

**UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES**

**AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ DE L'ÉNERGIE D'UN SYSTÈME  
SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTÉ AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ À  
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES  
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA MAÎTRISE  
EN GÉNIE ÉLECTRIQUE**

**PAR**

**ANDY KELIAMS DADJOM TCHAMANI**

**JANVIER 2026**

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

# UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

## MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

Programme offert par l'Université du Québec à Trois-Rivières,

### **Direction de recherche :**

---

Pr. Mamadou Lamine. Doumbia directeur de recherche

Université du Québec à Trois-Rivières

---

Pr. Ahmed Chériti codirecteur de recherche

Université du Québec à Trois-Rivières

### **Jury d'évaluation**

---

Pr. Mamadou Lamine. Doumbia directeur de recherche

Université du Québec à Trois-Rivières

---

Pr. Cardenas, Alben évaluateur

Université du Québec à Trois-Rivières

---

Dr. Fils Pascal Mpomboum Lingom évaluateur externe

GE Vernova Power Conversion, USA

# Remerciements

Je souhaite exprimer mes remerciements les plus profonds à mon directeur de recherche, M. Mamadou Lamine Doumbia, pour avoir accepté de superviser mes travaux de recherche. Sa disponibilité, ses conseils éclairés, ses suggestions pertinentes, ses critiques constructives et son attitude exemplaire ont été déterminants dans la conduite et l'aboutissement de ce mémoire.

Ma reconnaissance s'adresse également à mon codirecteur de recherche, M. Ahmed Chériti, pour son appui constant, sa précieuse collaboration et son implication tout au long de mes travaux.

Je dédie ce mémoire à mes chers parents, à l'ensemble de ma famille ainsi qu'à mes amis, dont les encouragements, le soutien et la confiance m'ont accompagné et motivé tout au long de mon parcours.

Enfin, je tiens à remercier chaleureusement l'ensemble des professeurs et du personnel du département de génie électrique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, ainsi que mes collègues, pour leur soutien et leur contribution, directe ou indirecte, à la réalisation de ce travail.

# Résumé

Selon le rapport de l'AIE 2023, on constate une croissance remarquable des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire photovoltaïque qui occupe une place de plus en plus grande. Ces systèmes alimentent des applications résidentielles, industrielles et peuvent être connectés au réseau électrique. Une conversion efficace de cette énergie devient un enjeu majeur, entraînant un intérêt grandiose pour la recherche en électronique de puissance. Assurant la conversion du courant pour alimenter des charges ou injecter l'énergie produite dans le réseau, l'onduleur est l'un des composants clés des installations photovoltaïques. Toutefois, son fonctionnement introduit des harmoniques dues aux limitations de sa commande, ce qui peut altérer la qualité de l'électricité. Ainsi, l'utilisation de filtres appropriés est indispensable pour atténuer ces harmoniques et garantir la conformité aux normes du réseau. Son rôle principal est de convertir le courant continu généré par le champ photovoltaïque en courant alternatif, tout en assurant une interface optimale entre la production solaire et le réseau électrique. Dans cette étude, les principaux éléments d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau sont modélisés et simulés sous MATLAB/Simulink. Le générateur photovoltaïque, le convertisseur DC/DC (hacheur élévateur) et les convertisseurs DC/AC (onduleur) sont représentés à travers des modèles permettant une analyse approfondie du comportement global du système. Pour limiter les perturbations dues aux harmoniques introduites par l'onduleur, deux types de filtres sont étudiés : un filtre passif de type LCL et un filtre actif, visant à réduire efficacement les harmoniques avant l'injection de l'énergie dans le réseau. Une analyse comparative des performances de ces deux filtres est réalisée afin d'évaluer leur impact sur l'amélioration de la qualité de l'énergie injectée dans le réseau électrique .

# Table des matières

Remerciements .....	ii
Résumé .....	iii
Liste des tableaux .....	VII
Liste des figures .....	VIII
Liste des symboles .....	X
Liste des abréviations .....	XIII
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Revue de la littérature sur la production de l'électricité par le système solaire photovoltaïque.....	3
1.1. Rayonnement solaire .....	3
1.1.1. Rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre.....	3
1.1.2. Rayonnement solaire dans l'atmosphère terrestre.....	3
1.2. Types de systèmes d'énergie solaire.....	4
1.2.1. Énergies solaires concentrées.....	4
1.2.2. Technologie solaire photovoltaïque.....	4
1.3. Cellule solaire.....	5
1.4. Panneaux solaires photovoltaïques.....	6
1.4.1 Principes fondamentaux du panneau solaire photovoltaïque .....	6
1.4.2. Caractéristiques v-i et puissance de sortie.....	7
1.5. Production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque .....	9
1.6. Conclusion.....	9
Chapitre 2 : Convertisseurs électroniques de puissance pour les systèmes photovoltaïques.....	11
2.1. Convertisseurs DC-DC.....	11
2.2. Stratégies de Suivi du Point de Puissance maximale pour Modules photovoltaïques .....	14
2.2.1. Algorithme MPPT de perturbation et d'observation (P&O).....	14
2.2.2. Méthode de conductance incrémentale de l'algorithme MPPT .....	16
2.2.3. Algorithme de suivi de tension constante.....	17
2.3. Convertisseur DC-AC .....	18
2.4. Techniques de commande de l'onduleur .....	21
2.4.1. Commande par hystérésis : .....	21
2.4.2. Commande MLI scalaire .....	23

2.5. Transformation d'un signal triphasé (abc) en un cadre de référence rotatif (dq0) ou l'inverse.	25
2.6. Conclusion.....	27
Chapitre 3 : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique .....	29
3.1. Fondements et enjeux de la qualité de l'énergie électrique.....	29
3.2. Présentation du système solaire photovoltaïque connecté au réseau .....	30
3.3. Dimensionnement des composants du système.....	31
3.3.1. Dimensionnement des panneaux solaires.....	31
3.3.2. Dimensionnement du hacheur Boost.....	35
3.3.3. Dimensionnement de l'onduleur (convertisseur DC-AC).....	38
3.4. Étude de l'étage d'adaptation réseau.....	39
3.4.1. Transformateurs d'interface .....	39
3.4.2. Tension et courant injectés dans le réseau par le système photovoltaïque.....	40
3.5. THD de la tension et du courant injectés au réseau. ....	42
3.6. Dimensionnement du réseau électrique.....	45
3.6.1. Génération d'Énergie électrique triphasée .....	46
3.6.2. Transformateur abaisseur .....	47
3.6.3. Transformateur de mise à la terre .....	48
3.6.4. Ligne de transmission triphasée .....	48
3.6.5. Charges électriques.....	50
3.7. Conclusion.....	50
Chapitre 4 : Modélisation, simulation et comparaison des filtres passif et actif.....	52
4.1. Introduction aux filtres de puissance.....	52
4.2. Étude du filtre passif LCL .....	52
4.2.1. Dimensionnement du filtre LCL .....	53
4.2.2. Analyse des performances avec le filtre LCL .....	56
4.3. Étude du filtre actif.....	61
4.3.1. Dimensionnement du filtre actif parallèle (FAP) .....	62
4.3.2. Analyse des performances .....	64
4.4. Comparaison des deux types de filtres .....	67
4.4.1 Analyse des performances .....	67
4.4.2. Analyse des taux d'harmoniques.....	69
4.5. Conclusion.....	71
Conclusion générale .....	73

Références : .....75  
Annexe A- Modèles de simulation .....82

# Liste des tableaux

Tableau 2-1:Les 8 états de commutation d'un onduleur triphasé et les tensions de sortie correspondantes (cycle périodique) [37] .....	19
Tableau 3-1:Tableau des paramètres du système .....	36
Tableau 4-1:Valeur de la résistance ( $R_c$ ) et du facteur ( $z$ ) d'amortissement .....	56
Tableau 4-2:Tableau de l'analyse des performances.....	67
Tableau 4-3:Récapitulatif des valeurs du THDI et du THDV selon les types de systèmes .....	71

# Liste des figures

Figure 1-1: Sonde Solar Orbiter [6] .....	3
Figure 1-2: Composition d'une cellule photovoltaïque [18] .....	5
Figure 1-3: Modèle mathématique des cellules [22] .....	7
Figure 1-4 : Courbes i-v obtenues, courant et puissance du module en fonction de la tension (mod=25° ctmod=25 °C) pour : (à gauche) : module monocristallin hiklu7-580m de Canadian Solar et (à droite) : module polycristallin nd-rb270 de Sharp [23].....	8
Figure 2-1: Convertisseur DC-DC (a) boost;(b) buck;(c) buck-boost [35].....	11
Figure 2-2: Courbe puissance et tension pour la méthode perturbée et observée (P&O) [29].....	15
Figure 2-3: Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O) [31].....	16
Figure 2-4: Organigramme de l'algorithme MPPT à conductance incrémentale [31] .....	17
Figure 2-5: Circuit de l'onduleur [37] .....	18
Figure 2-6: Contrôle du courant par hystérésis [34].....	22
Figure 2-7: Formes d'onde des signaux de commande par hystérésis appliqués à l'onduleur triphasé .....	23
Figure 2-8: Commande MLI scalaire .....	24
Figure 2-9: Onde de modulation de phase obtenue à l'intersection entre le signal triangulaire $a$ , la référence de tension $v_a^*$ , le signal de commutation et la tension de sortie $v_{ao}$ [71] .....	24
Figure 2-10: Formes d'onde des signaux de commande générés par la MLI scalaire pour l'onduleur triphasé .....	25
Figure 2-11: Cadres de Référence ABC et DQ0 [38] .....	26
Figure 3-1: Courbe de tension présentant des déformations [64].....	30
Figure 3-2: Schéma système solaire photovoltaïque .....	31
Figure 3-3: Schéma du système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	31
Figure 3-4: a) courbes I-V (Courant-Tension) et b) P-V (Puissance-Tension) .....	33
Figure 3-5: Courant en sortie des panneaux .....	34
Figure 3-6: Tension en sortie des panneaux.....	35
Figure 3-7: Puissance en sortie des panneaux .....	35
Figure 3-8: Tension en sortie du hacheur .....	37
Figure 3-9: Hacheur boost.....	38
Figure 3-10: Tension en sortie de l'onduleur .....	38
Figure 3-11: Onduleur .....	39
Figure 3-12: Tension triphasée injectée dans le réseau électrique.....	40
Figure 3-13: Courant triphasé injecté dans le réseau électrique .....	41
Figure 3-14: THD de la tension d'une phase .....	43
Figure 3-15: THD du courant d'une phase .....	45
Figure 3-16: Architecture du réseau électrique.....	46

Figure 3-17:Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique .....	46
Figure 3-18:Modèle d'une ligne triphasée [49] .....	49
Figure 4-1:Schéma du système solaire photovoltaïque connectée au réseau électrique avec filtre LCL.....	53
Figure 4-2:Filtre LCL .....	56
Figure 4-3:Taux d'harmoniques du courant avec le filtre LCL .....	58
Figure 4-4:Taux d'harmoniques de la tension avec filtre LCL .....	60
Figure 4-5:Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique avec filtre LCL .....	61
Figure 4-6:Schéma du système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique avec filtre actif.....	61
Figure 4-7:Architecture générale et principe de fonctionnement du filtre actif de parallèle [69].	62
Figure 4-8:Schéma du circuit.....	64
Figure 4-9:Taux d'harmoniques de la tension avec filtre actif .....	65
Figure 4-10:Taux d'harmoniques du courant avec filtre actif .....	66
Figure 4-11:Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique avec filtre actif .....	67
Figure 4-12:Histogramme du taux d'harmoniques du courant .....	70
Figure 4-13:Histogramme du taux d'harmoniques de la tension .....	71

# Liste des symboles

$\alpha$	Rapport de conduction du hacheur
$C$	Capacité du filtre LCL
$c_1$	Condensateur d'entrée du hacheur
$c_2$	Condensateur de sortie du hacheur
$C_1, C_2, C_3$	Condensateurs pour chaque phase du modèle de ligne triphasée
$D$	Rapport cyclique
$\Delta I_{PV}$	Ondulation de courant
$\Delta V_{PV}$	Ondulation de tension
$f$	Fréquence du réseau
$f_{res}$	Fréquence de résonance
$f_H$	Fréquence de commutation
$G$	Gain de l'onduleur
$G_1, G_2, G_3$	Conductances pour chaque phase du modèle de ligne triphasée
$i_1, i_2, i_3$	Courants pour chaque phase du modèle de ligne triphasée
$I_a, I_b, I_c$	Courants de phase du réseau
$I_d$	Courant de saturation de la diode
$I_{fac}$	Courant du filtre actif
$I_{ph}$	Courant photo-généré
$I_{PV}$	Courant produit par le panneau
$L$	Inductance du filtre actif
$L_1$	Inductance amont filtre LCL
$L_2$	Inductance aval filtre LCL
$l_1, l_2, l_3$	Inductances pour chaque phase du modèle de ligne triphasée
$L_b$	Inductance du hacheur
$L_T$	Inductance totale du filtre LCL

$m_a$	Indice de modulation
$N_{pp}$	Nombre de branches en parallèle
$N_s$	Nombre de cellules en série
$N_{ss}$	Nombre de modules en série
$P_m$	Puissance d'un module
$P_{ABC}$	Puissance absorbée par le réseau
$P_{DC}$	Puissance active nominale
$P_M$	Puissance maximale totale
$P_{PV}$	Puissance totale du champ photovoltaïque
$q$	Charge élémentaire
$Q_C$	Puissance réactive
$R_S$	Résistance série
$R_{sh}$	Résistance shunt
$R_c$	Résistance d'amortissement
$R_L$	Résistance de l'inductance du filtre actif
$R_m$	Résistance de magnétisation
$R_o$	Résistance homopolaire
$S$	Surface d'irradiation des cellules photovoltaïques
$S_a, S_b, S_c$	Signal de sortie de phase du réseau
$T$	Température
$T_{ref}$	Température de référence
$t$	Variable temporelle
$V_a, V_b, V_c$	Tensions de phase du réseau
$v_a^*$	Signal de référence sinusoïdal
$V_{ao}, V_{bo}, V_{co}$	Tensions de phase au neutre flottant
$V_{AN}, V_{BN}, V_{CN}$	Tensions simples du réseau
$V1(t)$	Composante fondamentale du signal total

$V3(t), V5(t)$	Harmoniques de rang 3 et 5 du signal total
$V(t)$	Signal total
$V_{DC}$	Tension continue en sortie
$V_{dcf}$	Tension continue d'alimentation
$V_d$	Composante directe (d-axis)
$V_q$	Composante quadrature (q-axis)
$V_0$	Tension de la composante homopolaire
$V_{OND}$	Tension entre phases en sortie de l'onduleur
$V_{MAX}$	Tension maximale de phase
$V_{mp}$	Tension au point de puissance maximale
$V_{refa}, V_{refb}, V_{refc}$	Tensions de référence par phase
$V_{tr}$	Tension du signal triangulaire
$V_n$	Tension nominale du réseau
$\omega$	Pulsation
$\omega_{res}$	Pulsation de résonance
$X_m$	Réactance de magnétisation
$X_o$	Réactance homopolaire

# Liste des abréviations

<i>AC</i>	Courant alternatif
<i>CdTe</i>	Tellurure de Cadmium
<i>CEP</i>	Convertisseur électronique de puissance
<i>CIGS</i>	Cuivre Indium Gallium Sélénium
<i>CVT</i>	Suivi à tension constante
<i>D1</i>	Couplage Triangle
<i>D1 – Yg</i>	Couplage Triangle – Étoile avec Neutre mis à la terre
<i>DC</i>	Courant continu
<i>DC – DC</i>	Convertisseur Continu–Continu
<i>DC – AC</i>	Convertisseur continu – alternatif
<i>dq</i>	Axe direct-quadrature
<i>dP/dV</i>	Dérivée de la puissance par rapport à la tension
<i>FAP</i>	Filtre actif parallèle
<i>GPV</i>	Générateur photovoltaïque
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>IGBT</i>	Transistor bipolaire à grille isolée
<i>IncCond</i>	Incrémental Conductance
<i>INC</i>	IncCond
<i>LCL</i>	Inductance – Condensateur – Inductance
<i>MLI</i>	Modulation de Largeur d’Impulsions
<i>MOSFET</i>	Transistor à effet de champ
<i>OFF</i>	État désactivé ou coupé
<i>ON</i>	État activé ou en marche
<i>p – v</i>	Caractéristique Puissance-Tension
<i>PI</i>	Régulateur proportionnel intégral

<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>SPR</i>	Sun Power
<i>SPWM</i>	Modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale
<i>THD</i>	Distorsion harmonique totale
<i>v – i</i>	Caractéristique Tension-Courant
<i>X/R</i>	Rapport de Réactance sur Résistance
<i>Y</i>	Couplage Étoile
<i>Yg/D1</i>	Couplage Étoile avec neutre à la terre / Triangle

# Introduction générale

La transition énergétique mondiale repose de plus en plus sur les sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire photovoltaïque (PV). Grâce à sa disponibilité abondante et à sa capacité à réduire la dépendance aux combustibles fossiles, l'énergie photovoltaïque s'impose comme une solution clé pour répondre aux besoins énergétiques croissants tout en limitant les impacts environnementaux. L'énergie solaire est une ressource inépuisable qui peut être exploitée de manière économique [1]. L'intégration de l'énergie solaire dans les réseaux électriques nécessite des dispositifs spécifiques pour assurer une compatibilité optimale avec les systèmes existants. Le convertisseur de puissance transforme le courant continu des cellules solaires en courant alternatif sinusoïdal synchronisé avec le réseau pour l'injection dans la distribution [2]. L'énergie solaire est injectée dans le réseau électrique grâce à des onduleurs, qui convertissent le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif compatible avec le réseau. Ces onduleurs ne génèrent pas toujours un signal parfaitement sinusoïdal. En raison de la commutation des semi-conducteurs et des techniques de modulation utilisées, ils introduisent des harmoniques dans le réseau. L'énergie produite par le réseau photovoltaïque est convertie par des dispositifs électroniques de puissance, mais la présence de convertisseurs électroniques de puissance (CEP) génère des harmoniques [3]. Ces harmoniques réduisent la qualité de l'énergie réelle qui est injectée dans le réseau [4]. Il est essentiel de mettre en place des filtres efficaces capables d'éliminer les harmoniques générées et injectées dans le réseau par les convertisseurs électroniques du système photovoltaïque. En effet, la présence de ces harmoniques peut entraîner une détérioration de la qualité de l'énergie électrique, provoquant des perturbations sur l'ensemble du réseau interconnecté. Dans les entraînements de moteurs et les réseaux électriques, les harmoniques peuvent causer des dommages physiques potentiels ou des déclenchements intempestifs de relais [5]. L'intégration de filtres adaptés permet non seulement de supprimer ces perturbations indésirables, mais aussi d'améliorer la stabilité, la fiabilité et l'efficacité énergétique du réseau. Cela garantit une meilleure compatibilité entre la production d'énergie photovoltaïque et le réseau électrique, tout en optimisant l'injection de l'énergie renouvelable. Par conséquent, le développement et l'optimisation de filtres performants sont indispensables pour assurer une intégration harmonieuse des systèmes photovoltaïques au réseau

électrique et maximiser les bénéfices de l'énergie solaire sans compromettre la qualité et la continuité de l'alimentation électrique.

Le but de ce travail consiste donc à réaliser une étude comparative entre un filtre actif et un filtre passif de type LCL, insérés après le système photovoltaïque connecté au réseau électrique, afin de déterminer lequel de ces filtres offre la meilleure qualité d'onde de courant en sortie. Cette analyse vise à évaluer l'impact de chaque type de filtre sur la réduction des harmoniques et à optimiser la qualité du courant injecté dans le réseau électrique. Ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente la revue de la littérature sur la production de l'électricité par le système solaire photovoltaïque, tout en présentant un état de l'art sur la production d'électricité en général, avant de se concentrer sur l'énergie solaire photovoltaïque. Il expose les principes de fonctionnement des panneaux solaires, les différentes technologies photovoltaïques disponibles.

Le deuxième chapitre présente les convertisseurs électroniques de puissance, l'accent étant mis sur les dispositifs qui permettent d'exploiter efficacement l'énergie produite par un système photovoltaïque.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation et à la simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, à l'aide de l'outil Matlab/Simulink. Un modèle complet est développé afin d'analyser le comportement du système. L'objectif de cette simulation est d'évaluer les performances du système, d'identifier les perturbations électriques. L'étude met en évidence les harmoniques générées par l'onduleur et l'importance de leur absorption pour garantir une injection d'énergie de qualité produite par l'onduleur.

Le quatrième chapitre s'intéresse aux solutions permettant d'améliorer la qualité de l'énergie injectée dans le réseau, en particulier les harmoniques générées par l'onduleur. Des filtres sont modélisés et simulés sous Matlab/Simulink afin de comparer leurs performances en termes de réduction du taux de distorsion harmonique (THD).

Finalement, ce travail se termine par une conclusion générale qui résume l'étude dans sa partie théorique et de simulation.

# Chapitre 1 : Revue de la littérature sur la production de l'électricité par le système solaire photovoltaïque

## 1.1. Rayonnement solaire

### 1.1.1. Rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre

Le rayonnement solaire, en dehors de l'atmosphère terrestre, représente la quantité d'énergie émise par le Soleil et atteignant la terre avant d'être filtrée par l'atmosphère. Les éruptions à la surface et la rotation du soleil provoquent des changements magnétiques dans l'atmosphère terrestre [7]. Le rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère terrestre est indispensable pour l'estimation précise de l'irradiation en tenant compte de la rotation de la Terre sur elle-même l'axe et la révolution autour du soleil [8]. En dehors de l'atmosphère, le flux d'énergie solaire reçu par une surface perpendiculaire aux rayons du Soleil reste constant. La loi de Stefan-Boltzmann, essentielle en météorologie, établit un lien entre ce flux énergétique et la température d'un corps : elle décrit le rayonnement émis par un corps noir en fonction de sa température [9].



Figure 1-1: Sonde Solar Orbiter [6]

### 1.1.2. Rayonnement solaire dans l'atmosphère terrestre

Le rayonnement solaire arrive sur terre en traversant l'atmosphère, mais son trajet est modifié par plusieurs phénomènes. Pour prévoir la production d'énergie des systèmes solaires PV et CSP, la prévision de l'intensité du rayonnement solaire dans un ciel clair est d'une importance

capitale [10]. La diffusion du rayonnement solaire entre l'atmosphère terrestre et la surface jouent un rôle essentiel dans la détermination de la distribution géométrique et spectrale du ciel [11].

## 1.2. Types de systèmes d'énergie solaire

### 1.2.1. Énergies solaires concentrées

L'énergie solaire concentrée est une technologie qui utilise des miroirs ou des lentilles pour concentrer les rayons du soleil sur une petite zone, générant ainsi une chaleur intense. Cette chaleur est ensuite utilisée pour produire de l'électricité ou pour d'autres applications industrielles. Parmi les technologies de concentration, on trouve notamment la tour parabolique, la tour de puissance, la parabole de brassage, le réflecteur linéaire de Fresnel à concentration ainsi que la cheminée solaire [12]. Ces centrales peuvent atteindre un rendement minimal de 25 %. Quant aux centrales utilisant des tours électriques, elles peuvent présenter un facteur de capacité avoisinant les 40 % [13]. L'énergie solaire concentrée (CSP) est une technologie prometteuse pour produire de l'électricité et de la chaleur à partir de l'énergie solaire. Elle se distingue par sa capacité à stocker l'énergie thermique et à fonctionner même en l'absence de soleil, ce qui en fait une solution intéressante pour les régions ensoleillées et les applications à grande échelle.

### 1.2.2. Technologie solaire photovoltaïque

La technologie solaire photovoltaïque est une méthode de production d'électricité qui convertit directement la lumière du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Cette technologie est largement utilisée pour générer de l'énergie propre et renouvelable. L'énergie solaire directe ou l'énergie solaire photovoltaïque fait référence à un système qui convertit directement le rayonnement solaire en une forme d'énergie électrique à l'aide de cellules photovoltaïques [14]. La recherche liée au PV se concentre actuellement sur l'amélioration et les solutions pour un rendement plus élevé, un prix plus bas des panneaux et systèmes PV, la capture de la quantité maximale possible d'énergie des panneaux PV en utilisant des méthodes efficaces de suivi du point de puissance maximale (MPPT) [15] et le contrôle de la qualité d'énergie [16]. Pour les connexions autonomes et les connexions au réseau, le développement des topologies efficaces de convertisseurs de puissance photovoltaïque, la résolution des problèmes de qualité de l'énergie avec les systèmes connectés au réseau, le stockage fiable et rentable, et l'intégration aux systèmes de réseaux intelligents sont les axes de recherche les plus pertinentes [17]. La technologie solaire

photovoltaïque est une solution clé pour la transition énergétique mondiale, offrant une source d'énergie propre, renouvelable et de plus en plus accessible.

### 1.3. Cellule solaire

Une cellule solaire, également appelée cellule photovoltaïque, est un dispositif qui convertit l'énergie lumineuse du soleil en électricité grâce à l'effet photovoltaïque [19]. Il existe d'autres types de cellules à films minces, notamment le tellure de cadmium (CdTe) et le séléniure de cuivre, d'indium et de gallium (CIGS) [20]. L'efficacité des panneaux photovoltaïques commerciaux est encore relativement faible, mais au cours de la dernière décennie, l'efficacité des modules commerciaux moyens à base de silicium a augmenté d'environ 5 % (passant d'environ 12 % à 17 %) [21]. Les rendements des cellules solaires photovoltaïques convertissant l'énergie des photons de la lumière en énergie électrique sont différents [13].

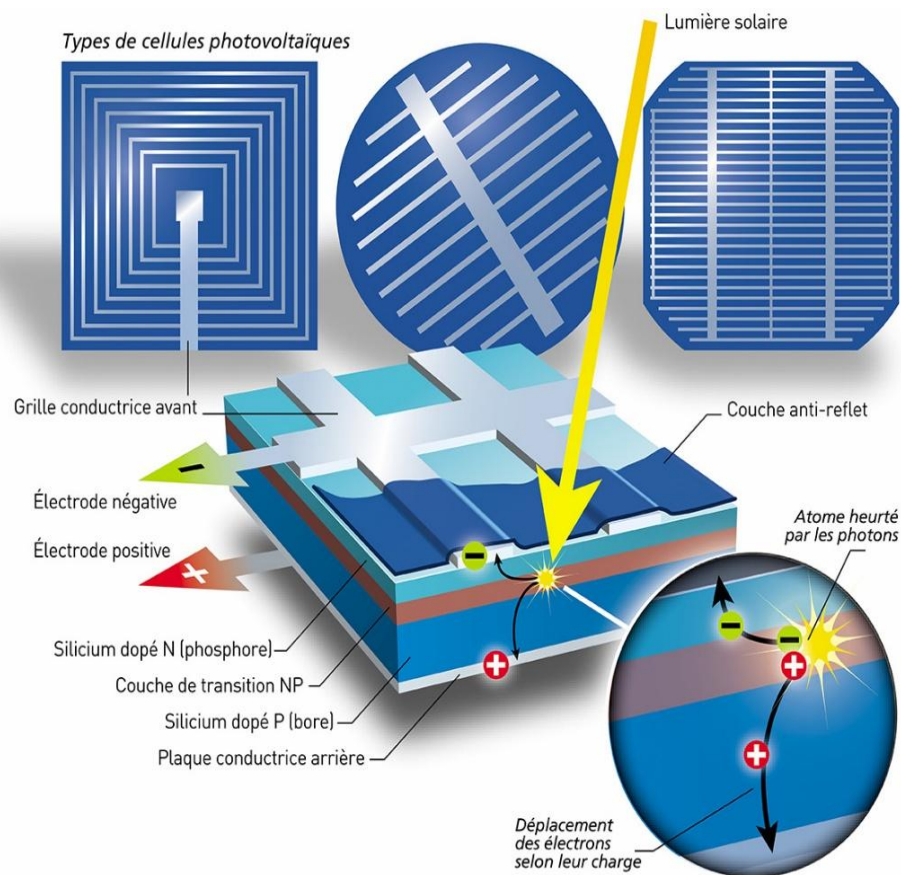


Figure 1-2: Composition d'une cellule photovoltaïque [18]

## Types de cellule photovoltaïque au Silicium

### ➤ Silicium amorphe

Il est obtenu à partir de gaz de silicium vaporisé sur un support (verre, plastique souple ou métal) par projection sous vide et les cellules photovoltaïques sont de couleur gris foncé.

### ➤ Silicium Monocristallin

Il produit par refroidissement du silicium fondu, formant un cristal uniforme et de couleur bleue, sans traces de cristaux visibles.

### ➤ Silicium polycristallin

Il est obtenu en fondant le silicium dans une lingotière métallique carrée et allongée et ces cellules ont une couleur bleue avec des motifs laissés par les cristaux, ce qui permet de les identifier facilement.

Chaque type de cellule photovoltaïque en silicium a ses propres avantages et inconvénients en termes d'efficacité, de coût et de flexibilité. Le choix entre ces technologies dépend des besoins spécifiques de l'application, tels que la performance, le budget et les contraintes d'installation.

## 1.4. Panneaux solaires photovoltaïques

### 1.4.1 Principes fondamentaux du panneau solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires photovoltaïques sont des dispositifs qui convertissent l'énergie solaire en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Ils jouent un rôle clé dans la transition énergétique en produisant une électricité propre et renouvelable.

Un panneau solaire est constitué de :

- Cellule PV
- Verre trempé
- Encapsulant
- Cadre en aluminium
- Hubction box

À partir du modèle mathématique [22] il en ressort l'équation caractéristique de la cellule solaire I-V est donnée à l'équation (1.1) :

$$I_{PV} = N_{PP} \left\{ I_{ph} - I_d \left[ \exp \left( \frac{q \left( \frac{V_{pv}}{N_s N_{ss}} + \frac{I_{pv} R_s}{N_{pp}} \right)}{ATK} \right) - 1 \right] - \left( \frac{V_{pv}}{N_s N_{ss}} + \frac{I_{pv} R_s}{N_{pp}} \right) \right\} \quad (1.1)$$

Où : Courant de sortie du panneau photovoltaïque  $I_{pv}$ , Tension de sortie du panneau  $V_{pv}$ , Nombre de branches en parallèle dans le panneau  $N_{pp}$ , Nombre de cellules en série par branche  $N_s$ , Nombre de modules en série (si applicable)  $N_{ss}$ , Courant photo généré (dépend de l'ensoleillement)  $I_{ph}$ , Courant de saturation de la diode  $I_d$ , charge élémentaire ( $1.602 \times 10^{-19}$ )  $q$ , Résistance série (pertes internes)  $R_s$ , Résistance shunt (fuites de courant)  $R_{sh}$

En prenant en considération les variations de température et de lumière, la caractéristique de sortie des cellules PV peut être donnée comme suit :

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{ref}} [I_{ph,ref} + k_o(T - T_{ref})] \quad (1.2)$$

Ce modèle relie le comportement électrique de la cellule aux conditions réelles (S, T), aidant à prédire la performance et optimiser les systèmes solaires.

Le schéma d'une cellule solaire est présenté à la figure 1-3:

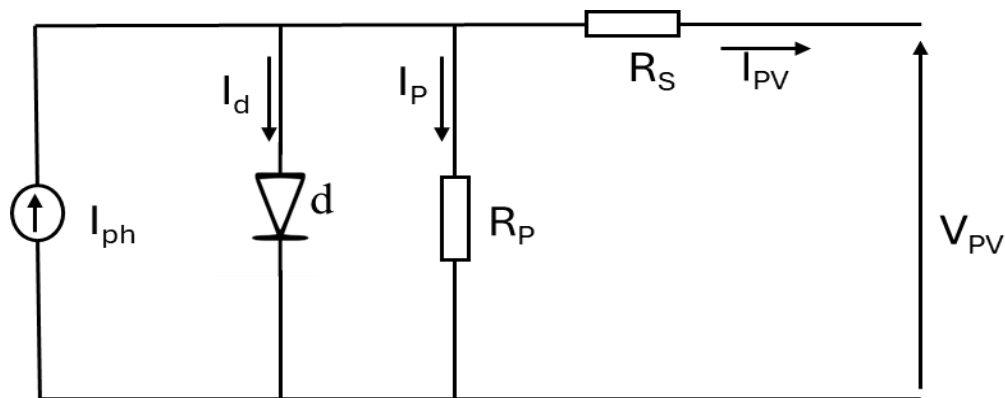


Figure 1-3: Modèle mathématique des cellules [22]

#### 1.4.2. Caractéristiques v-i et puissance de sortie

Les courbes tension-courant (v-i) et puissance-tension (p-v) sont essentielles pour comprendre, optimiser et diagnostiquer les systèmes photovoltaïques.

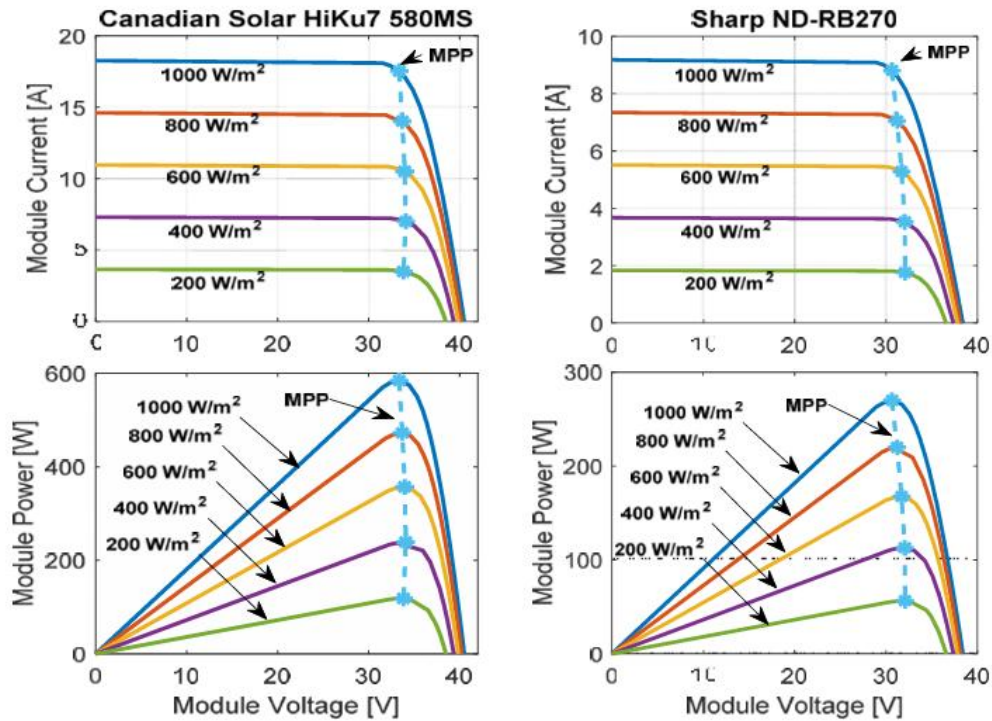


Figure 1-4 : Courbes i-v obtenues, courant et puissance du module en fonction de la tension ( $\text{mod}=25^\circ$   $\text{ctmod}=25^\circ\text{C}$ ) pour : (à gauche) : module monocristallin hiklu7-580m de Canadian Solar et (à droite) : module polycristallin nd-rb270 de Sharp [23]

Le module Canadian Solar monocristallin se distingue par un comportement élancé et précis, avec une réponse rapide et stable avant une interruption nette, tandis que le module Sharp polycristallin présente un comportement plus robuste, moins rapide mais plus tolérant, caractérisé par une diminution progressive de sa réponse.

La courbe tension-courant (V-I) du module Canadian Solar monocristallin se caractérise par une montée rapide du courant dès l'application de la tension, atteignant rapidement une valeur proche du courant de court-circuit. À l'approche de la tension à vide, le courant chute de manière abrupte, ce qui se traduit par une pente quasi verticale de la courbe V-I. Ce comportement reflète une structure cristalline homogène et une faible résistance série, typiques des cellules monocristallines. En revanche, la courbe V-I du module Sharp polycristallin présente une évolution plus progressive du courant en fonction de la tension. La diminution du courant à l'approche de la tension à vide est plus graduelle, indiquant une résistance interne légèrement plus

élevée, due à une structure cristalline moins homogène caractérisée par la présence de joints de grains. Ainsi, le module monocristallin offre une courbe V–I plus nette et mieux définie, tandis que le module polycristallin présente une transition plus douce, traduisant des pertes internes plus importantes et une précision légèrement inférieure des performances électriques.

## 1.5. Production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est un moyen efficace et propre de produire de l'électricité en convertissant directement le rayonnement solaire en énergie électrique grâce à des cellules photovoltaïques. La prévision parfaite, en plus de servir de mesure, représente une stratégie opérationnelle économiquement avantageuse pour les producteurs d'énergie solaire et les opérateurs de réseaux, car elle élimine toute incertitude liée à l'équilibre de l'offre [24]. L'une des limites majeures du solaire photovoltaïque est sa dépendance aux conditions météorologiques et à l'ensoleillement disponible. Cette variabilité rend la planification énergétique plus complexe pour les gestionnaires de réseaux. Pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel, il est indispensable de prévoir avec précision la production solaire.

Une prévision précise permet :

- D'anticiper la quantité d'énergie injectée dans le réseau.
- D'ajuster la production des centrales conventionnelles en complément.
- De limiter les coûts liés au stockage ou à l'activation d'unités de secours.
- D'optimiser l'intégration des énergies renouvelables au sein du mix énergétique.

La production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque n'est pas seulement une réponse à la crise climatique. Elle est aussi, lorsqu'elle est couplée à une stratégie de prévision efficace, un levier économique et opérationnel puissant pour une transition énergétique durable. À mesure que la technologie progresse et que les systèmes de prévision s'affinent, le solaire photovoltaïque deviendra un pilier encore plus central de l'architecture énergétique du futur.

## 1.6. Conclusion

Ce chapitre a présenté une revue approfondie de la littérature sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, structurée autour de quatre axes majeurs. L'analyse du rayonnement solaire, incluant ses composantes extraterrestre et atmosphérique, a permis d'identifier des paramètres clés pour le dimensionnement des installations. Les mécanismes de

filtration atmosphérique et les modèles de prédiction de l'irradiation se sont révélés essentiels pour optimiser le rendement des systèmes. La comparaison entre les technologies CSP et PV a mis en évidence leur complémentarité : la CSP, avec son potentiel de stockage thermique, et le PV, grâce à sa modularité et sa facilité de déploiement. Cette analyse a fourni des critères pertinents pour le choix technologique selon les contextes d'application. L'étude des cellules photovoltaïques a souligné l'amélioration continue de leurs rendements, tout en pointant les défis technologiques restants. L'examen des matériaux du silicium cristallin aux couches minces a illustré les compromis entre coût et performance. Enfin, la modélisation électrique des panneaux PV, via les courbes I-V et P-V, a offert des outils indispensables pour prédire, diagnostiquer et optimiser leur comportement en conditions réelles. Ces bases théoriques préparent ainsi l'étude des aspects pratiques abordés dans les chapitres suivants, notamment l'intégration au réseau.

# Chapitre 2 : Convertisseurs électroniques de puissance pour les systèmes photovoltaïques

## 2.1. Convertisseurs DC-DC

Un convertisseur DC-DC (hacheur) est un système entièrement statique, ce qui signifie qu'il modifie une tension continue (DC) en une autre tension continue uniquement par des composants électroniques fixes, sans aucune partie mobile.

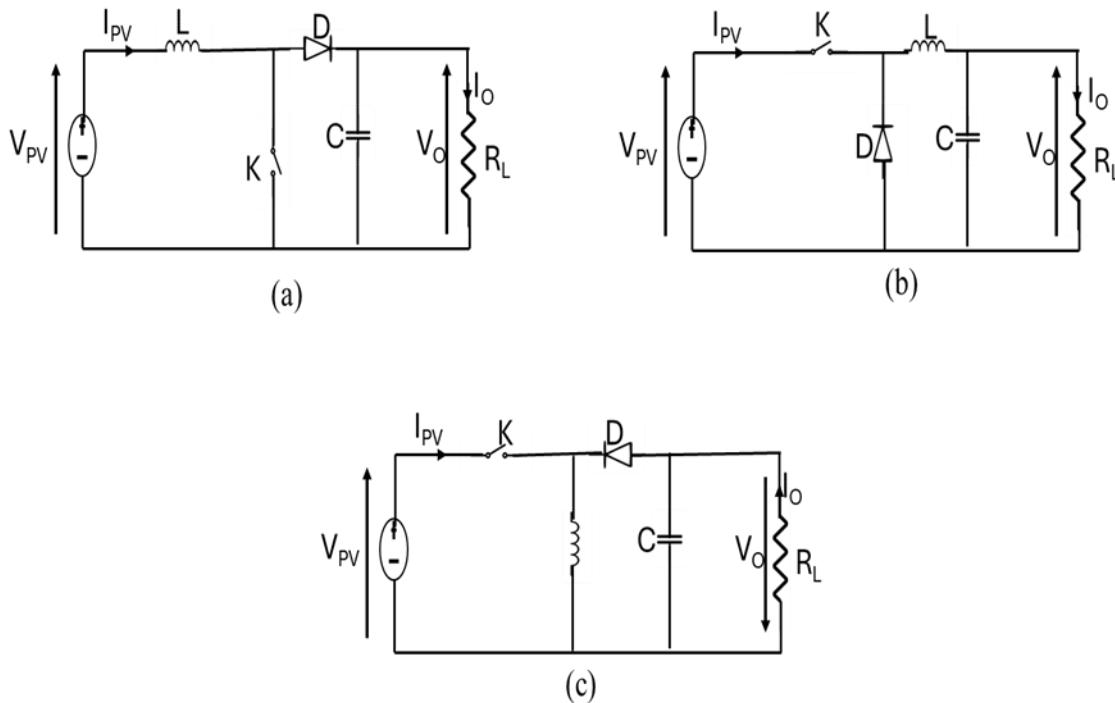


Figure 2-1: Convertisseur DC-DC (a) boost;(b) buck;(c) buck-boost [35]

- Hacheur Buck (abaisseur).

Le convertisseur Buck est un circuit électronique permettant d'abaisser efficacement une tension continue. Son rôle principal consiste à convertir une tension d'entrée élevée ( $V_{pv}$ ) en une tension de sortie ( $V_o$ ) inférieure, tout en assurant sa régulation.

Principe de fonctionnement :

Le fonctionnement d'un hacheur Buck repose sur un interrupteur (souvent un transistor MOSFET), une diode de roue libre, une inductance et un condensateur. Le processus peut être divisé en deux phases :

➤ Phase de conduction (interrupteur fermé) :

L'interrupteur est fermé, permettant au courant de circuler à travers l'inductance.

L'inductance stocke de l'énergie sous forme de champ magnétique, et la tension de sortie est égale à la tension d'entrée.

➤ Phase de blocage (interrupteur ouvert) :

L'interrupteur est ouvert, et la diode de roue libre permet au courant de continuer à circuler à travers l'inductance.

L'inductance libère l'énergie stockée, maintenant ainsi le courant et réduisant la tension de sortie.

Le rapport cyclique ( $\alpha$ ), qui définit le temps de conduction de l'interrupteur dans la modulation PWM, influence directement la valeur de la tension de sortie selon la relation :

$$V_o = \alpha * V_{pv} \quad (2.1)$$

Où

$\alpha$  est le rapport cyclique ( $0 < \alpha < 1$ ),

$V_{pv}$  est la tension d'entrée,

$V_o$  est la tension de sortie

▪ Hacheur Boost (élevateur).

Un hacheur Boost (ou convertisseur élevateur de tension) est un convertisseur DC-DC permettant d'augmenter une tension d'entrée continue basse pour obtenir une tension de sortie continue plus élevée. Il est largement utilisé dans les systèmes embarqués, les énergies renouvelables et l'électronique de puissance. La commande MPPT, en régulant dynamiquement le rapport cyclique  $\alpha$  du hacheur, permet d'extraire en permanence la puissance maximale du GPV malgré les fluctuations de l'ensoleillement [36].

Principe de fonctionnement

Phase 1 : Interrupteur fermé (ON)

L'interrupteur k est fermé (conducteur).

La diode Dest bloquée (polarisée en inverse).

La tension  $V_{pv}$  est appliquée aux bornes de l'inductance L.

Le courant  $I_{pv}$  dans la bobine augmente linéairement (stockage d'énergie).

Le condensateur C alimente la charge  $R_L$ .

Phase 2 : Interrupteur ouvert (OFF)

L'interrupteur k est ouvert (bloqué).

La diode D devient conductrice.

L'énergie stockée dans L est transférée vers la charge et le condensateur C.

La tension aux bornes de L s'ajoute à  $V_{ph}$ , ce qui élève  $V_o$ .

$$V_{ph} * t_{on} = (V_o - V_{ph})t_{off} \quad (2.2)$$

$$V_o = \frac{V_{ph}}{(1-\alpha)} \quad (2.3)$$

#### ▪ Hacheur Buck-Boost

Le hacheur Buck-Boost est un convertisseur DC-DC capable d'abaisser (mode Buck) ou d'élever (mode Boost) la tension d'entrée selon les besoins. Il est couramment utilisé en électronique de puissance, notamment dans les alimentations à découpage, les systèmes de gestion de batteries et les applications embarquées.

Principe de fonctionnement du hacheur Buck-Boost

##### ➤ Phase ON (interrupteur fermé)

Le transistor est fermé.

Le courant circule à travers la source, l'inductance, et le transistor.

L'inductance emmagasine de l'énergie sous forme de champ magnétique.

La diode est bloquée (courant ne passe pas vers la charge).

La charge est alimentée par le condensateur.

##### ➤ Phase OFF (interrupteur ouvert)

Le transistor est ouvert.

L'inductance se décharge en envoyant son énergie vers la diode et la charge.

La tension de sortie est inversée par rapport à l'entrée dans le cas du Buck-Boost classique .

Le condensateur se recharge.

En régime permanent

$$V_{ph} * t_{on} = (-V_o)t_{off} \quad (2.4)$$

$$V_o = - \frac{(V_{ph} * \alpha)}{(1-\alpha)} \quad (2.5)$$

Le signe négatif indique que la tension de sortie est inversée.

## 2.2. Stratégies de Suivi du Point de Puissance maximale pour Modules photovoltaïques

Le rendement d'un système photovoltaïque est étroitement lié à l'ensoleillement, avec une efficacité qui diminue significativement sous un faible éclairage. Afin d'optimiser ses performances, il est crucial de maintenir le système à sa puissance maximale en permanence. Pour cela, des algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) sont employés, ajustant dynamiquement le point de fonctionnement en fonction des variations d'ensoleillement. Un MPPT efficace doit répondre à plusieurs critères, notamment un coût réduit, une grande rapidité, une robustesse face aux variations des conditions d'ensoleillement et une conception simple [32].

### 2.2.1. Algorithme MPPT de perturbation et d'observation (P&O)

Ils sont couramment employés dans les systèmes MPPT en raison de leur simplicité de mise en œuvre et du faible nombre de paramètres à mesurer [25].

Comme leur nom le suggère, cette méthode repose sur l'analyse de la puissance générée par le panneau photovoltaïque et des variations causées par les ajustements de tension ou de courant [26]. L'algorithme modifie progressivement la tension ou le courant de référence en fonction de la puissance précédente afin d'atteindre le point de puissance maximale (MPP) [27].

Quand  $dP/dV > 0$  si la tension du générateur photovoltaïque est perturbée dans une certaine direction et que cette perturbation rapproche le point de fonctionnement du point de puissance maximale (MPP), l'algorithme P&O maintient la même direction de perturbation.  $dP/dV < 0$  si la perturbation éloigne le point de fonctionnement du MPP, l'algorithme inverse la direction de perturbation pour se rapprocher à nouveau du point optimal [28]. Ce processus est répété périodiquement afin d'ajuster en temps réel la tension et de garantir un fonctionnement proche du MPP, même en cas de variations d'ensoleillement ou de température [29] (Figure 2-2).

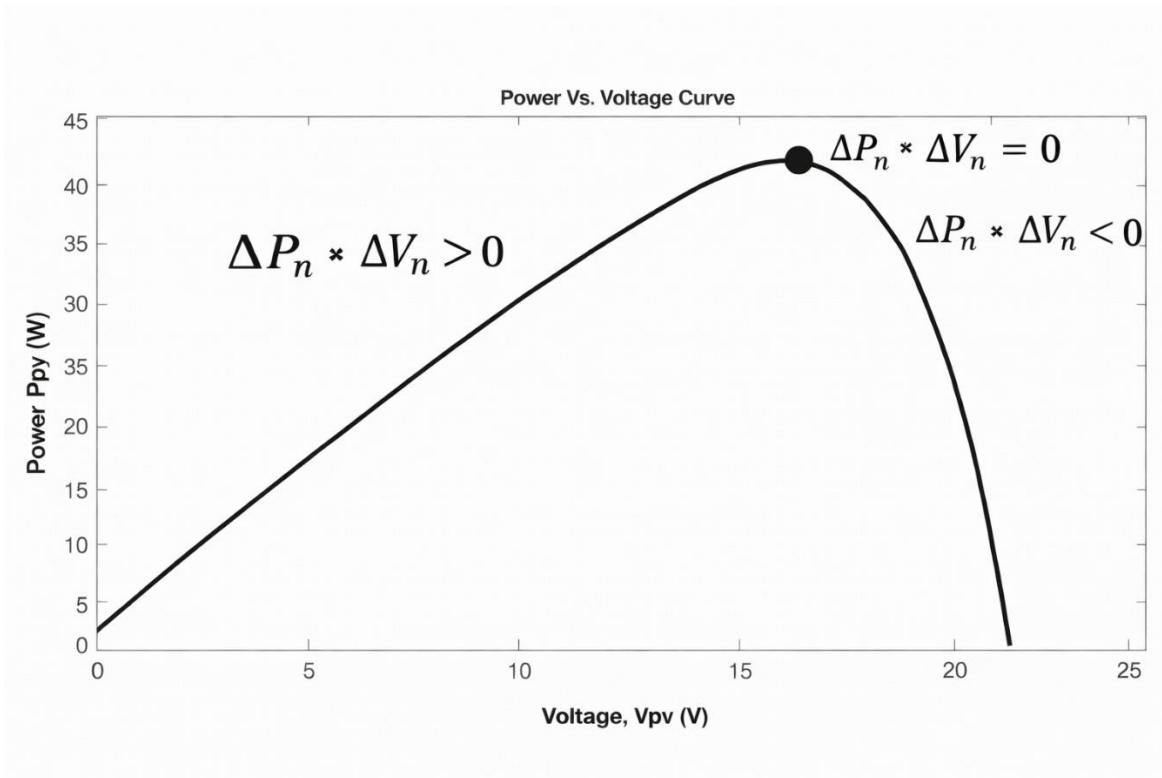


Figure 2-2: Courbe puissance et tension pour la méthode perturbée et observée (P&O) [29]

Plus le pas de perturbation dans la méthode P&O est réduit, plus la précision du suivi augmente, mais au détriment de la rapidité de convergence. Dans cette étude, un convertisseur Boost est utilisé pour moduler la tension du système photovoltaïque. L'algorithme adaptatif ajuste dynamiquement l'amplitude de la perturbation : celle-ci est réduite lorsque  $\Delta P \cdot \Delta V > 0$  et augmentée lorsque  $\Delta P \cdot \Delta V < 0$  [30].

+

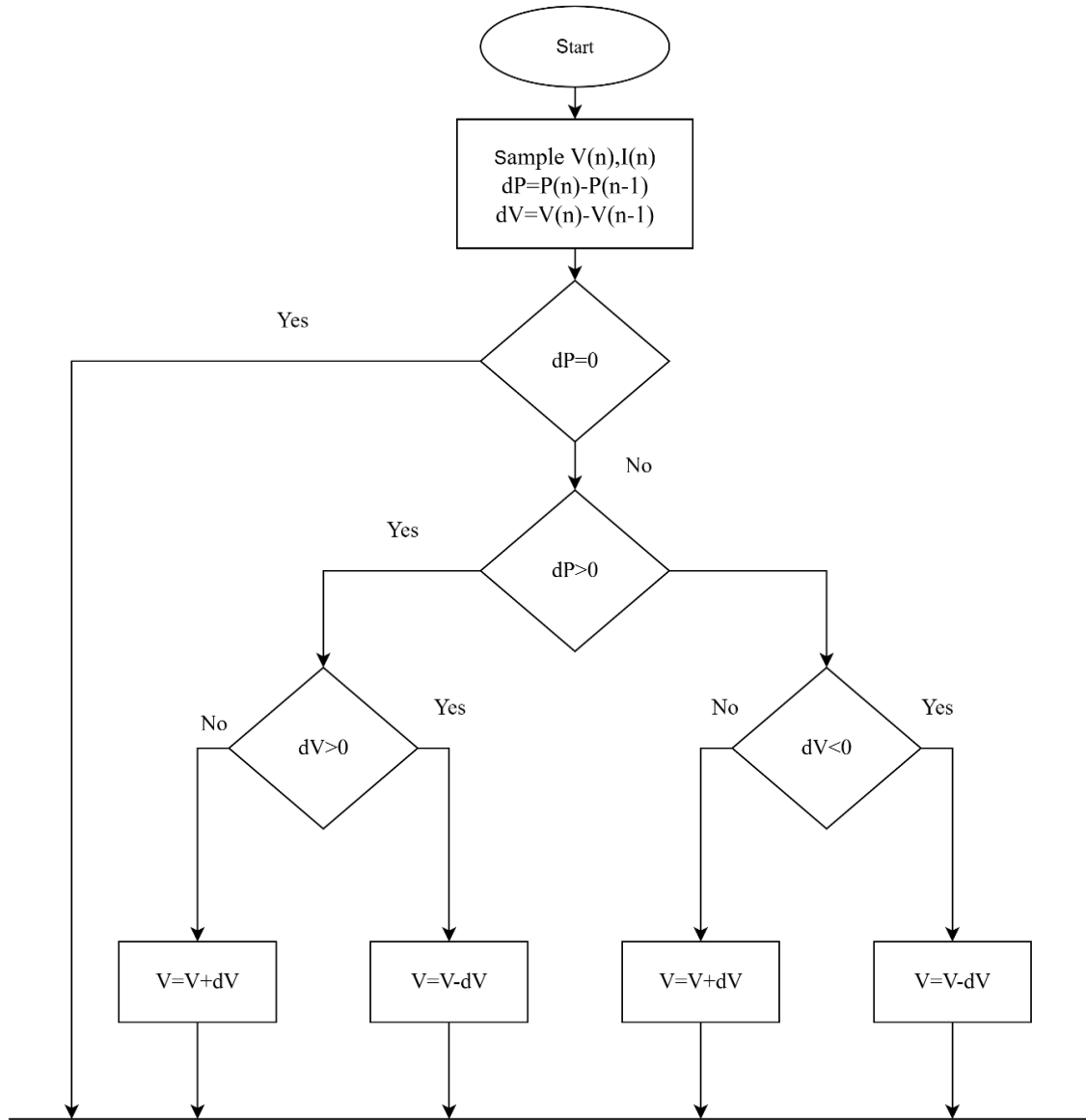


Figure 2-3: Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O) [31]

### 2.2.2. Méthode de conductance incrémentale de l'algorithme MPPT

La conductance incrémentale est un algorithme avancé de suivi du point de puissance maximale (MPPT) pour les systèmes photovoltaïques. Contrairement à la méthode Perturbation et Observation (P&O), elle minimise les oscillations autour du MPP et offre une meilleure réactivité face aux variations soudaines d'ensoleillement. L'algorithme compare la conductance instantanée ( $I/V$ ) et la conductance incrémentale ( $\frac{dI}{dV}$ ) pour déterminer la direction de réglage de la tension.

L'avantage de cet algorithme est sa robustesse aux variations des conditions d'ensoleillement et ses inconvénients sont sa complexité et nécessitent un traitement précis des signaux, ce qui peut affecter la rapidité de convergence [33].

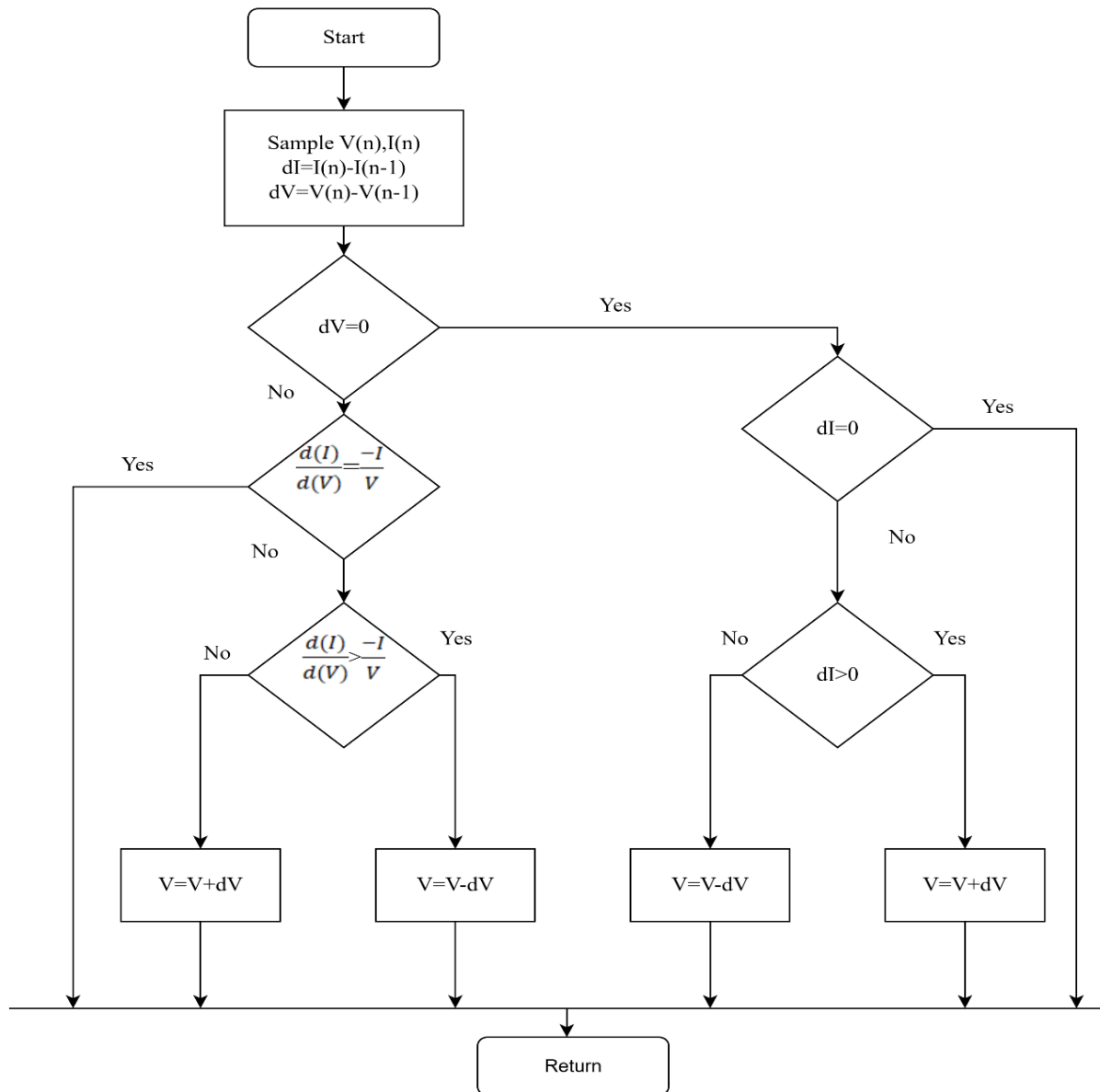


Figure 2-4: Organigramme de l'algorithme MPPT à conductance incrémentale [31]

### 2.2.3. Algorithme de suivi de tension constante

L'algorithme CVT (Constant Voltage Tracking) est une méthode simple de MPPT (maximum PowerPoint Tracking) qui repose sur une propriété clé des panneaux solaires : la tension

au point de puissance maximale (MPP) est approximativement constante, même lorsque l'éclairement ou la température varient.

Cette méthode ne calcule pas en temps réel le MPP comme le font les algorithmes P&O (Perturb & Observe) ou IncCond (Conductance incrémentale), mais utilise une tension de référence fixe, déterminée expérimentalement ou à partir des caractéristiques du panneau.

Il compare  $V_{PV}$  avec  $V_{ref}$

Si  $V_{PV} > V_{ref} \rightarrow$  augmenter le rapport cyclique (pour abaisser la tension).

Si  $V_{PV} < V_{ref} \rightarrow$  diminuer le rapport cyclique (pour augmenter la tension).

Il répète en boucle pour maintenir  $V_{PV} \approx V_{ref}$ .

Algorithme P&O et de conductance incrémentale proposée

La méthode a été choisie. P&O (Perturbation et Observation) pour sa simplicité de mise en œuvre, sa précision satisfaisante et sa capacité à converger rapidement vers le point de puissance maximale (MPP).

### 2.3. Convertisseur DC-AC

Un convertisseur DC-AC, également appelé onduleur, est un dispositif électronique qui convertit une tension continue (DC) - provenant par exemple de panneaux solaires, de batteries ou de piles à combustible - en tension alternative (AC). Cette dernière est utilisée par la plupart des appareils électriques et peut être injectée dans le réseau électrique.

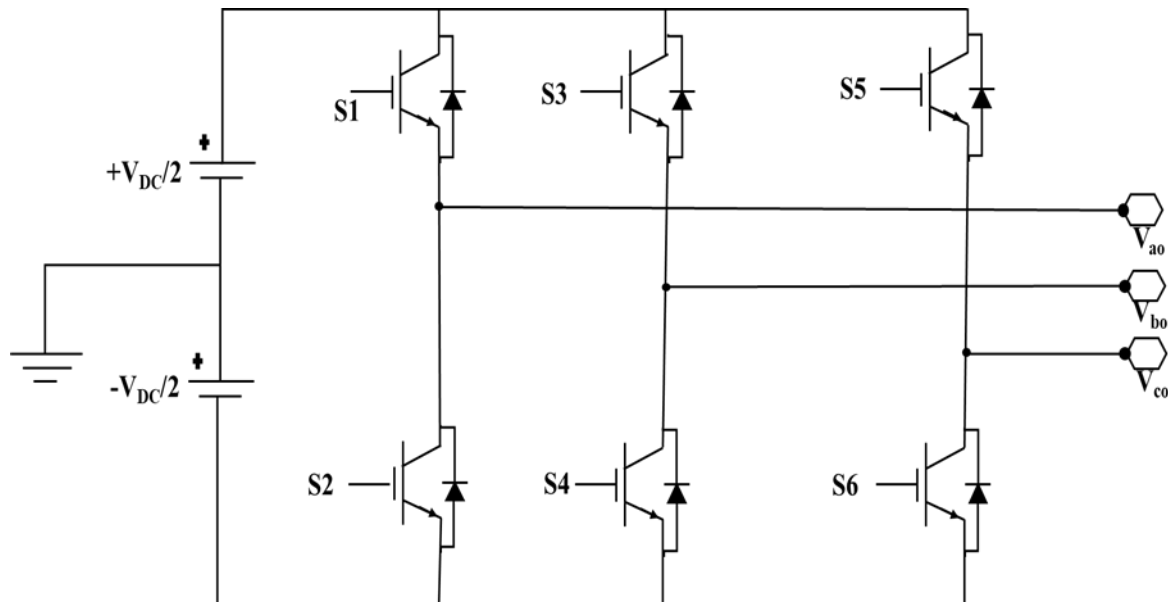


Figure 2-5: Circuit de l'onduleur [37]

La figure 2-5 montre un convertisseur DC-AC triphasé, composé de six interrupteurs de puissance (S1 à S6), utilisés pour générer trois tensions alternatives triphasées équilibrées à partir d'une source continue symétriquement divisée.

$V_{DC}$  représente la tension continue totale appliquée à l'entrée de l'onduleur triphasé. Cette tension est fournie par une source DC.

Les signaux  $V_a, V_b$ , et  $V_c$  Sont des tensions alternatives en déphasage de  $120^\circ$ , comme le demande une alimentation triphasée.

$V_{ao}, V_{bo}, V_{co}$  sont les tensions de phase par rapport au point milieu.

Tableau 2-1: Les 8 états de commutation d'un onduleur triphasé et les tensions de sortie correspondantes (cycle périodique) [37]

S1	S3	S5	$V_{ao}$	$V_{bo}$	$V_{co}$
S2'	S4'	S6'			
0	0	0	$-V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$
0	0	1	$-V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$
0	1	0	$-V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$
0	1	1	$-V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$
1	0	0	$+V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$
1	0	1	$+V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$
1	1	0	$+V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$	$-V_{DC}/2$
1	1	1	$+V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$	$+V_{DC}/2$

Chaque paire d'interrupteurs fonctionne comme un seul commutateur binaire (S = 1 pour ON, S = 0 pour OFF). Avec trois paires, il existe 8 combinaisons de commutation possibles, chacune générant une configuration spécifique des tensions de sortie, telles que :

$$V_{ao} = +V_{DC}/2, V_{bo} = -V_{DC}/2, V_{co} = +V_{DC}/2, \text{ etc.}$$

Il est constitué de six interrupteurs de puissance (généralement des transistors IGBT ou MOSFET) : S1, S2', S3, S4', S5 et S6'.

❖ Bras de l'Onduleur : Les interrupteurs sont organisés en trois bras, un pour chaque phase (a, b, c) :

- Bras a : Interrupteurs S1 et S2'
- Bras b : Interrupteurs S3 et S4'

➤ Bras c : Interrupteurs S5 et S6'

Fonctionnement des interrupteurs : Les interrupteurs d'un même bras fonctionnent en mode complémentaire. Lorsque l'interrupteur supérieur (S1, S3 ou S5) est fermé (état logique '1'), son homologue inférieur (S2, S4 ou S6) est ouvert (état logique '0'), et inversement. Ce fonctionnement alterné prévient tout court-circuit direct à travers la source de tension continue.

Points Neutres Virtuels (o) : Les tensions de sortie  $V_{ao}$ ,  $V_{bo}$  et  $V_{co}$  sont mesurées entre le point milieu de chaque bras (le point de connexion entre les deux interrupteurs) et un point de référence commun, souvent considéré comme le point neutre virtuel du côté DC.

❖ Explication du Tableau

Le tableau présente les huit combinaisons possibles des états de commutation des trois interrupteurs du haut (S1, S3, S5) et les états correspondants des interrupteurs du bas (S2', S4', S6'). Pour chaque combinaison, il indique les tensions de sortie de phase ( $V_{ao}$ ,  $V_{bo}$ ,  $V_{co}$ ) par rapport au point neutre virtuel.

- Colonnes S1, S3, S5 : Indiquent l'état de l'interrupteur du haut pour chaque bras (1 = fermé, 0 = ouvert).
- Colonnes S2', S4', S6' : Indiquent l'état de l'interrupteur du bas pour chaque bras (0 = fermé, 1 = ouvert). Notez la notation avec l'apostrophe (') pour souligner la complémentarité avec l'interrupteur du haut correspondant.
- Colonnes  $V_{ao}$ ,  $V_{bo}$ ,  $V_{co}$  : Indiquent les tensions de sortie de phase par rapport au point neutre virtuel. Ces tensions peuvent prendre deux valeurs :  $+V_{DC}/2$  ou  $-V_{DC}/2$ .

❖ Analyse des Différents États de Commutation

Examinons quelques lignes du tableau pour comprendre comment les états des interrupteurs déterminent les tensions de sortie :

- Ligne 1 (0, 0, 0) : S1, S3, S5 sont ouverts (donc S2', S4', S6' sont fermés). Chaque phase est connectée au pôle négatif de la source DC, donc  $V_{ao} = -V_{DC}/2$ ,  $V_{bo} = -V_{DC}/2$ ,  $V_{co} = -V_{DC}/2$ .
- Ligne 2 (0, 0, 1) : S1 et S3 sont ouverts (S2' et S4' fermés), S5 est fermé (S6' ouvert). Les phases a et b sont connectées au pôle négatif ( $-V_{DC}/2$ ), tandis que la phase c est connectée au pôle positif ( $+V_{DC}/2$ ). Donc,  $V_{ao} = -V_{DC}/2$ ,  $V_{bo} = -V_{DC}/2$ ,  $V_{co} = +V_{DC}/2$ .

- Ligne 5 (1, 0, 0) : S1 est fermé (S2' ouvert), S3 et S5 sont ouverts (S4' et S6' fermés). La phase a est connectée au pôle positif ( $+V_{DC}/2$ ), tandis que les phases b et c sont connectées au pôle négatif ( $-V_{DC}/2$ ). Donc,  $V_{ao} = +V_{DC}/2$ ,  $V_{bo} = -V_{DC}/2$ ,  $V_{co} = -V_{DC}/2$ .
- Ligne 8 (1, 1, 1) : S1, S3, S5 sont fermés (donc S2', S4', S6' sont ouverts). Chaque phase est connectée au pôle positif de la source DC, donc  $V_{ao} = +V_{DC}/2$ ,  $V_{bo} = +V_{DC}/2$ ,  $V_{co} = +V_{DC}/2$ .

En résumé, ce tableau présente les huit configurations de commutation possibles d'un onduleur triphasé et les tensions de phase associées. En contrôlant précisément la séquence et la durée de ces états de commutation, il est possible de générer les tensions alternatives triphasées requises pour alimenter la charge.

## 2.4. Techniques de commande de l'onduleur

### 2.4.1. Commande par hystérésis :

La commande par hystérésis du courant s'impose comme la solution optimale pour les applications nécessitant un contrôle précis du courant dans les onduleurs de tension. Cette méthode est particulièrement adaptée aux systèmes où les exigences en termes de dynamique, de rapidité et de stabilité sont élevées, garantissant une régulation robuste, même en présence de perturbations. Son principe simple, mais efficace, basé sur le maintien du courant dans une bande prédéfinie, en fait une approche privilégiée pour les applications haute performance, répondant ainsi aux besoins croissants de l'industrie en matière d'efficacité et de fiabilité.

Le contrôle par hystérésis est une méthode de commande qui impose les commutations d'un convertisseur afin de maintenir le courant dans une plage définie par un comparateur à hystérésis. Dès que le courant franchit l'une des limites de cette plage, un ordre de commutation est déclenché pour corriger l'écart. Dans ce système, le courant de sortie est comparé en temps réel au signal de référence à l'aide d'un comparateur à hystérésis, ce qui génère les signaux de commande des interrupteurs.

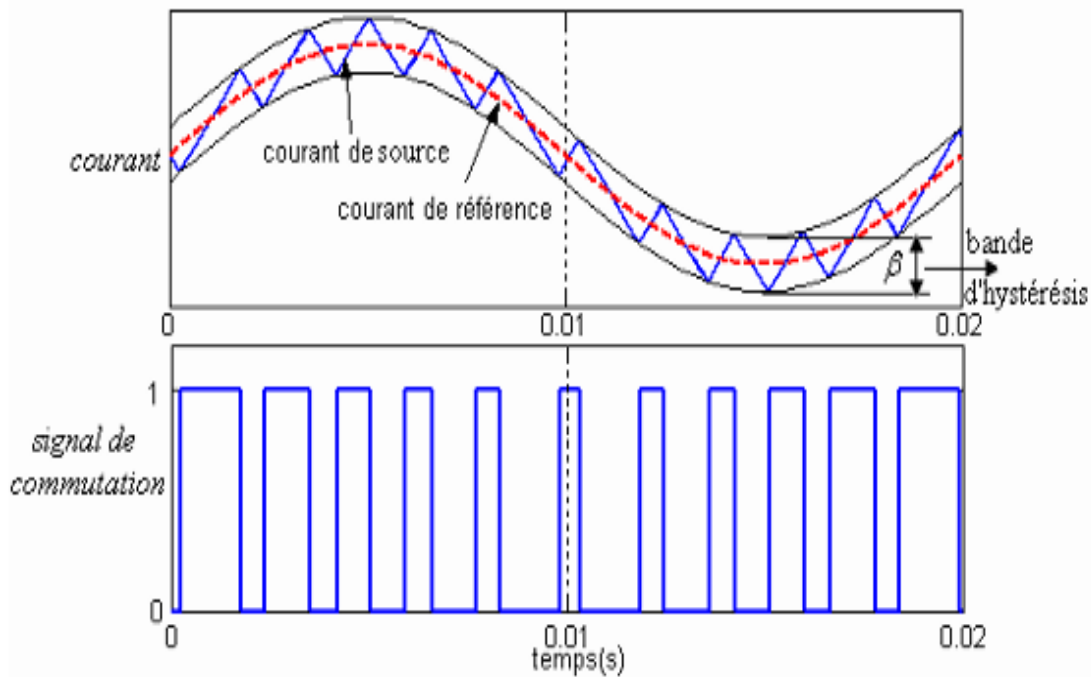


Figure 2-6: Contrôle du courant par hystérésis [34]

La commande en courant par hystérésis à bande fixe, également appelée commande par hystérésis conventionnelle, est une méthode couramment utilisée pour la régulation du courant dans les onduleurs triphasés et chaque bras de l'onduleur est constitué de deux interrupteurs qui doivent être complémentaires (l'un est fermé tandis que l'autre est ouvert, et vice versa). Les instants de commutation des interrupteurs sont déterminés par un comparateur à hystérésis. Lorsque l'erreur de courant (la différence entre le courant de référence et le courant mesuré) atteint l'une des limites de la bande d'hystérésis, les interrupteurs changent d'état pour ramener le courant dans la plage souhaitée.

Dans la Figure 2-7, les signaux  $S_a$ ,  $S_b$  et  $S_c$  correspondent aux signaux de commande binaires issus de la commande de courant par hystérésis de l'onduleur triphasé. Leur commutation rapide et à fréquence variable traduit le principe fondamental du contrôle par hystérésis, dans lequel les interrupteurs commutent dès que l'erreur de courant dépasse la bande d'hystérésis définie. Le déphasage entre les trois signaux confirme la génération d'un système triphasé équilibré. Ces résultats mettent en évidence la capacité de la commande par hystérésis à assurer un suivi rapide et précis des courants de référence, garantissant une bonne dynamique du système malgré une fréquence de commutation non constante.

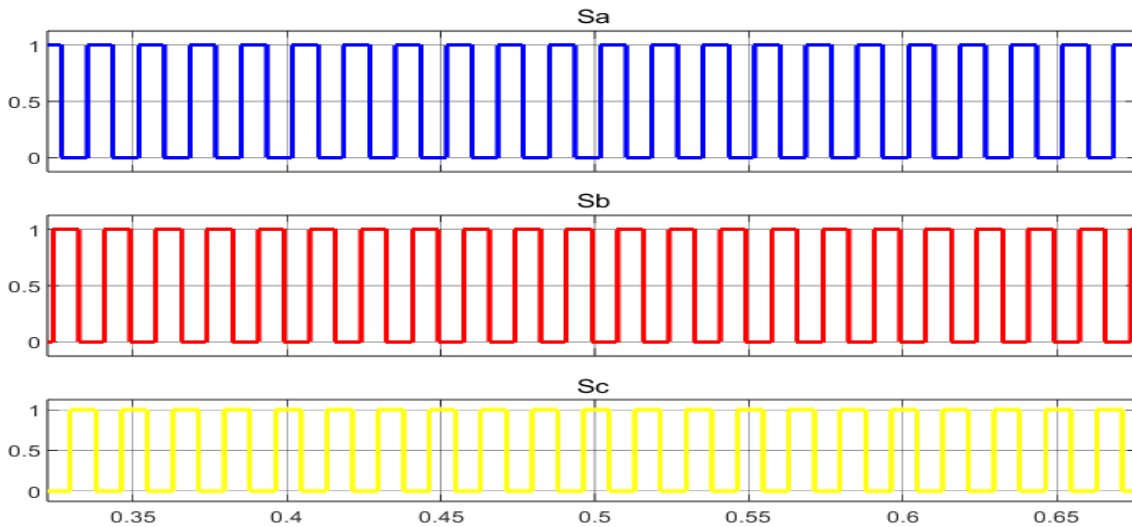


Figure 2-7: Formes d'onde des signaux de commande par hystérésis appliqués à l'onduleur triphasé

#### 2.4.2. Commande MLI scalaire

La modulation de largeur d'impulsions (MLI) appliquée aux onduleurs de tension a pour but de réguler la tension de sortie triphasée, à la fois en amplitude et en fréquence, à partir d'une tension d'entrée continue constante

Pour générer une tension triphasée équilibrée, on compare une onde porteuse commune, généralement un signal triangulaire ( $V_{tr}$ ) de fréquence élevée à trois signaux de référence sinusoïdaux ( $V_{refa}, V_{refb}, V_{refc}$ ). Ces signaux sont de même amplitude et déphasés de  $120^\circ$  entre eux. Selon les exigences de l'application, ces signaux de référence peuvent également être non sinusoïdaux. Lorsque le fonctionnement de l'onduleur entre dans la zone dite de surmodulation (c'est-à-dire lorsque l'indice de modulation en amplitude  $m_a > 1$ ), cela signifie que l'amplitude du signal de référence dépasse celle du signal porteur triangulaire utilisé en MLI. Cette situation provoque une diminution du gain de l'onduleur ( $G < 1$ ).

Dans ce régime, les tensions de phase en sortie ne sont plus sinusoïdales,

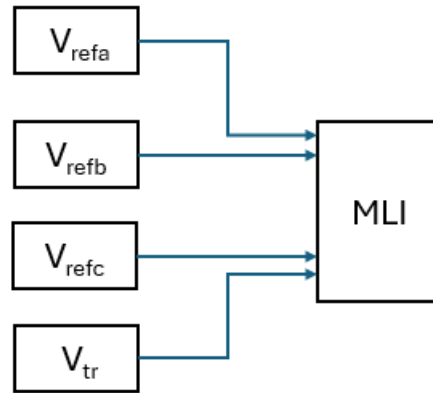


Figure 2-8: Commande MLI scalaire

La figure 2-9 illustre le principe de la modulation de largeur d’impulsion sinusoïdale (SPWM) appliquée à une phase d’un onduleur à source de tension, où un signal de référence sinusoïdal  $v_a^*$ , de fréquence angulaire fondamentale  $\omega_e$ , est comparé à une porteuse triangulaire de haute fréquence  $v_{tri}$ . L’axe horizontal est exprimé en fonction de l’angle électrique  $\omega_e t$ , ce qui permet de représenter l’évolution temporelle des signaux de manière normalisée. La comparaison instantanée entre  $v_a^*(\omega_e t)$  et  $v_{tri}$  génère le signal logique de commande  $S_{a+}$ , dont le rapport cyclique varie continûment au cours d’une période fondamentale. La tension de sortie correspondante  $v_{ao}$  commute entre les niveaux  $\pm V_{dc}/2$  en fonction de l’état de  $S_{a+}$ , produisant une forme d’onde hachée dont la valeur moyenne, évaluée sur une période de découpage, suit une loi sinusoïdale.

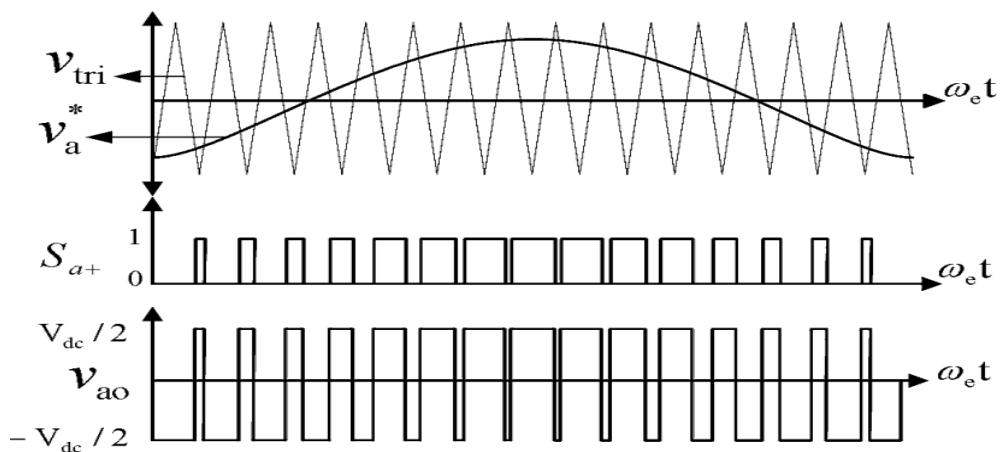


Figure 2-9: Onde de modulation de phase obtenue à l’intersection entre le signal triangulaire  $a$ , la référence de tension  $v_a^*$ , le signal de commutation et la tension de sortie  $v_{ao}$  [71]

Dans la Figure 2.10,  $S_a$ ,  $S_b$  et  $S_c$  désignent les signaux de commande logiques générés par la MLI scalaire pour le pilotage de l’onduleur triphasé. Issus de la comparaison entre les références

sinusoïdales triphasées et une porteuse triangulaire, ces signaux déterminent les instants de commutation des interrupteurs de puissance et assurent la génération de tensions triphasées équilibrées.

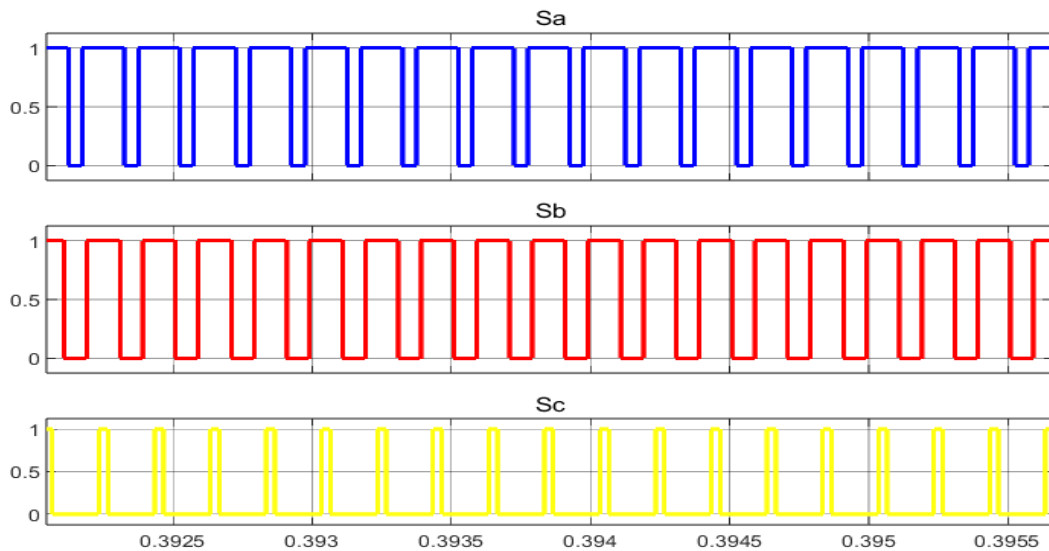


Figure 2-10: Formes d'onde des signaux de commande générés par la MLI scalaire pour l'onduleur triphasé

## 2.5. Transformation d'un signal triphasé (abc) en un cadre de référence rotatif (dq0) ou l'inverse.

La transformation d'un signal triphasé (abc) vers un repère tournant (dq0), ainsi que la transformation inverse, constitue une opération mathématique essentielle en électrotechnique. Elle joue un rôle clé dans le contrôle vectoriel des machines électriques (synchrones et asynchrones), ainsi que dans la commande des convertisseurs de puissance.

Cette transformation permet de convertir des grandeurs triphasées variables dans le temps (tensions ou courants sinusoïdaux) en des composantes continues dans un repère tournant synchronisé avec la machine. Cela simplifie considérablement l'analyse et le contrôle des systèmes, en particulier en régime permanent, où les grandeurs dans le repère dq deviennent constantes. Le repère dq0 tourne à un angle  $\theta = \omega t$ , où  $\omega$  est la pulsation (rad/s) et  $t$  le temps. Elle permet ainsi une régulation indépendante du flux et du couple, tout en facilitant l'utilisation de correcteurs linéaires (comme les régulateurs). Cette opération mathématique transforme un problème triphasé complexe, en apparence dynamique, en un système équivalent beaucoup plus simple à gérer dans le domaine stationnaire.

Pour un alignement initial à  $-90^\circ$  de l'axe d par rapport à la phase A, un signal triphasé équilibré (amplitude 1 et phase  $0^\circ$ ) produit  $d=1$  et  $q=0$  dans le référentiel tournant.

$$V_d = \frac{2}{3}(V_a * \sin [\omega t] + V_b * \sin [\omega t - 2\pi/3] + V_c * \sin [\omega t + 2\pi/3]) \quad (2.6)$$

$$V_q = \frac{2}{3}(V_a * \cos [\omega t] + V_b * \cos [\omega t - 2\pi/3] + V_c * \cos [\omega t + 2\pi/3]) \quad (2.7)$$

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.8)$$

$$V_a = V_d * \sin (\omega t) + V_q * \cos (\omega t) + V_0 \quad (2.9)$$

$$V_b = V_d * \sin (\omega t - 2\pi/3) + V_q * \cos (\omega t - 2\pi/3) + V_0 \quad (2.10)$$

$$V_c = V_d * \sin (\omega t + 2\pi/3) + V_q * \cos (\omega t + 2\pi/3) + V_0 \quad (2.11)$$

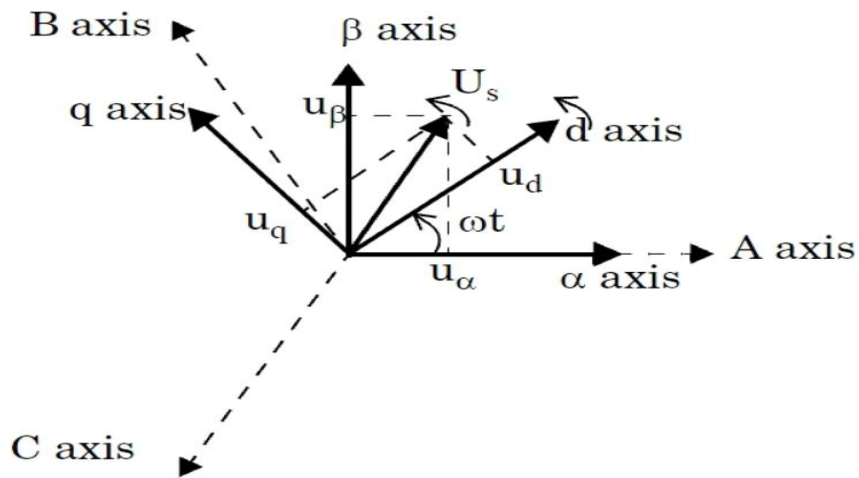


Figure 2-11: Cadres de Référence ABC et DQ0 [38]

Ce cadre implémente les deux conventions standard de la transformation de Park, différant par leur alignement initial :

Convention Cosinus (d'aligné)

À  $t=0$ , l'axe d ne coïncide exactement avec l'axe de la phase a qui correspond à une projection cosinusoidale.

Convention Sinus (q aligné)

À  $t=0$ , l'axe q est aligné avec la phase A (l'axe d'est en retard de  $90^\circ$ ) qui correspond à une projection sinusoidale initiale.

Processus de Transformation

Transformation de Clarke ( $abc \rightarrow \alpha\beta 0$ )

Application d'une rotation — ( $\omega t$ ) au vecteur spatial

$$U_s = u\alpha + ju\beta \quad (2.12)$$

Opère dans le référentiel stationnaire et Réduction à deux composantes orthogonales ( $\alpha, \beta$ ) + homopolaire.

Rotation de Park ( $\alpha\beta 0 \rightarrow dq 0$ )

Application d'une rotation — ( $\omega t$ ) au vecteur spatial (2.7)

La transformation abc-to-dq0 dépend de l'alignement du cadre dq à  $t = 0$ . Lorsque le cadre tournant est aligné sur l'axe de la phase A, on obtient les relations suivantes [38] :

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Et la transformation inverse est donnée par :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & 1 \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Le cadre rotatif est aligné à 90 degrés derrière l'axe de la phase A, les relations de transformation deviennent :

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Et la transformation inverse est donnée par :

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin(\omega t) & \cos(\omega t) & 1 \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

## 2.6. Conclusion

Ce chapitre a analysé les convertisseurs électroniques de puissance, éléments centraux pour la conversion et la gestion de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques. Les stratégies de suivi

du point de puissance maximale (MPPT) ont été étudiées, en particulier les algorithmes Perturbation & Observation (P&O) et Conductance incrémentale (INC.), avec une évaluation comparative de leurs rapidité, précision et robustesse. L'efficacité et la simplicité du P&O en font une solution largement adoptée.

Les techniques de commande des onduleurs, comme la commande par hystérésis et la modulation MLI scalaire, ont été examinées pour leur capacité à assurer une régulation précise et une injection d'énergie de qualité. La transformation de Park a été présentée comme un outil clé pour simplifier l'analyse des systèmes triphasés et permettre une commande vectorielle performante.

Enfin, les principales topologies de convertisseurs (DC-DC : Buck, Boost, Buck-Boost ; DC-AC : onduleurs triphasés) ont été détaillées. En résumé, ce chapitre établit les fondements théoriques et pratiques nécessaires à la compréhension des convertisseurs de puissance, préparant ainsi les études de cas et simulations abordées ultérieurement.

# Chapitre 3 : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

## 3.1. Fondements et enjeux de la qualité de l'énergie électrique

L'énergie électrique est généralement distribuée à travers un système triphasé constitué de tensions sinusoïdales. Par conséquent, la qualité de l'énergie électrique dépend directement de la qualité de la forme d'onde de la tension, laquelle peut être évaluée à partir de plusieurs paramètres caractéristiques suivants [59-61] :

- La forme d'onde, qui doit idéalement être parfaitement sinusoïdale
- La fréquence, qui doit rester stable et conforme à la valeur nominale du réseau
- L'amplitude, qui doit se maintenir dans les limites prévues sans variations excessives
- L'équilibre et la symétrie du système triphasé

La mesure et l'analyse de ces paramètres permettent de vérifier la qualité de l'énergie électrique, toute détérioration de l'un d'entre eux peut provoquer des perturbations, risquant ainsi d'affecter le fonctionnement normal des équipements et des charges raccordés au réseau [61-65].

Les perturbations désignent l'ensemble des phénomènes physiques, internes ou externes au réseau, susceptibles d'altérer de manière transitoire ou permanente l'amplitude et/ou la forme des grandeurs électriques (tension, courant, fréquence) [60].

Les harmoniques sont des composantes sinusoïdales de fréquence multiple de la fondamentale (60 Hz) qui se superposent au signal principal, entraînant une distorsion permanente des formes d'onde du courant et de la tension.

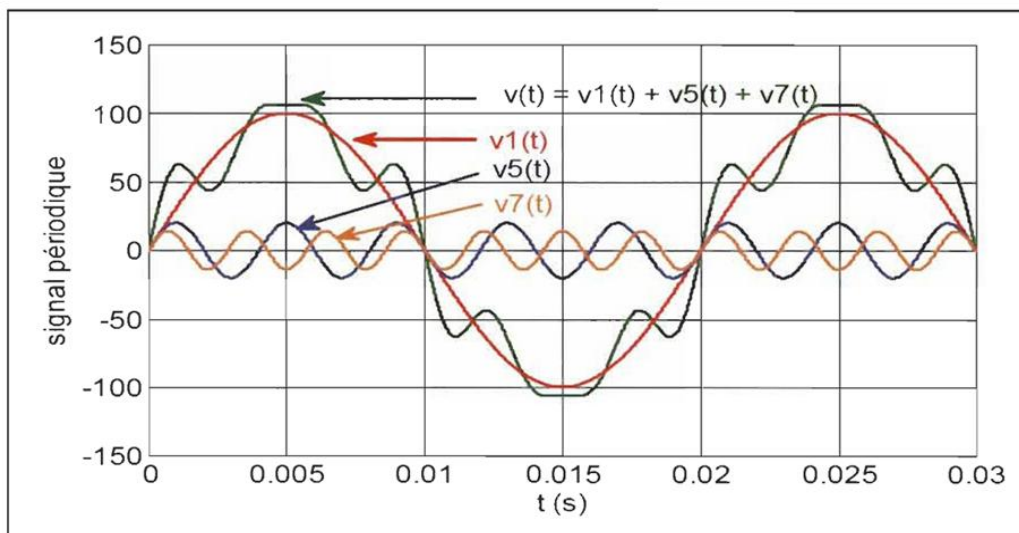


Figure 3-1: Courbe de tension présentant des déformations [64]

Cette figure 3-1 illustre parfaitement le principe de synthèse d'un signal périodique déformé par l'addition d'harmoniques. On y observe comment un signal sinusoïdal fondamental  $V_1(t)$ , représenté en rouge, est mélangé avec des composantes harmoniques impaires d'ordre 5 et 7, respectivement en bleu et orange. La superposition de ces trois signaux sinusoïdaux, chacun ayant une fréquence différente, donne naissance au signal total  $V(t)$  en noir, qui présente une forme nettement déformée par rapport à la sinusoïde pure. Cette déformation traduit la présence d'harmoniques dans le signal électrique, ce qui a pour effet de perturber la qualité de l'énergie en générant des distorsions pouvant entraîner des dysfonctionnements importants. Ainsi, elle met en évidence comment la combinaison des harmoniques impaires modifie la forme d'onde initiale, soulignant l'importance de contrôler ces composantes dans les systèmes électriques pour garantir une alimentation de qualité.

### 3.2. Présentation du système solaire photovoltaïque connecté au réseau

Un système solaire photovoltaïque est un ensemble d'équipements permettant de produire de l'électricité à partir de la lumière du soleil. Elle repose sur l'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques, capables de convertir directement la lumière solaire en électricité, grâce à un phénomène appelé effet photovoltaïque. Ils sont largement utilisés pour produire de l'électricité, convertissent directement la lumière solaire en courant électrique grâce à l'effet photovoltaïque, où les photons libèrent des électrons dans un matériau semi-conducteur [39]. Les cellules photovoltaïques des panneaux solaires absorbent la lumière du soleil. L'énergie transportée par les

photons excite les électrons dans le matériau semi-conducteur, ce qui provoque un déplacement d'électrons et génère ainsi une tension électrique continue. Cette tension continue est ensuite amplifiée à une valeur moyenne plus élevée à l'aide d'un hacheur, qui adapte la tension pour optimiser le rendement du système. Le courant continu à haute tension est ensuite envoyé à un onduleur, qui le convertit en courant alternatif (AC). Ce courant alternatif est synchronisé avec le réseau électrique et peut alors être injecté dans le réseau public.

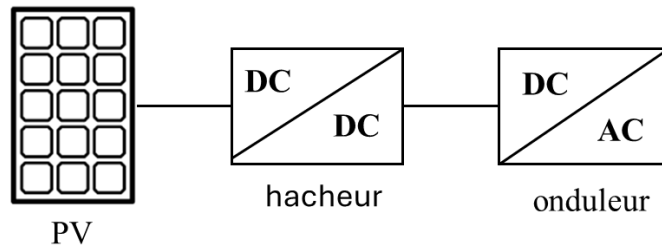


Figure 3-2: Schéma système solaire photovoltaïque

Pour raccorder ce système solaire photovoltaïque au réseau électrique, l'utilisation d'un transformateur élévateur est essentielle. Celui-ci permet d'augmenter la basse tension en sortie de l'onduleur (500 V) jusqu'à la haute tension du réseau (25 kV), assurant ainsi une injection efficace et conforme de l'électricité produite, sans perturber le fonctionnement du réseau public.

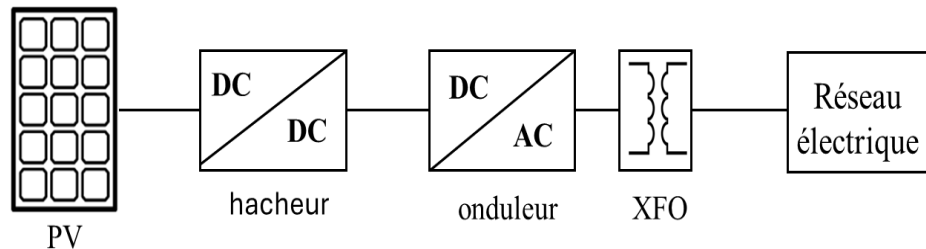


Figure 3-3: Schéma du système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique

### 3.3. Dimensionnement des composants du système

#### 3.3.1. Dimensionnement des panneaux solaires

L'installation utilise des modules SunPower SPR 305, caractérisés par une tension au point de puissance maximale ( $V_{mp} = 54,4 \text{ V}$ ) et une puissance maximale par panneau ( $p_m = 305,226 \text{ W}$ ) dans des conditions standard d'ensoleillement ( $1000 \text{ W/m}^2$  à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Pour ce système solaire photovoltaïque, une puissance photovoltaïque totale ( $P_{pv}$ ) de  $100 \text{ kW}$ , le système est dimensionné pour produire une énergie tout en garantissant son intégration au réseau électrique.

Le nombre de panneaux en série :

Dans le cadre de ce projet solaire de 100 kW, une configuration composée de 5 panneaux en série ( $N_s = 5$ ). Car chaque panneau SunPower SPR 305 délivre une tension de 54,7 V en conditions standard ( $V_{mp}$ ) et la tension totale en série est :

$$V_{pv} = N_s * V_{mp} \quad (3.1)$$

$$V_{pv} = 54.7 * 5$$

$$V_{pv} = 273.5 \text{ V}$$

Cette tension s'inscrit parfaitement dans la plage d'entrée typique des onduleurs 100 kW, généralement comprise entre 200 V et 800 V.

Calculons le rapport k :

Le rapport K correspond au nombre théorique de panneaux requis pour obtenir la puissance cible de 100 kW

$$K = \frac{\text{Puissance totale du système}(P_{PV})}{\text{Puissance d'un module}(P_m)} \quad (3.2)$$

$$K = \frac{100000}{305}$$

$$K = 327.868$$

Le nombre de panneaux en parallèle :

$$N_p = \frac{k}{N_s} \quad (3.3)$$

$$N_p = \frac{327.868}{5}$$

$$N_p = 65.5736 \text{ panneaux}$$

L'arrondi à l'entier supérieur est retenu (66) et la configuration considérée est  $N_p=66$ panneaux.

Calculons la nouvelle puissance approximative maximale totale (PM) du système solaire :

$$P_M = p_m * N_s * N_p \quad (3.4)$$

$$P_M = 305 * 5 * 66$$

$$P_M = 100650 \text{ W}$$

Le dimensionnement (330 panneaux) garantit une production de 100.7 kW avec une marge de sécurité, tout en respectant les contraintes techniques et économiques.

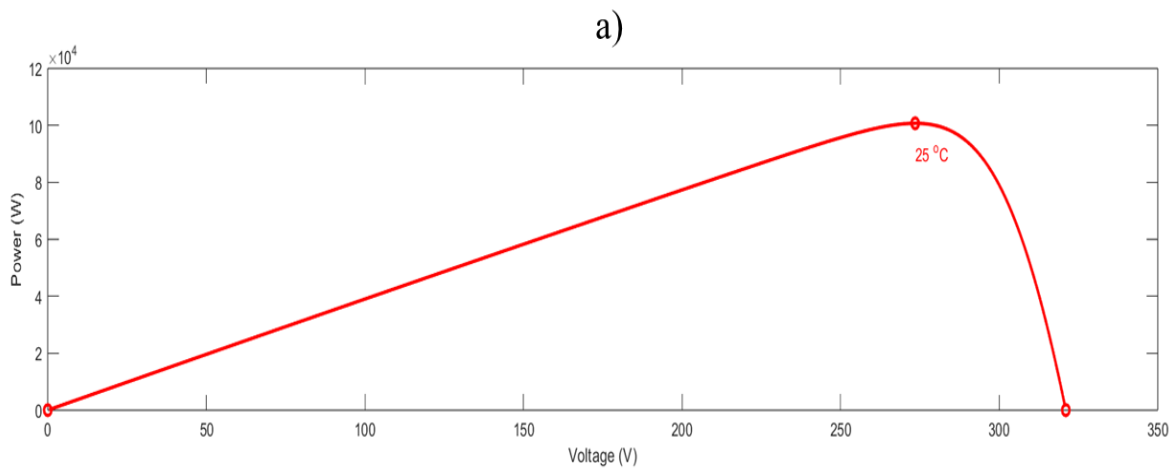
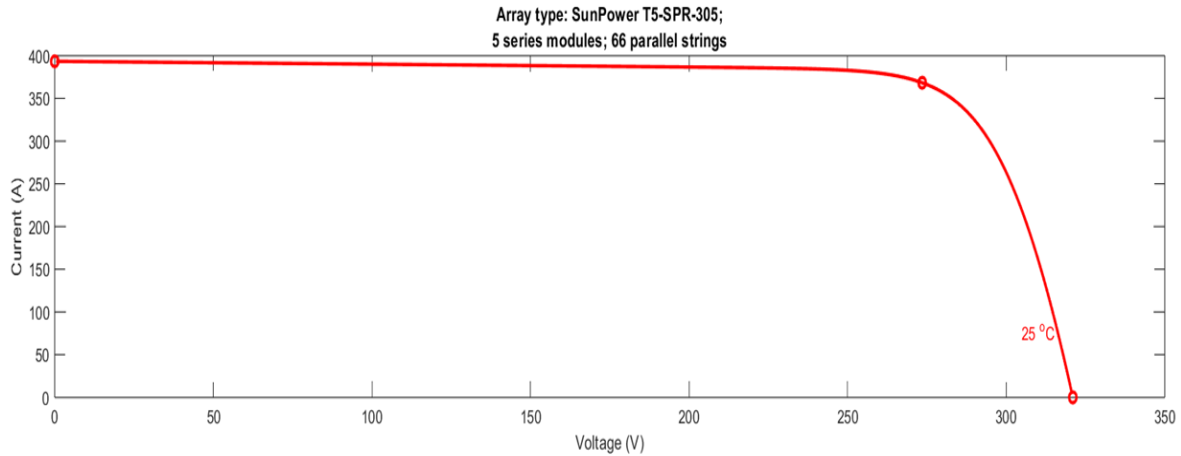


Figure 3-4: a) courbes I-V (Courant-Tension) et b) P-V (Puissance-Tension)

À partir des courbes caractéristiques fournies, plusieurs observations importantes peuvent être formulées sur le comportement électrique du générateur photovoltaïque.

➤ Courbe a) : Courant-Tension (I-V)

Les courbes caractéristiques du générateur photovoltaïque permettent de tirer plusieurs conclusions importantes sur son comportement électrique. La courbe courant-tension (I-V) met en évidence l'impact de la configuration du champ : les 66 chaînes en parallèle entraînent une augmentation significative du courant, avec un courant de court-circuit atteignant environ 400 A, ce qui est favorable aux applications nécessitant une forte intensité. Parallèlement, les 5 modules en série permettent d'élever la tension jusqu'à environ 350 V, ce qui est avantageux pour alimenter des onduleurs haute tension tout en limitant les pertes par effet Joule dans les câbles.

➤ Courbe b) : Puissance-Tension (P-V)

La courbe puissance-tension (P-V) montre une évolution typique des systèmes photovoltaïques. De 0 à 150 V, la puissance croît de manière quasi linéaire, car le courant reste pratiquement constant dans cette plage. Ensuite, entre 250 V et 300 V, la puissance atteint son maximum autour de 275 V, correspondant au Point de Puissance maximale (MPP). Cette zone présente une bonne tolérance aux variations de tension, ce qui facilite le suivi MPPT (Maximum PowerPoint Tracking). Au-delà de 300 V, la puissance chute brutalement, car le courant s'effondre malgré la poursuite de l'augmentation de la tension.

Ainsi, pour garantir un fonctionnement optimal du système, il est essentiel d'utiliser un dispositif MPPT capable de maintenir la tension d'entrée de l'onduleur autour de 275 V, afin d'exploiter en permanence la puissance maximale disponible du champ photovoltaïque, quelles que soient les conditions d'ensoleillement et de température. Après avoir mis en place le MPPT, Les courbes suivantes ont été obtenues: les légères variations observées après la stabilisation sont normales et dues à l'ajustement continu de l'algorithme MPPT pour maintenir le point de puissance maximale (MPP) malgré les changements possibles des conditions environnementales.

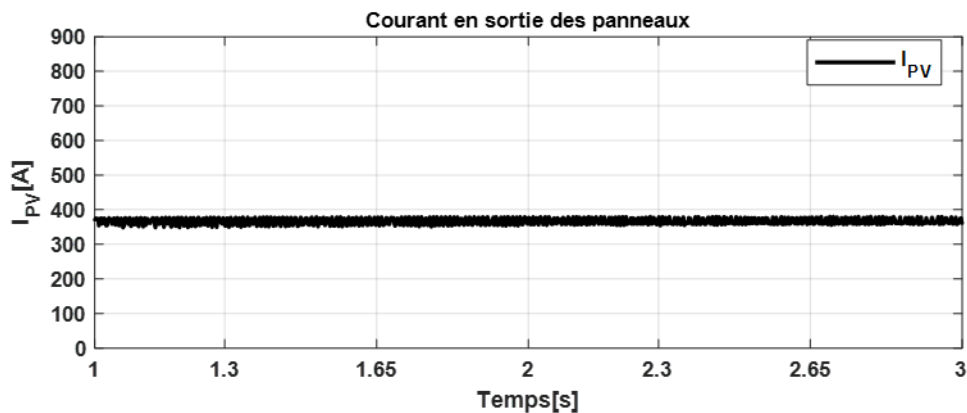


Figure 3-5: Courant en sortie des panneaux

Le courant se stabilise à une valeur optimale, ce qui indique que l'algorithme MPPT (Maximum PowerPoint Tracking) a trouvé le point de fonctionnement optimal pour extraire la puissance maximale du système photovoltaïque.



Figure 3-6: Tension en sortie des panneaux

La tension se stabilise à une valeur optimale, correspondant à la tension au MPP. Cette valeur reste constante, confirmant que le système maintient efficacement le point de fonctionnement idéal.

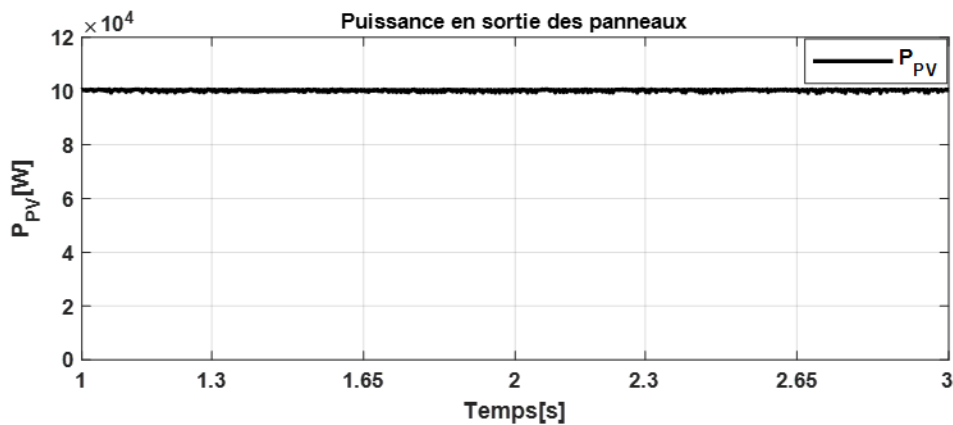


Figure 3-7: Puissance en sortie des panneaux

La puissance se stabilise autour de 100kW, avec de légères oscillations. Cela indique que le MPPT a trouvé et verrouillé le MPP, maintenant la puissance maximale disponible. Les petites variations sont dues aux ajustements dynamiques de l'algorithme pour compenser d'éventuels changements.

### 3.3.2. Dimensionnement du hacheur Boost

Dans le cadre de la simulation photovoltaïque, Un hacheur Boost a été choisi pour être utilisé en raison de sa capacité à élever la tension de sortie des panneaux solaires ( $V_{pv}$ ) à une valeur adaptée aux exigences du réseau électrique. Cette topologie est efficace pour maximiser le transfert de puissance dans les systèmes photovoltaïques. Afin d'assurer un fonctionnement optimal du convertisseur, Une stratégie de commande basée sur l'algorithme Perturb and Observe (P&O) a été

mise en œuvre, qui permet de suivre en temps réel le point de puissance maximale (MPPT) du générateur PV. Pour garantir les performances du hacheur, un dimensionnement précis de ses composants est nécessaire. Cela comprend la détermination du rapport cyclique (D), ainsi que le calcul de l'inductance (L) et de la capacité de filtrage (C). Pour dimensionner le convertisseur, Les paramètres suivants doivent être déterminés [40] :

Tableau 3-1: Tableau des paramètres du système

Symbole	Paramètre	Valeurs
$P_{pv}$	Puissance du hacheur	100kW
$V_{pv}$	Tension en sortie du panneau	273.5 V
$V_{dc}$	Tension en sortie du hacheur	500V
$F_h$	Switching frequency	5000Hz
$\Delta I_{PV}$	Ondulation de courant	$0.1I_{pv}$
$\Delta V_{PV}$	Ondulation de tension	$0.01V_{pv}$
$c_1$	Condensateur avant hacheur	1mF

Le rapport cyclique (D) est un paramètre fondamental dans le fonctionnement d'un convertisseur Boost DC-DC. Il correspond à la fraction de temps pendant laquelle l'interrupteur (souvent un transistor) reste fermé au cours d'un cycle complet de commutation. Il est défini par l'équation suivante :

$$D = 1 - \frac{V_{pv}}{V_{dc}} \quad (3.5)$$

$$D = 0.4540$$

L'inductance du hacheur est un composant clé qui permet d'atténuer les variations du courant et de réduire les ondulations. Sa valeur est déterminée à l'aide de la relation suivante [58]:

$$L_b = \frac{(V_{pv}^2 * T)}{(0.1 * P_{pv})} * D \quad (3.6)$$

$$L_b = 6.8mH$$

Le condensateur de sortie joue un rôle crucial dans la réduction des ondulations de tension. Son dimensionnement repose sur la formule suivante [58] :

$$C_2 = \frac{(P_{pv}/V_{dc})}{(2*2*\pi i*f*0.01*V_{dripple})} \quad (3.7)$$

$$C_2 = 53.1\text{mF}$$

Le dimensionnement du hacheur Boost a permis de définir les différentes valeurs optimales des composants nécessaires pour assurer une conversion efficace et stable de la tension issue du champ photovoltaïque. Le rapport cyclique a été déterminé à  $D = 0.454$ , traduisant le niveau d'élévation de tension souhaité. L'inductance a été calculée à 6.8 mH, garantissant une limitation adéquate des ondulations de courant. Enfin, le condensateur de sortie, de 53.1 mF, permet de maintenir une tension de sortie stable avec une ondulation maîtrisée. Ces paramètres assurent le bon fonctionnement du convertisseur en conditions normales d'exploitation.

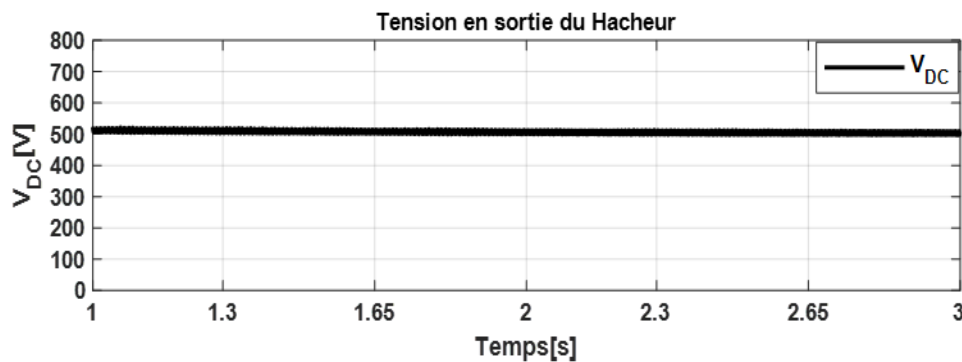


Figure 3-8: Tension en sortie du hacheur

La figure 3-8 présente l'évolution de la tension continue en sortie du hacheur Boost. On constate que cette tension se stabilise autour de 500 V, conformément à la valeur cible requise pour l'alimentation de l'onduleur. La faible ondulation observée témoigne d'un bon dimensionnement des éléments de sortie, notamment l'inductance et le condensateur. Cette stabilité confirme également le bon fonctionnement de l'algorithme MPPT de type Perturb and Observe (P&O), utilisé pour ajuster dynamiquement le rapport cyclique du hacheur, permettant ainsi une extraction optimale de la puissance photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement en régime établi.

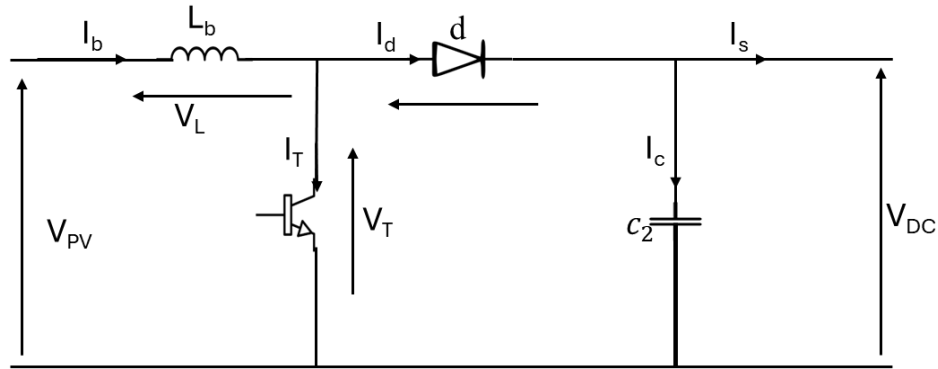


Figure 3-9:Hacheur boost

### 3.3.3. Dimensionnement de l'onduleur (convertisseur DC-AC)

Dans le système, l'onduleur assure la conversion de la tension continue  $V_{DC}=500$  V, issue du hacheur Boost, en une tension alternative triphasée compatible avec le réseau. En sortie, l'onduleur délivre une tension entre phases de  $V_{OND}=500$  V, ce qui permet une injection dans le réseau après adaptation. Pour commander l'onduleur, Une commande par hystérésis a été mise en œuvre, qui permet de maintenir le courant de sortie dans une bande prédéfinie autour de la référence. Cette méthode de commande présente l'avantage d'être simple à implémenter, avec une réponse rapide aux variations de courant, assurant ainsi une bonne qualité de l'onde de sortie et une régulation efficace.

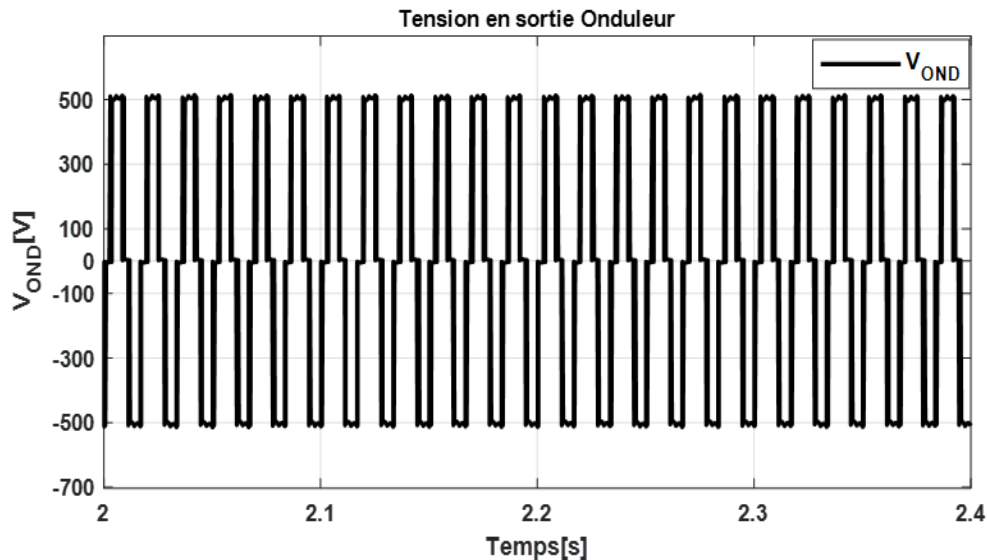


Figure 3-10: Tension en sortie de l'onduleur

La figure 3-10 illustre la tension alternative générée en sortie de l'onduleur. Celle-ci présente une forme typique à deux niveaux, variant entre +500 V et -500 V, ce qui témoigne du bon fonctionnement du pont onduleur. La structure en créneaux de la courbe, accompagnée de légères irrégularités, traduit l'utilisation d'une commande en courant par hystérésis. Cette stratégie de contrôle, reconnue pour sa simplicité d'implémentation et sa réactivité élevée, permet un suivi précis du courant de référence. Toutefois, la forme d'onde résultante, non sinusoïdale, nécessite l'ajout d'un filtrage en sortie afin de réduire les harmoniques.

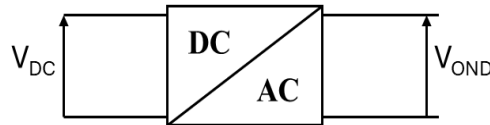


Figure 3-11: Onduleur

### 3.4. Étude de l'étage d'adaptation réseau

#### 3.4.1. Transformateurs d'interface

Pour assurer l'interconnexion entre le système photovoltaïque et le réseau électrique public, une adaptation de tension est indispensable. En effet, à la sortie de l'onduleur, le système délivre une tension alternative triphasée de 500 V, alors que le réseau de distribution fonctionne à une tension moyenne de 25 kV. Cette différence de niveau nécessite l'utilisation d'un transformateur élévateur triphasé, qui permettra d'ajuster la tension produite par le champ photovoltaïque à celle requise par le réseau, d'assurer une isolation galvanique entre le système de production et le réseau, de garantir la sécurité des équipements et des personnes, tout en respectant les normes de raccordement en vigueur. Pour les transformateurs d'interface, Une approche privilégiée généralement une configuration : Primaire en triangle (D1) côté basse tension et Secondaire en étoile (Y) côté haute tension.

- Côté primaire (D1) : le bobinage reçoit une tension triphasée sans neutre, où tensions de ligne et de phase sont égales. Ce montage bloque les harmoniques de séquence zéro (notamment la 3e), réduisant ainsi les distorsions sur le réseau secondaire
- Côté secondaire (étoile avec neutre) : le bobinage distribue une tension triphasée avec neutre mis à la terre, où la tension de ligne vaut  $\sqrt{3}$  fois la tension de phase. Cela permet d'alimenter les charges triphasées et monophasées. Le neutre gère les déséquilibres en offrant un retour pour les courants de charge inégale, assurant ainsi la stabilité du système. La mise

à la terre du neutre améliore la sécurité, limite les surtensions et facilite la protection contre les courts-circuits. En cas de défaut à la terre, elle permet d'évacuer les courants de défaut et de réduire leur impact sur le réseau primaire.

La configuration D1-Yg crée un décalage de phase de  $30^\circ$  entre les tensions primaire et secondaire, un aspect crucial à considérer lors du dimensionnement des protections et de la coordination des équipements connectés. Ce choix de couplage est privilégié, car il offre un compromis idéal : il permet une bonne gestion des charges déséquilibrées grâce au neutre mis à la terre côté secondaire, tout en bénéficiant de la capacité du côté delta à filtrer les harmoniques de séquence zéro, améliorant ainsi la qualité de l'énergie et la sécurité du système.

### 3.4.2. Tension et courant injectés dans le réseau par le système photovoltaïque.

Lorsqu'un système photovoltaïque injecte de l'énergie dans le réseau électrique, la qualité et la stabilité de cette injection sont essentielles. Visualiser la tension et le courant injectés permet de maîtriser la qualité de l'énergie, de respecter les normes du réseau et de maximiser la production du système photovoltaïque. C'est une étape indispensable dans l'analyse et la supervision d'un système PV connecté au réseau.

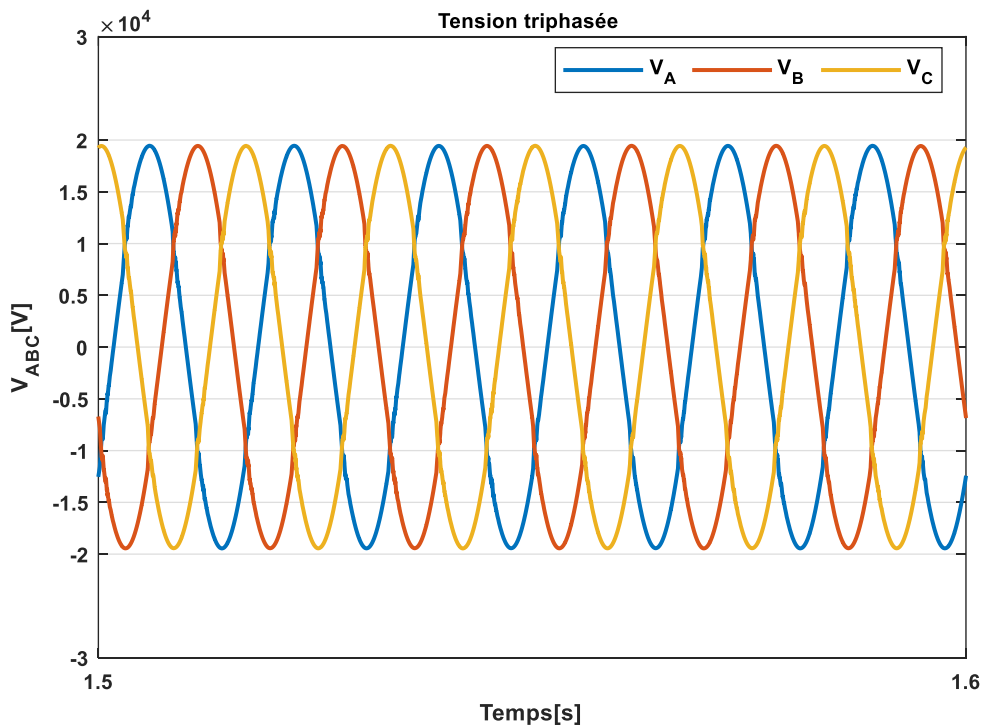


Figure 3-12: Tension triphasée injectée dans le réseau électrique

La Figure 3-12 illustre l'évolution des tensions triphasées en fonction du temps. Les trois composantes de tension ( $V_A$ ,  $V_B$  et  $V_C$ ) sont décalées les unes par rapport aux autres de 120 degrés électriques, soit un tiers de période. Ce déphasage caractéristique est fondamental pour assurer une transmission et une distribution efficaces de l'énergie électrique.

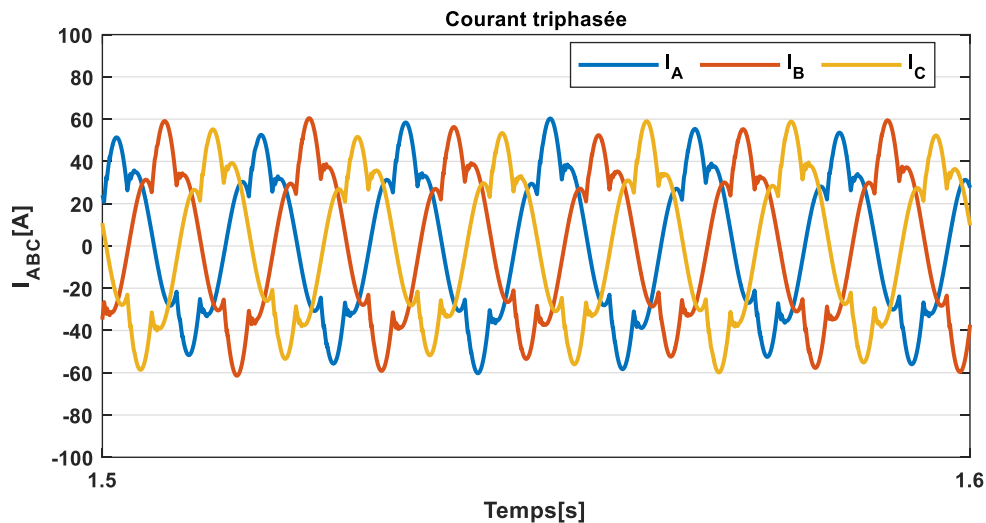


Figure 3-13: Courant triphasé injecté dans le réseau électrique

La figure 3-13 présente trois courbes distinctes, nommées  $I_A$ ,  $I_B$  et  $I_C$ , représentant les courants dans un système triphasé. L'axe vertical indique le courant en ampères (A), tandis que l'axe horizontal représente le temps en secondes (s). Les courants affichent une allure globalement sinusoïdale, typique d'un système triphasé alternatif équilibré, avec un déphasage de  $120^\circ$  entre chaque phase. Cependant, contrairement aux tensions qui apparaissent parfaitement sinusoïdales, les formes d'onde des courants montrent des irrégularités notables. Des ondulations marquées sont visibles sur les crêtes et les creux des sinusoïdes, témoignant d'une distorsion harmonique significative. Cette déformation est généralement causée par la commutation rapide des composants électroniques de puissance, notamment les IGBT des onduleurs, couramment utilisés dans les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. La courbe des courants révèle une composante harmonique importante superposée au signal fondamental triphasé. Cela met en évidence la nécessité d'intégrer des filtres tels que les filtres LCL et actif. Afin de lisser ces distorsions et d'améliorer la qualité de l'énergie injectée dans le réseau, comme le souligne le titre du document.

### 3.5. THD de la tension et du courant injectés au réseau.

La Distorsion harmonique totale (THD) représente une mesure quantitative du degré de déformation d'un signal par rapport à une onde sinusoïdale idéale. Les courants harmoniques générés par les onduleurs photovoltaïques dépendent fortement du niveau d'harmoniques présent dans la tension alternative du réseau [41]. Ils dépendent largement du niveau d'harmoniques présent dans la tension alternative [42].

#### ➤ THD de la tension

Le spectre présenté à la figure 3-14 présente la décomposition du signal de tension en ses différentes composantes fréquentielles, exprimées en pourcentage par rapport à l'amplitude de la fréquence fondamentale.

- ❖ Fréquence fondamentale (60 Hz) : Le pic le plus élevé, situé à l'ordre harmonique 1 (correspondant à 60 Hz), représente la composante principale du signal. Sa magnitude est normalisée à 100 %, servant de référence pour l'évaluation des autres harmoniques.
- ❖ 5<sup>e</sup> harmonique (300 Hz) : Une petite barre apparaît à l'ordre 5, indiquant la présence d'une composante à 300 Hz. Son amplitude est faible, légèrement au-dessus de zéro.
- ❖ 7<sup>e</sup> harmonique (420 Hz) : Une autre composante faible est observée à l'ordre 7 (420 Hz), avec une amplitude similaire à celle de la 5<sup>e</sup> harmonique.
- ❖ Harmoniques d'ordres supérieurs (11 et 13) : Des harmoniques de très faible amplitude sont également détectées aux ordres 11 et 13.

Remarque sur les harmoniques : L'absence d'harmoniques paires et d'harmoniques multiples de 3 est typique des onduleurs triphasés, qui génèrent principalement des harmoniques impaires non multiples de 3 (telles que les 5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, 11<sup>e</sup> et 13<sup>e</sup>). Ce comportement est lié à leur mode de commutation. Cette distribution harmonique est généralement le signe d'un bon fonctionnement du système.

Une THD de 2,24 % pour la tension est généralement jugée acceptable dans la majorité des contextes industriels et résidentiels toutefois, les exigences des codes de réseau se sont durcies. Ainsi, pour les convertisseurs raccordés au réseau, les normes comme l'IEEE 519-1992 [5] et l'IEEE 1547-2008 [6] requièrent que chaque composante harmonique de courant au-delà du 35<sup>e</sup> ordre ne dépasse pas 0,3 % du courant fondamental nominal. Pour des niveaux de distribution compris ce qui inclut la tension de 19,34 kV dans ce cas, la limite recommandée est souvent fixée à 5 %. Ainsi, une THD de 4, % reste inférieure à cette limite, ce qui témoigne du respect des

exigences normatives en matière de qualité de l'alimentation électrique. En résumé, la courbe de tension  $V_A$  et son spectre harmonique révèle un signal de très bonne qualité. La forme d'onde est proprement sinusoïdale, et la THD mesurée reste inférieure aux seuils imposés (comme les 5 % de l'IEEE 519-1992 [43] pour cette plage de tension). Cette qualité de tension est nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau électrique.

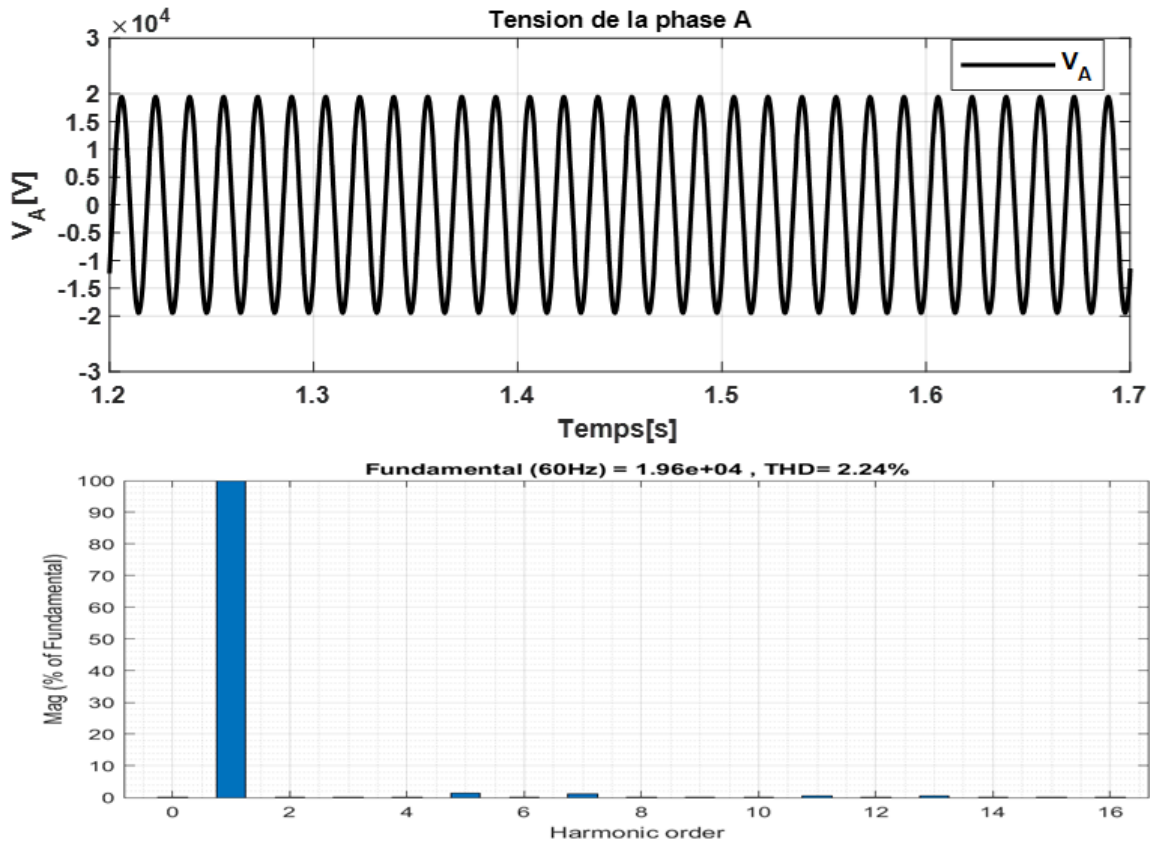


Figure 3-14: THD de la tension d'une phase

➤ THD du courant

Le spectre présenté à la figure 3-15 met en évidence la décomposition du courant  $I_A$  en ses différentes composantes fréquentielles, exprimées en pourcentage par rapport à l'amplitude de la fréquence fondamentale.

❖ Fondamentale (60Hz) : Le pic principal, situé à l'ordre harmonique 1 (60 Hz), représente la composante dominante du signal, avec une amplitude normalisée à 100 %.

Le spectre révèle la présence marquée d'harmoniques impaires, typiques des systèmes de conversion de puissance :

- ❖ 5<sup>e</sup> harmonique (300 Hz) : amplitude significative, autour de 18 à 20 % de la fondamentale.
- ❖ 7<sup>e</sup> harmonique (420 Hz) : amplitude notable, avoisinante 10 à 12 % de la fondamentale.

❖ 11<sup>e</sup> et 13<sup>e</sup> harmoniques : composantes plus faibles, mais toujours visibles, autour de 5 à 6 %.

L'absence d'harmoniques paires ou de multiples de 3, car la quasi-absence de ces composantes indique un fonctionnement sain du système de conversion, conformément au comportement attendu d'un onduleur triphasé. Donc, bien que la structure harmonique soit cohérente avec un système fonctionnel, la présence significative des harmoniques d'ordre 5 et 7 traduit une déformation non négligeable de la forme d'onde du courant, ce qui peut avoir un impact sur la qualité du signal injecté dans le réseau. Une THD de 18,22 % pour le courant est considérée comme très élevée et inacceptable pour une injection directe dans le réseau électrique. Les exigences en matière de qualité du courant injecté se sont renforcées avec le temps toutefois, les exigences des codes de réseau se sont durcies. Ainsi, pour les convertisseurs raccordés au réseau, les normes comme l'IEEE 519-1992 [43] et l'IEEE 1547-2008 [44] requièrent que chaque composante harmonique de courant au-delà du 35<sup>e</sup> ordre ne dépasse pas 0,3 % du courant fondamental nominal. Bien que cette limite s'applique par harmonique individuelle, une THD globale aussi élevée que 18,22 % est un signe clair de pollution harmonique importante. Les normes IEEE 519-1992 [43] recommandent généralement des limites de THD courant autour de 5 %, selon le niveau de tension du système. Ainsi, une valeur de 18,22 % dépasse largement les seuils acceptables et reflète une forme d'onde de courant fortement déformée. Ce courant ait été mesuré sans filtre de sortie, c'est précisément pour corriger ce type de distorsion que des dispositifs de filtrage sont intégrés aux systèmes d'onduleurs photovoltaïques, pour garantir une injection conforme aux exigences du réseau.

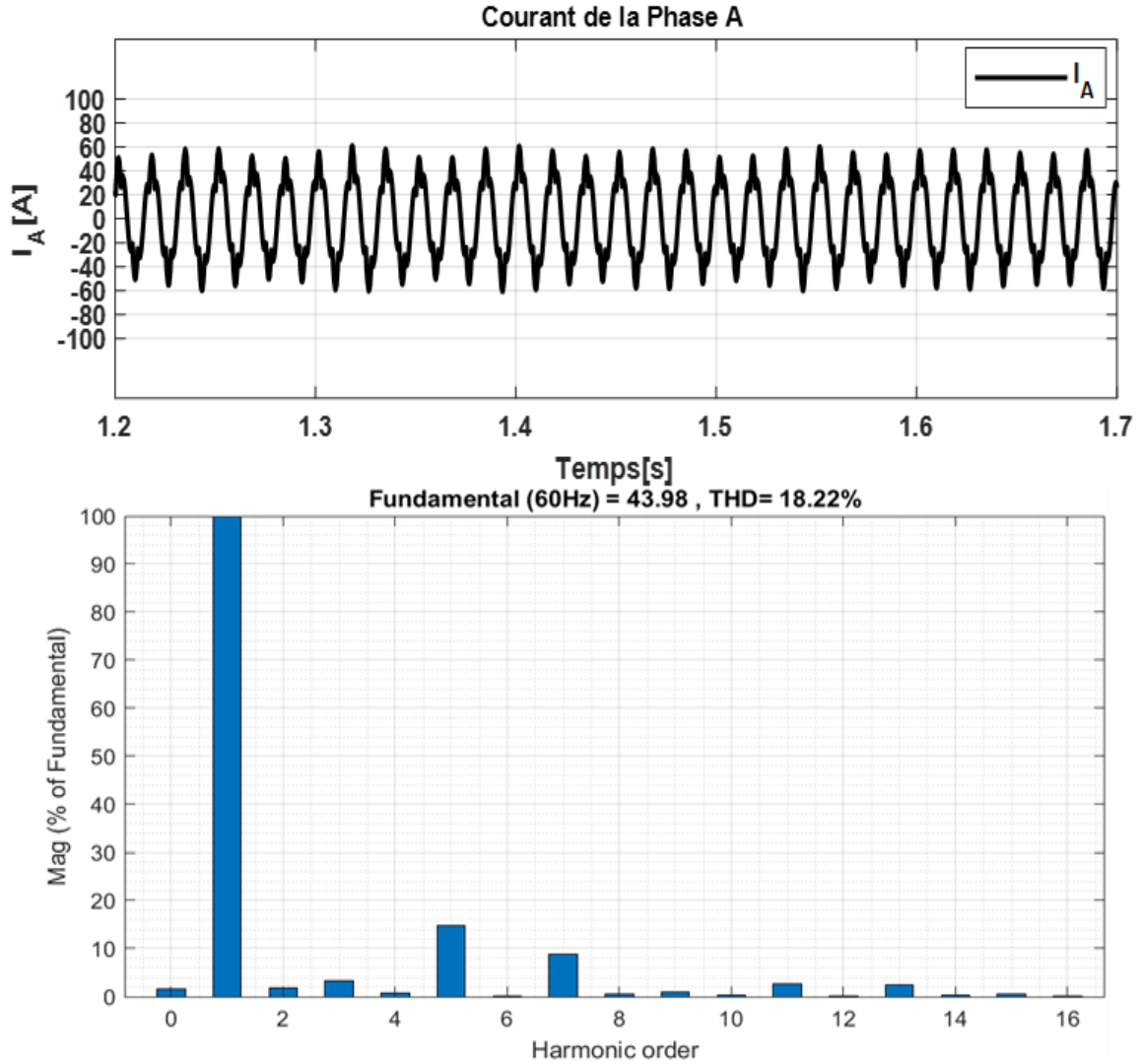


Figure 3-15: THD du courant d'une phase

### 3.6. Dimensionnement du réseau électrique

Les réseaux électriques comprennent divers composants essentiels, parmi lesquels on retrouve les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport, les tableaux de distribution, les boîtes de jonction ainsi que les barres d'alimentation, pour n'en citer que quelques-uns [45]. Il s'agit d'un système interconnecté assurant la production, le transport et la distribution de l'électricité, depuis les centrales de production jusqu'aux utilisateurs finaux. La configuration du réseau électrique est illustrée dans la figure 3-16.

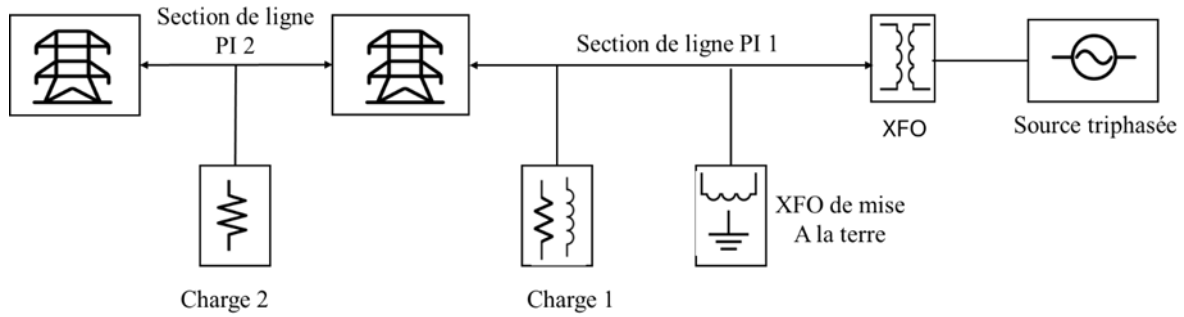


Figure 3-16: Architecture du réseau électrique

Ce schéma illustre l'architecture du réseau électrique. Il détaille les étapes fondamentales du processus : de la production d'énergie à sa livraison aux consommateurs, en passant par l'abaissement de la tension pour la distribution. Cette organisation met en évidence les différentes gammes de tension et les équipements essentiels qui assurent une alimentation électrique stable.

La courbe de la puissance active triphasée envoyée vers Le réseau électrique illustré à la figure 3-17 présente des fluctuations autour d'une valeur. Toutefois, les ondulations visibles sur la courbe mettent en évidence la présence notable d'harmoniques. Celles-ci sont principalement engendrées par les opérations de commutation de l'onduleur, et entraînent une distorsion du signal de puissance. Cette altération de la forme sinusoïdale peut nuire à la qualité de l'énergie électrique et engendrer divers dysfonctionnements dans le système.

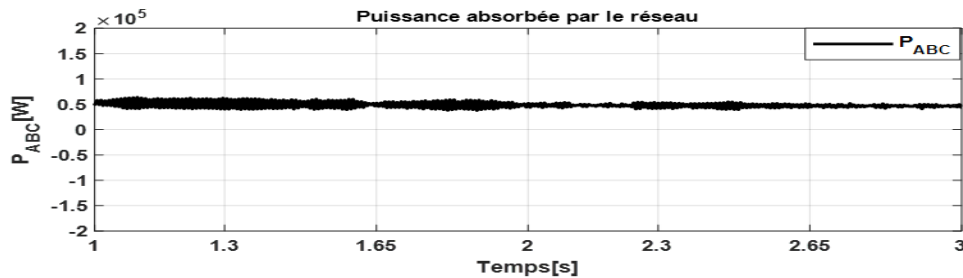


Figure 3-17: Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique

### 3.6.1. Génération d'Énergie électrique triphasée

La génération d'énergie électrique triphasée correspond à la production d'un courant alternatif distribué sur trois phases distinctes. Chacune de ces phases se caractérise par une tension sinusoïdale qui possède la même fréquence et la même amplitude que les autres phases, mais qui est déphasée de 120 degrés électriques par rapport aux deux autres phases. Les tensions triphasées,  $V_A(t)$ ,  $V_B(t)$ , et  $V_C(t)$ , peuvent être exprimées mathématiquement comme suit :

$$V_{A(t)} = V_{MAX} * \sin(\omega t) \quad (3.8)$$

$$V_{B(t)} = V_{MAX} * \sin(\omega t - 120) \quad (3.9)$$

$$V_{C(t)} = V_{MAX} * \sin(\omega t + 120) \quad (3.10)$$

La phase A est considérée comme la phase de référence, la phase B est en retard de 120 degrés électriques par rapport à la phase B et la phase C, est en avance de 120 degrés électriques par rapport à la phase A. où :

$V_{MAX}$  : Représente la valeur maximale de la tension pour chaque phase.

$\omega = 2\pi f$  : Représente la pulsation du signal, exprimée en radians par seconde (rad/s).

$f=60\text{Hz}$  : Représente la fréquence du réseau électrique, exprimée en Hertz (Hz).

$t$ : Représente le temps, en secondes (s).

Les paramètres de la source de tension triphasée sont configurés comme suit : une connexion en étoile avec neutre à la terre (Yg), une tension efficace entre phases de 120 kV et une fréquence de 60 Hz. L'impédance interne est prise en compte, avec une puissance de court-circuit triphasée de 2500 MVA à la tension de base de 120 kV, et un rapport X/R de 7. Cette configuration permet de modéliser avec précision le comportement électrique de la source dans le système de simulation.

### 3.6.2. Transformateur abaisseur

Dans le système, il est nécessaire d'adapter la tension fournie par la source de production d'énergie électrique triphasée. La tension initiale de 120 kV doit être abaissée à 25 kV pour correspondre au réseau auquel seront connectés le système solaire et les charges. Pour ce faire, Un transformateur triphasé abaisseur de type Yg/D1 (étoile avec neutre à la terre au primaire, et triangle au secondaire) est employé, comme représenté dans les figures précédentes. Il est composé de trois transformateurs monophasés, conçus pour réduire la tension de 120 kV à 25 kV. Il présente une puissance nominale de 47 MVA et opère à une fréquence de 60 Hz. Ses caractéristiques d'impédance en pourcentage sont les suivantes : une résistance relative de 0,002 pu et une inductance de fuite de 0,08 pu (de part et d'autre). Les valeurs de résistance et d'inductance de magnétisation sont fixées à 500 pu, ce qui traduit des pertes de noyau très faibles et une forte réactance de magnétisation. Ces valeurs sont typiques pour les études de régime permanent ou de court-circuit. Il permet donc d'assurer une adaptation de tension entre la production haute tension (120 kV) et le réseau moyenne tension (25 kV) tout en maintenant un comportement électromagnétique réaliste pour les simulations d'interconnexion réseau avec les sources renouvelables et les charges.

### 3.6.3. Transformateur de mise à la terre

Le transformateur de mise à la terre est utilisé pour créer un point neutre artificiel dans les systèmes triphasés où aucun neutre n'est directement accessible, notamment dans les configurations en triangle (delta), comme c'est le cas dans l'installation, où le secondaire du transformateur principal est connecté en triangle. Dans l'installation, Une connexion zigzag a été choisie, reconnu pour sa capacité à stabiliser le réseau et à gérer efficacement les courants de déséquilibre. Cette configuration repose sur trois transformateurs biphasés dont les enroulements sont agencés de façon décalée. Chaque enroulement est dimensionné pour une tension nominale de  $V_n/\sqrt{3}$ . on utilise généralement deux types de transformateurs triphasés pour la mise à la terre : le transformateur en montage zigzag et celui en montage étoile-triangle [46] [47]. Le transformateur de mise à la terre est le plus souvent de type zigzag, avec ou sans enroulement secondaire [46]. La fonction principale du transformateur en zigzag est de permettre le passage des composantes homopolaires avec une faible réactance de fuite, en cas de défaut à la terre dans un système triphasé [48]. Le transformateur présente une puissance nominale de 100 MVA, fonctionne à une fréquence de 60 Hz, avec une tension entre phases de 25 kV. L'impédance homopolaire se compose d'une résistance  $R_o=0,025$  pu et d'une réactance  $X_o=0,75$  pu, assurant un compromis efficace entre la limitation des courants de défaut à la terre et la stabilité du neutre. La branche de magnétisation est caractérisée par des valeurs élevées de  $R_m=500$  pu et  $X_m=500$  pu, ce qui permet de minimiser les pertes à vide et d'optimiser les performances globales du transformateur.

### 3.6.4. Ligne de transmission triphasée

Une ligne de transmission triphasée est un système de transport d'électricité en courant alternatif qui utilise trois conducteurs, pour acheminer l'énergie électrique sur une distance. En pratique, un câble de ligne triphasée est modélisé à l'aide de paramètres linéaires tels que la résistance  $R$ , l'inductance  $L$ , la capacité  $C$  et la conductance  $G$ , permettant de décrire la propagation des signaux électriques tout au long du câble, comme illustré dans la figure 3-18 [11]. Un câble électrique est un conducteur, généralement en cuivre, aluminium ou acier, entouré d'un isolant en matériau plastique pour assurer sa protection [50].

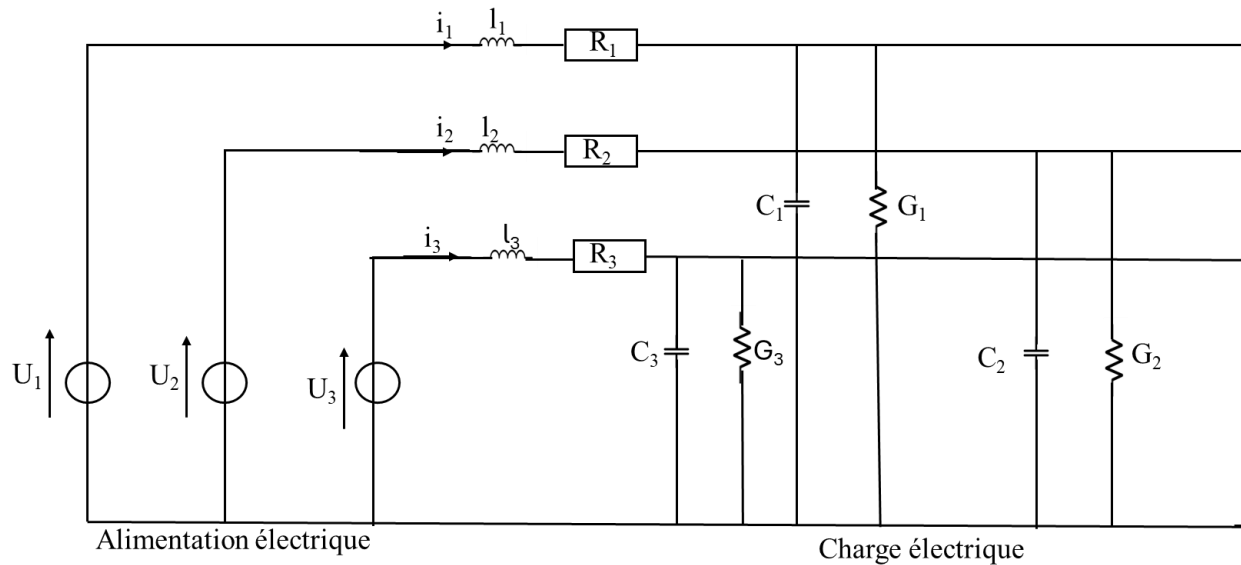


Figure 3-18: Modèle d'une ligne triphasée [49]

Ce modèle représente une ligne triphasée typique utilisée dans les réseaux électriques. Chaque phase ( $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ ) comprend un courant ( $i_1$ ,  $i_2$ ,  $i_3$ ), une résistance ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ) pour les pertes joules, et une inductance ( $l_1$ ,  $l_2$ ,  $l_3$ ) pour l'effet magnétique. Le système inclut aussi des capacités ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ) et conductances ( $G_1$ ,  $G_2$ ,  $G_3$ ) modélisant les effets capacitifs entre phases et les fuites de courant. La source d'alimentation ("feeder") fournit l'énergie qui sera transmise à une charge.

Dans le système le modèle de ligne de transmission triphasée sera utilisé avec une seule section PI. Le modèle PI constitue une approximation simplifiée d'une ligne de transmission. Il est composé d'une impédance de série intégrant la résistance ( $R$ ), l'inductance ( $L$ ) et de deux impédances parallèles, représentées par des capacités, placées à chaque extrémité de la section de ligne. Ce modèle fournit des résultats satisfaisants pour les analyses à fréquence fixe.

➤ Section de ligne PI 1 : 14 km

La première section de ligne PI, d'une longueur de 14 km, transporte l'énergie de la source (via le transformateur) vers la charge 1. La modélisation PI inclut des éléments résistifs, inductifs et capacitifs pour représenter fidèlement la ligne de transmission et prendre en compte les pertes, les déphasages et la propagation des signaux électriques. Le choix d'une longueur de 14 km reflète une distance significative entre la source et la charge, impliquant une gestion rigoureuse des pertes pour garantir une tension stable aux bornes de la charge et assurer la qualité de l'alimentation électrique.

➤ Section de ligne PI 2 : 5 km

La seconde section de ligne PI de 5 km connecte la charge 2. Elle est plus courte que la première ligne, ce qui signifie que les pertes par effet Joule et les chutes de tension seront moindres. Le modèle PI utilisé ici intègre, comme précédemment, les paramètres résistifs, inductifs et capacitifs de la ligne, assurant ainsi une représentation réaliste du comportement électrique du réseau et permettant une analyse précise de ses performances.

### 3.6.5. Charges électriques

Deux charges, identifiées comme charge 1 et charge 2, sont prévues dans le système.

➤ Charge 1 : 30 MW, 2 MVAR

- Charge active (30 MW) : La première charge est une charge importante industrielle ou commerciale avec une consommation active de 30 MW. Elle pourrait alimenter une grande installation industrielle nécessitant une alimentation continue et fiable.

- Puissance réactive (2 MVAR) : Cette charge a également une réactive de 2 MVAR, ce qui indique un facteur de puissance inductif. Les charges avec un facteur de puissance non unitaire peuvent nécessiter une correction pour optimiser l'efficacité du réseau et minimiser les pertes.

➤ Charge 2 : 2 MW

- Petite charge (2 MW) : La deuxième charge est beaucoup plus petite (2 MW).

- Absence de réactif : Il n'y a pas de puissance réactive pour cette charge, ce qui pourrait indiquer que la charge est purement résistive ou que son facteur de puissance est suffisamment proche de l'unité pour ne pas nécessiter de correction importante.

### 3.7. Conclusion

Ce chapitre a permis de modéliser et de simuler un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, en mettant l'accent sur le dimensionnement des composants clés et l'analyse de leurs performances. Dans ce contexte, une attention particulière a été accordée à la qualité de l'énergie électrique injectée dans le réseau, en lien direct avec les enjeux décrits dans la première section. En effet, cette qualité repose sur plusieurs paramètres essentiels, notamment la pureté de la forme d'onde, la stabilité de la fréquence, la constance de l'amplitude ainsi que l'équilibre du système triphasé. Toute altération de l'un de ces éléments peut engendrer des perturbations susceptibles de compromettre le bon fonctionnement des équipements raccordés au réseau. Les résultats obtenus confirment la faisabilité technique du système tout en soulignant les points

critiques à optimiser pour garantir une intégration efficace et conforme aux normes du réseau. Le dimensionnement des panneaux solaires, basé sur des modules SunPower SPR 305, a abouti à une configuration optimale de 330 panneaux (5 en série et 66 en parallèle), permettant d'atteindre une puissance de 100,7 kW avec une marge de sécurité. L'étude des courbes I-V et P-V a mis en évidence l'importance du suivi du point de puissance maximale (MPPT) pour maximiser la production énergétique. Le hacheur Boost, dimensionné a démontré une capacité à élever et stabiliser la tension à 500 V avec une ondulation maîtrisée. L'onduleur, piloté par une commande par hystérésis, a permis une conversion DC-AC efficace, bien que la présence d'harmoniques sur le courant injecté nécessite l'ajout de filtres pour respecter les normes de qualité (THD < 5 %). L'adaptation au réseau via un transformateur élévateur et l'analyse des tensions/courants triphasés ont confirmé la synchronisation du système avec le réseau. Cependant, la THD élevée du courant avant filtrage souligne l'importance d'intégrer des filtres actifs ou passifs pour réduire les distorsions harmoniques. Enfin, la modélisation du réseau électrique (lignes de transmission, transformateurs, charges) a fourni un cadre réaliste pour évaluer l'impact de l'injection photovoltaïque sur la stabilité et la qualité du réseau. Les charges modélisées ont permis de valider le comportement du système dans des conditions variées. Les simulations réalisées mettent en évidence des pistes d'amélioration, notamment l'intérêt d'un filtrage harmonique.

# Chapitre 4 : Modélisation, simulation et comparaison des filtres passif et actif

## 4.1. Introduction aux filtres de puissance

Aujourd'hui, non seulement les réseaux de distribution voient leur taux d'harmoniques augmenter, mais les équipements deviennent également plus sensibles aux perturbations causées par ces tensions et courants harmoniques [53]. Les systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau électrique font face à plusieurs défis, dont l'un des plus importants est la génération d'harmoniques. Celles-ci proviennent principalement des convertisseurs électroniques de puissance utilisés dans ces installations. Toutefois, la présence d'harmoniques peut perturber le bon fonctionnement du réseau électrique, alors que l'intégration d'un système photovoltaïque ne devrait pas compromettre la qualité de l'énergie en y ajoutant des distorsions. Le développement d'un système photovoltaïque de grande envergure requiert la résolution et l'amélioration de divers défis techniques spécifiques [51], notamment en matière de sécurité, de fiabilité et de performance de la production d'électricité photovoltaïque connectée au réseau [52]. Pour permettre une intégration harmonieuse de ces systèmes au réseau, il est essentiel d'introduire des filtres afin d'atténuer les harmoniques produites. Il existe plusieurs types de filtres, notamment les filtres passifs et les filtres actifs, dont la fonction principale est de réduire les harmoniques tout en respectant les limites imposées par les normes en vigueur.

## 4.2. Étude du filtre passif LCL

Le filtre LCL est un filtre passif couramment utilisé dans les systèmes d'électronique de puissance, notamment en association avec les onduleurs, pour atténuer efficacement les harmoniques de courant provoquées par la commutation rapide des semi-conducteurs, tels que les IGBT. Il est capable de réduire efficacement les harmoniques de haut ordre [55]. Il doit son nom à sa topologie, structurée autour de trois éléments clés : une inductance côté onduleur ( $L_1$ ) qui limite les variations rapides du courant ( $di/dt$ ) en sortie du transformateur, un condensateur (C) connecté entre les deux inductances pour offrir une voie basse impédance aux harmoniques haute fréquence, et une inductance côté réseau ( $L_2$ ) qui affine le filtrage en réduisant les harmoniques résiduelles avant l'injection dans le réseau.

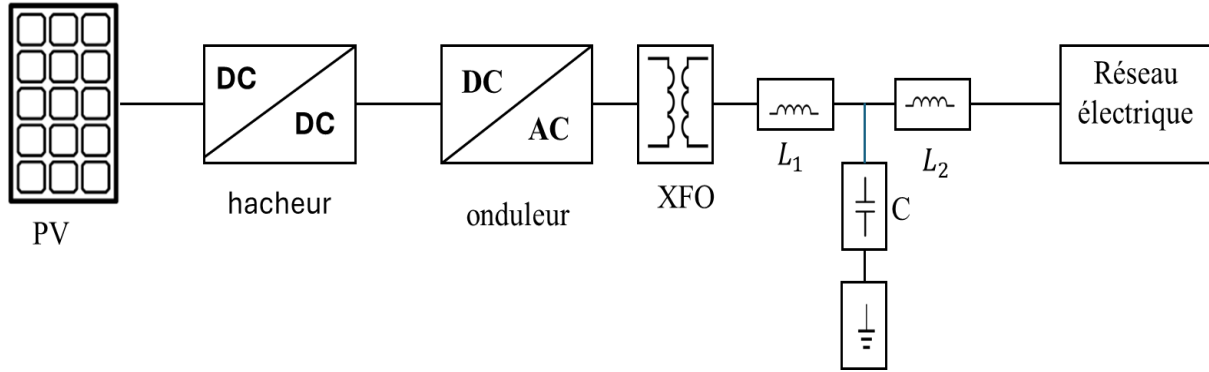


Figure 4-1: Schéma du système solaire photovoltaïque connectée au réseau électrique avec filtre LCL

#### 4.2.1. Dimensionnement du filtre LCL

Le dimensionnement du filtre LCL constitue une étape essentielle pour garantir une atténuation efficace des harmoniques tout en maintenant la stabilité du système. Cette section expose la méthode de calcul des composants ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $C$ ) ainsi que les critères de choix basés sur le niveau d'atténuation souhaité et les contraintes imposées par le réseau électrique. À l'aide des équations suivantes, Le calcul des différents paramètres du filtre LCL sera effectué.[54] :

L'expression du rapport cyclique en fonction du temps :

$$\alpha(t) = m_1 \sin(\omega t + \varphi) \quad (4.1)$$

$m_1$  : profondeur de la modulation

$m_1$  est bornée entre 0 et 1

➤ Le calcul adéquat de l'inductance du filtre LCL est essentiel pour optimiser les performances du filtrage harmonique.

$$L_T = L_1 + L_2 \quad (4.2)$$

$$L_T = \sqrt{\frac{\left(\frac{m_1 * V_{DC}}{2\sqrt{2}}\right)^2 - V_{AN}^2}{\left(\omega \frac{P_{PV}}{3 * V_{AN}}\right)^2}} \quad (4.3)$$

Afin que cette équation soit valide, il est nécessaire que la tension de l'onduleur ( $V_{OND}$ ) soit supérieure à la tension entre une phase et neutre du réseau ( $V_{AN}$ ).

L'expression obtenue peut conduire à plusieurs valeurs possibles de l'inductance totale  $L_T$ . Le choix se porte donc sur son expression en fonction de la chute de tension ( $\Delta V$ ) à ses bornes. À la fréquence fondamentale (60 Hz), le courant traversant le condensateur du filtre est négligeable devant le courant circulant dans le réseau. On peut alors poser l'approximation suivante [54]:

$$I_{L1} \approx I_{L2} = I_L \quad (4.4)$$

Où  $I_L$  désigne le courant efficace.

Dans ce contexte, la chute de tension aux bornes de l'inductance totale ( $L_T$ ) s'écrit comme suit :

$$\Delta V = L_T * \omega * I_L \quad (4.5)$$

Avec  $\omega$  la pulsation du réseau.

Par ailleurs, la norme IEEE 1547 autorise une chute de tension pouvant atteindre 10 % de la tension nominale [56] :

$$\Delta V = 10\%V_{AN} \quad (4.6)$$

L'inductance totale du filtre s'exprime à l'aide de l'équation suivante :

$$L_T = \frac{10\%*3*V_{AN}^2}{\omega*P_{PV}} \quad (4.7)$$

$V_{AN}$  est la tension entre la phase A et le neutre du réseau du réseau

$$L_T = \frac{0.1*3*\left(\frac{25000}{\sqrt{3}}\right)^2}{2*\pi*f_r*100000} \quad (4.8)$$

$$L_T = 1.6137 \text{ H}$$

Or

$$L_T = L_1 + L_2 \quad (4.9)$$

OR

$$L_2 = 0.8 * L_1 \quad (4.10)$$

$$L_T = 1.8 * L_1 \quad (4.11)$$

$$L_1 = 0.89\text{H et } L_2 = 0.712\text{H}$$

➤ Le calcul du condensateur (C) du filtre est déterminant, puisqu'il impacte à la fois la performance de réduction des harmoniques et la stabilité globale du dispositif. Le choix de la valeur du condensateur vise à éviter toute dégradation du facteur de puissance [57]. Le condensateur doit être dimensionné de sorte que sa puissance réactive  $Q_C$  reste inférieure ou égale à 5 % de la puissance active nominale  $P_{DC}$  ( $Q_C \leq 5\%P_{DC}$ ). En supposant négligeable l'effet de la chute de tension dans  $L_2$  [54], cette puissance est donnée par la relation suivante :

$$Q_C = 3 * C * \omega * V_{AN}^2 \quad (4.12)$$

La valeur du condensateur s'exprime selon la relation suivante [16]:

$$C_{MAX} = \frac{0.05*P_{DC}}{3*2*\pi*f*V_{AN}^2} \quad (4.13)$$

$$C_{MAX} = \frac{0.05*100000}{3*2*\pi*f*(\frac{25000}{\sqrt{3}})^2} \quad (4.14)$$

$$C_{MAX}=0.02123 \mu F$$

➤ L'évaluation de la résistance d'amortissement ( $R_c$ ),

La fonction de transfert du filtre LCL (dans le cas où  $V_{AN}=0$ ) est donnée par l'équation suivante [82] :

$$H(p) = \frac{I_A(P)}{V_{OND}(P)} \Big|_{V_{AN}=0} \quad (4.15)$$

$$H(P) = \frac{1}{(L_1+L_2)} * \frac{C*R_C*p+1}{\frac{L_1*L_2}{L_1+L_2}*C*p^2+C*R_C*p+1} \quad (4.16)$$

$$R_c = \frac{2*z*L_1*L_2*\omega_{res}}{L_1+L_2} = \frac{2*z}{C*\omega_{res}} \quad (4.17)$$

Pour atténuer les effets de résonance, une résistance est placée en série ( $R_c$ ) avec le condensateur.

Le Calcul de la pulsation et la plage de fréquence de résonance présentés ci-après [58] :

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1+L_2}{L_1*L_2*C}} \quad (4.18)$$

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1+L_2}{L_1*L_2*C}} \quad (4.19)$$

$$\omega_{res} = 1.0912 * 104 \text{ Hz}$$

$$\text{Or } f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2*\pi} \quad (4.20)$$

La plage de résonance en fréquence retenue est définie comme suit :

$$10f_r < f_{res} < 0.5f_{sw}$$

Avec  $f$  est la fréquence du réseau,  $f_{res}$  est la fréquence de résonance et  $f_{sw}$  est la fréquence de découpage.

La détermination de  $R_c$  s'effectue en faisant varier le facteur d'amortissement  $z$  dans l'intervalle  $[0, 1]$ , en s'appuyant sur l'équation correspondante :

Tableau 4-1: Valeur de la résistance ( $R_c$ ) et du facteur ( $z$ ) d'amortissement

Facteur d'amortissement ( $z$ )	Résistance d'amortissement ( $R_c$ )
0	0
0.000258	2.2272
0.00166	14,3302
0.6	5179,6
1	8632,7

Après avoir remplacé successivement plusieurs valeurs de résistance d'amortissement dans le modèle de simulation, Il a été observé que la valeur  $R_c=2,2 \Omega$  permet de réduire significativement les ondulations du courant, tout en assurant une meilleure stabilité du système. Cette valeur offre un bon compromis entre l'atténuation des résonances et la limitation des pertes. Comparée aux autres résistances testées,  $R_c=2,2 \Omega$  se distingue par une insertion plus efficace dans le filtre, ce qui améliore globalement les performances du système. Ainsi, le choix se porte sur cette valeur pour le dimensionnement final de la résistance d'amortissement.

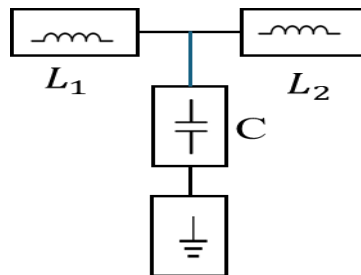


Figure 4-2: Filtre LCL

#### 4.2.2. Analyse des performances avec le filtre LCL

Après l'insertion du filtre LCL dans le système, une analyse détaillée du taux d'harmoniques présents dans le courant et la tension a été effectuée. Cette évaluation a permis de mettre en évidence l'impact du filtre sur la qualité de l'énergie. Dans les sections suivantes, La présentation sera faite de manière structurée et les résultats obtenus seront analysés de manière approfondie, ainsi que les observations qui en découlent.

##### ❖ Taux d'harmoniques du courant de la phase A

L'analyse spectrale du courant de la phase (A) présenté à la figure 4-3 met en évidence sa décomposition en différentes composantes fréquentielles :

➤ Composante fondamentale (60 Hz) : L'amplitude mesurée de la composante fondamentale est de 84,09 A, ce qui représente la majeure partie du signal. Cette composante constitue le cœur du courant sinusoïdal injecté dans le réseau.

➤ Harmoniques d'ordre supérieur (3<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, etc.) : Ces composantes sont quasiment inexistantes dans le spectre. La très faible présence des harmoniques d'ordre supérieur indique une absence de distorsion significative, traduisant un courant quasiment pur.

Taux de distorsion harmonique du courant (THD  $I_A$ ) mesuré est de 0,03 %, ce qui signifie que seulement 0,03% de l'énergie du signal est contenue dans les composantes autres que la fondamentale. Ce résultat reflète une qualité de courant exceptionnelle, bien inférieure au seuil de 5 % recommandé par la norme IEEE 519 pour les réseaux basse et moyenne tension.

Un tel niveau de performance témoigne de l'efficacité du filtrage harmonique, assuré par un filtre passif de type LCL correctement dimensionné. Ce filtre joue un rôle crucial en atténuant efficacement les harmoniques générées par les convertisseurs de puissance. De plus, la forme d'onde temporelle du courant  $I_A$  est parfaitement sinusoïdale, ce qui confirme visuellement la pureté du signal.

Donc les résultats de cette simulation démontrent que le système étudié permet une injection de courant de très haute qualité, conforme aux normes de qualité de l'énergie. Cela traduit un dimensionnement rigoureux du filtre ainsi qu'une maîtrise efficace de l'interface de conversion, garantissant ainsi une intégration harmonieuse au réseau électrique.

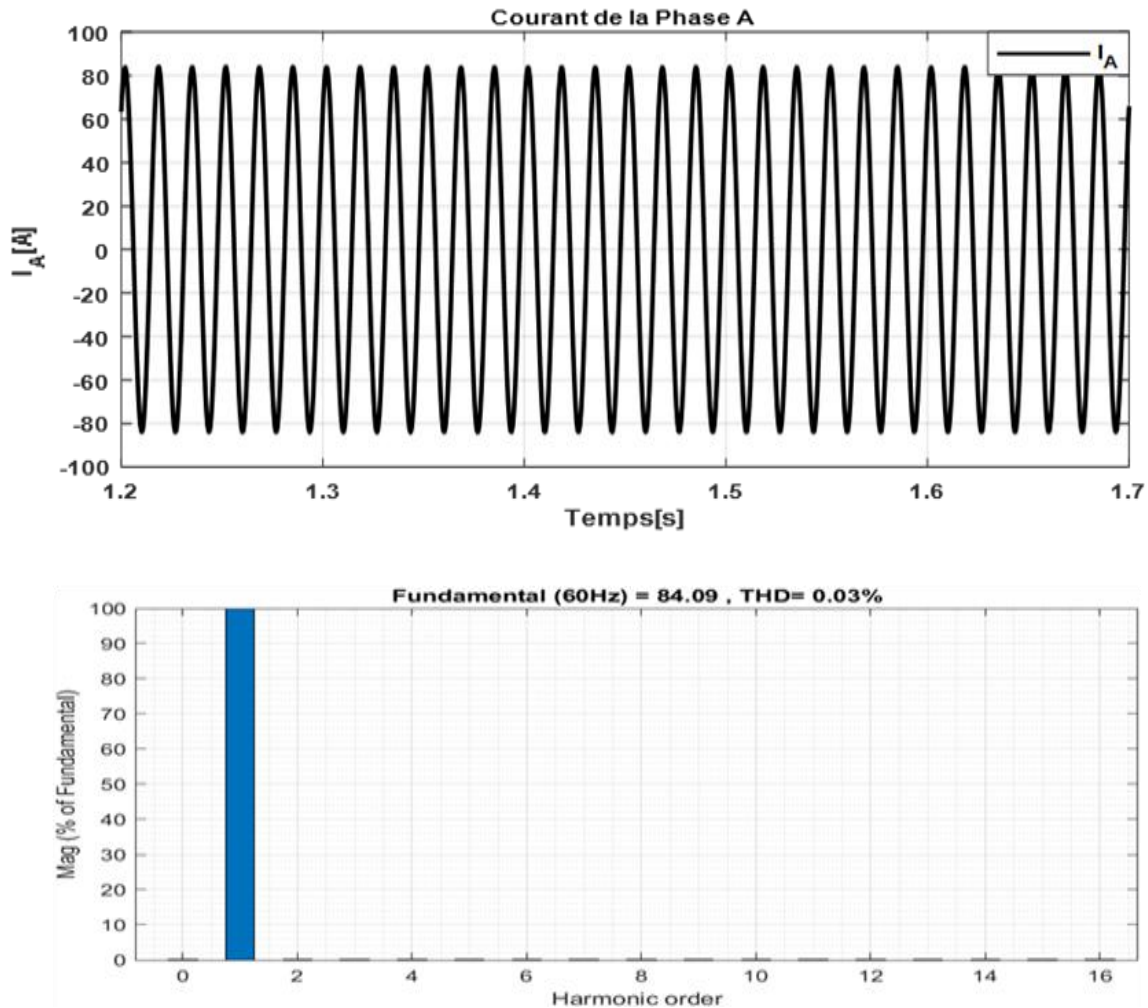


Figure 4-3: Taux d'harmoniques du courant avec le filtre LCL

❖ Taux d'harmonique de la tension ( $V_A$ )

L'analyse fréquentielle de la tension  $V_A$  permet de mettre en évidence sa décomposition en différentes composantes harmoniques.

➤ Composante fondamentale (60Hz) :

Le spectre présenté à la figure 4-4 révèle un pic dominant à la fréquence fondamentale de 60 Hz, qui correspond à la fréquence standard des réseaux électriques nord-américains. Son amplitude atteinte  $1.939 \times 10^4$  V, ce qui indique que la quasi-totalité de l'énergie du signal est concentrée dans cette composante principale. Cette prédominance confirme que la tension présente une forme d'onde très proche d'une sinusoïde idéale, avec un excellent comportement spectral.

➤ Absence significative d'harmoniques d'ordre supérieur :

Le spectre présenté à la figure 4-4 ne montre aucun pic notable au-delà de la fondamentale, ce qui signifie que les harmoniques d'ordre impair (3<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, etc.), généralement générées par les convertisseurs à découpage, sont quasiment inexistantes. Cette quasi-nullité des composantes harmoniques traduit une excellente efficacité du système de filtrage LCL, qui empêche la propagation de perturbations non désirées dans le réseau.

Taux de distorsion harmonique (THD) mesuré est de 0.01 %, ce qui signifie que seulement 0.01 % de l'énergie du signal est contenue dans les composantes harmoniques, contre 99.99 % dans la fondamentale. Ce résultat démontre que la tension  $V_A$  est pratiquement exempte de pollution harmonique, et reflète un niveau de qualité bien supérieur aux exigences de la norme IEEE 519, qui tolère jusqu'à 5 % de THD pour la tension dans les réseaux.

L'analyse spectrale de la tension  $V_A$  met en évidence une dominance écrasante de la composante fondamentale et une quasi-absence d'harmoniques d'ordre supérieur, traduisant ainsi une excellente qualité du signal. Ce résultat témoigne d'un filtrage passif performant (type LCL) et d'un contrôle efficace du convertisseur, permettant une injection conforme et stable dans le réseau.

De telles performances assurent non seulement la protection des équipements sensibles, mais aussi une meilleure fiabilité et longévité des installations, en particulier dans les environnements industriels ou critiques. Le système peut donc s'intégrer harmonieusement dans le réseau sans en compromettre la stabilité ni la qualité.

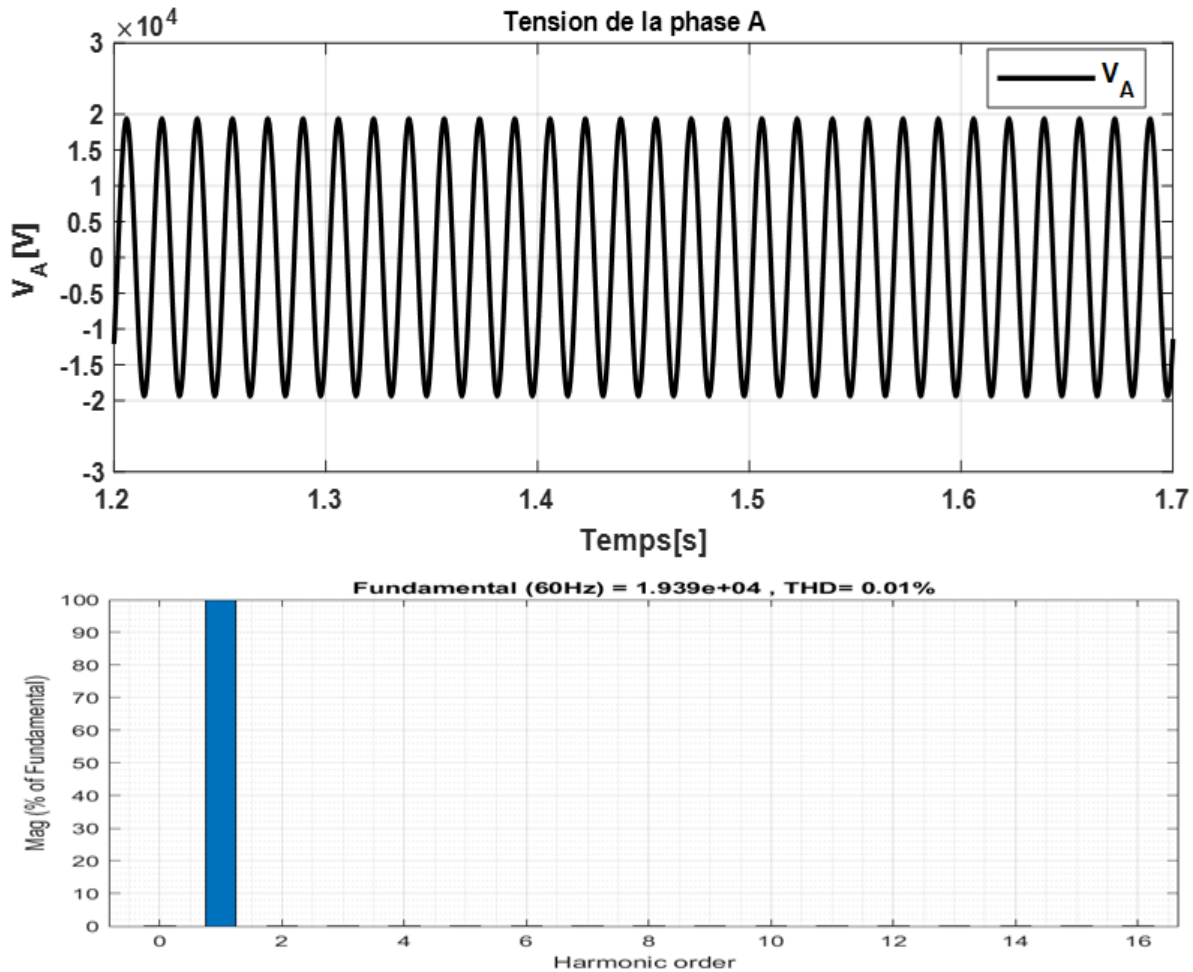


Figure 4-4: Taux d'harmoniques de la tension avec filtre LCL

❖ Puissance absorbée fournie par le système solaire photovoltaïque au réseau électrique

Après l'intégration du filtre LCL dans le système, une diminution notable de la puissance active injectée dans le réseau a été observée. Cette réduction s'explique principalement par les pertes engendrées par les composants passifs du filtre, en particulier les inductances et la résistance d'amortissement, qui absorbent une partie de l'énergie. En effet, les inductances possèdent une résistance interne responsable de pertes par effet Joule, tandis que la résistance d'amortissement, introduite pour améliorer la stabilité du système et atténuer les résonances, dissipe intentionnellement de l'énergie sous forme de chaleur. Par ailleurs, l'ajout du filtre LCL augmente l'impédance entre l'onduleur et le réseau, ce qui entraîne une légère diminution du courant injecté et peut provoquer une chute de tension, contribuant ainsi à la baisse de la puissance active transmise. Bien que cette perte énergétique puisse sembler pénalisante, elle constitue en réalité un compromis nécessaire pour assurer une qualité d'énergie optimale, notamment par la réduction efficace des harmoniques et le respect des normes de compatibilité avec le réseau électrique. En

somme, le filtre LCL joue un rôle fondamental dans le traitement harmonique du système, mais son intégration implique inévitablement une consommation énergétique supplémentaire, qu'il convient de maîtriser par un dimensionnement rigoureux et une conception optimisée.

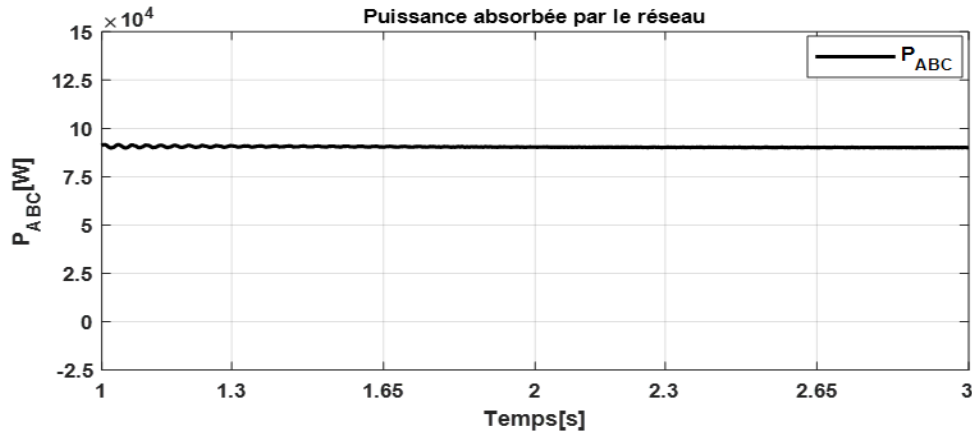


Figure 4-5: Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique avec filtre LCL

### 4.3. Étude du filtre actif

Un filtre actif de parallèle (FAP) est un dispositif électronique utilisé pour compenser les perturbations du réseau électrique, comme les harmoniques. Il a été conçu pour pallier les limitations des filtres passifs [65]. Dans la simulation de l'installation solaire photovoltaïque, le filtre actif de parallèle (FAP) est positionné de manière stratégique entre le système solaire photovoltaïque et le réseau électrique, où il joue un rôle essentiel dans l'amélioration de la qualité de l'énergie. Sa fonction principale est d'atténuer les harmoniques engendrées par l'onduleur lors de la conversion de courant continu en courant alternatif.

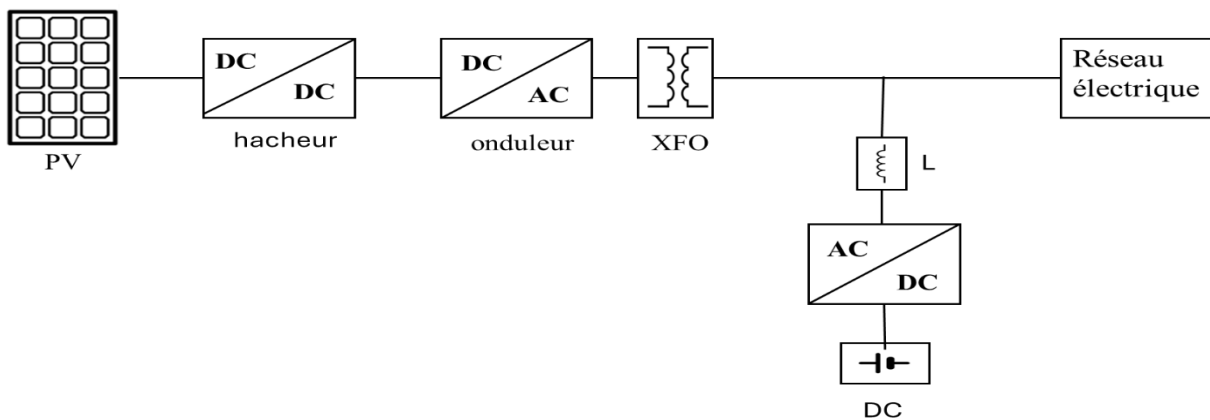


Figure 4-6: Schéma du système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique avec filtre actif

### 4.3.1. Dimensionnement du filtre actif parallèle (FAP)

Le circuit d'identification des distorsions du courant permet d'isoler la composante harmonique du courant du système solaire photovoltaïque, notée  $i_{Lh}(t)$  à partir du courant total  $i_L(t)$  [69]. Cette composante harmonique est ensuite inversée pour générer un signal de référence  $i_c^*$  tel que :  $i_c^* = -i_{Lh}(t)$

Ce signal sert de consigne au circuit de commande de l'onduleur du filtre, qui génère les impulsions de commutation appropriées. L'onduleur injecte alors un courant de compensation  $i_c(t)$  destiné à suivre fidèlement la référence  $i_c^*$ . Ainsi, le courant compensateur produit annule les harmoniques détectées dans  $i_L(t)$  ce qui permet d'obtenir un courant de ligne net et conforme aux exigences de qualité de l'énergie [66–68], en injectant un courant de compensation égal et opposé à la composante harmonique détectée. Le filtre actif permet d'annuler les distorsions, si bien que le courant de ligne devient quasi sinusoïdal et conforme aux standards de qualité du réseau. Les équations suivantes permettent d'analyser plus en détail le fonctionnement illustré par la figure 4-7 :

$$i_L = i_{Lf} + i_{Lh} \quad (4.21)$$

$$i_s = i_L + i_c = i_L + i_c^* = i_L - i_{Lh} = i_{Lf} \quad (4.22)$$

Avec  $i_{Lf}$  la composante fondamentale du courant  $i_L$

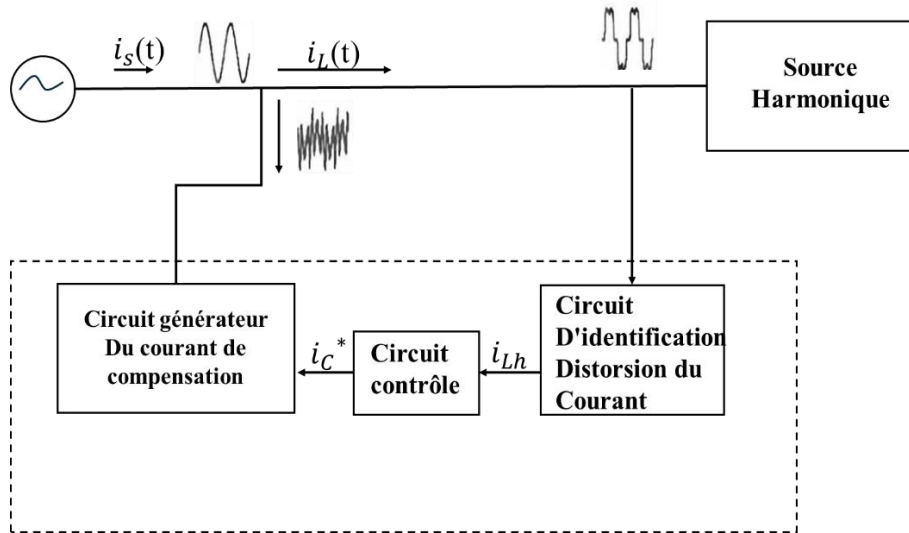


Figure 4-7: Architecture générale et principe de fonctionnement du filtre actif de parallèle [69]

Dans le cadre du dimensionnement de l'inductance du filtre actif, la loi des mailles est appliquée à la maille 1 représentée sur la figure 4-8. Cette démarche permet d'établir l'équation suivante :

$$V_{dcf}(t) = V_{AN}(t) + L * \frac{di_{fac}}{dt} + R_L * i_{fac} \quad (4.23)$$

Avec :

$i_{fac}$  est le courant délivré par le filtre actif

$L$  est l'inductance du filtre actif

$R_L$  est résistance de l'inductance du filtre actif

$V_{dcf}$  est tension continue d'alimentation du filtre actif

$V_{AN}$  est la tension simple du réseau électrique

En supposant que la résistance de l'inductance est négligeable, l'équation peut être simplifiée comme suit :

$$V_{dcf}(t) = V_{AN}(t) + L * \frac{di_{fac}}{dt} \quad (4.24)$$

Afin d'augmenter la vitesse de variation du courant à compenser et de réduire la valeur de l'inductance  $L$ , toutefois, cette réduction doit être effectuée avec précaution afin d'éviter une augmentation excessive de l'ondulation du courant à la fréquence de commutation [70] par l'équation suivant :

$$V_{dcfmax} = V_{ANmax}(t) + L * \left(\frac{di_{fac}}{dt}\right)_{max} \quad (4.25)$$

À partir de :

$$\frac{di_{fac}}{dt} = \frac{V_{dcf} - V_{AN}}{L} \quad (4.26)$$

Cas maximal (équation 4.24) :

$$\left(\frac{di_{fac}}{dt}\right)_{max} \approx \frac{V_{dcf}}{L} \quad (4.27)$$

Comme illustré à la figure 4-6, l'inductance  $L$  du filtre actif est placée entre le convertisseur AC/DC et le point de couplage au réseau électrique. Bien que la tension du réseau atteigne 25 kV, l'inductance est soumise à une tension synthétisée par le convertisseur, dont l'amplitude est limitée par la tension du bus continu  $V_{dcf} = 500 V$ . Le choix de  $L = 22 \mu H$  permet ainsi d'assurer une vitesse de variation du courant injecté suffisamment élevée pour une compensation efficace des harmoniques, tout en limitant l'ondulation du courant à la fréquence de commutation. Cette valeur représente un compromis optimal entre performance dynamique et stabilité du système.

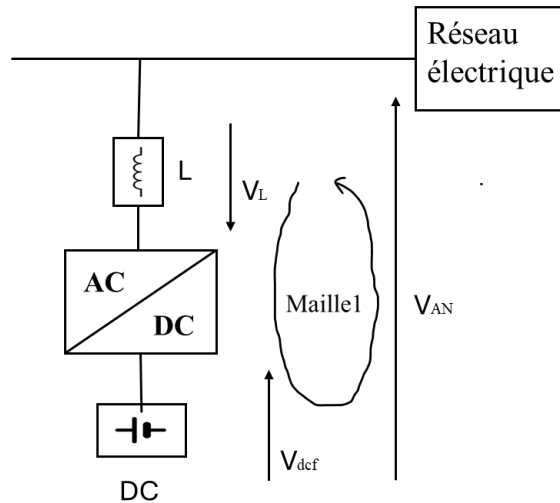


Figure 4-8: Schéma du circuit

#### 4.3.2. Analyse des performances

##### ❖ Taux d'harmoniques de la tension

La figure 4-9 illustre à la fois l'évolution temporelle de la tension de phase A ( $V_A$ ) et son spectre fréquentiel. L'analyse dans le domaine temporel met en évidence un signal sinusoïdal régulier, sans distorsion visible. Parallèlement, le spectre fréquentiel révèle une composante fondamentale à 60 Hz, avec une amplitude dominante, et un taux de distorsion harmonique total très faible, de l'ordre de 0,56 %.

Cette très faible distorsion est le reflet de l'efficacité du filtre actif parallèle intégré au système. Ce filtre fonctionne en temps réel en détectant les composantes harmoniques indésirables présentes dans la tension, puis en injectant un courant de compensation. Ce mécanisme permet de supprimer efficacement les harmoniques d'ordre supérieur (tels que les 3<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, etc.), ce qui est clairement observable sur le spectre, où seule la composante fondamentale est significative.

En conclusion, la très faible valeur du THD (0,56 %) confirme que le filtre actif parallèle remplit parfaitement sa fonction, en assurant une tension de sortie quasi purement sinusoïdale et conforme aux exigences de qualité de l'énergie électrique.

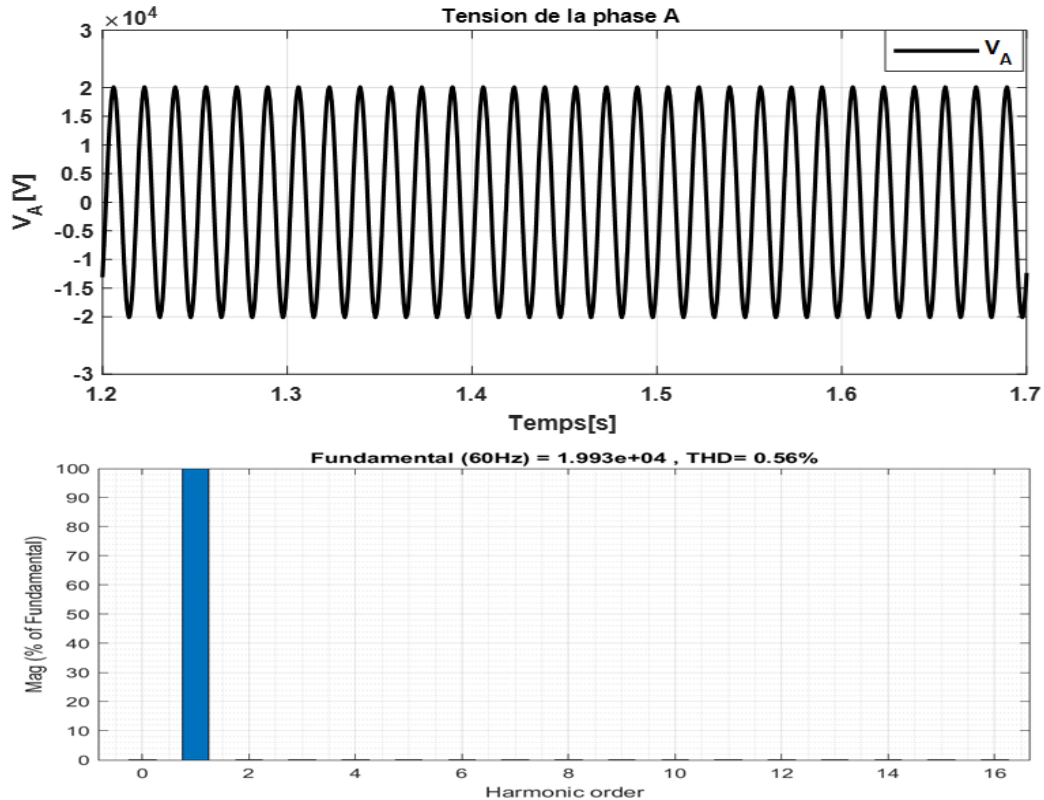


Figure 4-9: Taux d'harmoniques de la tension avec filtre actif

❖ Taux d'harmoniques du courant

La figure 4-10 illustre l'évolution temporelle du courant de phase A ( $I_A$ ) ainsi que son spectre harmonique. L'analyse dans le domaine temporel met en évidence une forme d'onde sinusoïdale régulière, sans signe visible de distorsion. L'analyse fréquentielle, quant à elle, révèle une composante fondamentale à 60 Hz d'amplitude dominante, accompagnée d'un taux de distorsion harmonique de 0,80%. Cette valeur, largement inférieure aux seuils recommandés par les normes, témoigne de la performance du filtre actif parallèle intégré au système. Ce filtre agit en détectant, en temps réel, les composantes harmoniques indésirables engendrées principalement par l'onduleur, puis en injectant un courant de compensation en opposition de phase pour neutraliser ces perturbations. Grâce à cette action, les harmoniques d'ordre supérieur (3<sup>e</sup>, 5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, etc.) sont efficacement atténuées, comme le confirme le spectre où seule la composante fondamentale subsiste de manière significative. Ce résultat traduit une nette amélioration de la qualité du courant injecté dans le réseau, contribuant à une meilleure stabilité, à la réduction des pertes énergétiques et à la protection des équipements sensibles.

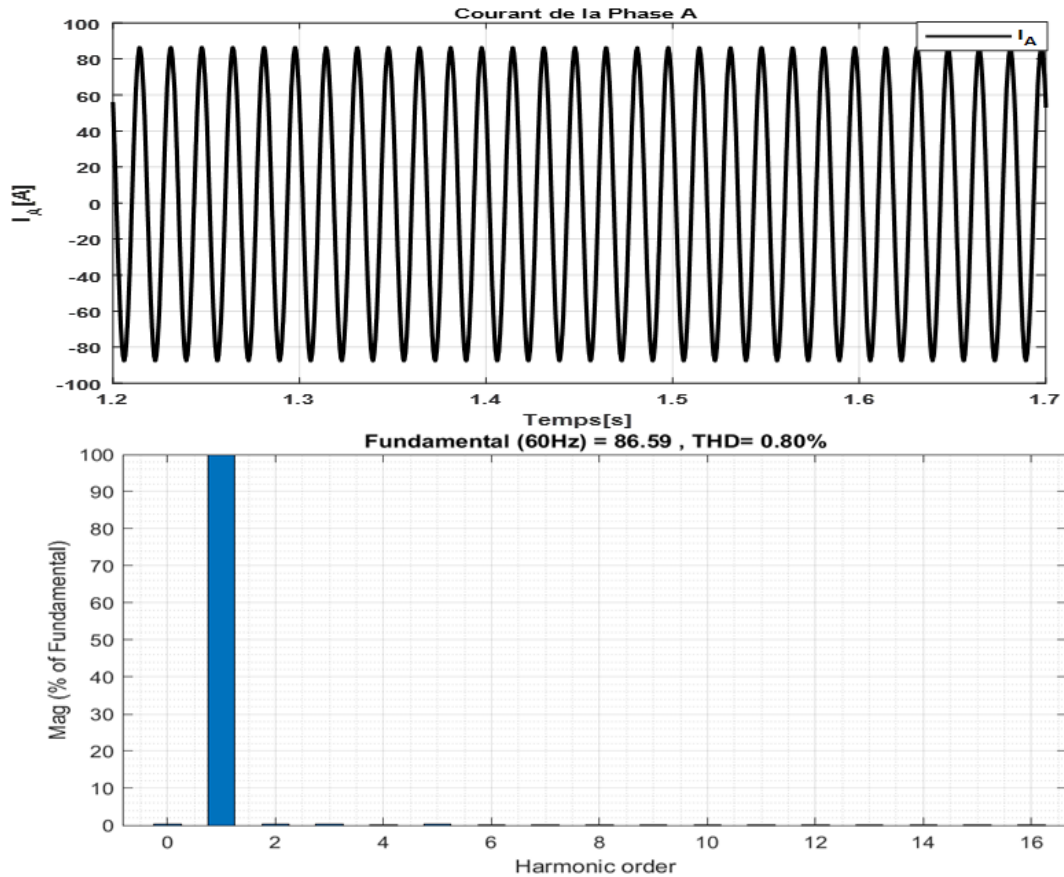


Figure 4-10: Taux d'harmoniques du courant avec filtre actif

❖ Puissance absorbée fournie par le système solaire photovoltaïque au réseau électrique

La figure 4-11 représente l'évolution de la puissance active totale  $P_{ABC}$  injectée dans le réseau avec l'intégration du filtre actif parallèle (FAP). On observe que la puissance reste quasiment identique à la valeur prévue lors du dimensionnement du système, avec une très faible ondulation. Cette stabilité témoigne d'un fonctionnement optimal du filtre actif, qui parvient à corriger les distorsions harmoniques sans affecter significativement le transfert d'énergie active vers le réseau. Cette constance de la puissance active s'explique par le fait que le FAP est conçu principalement pour compenser les harmoniques. Par conséquent, il agit comme un dispositif de correction de qualité. Cela permet de maintenir la puissance active dans des marges très proches de la valeur nominale définie lors de l'étude préliminaire.

Ce résultat souligne l'importance d'un dimensionnement rigoureux et d'une conception adéquate du filtre, permettant d'assurer un compromis efficace entre performance de filtrage et continuité de la puissance injectée. Le maintien de la puissance active initialement prévue confirme ainsi la

compatibilité du filtre avec le réseau électrique, tout en garantissant le respect des normes de qualité d'énergie.

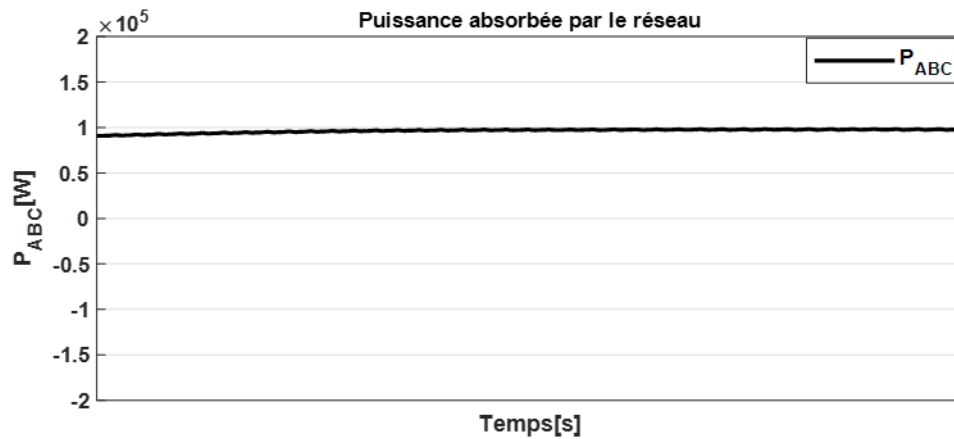


Figure 4-11: Puissance du système solaire photovoltaïque vers le réseau électrique avec filtre actif

#### 4.4. Comparaison des deux types de filtres

Dans le cadre de cette étude, deux approches distinctes ont été envisagées pour l'atténuation des harmoniques en vue d'améliorer la qualité de l'énergie dans un système solaire photovoltaïque raccordé au réseau électrique : le filtre passif de type LCL et le filtre actif. Chacun de ces dispositifs présente des particularités propres, tant en termes de performances de filtrage que de complexité, de conception et d'intégration.

##### 4.4.1 Analyse des performances

Tableau 4-2: Tableau de l'analyse des performances

Indicateur de comparaison	Filtre passif LCL	Filtre actif
Principe de fonctionnement	Atténuation des harmoniques par un filtre passif composé d'inductances (L) et de condensateurs (C), permettant de bloquer les fréquences indésirables tout en laissant circuler la composante fondamentale du courant.	Le filtre actif identifie en temps réel les harmoniques du courant et injecte un courant de compensation, égal en amplitude, mais opposé en phase, afin de neutraliser ces perturbations et de restituer un courant quasi sinusoïdal.

Position dans le système	<p>Le filtre est inséré en série sur la ligne de connexion entre le système solaire photovoltaïque et le réseau électrique. Cette configuration implique que tout le courant généré par le système photovoltaïque circule obligatoirement à travers le filtre avant d'être injecté dans le réseau, permettant ainsi une action directe et efficace sur le signal électrique. En plaçant le filtre en série, il peut atténuer les harmoniques présentes dans le courant en modifiant son profil avant la livraison au réseau, assurant ainsi une meilleure qualité de l'énergie injectée.</p>	<p>Le filtre est connecté en dérivation sur la ligne entre le système photovoltaïque et le réseau. Autrement dit, le filtre agit en injectant un courant de compensation directement dans le réseau, sans interrompre le courant principal fourni par le système solaire. Cette configuration permet au filtre de détecter les harmoniques présentes dans le courant et de les annuler activement en injectant un courant opposé, améliorant ainsi la qualité globale de l'énergie injectée dans le réseau.</p>
Forme d'onde	Signal quasi parfaitement sinusoïdal (meilleur par rapport Signal globalement sinusoïdal)	Signal globalement sinusoïdal
Complexité de mise en œuvre	Conception basique ne nécessitant aucun contrôle actif.	Ce système repose sur une architecture complexe incluant un onduleur dédié et un contrôle électronique avancé, permettant de générer et d'injecter précisément le courant de compensation. Cette sophistication nécessite une conception minutieuse et une maintenance attentive pour assurer une performance fiable.
Sensibilité aux résonances	Les inductances et le condensateur peuvent former un circuit résonant, nécessitent l'ajout d'une résistance	Moins sensible aux phénomènes de résonance, avec une capacité d'adaptation dynamique.

	d'amortissement en série avec le condensateur.	
Coût de l'inductance	Élevé	Faible
Coût et maintenance	Coût raisonnable et entretien minimal.	Coût élevé accompagné d'un entretien technique plus complexe.
Application recommandée	Systèmes fonctionnant dans des conditions stables avec un spectre harmonique prévisible.	Systèmes évoluant sous conditions changeantes avec des harmoniques variables.

#### 4.4.2. Analyse des taux d'harmoniques

##### ➤ Taux d'harmoniques du courant

L'histogramme présenté à la figure 4-12 met en évidence l'impact du filtrage sur la qualité du courant injecté par un système solaire connecté au réseau électrique. Sans aucun filtre, le système présente un taux d'harmoniques du courant de 18,22 %, ce qui traduit une forte distorsion harmonique, rendant le courant non conforme aux normes. Bien que cette configuration soit simple, économique et nécessitant peu de maintenance, elle est inacceptable pour une connexion au réseau en raison de la mauvaise qualité de l'énergie, des risques de surchauffe et des perturbations potentielles. En revanche, l'ajout d'un filtre actif permet de ramener un taux d'harmoniques du courant à 0,8 %, avec une bonne atténuation des harmoniques, même en présence de perturbations dynamiques. Ce type de filtre est particulièrement adapté aux environnements instables (ombrage partiel, charges non linéaires), bien qu'il soit coûteux, complexe et énergivore. Enfin, l'utilisation d'un filtre passif de type LCL permet d'atteindre un taux d'harmoniques du courant minimal de 0,03 %, offrant un courant presque parfaitement sinusoïdal. Cette solution, plus économique que le filtre actif et facile à mettre en œuvre, est idéale pour des réseaux stables et des conditions de fonctionnement bien connues, malgré sa sensibilité à la résonance et aux variations de charge. Ainsi, le filtre LCL se distingue par sa performance exceptionnelle en matière de réduction harmonique, tandis que le filtre actif offre une adaptabilité supérieure dans des contextes dynamiques.

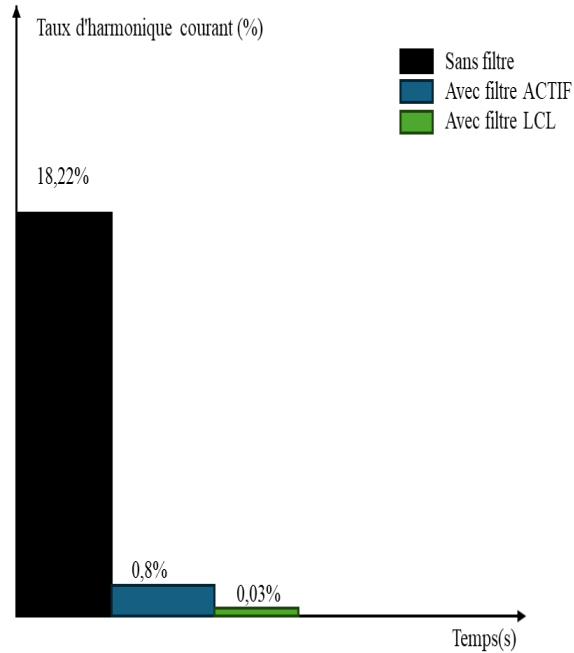


Figure 4-12: Histogramme du taux d'harmoniques du courant

➤ Taux d'harmoniques de la tension

L'historgramme présenté à la figure 4-13 illustre l'effet des différentes techniques de filtrage sur la qualité de la tension injectée par un système solaire connecté au réseau. Sans filtre, le système présente un taux d'harmoniques de la tension de 2,24 %, indiquant une forte déformation due aux commutations de l'onduleur. Bien que cette configuration soit simple, économique et peu exigeante en entretien, elle engendre une tension de qualité médiocre, exposée aux perturbations électromagnétiques, et peu compatible avec les réseaux sensibles. En comparaison, le filtre actif parallèle permet de réduire ce taux à 0,56 %, assurant une atténuation efficace des harmoniques même en cas de variations dynamiques. Cependant, cette solution reste coûteuse, complexe à mettre en œuvre et consomme de l'énergie. Le filtre passif de type LCL offre les performances les plus élevées, avec un taux d'harmoniques de 0,01 %, garantissant une tension presque parfaitement sinusoïdale et conforme aux normes. Facile à intégrer et plus abordable que le filtre actif, il constitue une solution optimale pour des réseaux à conditions stables, malgré une sensibilité aux phénomènes de résonance. Le filtre LCL se démarque par sa capacité à produire une tension de haute qualité, tandis que le filtre actif représente une alternative plus adaptable dans des environnements variables.

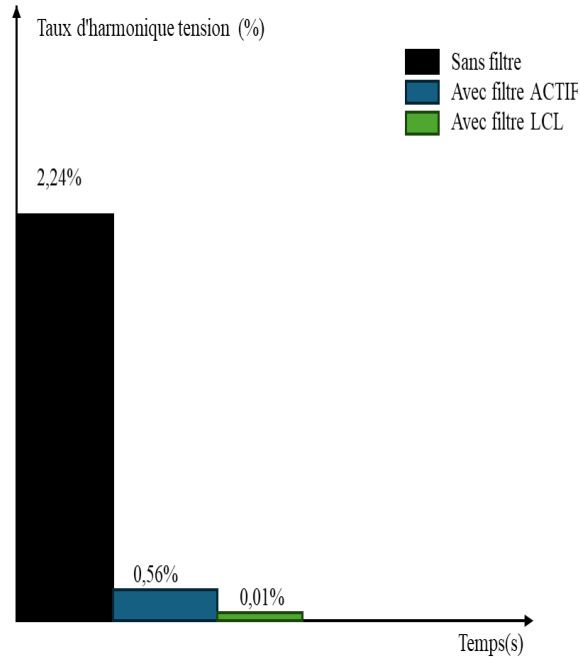


Figure 4-13: Histogramme du taux d'harmoniques de la tension

Le tableau 4-3 présente une synthèse des résultats obtenus à partir des histogrammes précédemment illustrés. Il met en évidence les valeurs du THDI (%) (Taux de Distorsion Harmonique du Courant) et du THDV (%) (Taux de Distorsion Harmonique de la Tension) pour trois configurations : sans filtre, avec un filtre LCL et avec un filtre actif.

Tableau 4-3 : Récapitulatif des valeurs du THDI et du THDV selon les types de systèmes

Types de systèmes	THDV(%)	THDI(%)
Sans filtre	2.24	18.22
Avec filtre LCL	0.01	0.03
Avec filtre ACTIF	0.56	0.8

Ce tableau démontre l'efficacité des techniques de filtrage. Le filtre LCL est celui qui donne les meilleurs résultats en termes de réduction des harmoniques, suivi du filtre actif, alors que l'absence de filtre laisse apparaître une distorsion harmonique très élevée, surtout sur le courant.

## 4.5. Conclusion

Ce chapitre a présenté une analyse comparative approfondie des stratégies de filtrage harmonique dans un système solaire photovoltaïque raccordé au réseau électrique, en mettant en œuvre deux technologies distinctes : le filtre passif de type LCL et le filtre actif parallèle (FAP). Le filtre LCL s'est illustré par sa simplicité de conception, son coût modéré et sa grande efficacité dans des conditions de fonctionnement stables. Grâce à un dimensionnement rigoureux, il permet

d'atteindre un taux de distorsion harmonique extrêmement faible 0,03 % pour le courant et 0,01 % pour la tension, garantissant ainsi une qualité de l'énergie largement conforme à la norme IEEE. Toutefois, cette solution présente certaines limitations, notamment une sensibilité aux phénomènes de résonance et une légère baisse de la puissance active injectée, en raison des pertes inhérentes aux composants passifs.

En parallèle, le filtre actif de type FAP s'est révélé particulièrement adapté aux environnements dynamiques, caractérisés par des charges non linéaires ou des conditions variables. Grâce à sa capacité de compensation en temps réel, il assure une atténuation efficace des harmoniques avec un THD réduit à 0,80 % pour le courant et 0,56 % pour la tension, tout en maintenant une puissance active stable. Cette performance se fait toutefois au prix d'une architecture plus complexe, d'un coût d'investissement plus élevé et d'une exigence accrue en matière de maintenance et de commande. La comparaison entre ces deux filtres souligne un arbitrage entre simplicité, performance, adaptabilité et coût. Le filtre LCL est particulièrement indiqué pour les réseaux à topologie stable et bien défini, tandis que le filtre actif constitue une solution plus polyvalente pour les contextes soumis à des perturbations ou à des évolutions rapides. En définitive, le choix de la stratégie de filtrage doit être guidé par une analyse fine des besoins fonctionnels du système photovoltaïque, des contraintes du réseau, et des objectifs de qualité d'énergie. Une conception optimisée, appuyée par la modélisation et la simulation, reste indispensable pour garantir une intégration efficace, durable et conforme aux standards de qualité électrique.

# Conclusion générale

Ce mémoire a mené une exploration approfondie des enjeux techniques liés à l'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau électrique, en mettant un accent particulier sur l'amélioration de la qualité de l'énergie injectée. Structurée en quatre chapitres complémentaires, cette étude a progressivement construit une vision globale et cohérente des défis et des solutions associés à cette problématique.

Dans un premier temps, les fondements théoriques ont été posés à travers une revue détaillée de la production d'électricité photovoltaïque, incluant l'analyse du rayonnement solaire, des différentes technologies de cellules (monocristallines, polycristallines, couches minces), et des principes de conversion photovoltaïque. L'étude des modèles électriques des panneaux, en particulier la courbe caractéristique I-V, a mis en évidence l'importance des algorithmes MPPT pour maximiser le rendement énergétique.

La seconde étape s'est concentrée sur les convertisseurs de puissance, éléments clés de la chaîne de conversion. Une analyse comparative des algorithmes MPPT (P&O, Conductance incrémentale) et des topologies de convertisseurs (Boost, Buck, onduleurs triphasés) a permis de souligner les compromis entre simplicité, efficacité et adaptabilité. L'utilisation de la transformation de Park a facilité la commande des systèmes triphasés, renforçant ainsi la stabilité du contrôle.

Dans la troisième partie, un modèle complet d'un système photovoltaïque de 100 kW connecté au réseau a été développé sous MATLAB/Simulink. Cette simulation a révélé deux problématiques majeures : la présence importante d'harmoniques (THD courant = 18,22 %) et la nécessité d'adapter la tension via un transformateur élévateur. L'analyse spectrale a confirmé la prédominance d'harmoniques impaires (5<sup>e</sup>, 7<sup>e</sup>, 11<sup>e</sup>, 13<sup>e</sup>), propres aux onduleurs triphasés, justifiant l'étude de solutions de filtrage.

Le quatrième chapitre, cœur innovant de ce travail, a comparé deux approches de filtrage : le filtre passif LCL et le filtre actif parallèle. Le filtre LCL, dimensionné rigoureusement, a permis de réduire le THD à 0,03 %, tandis que le filtre actif, plus complexe, a atteint un THD de 0,80 %, mais avec une meilleure adaptabilité aux variations du réseau. Les résultats ont mis en évidence un

compromis clair entre performance, coût et complexité : le filtre LCL s'avère plus adapté pour les réseaux stables.

Les simulations ont également révélé que le filtre LCL nécessite une inductance plus importante, mais offre de meilleures performances dans un réseau stable, ce qui correspond parfaitement aux conditions du système d'étude.

Les perspectives dégagées à l'issue de ce travail ouvrent de nombreuses pistes de recherche :

- Optimisation avancée des algorithmes de commande
- Analyse technico-économique complète des solutions de filtrage en fonction du contexte d'utilisation
- Amélioration de la qualité de l'énergie solaire injectée dans des réseaux dynamiques grâce à l'intégration de filtres hybrides
- Développement de stratégies de commande intelligentes adaptées aux réseaux électriques modernes, dynamiques et instables.

Ce travail propose une méthodologie complète et rigoureuse pour l'intégration efficace des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques, allant des principes fondamentaux aux solutions de filtrage. Il contribue ainsi à l'amélioration de la qualité de l'énergie renouvelable injectée dans le réseau et à la réussite de la transition énergétique vers un avenir plus durable.

## Références :

- [1] RD Amar Raj, T. Aditya et MR Shinde, « Amélioration de la qualité de l'énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau grâce au filtre LCL », *Conférence internationale 2020 sur l'électronique de puissance et les applications IoT dans les énergies renouvelables et leur contrôle (PARC)*, Mathura, Inde, 2020, pp. 334-339
- [2] Jia-Min Shen, H. — L. Jou et J. — C. Wu, « Convertisseur de puissance en mode tension connecté au réseau avec fonctions de génération photovoltaïque et de compensation de la qualité de l'énergie », *7e Conférence IEEE sur l'électronique industrielle et ses applications (ICIEA)*, Singapour, 2012, pp. 607-612
- [3] B. Singh, A. Verma et V. K. Giri, « Amélioration de la qualité de l'énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau », *Conférence internationale des sous-sections 2020 de l'IEEE India Council (INDISCON)*, Visakhapatnam, Inde, 2020, pp. 188-194
- [4] T. Mai et al., « Renewable Electricity Futures for the United States », *IEEE Transaction on Sustainable Energy*, 2014, vol. 5, no. 2, pp. 372-378
- [5] A. L. Julian, G. Oriti, T. A. Lipo, « Elimination of Common-Mode Voltage in Three-Phase Sinusoidal Power Converters », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 14, no. 5 Sept. 1999.
- [6] Lothar Gerlach, Dirk Petry et Reinhard Krautwald, «Solar Generator designs for missions toward the Sun surviving up to 22 Solar Constants », *Proc. World conference on photovoltaic Energy Conference*, vol. 2, pp. 1927-1930, 2006.
- [7] E. Quack, H. Mogel, «Double and Multiple Signals with Short Waves», *Proc. Of Ins. Of Radio Eng*, vol. 17, no. 5, pp. 789-823.
- [8] Y. Mizuno, H. Hinata, K. Oyama et Y. Tanaka, «Improvement of Solar Radiation Model on Physical Parameterization", *Int. conf. On Ren. Energy Res. And Appl.*, pp. 789-792, 2015.
- [9] D. R. Mack, « The Ten Top Equations [Electrical Engineering] », *IEEE Potentials*, vol. 15, no. 5, pp. 39-49, 1996.
- [10] L. Yongjun, X. Feng, L. Wei Liang, L. Chang Liang, L. Jing et L. Jintuo, « Prédiction de l'intensité du rayonnement solaire par ciel clair basée sur le modèle d'estimation AOD », *29e Conférence chinoise sur le contrôle et la décision (CCDC) 2017*, Chongqing, Chine, 2017, pp. 1452-1456.

- [11] S. Schiller, « Mesure directe de la diffusion multiple du rayonnement solaire », *REM. Sens. Symp. Proc. De l'IEEE*, vol. 3, p. 1559-1561, 1998.
- [12] AF Morgera et V. Lughi, « Frontiers of photovoltaic technology : A review », *Conférence internationale 2015 sur l'énergie électrique propre (ICCEP)*, Taormina, Italie, 2015, pp. 115-121
- [13] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Wang, at E. D. Dunlop, *Solar Cell Efficiency Tables (Version 48)*, Hoboken, NJ, USA: Wiley, Nov. 2016.
- [14] A. Reinders, P. Verlinden, W. Van Sant, et A. Fremdlich, *L'énergie solaire photovoltaïque: From Fundamentals to Applications*, Hoboken, NJ, États-Unis: Wiley, 2017.
- [15] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, at M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*, Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2012.
- [16] T. Adefarati et R. C. Bansal, « Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review », *IET Review. Power General*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, 2016.
- [17] Q. Zhou, C. Xu, Q. du, et S. Liu, « Grid-connected PV inverter reliability considerations: A review », *Proc. 16th Int. conf. Electron. Packag. Technol.*, août 2015, pp. 266-274.
- [18] [https://www.totalenergies.fr/fileadmin/\\_processed\\_/c/9/csm\\_composition-de-la-cellule-solaire\\_8855210555.webp](https://www.totalenergies.fr/fileadmin/_processed_/c/9/csm_composition-de-la-cellule-solaire_8855210555.webp), consulté le 24/03/2025.
- [19] M. Malinowski, J.I. Leon at H. Abu-Rub, « Systèmes d'énergie solaire photovoltaïque et thermique : technologies actuelles et tendances futures », *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, n° 11, pp. 2132–2146, Nov. 2017
- [20] T. D. Lee et A. Ebong, « Thin film solar technologies: A review », *Proc. 12 th Int. conf. High-Capacity Opt. Netw. Enabling Emerg. Technol.*, déc. 2015, pp. 1-10.
- [21] *Photovoltaics report, Fraunhofer Inst. Solar Energy Syst. ISE Support PSE AG Freiburg*, Nov. 2016.
- [22] H. U. Chao, B. Tan, and X. Yao, « Research on voltage stability of photovoltaic power generation systems », *IEEE Advanced Information Management, Communicates Electronic and Automation Control Conference (IMCEC)*, 2016, pp. 1491–1494.

- [23] RA Barrera-Cardenas, JA Suul et BN Torsater, « Méta-paramétrage des technologies de modules photovoltaïques pour une évaluation complète des projets d'énergie solaire dans les infrastructures routières », *Conférence internationale IEEE 2023 sur l'environnement et le génie électrique et IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe 2023 (IEEEIC / I&CPS Europe)*, Madrid, Espagne, 2023, pp. 1-7
- [24] R. Perez et al., « Prévisions d'énergie solaire opérationnellement parfaites : une stratégie évolutive pour une production d'énergie solaire ferme au moindre coût », *46e Conférence des spécialistes du photovoltaïque (PVSC) de l'IEEE 2019*, Chicago, IL, États-Unis, 2019, pp. 1-6
- [25] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Maximum\\_power\\_point\\_tracker](https://fr.wikipedia.org/wiki/Maximum_power_point_tracker), consultée le 14 mai 2025
- [26] IV Banu, R. Beniugă et M. Istrate, « Analyse comparative des méthodes MPPT de perturbation et d'observation et de conductance incrémentale », *8e symposium international 2013 sur les sujets avancés en génie électrique (ATEE)*, Bucarest, Roumanie, 2013, pp. 1-4
- [27] MG Villalva, E. Ruppert F. et JR Gazoli, « Analyse et simulation de l'algorithme P MPPT à l'aide d'un modèle de réseau FV linéarisé », *Industrial Electronics, 2009. IECON 09. 35e Conférence annuelle de l'IEEE, 2009*, pp. 231-236.
- [28] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu et F. Blaabjerg, « Algorithmes MPPT améliorés pour des conditions environnementales en évolution rapide », *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006*, pp. 1614–1619.
- [29] MW Rahman, C. Bathina, V. Karthikeyan et R. Prasanth, « Analyse comparative de l'algorithme MPPT développé pour la conductance incrémentale (IC) et la perturbation et l'observation (P&O) pour les applications photovoltaïques », *10e Conférence internationale sur les systèmes intelligents et le contrôle (ISCO), 2016*, Coimbatore, Inde, 2016, pp. 1-6
- [30] Samer Alsadi et Basim Alsayid, « Simulation de suivi du point de puissance maximale pour les systèmes photovoltaïques à l'aide de l'algorithme Perturb and Observe », *International Journal of Engineering and Innovative Technology (IJEIT)*, vol. 2, no. 6 December 2012
- [31] K. Harini et Syama S., « Simulation et analyse de la conductance incrémentale et de la méthode Perturb and Observe MPPT avec topologie de convertisseur CC-CC pour réseau photovoltaïque », *Conférence internationale IEEE 2015 sur les technologies électriques, informatiques et de communication (ICECCT)*, Coimbatore, Inde, 2015, pp. 1-5

- [32] Yun Sang-Yun et Seon Ju, « Simulation et analyse des méthodes de contrôle MPPT existantes dans un système de production PV », *ICEE*, n° 1, 2011.
- [33] Simulation et implémentation matérielle de la conductance incrémentale MPPT avec méthode de contrôle direct, *IEEE transactions on Industrial Electronics*, n° 58, 2011.
- [34] T. Nguyen-Van et R. Abe, « Commande numérique indirecte de tension par hystérésis pour onduleurs demi-pont », *5e Conférence mondiale IEEE 2016 sur l'électronique grand public*, Kyoto, Japon, 2016, pp. 1-4
- [35] S. Djeriou, « Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone », *Thèse de master*, Université Ferhat Abbas de Sétif, Sétif, Algérie, 2011.
- [36] Louzazni, M., E. Aroudam, and H. Yatimi, « Modeling and Simulation of a Solar Power Source at 3kW for a Clean Energy without Pollution », *MATEC Web of Conferences*, Vol. 11, (2014).
- [37] T. Rahman, SMA Motakabber et MI Ibrahimy, « Conception d'un onduleur triphasé à découpage », *Conférence internationale 2016 sur l'ingénierie informatique et des communications (ICCCE)*, Kuala Lumpur, Malaisie, 2016, pp. 155-160
- [38] <https://www.mathworks.com/help/releases/R2021b/physmod/sps/powersys/ref/abctodq0dq0toabc.html>, consultée le 14 mai 2025
- [39] Z. Martinez-Martinez, Renan Orellana et Daniel F. Sempértegui Tapia « Analyse comparative de la production d'électricité entre l'énergie solaire concentrée et les systèmes photovoltaïques en haute altitude », *Conférence internationale 2023 sur les technologies électriques, informatiques et énergétiques (ICECET)*, Le Cap, Afrique du Sud, 2023, pp. 1-6
- [40] RD Amar Raj, T. Aditya et MR Shinde, « Amélioration de la qualité de l'énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau grâce au filtre LCL », *Conférence internationale 2020 sur l'électronique de puissance et les applications IoT dans les énergies renouvelables et leur contrôle (PARC)*, Mathura, Inde, 2020, pp. 334-339
- [41] J. Schlabbach, « Émission de courant harmonique des installations photovoltaïques dans des conditions système », *5e Conférence internationale sur le marché européen de l'électricité*, Lisbonne, Portugal, 2008, pp. 1-5
- [42] J. Schlabbach, A. Grob et G. Chicco, « Influence des tensions du système harmonique sur l'émission de courant harmonique des onduleurs photovoltaïques », *Conférence*

*internationale 2007 sur l'ingénierie énergétique, l'énergie et les entraînements électriques*, Setúbal, Portugal, 2007, pp. 545-550

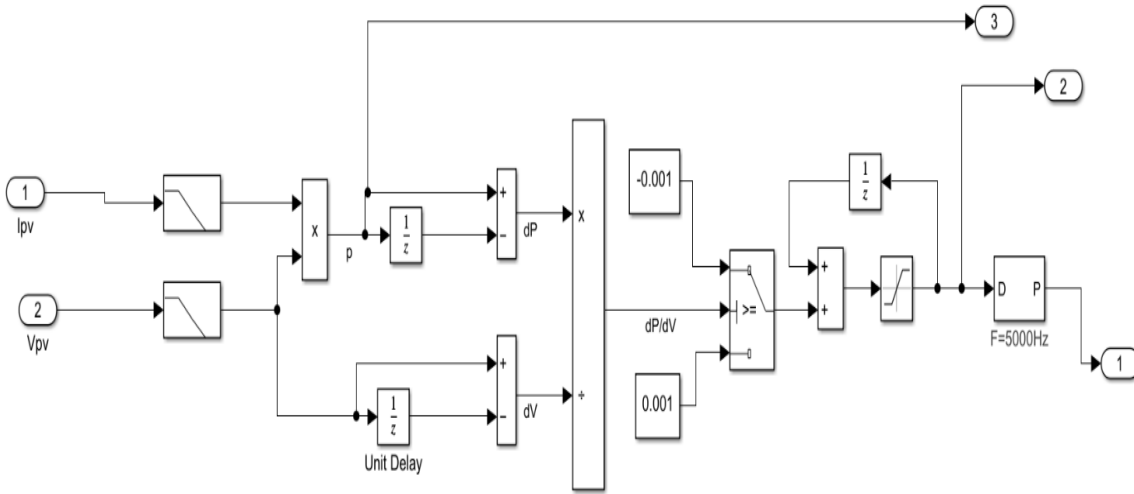
- [43] *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, IEEE Standard 519-1992.
- [44] *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Std 1547.2™-2008.
- [45] S. Belagoune, N. Bali, A. Bakdi et B. Baadji, « Apprentissage profond par classification et régression LSTM pour la détection, le diagnostic et la localisation des défauts de lignes de transmission dans les systèmes électriques multimachines à grande échelle », *Measurement*, vol. 177, article n° 109330, mars 2021. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2021.109330>
- [46] K. Rasheed Hameed, « Modélisation de transformateur de mise à la terre en zigzag pour le calcul d'impédance de séquence zéro à l'aide de la méthode des éléments finis », 2015.
- [47] M. Ropp, « Surtension de défaut à la terre avec ressources énergétiques distribuées interfacées par onduleur », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 2, pp. 890–899, avril 2017, doi : 10.1109/TPWRD.2016.2577884.
- [48] E. Demiral, E. Bekiroğlu et MD Yazar, « Conception et analyse magnétique d'un transformateur de mise à la terre compatible avec un système éolien », *12e Conférence internationale sur la recherche et les applications en énergie renouvelable (ICRERA)*, Oshawa (Ontario), Canada, 2023, p. 530-534
- [49] D. Konane, W.S. Boris Ouedraogo, W.O. Compaore, A. Zongo, Z. Koalaga et F. Zougmore, « Localisation de la distance des défauts sur une ligne de transport électrique d'un réseau moyenne tension à l'aide de nouvelles solutions des équations de télégraphie », *2024 IEEE multiconférence sur les sciences naturelles et de l'ingénieur pour le développement durable du Sahel (MNE3SD)*, Ouagadougou, Burkina Faso, 2024, pp. 1-6
- [50] D. M. Lamine, « Étude et Conception du Cable Souterrain Moyenne Tension monophasée ENICAB 18-30 KV », *Mémoire de Master*, Université Mohamed Khider de Biskra, Algérie, 2022
- [51] Kong L, Yu J, Cai G, « Modélisation, contrôle et simulation d'un système de production d'énergie hybride photovoltaïque/hydrogène/supercondensateur pour des applications connectées au réseau », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 46, pp. 25129–25144, 2019.

- [52] Perdana Y S, Muyeen S M, Al-Durra A, et al., « Direct Connection of Supercapacitor-Battery Hybrid Storage System to the Grid-Tied Photovoltaic System », *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1370–1379, 2019.
- [53] S. Chen et G. Joos, « Analyse et comparaison des filtres de suppression d’harmoniques passifs et actifs dans les réseaux de distribution », *Conférence canadienne de génie électrique et informatique, 2000. Actes de la conférence. Vers une nouvelle ère (n° de cat. 00TH8492)*, Halifax, N.-É., Canada, 2000, p. 615-619, vol. 2
- [54] Chabakata Mahamat, « Analyse et commandes des convertisseurs multi-niveaux pour un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique », *Énergie électrique. Université Paris Saclay (COMUE)*, 2018. Français. (NNT : 2018SACLN024). (tel — 01824681)
- [55] I. Chtouki, M. Zazi, M. Feddi et M. Rayyam, « Filtre LCL avec amortissement passif pour système PV connecté au réseau », *Conférence internationale sur les énergies renouvelables et durables (IRSEC)*, Marrakech, Maroc, 2016, pp. 692-697.
- [56] *I. Standard 1547*, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.
- [57] F. B. a. S. H. Marco Liserre, « Design and control of an LCL-filter based three-phase active rectifier », *IEEE Transactions on Industry Applications*, pp. Vol.41, NO.5, 2005.
- [58] RD Amar Raj, T. Aditya et MR Shinde, « Amélioration de la qualité de l’énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau grâce au filtre LCL », *Conférence internationale 2020 sur l’électronique de puissance et les applications IoT dans les énergies renouvelables et leur contrôle (PARC)*, Mathura, Inde, 2020, pp. 334-339.
- [59] M. A. E. Alali, « Contribution à l’Étude des Compensateurs Actifs des Réseaux électriques basse Tension », *Thèse de doctorat*, Université Louis Pasteur, Strasbourg, France, 2002.
- [60] S. Chennai, « Étude, Modélisation & Commande des Filtres actifs : Apport des Techniques de l’Intelligence artificielle », *thèse de Doctorat en Sciences*, Université de Biskra, Algérie, 2013.
- [61] H. Kouara, « Contribution au contrôle d’un filtre actif parallèle triphasé à quatre fils dans un milieu perturbé », *Thèse de Doctorat en Électrotechnique*, Université de Batna, Algérie, 2015.
- [62] M. Magraoui, « Validation de techniques de commande d’un filtre actif parallèle », *Maîtrise en génie électrique*, École de technologie supérieure, Montréal, Canada, 2007.

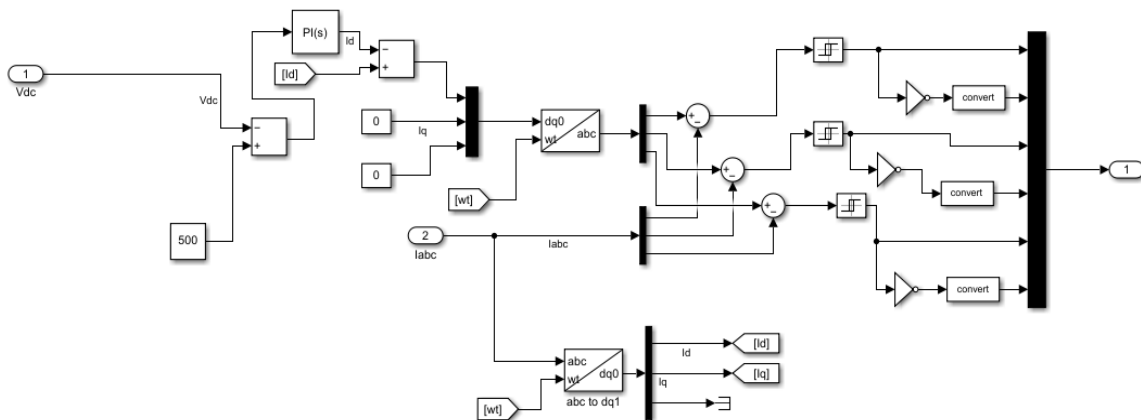
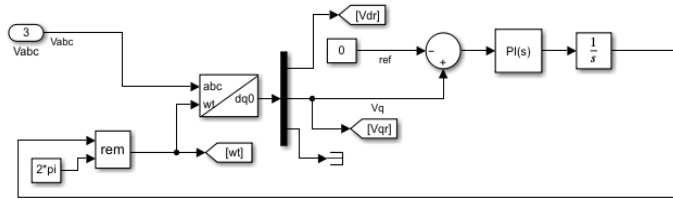
- [63] B. Abdelmalek, « Filtrage actif d'un réseau électrique », *Mémoire de Master*, Université de Biskra, Algérie, 2014.
- [64] K. Djazia, « Étude des filtres actifs pour réseaux déséquilibrés et distordus », *Thèse de Doctorat en Sciences*, Département d'Électronique, Université Ferhat Abbas, Sétif 1 Algérie, 2015.
- [65] H. Patel et V. Agarwal, « Étude des performances des configurations de filtres actifs photovoltaïques et leurs stratégies de commande dans des conditions d'ensoleillement uniformes et non uniformes », *IET Renewable Power Generation*, janv. 2010, vol.4, n° 1, pp. 12-22.
- [66] G. Son H.-J. Kim, and B.-H. Cho, « Improved modulated carrier control with on-time doubler for a single-phase shunt active power filter », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, pp. 1715–1723, 2018.
- [67] K. Steela and B. S. Rajpurohit, «A survey on active power filters control strategies », *IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2014, pp. 1–6.
- [68] A. E. M. Bouzid, P. Sicard, A. Cheriti, H. Chaoui, and P. M. Koumba, «Adaptive hysteresis current control of active power filters for power quality improvement », *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2017, pp. 1–8.
- [69] Ghebbache, Mohamed « Stratégies de commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique dans le but d'optimiser la qualité de l'énergie », 2019. <https://depote.uqtr.ca/id/eprint/9068/1/032314453>
- [70] M. Magraoui, « Validation de techniques de commande d'un filtre actif parallèle », *Maîtrise en génie électrique*, École de technologie supérieure, Montréal, Canada, 2007.
- [71] A. M. Hava and N. O. Çetin, "A Generalized Scalar PWM Approach With Easy Implementation Features for Three-Phase, Three-Wire Voltage-Source Inverters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 5, pp. 1385-1395, May 2011

# Annexe A- Modèles de simulation

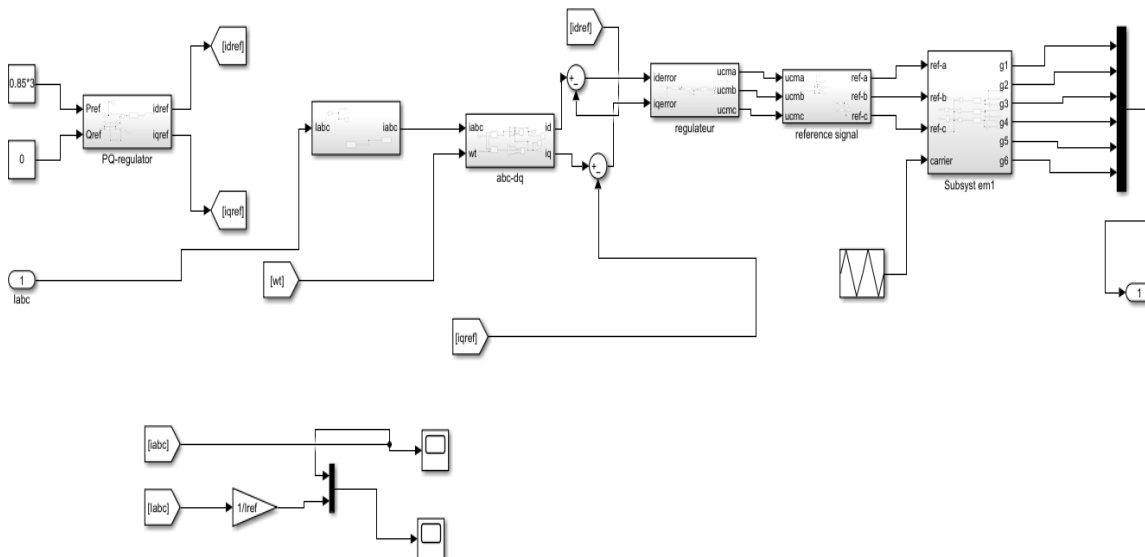
❖ Commande MPPT par la méthode Perturbation et Observation (P&O) sous MATLAB/Simulink



❖ Schéma du modèle de commande par hystérésis appliquée à l'onduleur PV connecté au réseau sous MATLAB/Simulink

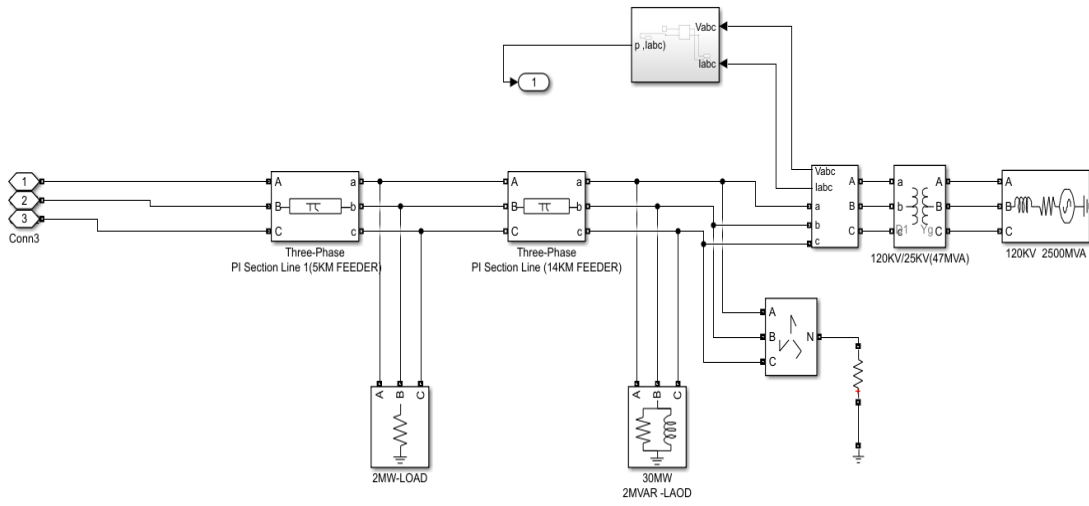


❖ Schéma du modèle de commande MLI scalaire appliquée à l'onduleur du filtre ACTIF MATLAB/Simulink

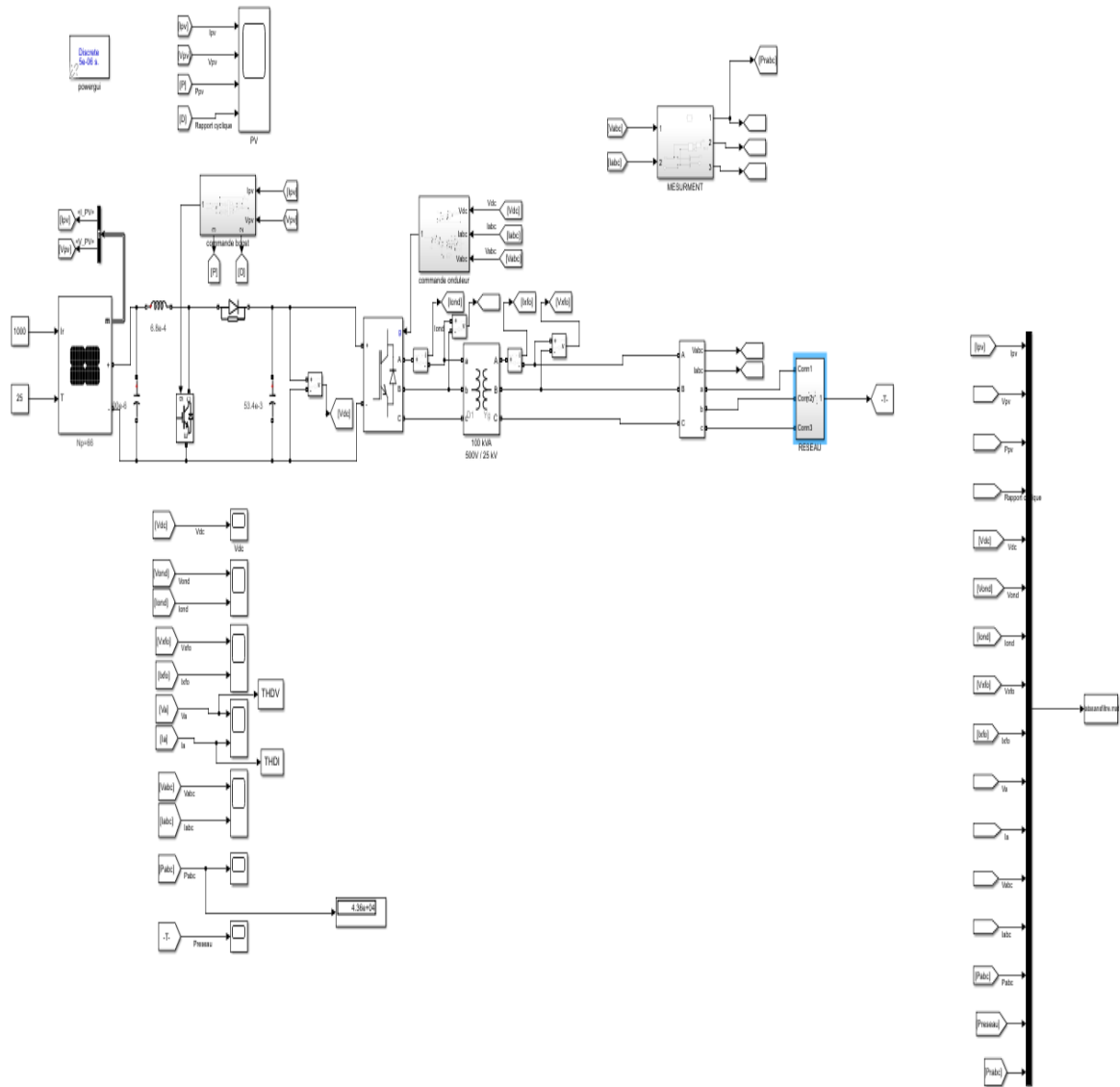




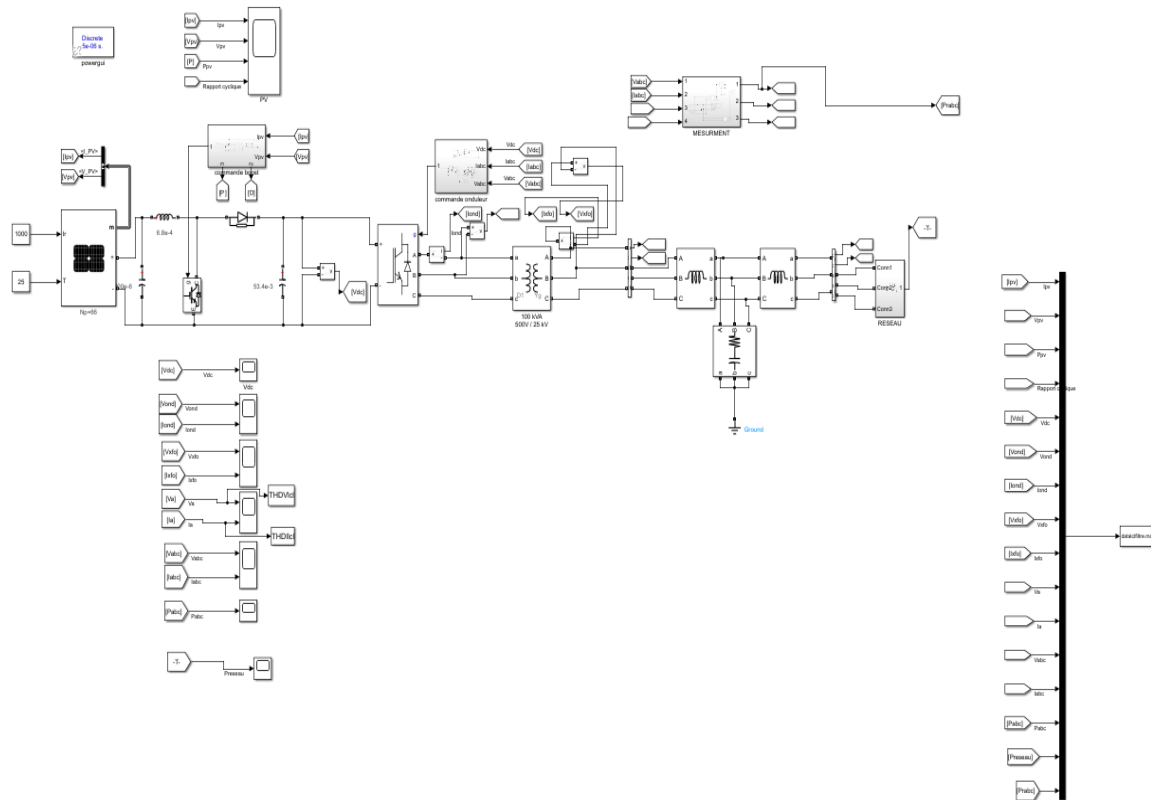
## Modèle de simulation du réseau électrique sous MATLAB/Simulink



❖ Modèle de simulation du système solaire connecté au réseau sans filtre sous MATLAB/Simulink



❖ Modèle de simulation du système solaire connecté au réseau avec filtre LCL sous MATLAB/Simulink



❖ Modèle de simulation du système solaire connecté au réseau avec filtre ACTIF sous MATLAB/Simulink

