idéal du module PV.

I_{ph} Est désigné par une source de courant c'est le photo- courant (généré) et la branche de diode par un courant I_d . Le courant délivré par la cellule photovoltaïque délivre un courant à l'aide de l'éclairement pour la charge R s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (II.1)$$

Avec :

I_{ph} : Photo-courant générée.

I_d : Courant traversant la diode.

Il faut noter que la tension aux bornes de la charge est égale à la tension aux bornes de la diode en parallèle c'est le cas d'un générateur photovoltaïque idéal :

$$V = V_d \quad (II.2)$$

Ensuite nous allons écrire l'expression du courant I_d aux bornes de la diode

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (II.3)$$

Avec :

$$V_t = \frac{KT}{q} \quad (II.4)$$

q : c'est la charge de l'électron.

K : La constante de Boltzmann.

V_t : La tension thermique.

I_0 : Le courant inverse de saturation au niveau de la diode.

V_d : La tension de la diode.

T : La température de type absolue en kelvin

Alors la relation deviendra :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (II.5)$$

▪ Modèle électrique réel

Le précédent modèle photovoltaïque ne prenait pas en considération tous les phénomènes impliqués dans la conversion d'énergie lumineuse. En réalité, on constate une diminution de la tension en sortie ainsi que des courants de fuite. Il est donc possible de représenter cette perte de tension en utilisant une résistance en série R_s et les courants de fuite en utilisant une résistance en parallèle R_p (R_{sh}).

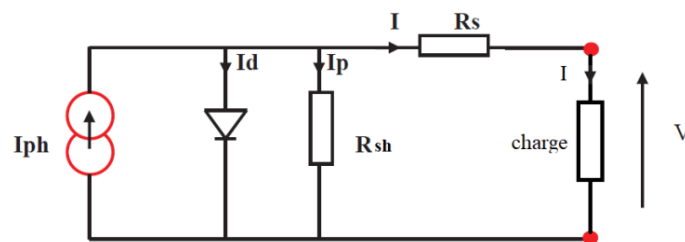


Fig. II.7: Circuit électrique réel du module PV.

Le courant généré par le module :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.6)$$

[À noter que I_{sh} c'est I_p sur la figure]

Le photo-courant :

C'est le courant généré par une cellule, il est proportionnel à l'irradiation solaire est légèrement influencé par la température selon l'équation suivante :

Avec :

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_i \times (T - 298)] \times \frac{G}{1000} \quad (II.7)$$

Sa modélisation sur Simulink :

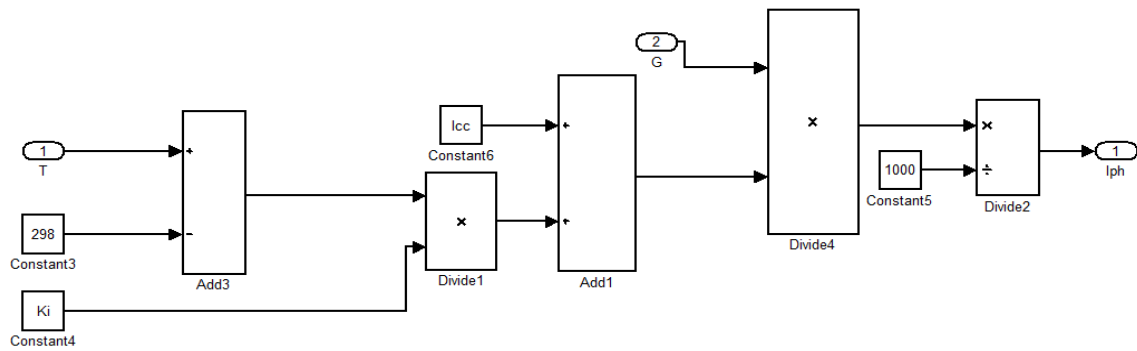


Fig. II.8 : Schéma block de photo-courant

Le courant de la diode :

Sa formule est donnée par l'équation suivante :

$$I_d = I_0 \left[e^{\left[q \times \frac{(V + I \times R_s)}{(n \times N_s \times K \times T)} \right]} - 1 \right] \quad (II.8)$$

Avec :

K : La constante de Boltzmann (1,381. 10⁻²³ joule/Kelvin).

I : Le courant qui nous donne une cellule.

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement (G).

$$I_{ph} = I_{sc} \times \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (II.9)$$

q : La charge d'électron (1,602. 10⁻¹⁹ C).

T : La température en Kelvin.

n : coefficient relié à la qualité de la diode.

R_s : est une résistance liée à l'impédance des électrodes et des matériaux et à la résistivité volumique. Il est en série.

R_{sh} : La résistance shunt. Il est lié aux recombinaisons volumiques et aux effets de bord.

Le courant de saturation I_0 :

Ce courant varie avec la température et est donné par :

$$I_0 = I_{rs} \times \left(\frac{T}{T_n}\right)^3 \times e^{\left[\frac{(q \times E_g)}{(n \times K)} \times \left[\left(\frac{1}{T_n}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]\right]} \quad (\text{II.10})$$

Sa modélisation sur Simulink :

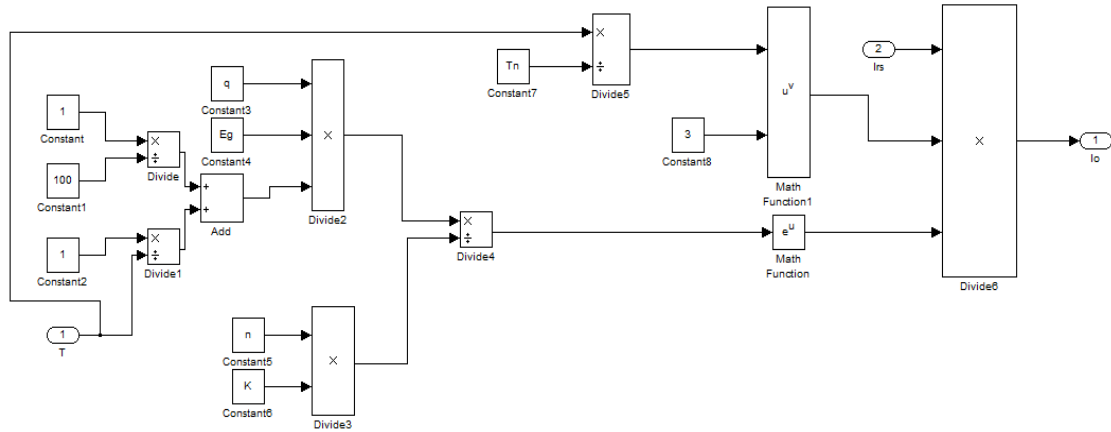


Fig. II.9 : Schéma block de courant de saturation I_0

Le courant de saturation inverse de la diode (courant de fuite):

Sa formule est donnée comme suit:

$$I_{rc} = \frac{I_{sc}}{\left[\frac{(q \times V_{co})}{(n \times N_s \times K \times T)}\right] - 1} \quad (\text{II.11})$$

Sa modélisation sur Simulink :

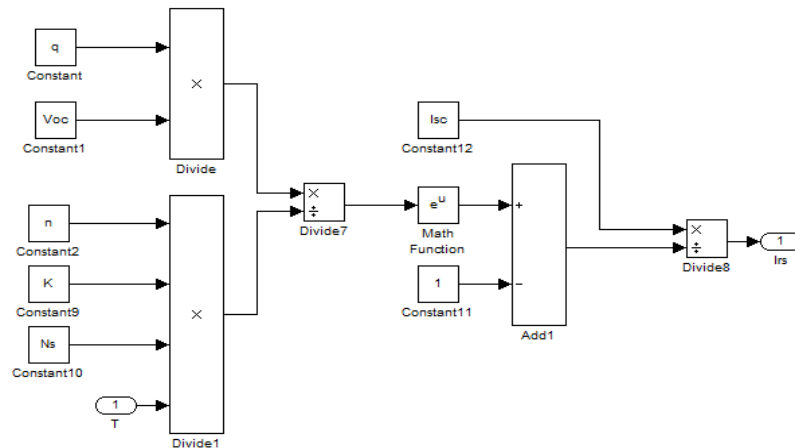


Fig. II.10 : Schéma block Le courant de saturation inverse de la diode

Avec :

$$I_{Sh} = \left(\frac{V + R_s \times I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.12})$$

Sa modélisation sur Simulink :

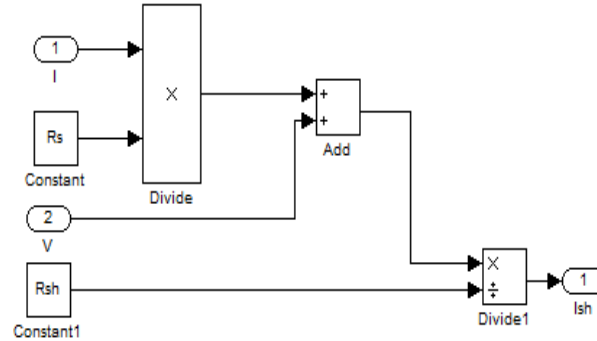


Fig. II.11 : Schéma block du courant à travers la résistance de shunt

Finalement, nous passons à la formule du courant de sortie : la formule du courant de sortie d'une cellule solaire est donc l'équation spécifique à un module comme suit :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left[q \times \frac{(V + R_s \times I)}{(n \times N_s \times K \times T)} \right]} - 1 \right] - I_{sh} \quad (\text{II.13})$$

Sa modélisation sur Simulink :

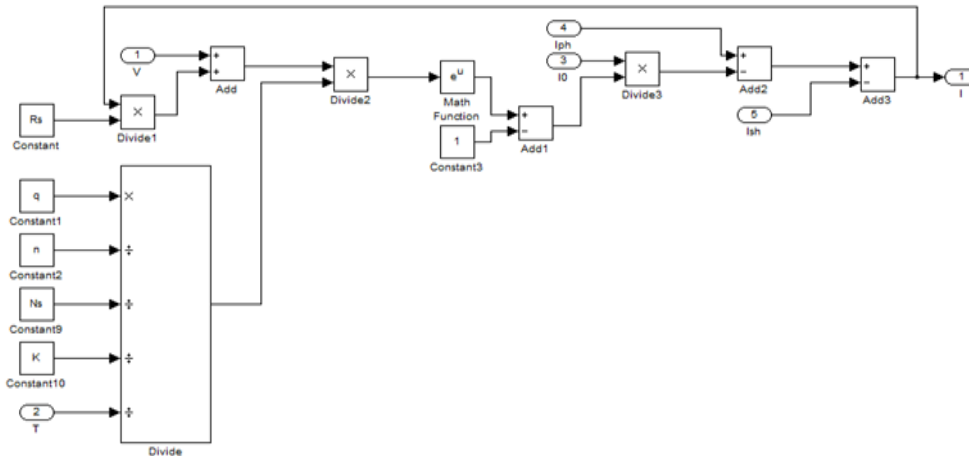


Fig. II.12 : Schéma block de courant de sortie d'une cellule solaire

Enfin nous allons obtenir la modélisation d'une cellule photovoltaïque après la représentation des différentes équations qui caractérisent notre panneau photovoltaïque, on montre maintenant notre schéma sur Simulink qui illustre tous ces modèles :

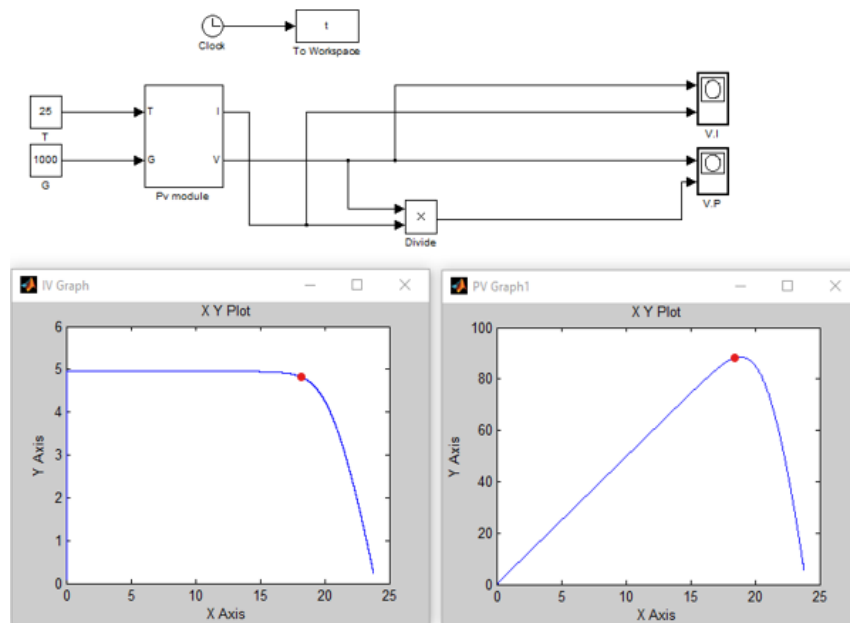


Fig. II.13 : Schéma block Module photovoltaïque sous MATLAB

II.3.4. Caractéristiques électriques d'une cellule PV

A. Caractéristiques d'un module PV [16]

Dans les conditions standardisées de test, la puissance maximale pour une cellule Si (silicium) de 100 cm² (10 sur 10) tourne aux alentours de 1,25 Watt. Cette cellule constitue donc un générateur de très faible puissance, insuffisant pour les applications électriques courantes. Les modules sont donc réalisés par association, en série et/ou en parallèle, de cellules élémentaires. La connexion en série augmente la tension pour un même courant alors que la connexion en parallèle augmente le courant pour une tension identique.

B. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

Nous avons choisi un module qui se compose de 36 cellules ayant une puissance maximale de 80W .Il se considéré dans les conditions standards $G=1000\text{w/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$. Vous trouvez dans la table ci-dessous les caractéristiques du panneau modélisé.

Puissance maximale	$P_{max} = 80.18W_c$
Tension à vide	$V_{co} = 21.92 \text{ V}$
Courant en court-circuit	$I_{cc} = 4.95 \text{ A}$
Tension à puissance maximale	$V_{max} = 17.5 \text{ V}$
Courant à puissance maximale	$I_{max} = 4.57 \text{ A}$

Tableau .II.1 : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe:

- Sa tension à vide V_{co} . Cette valeur représenterait la tension générée par une cellule éclairée non raccordée.
- Son courant court-circuit I_{cc} . Cette valeur représenterait le courant généré par une cellule éclairée raccordée à elle-même.
- Son point de puissance maximal: MPP (en anglais : maximal power point) obtenu pour une tension et un courant optimaux (M_{opt}, I_{opt}) parfois appelés aussi (M_{mpp}, I_{mpp}).

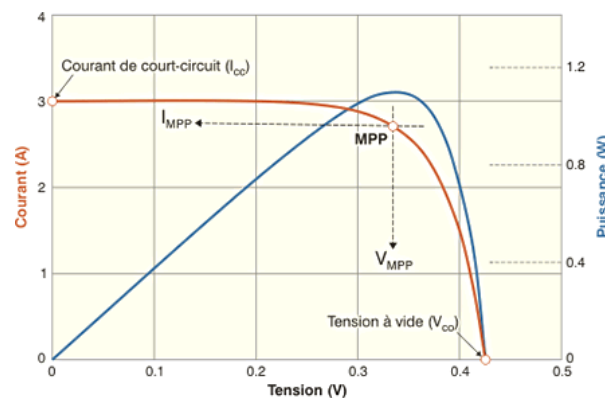


Fig. II.14 : Caractéristique courant – tension (I-V) / tension-puissance (V-P) d'une cellule PV.

Remarque : Pour permettre une comparaison de l'efficacité de différentes cellules, on définit ces caractéristiques dans des conditions de test bien précises (STC = Standard Test Conditions).

Ces conditions sont : émission lumineuse de $1\,000\text{ W/m}^2$, température de 25 °C , **conditions spectrales Air Mass 1.5** (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale).

Actuellement, les cellules présentent des valeurs de l'ordre de $0.5\text{V}-3.5\text{A}-2.1\text{ W}_c$ [18].

II.3.5.Paramètres électriques :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire.

Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique I(V).

A. Le courant de court-circuit (I_{cc})

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul (en prenant $V=0$).

C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\frac{e^{(I_{cc} \times R_s)}{(n \times K \times T)} - 1 \right] - \left[\frac{(I_{cc} \times R_s)}{R_{sh}} \right] \quad (II.14)$$

Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue.

$$I_{cc} = I_{ph}$$

B. La tension de circuit ouvert (V_{co})

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle est proportionnelle à la barrière d'énergie, elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$V_{co} = \frac{kT_c}{q} \times \text{Log} \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad (II.16)$$

Deux régimes peuvent être observés suivant le degré d'éclairement figure.

Régime des faibles flux lumineux : dans ce cas $I_{ph} \ll I_s$ ce qui permet d'écrire :

$$\text{Log} \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) = \frac{I_{ph}}{I_s} \quad (II.17)$$

D'où :

$$V_{co} = \frac{kT_c}{q} \times \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (II.18)$$

C'est la zone de comportement linéaire de la cellule. La formule précédente peut s'écrire aussi :

$$V_{co} = R_0 \times I_{ph} \quad (II.19)$$

En posant

$$R_0 = \frac{kT_c}{q \times I_s} \quad (II.20)$$

R_0 : est la résistance interne de la diode en polarisation externe nulle (circuit ouvert) sous faible flux lumineux.

Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que, $I_{ph} \gg I_s$ soit :

$$\frac{I_{ph}}{I_s} > 1$$

D'où :

$$V_{co} = \frac{kT_c}{q} \times \text{Log} \left(\frac{I_{cc}}{I_s} \right) \quad (II.21)$$

C .La puissance maximale

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale ***P_{max}***, correspondrait donc à la tension de circuit ouvert :

$$P_{\max} = I_{\max} \times V_{\max} \quad (\text{II.22})$$

D. Facteur de forme, FF

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill-factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée $P_{\max}$ et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \times V_{co}$.

Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales. Il est défini par la relation suivante:

$$FF = \frac{I_{\max} \times V_{\max}}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (\text{II.23})$$

E .Le rendement

Le rendement de la cellule qui correspond au rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule et la puissance solaire incidente:

$$\eta = \frac{I_{\max} \times V_{\max}}{P_{\text{incidente}}} = \frac{P_{\max}}{E \times S} \quad (\text{II.24})$$

Où :

S : Surface de cellule solaire.

E : Flux incident.

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel.

II.3.6. Montage des cellules photovoltaïques

Pour que l'électricité générée soit utilisable pour nos applications électriques, il est donc nécessaire d'associer entre elles un grand nombre de cellules.

Les modules (généralement présentés sous forme de panneaux) sont constitués d'un certain nombre de cellules élémentaires placées en série afin de rendre la tension à la sortie utilisable.

Ces modules sont ensuite associés en réseau (série-parallèle) de façon à obtenir les tensions/courants désirés.

A . Câblage séries des cellules

Par association en série (appelée “String”), les cellules sont traversées par le même courant et la tension résultante correspond à la somme des tensions générées par chacune des cellules.

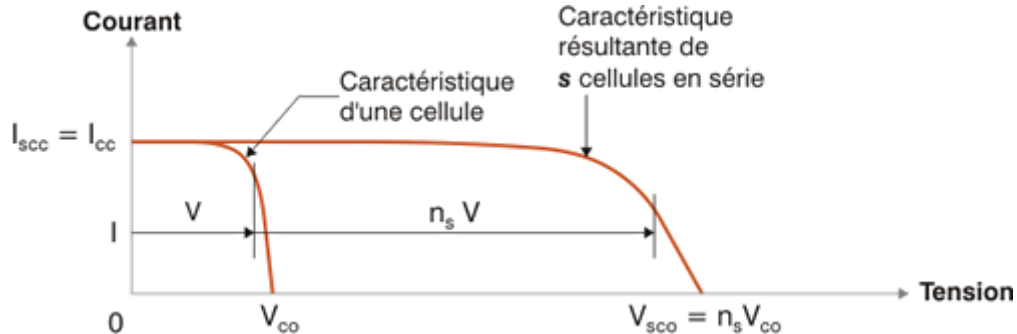


Fig. II.15 : Caractéristique courant tension d’association en série n_s des cellules.

B. Câblage parallèles des cellules

Par association en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chacune des cellules.

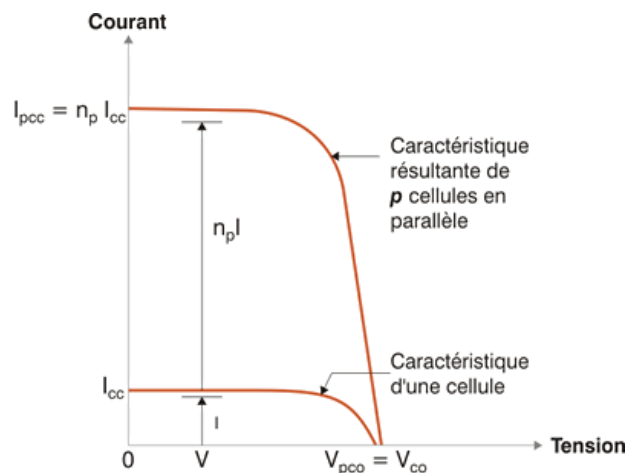


Fig. II.16 : Caractéristique courant tension d’association en parallèle n_p des cellules.

Les caractéristiques globales d’une installation se déduisent donc d’une combinaison des caractéristiques des constituants des $n_s \times n_p$ [16]

II.4. Influence de paramètres sur la caractéristique de la cellule photovoltaïque

Deux types de paramètres influencent le comportement électrique d'une cellule, à savoir:

- Des facteurs externes tels que le flux solaire G et la température T .
- Des caractéristiques internes comme la résistance de série R_s et la résistance de shunt R_p .

II.4.1. Paramètres externes :

A. Influence de l'éclairement [18]

Le niveau d'éclairement correspond à l'intensité de la lumière incidente perpendiculairement à la surface de la cellule photovoltaïque. C'est la puissance, mesurée en W/m^2 (watts par mètre carré). Nous utiliserons G pour représenter le niveau d'éclairage de la batterie (ou module).

Le courant électrique délivré par la cellule dépend en grande partie du niveau de luminosité. Nous avons découvert par des expériences que le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement. Quant à la tension, ce niveau de contraste est peu sensible.

Dans l'exemple ci-contre, lorsque nous divisons le niveau de l'éclairement par 2 (de 800 W/m^2 à 400 W/m^2), on remarque que le courant de court-circuit I_{sc} est également divisé par 2 (de $6,5 \text{ A}$ à $3,25 \text{ A}$). La tension du circuit U_{oc} chute de 4% . Au cours de la journée, l'intensité lumineuse dans la batterie variera entre 0 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Il est donc important de connaître l'évolution des caractéristiques courant-tension et puissance-tension en fonction du niveau d'éclairement, ainsi qu'illustré sur le graphe ci-dessous :

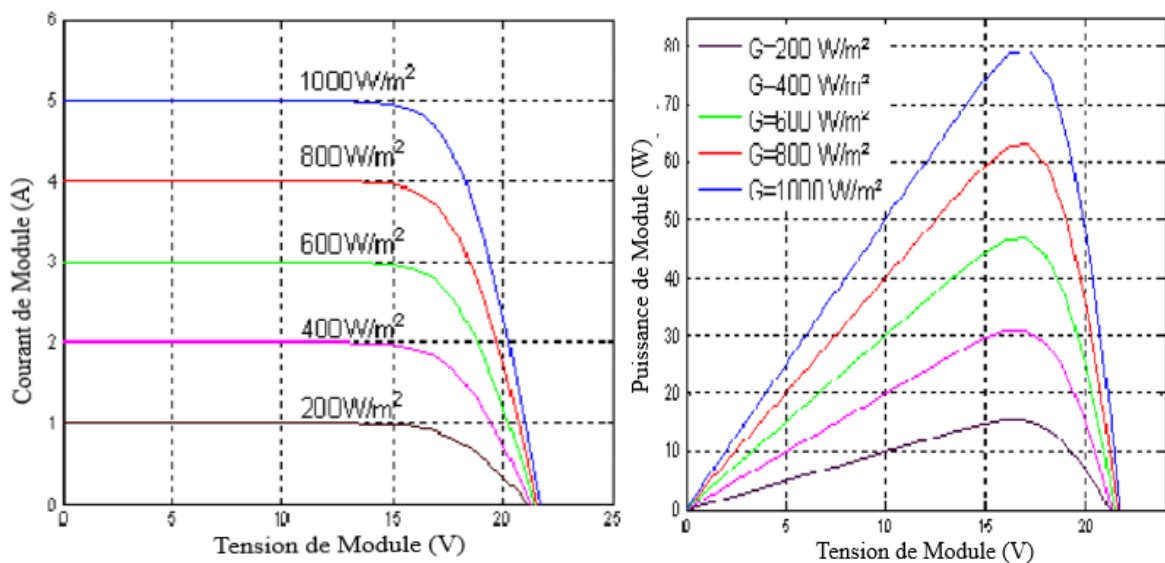


Fig. II.17 : Influence de variation de l'éclairement sur les caractéristiques (I-V) (P-V)

B. Influence de la température

Le premier paramètre qui affecte la courbe caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque est la température. Les cellules photovoltaïques convertissent l'énergie radiante (rayonnement) en énergie électrique avec un rendement compris entre 5% et 20% , selon la technologie.

La majeure partie du rayonnement restant vont se convertir en chaleur et le reste se réfléchis. Par conséquent, la température des cellules photovoltaïques mal ventilées augmente très rapidement. Nous avons observé que la température de la cellule photovoltaïque a un effet significatif sur sa tension. Par contre, nous remarquons que l'impact de la température sur le courant délivré par une cellule photovoltaïque est très petit. Il semble que plus la température de la batterie n'augmente, plus la tension à vide de cette dernière ne diminue. La puissance d'une batterie étant égale au produit du courant et de la tension, les mêmes règles s'appliquent à la puissance : Plus la température de la batterie augmente, plus la puissance de cette batterie diminue. Étant donné que les cellules photovoltaïques sont destinées à être utilisées à l'extérieur, elles résisteront au froid intense des premiers matins d'hiver et aux étés chauds.

Par conséquent, il est important de comprendre leurs caractéristiques électriques sur une large plage de températures. Nous obtenons les caractéristiques courant-tension et puissance-tension comme indiqué ci-dessous :

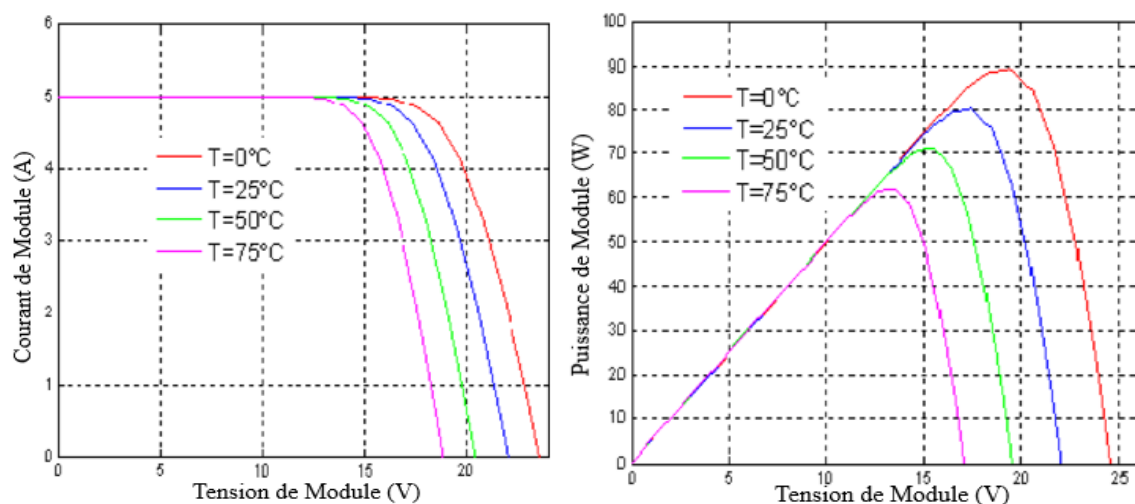


Fig. II.18 : Influence de variation de température sur les caractéristiques (I-V) (P-V)

II.4.2. Paramètres internes [15, 16] :

II.4.2.1 Influence des résistances série et parallèle :

Les performances d'une cellule solaire sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible.

A. Influence des résistances série

Les variations de tension dans le semi-conducteur et à travers les contacts ohmiques de la cellule sont définies par la résistance série.

Il est démontré dans la Figure. II.19 ci-dessous comment la résistance série R_s influence la caractéristique I-V de la cellule solaire avec un éclairement $E=1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ et une température $T=25(\text{°C})$.

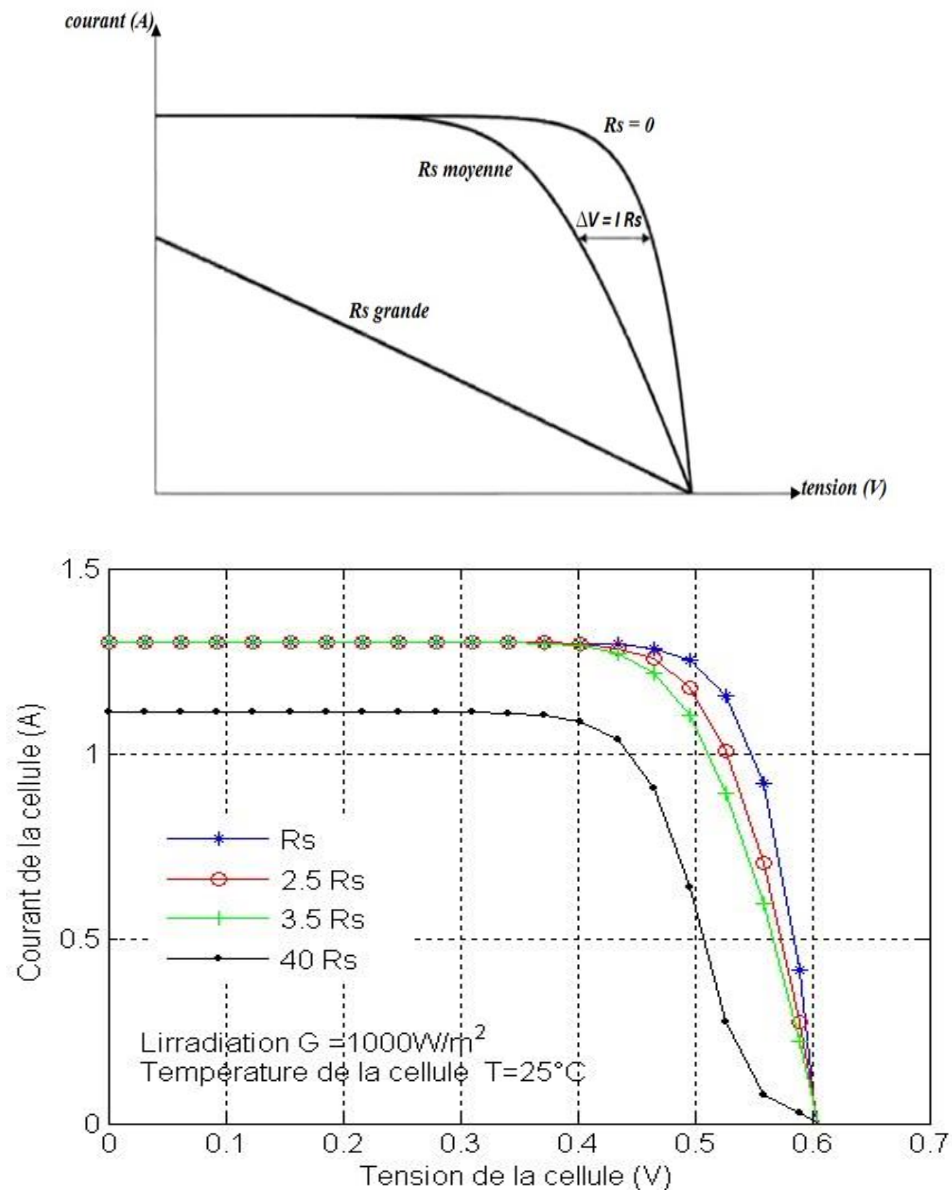


Fig. II.19 : L'influence de la résistance série sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule éclairée.

Il est observable que la tension de circuit ouvert (V_{co}) et le courant du court-circuit (I_{cc}) ne subissent aucune modification, mais la caractéristique se déforme rapidement en raison de R_s . La diminution de la pente de la caractéristique $I-V$ dans la zone où la cellule joue le rôle de source de tension¹ est le résultat de cette influence. En augmentant la résistance série R_s , on observe un effet réductif considérable sur le point de fonctionnement 2 et le facteur de forme (FF) de la cellule.

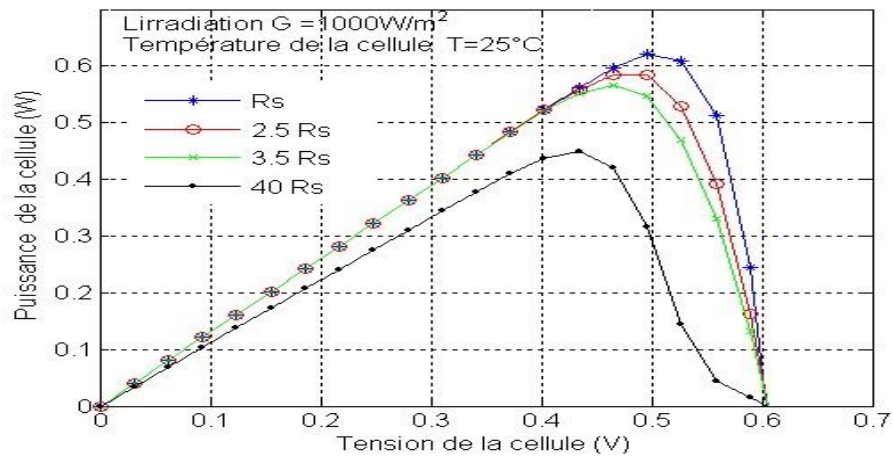


Fig. II.20 : L'influence de la résistance série sur la caractéristique $P(V)$ d'une cellule éclairée.

B. Influence de la conductance shunt

L'effet de la résistance parallèle R_p sur la caractéristique (I-V) de la cellule solaire sous éclairement est illustré dans la Figure II.19 ci-dessous :

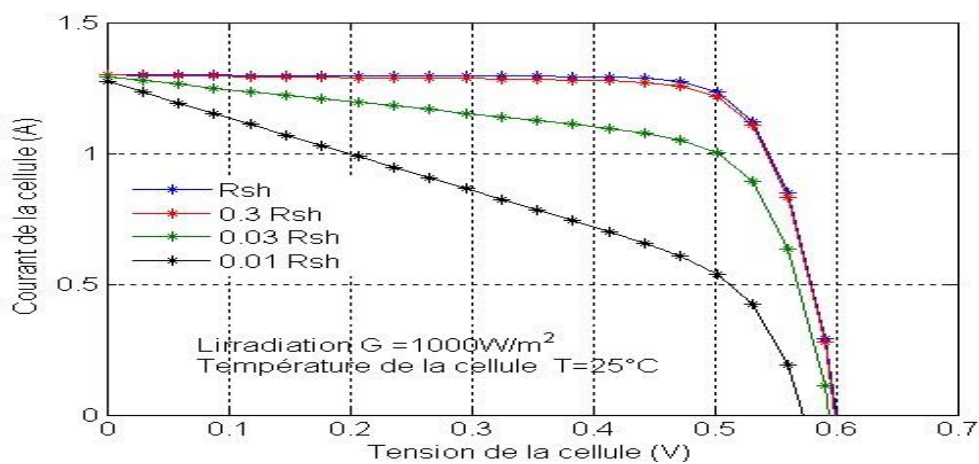
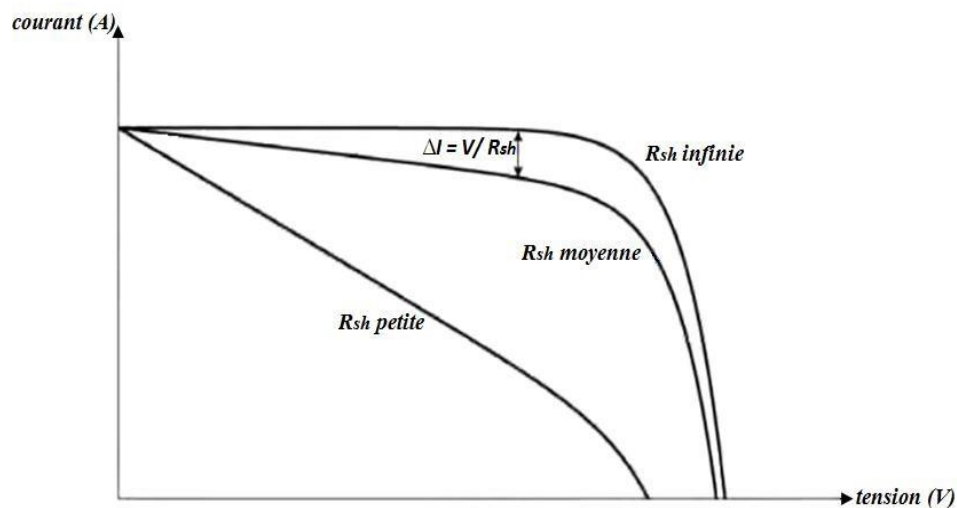


Fig. II.21 : L'influence de la résistance shunt sur la caractéristique $I(V)$ d'une cellule éclairée.

Il est observé que la tension de circuit ouvert (V_{co}) et le courant du court-circuit (I_{cc}) restent inchangés; cependant, la caractéristique se déforme rapidement, ce qui se manifeste par une augmentation de la pente de la caractéristique (I-V) de la cellule dans la zone considérée comme une source de courant (basse tension).

La résistance shunt R_p , elle est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs de courant. Cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule.

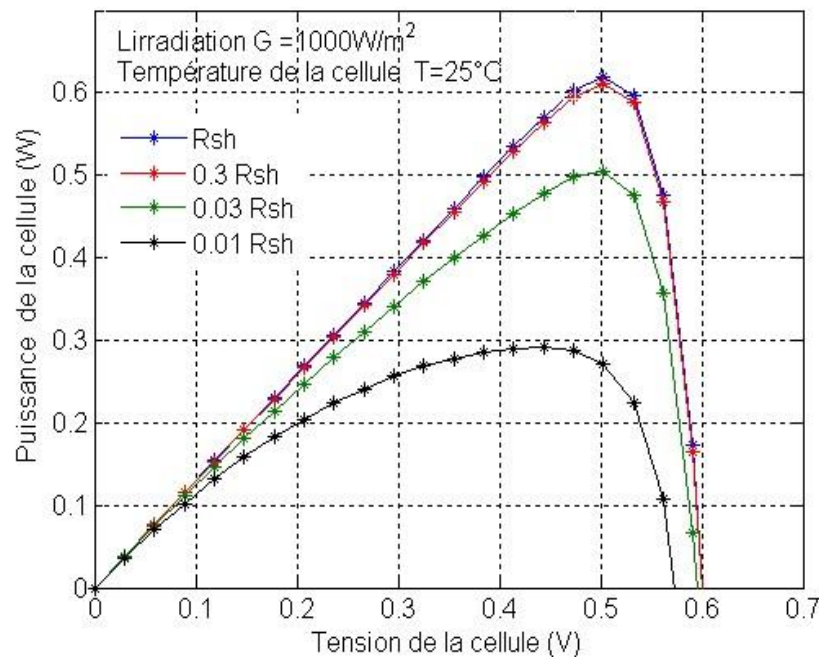


Fig. II.22 : L'influence de la résistance shunt sur la caractéristique $P(V)$ d'une cellule éclairée.

II.5.La protection des modules solaires [15] :

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles :

- la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- la protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

II.5.1. Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV :

En cas de mise en parallèle de plusieurs chaînes de cellules sur une charge, il existe un risque que les chaînes de cellules éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la charge ne se décharge pas à travers le générateur. Il existe des diodes anti-retour qui sont connectées en série avec le GPV (de blocage), comme illustré dans la figure. II.20. Il est essentiel d'avoir cette diode lorsque la charge du module PV est une batterie. En réalité, cette diode prévient le débit de la batterie sur le module photovoltaïque pendant la nuit. Les caractéristiques $I(V)$ d'une cellule solaire sont illustrées dans la figure 2.5, à la fois ensoleillée et dans l'obscurité.

Comme on peut le constater, lorsque la cellule est dans l'obscurité, il est possible qu'une batterie se décharge à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage.

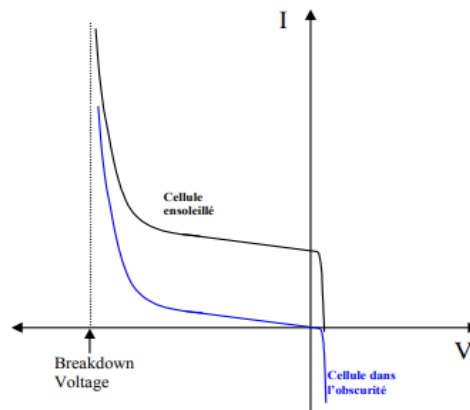


Fig. II.23 : Caractéristiques I-V d'une cellule solaire ensoleillée et dans l'obscurité.

Remarque : la présence d'une diode anti retour entre un GPV et la charge provoque la dissipation d'une certaine quantité d'énergie due à la chute de tension à l'état passant de la diode.

II.5.2. Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV :

La mise en série de cellules PV implique que le courant traversant chaque cellule soit le même que celui que l'ensemble du GPV associé. Ainsi, quand un GPV ou une partie de ce GPV (par exemple, une cellule) est ombrée, cette partie sous-irradiée du module peut se trouver polarisée en inverse et devenir réceptrice, dissipant alors la puissance ne pouvant pas être extraite. Cette dissipation a comme effet immédiat un échauffement de la zone sous-irradiée. Cet échauffement local peut donner lieu à des « points chauds » (hot spot en anglais) qui peuvent endommager la zone affectée et dégrader définitivement les performances du module PV entier. Pour éviter ces effets indésirables, des diodes by-pass pour empêcher le fonctionnement (en inverse) d'une cellule ombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci.

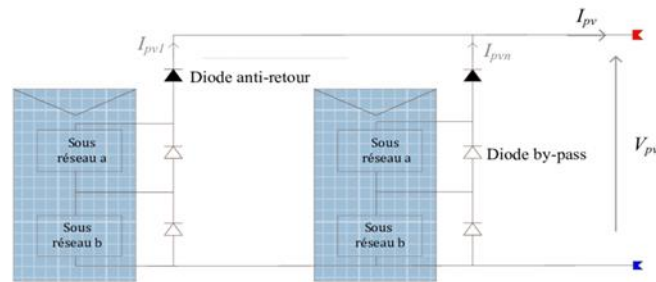


Fig. II.24 : schématisations d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).

II.6. Avantages et inconvénients d'une installation PV [18]:

❖ Les Avantages :

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages:

- La production de cette électricité renouvelable est propre. Elle n'est pas toxique.
- Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, dus à leur petite taille, et leur opération silencieuse.
- La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.
- Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle).
- La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans.

❖ Les Inconvénients :

- Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.
- Le coût très élevé.
- Faible rendement de conversion.
- S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.
- Pollution à la fabrication.

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout en ce qui concerne les coûts de fabrication

II.7. Les différents types de cellules photovoltaïques [13,14]:

Les cellules Photovoltaïques sont composées des semi-conducteurs de type silicium. Ce dernier est très utilisable pour la construction des cellules photovoltaïques.

Une cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est un composant électronique qui, exposé à la lumière, produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. La puissance électrique obtenue est proportionnelle à la puissance lumineuse incidente et elle dépend du rendement de la cellule. Les panneaux solaires photovoltaïques regroupent des cellules photovoltaïques reliées entre elle en série ou en parallèle. Ces cellules sont constituées généralement à base des technologies présentées à la figure suivante:

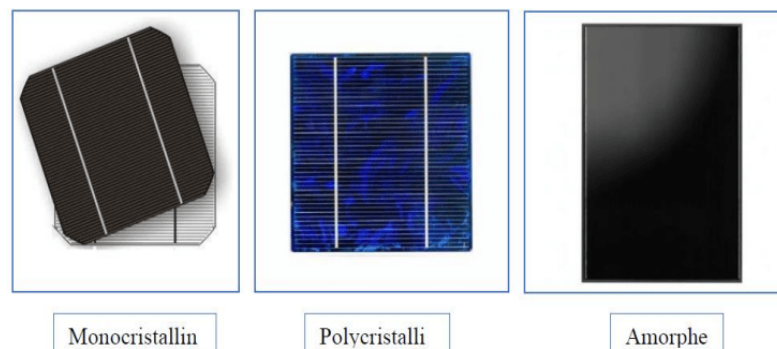


Fig. II.25 : Les différents types de cellules photovoltaïques

En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

A.1.Les cellules monocristallines :

Les cellules photovoltaïques monocristallines sont fabriquées à partir d'un unique cristal de silicium. On les distingue à leur aspect noir mat et uni en surface. Un module photovoltaïque monocristallin propose en général un bon rendement, au moins autour de 20 %

A.2 .Les cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées de différents cristaux de formes irrégulières. Elles représentent 60 % des installations. Elles sont moins chères à produire et possèdent un rendement de 14 à 18 %. Le photovoltaïque poly-cristallin a le même fonctionnement que tout autre système photovoltaïque.

A .3 . Les cellules amorphes :

Les panneaux solaires amorphes aussi appelés panneau silicium amorphe ou panneau solaire à couche mince - sont des panneaux photovoltaïques fins, légers et pliables.

Les panneaux solaires amorphes sont composés de silicium amorphe et représentent environ 10 % du marché. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.

B. Comparaison des Caractéristiques des cellules PV:

(A)

Technologies silicium					
Technologie	Méthode de fabrication	Rendement %	Avantages	Inconvénients	Part de marché (2007)
Mono-cristallin	Croissance d'un lingot puis découpe de tranches	12-16	Bon rendement par cellule	Coût de fabrication élevé (2,5€/Wc) Perte de matériel en cours de fabrication (découpe)	42%
Multi-cristallin	Moulage lingot puis découpe de tranches	11-14	Cellules carrées Bon rendement par superficie	Coût de fabrication élevé (2€/Wc) Perte de matériel en cours de fabrication (découpe)	45%
amorphe	Dépôt de silicium sur un substrat	5-8	Facile à fabriquer Résistant aux variations de température Souple Coût de fabrication faible (0,5€/Wc)	Rendement faible Jusque 10% en multicouches	5%

(B)

Type de panneau solaire	Rendement (%)	Temps de retour énergétique (Nb d'années)	Durée de vie	Coût de fabrication (€/Wc)	Prix (€/m²)
Multi-jonctions	40	Beaucoup	Élevé	Très élevé	40 000 (Non commercialisable)
Monocristallin	12 à 20	3,1	40	2,5	500
Polycristallin	11 à 15	2,6	30	2	400
Amorphe en silicium	5 à 9	2	Faible	0,5	Bon marché
Amorphe sans silicium (CIS)	9 à 11	1,3	Faible	0,5	Bon marché

Tableaux II.2. (A & B) : Comparaison des caractéristiques des cellules solaires.

II.8. Modélisation des cellules photovoltaïques [13,14] :

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents.

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les électriques de

chaque élément, en prenant plus ou moins de détails. Selon cette philosophie, plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter un comportement fortement non linéaire, résultant de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations. Ces modèles se différencient entre eux par les procédures mathématiques et le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et du courant du module photovoltaïque.

On présentera deux modèles du GPV à savoir :

- Modèle à une diode (ou exponentielle simple),
- Modèle à deux diodes (ou double exponentielle).

Tous les deux sont basés sur l'équation de diode bien connue de William Shockley.

II.8.1.Modèle à une diode :

On retrouve fréquemment une cellule photovoltaïque en tant que générateur de courant électrique, dont le fonctionnement est similaire à celui d'une source de courant shuntée par une diode. La représentation électrique d'une cellule photovoltaïque est illustrée dans la figure ci-dessous.

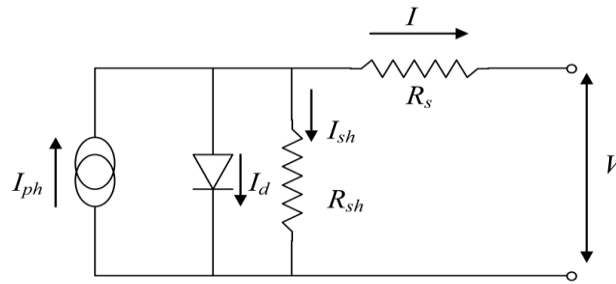


Fig. II.26 : Schéma équivalent d'une cellule solaire, modèle d'une diode.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left[q \times \frac{(V + R_s \times I)}{(n \times N_s \times K \times T)} \right]} - 1 \right] - I_{sh} \quad (II.13)$$

II.8.2.Modèle à deux diodes :

Dans le modèle à deux diodes, il y a deux exponentiels, le premier étant le phénomène de diffusion et le deuxième étant le phénomène de recombinaison.

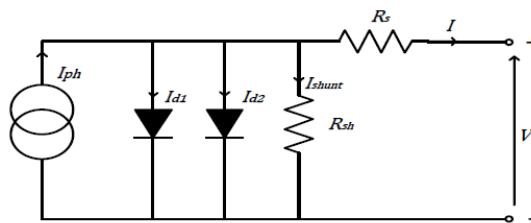


Fig. II.27 : Schéma équivalent d'une cellule solaire, modèle à deux diodes.

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\left| \frac{(V+R_S \times I)}{n_1 \times V_t} \right|} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\left| \frac{(V+R_S \times I)}{n_2 \times V_t} \right|} - 1 \right] - I_{sh} \quad (\text{II.25})$$

Avec la relation :

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_S \times I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.12})$$

En remplaçant ; on obtient :

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\left| \frac{(V+R_S \times I)}{n_1 \times V_t} \right|} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\left| \frac{(V+R_S \times I)}{n_2 \times V_t} \right|} - 1 \right] - \frac{V + R_S \times I}{R_{sh}} \quad (\text{II.26})$$

II.9.Choix de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques [14] :

Si l'on s'en réfère uniquement à la théorie, l'inclinaison parfaite de vos futurs panneaux solaires doit être comprise entre 30° et 35° par rapport à une ligne horizontale. C'est en effet de cette manière que les panneaux pourront bénéficier de la meilleure intensité lumineuse, et donc restituer un rendement maximal.

II.10.Modes d'exploitation des systèmes photovoltaïques [14]:

Parmi les systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau, on peut distinguer les systèmes autonomes fonctionnant sans autre source d'énergie que le photovoltaïque et les systèmes hybrides faisant appel à une ou plusieurs sources d'énergie complémentaires, d'origine renouvelable ou non du type éolien, hydraulique, groupe électrogène ou autres. Ces systèmes non raccordés au réseau sont conçus pour apporter avant tout un service aux utilisateurs. C'est pour cela que la notion de système photovoltaïque évoque l'ensemble des composants : production, stockage, gestion, conversion, distribution et utilisation. On peut distinguer les systèmes fonctionnant sans stockage (au fil du soleil) et les systèmes avec stockage par accumulateurs.

A .Mode autonome:

- **Sans stockage**

Ils fonctionnent de la façon suivant (Figure.II.25). En journée, le générateur photovoltaïque alimente l'utilisation directement ou via un convertisseur Courant continu/Courant continu (CC/CC) ou Courant continu/Courant alternatif (CC/AC). La puissance délivrée à l'utilisation est fonction de l'ensoleillement. Durant la nuit, l'utilisation n'est plus alimentée et donc est à l'arrêt. Les principales applications photovoltaïques fonctionnant au fil du soleil sont les suivantes : le pompage, la ventilation, la production de froid, le dessalement d'eau de mer, entre autres.

- **Avec stockage**

Leur principe de fonctionnement est le suivant. En journée, le générateur photovoltaïque alimente les récepteurs courant continu en fonctionnement et charge la batterie de stockage. Un contrôleur de charge évite la surcharge de la batterie en cas de surproduction solaire. Durant la nuit et par mauvais temps, les récepteurs sont alimentés par la batterie. Un limiteur de décharge protège la batterie en cas de décharge profonde. En présence de récepteurs fonctionnant en alternatif, un onduleur autonome convertit la tension continue en tension alternative, permettant ainsi leur alimentation.

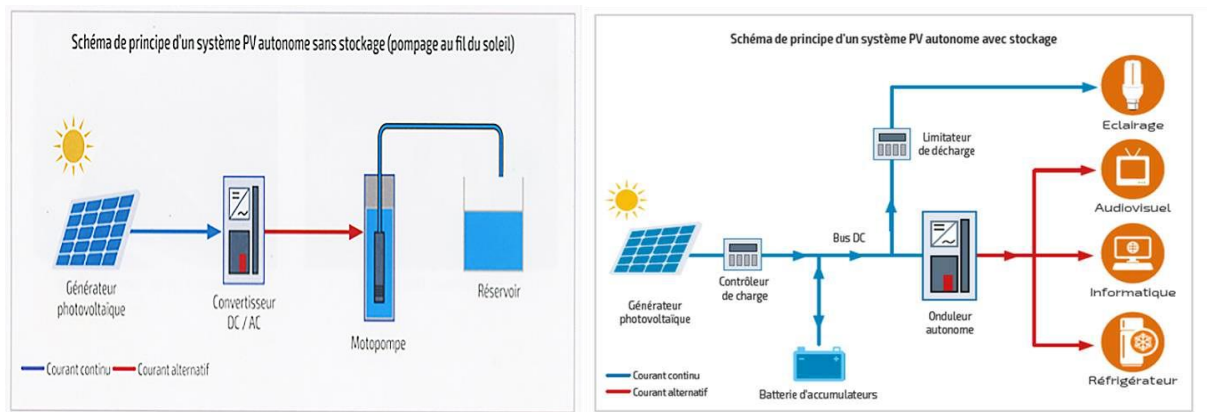


Fig. II.28 : Structure d'un système PV autonome sans et avec stockage.

B .Mode Hybride :

On peut considérer deux architectures électriques de systèmes hybrides selon la présence ou non de stockage :

- Des systèmes photovoltaïques avec accumulateurs couplés avec une source d'énergie renouvelable (éolien, micro hydraulique...) et/ou un groupe électrogène.
- Des systèmes photovoltaïques sans accumulateurs couplés avec des groupes électrogènes.

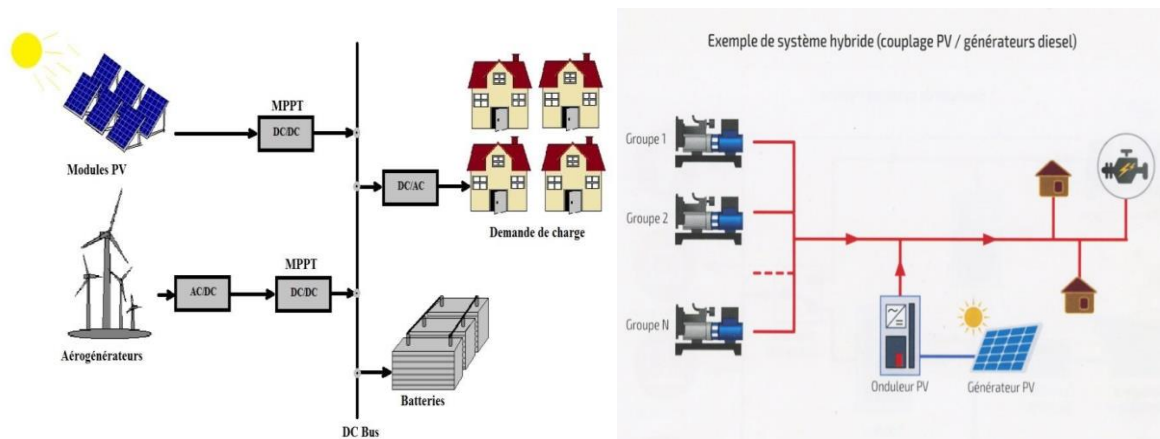


Fig. II.29 : Structure d'un système PV Hybride avec et sans stockage.

C .Mode raccordé au réseau [16]:

C.1.Systèmes PV raccordés au réseau avec injection totale

Ils peuvent être conçus sans ou avec stockage.

C.1.1.Injection totale sans stockage :

Le principe de fonctionnement de ces systèmes est le suivant Figure (II.27). Un générateur photovoltaïque transforme directement le rayonnement solaire en électricité. Le courant continu produit par les modules photovoltaïques est transformé, via un onduleur PV, en courant alternatif compatible avec les caractéristiques électriques du réseau public de distribution. L'énergie produite est intégralement injectée sur le réseau public de distribution afin d'être valorisée dans les meilleures conditions économiques pour le producteur. En cas de défaillance du réseau électrique (perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance), l'onduleur PV s'arrête de fonctionner.

C.1.2. Injection totale avec stockage :

Le principe de fonctionnement est le même que précédemment mais un stockage d'énergie par accumulateurs est intégré à la centrale de production (Figure.II.27). Toutefois, pour des raisons économiques, le stockage est très limité et a pour but de lisser la production et/ou de restituer l'énergie en fin de journée pour faire face à un pic de consommation sur le réseau électrique.

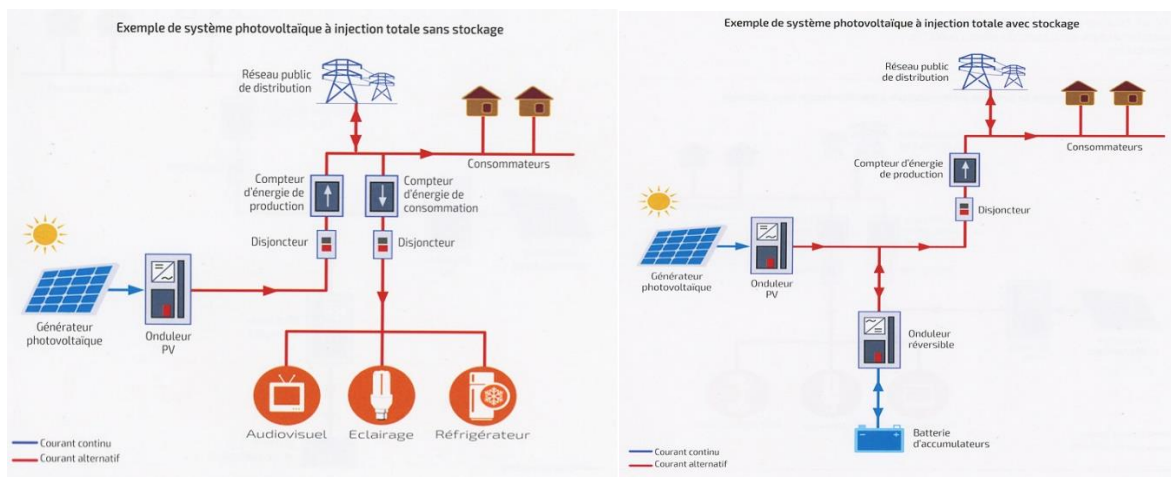


Fig. II.30 : Structure d'un système PV raccordée au réseau à injection totale sans et avec stockage.

II. 11 Système photovoltaïque connectée au réseau électrique [19]:

Une centrale photovoltaïque connectée au réseau (CPVCR), est constituée de 4 blocs :

- Le générateur photovoltaïque (GPV).
- Le système de conditionnement de puissance.
- Le système de stockage d'énergie.
- le réseau de distribution.

II. 11.1. Le générateur photovoltaïque :

Un générateur photovoltaïque produit de l'électricité à partir des rayons du soleil. Son fonctionnement est simple : le panneau photovoltaïque est formé de nombreuses cellules photovoltaïques qui créent du courant continu. Ensuite, à l'aide d'un onduleur, le courant est transformé en courant alternatif.

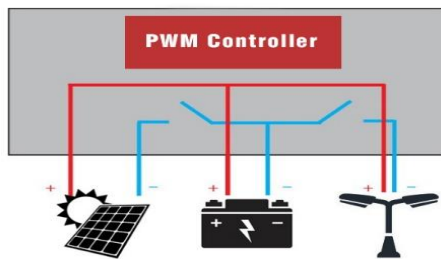


Fig. II.31 : Schéma d'une centrale PV connectée au réseau. **Fig. II.32:** Générateur Solaire.

Un générateur photovoltaïque se compose d'un ensemble de panneaux solaires élémentaires installés en série et/ou en parallèle pour obtenir les puissances et les tensions souhaitées. La puissance disponible en sortie du générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \times V_{pv} \times N_p \times I_{pv} \quad (II.27)$$

Pour (N_s) cellules en série, constituées de branches elles-mêmes (N_p) en parallèle. Afin d'assurer un fonctionnement optimal d'un générateur PV ainsi élaboré, il est nécessaire que les cellules (N_s, N_p) se comportent toutes de manière identique. Il est nécessaire qu'elles proviennent de la même technologie, du même lot de production et qu'elles soient utilisées dans les mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

II. 11.2 Le système de conditionnement de puissance [20]:

A .Les Convertisseurs DC-DC

Un convertisseur DC/DC convertit une tension d'entrée V_1 en une tension de sortie V_2 . La raison de cette conversion est due au fait que les tensions de sorties des panneaux solaires sont choisies indépendamment de la charge. Un convertisseur DC ne peut fonctionner sans pertes, il

existe néanmoins des convertisseurs DC/DC dont le rendement peut aller jusqu'à plus de 95%, le reste étant converti en chaleur.

Dans le cas idéal d'un convertisseur à rendement de 100% la puissance d'entrée et la puissance de sortie sont égales :

$$P_1 = V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2 = P_2 \quad (\text{II.28})$$

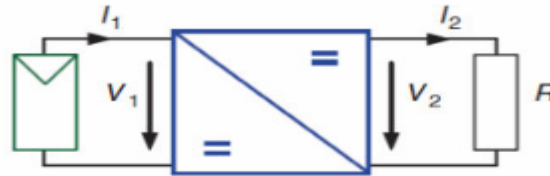


Fig. II.33 : Convertisseurs DC-DC.

Si on choisit les tensions V_1 et V_2 différents, les courants I_1 et I_2 seront aussi différents. D'où on parle de convertisseur d'impédance. La figure suivante illustre le principe de fonctionnement des hacheurs.

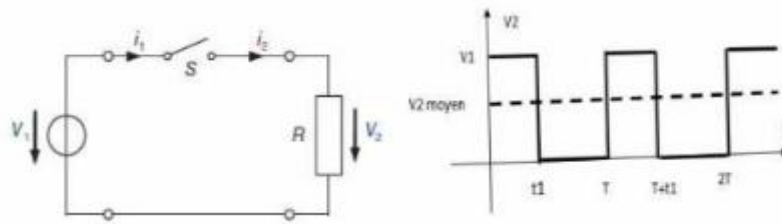


Fig. II.34 : Schéma de principe du hacheur et la forme de tension aux bornes de la charge.

On définit le rapport cyclique $\alpha = \frac{t_1}{T}$, on observant la figure précédente on constate que la tension de sortie V_2 est fonction de α . On a alors :

$$V_{2\text{moyen}} = V_1 \times \alpha \quad (\text{II.29})$$

Avec : V_2 et V_1 en volts (V) et t_1 et T en secondes (s), α est un nombre sans dimension compris entre 0 et 1.

Il existe plusieurs types de convertisseurs DC/DC, selon le rapport qu'on souhaite avoir entre V_1 et V_2 principalement :

- Le hacheur Boost où convertisseur Boost : encore appelé hacheur élévateur (survolteur) car il donne une tension de sortie V_2 supérieure à la tension d'entrée V_1 .
- Le hacheur Buck : encore appelé hacheur abaisseur (dévolteur) car il donne une tension de sortie V_2 inférieure à la tension d'entrée V_1 .

Les figures (II.35) et (II.36) montrent respectivement les circuits de principe de ces deux types de hacheurs.

A.1 Convertisseur Boost [20] :

Pour pouvoir, par exemple, connecter une centrale PV au réseau, il est nécessaire d'élever sa tension au niveau de la tension maximale du réseau, ce qui peut se faire grâce à un hacheur Boost dit survolteur.

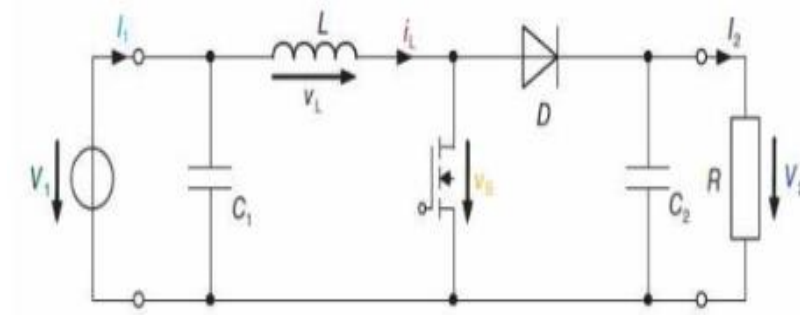


Fig. II.35 : Schéma de principe du convertisseur Boost.

En observant les deux phases de fonctionnement :

- De 0 à t_1 , le transistor (interrupteur électronique) est conducteur et la diode D est bloquée et I_L croît dans la bobine qui emmagasine de l'énergie électrique sous forme magnétique.
- De t_1 à T, le transistor est bloqué. Séparée de la source la bobine restitue l'énergie emmagasinée, le courant se prolonge dans la diode de roue libre D, mais il décroît.

Lorsque le transistor est bloqué, la tension aux bornes de la bobine s'ajoute à celle de la source V_1 :

Le hacheur est donc un élévateur de tension. La valeur moyenne de la tension de sortie aux bornes de la charge est :

$$V_{2 \text{ moyen}} = \frac{V_1}{\alpha - 1} \quad (\text{II.30})$$

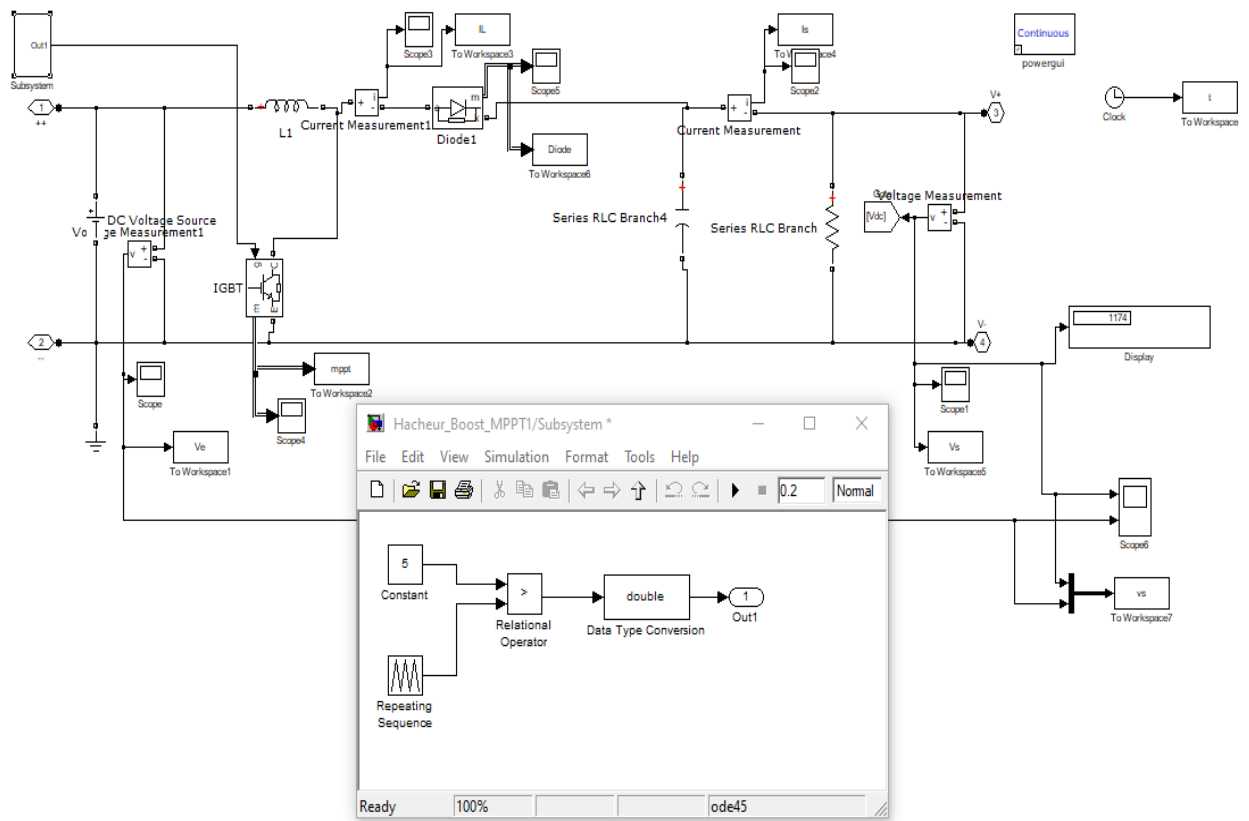


Fig. II.36 : Schéma block de la simulation du convertisseur « Hacheur-Boost »

La Simulation du block Convertisseur Survolteur relié à la commande MLI :

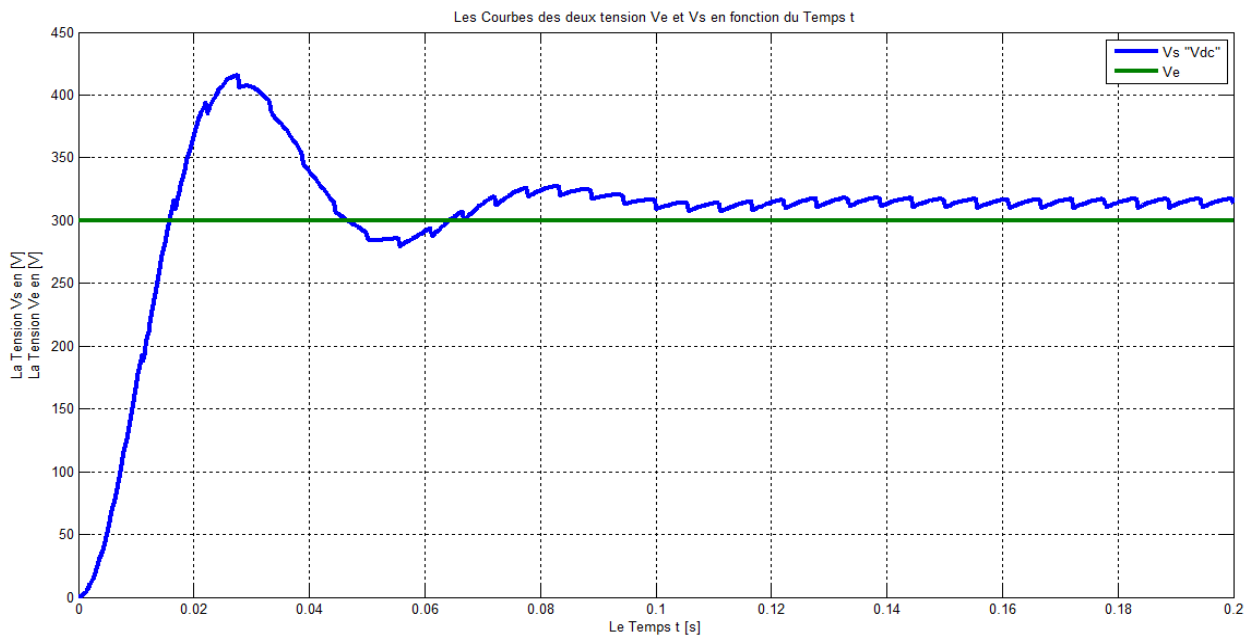


Fig. II.37 : Les Courbes des deux Tension d'entrée V_e et de sortie V_s du Convertisseur Boost

Remarque :

Le pont à IGBT permet de simplifier la commande et les pertes étant donné les IGBT présentent des pertes de conduction plus faibles que les transistors bipolaires et peuvent gérer une tension bien plus élevée que celle supportée par les MOSFETs.

A.2 Convertisseur Buck [20]:

Utilisé lorsqu'on est en présence d'un groupement des modules en série qui nous donne une grande tension à la sortie du générateur, qu'on doit réduire avant de l'appliquer à une charge.

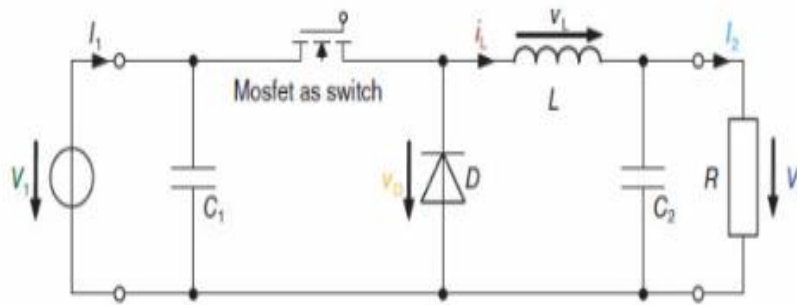


Fig. II.38 : Schéma de principe du convertisseur Buck.

En observant les deux phases de fonctionnement :

- De 0 à t_1 , le transistor (interrupteur électronique) est conducteur et la diode D est bloquée et i_L croît dans la bobine et dans la charge.
- De t_1 à T, le transistor est bloqué. Séparée de la source la bobine restitue son énergie à travers la diode de roue libre D, le courant I décroît.

On obtient donc que la tension de sortie aux bornes de la charge est proportionnelle au rapport cyclique :

$$V_2 = \alpha \times V_1 \quad (\text{II.31})$$

A.3 Convertisseur Buck-Boost [20]:

Un type spécial de convertisseur DC / DC car il nous permet de contrôler la valeur de sortie en fonction du rapport de cycle α , car ce dernier utilise la fonction de base du convertisseur Buck et du convertisseur Boost pour obtenir le résultat final.

Il est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse. Un inconvénient de ce convertisseur est que son interrupteur ne possède pas de borne reliée au zéro, compliquant ainsi sa commande.

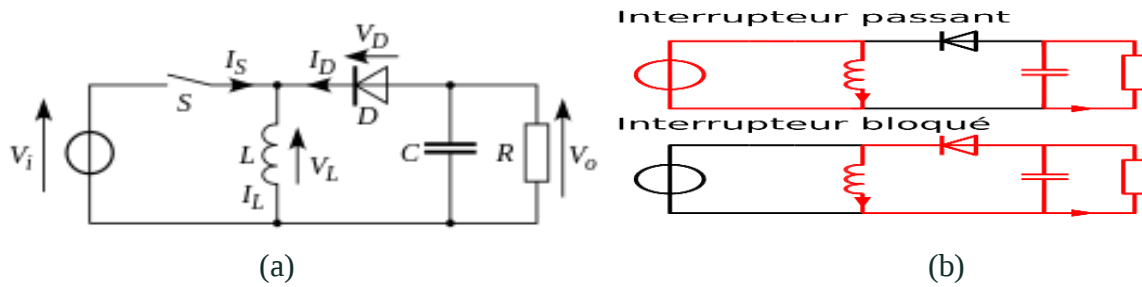


Fig. II.39 : (a) Schéma de principe du convertisseur Buck-Boost.

(b) Les deux configurations d'un convertisseur Buck-Boost

Suivant l'état de l'interrupteur S

Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donnée comme suit :

$$V_s = \alpha - \alpha \times V_i \text{ Donc } V_s = \alpha(1 - V_i) \quad (\text{II.32})$$

B. Les Convertisseurs DC-AC [20,21,22,23] :

Les convertisseurs DC/AC permettent l'adaptation d'une source continue vers une charge alternative. Ces convertisseurs peuvent, par exemple, être des onduleurs ou des variateurs de vitesse. Les convertisseurs (DC/AC) se distinguent principalement par la nature de l'étage continu et par le nombre de phases de la source alternative. Si l'étage continu est vu comme étant une source de courant, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de courant. Si l'étage continu est vu comme étant une source de tension, les convertisseurs continu-alternatif associés sont des onduleurs de tension. Les onduleurs permettent de connecter une source continue à un réseau de distribution basse ou moyenne tension (Photovoltaïque, par exemple). Ils peuvent aussi créer un réseau isolé pour un fonctionnement autonome.

B. 1. Structure d'onduleur :

Les onduleurs sont basés sur une structure en pont en H, constituée le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, transistors de puissance ou thyristors. Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant et se compose soit d'un thyristor et une diode en antiparallèle ou bien un transistor avec une diode en antiparallèle.

De même que pour les onduleurs monophasés, les onduleurs triphasés sont eux aussi composés d'IGBT. Cependant les plus classiques en comportent 6 (2 interrupteurs complémentaires par bras de l'onduleur). Ces 6 interrupteurs forment ensemble 3 cellules de commutation qui vont permettre de hacher la tension continue en tension sinusoïdale triphasée équilibrée, afin d'alimenter par exemple un moteur synchrone ou encore un moteur asynchrone (voir figure. II.40).

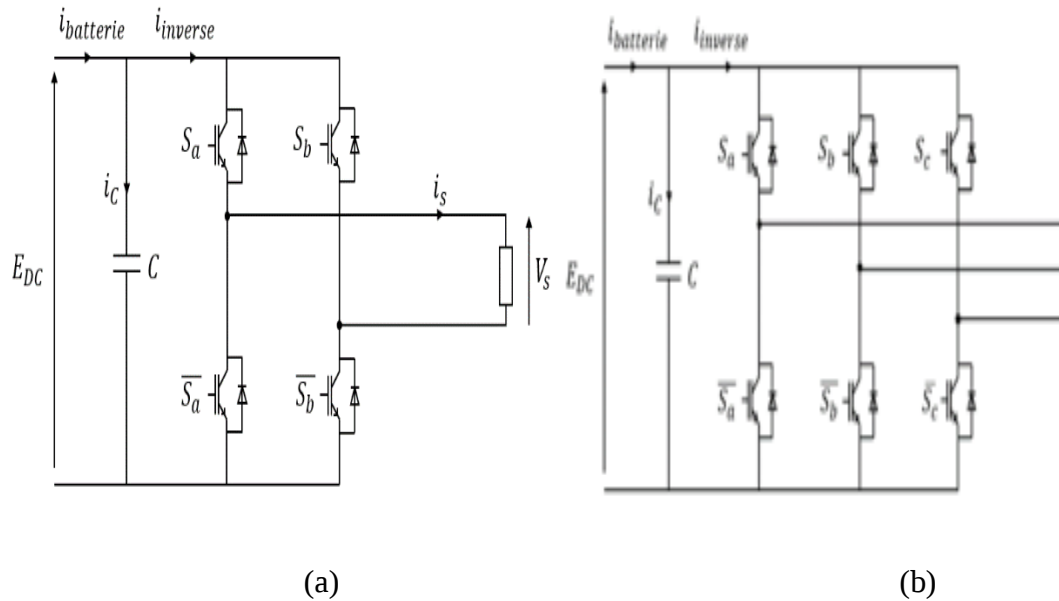


Fig. II.40 : Structure des onduleurs monophasé (a) & triphasé (b).

Comme pour les onduleurs monophasés, les onduleurs triphasés peuvent être réalisés sous forme de convertisseurs multi niveau. Ce qui permet de mieux contrôler la tension de sortie, de diminuer les harmoniques et surtensions sur la charge. Le désavantage majeur des « convertisseurs modulaire multi niveau » (MMC) est leur coût, surtout dans le cas d'une production à grande échelle. En effet, la structure multi niveau impose d'utiliser plus d'interrupteurs.

Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (généralement une modulation de largeur d'impulsion), on module la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée.

Il existe différents types d'onduleurs :

- Les onduleurs de tension et les onduleurs de courant ;
- Les onduleurs autonomes délivrent une tension alternative de fréquence fixe ou ajustable par l'utilisateur.
- Les onduleurs non autonomes correspondent à des structures de redresseurs en commutation naturelle assistée par le réseau, auquel il est raccordé.

B .2.Principe de fonctionnement [23]:

Les onduleurs autonomes sont des convertisseurs destinés à alimenter des récepteurs à courant alternatif à partir d'une source continue. Ils sont généralement monophasés ou triphasés.

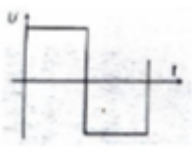
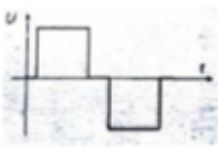
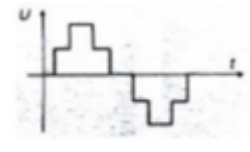
Forme de la tension entre phase et neutre				
Application	Rectangulaire	Trapézoïdale ou en escalier	Trapézoïdale ou en escalier	Modulation en largeur d'impulsion PWM
Pertes	$\approx 35\%$ Très élevées	$\approx 25\%$ Moyennes	$\approx 10\%$ Assez faibles	$\approx 6\%$ au plus Très faibles
Puissance maximum conseillée (Valeur approximative)	100W	500W en 2 ϕ et 1KW en 3 ϕ	1KW en 2 ϕ 10KW en 3 ϕ	100KW en 3 ϕ
Applications	Eclairage (Ne pas utiliser avec les charges inductives)	Eclairage, Micro-ordinateurs (Déconseillé avec les charges inductives)	Toutes les applications y compris la variation de vitesse des moteurs asynchrones	Toutes les applications y compris la variation de vitesse des moteurs asynchrones

Tableau. II.3 : Onduleurs monophasés et triphasés, autonomes

Suivant les applications, ils peuvent :

- soit fournir une ou des tensions alternatives de fréquence et d'amplitude fixe : c'est le cas en particulier des alimentations de sécurité destinées à se substituer au réseau en cas de défaillance de celui-ci.
- soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitude variables : c'est le cas des onduleurs servant à alimenter des moteurs à courant alternatif (synchrones ou asynchrones) devant tourner à vitesse variable.

On distingue deux grandes familles d'onduleurs autonomes :

- Les onduleurs de tension
- Les onduleurs de courant

Les onduleurs de tension [23]

Un onduleur de tension est alimenté par un générateur à courant continu du type source de tension. Idéalement, la tension à son entrée a une valeur constante U qui est indépendante du courant i que l'onduleur absorbe.

Onduleur de courant

(Souvent appelé commutateur de courant) est alimenté par une source de courant continu, c'est à dire par une source d'inductance interne. La source continu impose le courant à l'entrée du convertisseur et donc à sa sortie.

B .3.Différentes technologies d'onduleur pour système photovoltaïque [23]:

Il existe différentes technologies et topologies disponibles pour les systèmes PV connectés au réseau qui sont classés en fonction du nombre d'étages de puissance. Dans les applications de centrales photovoltaïques, divers concepts technologies sont utilisées pour connecter le générateur PV au réseau électrique.

Onduleur modulaires (Module Inverter)

Aussi appelé onduleur module, il s'agit de l'onduleur solaire qui est le plus souvent mis en place et utilisé pour les logements particuliers. De petite taille, il s'installe directement derrière chaque panneau solaire pour transformer l'électricité continue en courant alternatif. Chaque panneau a donc son propre onduleur et est indépendant, ce qui permet une production optimale même en cas de panne et par conséquent une plus grande évolutivité du parc solaire.

Onduleurs centralisés (Central Inverter) :

Comme l'onduleur de chaîne, il se branche au bout d'une série de panneaux photovoltaïques. Il est cependant plus imposant et peut gérer plusieurs chaînes de panneaux. On privilégie son installation lorsque le parc de panneaux solaires commence à être important. Il prend la forme d'une armoire installée au sol. Il est particulièrement adapté aux grosses installations comme les installations industrielles ou les entreprises. Son branchement et son fonctionnement se feront généralement en triphasé. Pour les locaux professionnels et industriels.

Onduleurs mono- chaîne (String- Inveter)

Ce type d'onduleur mono- chaîne solaire recueille et transforme l'électricité fournie par plusieurs panneaux solaires en même temps. Plus puissant, il permet de n'avoir qu'un seul onduleur qui gère plusieurs panneaux photovoltaïques, ce qui simplifie l'installation et l'entretien. Son branchement et son fonctionnement se feront généralement en monophasé. L'un des types d'onduleurs les plus recommandés dans la plupart des configurations est l'onduleur de chaîne, matériel également connu sous le nom d'onduleur string. La puissance de cet onduleur varie d'1KW à plusieurs centaines de KW et celui-ci supporte de nombreuses configurations comme des inclinaisons, orientations différentes et des modules de taille variée.

Dans cette configuration, il est préférable d'utiliser un onduleur string, qui assure un champ de modules ayant la même orientation. Si votre habitation est orientée Est-Ouest par

exemple, vous pouvez installer un onduleur string par côté. Ainsi, l'un assure la production d'électricité le matin, l'autre l'après-midi et le soir. Ils peuvent également remplacer un appareil en cas de panne. Ainsi, ils prennent le relais le temps de corriger le problème, ce qui peut être très pratique.

Ce modèle d'onduleur offre également des avantages certains pour les projets nécessitant de grands générateurs photovoltaïques homogènes. En effet, il permet ici de créer un string de panneaux photovoltaïques, c'est-à-dire une chaîne de panneaux reliée à l'onduleur. Cette chaîne évite ainsi de devoir relier indépendamment chaque panneau à son propre onduleur et permet également d'optimiser la tension.

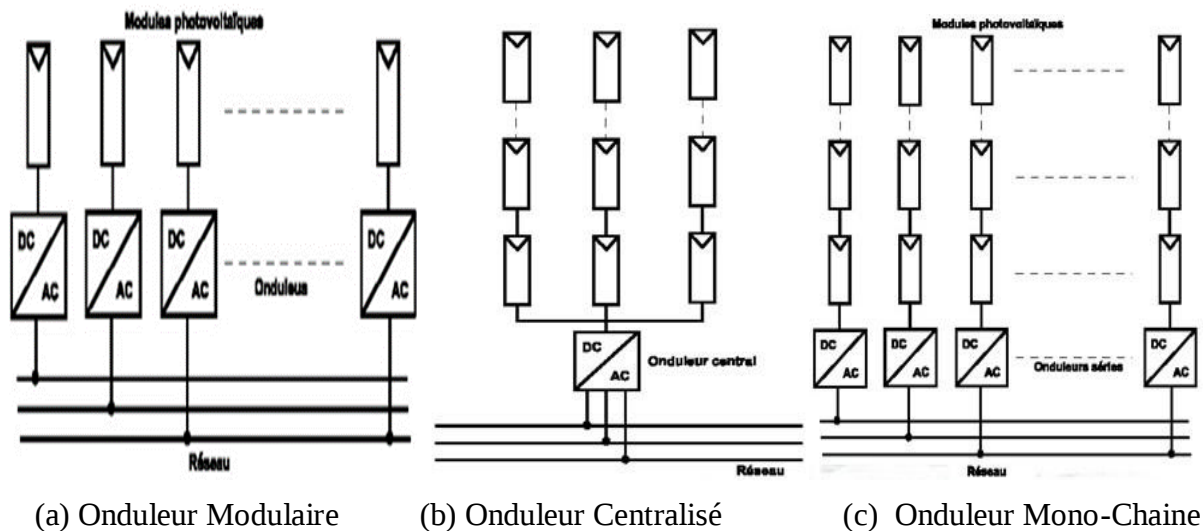


Fig. II.41 : Schémas des différentes technologies d'onduleur pour système photovoltaïque.

B.4. La commande d'un onduleur [23] :

Les onduleurs de tension peuvent être pilotés suivant plusieurs stratégies. A faibles fréquences, ils sont pilotés à pleine onde, le signal de commande sera à la Fréquence de la tension désirée à la sortie, et la source continue doit être réglable (à l'aide d'un redresseur à thyristor ou d'un hacheur). A fréquence élevée, ils sont pilotés en modulation de largeur d'impulsion, cette dernière stratégie permet de régler à la fois l'amplitude et la fréquence en gardant la source continue constante (pont à diode). Afin de produire une tension de sortie proche de la sinusoïde, différentes stratégies de commande seront présentées :

1. Commande pleine onde ou 180° .
2. Commande 120° .
3. Commande MLI.

La commande MLI [23]:

Le PWM est un acronyme anglais qui signifie Pulse Width Modulation, ou Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) en français. Le principe du PWM est de réduire la puissance moyenne délivrée d'une sortie digitale (0 ou 1) en modulant les impulsions du signal. La méthode PWM consiste à faire varier le rapport cyclique à une fréquence fixe pour ajuster la tension ou le courant à la valeur cible souhaitée. Le fait que la fréquence de commutation soit un paramètre fixe constitue l'un des principaux avantages de la technique PWM pour découper le courant. La commande des interrupteurs se fait par des tensions modulées. La tension de sortie est alors découpée et le courant est pratiquement sinusoïdal.

Avantages de la MLI :

- Permet de produire un courant de charge très voisin d'une sinusoïde.
- Permet de réaliser une tension $U_c(t)$ aux bornes de la charge dont la décomposition en série de Fourier ne contient pas d'harmoniques à fréquence trop basses (difficilement filtrable) ou interdites (résonances...).

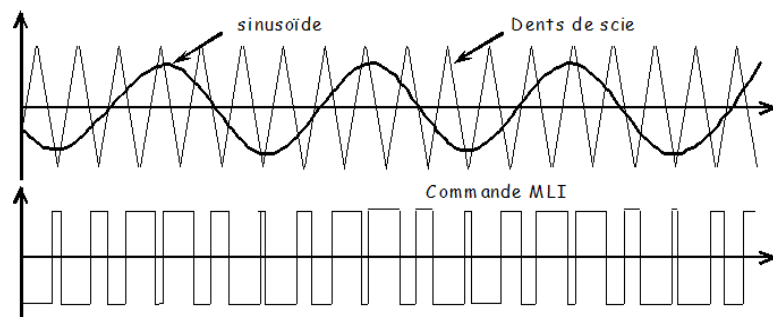


Fig. II.42 : La Commande MLI.

B .5.Modélisation d'un convertisseur de tension NPC 3-Niveaux triphasé

La figure (II.44) donne la structure de l'onduleur NPC trois niveaux triphasé. Il est constitué de deux condensateurs qui présentent le bus continu et de trois bras. Chaque bras comprend deux paires de modules IGBT et une paire de diodes de clamp. La charge est supposée équilibrée.

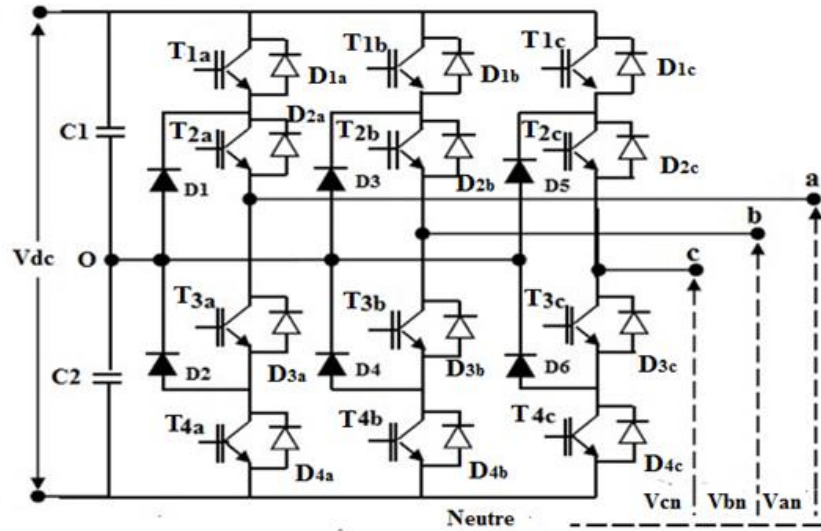


Figure II.43 : Convertisseur triphasé NPC à 3 niveaux

Les couples d'interrupteurs, $\{T_{1K}, T_{3K}\}$ et $\{T_{2K}, T_{4K}\}$ sont commandés de façon complémentaire, la fonction de connexion de chaque bras est définie par la fonction suivante :

$$S_{iK} = \begin{cases} +1 & \bar{S}_{(i+2)k} = 0 \\ 0 & \bar{S}_{(i+2)k} = 1 \end{cases} \text{ Pour } K = a, b, c \text{ et } i = 1, 2 \quad (\text{II.33})$$

Dans le cas d'une utilisation de cette structure en Onduleur, les niveaux de tensions en sortie réalisables sont au nombre de 3 : $-\frac{V_{dc}}{2}$ et $\frac{V_{dc}}{2}$. Les possibilités pour réaliser les différents niveaux sont résumées dans le Tableau (II.4).

T_{1K}	T_{2K}	T_{1K}	T_{1K}	T_{K0}
1	1	0	0	$\frac{V_{dc}}{2}$
0	0	1	1	$-\frac{V_{dc}}{2}$
0	1	1	0	0

Tableau. II.4 : États possibles de l'onduleur NPC à 3 Niveaux.

Pour un convertisseur NPC à N-niveaux de tensions, nous avons N séquences de fonctionnement possibles permettant de générer les N niveaux de tensions. Et en particulier pour le NPC à trois niveaux on a trois séquences de fonctionnement comme illustre sur la figure (II.45) [23].

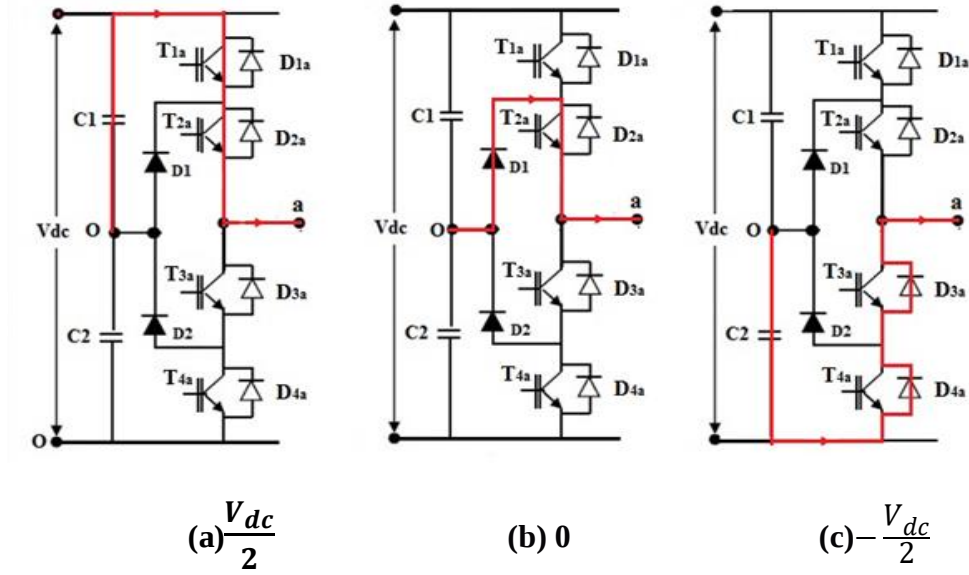


Fig. II.44 : Séquences de conduction d'un bras d'onduleur NPC à trois niveaux.

A partir de Tableau (II.1), les expressions des tensions V_{ao}, V_{bo}, V_{co} en fonction des S_{ik} (K=a, b, c et i= 1, et 2) sont :

$$\begin{cases} V_{ao} = (S_{1a} \times S_{2a}) \times \frac{V_{dc}}{2} + (\bar{S}_{1a} \times \bar{S}_{2a}) \times \left(-\frac{V_{dc}}{2}\right) + (\bar{S}_{1a} \times \bar{S}_{2a}) \times 0 \\ V_{bo} = (S_{1b} \times S_{2b}) \times \frac{V_{dc}}{2} + (\bar{S}_{1b} \times \bar{S}_{2b}) \times \left(-\frac{V_{dc}}{2}\right) + (\bar{S}_{1b} \times \bar{S}_{2b}) \times 0 \\ V_{co} = (S_{1c} \times S_{2c}) \times \frac{V_{dc}}{2} + (\bar{S}_{1c} \times \bar{S}_{2c}) \times \left(-\frac{V_{dc}}{2}\right) + (\bar{S}_{1c} \times \bar{S}_{2c}) \times 0 \end{cases} \quad (II.34)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} \bar{S}_{1a} = 1 - S_{1a} \\ \bar{S}_{1b} = 1 - S_{1b} \\ \bar{S}_{1c} = 1 - S_{1c} \end{cases} \quad (II.35)$$

En remplaçant $\bar{S}_{1a}$, $\bar{S}_{1b}$ et $\bar{S}_{1c}$ dans l'équation (II.34) par leurs expressions dans l'équation (II.35), nous trouvons :

$$\begin{cases} V_{ao} = \frac{V_{dc}}{2} (S_{1a} \times S_{2a} - 1) \\ V_{bo} = \frac{V_{dc}}{2} (S_{1b} \times S_{2b} - 1) \\ V_{co} = \frac{V_{dc}}{2} (S_{1c} \times S_{2c} - 1) \end{cases} \quad (II.36)$$

D'autre part, pour une charge triphasée équilibrée (figure (II.45)), et d'après la loi de *Kirchhoff*, la somme des trois courants de phase est nulle ;

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (II.37)$$

Avec : I_a , I_b et I_c courants de sortie du convertisseur.

En multipliant l'expression (II.37) par l'impédance, qui est la même pour les trois phases de la charge, nous trouvons :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (II.38)$$

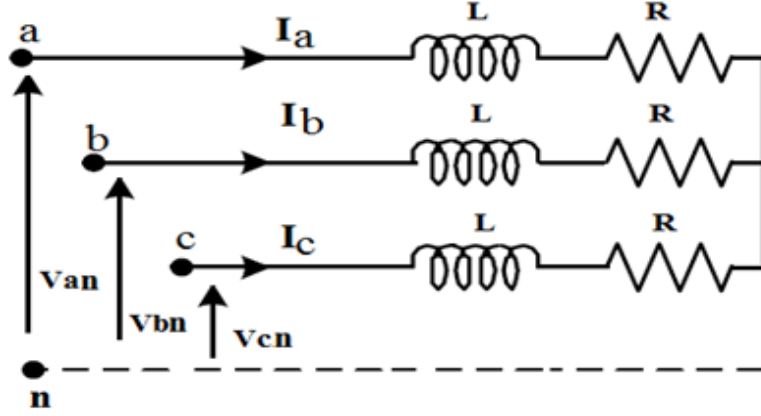


Fig. II.45: Charge triphasée RL.

A partir de (II.38), nous exprimons V_{an} , V_{bn} et V_{cn} en fonction de V_{ao} , V_{bo} et V_{co}

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (\text{II.39})$$

En remplaçant V_{ao} , V_{bo} et V_{co} dans l'équation (II.39) par leurs expressions dans l'équation (II.35), nous trouvons :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{1a} \\ S_{1b} \\ S_{1c} \end{bmatrix} + \frac{V_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{2a} \\ S_{2b} \\ S_{2c} \end{bmatrix} \quad (\text{II.40})$$

C. Commande MPPT [19, 20, 21,22]:

La puissance maximale que peut fournir un GPV ainsi que sa tension optimale V_{opt} n'est pas connue à l'avance. Pour extraire le maximum de puissance du GPV, des lois de commandes permettant de trouver le point maximum existant. Appelées MPPT pour Maximum Power Point Tracking, elles permettent de contrôler le convertisseur de puissance afin qu'il assure la meilleure adaptation possible entre le GPV et sa charge.

C .1. Principe du MPPT

Un système MPPT est un ensemble de composants incluant des onduleurs, des chargeurs de batteries, et des panneaux solaires ; il assure une connexion indirecte entre le bloc de batteries et le générateur photovoltaïque. Cette connexion indirecte consiste en un convertisseur de tension DC/DC qui reçoit la tension PV supplémentaire et la convertit en courant supplémentaire à une tension inférieure sans perte de puissance.

Le contrôleur MPPT détecte la tension de production du panneau solaire en temps réel et suit la valeur tension-courant (VI) la plus élevée, ce qui permet au système de charger la batterie à la puissance maximale. Il est appliqué dans le système solaire PV pour coordonner le travail du panneau solaire, de la batterie et de la charge, et constitue le cerveau du système PV.

L'objectif est d'obtenir la puissance maximale possible depuis un ou plusieurs panneaux photovoltaïques, typiquement un panneau solaire.

C .2.Classification des commandes MPPT selon le type de recherche [19] :

C .2.1 MPPT Indirect [:

Ce genre de commandes MPPT exploite la relation existante entre les variables mesurées (I_{sc} ou V_{oc}), qui sont aisément identifiables, et la position approximative du point de référence. Il enregistre également les commandes en se référant à une estimation du point de fonctionnement du GPV établie à partir d'un modèle paramétrique préalablement défini. Il y a également des réglages qui permettent de maintenir une tension optimale en se basant uniquement sur les fluctuations de la température des cellules données par un capteur. L'avantage de ces commandes est qu'elles sont faciles à exécuter. Elles sont principalement conçues pour des systèmes abordables et peu précis qui doivent fonctionner dans des régions géographiques où les changements climatiques sont peu fréquents.

C .2.2.MPPT direct :

Ces méthodes utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des GPV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode « Perturb & Observe ».

C .3. Méthode d'incrémentation de la conductance [22]:

Cette technique est basée sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous.

$$G = \frac{I}{V} \quad (\text{II.46})$$

Donc une variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI}{dV} \quad (\text{II. 47})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du GPV par rapport à la tension donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Lorsque la dérivée de puissance est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite. La figure (II.47) permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dP}{dV} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dP}{dV} < 0$, le point de fonctionnement est à droite du PPM.
- Si $\frac{dP}{dV} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM.

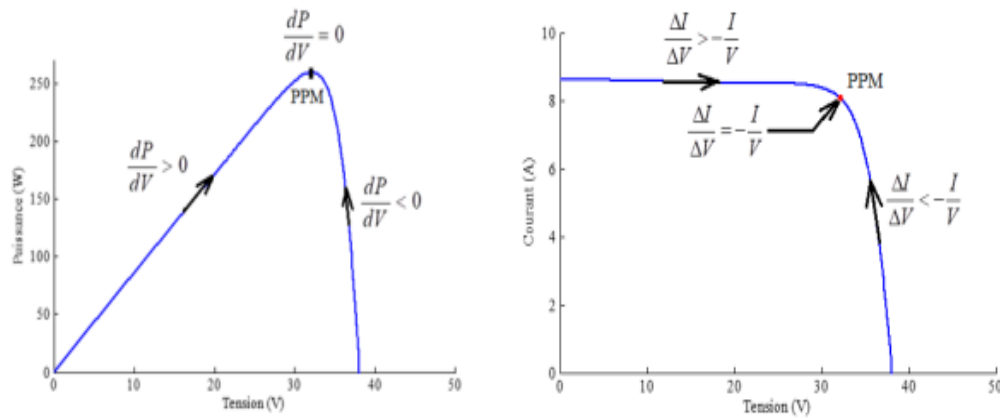


Fig. II.46 : Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de la dérivée de la conductance G et de la puissance P .

Le lien entre la conductance donnée par l'équation (II.48) et la dérivée de la puissance $\frac{dP}{dV}$ peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (\text{II.48})$$

D'où, on peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance.

- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$: Le point de fonctionnement est situé à gauche du PPM, donc on augmente la tension V jusqu'à atteindre le PPM et cela en diminuant le rapport cyclique α .
- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$: Le point de fonctionnement est sur le PPM, donc la tension et le rapport cyclique α restent constants.
- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$: Le point de fonctionnement est situé à droite du PPM, donc on diminue la tension V jusqu'à atteindre le PPM et cela en augmentant le rapport cyclique α .

Le maximum de puissance peut être alors traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de la conductance $\left(\frac{I}{V}\right)$ avec celle de l'incrément de conductance $\left(\frac{\Delta I}{\Delta V}\right)$, comme l'illustre l'algorithme de la figure (II.47).

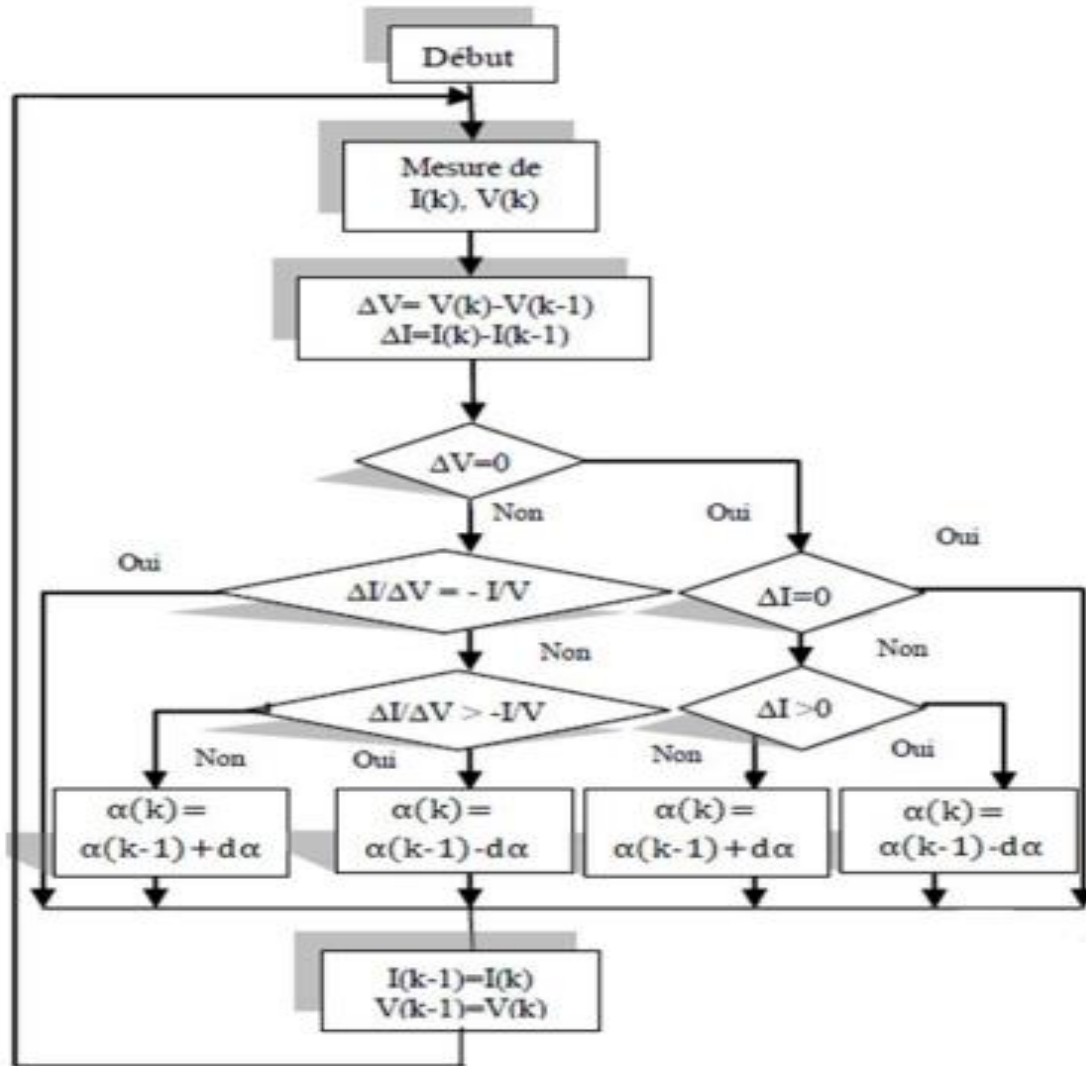


Fig. II.47 : Organigramme de l'algorithme Inc-Cond .

$d\alpha$: Pas d'incrément de l'algorithme Inc-Cond.

Le terme $\left(\frac{I}{V}\right)$ est la conductance instantanée alors que $\left(\frac{\Delta I}{\Delta V}\right)$ désigne la variation de cette conductance. Pour éviter que la différentielle de la tension du panneau ΔV ne devienne nulle, lorsque le PPM est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de fonctionnement, ce qui va conduire à une division par zéro, l'algorithme fait un test de ΔV .

- Si ΔV est nul il teste si le $\Delta I = 0$. Si c'est le cas alors le PPM est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de ΔI pour déterminer la position du PPM et ajuste le rapport cyclique α .
- Si $\Delta V > 0$ donc on décrémente le rapport cyclique α , dans le cas contraire on incrémente ce dernier.
- Si ΔV est différent de zéro, il teste si $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$. Si c'est le cas alors le PPM est atteint l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ pour déterminer la position du PPM et ajuste le rapport cyclique α .
- Si $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$ donc on décrémente le rapport cyclique α , dans le cas contraire on incrémente ce dernier

II.12. Conclusion :

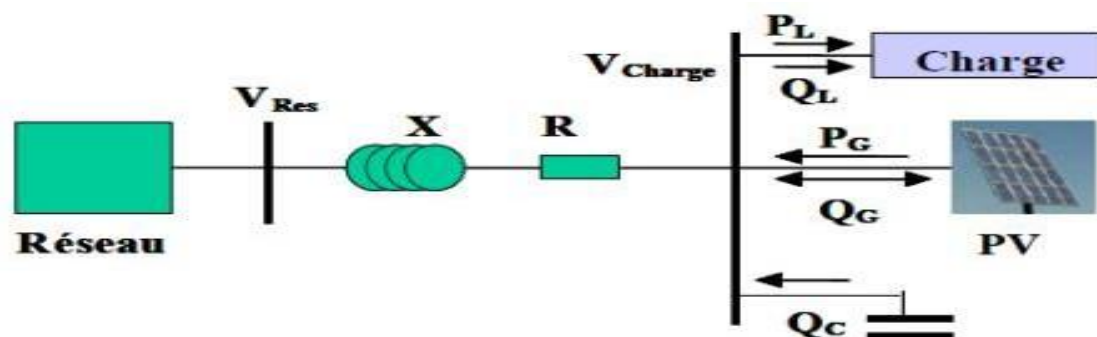
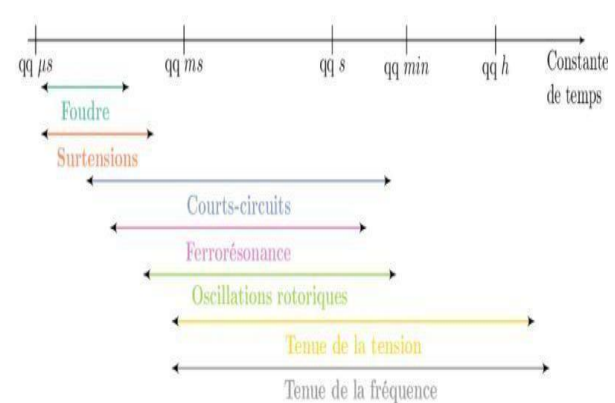
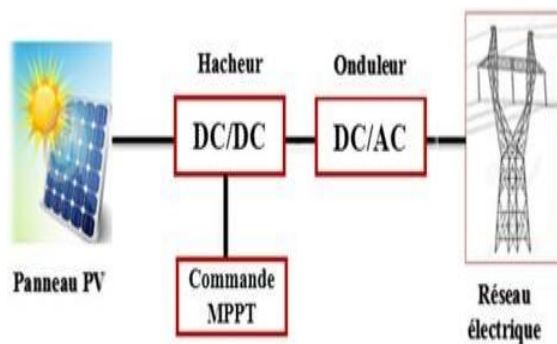
Dans ce chapitre, nous avons exposé quelques informations générales sur les panneaux solaires, notamment la description des principaux éléments qui composent un système solaire photovoltaïque, ainsi que leurs caractéristiques de fonctionnement.

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, le MPPT, la topologie); cette modélisation est une étape essentielle qui permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutifs. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPPT, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite.

Nous avons également exposé le concept de la commande de maximisation de puissance (MPPT) ainsi que les diverses catégories de systèmes photovoltaïques, qu'ils soient autonomes ou non.

Chapitre n° III

Impacts liés à l'intégration de production photovoltaïque sur les réseaux électriques avec exemple de simulation d'un système PV proposé



III.1 Introduction

Dans ce chapitre, on a pour objectif de concevoir un système d'interconnexion d'un champ photovoltaïque avec le réseau de distribution basse tension. Ayant au centre de l'étude un système regroupant l'arrivée des panneaux, l'entrée des batteries de stockage, les charges à délester, les charges à secourir et le réseau, un algorithme de cadencement du système est proposé pour la bonne gestion de ces différentes parties. Une étude des composants utilisés et un choix de la méthode de poursuite du point de puissance maximale sont effectués

L'implémentation de la commande MLI et la vérification des résultats par simulation dans l'outil MATLAB/SIMULINK donnent des résultats concluants quant à l'impact de l'injection de la puissance active au réseau qui est notre souci en premier lieu [24].

L'intégration des énergies photovoltaïques au réseau électrique à des impacts qui peuvent être négatifs, voire générer des dysfonctionnements. L'injection de cette production électrique (PV), intermittente et parfois aléatoire, dans un réseau électrique public, influe sur sa stabilité et sa protection. Ceci pose de nouveaux défis pour la gestion du réseau [25].

Dans ce troisième chapitre, nous allons citer les différents impacts de l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau électrique.

Les impacts potentiels des installations PV sur le réseau électrique sont :

- Variation locale de tension
- Déséquilibre des tensions
- Variation rapide de puissance (intermittence)
- Injection des harmoniques
- Injection du courant continu
- Aveuglement de protection
- Impact de la puissance PV sur les investissements du réseau électrique

III.2 les différents impacts de l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau électrique :

III.2.1 Impact de la production sur le réseau

De précédentes études montrent qu'un taux de pénétration croissant de production n'est pas sans impacts prévisibles sur l'exploitation future des réseaux. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence de générations d'énergie distribuée, au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains nœuds du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des GED du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval

des protections, et de l'inversion possible des flux de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps d'élimination critique de défauts.

Les GED fournissent de l'énergie près des points de consommation, diminuant ainsi les transits de puissance active et donc les pertes en ligne sur le réseau de transport, mais sont pénalisantes du point de vue de l'exploitation des réseaux pour les raisons citées plus haut ajoutées aux risques d'oscillations de puissance active et leur corollaire qui est une stabilité dégradée [26].

Une partie de ces GED à, de plus, des sources d'énergie primaire intermittentes (éolien, solaire) qui ne permettent pas de prévoir aisément la production disponible à court terme. Elles ne peuvent donc pas garantir une puissance de sortie et proposer toute la puissance disponible sur le marché. D'autre part, ces nombreuses sources sont trop petites pour être observables et dispatchées par les gestionnaires de réseaux et ne participent donc pas, aujourd'hui, aux services système. Cela peut poser des problèmes en cas de fort taux de pénétration si les moyens de réglage classiques de la distribution deviennent inaptes à assurer la tenue en tension. Cela peut contraindre par exemple les gestionnaires de réseaux à engager des investissements non prévus initialement [27].

Une partie de ces GED produisant par construction du courant continu (pile à combustible, panneau solaire) doit être raccordée au réseau par l'intermédiaire d'interfaces d'électronique de puissance, injectant ainsi des harmoniques nuisibles à la qualité de la tension délivrée. Enfin, la présence de GED en aval d'un poste source dont le transformateur est équipé d'un régulateur en charge régulé par compound âge perturbe son fonctionnement basé sur la mesure du courant absorbé. En effet, la production de puissance par les GED réduit le courant traversant le transformateur, provoquant une action du régulateur en charge et diminuant ainsi la tension au niveau du post source.

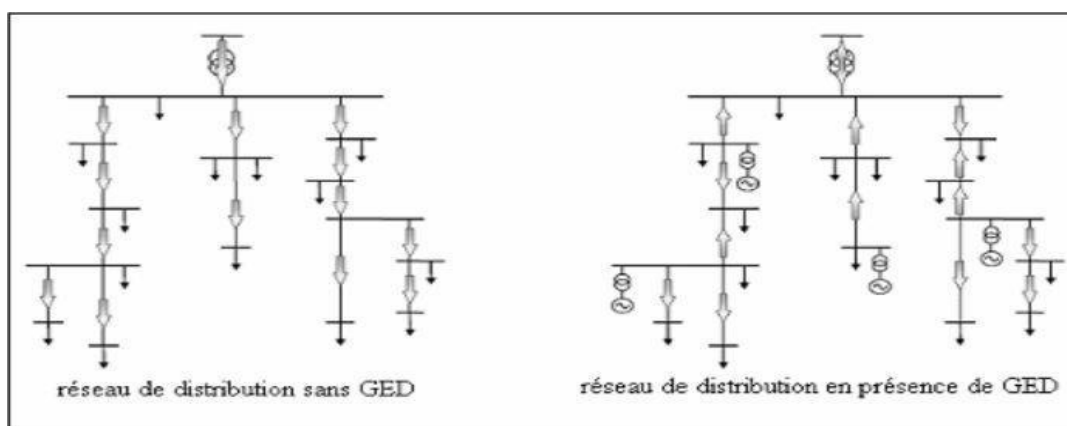


Fig.III.1 : Flux d'énergie sur un réseau en présence de GED

Nous trouvons dans la littérature plusieurs études qui ont été faites afin d'identifier et d'évaluer les impacts de la production décentralisée sur le réseau, puis, de proposer des solutions adaptées. L'opérateur du réseau se préoccupe de ce type d'étude lors de la phase de planification

ou de l'approbation d'un projet de raccordement des GED. Les principaux impacts à rappeler sont les suivants [28].

III.2.2 Impact sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des GED dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles. Ainsi, sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de GED augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales [29].

III.2.3 Impact sur la stabilité du système

L'influence des génératrices de productions peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité) [30].

III.2.4 Impact sur la qualité de service

Les GED de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie [31].

III.2.5 Impact sur l'observabilité et la contrôlabilité du système

Les GED, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent [32].

III.2.6 Impact sur la continuité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des GED lors que le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance.

III.2.7 Découplage des sources auto-productrices

Supposant à présent que le système de protection de réseau fonctionne parfaitement, encore faut-il que celui de l'installation auto productrice la découple lors de l'ouverture d'un disjoncteur de réseau situé en amont. Si les petits moteurs ralentissent rapidement après l'ouverture d'un départ, les générateurs conservent eux plus longtemps leur vitesse. La mise hors tension d'un réseau comportant des générateurs n'est donc plus assurée par l'ouverture d'un disjoncteur. La tension peut en effet subsister pendant plusieurs secondes, c'est un équilibre qui s'établit entre les puissances disponible et consommée. Nous dirons alors qu'il y a 'îlotage'.

Même s'il s'avère peu probable que de telles conditions d'équilibre soient remplies, la possibilité d'une telle situation est inacceptable pour l'exploitant du réseau, pour des raisons de sécurité. L'apparition intempestive d'une tension sur le réseau, due au démarrage d'une génératrice, elle est évidemment aussi à proscrire absolument. Le personnel technique doit en effet pouvoir intervenir au moment choisi et sans danger, après un ordre de mise hors tension du réseau. C'est le maintien de la sécurité qui conduit aux exigences les plus sévères en matière de dispositifs de couplage des autos productrices.

Ainsi, afin de permettre les travaux sur le réseau, l'installation de production doit pouvoir en être séparée par un dispositif de coupure de sécurité visible, débrouillable et accessible en permanence au gestionnaire de réseau. Si la tension n'est plus normale, la source autonome doit pouvoir être découplée automatiquement du réseau. Il existe trois filières permettant d'assurer ce découplage : la télécommande, la protection fréquentielle et la connexion au réseau via un redresseur-onduleur piloté par le réseau.

III.2.8 Impact sur le plan de protection

La connexion de nouveaux générateurs au réseau modifiera également les courants de courts circuits et donc le réglage des seuils des protections. D'ailleurs, ce changement peut provoquer une mauvaise sélectivité, des déclenchements intempestifs ou l'aveuglement du système de protection [33].

III.2.8.1 Courant de court-circuit

En matière de protection, il faut tenir compte de ce que les générateurs contribuent à une augmentation du courant de court-circuit dans le réseau. Dans le cas de générateurs, directement raccordés au réseau, cette contribution est de l'ordre de 4 à 8 fois le courant nominal de la machine. Dans le cas d'un raccordement au travers d'un convertisseur électronique cette contribution peut être ramenée au courant nominal par contrôle rapide du convertisseur. Signalons toutefois qu'avec ce dernier système en cas de fonctionnement sur charge isolée du réseau suite à un incident, les protections par surintensité ne fonctionneraient pas pour éliminer un court-circuit dans le réseau.

Ce problème pourrait systématiquement se rencontrer avec des systèmes photovoltaïques ou à piles à combustibles sur réseau isolé. Des précautions particulières sont à prévoir.

III.2.8.2 Influence sur la sélectivité des protections

La sélectivité des protections peut être affectée par l'introduction d'unités de la production dans le réseau de transport dont la structure est de type maillé. Pour illustrer cette influence, considérons le schéma d'alimentation de la Figure III.2 ci-dessous, par une sous-station du réseau d'une charge par la liaison 2, et la connexion à la sous-station par la liaison 1 d'une unité de production. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités comme c'est l'usage.

Dans cet exemple extrêmement simple la protection de la ligne 1 déconnecte inutilement l'unité de production lors d'un défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur lors de ce défaut est supérieur au seuil de protection en cas de défaut sur la ligne 2. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que la seule de la ligne en défaut soit déconnectée.

Pour toute implantation d'une unité de production dans le réseau, il faut impérativement vérifier la sélectivité des protections et le cas échéant les ajuster.

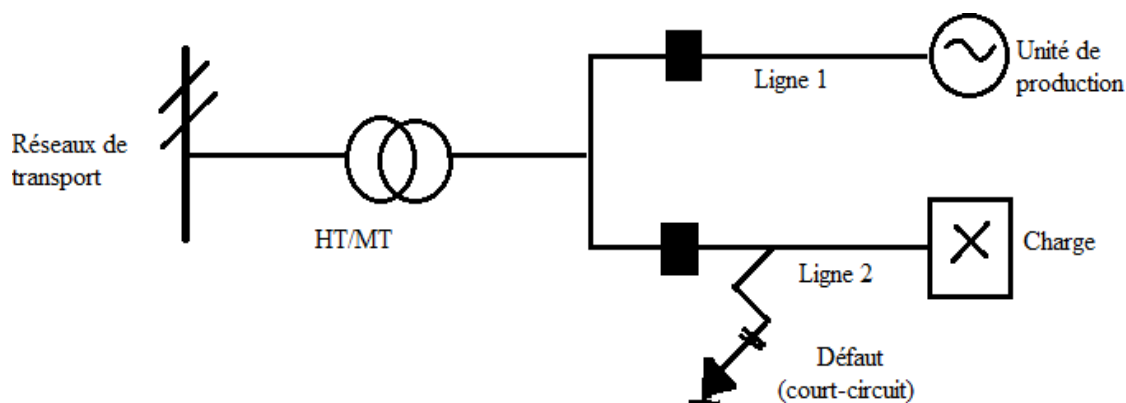


Fig.III.2 : Schémas d'alimentation d'une sous station du réseau

III.2.9 Impact sur la tenue de fréquence

La fréquence doit impérativement être maintenue dans les limites contractuelles. Les principaux problèmes apparaissant en cas d'excursion non maîtrisée de la fréquence sont les suivants :

- Rupture de synchronisme des alternateurs pouvant entraîner la perte de groupes en cascade ;
- Limite de fonctionnement des auxiliaires de centrales.

En cas de baisse de fréquence : Saturation des circuits magnétiques de transformateurs ou compensateurs bobinés d'énergie réactive entraînant un fonctionnement dégradé et des pertes fer [34].

III.2.10 Impact sur la tenue de tension

Nous savons que les nœuds proches d'une source ont une tension plus élevée, la tension diminuant au fur et à mesure que l'on s'en éloigne. La connexion de sources de GED à proximité des charges modifiera donc naturellement le profil de tension sur le réseau [35].

III.2.11 Harmoniques

Le système de production PV est associé à de l'électronique de puissance (onduleur notamment) qui crée des harmoniques dans le réseau. Néanmoins, les systèmes photovoltaïques modernes profitent de la technologie de transistor qui normalement produit peu d'harmoniques mais néanmoins pose certains problèmes évoqués par [36].

III.2.12 Îlotage

Quand le réseau de distribution est coupé en amont du consommateur et que les productions décentralisées restent connectées, la zone du réseau qui contient les PV est isolée du reste du réseau public. Cette configuration est appelée l'îlotage. Ce phénomène n'est pas toléré et le système de PV doit se déconnecter du réseau en ce moment-là. Cette fonctionnalité est exigée par la norme IEEE 1547 et nous l'abordons dans notre étude pour les mêmes raisons que la protection [37].

Les méthodes de détection d'îlotage : parmi les méthodes de détection d'îlotage on cite « La méthode passive ». Les catégories de la méthode passive sont :

- ✚ Protection à seuils de tension et fréquence
- ✚ Méthode basée sur la mesure du déphasage entre courant et tension
- ✚ Méthode basée sur le déséquilibre entre phases.

III.3. Généralités sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution. On distingue deux types d'installations [38,39 ,40] :

- **Installation centralisée:** génération de la puissance Photovoltaïque à grand –échelle centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque.
- **Installation décentralisée:** forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

III.3.1. Classifications des centrales photovoltaïques connectées au réseau (CPCR)

Une première classification des CPCR en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

- **Petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kW :** pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings, connectée au réseau basse tension.
- **De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kW à 100 kW :** Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade.

Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

- **De grande taille avec des puissances allant de 500 kW et plus :** Ce sont des systèmes centralisés et sont des propriétés de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non.
- **Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage :** Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité.
- **Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie :** Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres.

III.4. Description et Simulation du système PV connecté au réseau

III.4.1. Système photovoltaïque proposé :

Le système que nous proposons pour l'étude est schématisé par la figure III.4 Le modèle général de la structure du système PV relié au réseau présenté par la figure III.4 est constitué par

un générateur PV constitué de plusieurs modules, une capacité à l'entrée du convertisseur, un onduleur triphasé à trois niveaux, et un réseau triphasé [41, 42, 43, 44,45].

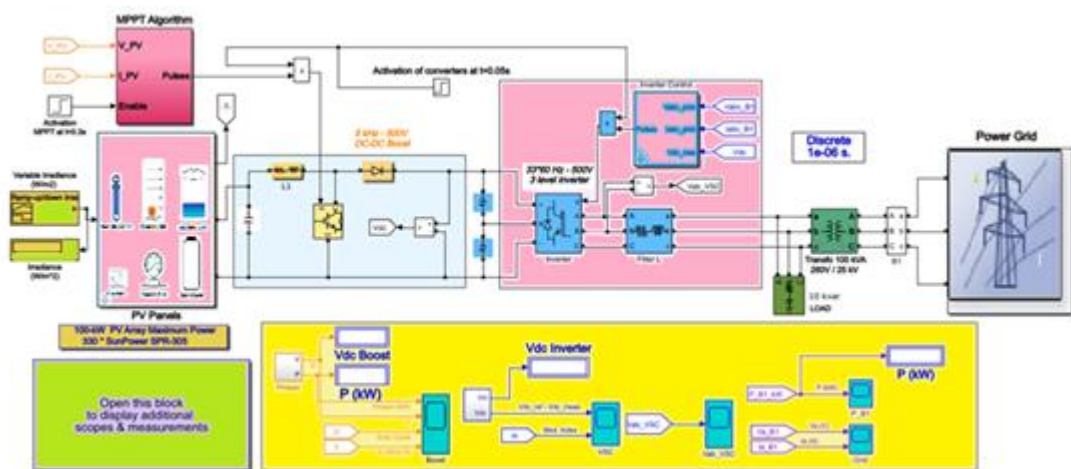


Fig. III.3 : Bloc de simulation de système photovoltaïque raccordé au réseau électrique BT

Ce schéma décrit le système solaire photovoltaïque raccordé au réseau à l'aide de convertisseurs de suralimentation CC-CC et de convertisseurs DC/AC pour alimenter le réseau d'utilité. Le modèle contient une représentation des principaux composants du système qui sont : un réseau solaire de 100 kW, un convertisseur de Boost et l'onduleur côté réseau. L'algorithme de point de puissance maximum incorporé dans un convertisseur CC/CC est utilisé pour suivre la puissance maximale de la cellule PV et le Maximum Power Point Tracking (MPPT) est mis en œuvre dans le convertisseur de Boosts par le biais d'un modèle d'encrage utilisant le "Incremental Conductance + Integral Regulator". Enfin, l'onduleur DC/AC de trois niveaux et une unité de contrôle de courant fournissent une tension CA qui répond aux exigences du réseau pour la connexion et la synchronisation.

Les résultats de simulation montrent comment le changement d'un rayonnement solaire peut affecter la puissance de sortie de n'importe quel système photovoltaïque, ainsi que les performances de contrôle et le comportement dynamique du système photovoltaïque connecté au réseau.

III.4.1.1 Le générateur photovoltaïque

Le réseau photovoltaïque de 100 kW « Sun Power (SPR-305) » se compose de 66 chaînes de 5 modules de 305,2 W connectés en série et connectés en parallèle ($66 \times 5 \times 305,2 \text{ W} = 100,7 \text{ kW}$). Les spécifications du fabricant pour le module « SPR-305 » sont répertoriées dans le tableau 1. Le bloc de réseau PV a une entrée qui permet une entrée unique (input1in W/m²). Le profil d'irradiance est défini par un bloc Signal Builder qui est connecté aux entrées du réseau PV. Les

caractéristiques I-V et P-V d'un type de module Sun Power SPR-305-WHT sont représentées ci-dessous.

Tableau III.1: Spécifications du réseau PV «SunPower(SCR-305)»

Nom du Modèle	La Puissance du soleil SPR-305-WHT
Nombre des cellules	96 en série
Voltage du circuit ouvert (Voc)	64.2 [V]
Courant de court-circuit (Isc)	5.96 [A]
Voltage de puissance maximale (Vmp)	54.6 [V]
Courant de puissance maximale (Imp)	5.58 [A]

Le menu de bloc de réseau PV vous permet de tracer les caractéristiques I-V et P-V pour un module et pour l'ensemble du réseau Figure (III.2). Les caractéristiques de la matrice SunPower-SPR305 sont reproduites ci-dessous.

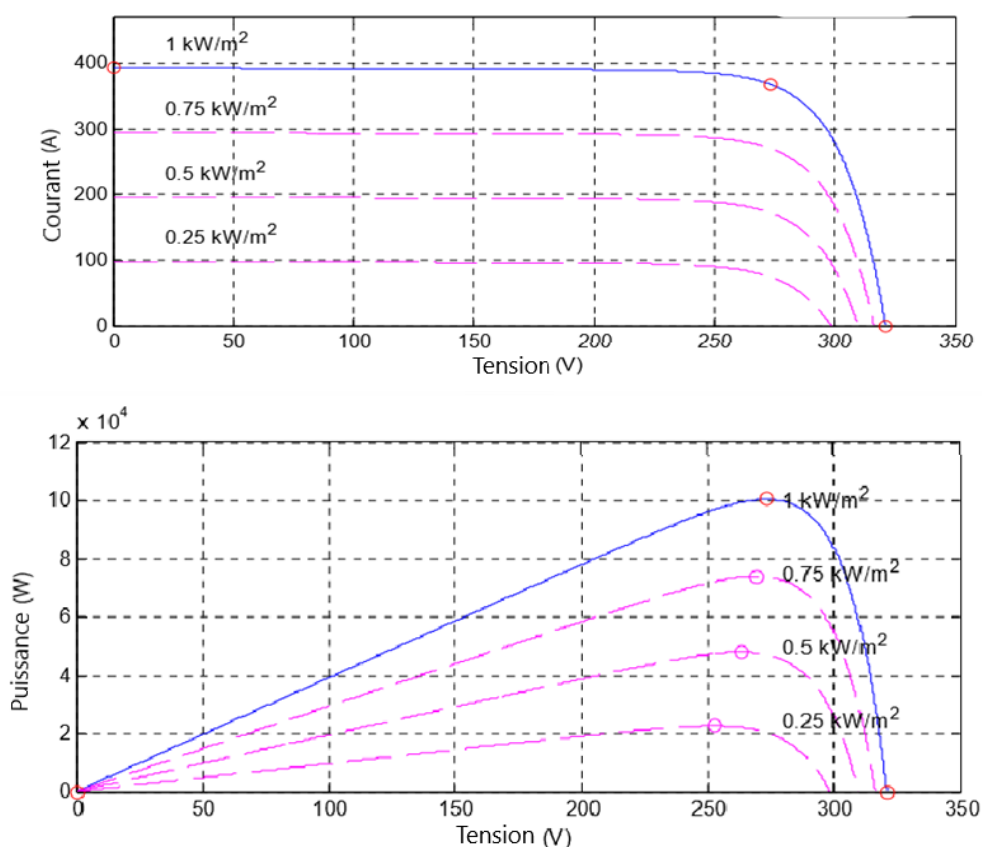


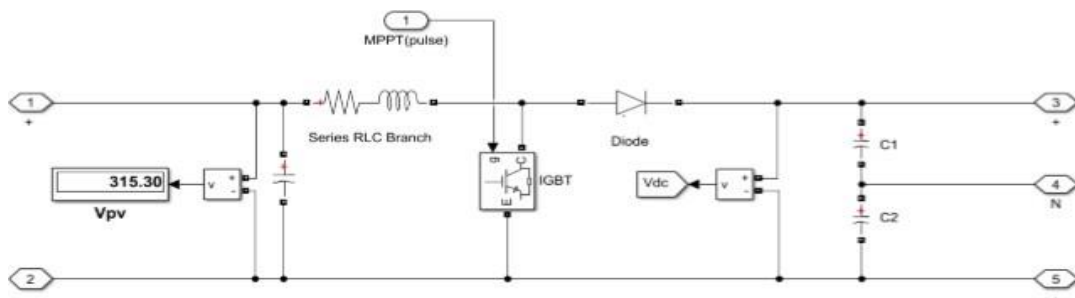
Fig. III.4 : Caractéristiques I-V et P-V de PVarray

Les points rouges sur les courbes bleues indiquent les spécifications du fabricant du module (Voc, Isc, Vmp, Imp) dans des conditions d'essai standard (25 degrés Celsius, 1000 W / m2).

III.4.1.2 Convertisseur Boost

Dans le modèle détaillé, le convertisseur de boost (blocs orange) augmente la tension CC de 273,5 V à 500 V. Ce convertisseur utilise un système MPPT qui varie automatiquement le cycle de service afin de générer la tension requise pour extraire la puissance maximale. Pour connecter le système solaire au réseau électrique, nous devons augmenter l'ampleur de la tension de sortie. Ce qui peut être fait avec l'utilisation d'un convertisseur DC-DC, ici nous utilisons un convertisseur Boost pour augmenter le niveau de tension de source à des niveaux plus élevés. La figure (III.3) montre le modèle Simulink de convertisseur de Boost. Le convertisseur se compose d'une source de tension CC d'entrée, d'un commutateur contrôlé (IGBT), d'une diode, d'une bobine d'inductance, d'un condensateur de filtre C1 et C2. Lorsque le commutateur est allumé, le courant dans l'inducteur augmente linéairement et la diode est en état OFF. Lorsque le commutateur est hors tension, l'énergie stockée dans l'inductance sera libérée par diode au circuit RC. La tension de sortie est directement proportionnelle au rapport de service du convertisseur.

Fig. III.5 : Sous-système du convertisseur Boost



III.4.1.3 Contrôleur de conductance incrémentielle

L'algorithme de conductance incrémentale discuté dans le chapitre 3 est construit en utilisant MATLAB / SIMULINK TOOLBOX, et sa sortie est connectée au convertisseur de Boost pour atteindre le suivi des points de puissance maximum. La figure (III.4) montre le modèle SIMULINK du MPPT en utilisant la méthode ICT.

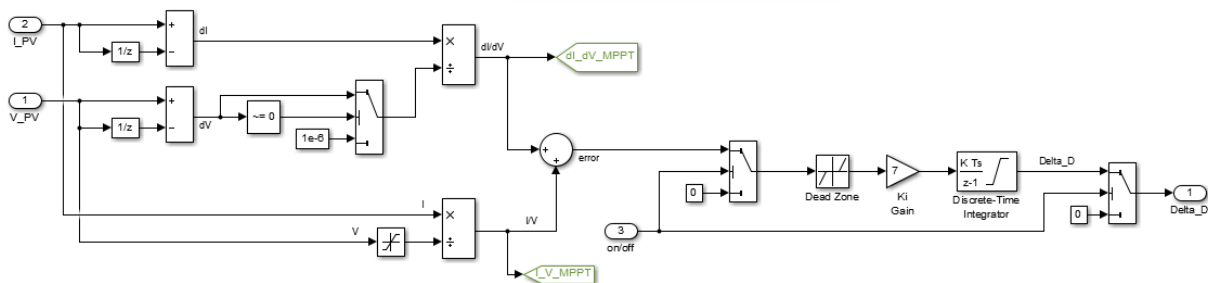


Fig. III.6 : Contrôleur de puissance maximale à l'aide des TIC

III.4.1.4 Modélisation de l'onduleur avec unité de contrôle de courant

Une partie importante d'un système photovoltaïque connecté au réseau est l'onduleur et son unité de contrôle pour la synchronisation du réseau. L'unité de commande comprend un contrôleur de boucle à verrouillage de phase (PLL) Figure (III.5), qui est utilisé pour la synchronisation du système PV avec le réseau.

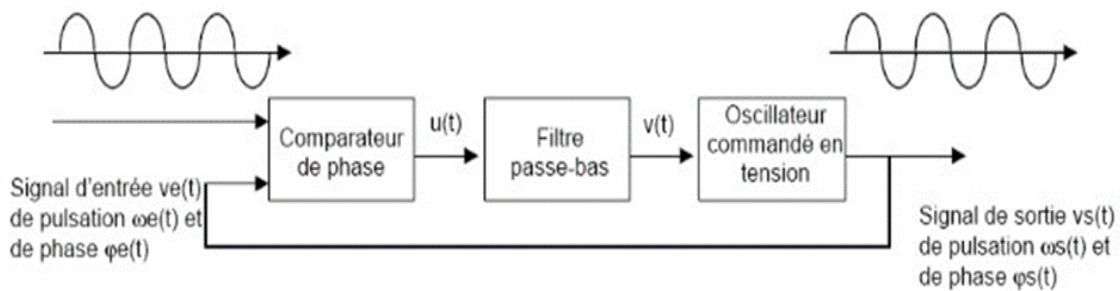


Fig. III.7 : Structure générale d'une PLL.

La figure III.6 montre le sous-système Simulink de l'onduleur avec boucle de contrôle du courant pour la synchronisation de la grille. Il se compose d'un onduleur à trois niveaux qui se compose de trois bras de dispositifs de commutation de puissance. Chaque bras se compose de quatre dispositifs de commutation avec leurs diodes anti parallèles et deux diodes de serrage neutres. Le contrôleur de courant de l'onduleur se compose de PLL, régulateur V_{dc} , régulateur de courant, générateur de référence et générateur de modulation de largeur d'impulsion (PWM). Le régulateur VDC mesure la tension DC et la compare à la tension de référence.

L'unité de contrôle PLL convertit la tension et le courant de grille d'abc au cadre de référence dq en utilisant la transformation de Park. La tension du réseau est incontrôlable, le moyen le plus efficace de contrôler le fonctionnement du système est de contrôler le courant continu (I_d) et le courant de quadrature (I_q) qui circulent vers le réseau. Comme la puissance active dépend de l' I_d actuel, donc pour injecter la puissance réelle au réseau, l' I_d doit être mis à zéro.

Le contrôleur de courant se compose d'un contrôleur intégré utilisé pour définir $I_d = 0$, donc une injection de puissance réactive à la grille réglée à zéro. La sortie du contrôleur de courant est introduite dans les impulsions de commutation par le générateur PWM pour générer les impulsions de porte de l'onduleur.

L'onduleur PV est une source de problèmes, c'est le maillon faible de la chaîne de conversion. Sa commande revêt une importance cruciale.

Dans notre mémoire on s'est contenté à choisir l'étude d'un onduleur NPC à trois niveaux qui est une structure relativement nouvelle. Dans le cas standard, par un jeu de commutation

commandée de manière appropriée, le plus souvent par MLI, la tension électrique continue fournie est modulée afin d'obtenir une grandeur alternative proche de la sinusoïde à la fréquence du réseau.

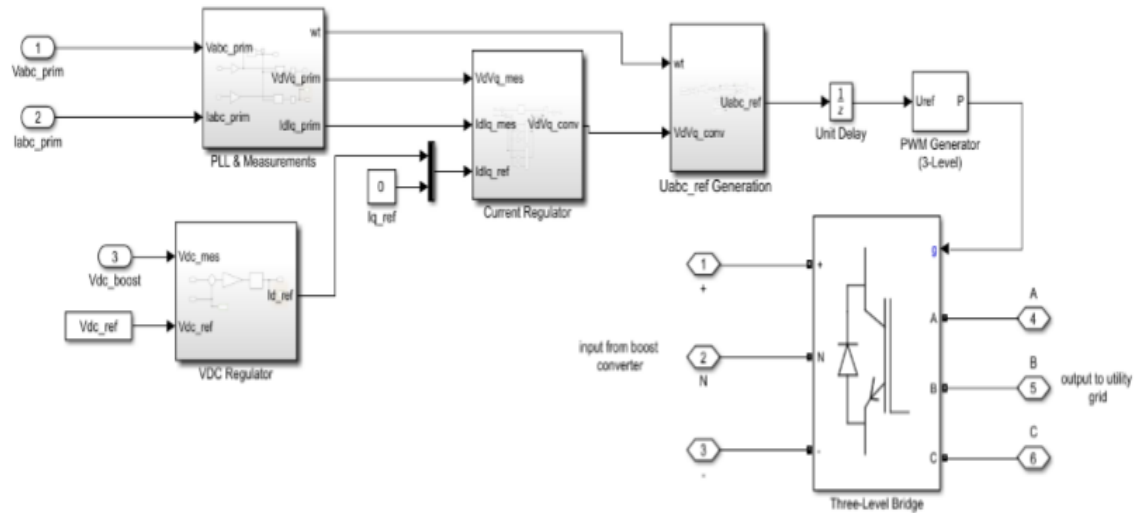


Fig. III.8 : Onduleur avec sous-système de commande de courant

III.5 Modèle de simulation d'un système PV de 100KW à deux étages raccordés au réseau électrique BT

La figure III.7 montre le modèle de simulation d'un système photovoltaïque à deux étages raccordés au réseau. Ici, le réseau photovoltaïque fournit une puissance de sortie selon les conditions d'essai standard avec une température du module de 298 K (25 °C) et une irradiance de 1000 W / m². Le convertisseur de Boost est utilisé pour augmenter la tension PV de 273,5 V à 500 V. Le cycle de service du convertisseur de Boost est contrôlé par le contrôleur MPPT. L'onduleur convertit 500V DC en tension alternative. Pour compenser les harmoniques produites par l'onduleur, un banc de condensateurs 10kvar est utilisée. Un transformateur triphasé de 100 kVA est utilisé pour connecter le système solaire au réseau électrique de 25 kV.

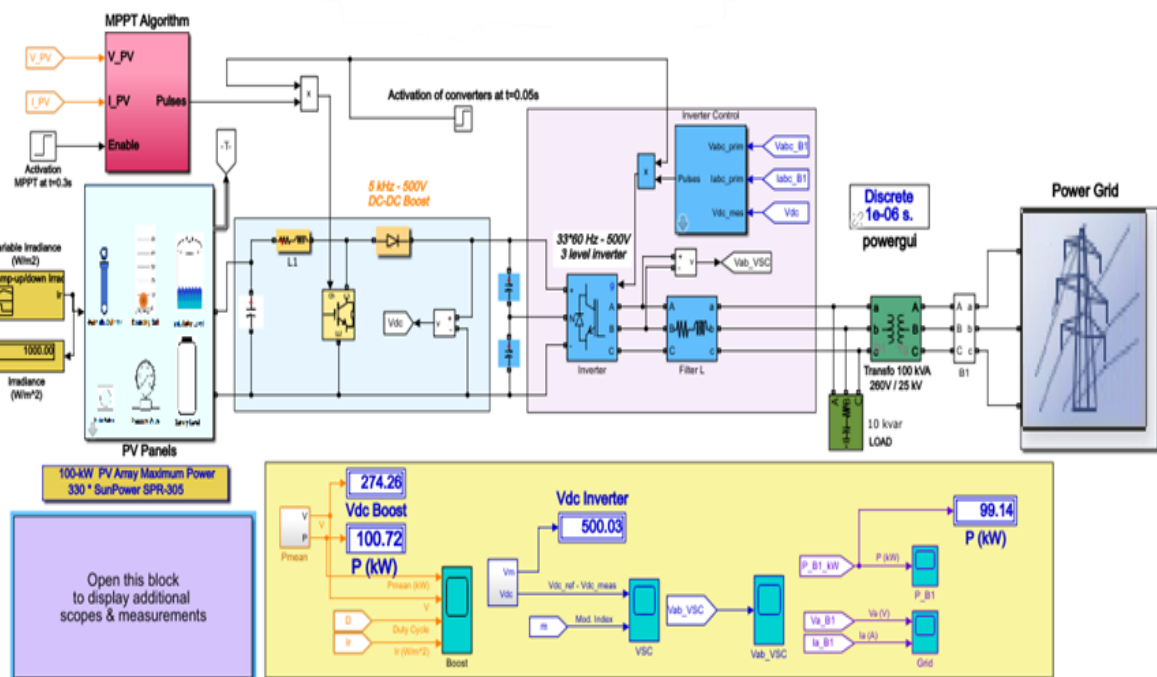


Fig. III.9 : Modèle Simulée de système PV de 100KW triphasé à deux étages raccordés au réseau électrique BT

III.6 Résultats de simulation :

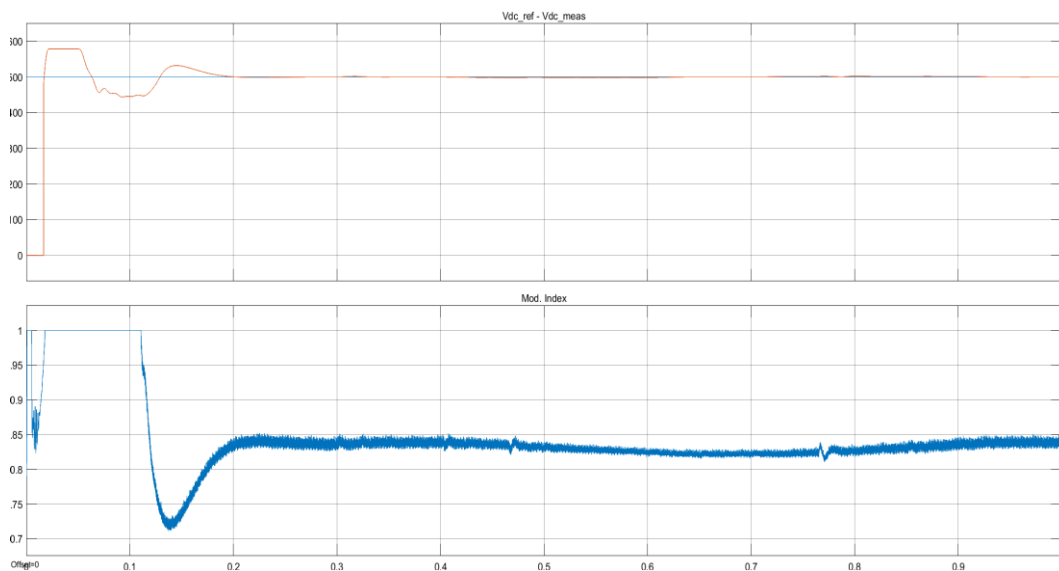


Fig. III.10 : La tension aux bornes convertisseur Boost.

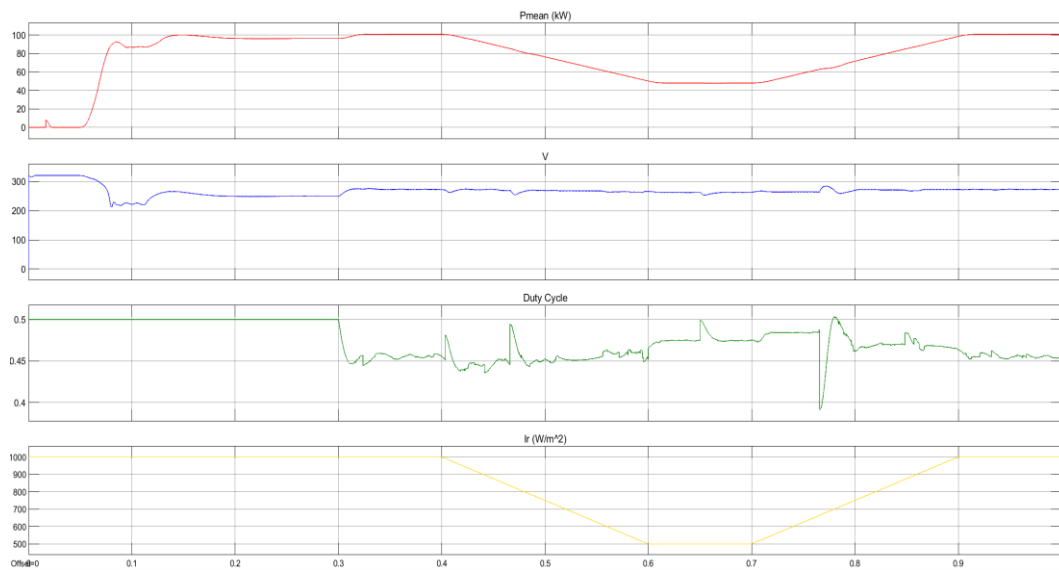


Fig. III.11 : La puissance maximale, la tension, la radiation solaire de système PV (avec l'activation de régulateur MPPT à $t=0.3s$)

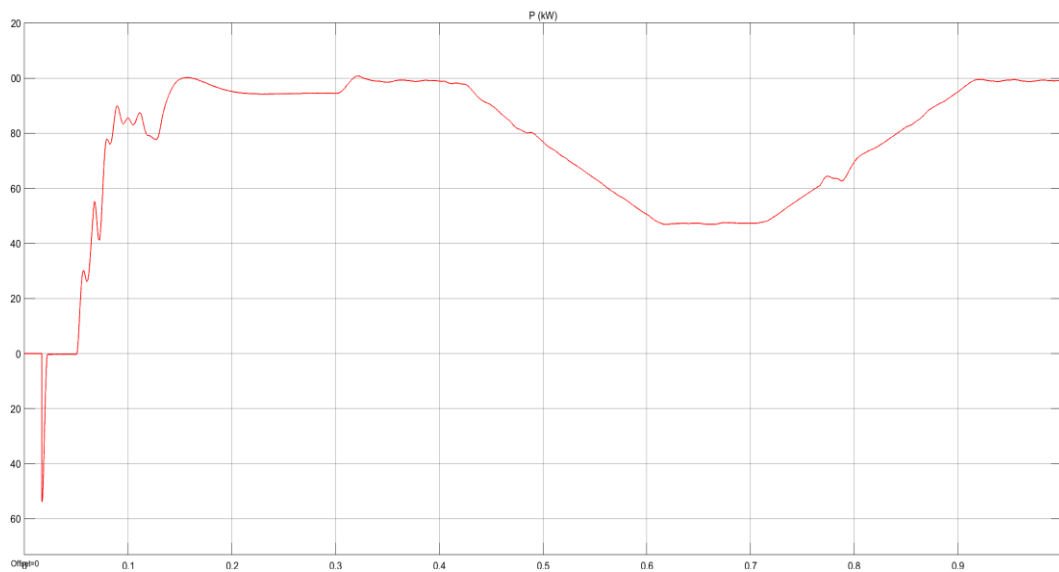


Fig. III.12 : La puissance maximale de système PV injecté au réseau électrique BT

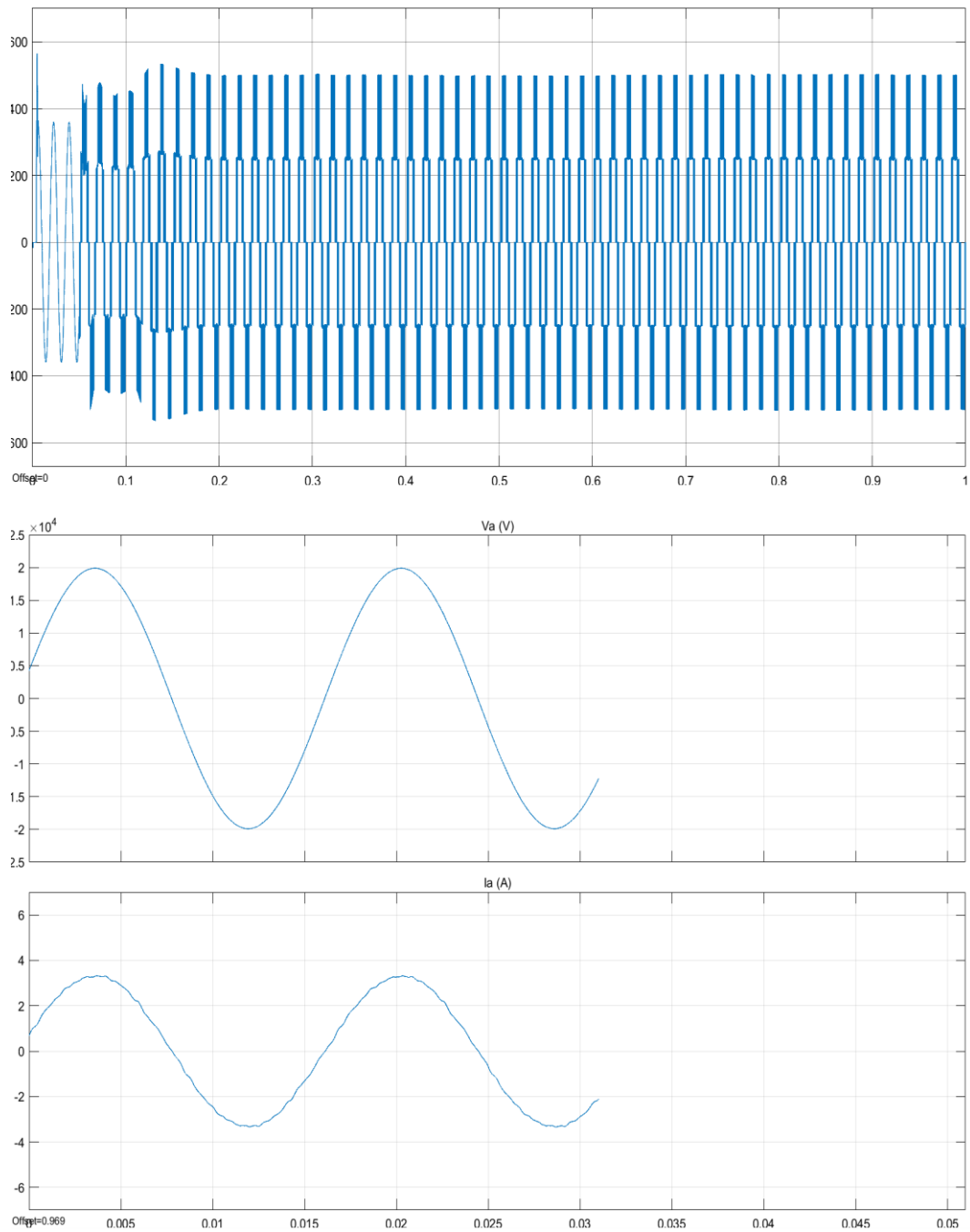


Fig. III.13 : La tension et le courant de phase (A) de sortie de l'onduleur trois niveaux avec zoom

III.7 Interprétations des résultats

1. De $t=0$ sec à $t=0,05$ sec, les impulsions vers les convertisseurs Boost et VSC sont bloquées. La tension PV correspond à la tension en circuit ouvert ($N_{ser} \cdot V_{oc} = 5 \cdot 64,2 = 321$ V, voir tracé V sur Scope Boost). Le pont à trois niveaux fonctionne comme un redresseur de diode et les condensateurs du circuit intermédiaire sont chargés au-dessus de 500 V (voir trace V_{dc_meas} sur le VSC de l'oscilloscope).
2. À $t=0,05$ s, les convertisseurs Boost et l'onduleur sont déverrouillés. La tension du circuit intermédiaire est réglée à $V_{dc} = 500$ V. Le cycle d'utilisation du convertisseur d'amplification est fixe ($D = 0,5$ comme indiqué sur Scope Boost) et la radiation solaire est réglée à 1000 W/m². L'état stationnaire est atteint à $t=0,25$ s. La tension PV résultante est donc $V_{PV} = (1-D) \cdot V_{dc} = (1-0,5) \cdot 500 = 250$ V (voir tracé V sur Scope Boost). La puissance de sortie du réseau photovoltaïque est de 96 kW (voir piste P_{moy} sur Scope Boost) tandis que la puissance maximale avec un éclairage de 1000 W/m² est de $100,7$ kW. Observer sur la grille de l'oscilloscope que la tension et le courant de la phase A sur le bus 25 kV sont en phase (facteur de puissance unitaire).
3. À $t = 0,3$ s, MPPT est activé. Le régulateur MPPT commence à réguler la tension PV en variant le cycle de service afin d'extraire la puissance maximale. La puissance maximale ($100,7$ kW) est obtenue lorsque le cycle de service est $D=0,453$.
4. De $t = 0,4$ s à $t = 0,6$ s, la radiation solaire est réduite de 1000 W/m² à 500 W/m². MPPT continue de suivre la puissance maximale. À $t = 0,6$ s lorsque l'éclairage a diminué à 500 W/m², le cycle d'utilisation est $D = 0,485$. La tension et la puissance PV correspondantes sont $V_{mean} = 255$ V et $P_{mean} = 47$ kW. Notez que le MMPT continue de suivre la puissance maximale pendant ce changement rapide d'éclairage.
5. De $t = 0,7$ sec à $0,9$ sec, l'éclairage est augmenté jusqu'à 1000 W/m² afin d'illustrer les bonnes performances du contrôleur MPPT.

III.8 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons abordé l'analyse de l'impact de l'intégration d'installations PV dans le réseau public de distribution. Cette partie de notre travail nous a permis d'identifier un certain nombre de points pouvant impacter l'intégration et affecter le fonctionnement de ces installations et on a finalisé notre travail par une simulation sur l'impacts des onduleurs multiniveaux (onduleur à trois niveaux) liés à l'intégration de production photovoltaïque sur les réseaux électriques avec exemple de simulation d'un système PV proposé.

Conclusion générale



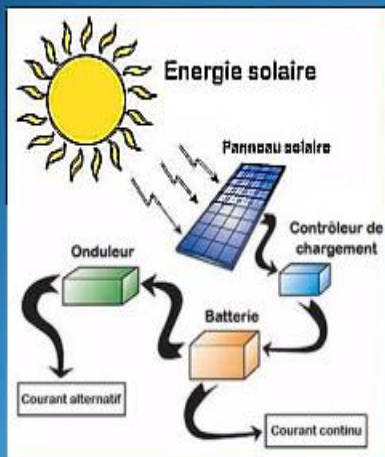
Conclusion générale

Dans ce mémoire, il a été question d'étudier la conception et l'impact d'un système photovoltaïque injecté dans les réseaux électriques. Cette recherche nous a apporté beaucoup de connaissances en énergies renouvelables et en technologies et équipements photovoltaïques. Pour appréhender ces nouvelles connaissances nous avons mis en application notre base des connaissances en électronique, en réseaux électriques et applications de l'énergie électriques. L'objectif ayant été d'interconnecter un champ photovoltaïque au réseau en passant par un onduleur à trois niveaux sans transformateur, nous avons opté à l'utilisation de l'architecture constituée par un hacheur Boost qui élève la tension de l'entrée PV à la valeur maximale de 311V. Cette tension qui est la tension du bus continu a été appliquée directement à l'entrée de l'onduleur MLI triphasé qui a un filtre Passe-bas RLC en T. Pour faire fonctionner le générateur photovoltaïque dans les conditions optimales, nous avons utilisé la commande MPPT « perturbation et Observation » pour la commande du hacheur Boost. Pour faire fonctionner le système avec le réseau dont les caractéristiques ont été définies, nous avons établi l'algorithme de fonctionnement du système. L'algorithme défini nous a permis d'établir un schéma bloc qui décrit le fonctionnement du système et le modèle des différents blocs intervenant dans ce schéma (le hacheur Boost à commande MPPT, le hacheur réversible et l'onduleur MLI triphasé à trois niveaux). Enfin, nous avons simulé les différentes parties du système, ainsi que le système et les résultats sont concluants quant au fonctionnement de ces différentes parties, c'est-à-dire les hacheurs et l'onduleur MLI. L'injection de l'énergie au réseau a produit des résultats en accord les recommandations de la théorie. Comme tout travail, notre travail n'a pas été parfait, néanmoins peut être améliorée par les futurs chercheurs, sur les points suivants :

- La conception d'une interface de paramétrage pour la gestion des événements,
- L'amélioration de la commande PWM et du MPPT par les techniques des RNA et de la logique floue,
- Etudier les autres impacts avec détail,
- La réalisation pratique et professionnelle d'une carte de commande reposant sur ce modèle pourrait faire qu'on réalise localement des onduleurs compétitifs sur le marché.

Bibliographie

L'ÉNERGIE SOLAIRE



Bibliographie

- [1] Kourt M.L. et Arbaoui M.Y. "Une nouvelle méthode d'Intelligence Artificielle pour estimer le rayonnement solaire ", Mémoire de Master en Informatique Option: SI, Université d'Adrar, 2023.
- [2] Merad M.M. "Introduction au Gisement Solaire Algérien" Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Amar Telidji-Laghout-Faculté de Technologie, 2021.
- [3] M. Capderou, " Atlas solaire de l'Algérie", Livre,Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [4] Douha H. et Mecheri S. "Conception d'un système photovoltaïque connecté aux réseaux électrique" Mémoire de Master en Electrotechnique Industrielle -Université de Kasdi Merbah - ouarguela ,2021.
- [5] <https://fr.weatherspark.com/>. " Niveaux de confort selon l'humidité à Ouargla" 2024.
- [6] Toumi N et Kouda I. " Energie Solaire Photovoltaïque et Système Photovoltaïque Autonome", Mémoire de licence en Electrotechnique - Université Badji Mokhtar – Annaba, 2021.
- [7] Hamzaoui A. " Effet de l'illumination sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires au silicium poly cristallin", Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas – SETIF, 2018.
- [8] <https://www.cea.fr//>.
- [9] <https://gootrio.com//>. "Modélisation d'un module photovoltaïque sous Matlab Simulink ".
- [10] <https://energieplus-lesite.be/theories//>. "Caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques",2020.
- [11] Benslim A. "Simulation des caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques", Mémoire de Master -Université Mohamed Khider de Biskra,2019.
- [12] Angel Cid Pastor. "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", Thèse de Doctorat en Conception des Circuits Microélectroniques et Microsystèmes - Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [13] Helali K. "Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative", Mémoire d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique, UMMTO. (Tizi-Ouzou) 2014.
- [14] Lachen I. et Lahbabi M. et Oumnad A. " Etude et comparaison des différentes configurations de Panneaux Photovoltaïques sous l'Effet d'ombrage partiel", Mémoire d'Ingénieurs, Faculté des Sciences et Techniques, USMBA, BP 2202. Fès, Maroc, 2016.

- [15] MOINE G. ‘‘L’Énergie Solaire Photovoltaïque (PV) : Une Filière Compétitive en Site Isolé ‘‘ 2018.
- [16] Serge K.K. ‘‘Etude et conception d'un système d'interconnexion centrale PV-secteur SNEL Basse Tension‘‘, Mémoire d'ingénieur Civil en Génie électrique, Université Libre Des Pays Des Grands-Lacs (ULPGL)-Congo, 2019.
- [17] <https://mypower.engie.fr/conseils/panneaux-solaires/produits associes/ fonctionnement -onduleur-solaire.html> ‘‘Onduleur solaire : le guide complet pour tout savoir ‘‘ 2022.
- [18] Ayachi Z. et Djotni K. ‘‘Etude et Simulation d'un Onduleur de Tension Triphasé‘‘, Projet Fin d'Etude Licence-Université Badji Mokhtar-Annaba-Faculté des Sciences de l'ingénieur Département d'Electrotechnique, 2021.
- [19] Cyril L. ‘‘ Optimisation de commandes MPPT‘‘, Mémoire d'Ingénieur en CNAM- Conservatoire National des Arts et Métiers Centre Régional de Midi-Pyrénées ,2016.
- [20] Powerband Green Energy Ltd. ‘‘Contrôleur De Système Solaire: PWM V.S. MPPT‘‘.
- [21] Allaoua N. et Amara M. ‘‘Etude et Simulation de la Commande MPPT basée sur l'approche de P&O‘‘, Mémoire de Master en Electrotechnique -Universitaire Salhi Ahmed-Naama, 2022.
- [22] Berreziga N. et Babou S. ‘‘ ‘Commande directe par la méthode Incrémental Conductance (Inc-Cond) d'un panneau photovoltaïque‘‘, Mémoire de Fin d'Etudes de Master Académique. Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou, 2018.
- [23] Dellalou k. ‘‘ Stratégies De Commande Des Onduleurs Multiniveaux (MLI ST et MLI Vectorielle) ‘‘, Mémoire de Master en Electromécanique - Université Badji Mokhtar- Annaba, 2019.
- [24] THI THU HA PHAM ‘‘ influence de la production sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissances ‘‘. Thèse de doctorat INPG, 2006.
- [25] SICAE O. ‘‘Raccordement d'une production A-coup set variations rapides detension ‘‘. Référentiel technique 2006.
- [26] EDF ‘‘ Étude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une productionen HT ‘‘», NOP-RES_22E 2005.
- [27] A. ARBAOUI ‘‘ Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adéquation au site et à un réseau faible ‘‘. Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers 2006.
- [28] H. CAMBLONG ‘‘Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolien dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable ‘‘. Thèse dedoctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers2003.

- [29] E. FLORIN ‘‘production dans les réseaux Etude pluridisciplinaire de la modélisation pour le contrôle des sources ‘’. Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers 2005.
- [30] Union Technique de l'Electricité et de la Communication, NF EN 50 160: ‘‘Caractéristiques de la tension à fournie par les réseaux publics de distribution ‘’. Norme NF EN 50160 - mai 2000, éditée par l'Union Technique de l'Electricité et de la Communication, BP 23, 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex.
- [31] G. STRBAC, N. JENKINS, M. HIRD and AIL. ‘‘Integration of operation of embedded generation and distribution networks ‘’. K/EL/00262/REP.URN 02/1145, Mai, 2002.
- [32] J. MARTIN ‘‘Énergies éoliennes ‘’ Page de 2-13, Ingénieur de l'École nationale supérieure des arts et métiers, Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie énergétique.
- [33] PAUL G. ‘‘ Le Grand livre de l'éolien ‘’, édition du Moniteur, 27 février2007.
- [34] H.J. WANGER‘‘ Livre Eneregy Technologies ‘’ volume C : Renwable Energy 2010 .
- [35] D. LE GOURIERES ‘‘Eolienne : Théorie conception et calculs pratiques des installations ‘’, Edition Evrolles, Energie, 2012.
- [36] J. W. Smith, R. Dugan, M. Rylander, and T. Key ‘‘ Advanced distribution planning tools for high pénétration pv deployment ‘’. In Power and Energy Society General Meeting,2012 IEEE, pages 1–7. IEEE, 2012.
- [37] F. DIOP ‘‘ Physics and Engineering (EOBE) ‘’.Thèse de doctorat en Génie Électrique,de l'Université Paris-Saclay École doctorale n° 575 Electrical, Optical, Bio 2018.
- [38] Vincent B. ‘‘ étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage ‘’ à l'obtention de la maîtrise en génie électrique. Université du Québec ; septembre 2012
- [39] Mitchell D. ‘‘ Dc-dc switching regulator analysis ‘’. Livre de la bibliothèque ETS p.60.1999.
- [40] Qin H. ‘‘Comparative Analysis of Incremental Conductance and Perturb-and Observation Methods to Implement MPPT in Photovoltaic System‘’. Doctoral Thesis. Wuhan institute of technology, China 2011.
- [41] E. Benkhelil and A. Gherbi ‘‘Modelling and simulation of grid-connected photovoltaic generation system by Revue des Energies Renouvelables ‘’. SIENR'12 Ghardaïa (2012) 295 – 306.

- [42] Pierre G., Gilbert S. “ Average model of a 100-kw grid-connected pv array “
Hydro-Quebec Research Institute (IREQ) Carlos Osorio, Shripad Chandrachood, The
Math works.
- [43] Y. Yao. “ Stability and robust regulation for battery driven boost converter with
simple feedback “. Thèse en genie électrique, Université du Massachusetts,
p.11.2010.
- [44] M. Salhi and R. El-Bachtiri, “Maximum Power Point Tracking Controller for PV
Systems using a PI Regulator with Boost DC/DC Converter“, ICGST-ACSE Journal,
Vol. 8, N°3, January 2009.
- [45] Malki S. “Maximum Power point tracking for photovoltaic systems: “. Mémoire de
Magister. Universitéde Boumerdès 2009.