

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	1
Chapitre 1: Etat de l'art sur les réseaux d'énergie électrique	2
I / Réseaux d'énergie électrique	2
II / Classifications des réseaux électriques	2
III / Gestion des réseaux d'énergie électrique.....	6
1 ° Service système	6
2 ° Réserves.....	6
3 ° Réglage	6
IV / Réglage de la fréquence	6
1 ° Réglage primaire de la fréquence	6
2 ° Réglage secondaire de fréquence	8
3 ° Réglage tertiaire de fréquence.....	10
V / Réglages de la tension	10
1 ° Réglage primaire de tension.....	10
2 ° Réglage secondaire de tension.....	10
3 ° Réglage tertiaire de tension	11
4 ° Régleurs automatiques en charge.....	11
Chapitre 2: Production décentralisée	12
I / Différents types de production décentralisée.....	12
1 ° Energies non renouvelables	12
2 ° Energies renouvelables	12
3 ° Cogénération	13
4 ° Caractéristiques électriques.....	14
II / Intégration et interconnexion	14
1 ° Intégration.....	14
2 ° Interconnexion :	14
3 ° Conditions d'application de l'intégration et de l'interconnexion.....	15
III / Impacts des GEDs sur le réseau de distribution.....	16
IV / Apports potentiels de la production décentralisée.....	17
Chapitre 3: Modélisation des systèmes de conversion	19
I / Modélisation des systèmes éoliens.....	19
1 ° Introduction.....	19

2 °	Modélisation du vent	19
3 °	Turbine	21
4 °	Transmission.....	24
5 °	Génératrices	26
II /	Modélisation des systèmes photovoltaïques.....	32
1 °	Introduction.....	32
2 °	Cellule photovoltaïque	32
3 °	Module photovoltaïque.....	35
4 °	Contrôle des générateurs photovoltaïques.....	36
5 °	Convertisseur DC/DC.....	39
6 °	Système de stockage : Batterie au plomb-acide	40
III /	Modélisation de l'onduleur de raccordement au réseau.....	44
1 °	Présentation du système de raccordement	44
2 °	Construction des onduleurs triphasés.....	44
3 °	Modélisation de l'onduleur,	45
4 °	Filtre de sortie L.....	49
Chapitre 4: Applications et résultats.....		51
I /	Simulation du système éoliens sous Matlab / Simulink	51
1 °	Simulation du Coefficient de puissance CP	51
2 °	Simulation du modèle de la Turbine	52
II /	Simulation du système photovoltaïque	58
1 °	Simulation du module et du champ photovoltaïque.	58
2 °	Simulation du convertisseur DC/DC élévateur et de la commande MPPT	60
3 °	Simulation de l'ensoleillement et du système PV	61
4 °	Résultats des simulations	62
III /	Simulation de l'onduleur de raccordement au réseau.....	66
1 °	Simulation.....	66
2 °	Résultats des simulations	68
CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....		72
BIBLIOGRAPHIE.....		a

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Réseau d'énergie électrique	2
Figure 2 : Architectures des réseaux radiaux	4
Figure 3 : Architectures des réseaux bouclés	4
Figure 4 : Architectures des réseaux maillés	5
Figure 5 : influence des réserves primaires [1]	7
Figure 6 : Evolution de la fréquence lors d'un réglage primaire puis secondaire [1].....	8
Figure 7:Evolution du signal N(t)	9
Figure 8 : flux de puissance dans les réseaux électrique.....	15
Figure 9 : Déclenchement intempestif	16
Figure 10 : Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne	19
Figure 11 : Construction de la vitesse de vent en un point.....	21
Figure 12 : Profil aérodynamique d'une pale [2].....	21
Figure 13 : variation du coefficient de puissance en fonction de λ et β [7].....	22
Figure 14 : Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage.....	23
Figure 15 : Modèle et commande du système de calage de pale.....	23
Figure 16: Génération de l'angle de référence bref.....	23
Figure 17 : Organe de transmission de puissance	24
Figure 18 : Modèle transmission "flexible"	24
Figure 19 : Modèle à deux masses	25
Figure 20 : Modèle une masse : transmission "rigide".....	26
Figure 21 : Modèle vectoriel de base pour MAS et MASDA.....	27
Figure 22 : Modèle de Behn-Eschenburg	30
Figure 23 : Système de conversion photovoltaïque.....	32
Figure 24 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [10].	32
Figure 25 : Caractéristique (I-V) et (P-V)	34
Figure 26 : Variation de la courbe P(V) et I (V)	35
Figure 27 : caractéristiques P(V) et I (V).....	35
Figure 28 : Panneau (module) photovoltaïque	35
Figure 29 : Recherche du PPM par la méthode de l'incrémentation de la conductance.....	37
Figure 30 : Algorithme « Incrémentation de la conductance ».....	38
Figure 31 : Schéma du système de conversion PV	39
Figure 32: Hacheur survolteur.....	39
Figure 33 : Principe des accumulateurs au plomb [8].....	40
Figure 34 : Modèle équivalent d'une batterie plomb acide.....	41
Figure 35: Diagramme block du système	44
Figure 36: onduleur de tension	44
Figure 37 : interrupteur électronique à transistor IGBT.....	45
Figure 38 : Vecteurs d'état de la tension de phase.....	46
Figure 39 : Forme d'onde des tensions dans chaque bras de l'onduleur de tension.....	47
Figure 40:Stratégie de commande en coordonnées dq.....	48
Figure 41 : Relation entre les référentiels.....	49
Figure 42 : Onduleur et filtre connectés aux réseaux	50
Figure 43 : Schéma de simulation du coefficient de puissance.	51

Figure 44 : Coefficient de puissance $C_p = f(\lambda, \beta)$	52
Figure 45: Schéma de simulation de la vitesse de vent en un point.....	52
Figure 46 : Modèle simulink du contrôle de la rotation des pales.....	53
Figure 47 : Modèle simulink de la turbine éolienne.....	53
Figure 48 : Modèle simulink du multiplicateur	54
Figure 49 : modèle complet du système éolien	54
Figure 50 : Allure de la vitesse du vent en un point.....	55
Figure 51 : Référence pour l' angle de calage des pales de la turbine.....	55
Figure 52: Rampe de l'angle de calage des pales de la turbine.....	56
Figure 53 : Coefficient de puissance du système	56
Figure 54 : Puissance mécanique issue de la turbine.....	56
Figure 55 : Couple mécanique délivré par la turbine	57
Figure 56:vitesse de rotation de la turbine.....	57
Figure 57 : puissance électrique délivrée par le système	57
Figure 58: modèle Simulink d'un module photovoltaïque dans le STC.....	59
Figure 59 : calcul de I_m produit par les $N_{ss} \times N_{pp}$ modules	59
Figure 60 : calcul de I_{pv} produit par un module	59
Figure 61 : calcul de I_o produit par un module	59
Figure 62: convertisseur DC/DC élévateur	60
Figure 63: Commande MPPT par incrémentation de la conductance	60
Figure 64: modèle Simulink de l'ensoleillement	61
Figure 65 : modèle Simulink du système PV	61
Figure 66 : Caractéristique I-V du module en fonction de l'ensoleillement.....	62
Figure 67 : Caractéristique P-I du module en fonction de l'ensoleillement.....	62
Figure 68 : Caractéristique P-V du module en fonction de l'ensoleillement.....	62
Figure 69: Caractéristique I-V du module PV en fonction de la température.....	63
Figure 70 : Caractéristique P-I du module PV en fonction de la température	63
Figure 71 : Caractéristique P-V du module PV en fonction de la température.....	63
Figure 72 : Evolution de l'ensoleillement idéal journalier en W/m^2	64
Figure 73 : Evolution de l'ensoleillement journalier à appliquer en W/m^2	64
Figure 74 : Courant débité par le GPV en Ampère.....	64
Figure 75 : Puissance électrique à la sortie du système, (bleu) : sans MPPT, (rouge) : avec MPPT.....	65
Figure 76 : modèle Simulink de l'onduleur triphasé	66
Figure 77 : système de commande de l'onduleur.....	66
Figure 78 : système de commande de l'onduleur	67
Figure 79: Reproduction du PWM.....	67
Figure 80 : Connexion au réseau par onduleur	68
Figure 81:tension DC appliquée à l'onduleur	68
Figure 82 : allure de la tension du coté réseau	69
Figure 83 : signaux de commande des trois bras de l'onduleur.....	69
Figure 84 : Caractéristique des tensions simples délivrées par l'onduleur.....	70
Figure 85 : allure de la tension et du courant de l'onduleur.....	70
Figure 86: tension entre phase réseau et sortie onduleur.....	71
Figure 87 : Allure de la tension et du courant injectés aux réseaux après filtrage.....	71
Figure 88 : Analyse spectrale de la tension après la mise en service du filtre	71

Figure 89 : Synoptique de la P.L.L classique	c
Figure 90 : Synoptique détaillé de la P.L.L classique.	c
Figure 91 : Schéma simplifié de la P.L.L.....	d

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Répartition des tensions suivant l'ancienne norme	2
Tableau 2 : Répartition des tensions suivant les nouvelles normes (UTE).....	3
Tableau 3 : Participation à la demi-bande de réglage.....	9
Tableau 4 : Valeurs des tensions en fonction des états des interrupteurs	46
Tableau 5 : Représentation vectorielle des tensions	46
Tableau 6 : Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour la simulation	58

LISTES DES ABREVIATIONS

RFPF	: Réglage primaire de fréquence –puissance
RSFP	: Réglage Secondaire de Fréquence – Puissance
RST	: Réglage Secondaire de Tension
RSCT	: Réglage Secondaire Coordonné de Tension
GED	: Génération d'Energie Dispersée
MAS	: Machine Asynchrone
MASDA	: Machine Asynchrone à Double Alimentation
MS	: Machine Synchrone
PV	: Photovoltaïque
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
VSI	: Voltage Source Inverter
PLL	: Phase Locked Loop
AC	: Alternative Current
DC	: Direct Current
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistors
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion
PWM	: Pulse Width Modulation
(CST)	: Conditions standards de test
THD	: Total Harmonic Distorsion

NOTATIONS ET LEXIQUE

ΔP	: variation de puissance
P_{\max}	: Puissance maximale constructive du moyen de production
P_L	: Puissance affichée au limite.
P_o	: consigne de puissance
f_o	: Fréquence de consigne
P	: Puissance délivrée par le groupe
K	: Energie réglant
f	: Fréquence sur le réseau
f_1	: Fréquence atteinte en fin d'action du réglage
P_n	: <i>Puissance nominale du groupe en MW</i>
$G = \frac{1}{\delta}$: <i>gain statique</i>
δ	: <i>Statisme de la régulation</i>
λ	: Energie réglante secondaire
Δe	: Erreur de réglage
α	: <i>gain intégral (ou pente) du réglage</i>
P_n	: <i>Puissance nominale du groupe</i>
P_R	: <i>demi-bande de réglage</i>
P'_o	: <i>Puissance de référence à f'_o</i>
$V(t)$: composante moyenne (lentement variable)
$v_f(t)$: composante représentant les fluctuations du vent
L_v	: échelle de longueur de la turbulence
σ_v	: écart type de cette turbulence
T_s	: Période d'échantillonnage
k_σ	: coefficient de variance
ρ	: densité de l'air
S	: surface circulaire balayée par la turbine
R_T	: rayon de la turbine
C_p	: coefficient de puissance
λ	: rapport de vitesse
β	: angle de calage
Ω_T	: vitesse angulaires des pales
C_T	: couple exercé par la turbine
τ_β	: <i>constante de temps de l'actionneur(s).</i>
$\beta_{\min} \cdot \beta_{\max}$: <i>Limites de l'angle de calage des pales dépendant de la conception physique.</i>
β_{ref}	: <i>angle de référence</i>
s	: <i>Opérateur de Laplace</i>
Ω_G	: vitesse angulaire de la génératrice
Γ_T	: Couple axe lent
Γ_G	: Couple axe rapide

Γ_{tors}	: Couple de torsion
θ_T	: Angle axe lent
θ_G	: Angle axe rapide
θ_{tors}	: Angle de torsion
Ω_T	: Vitesse axe lent
Ω_G	: Vitesse axe rapide
N	: Rapport de transformation
J_T	: Inertie axe lent
J_G	: Inertie axe rapide
D_T	: atténuation axe lent
D_T	: atténuation axe rapide
D_e	: atténuation transmission
K_T	: Raideur transmission
θ	: Angle électrique indiquant la position du rotor
p	: Nombre de paires de pôle
m	: Rapport de transformation
R_s et R_r	: Respectivement Résistance Statoriques et rotorique
$L_{\sigma s}$ et $L_{\sigma r}$: Respectivement Inductance de fuite Statoriques et rotorique
L_s	: Inductance cyclique statoriques
L_r	: Inductance cyclique rotorique
M	: Inductance mutuelle Stator/rotor
L_s	: Inductance cyclique statorique
R_s	: Résistance statorique
p	: Nombre de paires de pôles
<u>φ_{fs}</u>	: vecteur flux inducteur.

INTRODUCTION

A Madagascar, les quelques centrales thermiques et hydro-électriques existantes n'arrivent plus à satisfaire à la demande. Habituellement, pour renforcer les systèmes de production électrique classique (thermiques et grandes hydrocentrales), on insère des nouvelles unités de production centralisée au réseau de transport. Mais depuis la promulgation de la loi sur la libéralisation du marché de l'électricité, des nombreux producteurs sont apparues dans les réseaux électriques.

Du fait de l'épuisement des ressources énergétiques fossiles, le prix du pétrole ne cesse de croître. De plus, l'utilisation des centrales thermiques engendre des problèmes environnementaux, dû à l'émission des gaz à effet de serre. Le développement des ressources énergétiques alternatives s'avère nécessaires.

Dans ce contexte, la mise en place de système de production d'énergie moins polluante, dont les ressources sont disponible localement, se fait de plus en plus sentir. Pour un meilleur développement social et économique du pays, la mise à disposition d'une énergie à prix compétitif, de bonne qualité et en quantité suffisante serait indispensable.

La production décentralisée et renouvelable apporte de nombreuses solutions, notamment grâce à l'intégration facilitée des systèmes de production. C'est pourquoi, on a choisi ce sujet intitulé: **«Modélisation des sources destinées aux productions décentralisées, cas des générateurs photovoltaïques et éoliennes»**. Le but de ce travail est donc d'étudier le fonctionnement, les caractéristiques et le contrôle de ces systèmes.

Ce mémoire est reparti en quatre chapitres :

- Le premier chapitre, décrit les notions générales sur les réseaux d'énergie électrique.
- Le second chapitre, développe les productions décentralisées.
- Le troisième chapitre, s'étale sur la modélisation des systèmes de conversion.
- Enfin, dans le dernier chapitre, des applications et résultats des simulations sont montrés pour chaque modèle.

Chapitre 1 : Etat de l'art sur les réseaux d'énergie électrique

I / Réseaux d'énergie électrique

Un système d'énergie électrique est constitué par l'ensemble de sous-systèmes destinés à la production de l'énergie électrique, au transport et à la distribution de cette énergie et à l'utilisation de l'électricité. Il est toujours divisé en quatre grandes parties :

- Production
- Transport et interconnexion
- Distribution et répartition
- Consommation

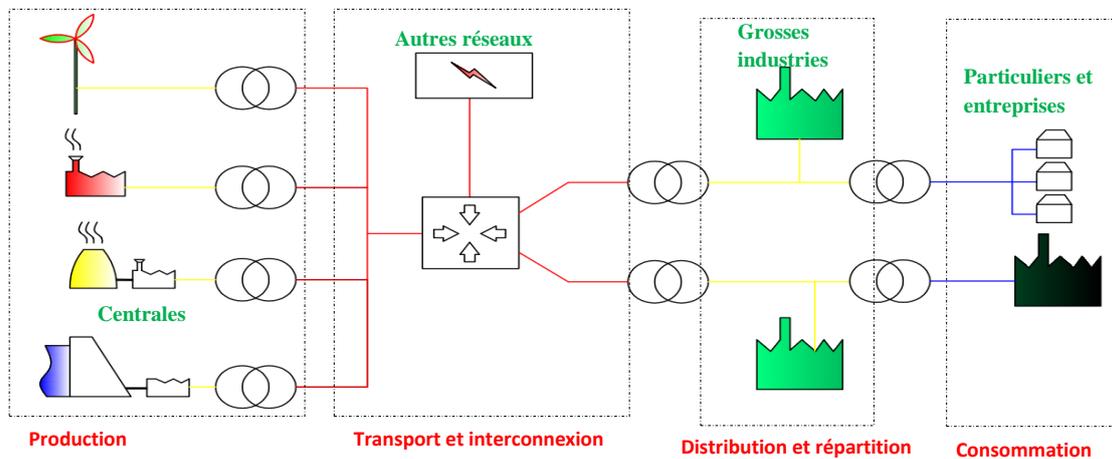


Figure 1 : Réseau d'énergie électrique

II / Classifications des réseaux électriques

On peut classer le réseau électrique comme suit :

- Selon le système utilisé : courants alternatifs ou continu.
- Selon le niveau de tension (tableau 1 et 2) :

Très basse tension (TBT)	$U < 50 [V]$
Basse tension (BT)	$50 [V] < U < 1000 [V]$
Moyenne tension (MT)	$1 [kV] < U < 35 [kV]$
Haute tension (HT)	$35 [kV] < U < 275 [kV]$
Très haute tension (THT)	$U > 300 [kV]$

Tableau 1 : Répartition des tensions suivant l'ancienne norme (Commission Electrotechnique International).

	Usage	Tensions Normalisées (NF)	Noms (standard Européen)
HTB	Grand transport national et Interconnexion	225 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 63 kV (HT)	HTB (plus de 50 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV
HTA	Lignes inter-régionales, Répartition régionale	33 kV / 20 kV /15kV (MT)	HTA (1 kV à 50 kV)
BT	Répartition Locale, Distribution et Consommation	400 V 230 V Mono (BT)	BT < 1 kV

Tableau 2 : Répartition des tensions suivant les nouvelles normes (UTE).

- Selon les différentes fonctions :
 - Les réseaux d'utilisation, qui alimentent directement un grand nombre d'appareils domestiques ou de petits moteurs.
 - Les réseaux industriels, qui sont des réseaux d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées.
 - Les réseaux de distribution, qui fournissent aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin.
 - Les réseaux de répartition qui fournissent la puissance aux réseaux de distribution, mais ne peuvent la transiter que sur des distances limitées à quelques dizaines de kilomètres.
 - Les réseaux de transport qui assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire.
 - Les réseaux d'interconnexion qui constituent des liaisons entre réseaux de transport puissants, liaisons qui ont un double rôle :
 - ❖ Un rôle de sécurité en permettant le secours réciproque des réseaux dans le cas où un incident dans l'un d'eux le prive de sources importantes.
 - ❖ Un rôle économique, grâce à des échanges en fonction de prix de revient relatifs de l'énergie produite par les différents réseaux et dont le but est de minimiser le coût total de production.

- Selon l'architecture du réseau (**topologie**) :
 - Les réseaux radiaux : tous les éléments sont montés en série et forment une structure arborescente (figure 2)

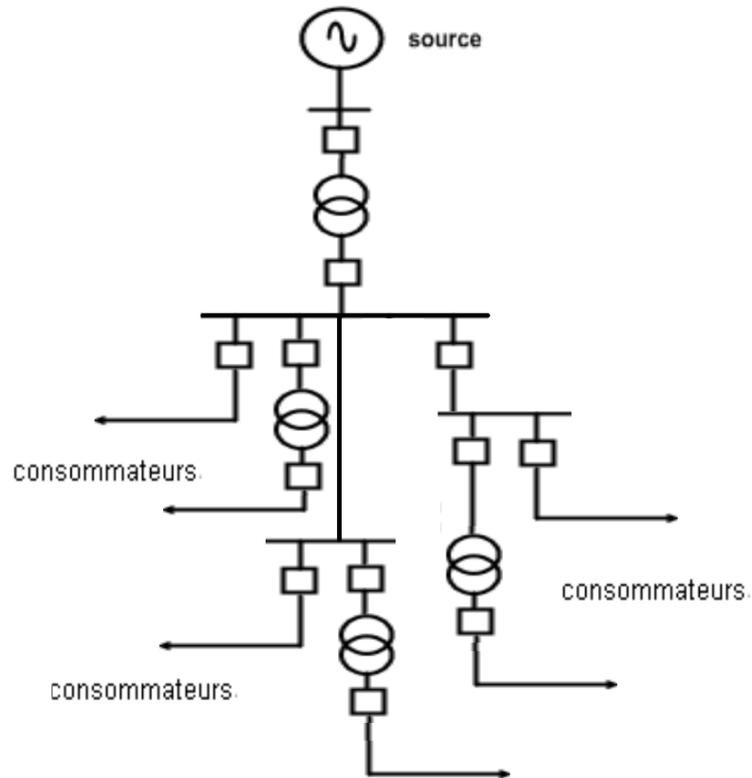


Figure 2 : Architectures des réseaux radiaux

- Les réseaux bouclés : Ils sont alimentés par plusieurs sources. Les lignes les reliant appelées « boucles » n'ont pas de discontinuité, de sorte que ces sources débitent en

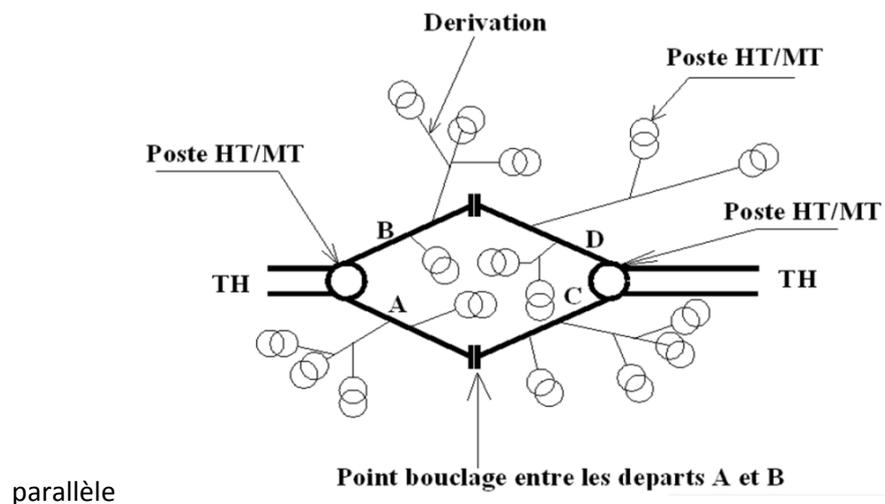


Figure 3 : Architectures des réseaux bouclés

- Les réseaux maillés : toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet. De plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines.

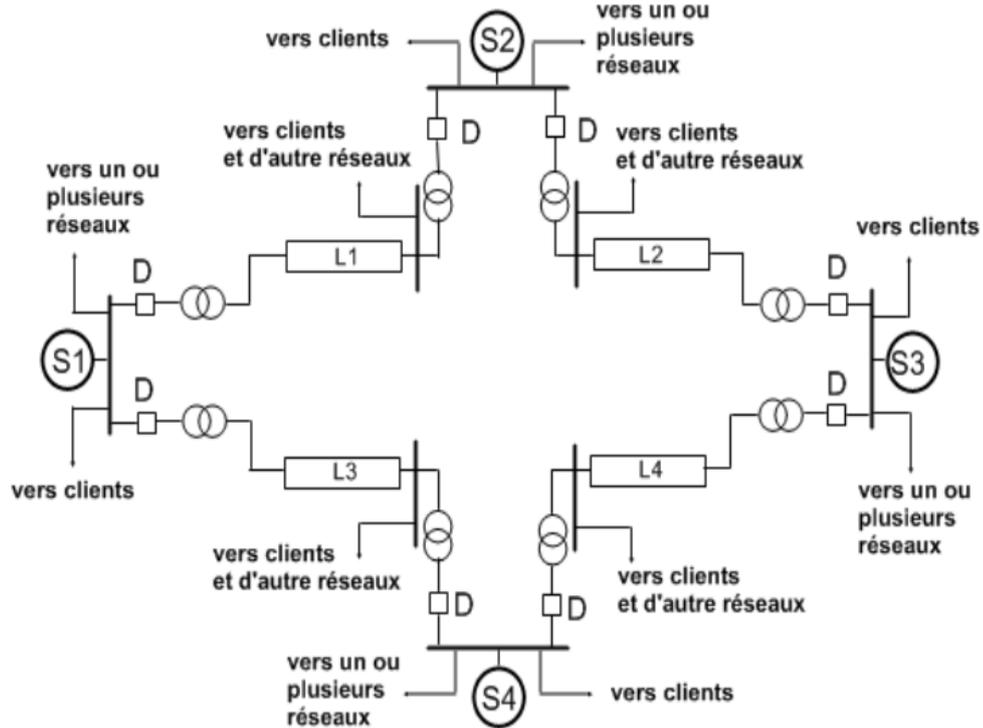


Figure 4 : Architectures des réseaux maillés

Dans la figure 4 :

S_1, S_2, S_3 et S_4 sont des centrales de production

L_i ($i=1$ à 4) sont des lignes électriques

D : Disjoncteur de protection

III / Gestion des réseaux d'énergie électrique

1 ° Service système

Dans les réseaux électriques, la tension et la fréquence sont les principaux indicateurs de la bonne exploitation technique et économique du système. Pour assurer à tout instant l'équilibre des flux sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité, on doit garantir la stabilité des deux paramètres cités ci-dessus, c'est le Services système.

2 ° Réserves

On définit les réserves comme étant la puissance pouvant être appelée pour maintenir l'équilibre du réseau électrique entre consommation et production, ainsi que la tension et la fréquence. Ces réserves sont mises à disposition par les utilisateurs du réseau.

3 ° Réglage

Quand il y a une perturbation au niveau du réseau électrique, il est nécessaire de faire des actions de correction pour garder la fréquence et la tension proche de leurs valeurs de référence, afin d'assurer l'équilibre production-consommation.

Pour minimiser les grandes variations de fréquence et de tension autour de leurs valeurs de référence, il faut mettre en place plusieurs phases de réglage :

- Le réglage primaire ;
- Le réglage secondaire ;
- Le réglage tertiaire.

IV / Réglage de la fréquence

1 ° Réglage primaire de la fréquence

À la suite d'un incident, le réglage primaire permet de rectifier de façon automatique, rapide (temps inférieur à 1 minute) et décentralisée la production, pour rétablir l'équilibre production - consommation [1]. Le principe consiste à imposer à l'équilibre, une relation linéaire entre la fréquence et la puissance (figure 5), suivant une droite décroissante ΔP . Cette droite s'appelle « droite de statisme » dont l'équation est approchée par la formule (1.1).

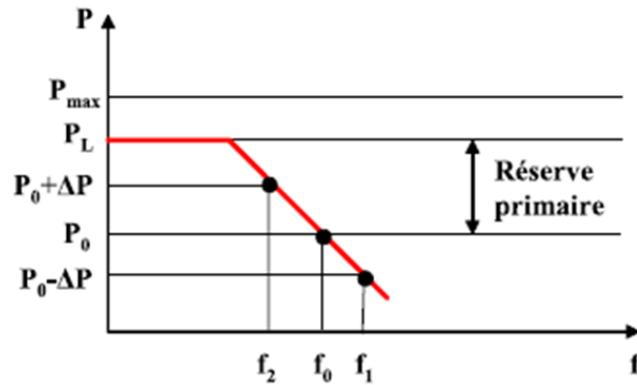


Figure 5 : influence des réserves primaires [1]

P_{max} : Puissance maximale constructive du moyen de production (MW) ;

P_L : Puissance affichée au limite (puissance maximale autorisée au moment considéré : permet de garder une réserve secondaire) (MW) ;

P_0 : consigne de puissance (MW) ;

f_0 : Fréquence de consigne (Hz).

$$\Delta P = P - P_0 = K(f - f_0) \quad (1.1)$$

ΔP : Variation de la puissance (MW)

P : Puissance délivrée par le groupe (MW) ;

K : Energie réglante (MW/Hz) ;

f : Fréquence sur le réseau (Hz).

Pour le réseau, une variation de puissance ΔP_{total} est répartie aux n groupes qui participent au réglage. Ces n groupes doivent avoir chacun, une réserve primaire suffisante.

$$\Delta P_{tot} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n = K_1(f_1 - f_0) + K_2(f_1 - f_0) + K_3(f_1 - f_0) + \dots + K_n(f_1 - f_0)$$

$$\Delta P_{tot} = (K_1 + K_2 + K_3 + \dots + K_n)(f_1 - f_0)$$

$$\Delta P_{tot} = \sum_{j=1}^n K_j (f_1 - f_0) \quad (1.2)$$

$\sum_{j=1}^n K_j$: Energie réglante du réseau (MW/Hz)

f_1 : Fréquence atteinte en fin d'action du réglage (Hz)

$K = 0$, pour le groupe ayant épuisé sa réserve primaire.

Si on effectue un changement de variable (1.3), la relation précédente peut s'écrire différemment (1.4)

$$K = \frac{P_n}{f_0} \frac{1}{\delta} \quad (1.3)$$

$$\frac{P - P_0}{P_n} = \frac{1}{\delta} \frac{(f - f_0)}{f_0} \quad (1.4)$$

P_n : Puissance nominale du groupe en MW

$G = \frac{1}{\delta}$: gain statique

δ : Statisme de la régulation (de l'ordre de 0,04).

2 ° Réglage secondaire de fréquence

Le réglage primaire seul ne permet pas de revenir à la fréquence de référence car il n'annule pas l'erreur statique, donc il existe un écart Δf . De plus, les $n - 1$ centrales voisines ont aussi contribué au réglage primaire en injectant une puissance ΔP_i . De ces faits, un second réglage automatique a été mis en place. Il permet (dans un temps $>$ à 1 minute) le retour de la fréquence à sa valeur de référence, mais aussi de ramener les échanges interrégionaux de puissance à leurs valeurs contractuelles.

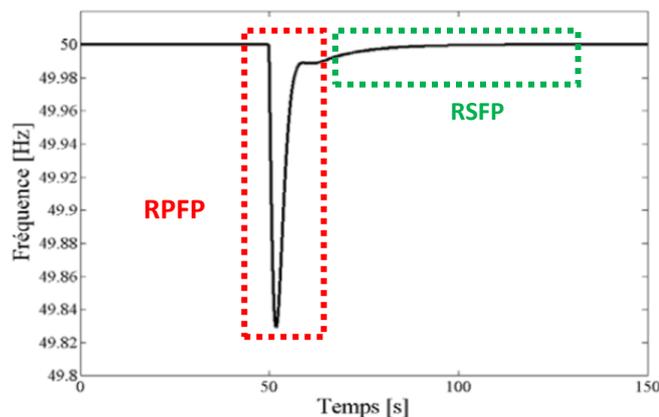


Figure 6 : Evolution de la fréquence lors d'un réglage primaire puis secondaire [1].

La loi de Réglage Secondaire de Fréquence - Puissance (RSFP) s'écrit [1] :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \quad (1.5)$$

λ : Energie réglante secondaire (MW / Hz)

Δe : Erreur de réglage (Hz)

Le réglage a pour but d'annuler Δe ou encore d'annuler l'écart de puissance $\lambda \Delta f + \Delta P_i$. Donc, un signal $N(t)$, appelé niveau de télé-régulation, est élaboré au niveau du Dispatching National (DN) et est

transmis à l'ensemble des groupes de production participant au réglage secondaire. Il permet de modifier la puissance de référence des groupes de production participant au réglage secondaire.

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_R} \int_0^t (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) dt \quad (1.6)$$

Avec :

- $-1 < N(t) < 1$: variation limite en pente normale de -1 à +1 en 800 s et rapide de -1 à +1 en 133 s;
- α : gain intégral (ou pente) du réglage (MW/tour);
- λ : énergie réglante secondaire (MW/Hz);
- P_n : Puissance nominale du groupe (MW).
- P_R : demi-bande de réglage (MW);

Groupes thermiques à flamme	10% de P_n
Groupes hydrauliques	> à 25 % de P_n

Tableau 3 : Participation à la demi-bande de réglage

L'administrateur du réseau transmet aux producteurs qui doivent participer au RSFP, leur participation en MW. La rectification de la perturbation doit être garantit, seulement par la région perturbateur, mais à condition que l'énergie réglante primaire soit égale à l'énergie réglante secondaire, pour chaque région interconnecté. La puissance de référence varie alors selon la loi suivante:

$$P_{ref} = P'_0 + N \cdot P_r \quad (1.7)$$

Avec P'_0 : Puissance de référence à f'_0 (après réglage primaire)

$$P'_0 = K\Delta f + P_0$$

L'opération de RSFP repose sur la translation de la droite de statisme des groupes en réglage (figure 7).

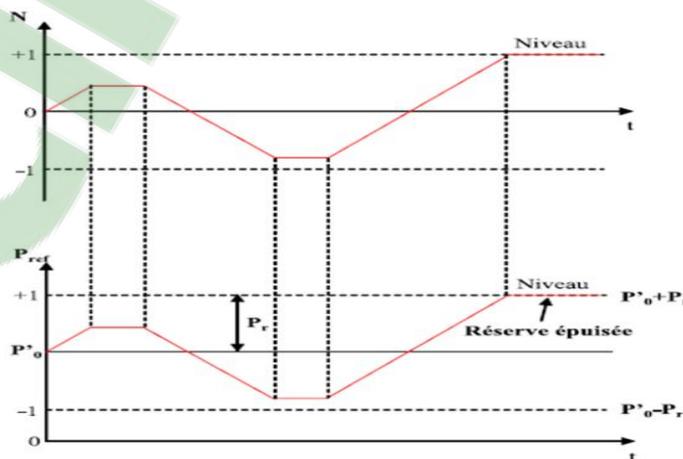


Figure 7: Evolution du signal N(t)

3 ° Réglage tertiaire de fréquence

Lors d'une perturbation importante, les réserves primaire et secondaire peuvent être épuisées. Il est alors indispensable de les reconstituer. Pour cela, on puise dans une réserve tertiaire afin de pouvoir réagir à nouvel incident. Le réglage tertiaire de fréquence est un réglage manuel, dirigé par le dispatching national qui permet de reconstituer les productions des groupes. La réserve tertiaire est prévue la veille et est modifiée en temps réel à la hausse ou à la baisse.

V / Réglages de la tension

Ce sont des opérations qui permettent de maîtriser le plan de tension. Il consiste à compenser l'énergie réactive et a pour objectif de compléter la compensation des réseaux de distribution et d'effectuer la compensation du réseau de transport. On peut utiliser différents moyens pour y parvenir [1], à savoir :

- Les alternateurs : réglage fin et instantané de l'énergie réactive ;
- Les condensateurs :
 - réglage non instantané : délai de manœuvre des gradins ;
 - pas de réglage fin : commande en tout ou rien ;
 - L'énergie réactive fournie baisse avec la tension aux bornes du condensateur.
- Les réactances : absorbent de l'énergie réactive s'il y a surcompensation ;
- Les compensateurs synchrones : absorbent ou fournissent du réactif.

1 ° Réglage primaire de tension

Il repose sur la régulation de la tension des groupes de production, suivant des valeurs de consigne précis, avec un temps d'action assez rapide. Le plus souvent on agit sur la tension d'excitation de l'alternateur.

2 ° Réglage secondaire de tension

Le réglage primaire ne permet pas d'optimiser la production d'énergie réactive. Il y a des contraintes qui subsistent, comme des transits d'énergie réactive entre alternateurs, une répartition d'énergie réactive et des niveaux de tension non maîtrisés.

Pour pallier à ces défauts, et afin de maîtriser de nouveau le plan de tension, il est essentiel de procéder à une seconde correction automatique qui agissent sur les alternateurs, c'est le Réglage Secondaire de Tension (RST). Comme le réseau est divisé en zone, Il consiste à réguler la tension d'un point particulier de la zone considérée, ceci en agissant sur la puissance réactive de certains groupes bien

définis de la zone appelés « Groupes réglant ». Dans les réseaux maillés, un réglage qui tient compte de la forte interaction entre les zones est mis en place : le Réglage Secondaire Coordonné de Tension (RSCT).

3 ° Réglage tertiaire de tension

C'est une opération manuelle assurée par les dispatchings régionaux pour coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglage.

4 ° Régleurs automatiques en charge

Ils maintiennent la tension des réseaux 90 kV, 60 kV et 20 kV en modifiant automatiquement leur rapport de transformation à une valeur de référence.

Chapitre 2 : Production décentralisée

La production décentralisée désigne l'intégralité des centrales électriques de petite puissance, à des niveaux de tension peu élevée : basse ou moyenne tension, connectés aux réseaux de distribution. Dans la suite du document, une unité de production décentralisée sera nommée Génération d'Energie Dispersée (GED). La production décentralisée est une technologie présentant de nombreux atouts. En effet, trois tendances indépendantes constituent une base possible du développement de la production décentralisée:

- restructuration industrielle ;
- volonté politique de favoriser les énergies renouvelables ;
- avancement des technologies dans le domaine de l'énergie

I / Différents types de production décentralisée

1 ° Energies non renouvelables

- Les énergies fossiles (charbon, pétroles...) sont utilisées comme l'énergie primaire pour produire l'électricité. On peut les trouver dans les turbines à combustion (puissance disponible sur le marché de 25kW à 200 MW), les micros turbines à combustion (de 30 à 50kW), les moteurs à gaz (de 5kW à 5MW), les moteurs diesels (de 100 kW à 25 MW), les moteurs Stirling (de 5 à 50 kW).
- l'énergie d'hydrogène est utilisée avec l'oxygène par la réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur.

2 ° Energies renouvelables

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

- Eolien : ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Ce système, quel que soit sa technologie donc convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :
 - la conversion d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique; cette conversion se fait au niveau de la turbine

- la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique au niveau de la génératrice

Il existe deux possibilités d'installation des parcs éoliennes: éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques kilowatts à quelques centaines de Mégawatts.

- Petites centrale hydrauliques: leur principe de fonctionnement est identique à la centrale hydraulique centralisée traditionnelle. La différence consiste à leur petite taille. Elles sont installées proches des consommateurs pour exploiter les petits files d'eau locale. Le niveau de puissance va de quelques kW à quelques MW.

- Géothermie : les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraine dans les zones les plus favorables. Cette chaleur est soit directement utilisée, soit convertie en énergie électrique grâce aux générateurs. La taille typique des centrales géothermiques varie de 5 à 50 MW.

- Photovoltaïque : les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique à courant continu. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage

- Biomasse et déchets : Certaines centrales thermiques a flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.

- Hydrolienne : utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air. La turbine de l'hydrolienne permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, qui est alors transformée en énergie électrique par un alternateur. La puissance des centrales hydroliennes est très prometteuse, cependant elles restent encore dans une étape de recherche et de développement.

3 ° Cogénération

La cogénération est la production combinée de chaleur et d'électricité. C'est une technique très efficace pour augmenter le rendement énergétique. En effet, le rendement énergétique global d'une telle installation peut atteindre 80 à 90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments ou les industries.

4 ° Caractéristiques électriques

En termes de **caractéristiques électriques**, on peut différencier 3 types de production décentralisée :

- le générateur synchrone ;
- le générateur asynchrone
- l'onduleur

Les générateurs synchrone et asynchrone correspondent à la technologie traditionnelle de rotation de machines électriques (type turbine, alternateur, générateur..) alors que l'onduleur a pour principe de convertir l'énergie grâce à des composants d'électronique de puissance.

Du point de vue de l'interconnexion, ces trois types de production ont des impacts différents sur le réseau de distribution.

II /Intégration et interconnexion

1 ° Intégration

C'est l'opération consistant à ajouter des unités de production décentralisées au réseau électrique existant.

Les problèmes majeurs de l'intégration sont :

- les systèmes de protection ;
- l'électronique de puissance ;
- une modélisation fiable ;
- des problèmes de qualité de l'énergie ;
- les normes de connexion ;
- les difficultés de simulation et de modélisation informatique.

2 ° Interconnexion :

Les unités de production décentralisée peuvent être installées indépendamment ou parallèlement au réseau, ou encore suivant une combinaison de ces deux technologies. L'installation combinée permet, en cas de défaut sur le réseau principal, de déconnecter l'unité de production décentralisée et de maintenir un fonctionnement de type îlot (sur un réseau secondaire) indépendant du réseau principal.

3 ° Conditions d'application de l'intégration et de l'interconnexion

a) Les clients

Les conditions d'interconnexion regroupent : l'ensemble des conditions visant à assurer la fiabilité de fonctionnement, la qualité de l'énergie produite et la sécurité. Celles-ci peuvent inclure : des conditions protectrices (sous forme de relaiage), des conditions de qualité de l'énergie, des études des flux de puissance et d'analyse de technologie.

b) Les réseaux

Pendant de nombreuses années, l'industrie de l'énergie électrique a été conduite par un paradigme où la majeure partie de la production était centralisée et produite par des centrales électriques de très forte puissance, puis distribuée aux différents secteurs de consommation via les lignes de transmission et livrée aux consommateurs via l'infrastructure passive de distribution à des niveaux à tension inférieure (BT). Les flux de puissance de ce type de distribution s'écoulent dans une seule direction : des niveaux de tension élevés vers des niveaux de tension inférieurs (tel que décrit sur la partie gauche de la figure 8). Ce modèle n'est plus d'actualité et l'on observe que les flux tendent à être de plus en plus bidirectionnels (tel que décrit sur la partie droite de la figure 8).

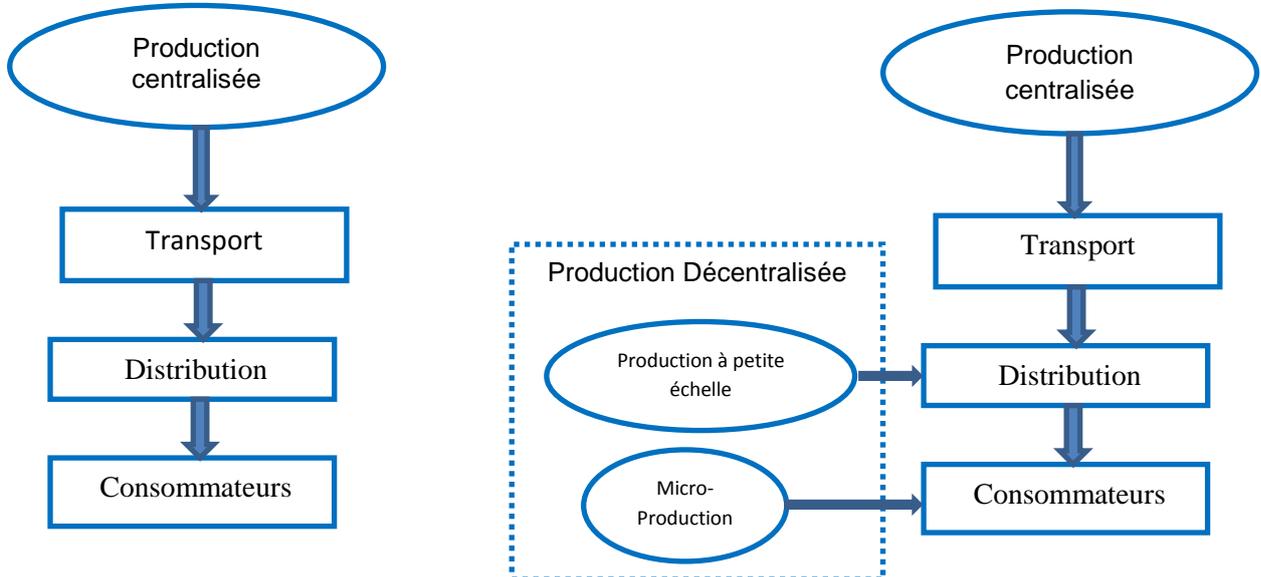


Figure 8 : flux de puissance dans les réseaux électrique

III / Impacts des GEDs sur le réseau de distribution

Le développement d'un nouveau type de production, qualifiées de décentralisées, sur base de systèmes à énergie renouvelables, d'unité de cogénération, ou de productions classiques installées par des producteurs indépendants, va notamment imposer de nouvelles contraintes techniques. Ces contraintes se présentent avec une acuité particulière dans les réseaux électriques, dans la mesure où ces derniers devront accueillir une part importante de ce nouveau type de production alors qu'ils n'ont pas été conçus pour accueillir de la production.

Plusieurs impacts principaux peuvent être identifiés pour les distributions intégrant de nombreuses unités production décentralisée :

- Impact sur le sens du transit de puissance :

Les réseaux ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les PDe au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Les appareils de protection, à l'origine unidirectionnels, vont devoir alors être bidirectionnels.
- les profils de tension de varient en chaque point du réseau, en fonction de la puissance produite et des niveaux de consommation, entraînant un comportement du réseau différent de celui d'un réseau traditionnel ;
- des variations de tension transitoires apparaissent localement lors des raccordements et déconnexions des générateurs ou même lors de changements de régime de fonctionnement ;
- augmentation des niveaux de court-circuit entraînant ainsi un problème sur le plan de protection :
 - un aveuglement des protections dû à une diminution du courant les traversant lors du raccordement d'unités de production ;
 - un déclenchement intempestif lors d'un défaut apparaissant sur un départ adjacent au départ contenant les unités de production.

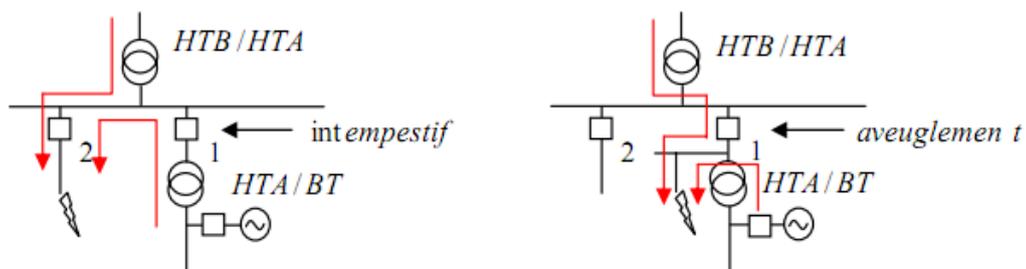


Figure 9 : Déclenchement intempestif

- les pertes en ligne varient en fonction des niveaux de production et de charge ;
- la qualité de l'énergie ainsi que la fiabilité de distribution peuvent être affectées ;

IV / **Apports potentiels de la production décentralisée**

Strictement liés aux aspects d'économie, d'écologie et de dynamique de ces nouveaux producteurs, les avantages de l'insertion des GED dans le système électrique sont à rappeler, parmi lesquels :

- L'aspect environnemental : les productions basées sur les énergies nouvelles et renouvelables sont moins polluantes que celles à base de l'énergie fossile et nucléaire. C'est pour cette raison qu'actuellement, l'aspect environnemental représente un avantage des GED de petite et moyenne puissance en tenant compte des raisons écologiques et de l'obligation du protocole de Kyoto sur l'émission de gaz à l'effet de serre. Pourtant, l'apparition de parcs éoliens de grande capacité dans le futur pourra devenir source de pollution en termes de bruit et de modification des paysages dues à l'espace important qu'ils occupent. En outre, pour faire face à des fluctuations de la production éolienne, le système doit augmenter excessivement la réserve tournante, et par conséquent, augmenter indirectement les émissions liées à la nécessité de maintenir en service des unités conventionnelles. L'utilisation mixte et complémentaire des éoliennes avec d'autres types de GED ainsi qu'avec des sources classiques devrait apporter la solution pour cet aspect.
- Le temps de construction des installations : Pour les installations de production centralisée il faut compter de 7 à 10 ans, voire plus dans le cas de construction des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires. Par contre, un projet d'installation de production décentralisée peut être assez court (jusqu'à moins de 6 mois).
- Le coût d'installation et d'entretien : Pour les grandes productions centralisées, en dehors des coûts importants liés à la construction propre de l'installation, il faut compter aussi le surcoût lié à des infrastructures spécialement construites nécessaires pour les travaux (les routes, les lignes dédiées, etc.). Par contre, le coût d'un projet de production décentralisée peut être accessible à des petites entreprises, ce qui favorise la diversité dans la production électrique et active la compétition.
- la réponse rapide à l'évolution de consommations locales: Les productions décentralisées de type conventionnel peuvent être placées là où il y a un besoin d'énergie. Leurs applications dans la cogénération permettent de satisfaire à la fois la demande d'électricité et de thermique. Elles permettent de réduire les pertes, et éventuellement, de retarder les investissements pour renforcer les infrastructures du réseau.

- le prix des énergies primaires : Sur ce point, les productions décentralisées à base d'énergies nouvelles et renouvelables prennent l'avantage devant les productions à base d'énergie fossile. Surtout, si on considère le prix de l'énergie fossile dans le contexte actuel où il y a une menace d'épuisement de ce type énergie et une augmentation incessante du prix de pétrole au cours de ces dernières années.
- l'aspect opérationnel : comme les productions décentralisées sont souvent de capacité petite et moyenne, elles sont beaucoup plus dynamiques et rapides pour mettre en service l'énergie au réseau.

Grâce à ces avantages attractifs économiquement et énergétiquement, on espère que dans le futur les GED seront les alternatives des grands producteurs centralisés.

Chapitre 3 : Modélisation des systèmes de conversion

I / Modélisation des systèmes éoliens

1 ° Introduction

L'étude se focalise sur la modélisation d'éolienne à axe horizontal tri-pales (figure 10). Actuellement, presque toutes les éoliennes sont à axe horizontal.

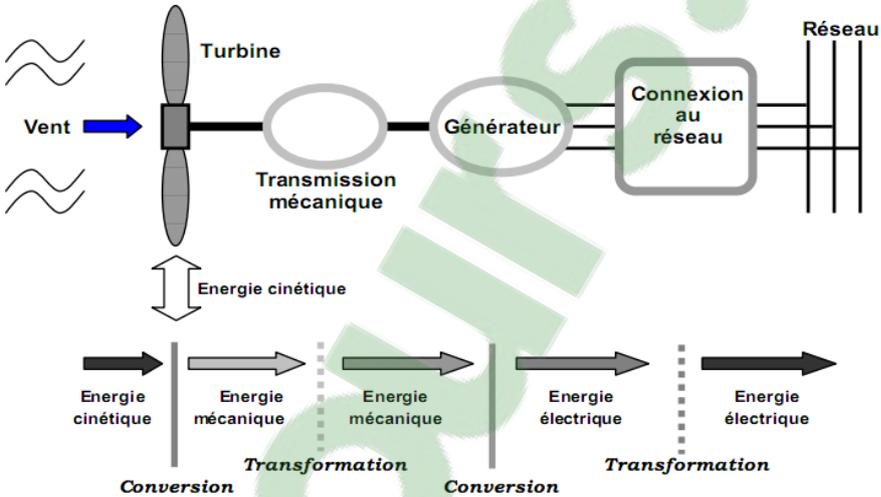


Figure 10 : Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne

On va modéliser graduellement les différentes parties indiquées à la figure 10 qui sont le vent, la turbine, la transmission et le générateur.

2 ° Modélisation du vent.

La méthode utilisée consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert à déterminer [4]. L'expression $v_0(t)$ de la vitesse du vent en un point fixe peut être représentée par l'équation suivante :

$$v_0(t) = V(t) + v_t(t) \tag{2.1}$$

Avec

$V(t)$: composante moyenne (lentement variable)

$v_t(t)$: composante représentant les fluctuations du vent, elle est fonction de l'échelle de longueur de la turbulence L_v et de l'écart type σ_v de cette turbulence

Ainsi, pour reconstituer l'allure du vent, on doit reconstituer le spectre de la turbulence à partir d'un bruit blanc filtré, puis définir l'écart type de la turbulence σ_v [4].

- **Reconstitution du spectre de la turbulence :**

Elle se fait à partir d'un bruit blanc filtré en utilisant la fonction de transfert d'ordre non entier de Von Karman [4].

$$\phi_v(s) = \frac{K_v(0,4 \cdot T_v \cdot s + 1)}{(1 + T_v \cdot s) \cdot (1 + 0,25 \cdot T_v \cdot s)} \quad (2.2)$$

Où

K_v : gain statique de la fonction de transfert du filtre de Von Karman

T_v : constante de temps de la fonction de transfert du filtre de Von Karman

K_v et T_v sont fonction de l'échelle de longueur de la turbulence

$$T_v = L_v/V \quad (2.3)$$

L_v : Échelle de longueur de la turbulence. Cette valeur dépend des caractéristiques du site, et varie de 100 en mer à 500 dans les zones turbulentes,

$$K_v = \sqrt{\frac{\pi}{0,002 T_s S_v}} \quad (2.4)$$

Où

- T_s : Période d'échantillonnage

- $S_v = \sum_{k=0}^{0,002 T_s} \frac{\pi}{[(T_v k 0,002)^2 + 1][(0,0005 T_v k)^2 + 1]}$: valeurs correspondantes de la densité spectrale de puissance

- **Définition de l'écart type de la turbulence σ_v**

L'écart type dépend de la vitesse moyenne V et d'un coefficient k_σ qui représente l'intensité de la turbulence :

$$\sigma_v = K_\sigma V \quad (2.5)$$

k_σ : coefficient de variance, compris entre 0.1 en mer et 0.25 dans une zone turbulente.

V : vitesse moyenne

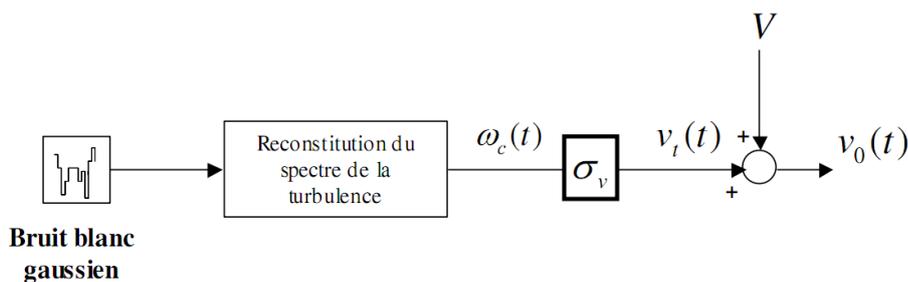


Figure 11 : Construction de la vitesse de vent en un point.

3 ° Turbine

La modélisation va nous permettre de déterminer la puissance produite par la turbine.

a) Génération du couple éolien

Pour cette partie, on va considérer une turbine à axe horizontal à trois pales, ayant un moyen de contrôle de l'angle de calage.

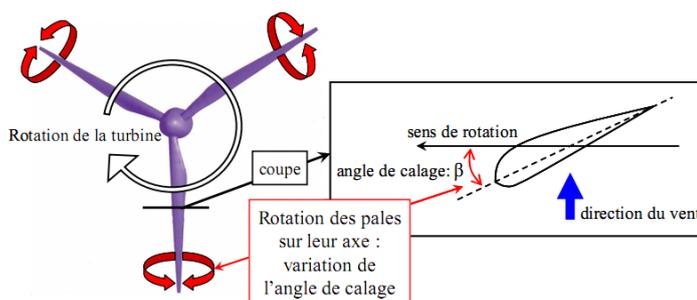


Figure 12 : Profil aérodynamique d'une pale [2]

Pour ce modèle, on suppose que le vent est uniformément reparti sur toute la surface balayée par les pales. Ainsi, la détermination de la puissance du vent, disponible sur la surface S de la turbine est facilement approchée par la relation suivante :

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.6)$$

où

- ρ est la densité de l'air ($\approx 1,22 \text{ Kg/m}^3$ à 15°C),
- S la surface circulaire balayée par la turbine, et dont le rayon R_T est déterminé par la longueur de la pale ($S = \pi R_T^2$),
- v la vitesse du vent,

D'après l'étude effectuée par Betz [3], la turbine ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance. Cette fraction est caractérisée par le coefficient de puissance C_p , et est fonction à la fois du rapport de

vitesse λ et de la position angulaire de la pale qui est caractérisée par l'angle de calage β . La puissance captée par la turbine est donc donné par la relation suivante :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (2.7)$$

On définit le rapport de vitesse par la relation:

$$\lambda = \frac{R_T \Omega_T}{v} \quad (2.8)$$

Ici Ω_T représente la vitesse angulaire des pales

Connaissant la puissance et la vitesse de rotation Ω_T de la turbine, on peut donc déterminer le couple exercé. Il est donné par la relation suivante :

$$C_T = \frac{P_T}{\Omega_T} = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\Omega_T} \quad (2.9)$$

b) Coefficient de puissance C_p

Le modèle du coefficient de puissance est fonction de la position de l'angle de calage qui modifie la portance de la pale et permet de contrôler la puissance captée par la turbine. Elle est donnée par l'équation (2.10).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,005\lambda \quad (2.10)$$

$$\text{Avec} \quad \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,088} + \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.11)$$

L'allure générale du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse, pour un angle de calage donné, est illustrée sur la figure 13.

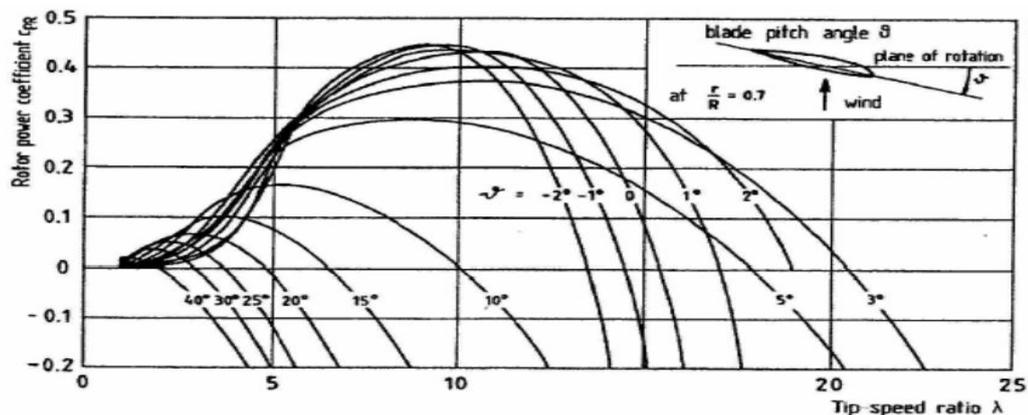


Figure 13 : variation du coefficient de puissance en fonction de λ et β [7]

c) Modèle et contrôle de la rotation des pales

Le système d'orientation des pales permet de maintenir la puissance autour de sa valeur nominale. Le système utilisé est un dispositif de commande appelé « Pitch control » (figure 14).

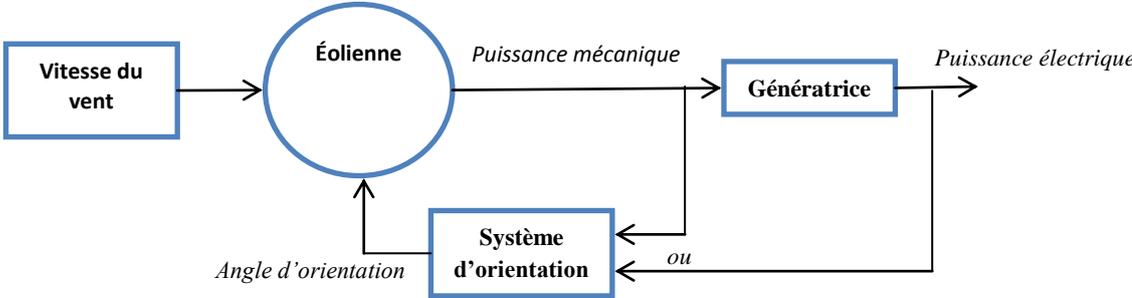


Figure 14 : Schéma de principe de l'implantation du contrôle de l'angle de calage

Ce procédé peut être approché par une fonction de transfert de 1er ordre et par un intégrateur (figure 15). Cet actionneur est commandé en boucle fermée pour asservir l'angle de calage des pales β avec des contraintes sur β .

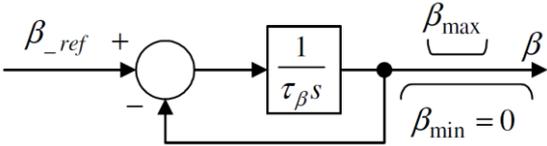


Figure 15 : Modèle et commande du système de calage de pale

Où :

- τ_{β} : constante de temps de l'actionneur (s).
- $\beta_{min} \cdot \beta_{max}$: Limites de l'angle de calage des pales dépendant de la conception physique.
- β_{ref} : angle de référence
- s : Opérateur de Laplace

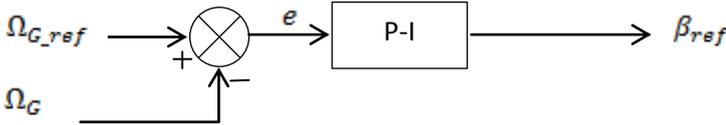


Figure 16: Génération de l'angle de référence β_{ref} .

Avec Ω_G : vitesse angulaire de la génératrice [rad/s]

$$\beta_{ref} = K_p \cdot e + K_i \int e dt \tag{2.12}$$

4 ° Transmission

L'organe de transmission est formé par les pales reliées au moyeu, couplées à l'arbre lent. Ce dernier est relié à son tour au multiplicateur qui multiplie la vitesse de rotation de l'arbre rapide. L'arbre rapide est couplé à son tour à la génératrice (figure 17).

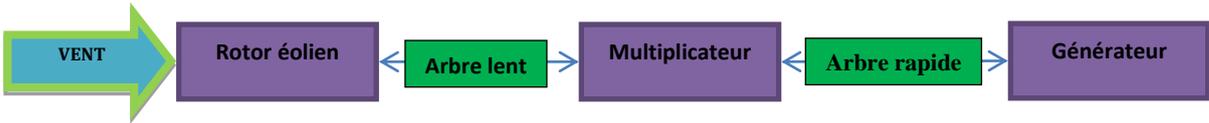


Figure 17 : Organe de transmission de puissance

Dans la plupart des cas, la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne se fait par le modèle à trois masses, à deux masses où à une masse. Dans cette étude, on va se baser sur deux modèles de transmission. Un modèle de transmission dit «flexible » pour les éoliennes possédant un multiplicateur de vitesse (structure Machine Asynchrone et Machine Asynchrone Double Alimentation) et un modèle dit « rigide » pour la structure Machine Synchrone dont la génératrice est directement couplée à la turbine.

a) Transmission « flexible »

Pour le cas des structures Machine Asynchrone (MAS) et Machine Asynchrone Double Alimentation (MASDA), la vitesse des générateurs est généralement de 1500 tr/min ou 1000 tr/min. Or, la vitesse nominale de la turbine se situe en général aux alentours de 15 à 20 tr min. Le multiplicateur de vitesse fait le lien entre la turbine et la génératrice [2].

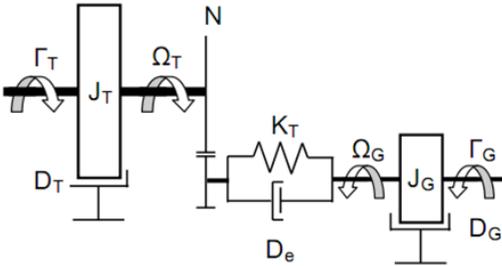


Figure 18 : Modèle transmission "flexible"

Habituellement, on utilise un modèle simplifié de transmission à « deux masses », une masse regroupant la turbine et l'arbre lent et l'autre l'arbre rapide et la génératrice (Fig19).

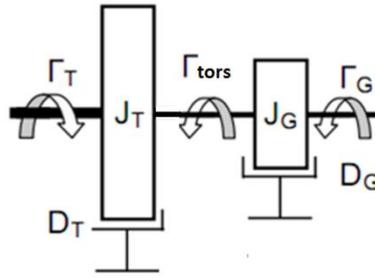


Figure 19 : Modèle à deux masses

Ce modèle est décrit par les équations suivantes

$$\Gamma_T = J_T \cdot \frac{d\Omega_T}{dt} + D_T \cdot \Omega_T + \Gamma_{tors} \cdot N \quad (2.13)$$

$$\Gamma_{tors} = J_G \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} + D_G \cdot \Omega_G + \Gamma_G \quad (2.14)$$

$$\Gamma_{tors} = K_T \cdot (N \cdot \theta_T + \theta_G) + D_e \cdot (N \cdot \Omega_T + \Omega_G) \quad (2.15)$$

Avec $\theta_{tors} = N\theta_T - \theta_G$

Où :

- Γ_T : Couple axe lent en [N.m]
- Γ_G : Couple axe rapide en [N.m]
- Γ_{tors} : Couple de torsion [N.m]
- θ_T : Angle axe lent [rad]
- θ_G : Angle axe rapide [rad]
- θ_{tors} : Angle de torsion [rad]
- Ω_T : Vitesse axe lent [rad.s⁻¹]
- Ω_G : Vitesse axe rapide [rad.s⁻¹]
- N : Rapport de transformation
- J_T : Inertie axe lent [kg.m²]
- J_G : Inertie axe rapide [kg.m²]
- D_T : atténuation axe lent [N.m.s]
- D_G : atténuation axe rapide [N.m.s]
- D_e : atténuation transmission [N.m.s]
- K_T : Raideur transmission [N.m.rad⁻¹]

b) Transmission « rigide »

Ce modèle de transmission est utilisé sur la structure MS où le multiplicateur de vitesse est absent, ou de faible rapport ($N < 10$). Le modèle employé est donc un modèle à une masse (Fig. 20) représenté par l'équation (2.16). Dans notre cas, la liaison entre la turbine et le générateur étant directe, le rapport de transformation N est égal à 1.

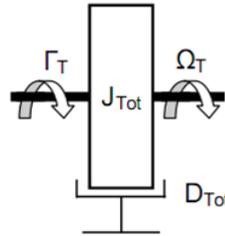


Figure 20 : Modèle une masse : transmission "rigide"

$$\frac{\Gamma_T}{N} - \Gamma_G = \left(\frac{J_T}{N^2} + J_G \right) \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} + \left(\frac{D_T}{N^2} + D_G \right) \cdot \Omega_G \quad (2.16)$$

5 ° Génératrices

Les génératrices les plus utilisées dans les installations éoliennes sont les machines asynchrones (MAS), les machines asynchrones à double alimentation (MASDA) et les machines synchrones à aimants permanents multipolaire (MS).

a) Machine Asynchrone Double Alimentation (MASDA)

La MASDA est une machine asynchrone à rotor bobiné, sa modélisation est identique à celle d'une MAS, la différence est que la tension rotorique ne sera pas nulle comme dans le cas d'une MAS à cage.

Avant de modéliser la machine asynchrone il est nécessaire de faire les hypothèses suivantes :

- La saturation est négligée; il en résulte que les inductances propres et mutuelles sont indépendantes des courants qui circulent dans les enroulements.
- Les f.m.m. sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a symétrie par rapport à l'axe magnétique des enroulements.
- Les encoches sont supposées inexistantes.
- On ne tient pas compte de l'hystérésis et des courants de Foucault dans les parties magnétiques.

Le modèle vectoriel de base est décrit par le schéma équivalent (figure 21). Ce schéma est représenté en convention récepteur.

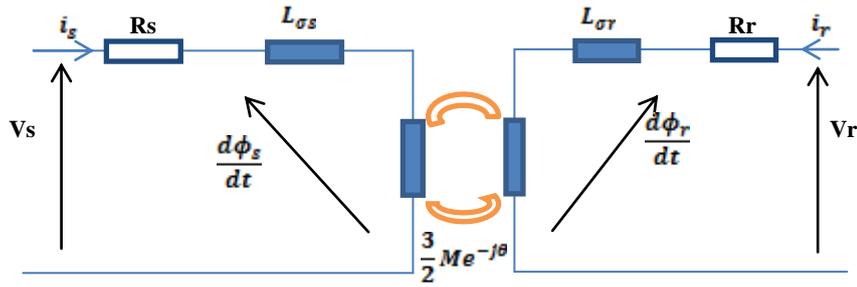


Figure 21 : Modèle vectoriel de base pour MAS et MASDA

Les paramètres de ce modèle de base sont :

θ : Angle électrique indiquant la position du rotor
 p : Nombre de paires de pôle
 $m = \sqrt{L_s/L_r}$: Rapport de transformation
 R_s et R_r : Respectivement Résistance Statoriques et rotorique
 $L_{\sigma s}$ et $L_{\sigma r}$: Respectivement Inductance de fuite Statoriques et rotorique
 $L_s = \frac{3}{2} \cdot m \cdot M + L_{\sigma s}$: Inductance cyclique statoriques
 $L_r = \frac{3}{2} \cdot \frac{M}{m} + L_{\sigma r}$: Inductance cyclique rotorique
 $\frac{3}{2} M$: Inductance mutuelle Stator/rotor

Les équations de ce modèle de base sont :

$$\underline{v}_s = R_s \cdot \underline{i}_s + \frac{d\varphi_s}{dt} \quad \text{et} \quad \underline{v}_r = R_r \cdot \underline{i}_r + \frac{d\varphi_r}{dt} \quad (2.13)$$

$$\underline{\varphi}_s = L_s \cdot \underline{i}_s + \frac{3}{2} M e^{-j\theta} \underline{i}_r \quad \text{et} \quad \underline{\varphi}_r = L_r \cdot \underline{i}_r + \frac{3}{2} M e^{-j\theta} \underline{i}_s \quad (2.14)$$

$$\Gamma_{elm} = p \cdot \frac{3}{2} M e^{-j\theta} I_{mag} \left[e^{-j\theta} \cdot \underline{i}_s \cdot \underline{i}_r \right] \quad (2.15)$$

Le contrôle de la machine asynchrone à double alimentation étant effectué par ses courants rotoriques, le modèle a été ramené au rotor afin de faciliter la mise en œuvre des boucles de contrôle. Les paramètres de la machine sont donc exprimés au rotor en effectuant le changement suivant :

$$R_1 = R_s \cdot \frac{1}{m^2}, \quad R_2 = R_r \quad \text{et} \quad L_1 = L_s \cdot \frac{1}{m^2} = L'_m + L_{\sigma 1} \quad (2.16)$$

Avec $L'_m = \frac{3}{2} \cdot \frac{M}{m}$ et $L_{\sigma 1} = L_s \cdot \frac{1}{m^2} \left[1 - \frac{3Mm}{2L_s} \right]$

Comme notre référentiel est lié au rotor, les variable statoriques sont modifiées comme suit :

$$\underline{v}_1 = R_1 \cdot \underline{i}_1 + \frac{d\phi_1}{dt} + j \frac{d\theta}{dt} \cdot \underline{\phi}_1 \quad \text{et} \quad \underline{v}_2 = R_2 \cdot \underline{i}_2 + \frac{d\phi_2}{dt} \quad (2.17)$$

$$\underline{\phi}_1 = L_1 \cdot \underline{i}_1 + L'_m \cdot \underline{i}_2 \quad \text{et} \quad \underline{\phi}_2 = L_2 \cdot \underline{i}_2 + L'_m \cdot \underline{i}_1 \quad (2.18)$$

$$\Gamma_{sim} = p \cdot L'_m \cdot \text{Imag} \left[\underline{i}_1 \cdot \underline{i}_2^* \right] \quad (2.19)$$

Le modèle est ensuite ramené dans un référentiel tournant (dq) avec comme choix l'orientation du vecteur tension statorique selon l'axe (q). Ce qui permet d'annuler la composante de tension selon l'axe (d):

$$v_{1d} = 0 \quad \text{et} \quad v_{1q} = \left| \underline{v}_1 \right| \quad (2.20)$$

Les équations du modèle ainsi référencé s'exprime (les termes entre parenthèses restent normalement faibles).

$$v_{1d} = 0 = (R_1 \cdot I_{1d}) + \frac{d\phi_{1d}}{dt} - (\omega_s \cdot \phi_{1q}) \quad (2.21.a)$$

$$v_{1q} = (R_1 \cdot I_{1q}) + \frac{d\phi_{1q}}{dt} + (\omega_s \cdot \phi_{1d}) \quad (2.21.b)$$

$$v_{2d} = R_2 \cdot I_{2d} + \sigma \cdot L_2 \cdot \frac{dI_{2d}}{dt} - \omega_r \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2q} + \frac{L'_m}{L_1} \frac{d\phi_{1d}}{dt} - \left(\omega_r \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1q} \right) \quad (2.22.a)$$

$$v_{2q} = R_2 \cdot I_{2q} + \sigma \cdot L_2 \cdot \frac{dI_{2q}}{dt} + \omega_r \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2d} + \left(\frac{L'_m}{L_1} \frac{d\phi_{1q}}{dt} \right) + \omega_r \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1d} \quad (2.22.b)$$

$$\text{Avec : } \sigma = 1 - \frac{L_m'^2}{L_1 \cdot L_2}$$

$$\phi_{1d} = L'_m \cdot I_{2d} + L_1 \cdot I_{1d} \quad \text{et} \quad (\phi_{1q}) = L'_m \cdot I_{2q} + L_1 \cdot I_{1q} \cong 0 \quad (2.23)$$

$$\Gamma_{sim} = -p \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1d} \cdot I_{2q} + \left(p \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1q} \cdot I_{2d} \right) \cong p \cdot \phi_{1d} \cdot I_{1q} \quad (2.24)$$

Les puissances active et réactive ont pour expression :

$$P_1 \cong V_{1q} \cdot I_{1q} \cong -\frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{1q} \cdot I_{2q} \quad \text{et} \quad Q_1 \cong V_{1q} \cdot I_{1d} \cong \frac{1}{L_1} \frac{V_{1q}^2}{\omega_s} - \frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{1q} \cdot I_{2d} \quad (2.25)$$

$$\phi_{1d} \cong \frac{V_{1q}}{\omega_s} \quad \text{et} \quad \omega_R = \omega_s - p \cdot \Omega \quad (2.26)$$

$$P_2 \cong R_2 \cdot I_2^2 + \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1d} \cdot I_{2q} \quad \text{et} \quad Q_2 \cong \omega_R \sigma L_1 \cdot I_2^2 + \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1d} \cdot I_{2d} \quad (2.27)$$

La puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine est:

$$Q_{mag} = Q_1 + \frac{Q_2}{g} \cong \omega_s \cdot \phi_{1d} \cdot I_{1d} + \omega_s \sigma L_2 I_{2q}^2 + \omega_s \frac{L'_m}{L_1} \cdot \phi_{1d} \cdot I_{2d} \quad (2.28)$$

De ces équations, on peut dire que pour la MASDA, il est possible de contrôler les grandeurs statoriques par l'intermédiaire des courants rotoriques (grâce aux approximations possibles). La composante d'axe (q) du courant transformé I_{2q} permet ainsi de contrôler la puissance active (donc le couple) et la composante d'axe (d) du courant transformé I_{2d} la puissance réactive ou plus exactement l'état magnétique de la machine.

Les pertes magnétiques sont insérées dans les modèles en simulation à partir des calculs des modules de flux et des paramètres déduits d'informations des constructeurs:

$$P_{1mag} \cong \frac{(\omega_s \phi_1)^2}{R_{1mag}} \quad \text{et} \quad P_{2mag} \cong \frac{(\omega_R \phi_2)^2}{R_{2mag}} \quad (2.29)$$

b) Machine Asynchrone (MAS)

Dans le cas de la MAS (sans enroulement rotorique, mais à cage) les équations V_{2d} et V_{2q} sont nulles ainsi que P_2 et Q_2 .

$$Q_{mag} = Q_1 \quad (2.30)$$

La puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine est obligatoirement fournie par le réseau au stator.

c) Machine Synchrone (MS)

La génératrice utilisée est une machine synchrone à aimants permanents. De ce fait les phénomènes transitoires ou sub-transitoires ne sont pas notables. La modélisation est donc simplifiée, avec les hypothèses suivantes:

- entrefer constant.
- conducteurs statoriques parallèles à l'axe de la machine.
- perméabilité du fer infinie ; caractéristique du circuit magnétique linéaire.
- courants équilibrés et sinusoïdaux

Le modèle employé est un modèle de type Behn-Eschenburg. Il est représenté en convention moteur.

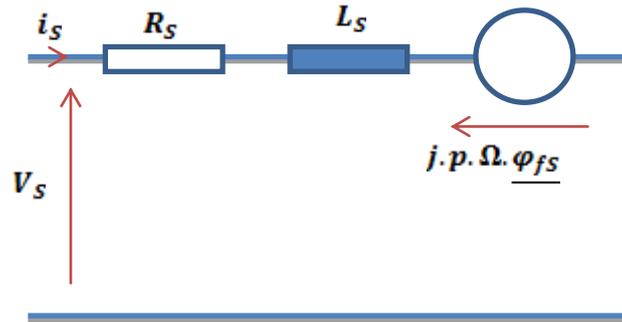


Figure 22 : Modèle de Behn-Eschenburg

Les paramètres de ce modèle sont :

- L_s : Inductance cyclique statorique
- R_s : Résistance statorique
- p : Nombre de paires de pôles
- $\underline{\varphi_{fs}}$: vecteur flux inducteur.

Les équations décrivant le fonctionnement de la machine sont :

$$\underline{v_s} = R_s \cdot \underline{i_s} + L_s \cdot \frac{d\underline{i_s}}{dt} + \frac{d\underline{\varphi_{fs}}}{dt} \quad (2.31)$$

$$\Gamma_{elm} = p \cdot I_{mag} \left[\underline{i_s} \cdot \underline{\varphi_{fs}^*} \right] \quad (2.32)$$

Ici, le modèle vectoriel de la MS est exprimé dans un référentiel lié au rotor (convention moteur).

L'axe (d) est orienté suivant la direction du vecteur $\underline{\varphi_{fs}}$.

Dans le cas d'une machine à aimants où $\underline{\varphi_{fs}} = |\underline{\varphi_{fs}}|$ est constant, le modèle s'exprime donc :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s \cdot I_{sd} + L_d \cdot \frac{dI_{sd}}{dt} - \frac{d\theta}{dt} L_q I_{sq} \\ v_{sq} &= R_s \cdot I_{sq} + L_q \cdot \frac{dI_{sq}}{dt} - \frac{d\theta}{dt} L_d I_{sd} + \frac{d\theta}{dt} \phi_{fs} \end{aligned} \quad (2.33)$$

$$\Gamma_{elm} = p \left[(L_d - L_q) I_{sq} \cdot I_{sd} + \phi_{fs} \cdot I_{sq} \right] \quad (2.34)$$

Pour une raison de simplification la machine est considérée isotrope, donc $L_d = L_q = L_s$

L'angle d'autopilotage est choisi égal à $\pi/2$ de manière que le couple ne dépende que de I_{sq} .

La puissance active peut donc être contrôlée par la composante d'axe (q) du courant transformé I_{sq} :

$$I_{sd} = 0 \quad P_s = V_{sq} \cdot I_{sq} \quad Q_s = -V_{sd} \cdot I_{sq} \quad (2.35)$$

Les pertes magnétiques sont insérées dans les modèles lors des simulations:

$$P_{mag} \cong \frac{(\omega_s \cdot \phi_s)^2}{R_{mag}} \quad (2.36)$$

II /Modélisation des systèmes photovoltaïques

1 ° Introduction

La modélisation du système de conversion photovoltaïque est basée sur les blocs modulaires suivants :

- Générateur photovoltaïque (la cellule PV, les panneaux et leurs connections)
- Ensemble hacheur et système de commande, permettant d'extraire la puissance maximale.

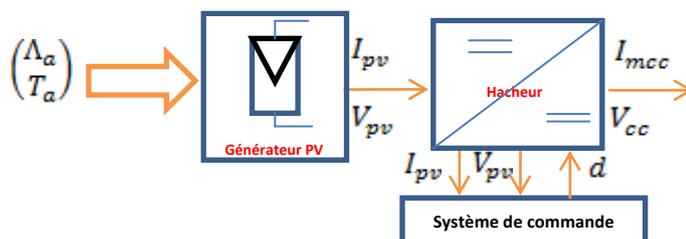


Figure 23 : Système de conversion photovoltaïque

Où :

- Λ_a est l'insolation appliquée au module en $[W/m^2]$
- T_a est la température ambiante

2 ° Cellule photovoltaïque

Dans cette étude la cellule est modélisée par le schéma électrique ci-dessous

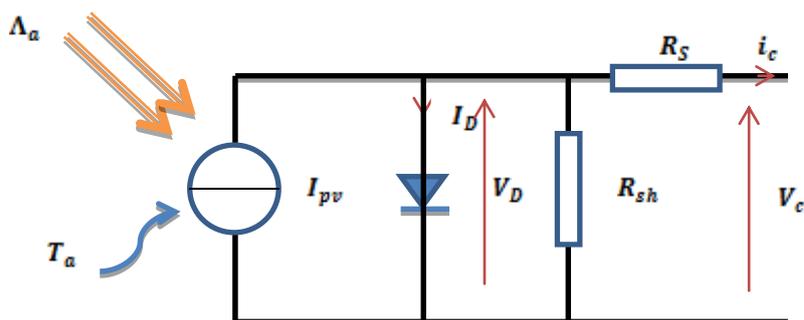


Figure 24 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [10].

Où :

- I_{pv} est le courant généré par la source, et est proportionnel à l'insolation $\Lambda_a [W/m^2]$.
- R_{sh} est la résistance shunt qui caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction (dans notre modèle, elle est très grande, sa valeur est ∞)

- R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion.

Le modèle mathématique déduit de ce modèle est [5] [8] [11] :

$$I_c = I_{pv} - I_D - \frac{V_c}{R_{sh}} = I_{pv} - I_o \left\{ \exp \left[\frac{(V_c + I_c R_c) q_e}{NK T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (2.37)$$

$$\text{Avec } I_{pv} = [I_{sc} + K_1(T_c - T_{ref})] \cdot \Lambda_a \quad (2.38)$$

$$I_o = 1,5 \cdot 10^5 \exp \left[\frac{-E_g}{KT_c} \right] \quad (2.39)$$

Avec :

N : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 ;

K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]) ;

K_1 : Constante de court-circuit de température de la cellule

T_c : Température absolue de la cellule

T_{ref} : température de référence (25[°C])

q_e : Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ [3])

V_c : Tension aux bornes de la cellule

V_c/R_{sh} ($\lll I_D$) : qui peut être négligé

I_{sc} : courant de court-circuit de la cellule à la température de 25°C et un ensoleillement de 1 kW/m²

I_o : courant de saturation inverse de la diode

E_g : l'énergie de la bande interdite, qui est constante et propre à chaque matériau semi-conducteur.

(I_o n'est donc fonction que de la température.)

on peut encore simplifier l'écriture en ajoutant une nouvelle relation qui donne le potentiel thermodynamique V_T :

$$V_T = \frac{NKT_c}{q_e} \quad (2.40)$$

De plus, une cellule réelle peut être caractérisée par quelques paramètres principaux, à savoir :

- ✓ **Le courant de court circuit (I_{cc})**, qui représente le courant maximal généré par la cellule ($I_{cc} = I_{ph}$). Il est produit dans des conditions de court circuit ($V_c=0$).
- ✓ **La tension à vide (V_{co})**, correspond à la chute de tension sur la diode, quand elle est traversée par le photocourant I_{ph} , ($I_D = I_{ph}$), $I_c=0$.

$$V_{co} = V_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_o} \right) \quad (2.41)$$

- ✓ **Le Point de Puissance Maximale**, qui est le point de fonctionnement $M(V_{max}, I_{max})$, pour lequel la puissance dissipée dans une charge résistive est maximale.
- ✓ **Le rendement maximal (η)**, qui est le rapport entre la puissance maximale et la puissance incidente.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{S_c \cdot \Lambda_a} \quad (2.42)$$

Où P_{inc} : puissance incidente
 S_c : Surface de la cellule

- ✓ **Le facteur de forme (F_f)**, donné par la relation

$$F_f = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{I_{cc} \cdot V_{CO}} \quad (2.43)$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0,7. Il diminue avec l'augmentation de la température de la cellule.

La figure ci-dessous nous montre la caractéristique courant-tension (Ic-Vc) ainsi que la caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque pour une radiation et une température données. On obtient la puissance maximale quand le système travaille au point M (V_M, I_M).

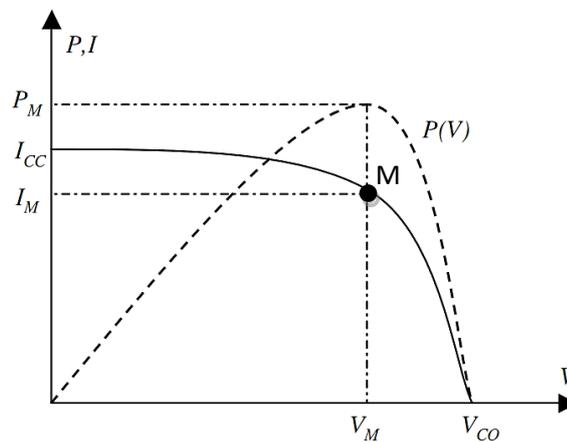
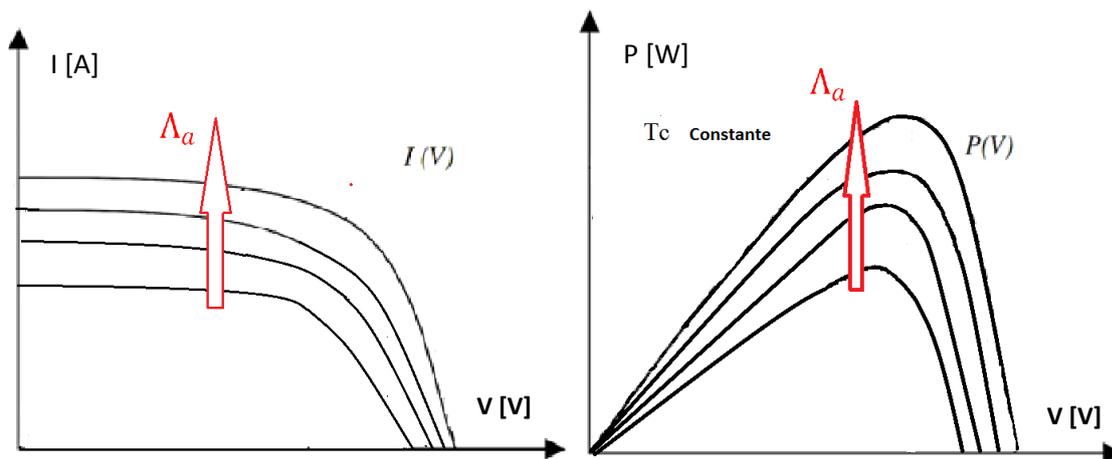
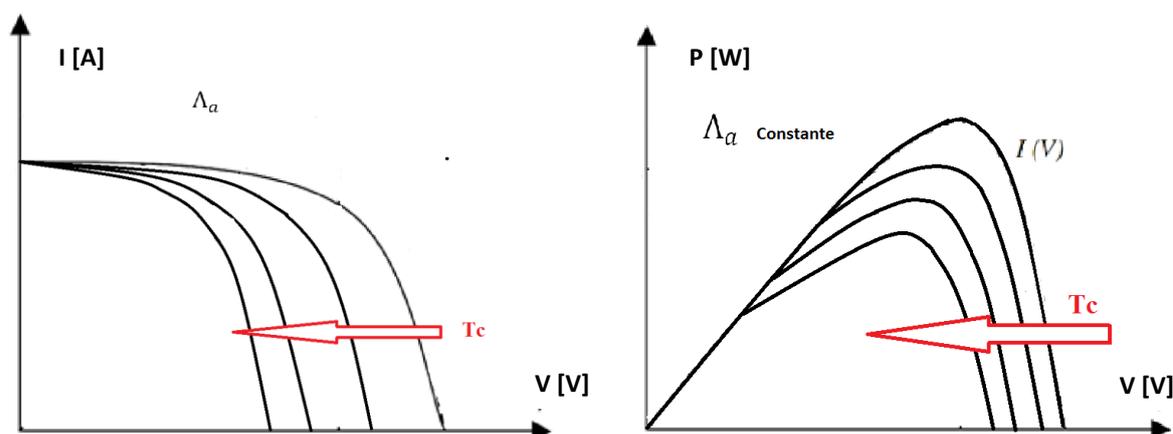


Figure 25 : Caractéristique (I-V) et (P-V)

Mais dans la pratique, la puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement et de la température, comme on peut le voir sur les figures 26 et 27.


 Figure 26 : Variation de la courbe $P(V)$ et $I(V)$ en fonction de l'ensoleillement Λ_a à température T_c constante

 Figure 27 : caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ en fonction de température T_c pour un ensoleillement Λ_a constant

3° Module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est un groupement série/parallèle de n_s/n_p cellules élémentaires, identiques, n_s étant le nombre de cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle (figure 28).

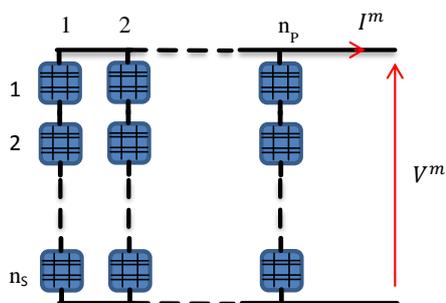


Figure 28 : Panneau (module) photovoltaïque

Dans notre modèle, les paramètres du module ont été représentés par la lettre m et les paramètres de la cellule ont été représentés par la lettre C. Le modèle mathématique déduit de ce modèle est donc

$$I^m = I_{cc}^m \left[1 - \exp \left(\frac{V^m - V_{co}^m + R_s^m \cdot I^m}{n_s \cdot V_T^c} \right) \right] \quad (2.44)$$

Où

$$\begin{aligned} I_{cc}^m &: \text{courant de court-circuit du module, } I_{cc}^m = n_p \cdot I_{cc}^c \\ V_{co}^m &: \text{tension de circuit ouvert du module, } V_{co}^m = n_s \cdot V_{co}^c \\ R_s^m &: \text{Résistance équivalent du module, } R_s^m = (n_s/n_p) \cdot R_s^c \\ V_T^c &: \text{tension thermique du semi-conducteur d'une cellule PV, } V_T^c = \frac{NKT^c}{q_e} \end{aligned}$$

La tension et le courant d'un module photovoltaïque constitué de n_p cellules en parallèle et n_s cellules en série sont :

$$\begin{aligned} V^m &= \sum_j^{n_s} V_j^c \\ I^m &= \sum_i^{n_p} I_i^c \end{aligned} \quad (2.45)$$

4 ° Contrôle des générateurs photovoltaïques

Pour améliorer l'efficacité du système PV, il y a deux solutions possibles :

- Le premier est l'orientation mécanique du panneau, en l'orientant toujours dans une telle direction pour qu'il reçoive le maximum de rayonnement solaire.
- La seconde consiste à repérer électriquement le point de fonctionnement pour maximiser le rendement de puissance, dans les conditions changeantes de l'ensoleillement et de la température, c'est le MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Dans cette étude nous allons choisir le MPPT. Comme il y a beaucoup de techniques employées pour le MPPT, nous allons choisir ici la méthode de l'incrémentation de conductance [10] [13]. Cette méthode est basée sur le fait que la pente de la courbe caractéristique de puissance du panneau est nulle au MPP, positive à gauche et négative à droite (figure 29).

On sait que la puissance produite par le générateur PV peut être exprimée par :

$$P^m = I^m \cdot V^m \tag{2.46}$$

I^m et V^m sont respectivement, la tension et le courant d'un module photovoltaïque

On obtient la conductance et l'incrément de la conductance en dérivant l'équation (2.46) par rapport à la tension V^m :

$$\frac{dP^m}{dV^m} = I^m + V^m \frac{dI^m}{dV^m} \tag{2.47}$$

$$\frac{1}{V^m} \cdot \frac{dP^m}{dV^m} = \frac{I^m}{V^m} + \frac{dI^m}{dV^m}$$

Or on sait que

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP^m}{dV^m} = 0 \quad \text{au MPP} \\ \frac{dP^m}{dV^m} > 0 \quad \text{à gauche du MPP} \\ \frac{dP^m}{dV^m} < 0 \quad \text{à droite du MPP} \end{array} \right\} \iff \left\{ \begin{array}{l} \frac{dI^m}{dV^m} = -\frac{I^m}{V^m} \quad \text{au MPP} \\ \frac{dI^m}{dV^m} > -\frac{I^m}{V^m} \quad \text{à gauche du MPP} \\ \frac{dI^m}{dV^m} < -\frac{I^m}{V^m} \quad \text{à droite du MPP} \end{array} \right. \tag{2.48}$$

On va noter par G ($G = \frac{I^m}{V^m}$) la conductance et ΔG ($\Delta G = \frac{dI^m}{dV^m}$) l'incrément de la conductance.

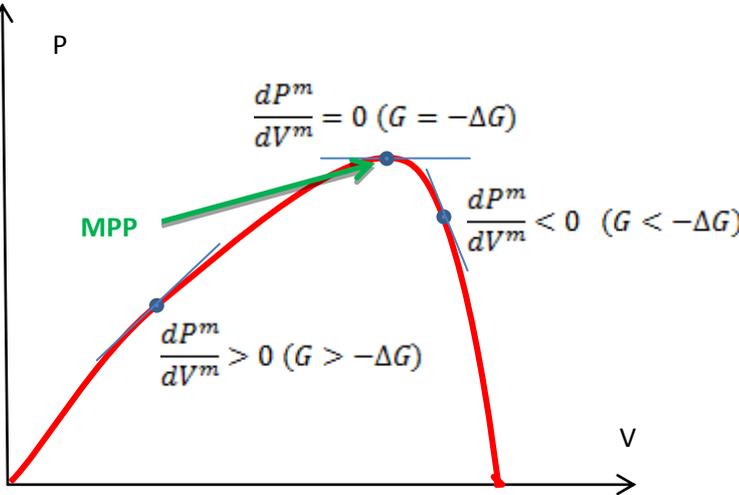


Figure 29 : Recherche du PPM par la méthode de l'incrément de la conductance

Le MPP peut donc être poursuivi en comparant la conductance instantanée G à l'incréméntation de la conductance ΔG , comme le montre l'organigramme de la **figure 30**. L'algorithme cherche le point pour lequel la conductance est égale à la conductance incrémentée ($G = -\Delta G$). L'algorithme augmente ou diminue V_{ref} pour suivre le MPP. Une fois que le MPP est atteint, le point de fonctionnement correspondant est maintenu. Généralement, le point de fonctionnement initial est réglé pour correspondre à une charge résistive proportionnelle au rapport de la tension de circuit ouvert V_{oc} sur le courant de court-circuit I_{cs} .

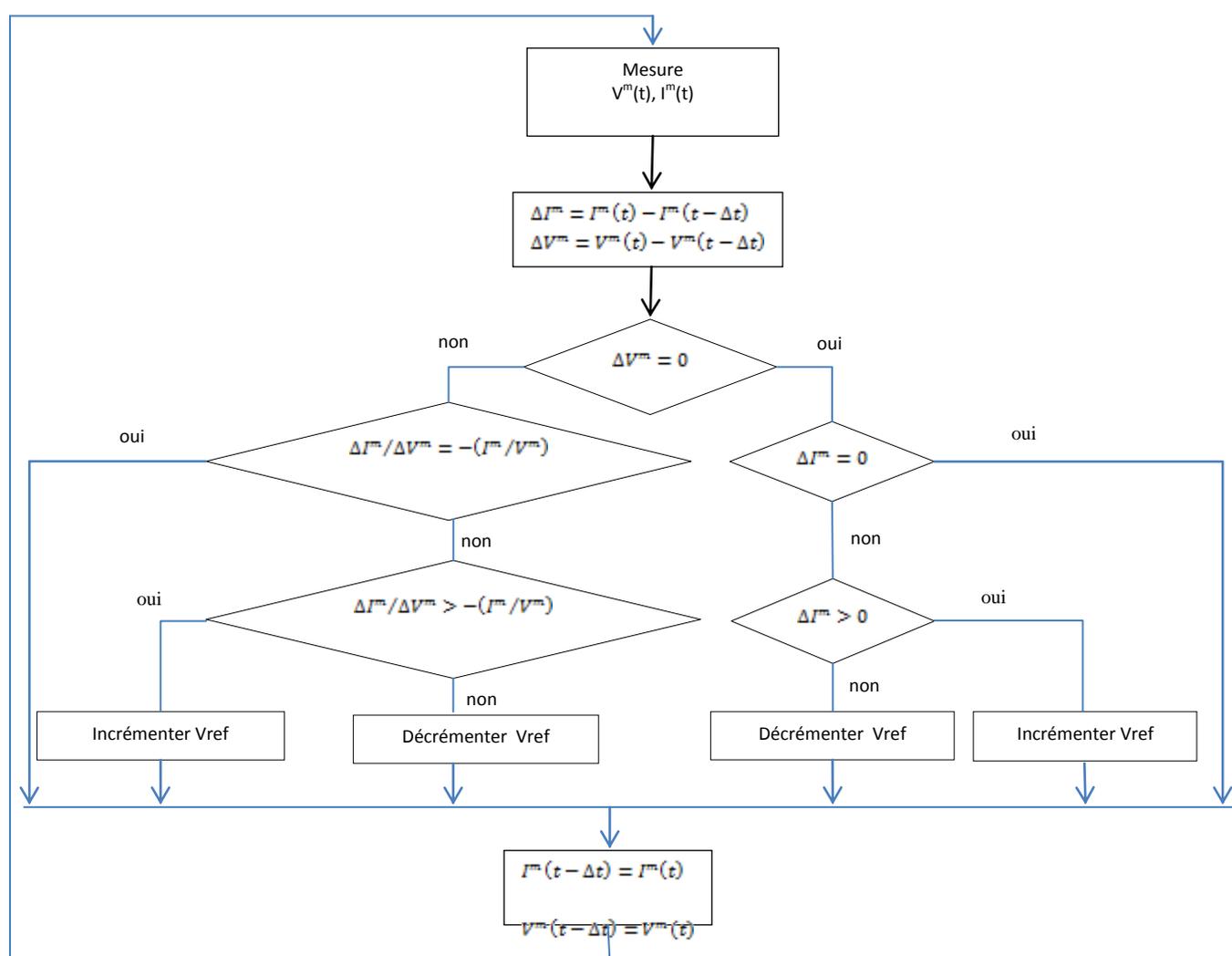


Figure 30 : Algorithme « Incréméntation de la conductance »

Δt représente le pas de calcul,

V_{ref} est la tension de référence pour laquelle le panneau PV est forcé à fonctionner

5 ° Convertisseur DC/DC

a) Généralité

La mise en œuvre de la méthode de commande exposée dans la section précédente est illustrée dans la Figure 31. On peut ainsi faire l’optimisation de la puissance débitée par le module PV. La tension à la sortie du module PV est régulée à une valeur constante, même si on a une source d’énergie fluctuante. La méthode utilisée, la plus adéquate, est le convertisseur survolteur, son fonctionnement est d’augmenter la tension d’entrée.

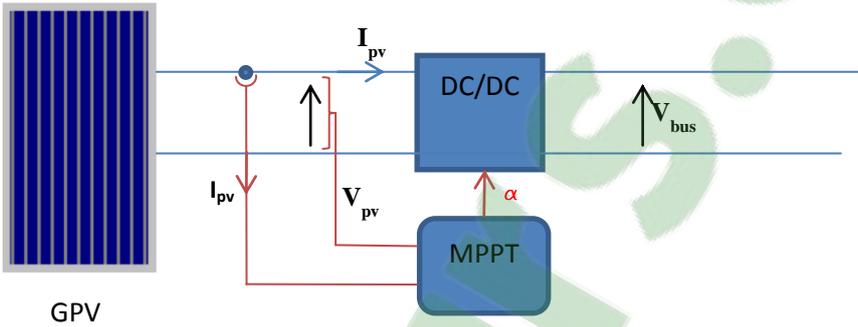


Figure 31 : Schéma du système de conversion PV

b) Hacheur survolteur.

Dans cette étude le convertisseur est modélisée par le schéma ci-dessous [14].

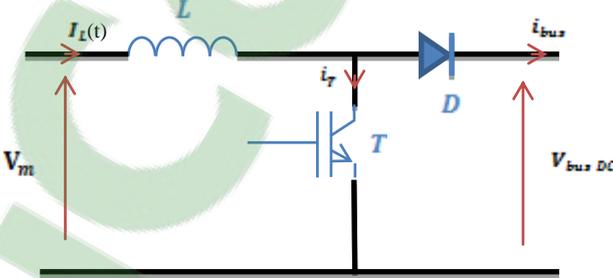


Figure 32: Hacheur survolteur

Mathématiquement on a :

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [V_m - (1 + \alpha)V_{bus}] \tag{2.49}$$

$$\frac{dV_m}{dt} = \frac{1}{C_m} [I_m - I_L] \tag{2.50}$$

$$I_{bus} = (1 - \alpha)I_L \tag{2.51}$$

où α est le rapport cyclique.

6 ° Système de stockage : Batterie au plomb-acide

L'intermittence de la ressource solaire nous oblige, généralement à utiliser de stockage pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande et pour pallier aux variations de puissance. Dans cette étude, on va s'intéresser aux accumulateurs électrochimiques au plomb du fait de son disponibilité et son faible coût. Il présente la meilleure optimisation technico-économique.

a) Principe des accumulateurs au plomb

Elle est composée d'une électrode positive en oxyde de plomb, d'une électrode négative en plomb et d'acide sulfurique comme électrolyte (Pb/H₂SO₄/PbO₂) [8].

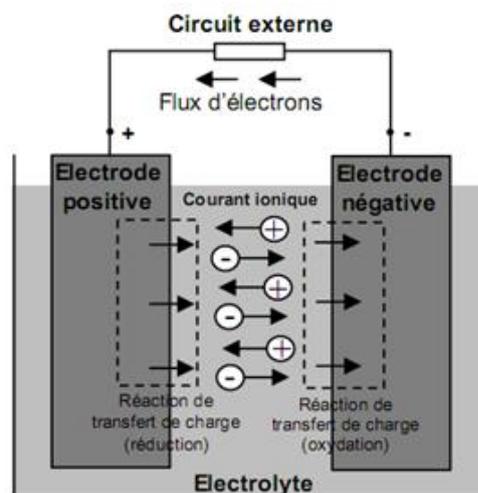
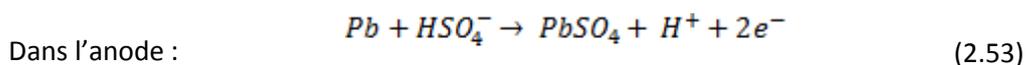
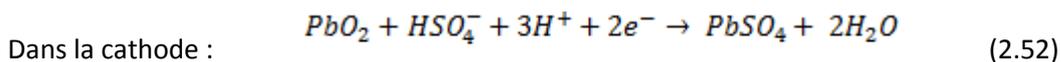


Figure 33 : Principe des accumulateurs au plomb [8]

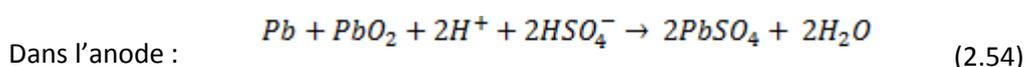
i) Réactions principales

Le fonctionnement normal de l'accumulateur est décrit par les réactions suivantes :

- En décharge, l'électrode positive est la cathode, l'électrode négative est l'anode. Les réactions qui se passent dans ces électrodes sont les suivants:



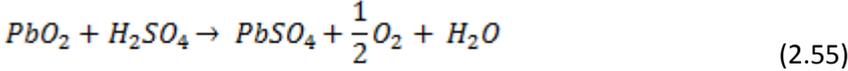
La réaction globale en décharge est :



- En charge l'électrode positive devient l'anode et l'électrode négative la cathode et on observe la réaction inverse.

ii) Réactions parasites

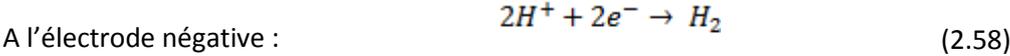
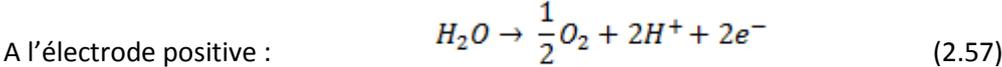
- Autodécharge :
La réaction bilan d'autodécharge de l'électrode positive est



L'autodécharge de l'électrode négative s'effectue selon la réaction suivante :



- Surcharge : Lors d'une surcharge de la batterie, un fait de dégagement gazeux apparaît à cause des réactions aux deux électrodes :



b) Modèle électrique de la batterie

Le modèle utilisé dans cette étude (figure 34) inclut les composants équivalents pour toutes les caractéristiques de fonctionnement principales d'une batterie plomb-acide[11].

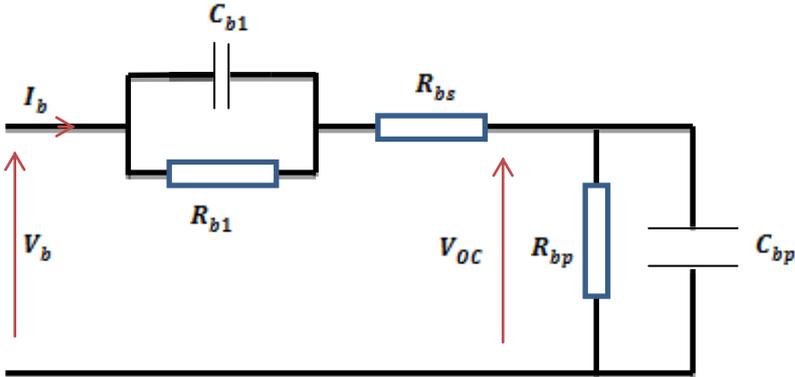


Figure 34 : Modèle équivalent d'une batterie plomb acide.

Ici C_{bp} représente la capacité électrochimique de la batterie. La charge de cette capacité est l'effet de l'écoulement des électrons et est linéaire, autour de 10 - 90 % du niveau maximum de charge.

La valeur des C_{bp} est dérivée de l'expression générale de l'énergie dans un condensateur :

$$E_c = \frac{1}{2} CV_c^2 \quad (2.59)$$

Où C représente la capacité du condensateur et V_c la tension à ses bornes.

Contrairement au condensateur, la tension de la batterie n'est pas nulle à son plus bas état de charge. C'est comme un condensateur possédant un niveau minimum de charge $E_{c,min}$ non nul. La capacité de la batterie chargée est représentée par un niveau maximum de charge $E_{c,max}$. Ceci mène à l'équation suivante pour l'énergie globale pouvant être stockée dans la batterie.

$$E_b = E_{c,max} - E_{c,min} = \frac{1}{2} CV_{max}^2 - \frac{1}{2} CV_{min}^2 = \frac{1}{2} C_{bp}(V_{max}^2 - V_{min}^2) \quad (2.59)$$

E_b est donnée par les constructeurs de la batterie en Ampèreheures (Ah). V_{max} et V_{min} représentent respectivement, la tension aux bornes de la batterie, lorsque la charge est respectivement maximale et minimale.

Finalement, C_{bp} est donnée par la relation suivante :

$$C_{bp} = \frac{2E_b}{V_{max}^2 - V_{min}^2} \quad (2.60)$$

Les deux résistances séries R_{bs} et R_{b1} représentent la résistance interne de la batterie.

- R_{bs} représente la résistance du volume d'électrolyte et des plaques.
- R_{b1} modélise la diffusion d'électrolyte, et avec la petite capacité C_{b1} elle représente la surtension de la batterie ou l'effet de polarisation. R_{b1} et C_{b1} forment un circuit RC parallèle à constante de temps $\tau = R_{b1}C_{b1}$ de ce fait

$$v_b = v_{oc} + R_{b1}(1 - e^{-t/\tau})i_b + R_{bs} i_b \quad (2.61)$$

Une autre caractéristique non négligeable de la batterie est l'autodécharge, représentée par la résistance R_{bp} montée en parallèle à la capacité principal C_{bp} . Elle est provoquée par électrolyse de l'eau en haute tension et par la fuite à travers les bornes de la batterie en basses tensions.

Le modèle de la figure 34 peut être mathématiquement exprimé en domaine fréquentielle représentant l'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide :

$$Z_b(p) = R_{bs} + R_{b1} || C_{b1} + R_{bp} || C_{bp}$$

$$Z_b(p) = R_{bs} + \frac{R_{b1}}{R_{b1} \cdot C_{b1} \cdot p + 1} + \frac{R_{bp}}{R_{bp} \cdot C_{bp} \cdot p + 1} \quad (2.62)$$

Pour l'utilisation dans le modèle mathématique du système, il est nécessaire de transformer (2,62) en un seul terme de la forme suivante :

$$Z_b(p) = \frac{p^2 a_2 + p a_1 + a_0}{p^2 b_2 + p b_1 + b_0} \quad (2.63)$$

Où :

$$\begin{aligned} a_2 &= R_{bs} \cdot R_{b1} \cdot R_{bp} \cdot C_{b1} \cdot C_{bp} \\ a_1 &= R_{bs} \cdot R_{b1} \cdot C_{b1} + R_{bs} \cdot R_{bp} \cdot C_{bp} + R_{b1} \cdot R_{bp} \cdot C_{bp} + R_{bp} \cdot R_{b1} \cdot C_{b1} \\ a_0 &= R_{bs} + R_{b1} + R_{bp} \\ b_2 &= R_{b1} \cdot R_{bp} \cdot C_{b1} \cdot C_{bp} \\ b_1 &= R_{b1} \cdot C_{b1} + R_{bp} \cdot C_{bp} \\ b_0 &= 1 \end{aligned} \quad (2.64)$$

III / Modélisation de l'onduleur de raccordement au réseau

1 ° Présentation du système de raccordement

Dans cette étude, on utilise un onduleur de tension (VSI), commandé à l'aide d'un système dans la référence d-q, pour injecter un courant commandé au réseau. Un système de boucle à verrouillage de phase (PLL) est utilisé pour suivre la fréquence et la phase du réseau. Un filtre passe bas est utilisé à la sortie de l'onduleur, pour enlever les signaux de hautes fréquences (figure 35).

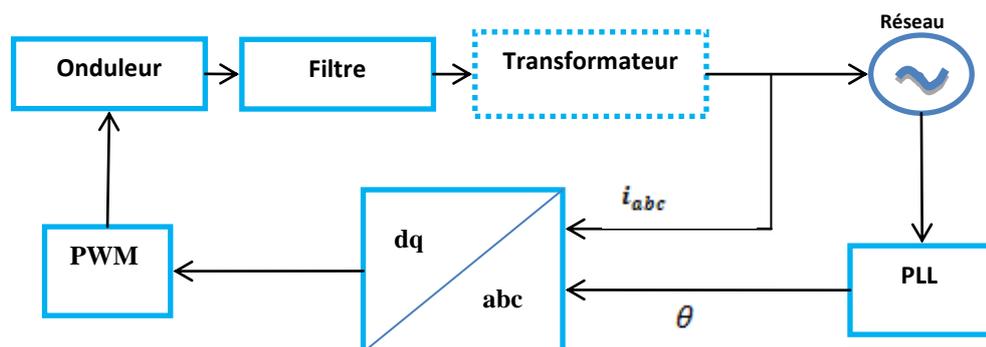


Figure 35: Diagramme block du système

2 ° Construction des onduleurs triphasés

La représentation électrique de l'onduleur de tension (VSI) est donnée dans la Figure 36. L'onduleur se compose de six commutateurs $S_{abc,s}$ et $S_{abc,i}$. La tension AC de l'onduleur est obtenue en commandant la fermeture et l'ouverture alternées des commutateurs.

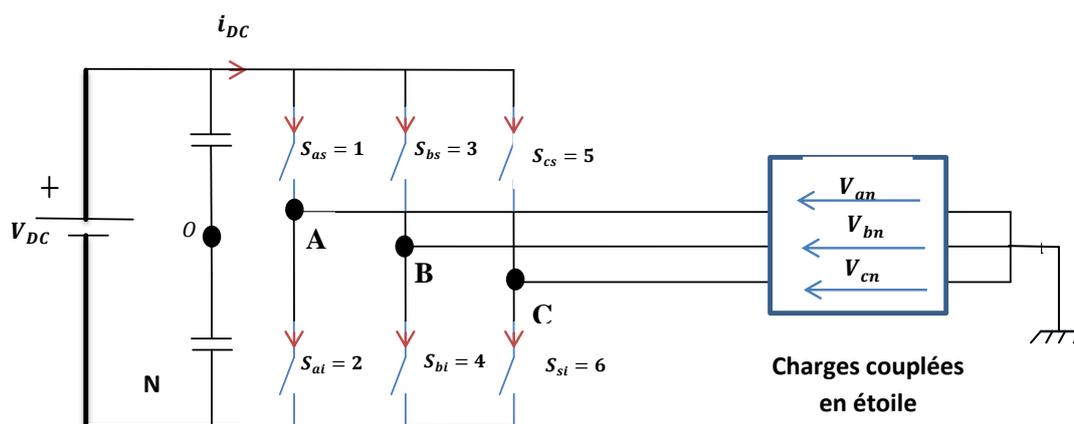


Figure 36: onduleur de tension

Il est préférable d'utiliser des transistors IGBT comme commutateurs (figure 37). Ils sont bien appropriés aux applications qui exigent une fréquence de commutation élevée sous une puissance moyenne.

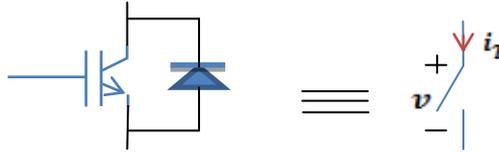


Figure 37 : interrupteur électronique à transistor IGBT

3 ° Modélisation de l'onduleur,

a) Partie puissance

Dans cette étude, la modélisation du convertisseur est réalisée avec les hypothèses suivantes : Les interrupteurs sont idéaux, les commutations se réalisent instantanément, les deux interrupteurs situés sur le même bras sont en état de conduction complémentaire.

Les tensions V_A , V_B ou V_C prennent la valeur $V_{DC}/2$ quand l'interrupteur supérieur d'un bras (ex. S_{as}) est en conduction et respectivement $-V_{DC}/2$ quand l'interrupteur inférieur du même bras (S_{ai}) est en conduction.

Les tensions à la sortie de l'onduleur peuvent être exprimées par des vecteurs d'espace. L'expression vectorielle est donnée par :

$$\bar{V}_s^* = \frac{2}{3} (v_a + \bar{a}v_b + \bar{a}^2v_c) \quad (2.65)$$

Où $\bar{a} = \exp(j2\pi/3)$

Le vecteur d'espace est une représentation simultanée de toutes les tensions triphasées. C'est une variable complexe et fonction de temps.

Les tensions phase-neutre ($V_{in}=V_i$ où $i=a, b$ et c), d'une charge couplée en toile peuvent être trouvées en définissant une différence de tension entre le point n de la charge et la partie négative N du bus continu.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a + V_{nN} \\ V_b + V_{nN} \\ V_c + V_{nN} \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

Au début de la connexion de la charge, si les tensions aux bornes de la charge sont nulles, on peut avoir la relation suivante déduit de l'équation 2.66, tel que :

$$V_{nN} = \frac{1}{3} (V_A + V_B + V_C) \quad (2.67)$$

En faisant la substitution de l'équation 2.67 dans 2.66, on a :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \tag{2.68}$$

Les tensions dans chaque phase sont récapitulées dans le tableau 4 et leurs vecteurs d'espace correspondants sont énumérés dans le tableau 5.

Etat	Interrupteurs en conduction	V_A	V_B	V_C
1	1,4,6	$(2/3)V_{DC}$	$-(1/3)V_{DC}$	$-(1/3)V_{DC}$
2	1,3,6	$(1/3)V_{DC}$	$(1/3)V_{DC}$	$-(2/3)V_{DC}$
3	2,3,6	$-(1/3)V_{DC}$	$(2/3)V_{DC}$	$-(1/3)V_{DC}$
4	2,3,5	$-(2/3)V_{DC}$	$(1/3)V_{DC}$	$(1/3)V_{DC}$
5	2,4,5	$-(1/3)V_{DC}$	$-(1/3)V_{DC}$	$(2/3)V_{DC}$
6	1,4,5	$(1/3)V_{DC}$	$-(2/3)V_{DC}$	$(1/3)V_{DC}$
7 & 8	1,3,5 2,4,6	0	0	0

Tableau 4 : Valeurs des tensions en fonction des états des interrupteurs

Etat	Représentation vectorielle des tensions
1	$(2/3)V_{DC}$
2	$(2/3)V_{DC} \exp(j\pi/3)$
3	$(2/3)V_{DC} \exp(j2\pi/3)$
4	$(2/3)V_{DC} \exp(j\pi)$
5	$(2/3)V_{DC} \exp(j4\pi/3)$
6	$(2/3)V_{DC} \exp(j5\pi/3)$
7 et 8	0

Tableau 5 : Représentation vectorielle des tensions

Les positions des vecteurs d'espace des tensions sont montrées dans la figure suivante :

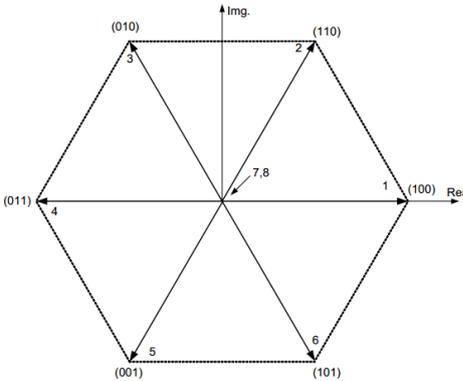


Figure 38 : Vecteurs d'état de la tension de phase.

Les nombres binaires, de la figure, montrent l'état des interrupteurs de l'onduleur. Le nombre 1 signifie que l'interrupteur supérieur (S_{xs}), du bras x est en conduction, 0 la conduction de l'interrupteur inférieur (S_{xi}). L'ordre est que la MSB correspond au bras A, la LSB pour le bras C et celle du milieu pour B.

La forme d'onde des tensions est présentée sur la figure 39.

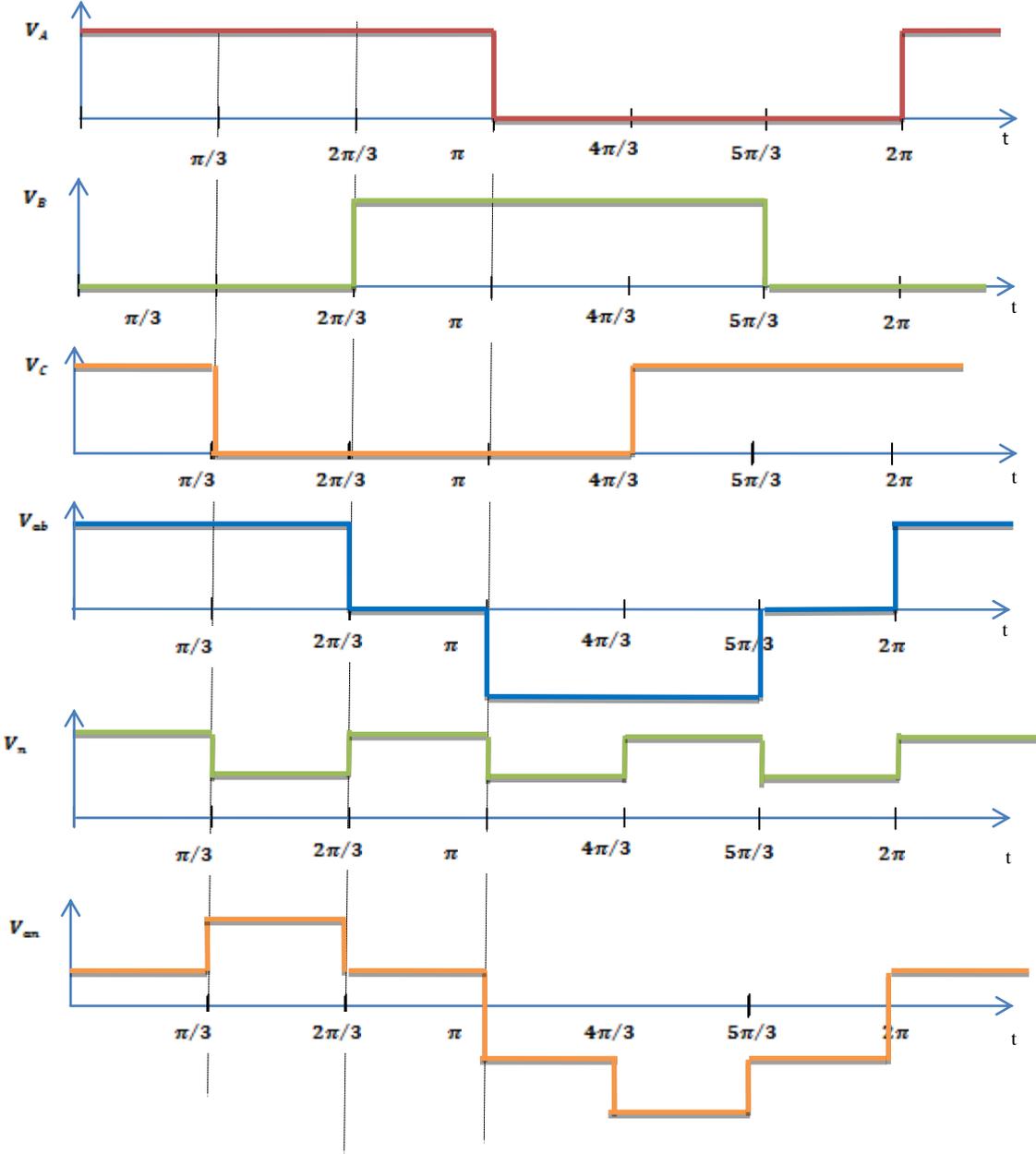


Figure 39 : Forme d'onde des tensions dans chaque bras de l'onduleur de tension

b) Partie commande

Dans cette étude, la commande basée sur la régulation du courant-tension, en coordonnées dq associée à un synchroniseur PLL, a été choisie, à cause de sa réponse rapide en régime transitoire et une performance élevée en régime stationnaire. La représentation de la commande est montrée sur la figure 40.

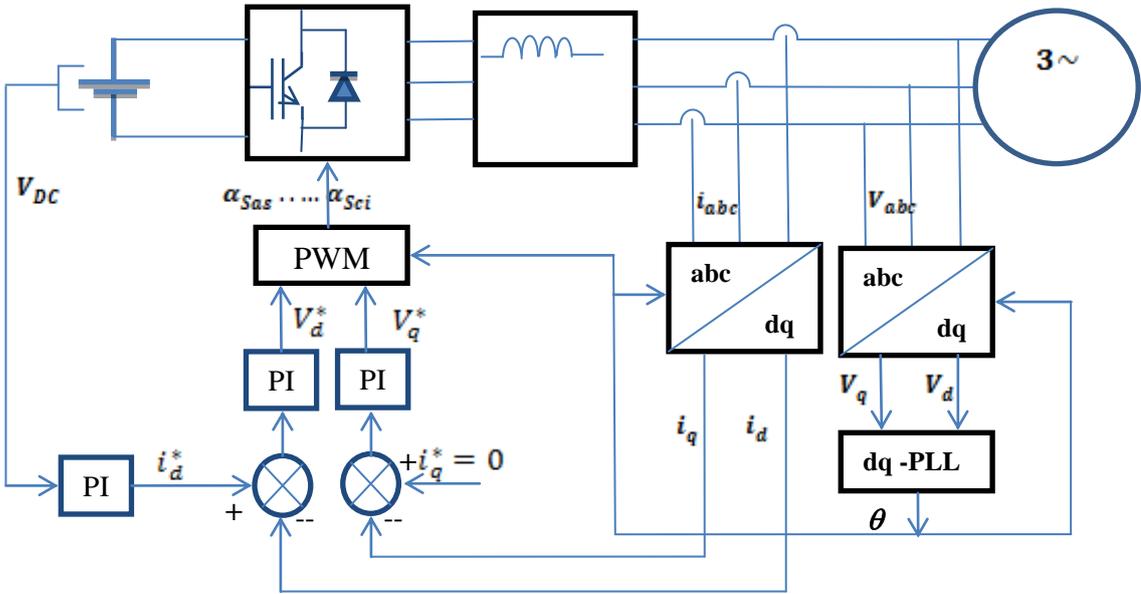


Figure 40: Stratégie de commande en coordonnées dq

- **Transformation abc/dq**

La transformation dq est utilisée pour transformer un système triphasé (tensions ou courants), d'un repère (abc) à un repère tournant à trois composants constants. Le rapport qui régit la transformation abc en dq est :

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = T * \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \tag{2.69}$$

Où

$$T = \sqrt{\frac{2}{3}} * \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 2\pi/3) & \cos(\omega t + 2\pi/3) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - 2\pi/3) & -\sin(\omega t + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix}$$

Lorsque X représente des tensions ou des courants triphasés à être le transformé. T est la matrice de transformation et ω est la vitesse de rotation du repère. L'angle entre l'axe direct (axe - d) et l'axe de phase (axe-a) est θ ,

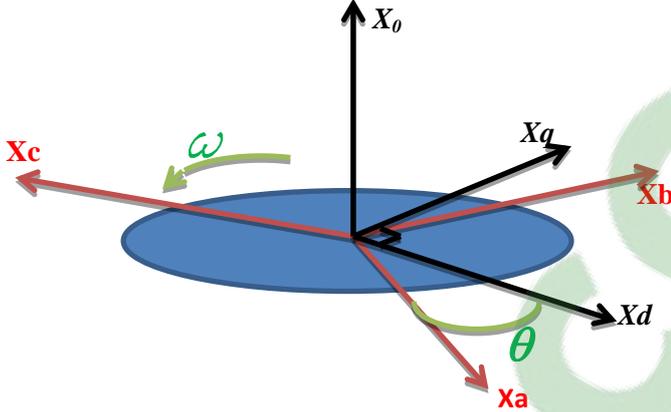


Figure 41 : Relation entre les référentiels

La transformation inverse est donnée par l'équation :

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = T^{-1} * \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} \tag{2.70}$$

Où

$$T = \sqrt{\frac{2}{3}} * \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\omega t - 2\pi/3) & -\sin(\omega t - 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \\ \cos(\omega t + 2\pi/3) & -\sin(\omega t + 2\pi/3) & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix}$$

4 ° Filtre de sortie L

La tension de sortie de l'onduleur est synchronisée avec la tension du réseau. Un filtre inductif est relié en série avec l'onduleur. La fonction de ce filtre est de limiter la dynamique du courant, de façon à le rendre plus facile à contrôler.

a) Emplacement et effet du filtre

Les équations différentielles permettant de modéliser les tensions et les courants à la sortie du système onduleur-filtre sont :

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} - R_f \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{2.71}$$

$$i_a - i_b - i_c = 0 \tag{2.72}$$

Où

V_{An} , V_{Bn} et V_{Cn} sont les tensions triphasées à la sortie du filtre

i_a , i_b et i_c sont les courants triphasés à la sortie de l'onduleur.

L_f et R_f sont respectivement l'inductance et la résistance du filtre.

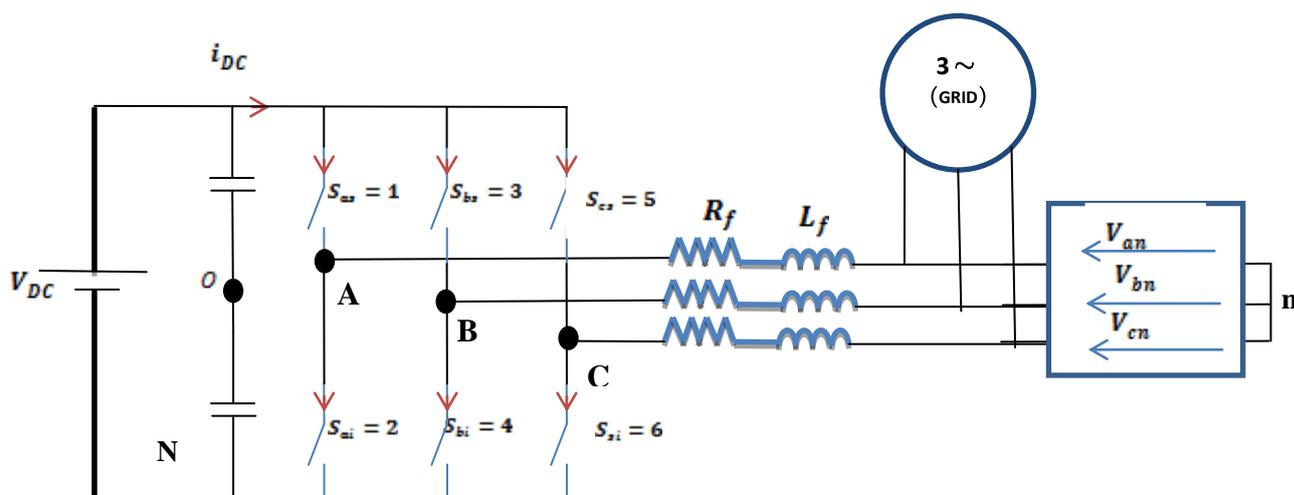


Figure 42 : Onduleur et filtre connectés aux réseaux

b) Estimation de L_f et R_f

La valeur de l'inductance doit être comprise entre un maximum L_{fmax} et un minimum L_{fmin} .

$$L_{fmin} = \frac{\Delta V}{\omega \cdot I_{fmax}} \quad (2.73)$$

$$L_{fmax} = \frac{(V_r + 0,5V_{DC})}{4 \cdot f_m \cdot A} \quad (2.74)$$

$$\frac{\Delta V}{\omega \cdot I_{fmax}} \leq L_f \leq \frac{(V_r + 0,5V_{DC})}{4 \cdot f_m \cdot A} \quad (2.75)$$

Où ΔV : différence de potentielle entre la tension du réseau et de l'onduleur

I_{fmax} : courant maximal que l'onduleur peut fournir

f_m : fréquence de la porteuse d'une commande MLI

A : Amplitude de signal

La valeur de R_f est donnée par [16] :

$$R_f = \frac{\Delta V}{10 \cdot I_{fmax}} \quad (2.76)$$

Chapitre 4: Applications et résultats

I / Simulation du système éoliens sous Matlab / Simulink

Dans le but d'approuver cette étude, une simulation du processus est indispensable. L'ensemble du système a été simulé avec le logiciel Matlab-Simulink. Avec Matlab-Simulink, on convertit les équations qui forment le modèle du processus en schémas bloc.

Pour la suite de cette étude, on va considérer un aérogénérateur ayant une puissance de 1.5 MW. Les paramètres du système sont donnés en annexe 1.

1 ° Simulation du Coefficient de puissance CP

a) Schéma de simulation

Pour le coefficient de puissance, le modèle de simulation est illustré sur la figure 43. La valeur de C_p est calculée en utilisant pour chaque bloc, la formule (2.10). Pour des variations linéaire du rapport de vitesse λ (0 à 20), on applique différents angles de calage des pales (2° , 5° , 10° , 15° , 20° , 25° , 30° et 35°).

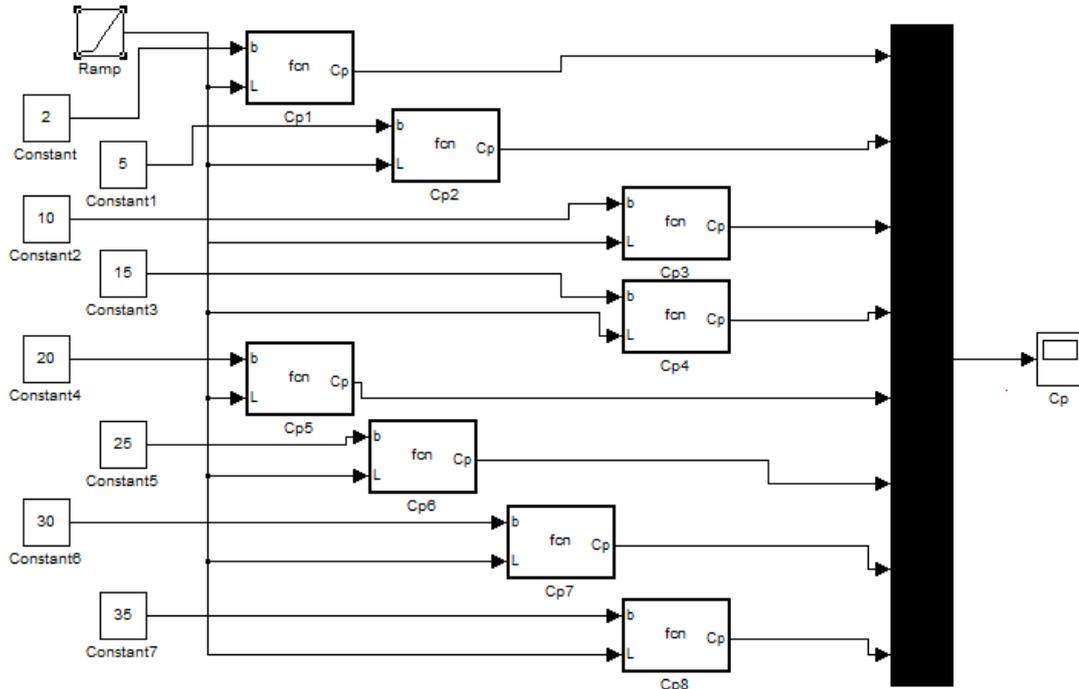


Figure 43 : Schéma de simulation du coefficient de puissance.

b) Résultats et Interprétations

Le résultat des simulations est présenté sur la figure 44. On peut voir que, la puissance captée par l'éolienne est maximale si la valeur de λ est maintenue constante pour un angle β constant, la courbe présente un optimum. L'optimisation de la puissance captée est obtenue par une combinaison précise de la valeur de β et de λ .

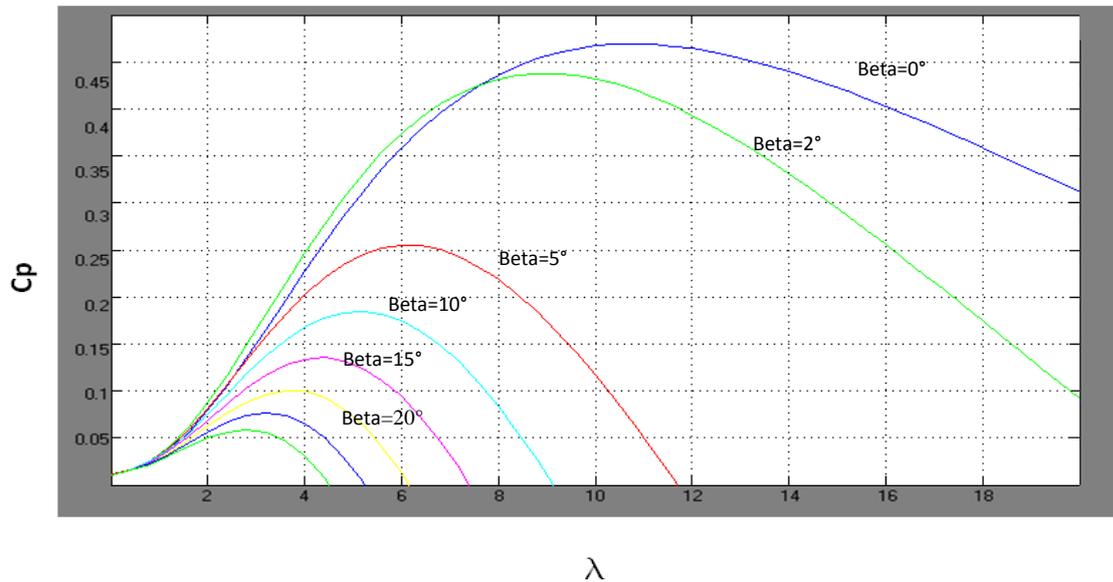


Figure 44 : Coefficient de puissance $C_p = f(\lambda, \beta)$

2° Simulation du modèle de la Turbine

Pour la simulation du système éolienne, on effectue des simulations progressives de chaque composant de la figure 10. Les caractéristiques du système complet sont données dans l'annexe 1.

a) Schémas de simulation

i) Modèle du vent

Avant de simuler le fonctionnement du système en entier, on va tout d'abord modéliser l'allure du vent qui va y être appliqué (la vitesse moyenne du vent choisit est de 12 m/s). Le modèle de simulation du vent est illustré sur la figure 45. La fonction de transfert pour la reconstitution du spectre de la turbine est tirée de [4].

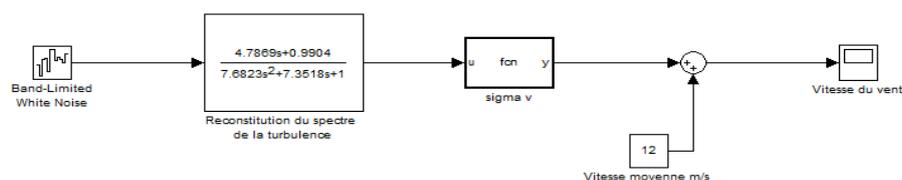


Figure 45: Schéma de simulation de la vitesse de vent en un point.

ii) Contrôle de la rotation des pales

Le schéma bloc correspondant à la modélisation du contrôle de la rotation des pales est représenté sur la figure 46. Il est à noter que l'angle de rotation des pales est limité entre 0° et 90°.

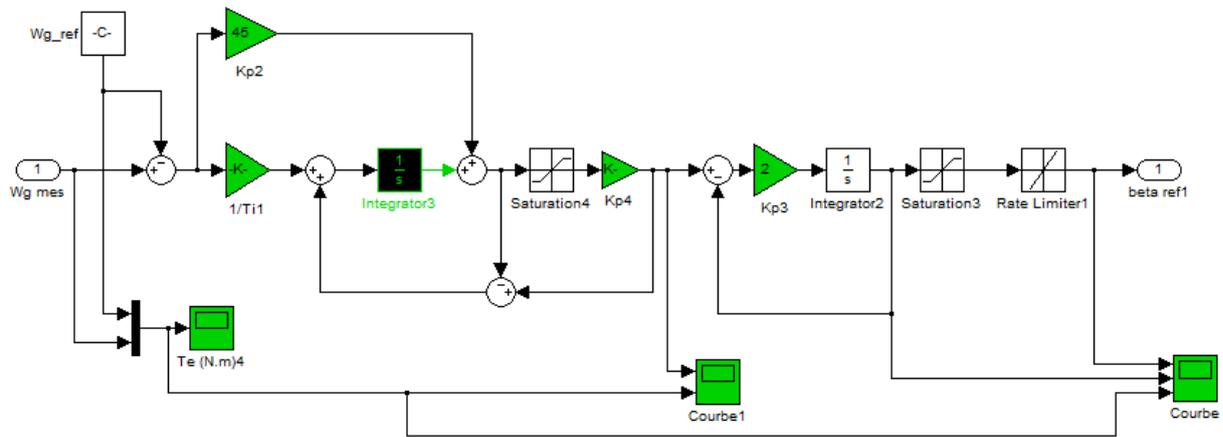


Figure 46 : Modèle simulink du contrôle de la rotation des pales

iii) Turbine éolienne

La turbine est utilisée ici pour convertir la vitesse du vent en énergie mécanique utile. C'est le premier organe qui constitue le système éolien. Son schéma bloc est représenté sur la figure 47.

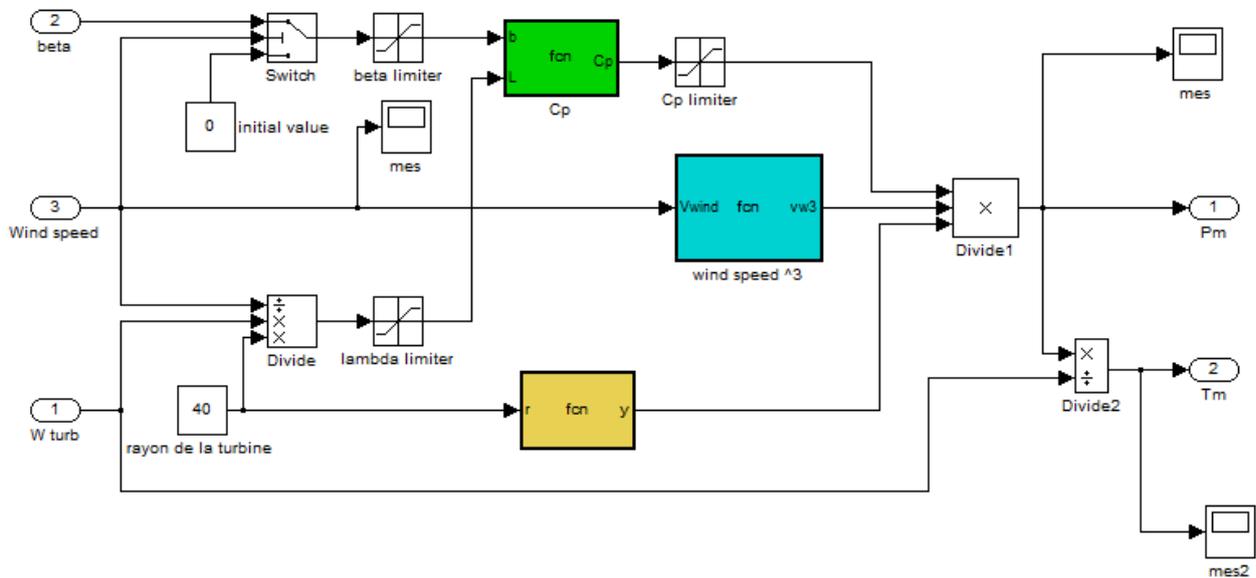


Figure 47 : Modèle simulink de la turbine éolienne

iv) Multiplicateur

Le modèle simplifié de transmission à « deux masses » (équation 2-13 et 2-14) est utilisé pour transmettre et l'énergie mécanique à la génératrice. Ce modèle est décrit par le schéma bloc de la figure 48.

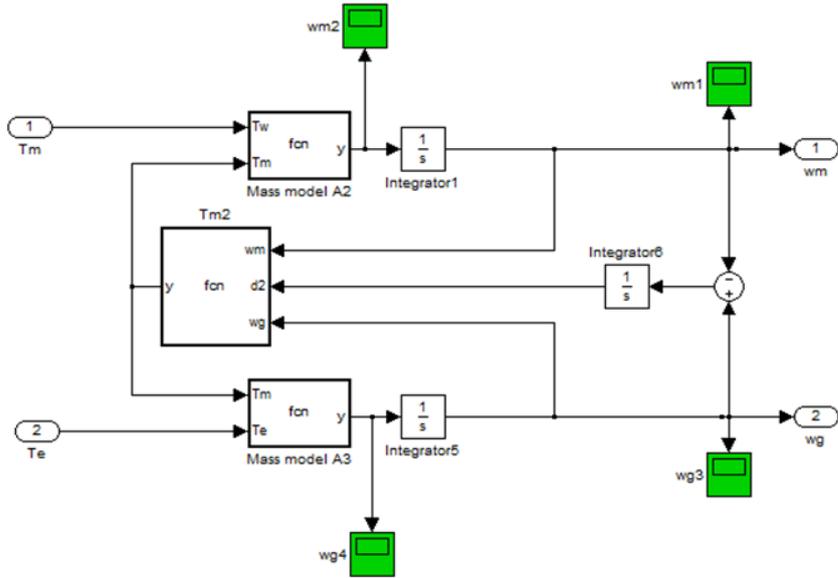


Figure 48 : Modèle simulink du multiplicateur

v) Système éolienne

La représentation du modèle complet de simulation du système éolien est illustrée sur la figure 49.

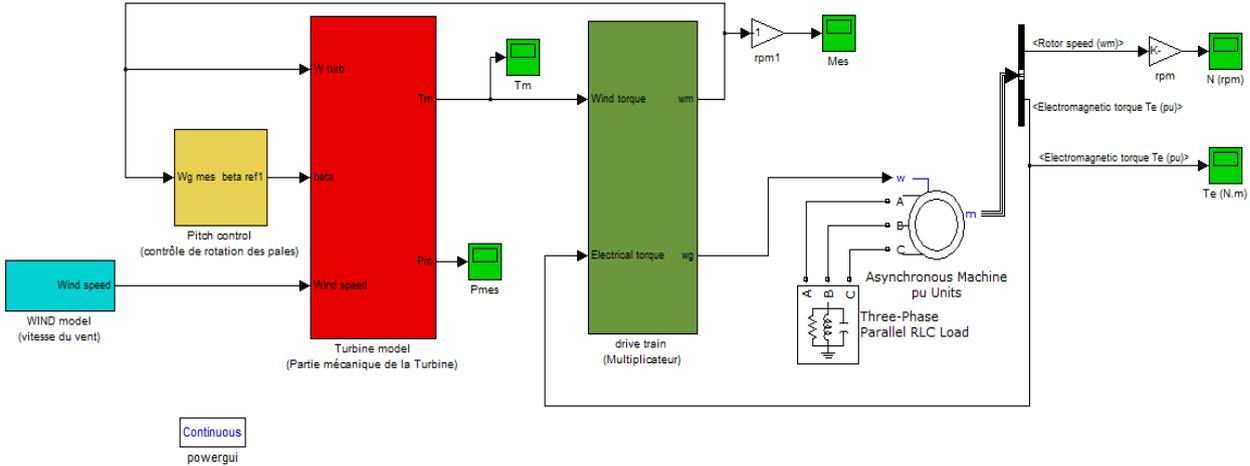


Figure 49 : modèle complet du système éolien

b) Résultats et discussions

Les résultats de simulation obtenus sous Matlab/Simulink sont présentés dans les figures ci-dessous. Ces résultats sont respectivement la vitesse du vent à appliquer au système (figure 50), la référence de l'angle de calage (figure 51), la rampe de l'angle de calage (figure 52), le coefficient de puissance (figure 53), la puissance mécanique obtenue (figure 54), le couple mécanique correspondant (figure 55), la vitesse de rotation de la turbine (figure 56), et la puissance électrique obtenue (figure 57).

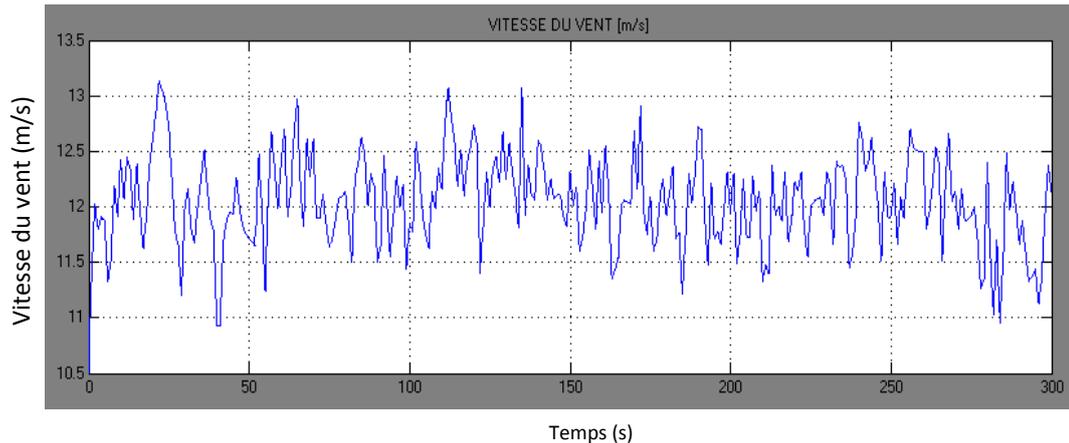


Figure 50 : Allure de la vitesse du vent en un point

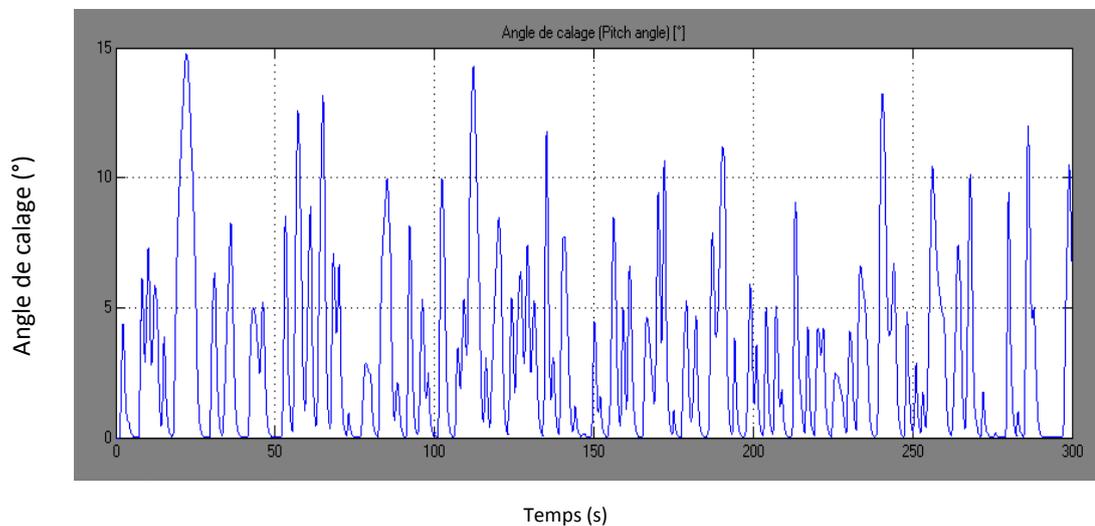


Figure 51 : Référence pour l'angle de calage des pales de la turbine.

Ces résultats obtenus par simulation, montrent que l'angle de calage des pales présente la même variation que celle de la vitesse du vent. Cela signifie que lorsque la vitesse du vent connaît une augmentation, le système de régulation donne l'ordre d'accroître l'angle de calage pour limiter la vitesse de rotation des pales afin de la maintenir constante.

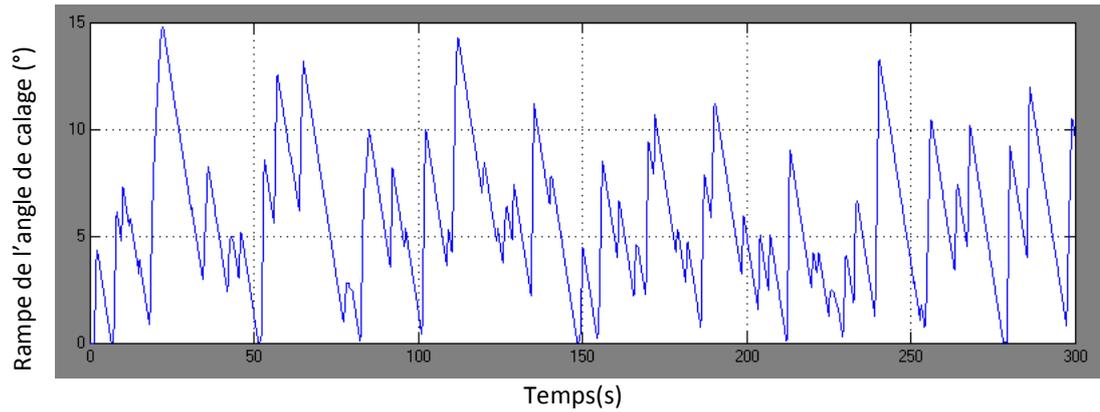


Figure 52: Rampe de l'angle de calage des pales de la turbine

Sur la figure 52, on peut voir que la rampe de l'angle de calage des pales, n'arrive pas à suivre instantanément, la référence (consigne) donnée par le système (figure 51). Ce retard est dû à la limitation des efforts subis par les pales, la variation de l'angle de calage doit être limitée à environ $10^\circ/\text{s}$ lors d'un fonctionnement normal et à $20^\circ/\text{s}$ pour des cas d'urgence.

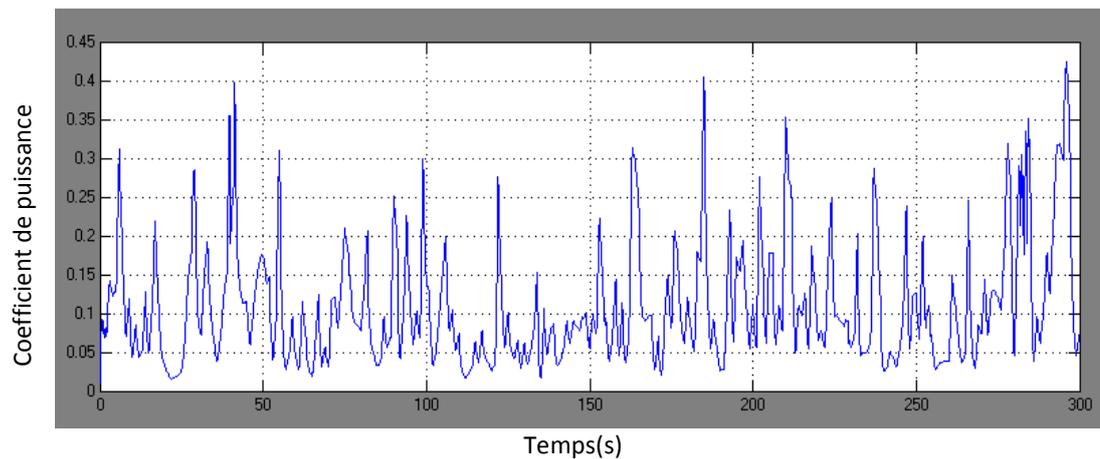


Figure 53 : Coefficient de puissance du système

Sur la figure 53, on peut voir que le coefficient de puissance connaît une variation contraire à celui de l'angle de calage. Il présente la même variation que la vitesse du vent.

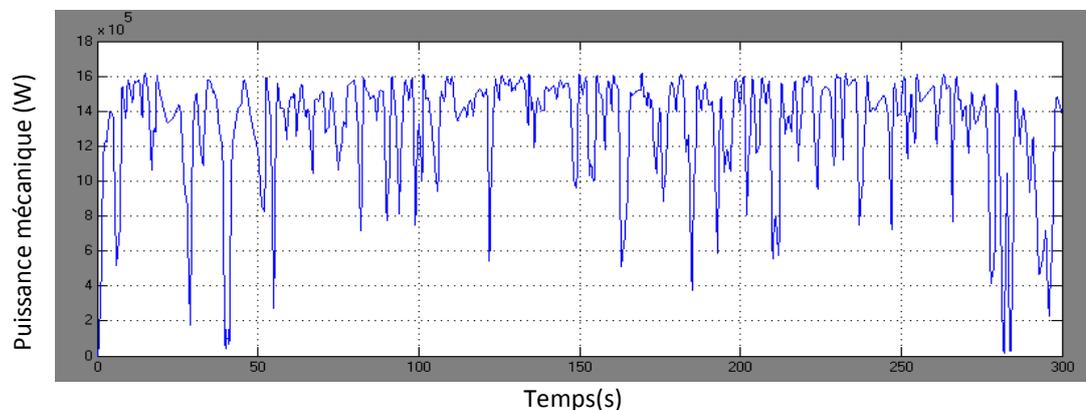


Figure 54 : Puissance mécanique issue de la turbine

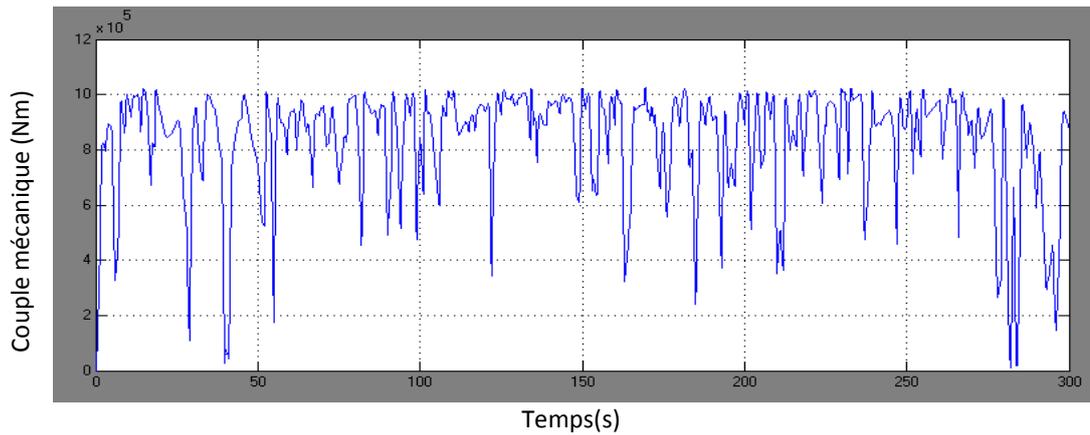


Figure 55 : Couple mécanique délivré par la turbine

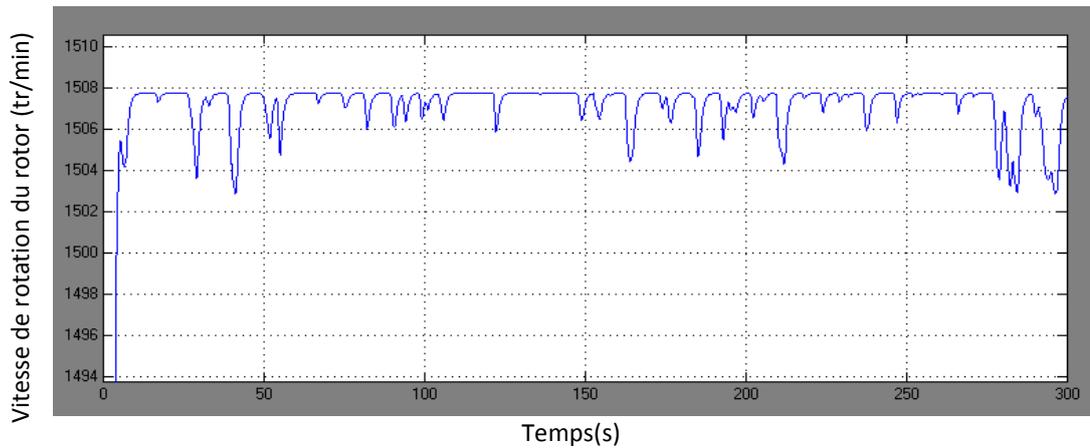


Figure 56: vitesse de rotation de la turbine.

On constate que la puissance et le couple mécanique fluctuent selon la dynamique du vent. On remarque aussi que la vitesse de rotation de la génératrice est pratiquement constante et égale à environ 1508 tr/mn.

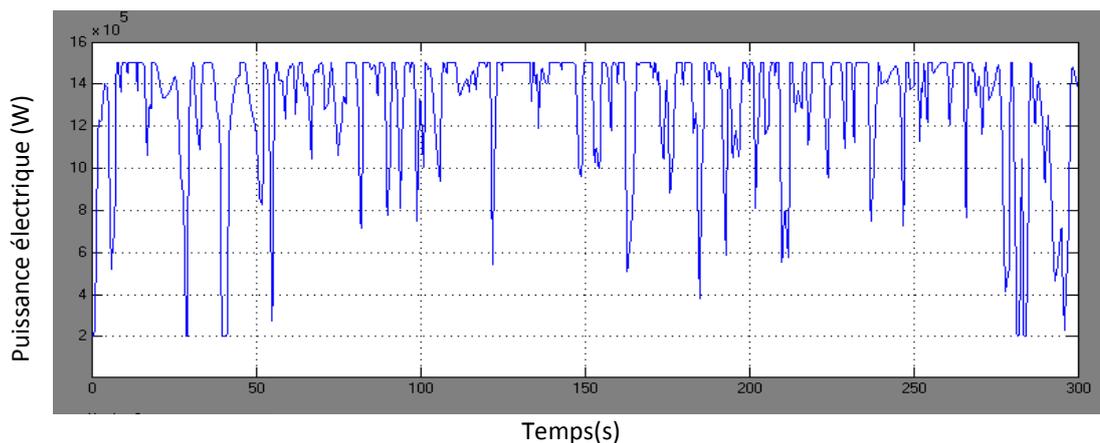


Figure 57 : puissance électrique délivrée par le système

La Figure 57 montre que la puissance électrique délivrée par la génératrice est bien limitée à sa valeur de référence (1,5 MW). On remarque aussi une légère différence, entre la puissance mécanique et la puissance électrique, ce qui correspond aux pertes dû aux frottements des organes de transmission mécanique

II /Simulation du système photovoltaïque

Cette simulation présente une analyse du champ photovoltaïque avec un convertisseur DC/DC boost et une charge résistive.

1 ° Simulation du module et du champ photovoltaïque.

Dans cette étude, on a choisi le module photovoltaïque BP MSX 120 pour la simulation. Il est formé par (72) cellules solaires du silicium multi cristallines, et fournit une puissance maximum nominale de 120W. Les caractéristiques de ce panneau photovoltaïque sont données dans le tableau 6.

Pour réaliser le champ photovoltaïque de 12 kW, des modules BP MSX 120 sont reliés en série et en parallèle (10 modules en série et 10 modules en parallèle) pour avoir une puissance maximum de 12 kW sous une tension de 337 V.

Caractéristiques physiques	BP MSX-120
Nombre de cellules en série (N_s)	$N_s = 72$
Nombre de cellules en parallèle (N_p)	$N_p = 1$
Caractéristiques électriques (STC)	($G_a = 1000\text{w/m}^2$. $T_a = 25^\circ$)
Puissance maximale (P_{max})	120 W
Tension au point maximale (V_{mp})	33.7 V
Courant au point maximal (I_{mp})	3.56 A
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	42.1 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	3.87 A
R_s	0.473 Ω
constante de température pour le courant (K_i)	(0.065±0.015) mA/°C
constante de température pour la tension (K_v)	-(80±10) mV/°C

Tableau 6 : Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour la simulation

Le modèle Simulink du module photovoltaïque est donné sur la figure 58 selon le modèle mathématique de l'équation (2.37). Il est complété par le modèle simulink de la figure 59 qui donne le courant I_m . La figure 60 représente le modèle simulink qui donne le courant I_{pv} selon l'équation (2.38). La figure 61 illustre le modèle simulink de l'équation (2.39) pour donner I_o .

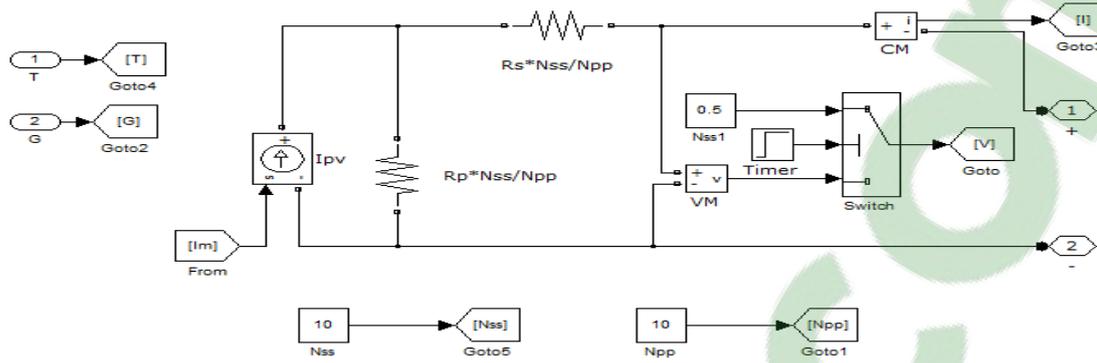


Figure 58: modèle Simulink d'un module photovoltaïque dans le STC

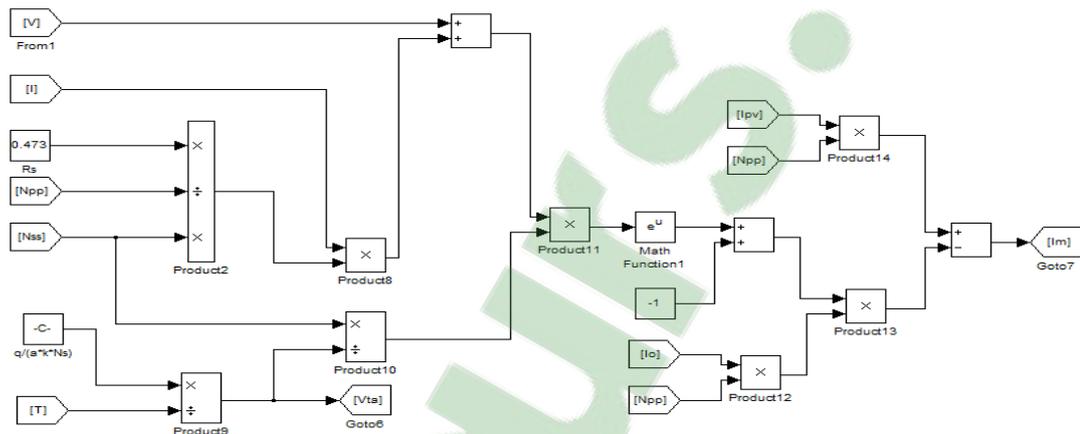


Figure 59 : calcul de I_m produit par les $N_{ss} \times N_{pp}$ modules

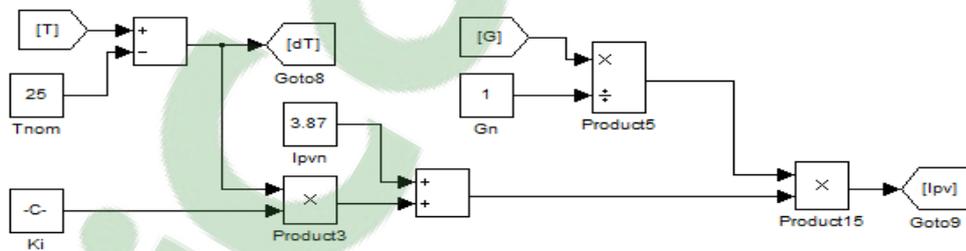


Figure 60 : calcul de I_{pv} produit par un module

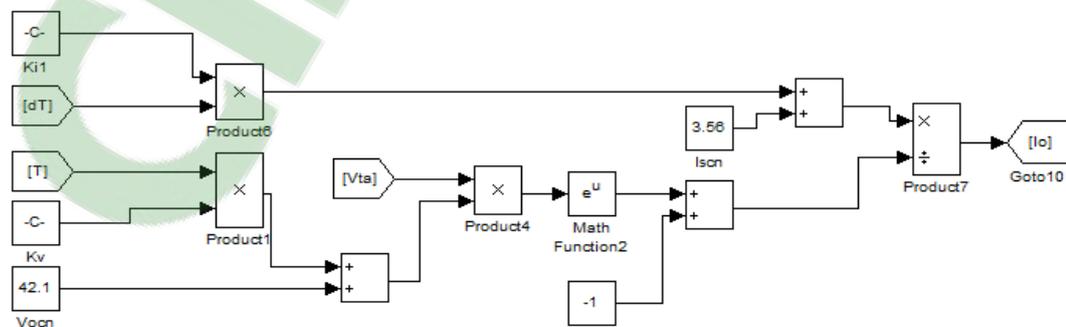


Figure 61 : calcul de I_o produit par un module

2° Simulation du convertisseur DC/DC élévateur et de la commande MPPT

Le modèle de simulation du hacheur survolteur est donné sur la figure 62. Les bornes d'entrée du hacheur sont destinées à recevoir la tension de sortie du générateur photovoltaïque.

La commande MPPT est présentée sur la figure 63, à son entrée se trouve le courant et la tension de sortie du générateur PV, à la sortie on trouve le signal PWM qui commande le convertisseur DC/DC .

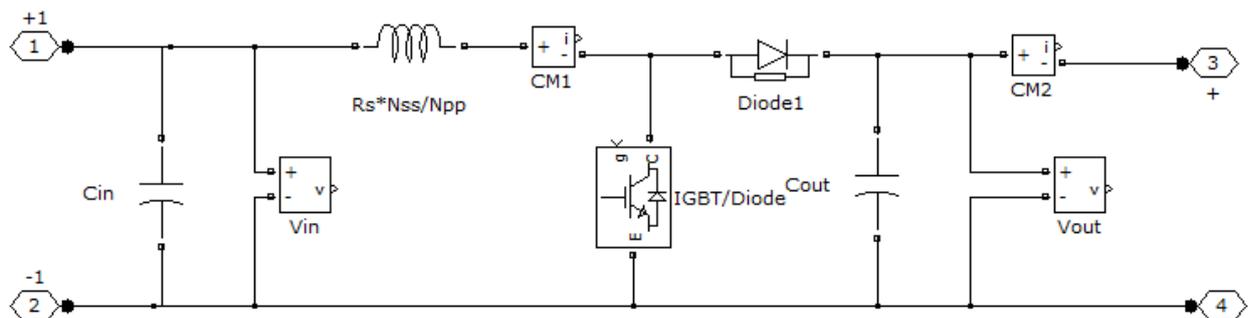


Figure 62: convertisseur DC/DC élévateur

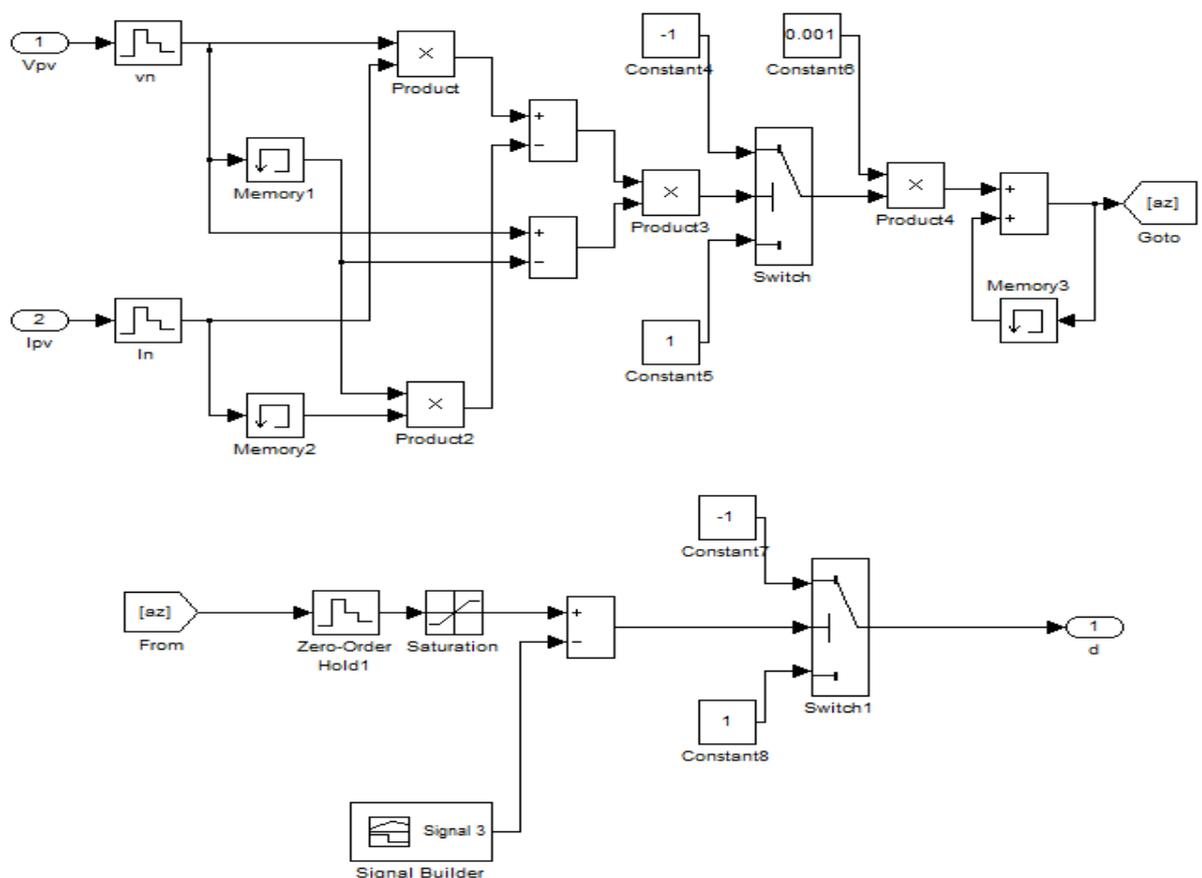


Figure 63: Commande MPPT par incrémentation de la conductance

3 ° Simulation de l'ensoleillement et du système PV

La figure 64 illustre la simulation sous Simulink du modèle de l'ensoleillement. La simulation sous Simulink du modèle du générateur photovoltaïque, du hacheur élévateur et de la commande MPPT est présentée sur la figure 65. Pour la simulation, on applique une charge résistive au système.

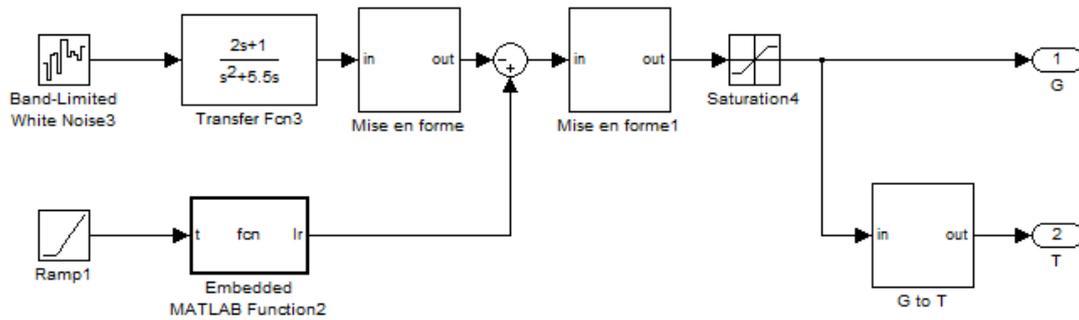


Figure 64: modèle Simulink de l'ensoleillement

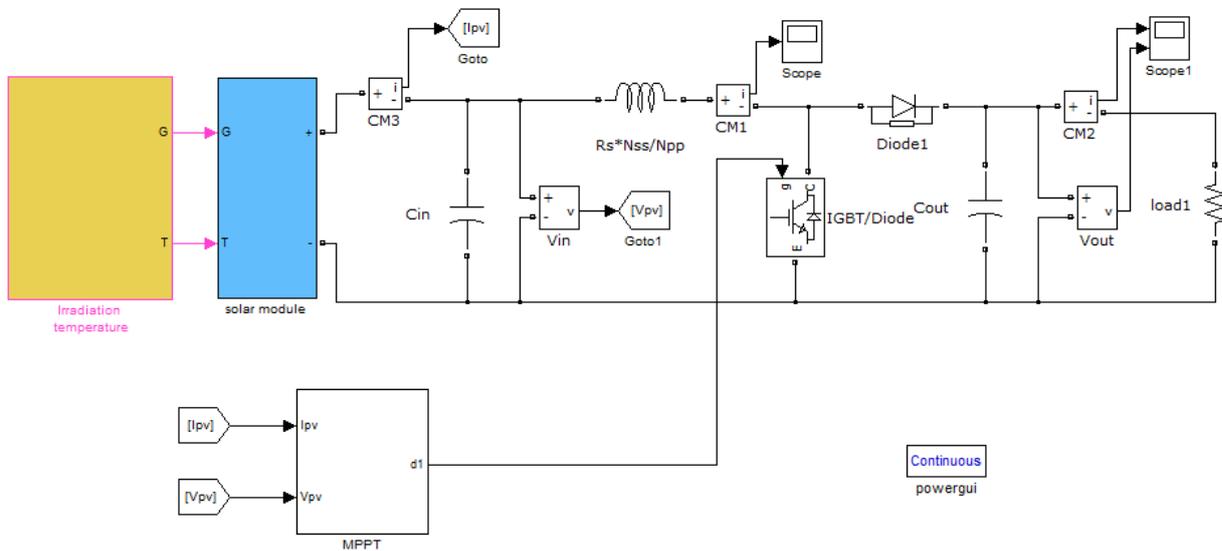


Figure 65 : modèle Simulink du système PV

4 ° Résultats des simulations

a) Caractéristiques du module photovoltaïque.

Les Figures 66, 67 et 68 illustrent les comportements et caractéristiques du module photovoltaïque BP MSX 120 pour différents ensoleillement. Les caractéristiques du même module, en fonction de la température sont montrées sur les figures 69, 70 et 71.

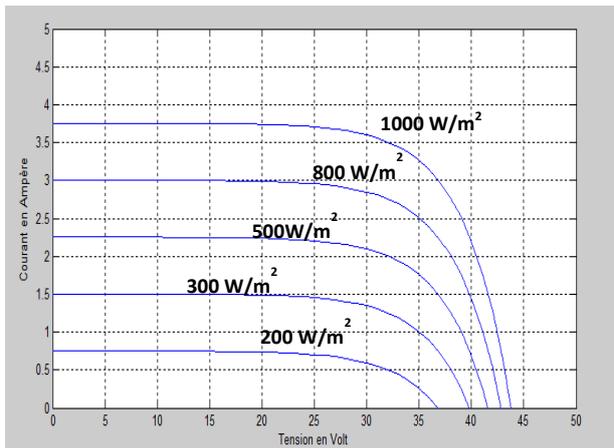


Figure 66 : Caractéristique I-V du module en fonction de l'ensoleillement

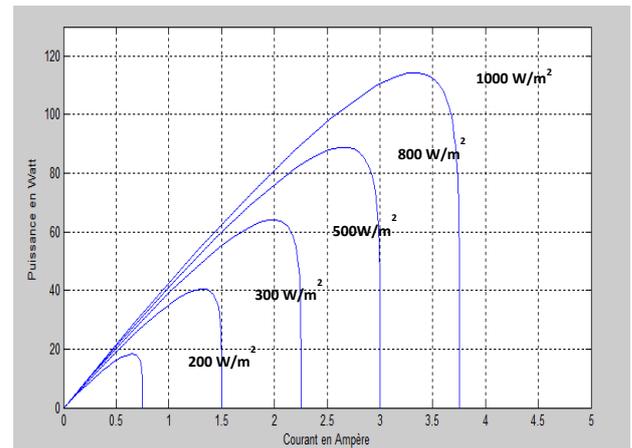


Figure 67 : Caractéristique P-I du module en fonction de l'ensoleillement

Sur la figure 66, on constate que lorsque l'éclairement diminue, une grande diminution du courant de court-circuit et une faible réduction de la tension du circuit ouvert se présente.

On constate aussi sur la Figure 67 que l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance et le courant d'un générateur photovoltaïque.

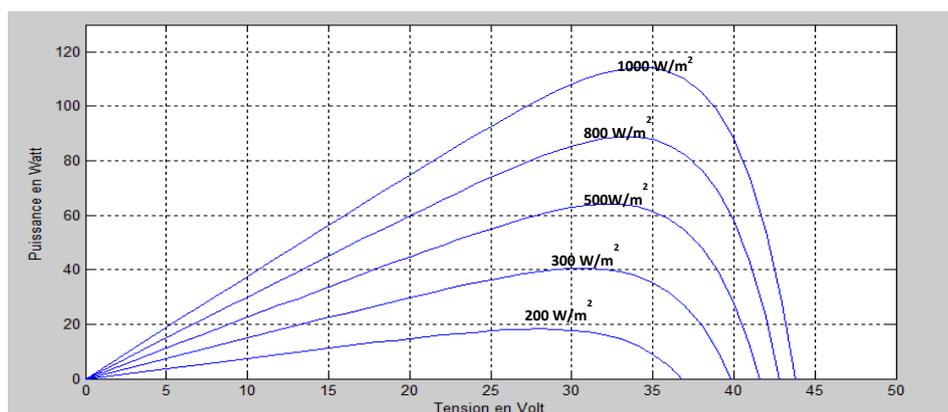


Figure 68 : Caractéristique P-V du module en fonction de l'ensoleillement

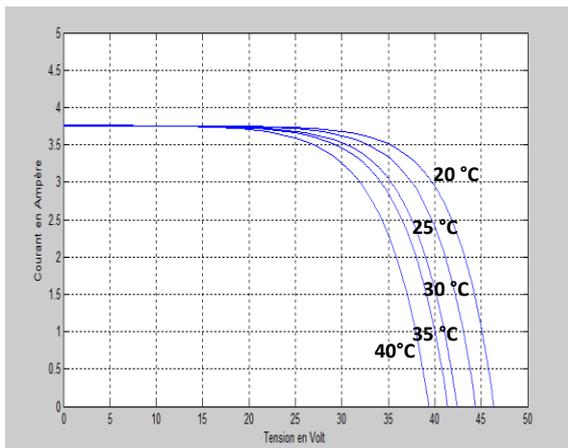


Figure 69: Caractéristique I-V du module PV en fonction de la température

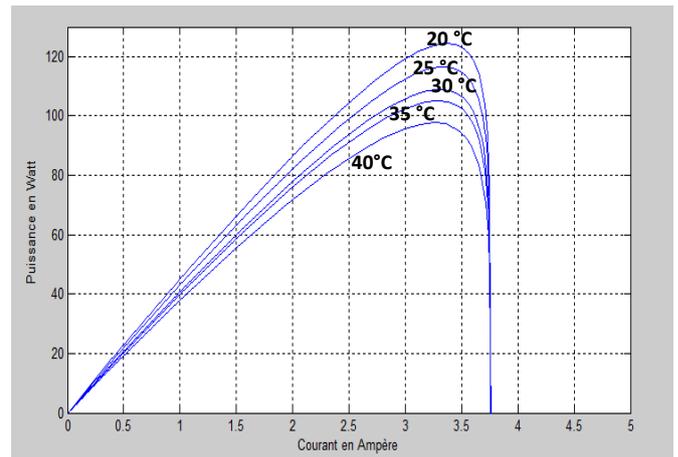


Figure 70 : Caractéristique P-I du module PV en fonction de la température

On constate d'après les figures 69 et 70 que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque, contrairement au courant de court-circuit qui reste constant.

Sur la figure 71, on remarque que l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique P-V fait diminuer la puissance et la tension du circuit ouvert du générateur photovoltaïque

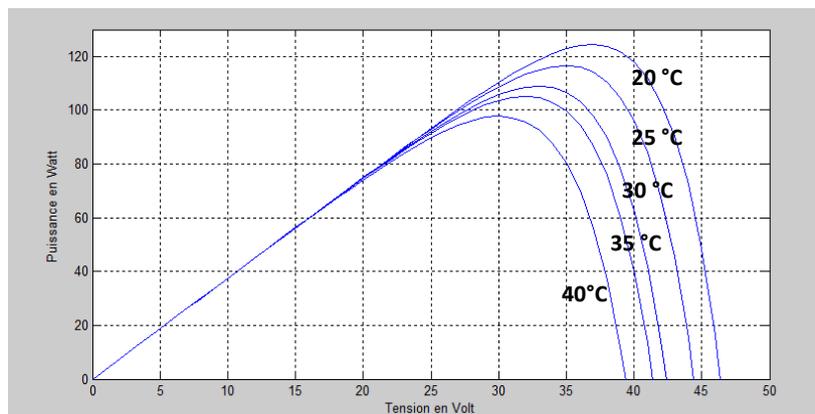


Figure 71 : Caractéristique P-V du module PV en fonction de la température

Ces résultats montrent que la caractéristique (I-V), (P-I) et (P-V) dépendent tous de l'ensoleillement. Le courant et la tension délivrés par le générateur PV croissent avec l'ensoleillement, de même par la puissance produite par le générateur PV.

Ces résultats montrent aussi que les caractéristiques sont influencées par la température; l'augmentation de la température fait diminuer la tension de même pour la puissance produite par le générateur PV.

b) Comportement du champ photovoltaïque.

Pour cette étude, 10 modules de 120 W sont connectés en série par 10 modules en parallèle. L'ensemble délivre une puissance de 1200 W sous une tension de 337 V. L'allure d'un ensoleillement idéal pendant une journée est illustré sur la figure 72. La figure 73 présente l'évolution de l'ensoleillement quelconque, journalier à appliquer au système.

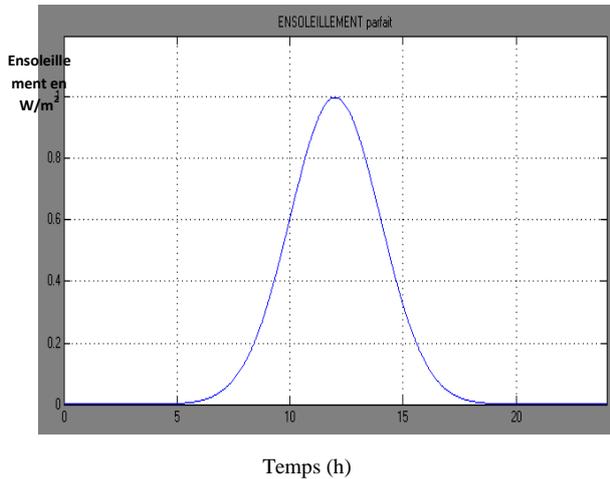


Figure 72 : Evolution de l'ensoleillement idéal journalier en W/m^2

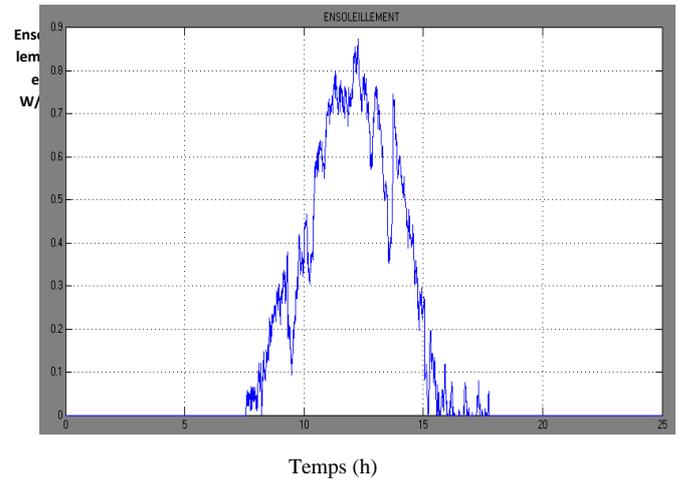


Figure 73 : Evolution de l'ensoleillement journalier à appliquer en W/m^2

Après l'application du modèle de l'ensoleillement de la figure 73 au système PV, on arrive à voir le comportement de ce dernier. La figure 74 montre l'évolution du courant débité par le système. La puissance générée par ce dernier est illustrée sur la figure 75.

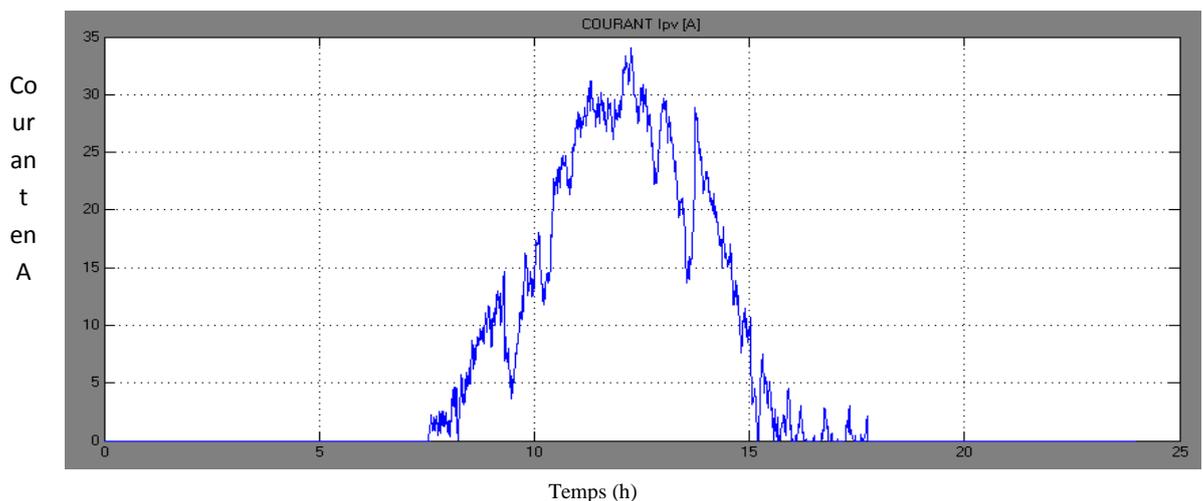


Figure 74 : Courant débité par le GPV en Ampère

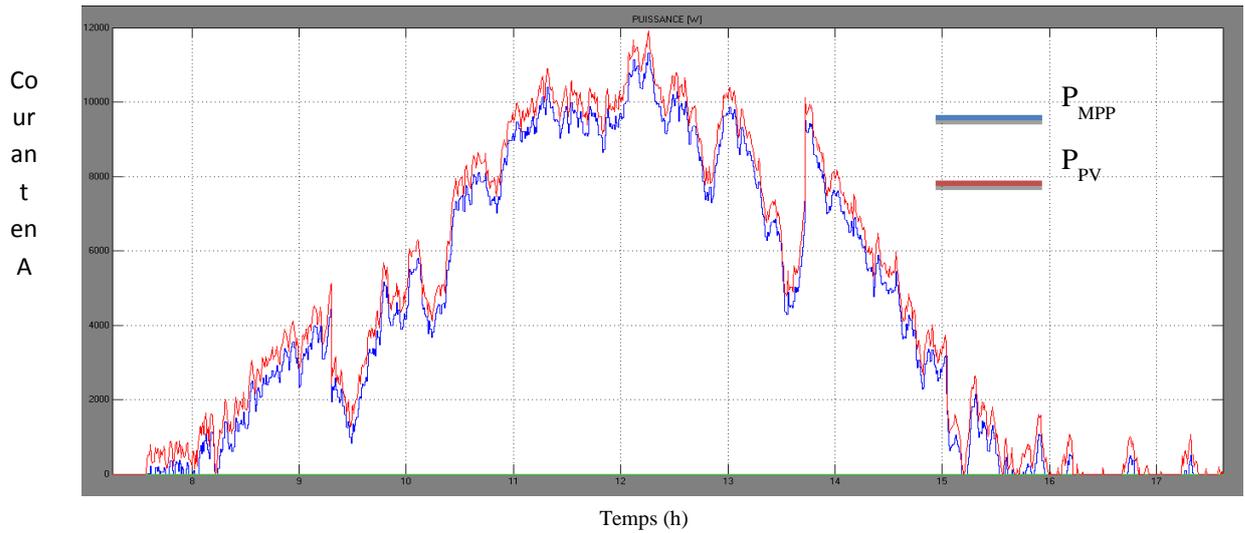


Figure 75 : Puissance électrique à la sortie du système, (bleu) : sans MPPT, (rouge) : avec MPPT

On remarque que pour une fluctuation de l'ensoleillement, la puissance délivrée par le système PV, avec le procédé de contrôle MPPT est nettement supérieure à la puissance fournie sans la méthode de contrôle MPPT.

III / Simulation de l'onduleur de raccordement au réseau.

1° Simulation.

a) Modèle Simulink de l'onduleur.

La figure 76 montre le modèle de Simulink de l'onduleur, il est constitué de six interrupteurs électroniques (IGBT) idéales. Le dispositif de commande est assuré par un générateur de signaux PWM.

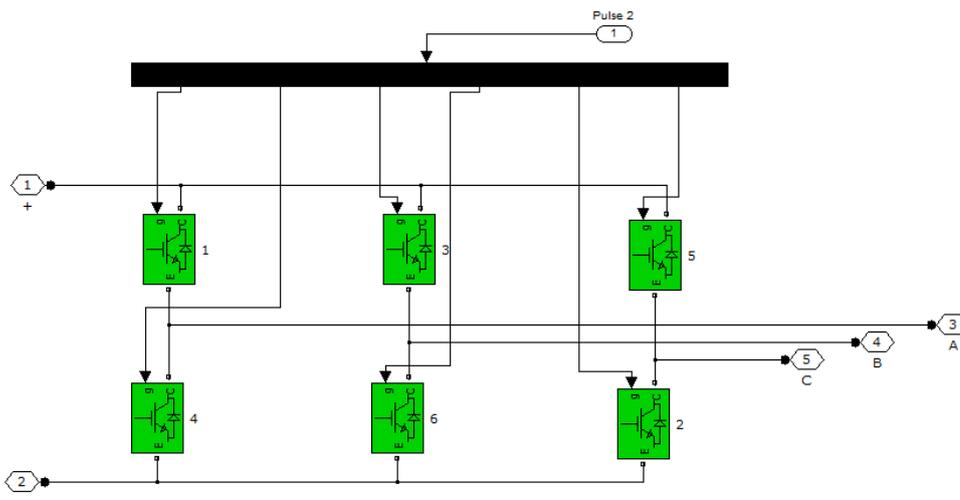


Figure 76 : modèle Simulink de l'onduleur triphasé

b) Commande et contrôle de l'onduleur.

La figure 77 représente la commande de l'onduleur. Dans cette dernière, on a utilisé un correcteur PI (bibliothèque Simulink), pour le contrôle à partir de la tension DC d'entrée, et d'une architecture PLL pour le contrôle à partir des caractéristique et paramètres du réseau [10].

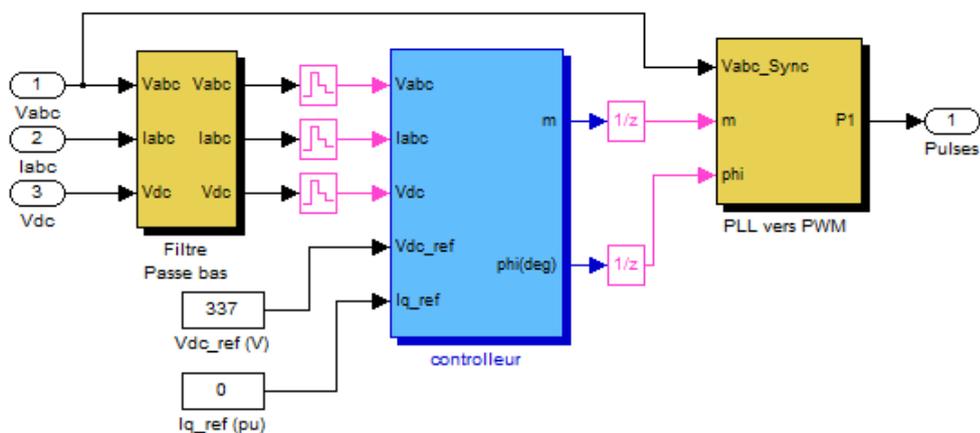


Figure 77 : système de commande de l'onduleur

Le bloc de contrôle du système de commande est illustré sur la figure 78. Les variable d'entrée sont les tensions et courant, prélevés du coté réseau. Ces grandeurs permettent de trouver, à partir de des correcteurs PI, les tensions v_d et v_q ainsi que l'angle de phase et une indice de modulation selon les équations (A-2) et (A-3) [Annexe 2].

La figure 78 représente la modulation du PWM par utilisation du système PLL, selon la synoptique de la figure 88 [Annexe 2]. L'étage final de ce modulateur est un générateur de signaux PWM de Simulink block toolbox.

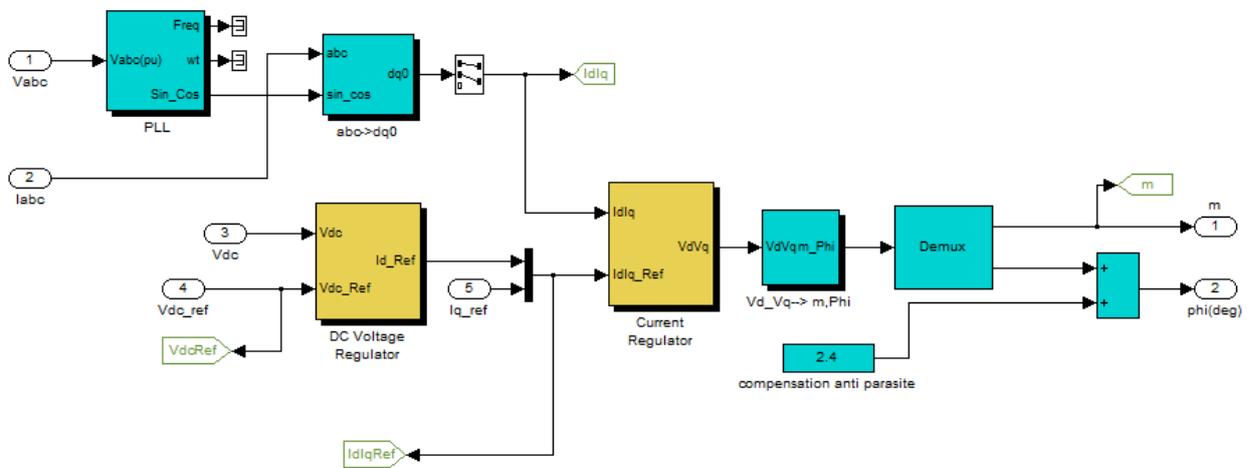


Figure 78 : système de commande de l'onduleur

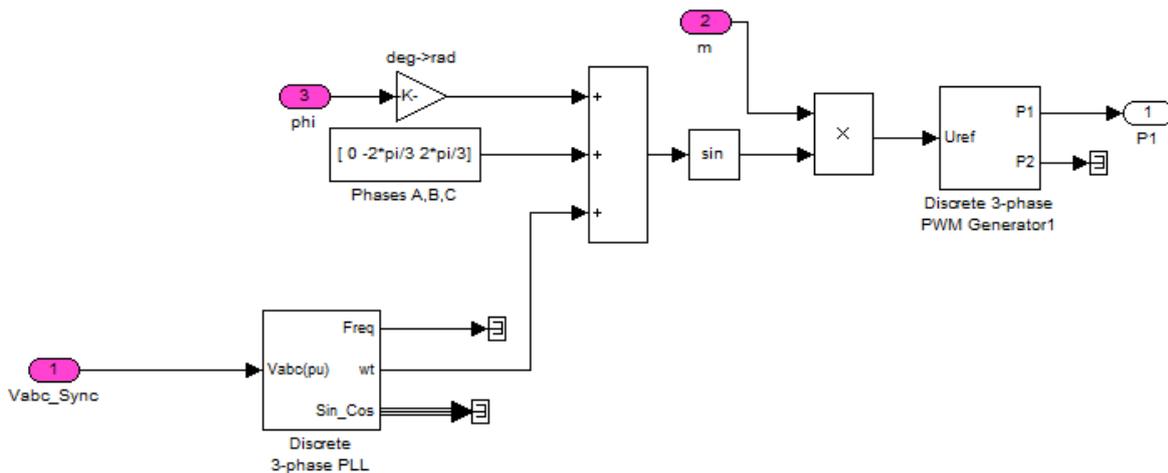


Figure 79: Reproduction du PWM

Le modèle complet est illustré sur la figure 80. Une tension continue variable, générée par une source DC est appliquée à l'entrée du système. Un filtre et un transformateur sont insérés en série au système, ils assurent respectivement l'amélioration de la qualité du courant et l'adaptation de la tension à celui du réseau.

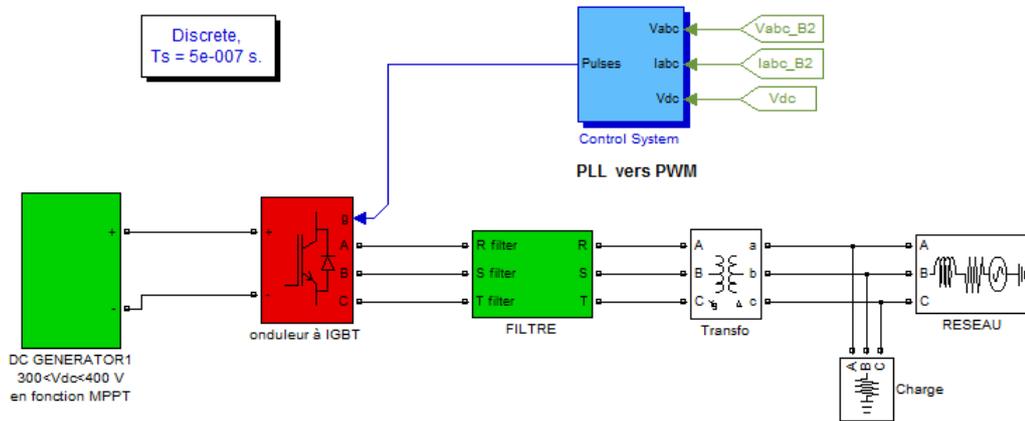


Figure 80 : Connexion au réseau par onduleur

2 ° Résultats des simulations

La figure 81 nous montre l'allure de la tension appliquée à l'entrée de l'onduleur, elle modélise la tension DC produite par les générateurs photovoltaïques via le convertisseur DC/DC boost. La figure 82 illustre l'allure des tensions prélevées au réseau HTA supposés idéal.

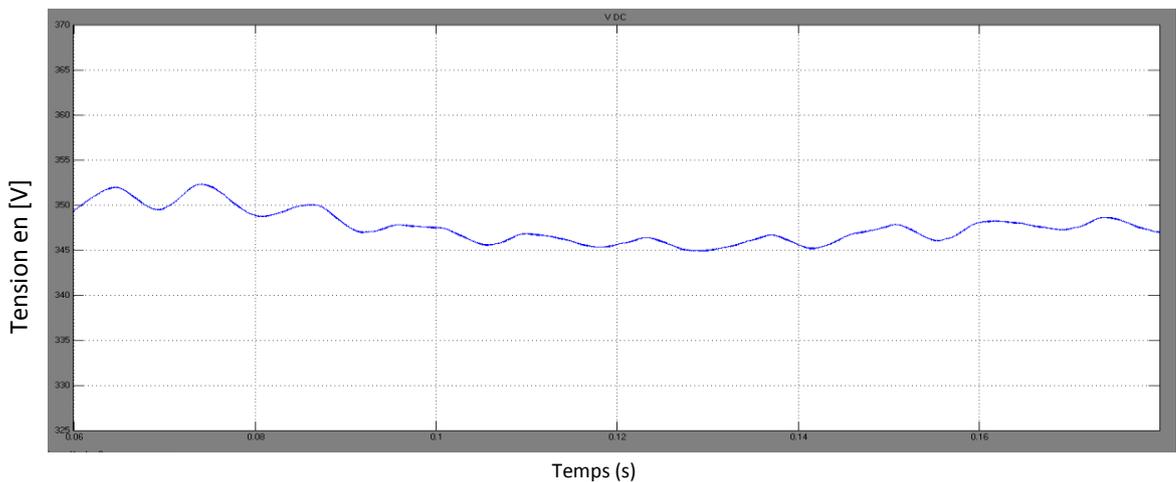


Figure 81:tension DC appliquée à l'onduleur

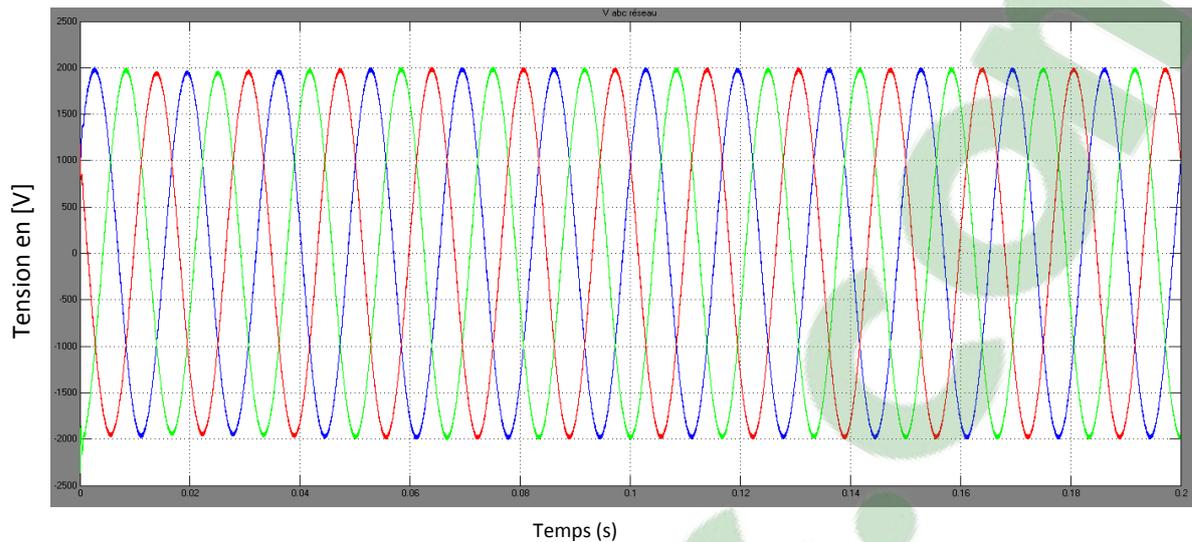


Figure 82 : allure de la tension du coté réseau

Les signaux de commande de commutation, des trois bras de l'onduleur, générés par la commande PLL sont donnés sur la figure 83. Ces signaux sont synthétisés à partir des deux grandeurs ci-dessus (fréquence du réseau et niveau de tension du bus continu).

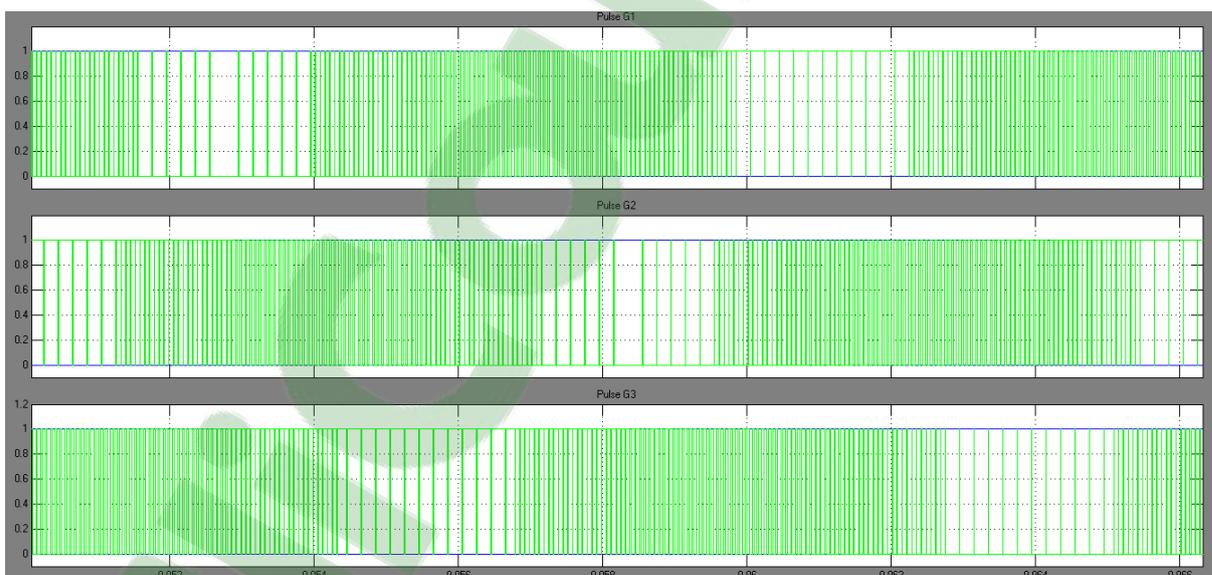


Figure 83 : signaux de commande des trois bras de l'onduleur

On remarque que les signaux de commande des bras de l'onduleur sont déphasés. Ces signaux de commande ont le même déphasage que la tension du réseau.

On peut voir sur la figure 84, l'allure des tensions à la sortie de l'onduleur (tension simple). La figure 85 présente l'allure de la tension et du courant à la sortie de l'onduleur.

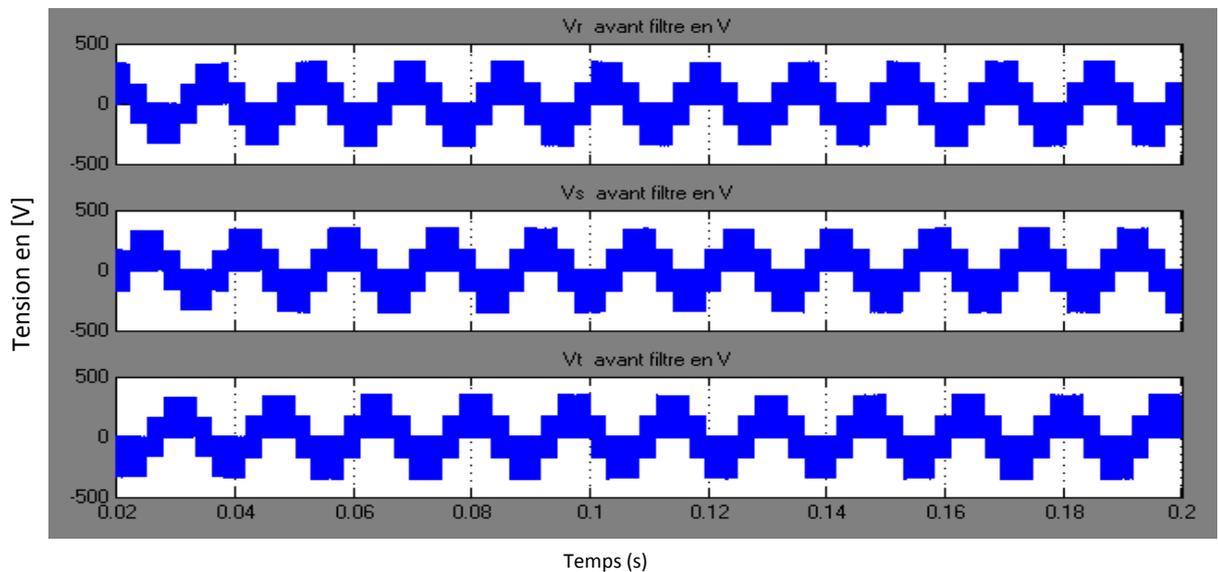


Figure 84 : Caractéristique des tensions simples délivrées par l'onduleur

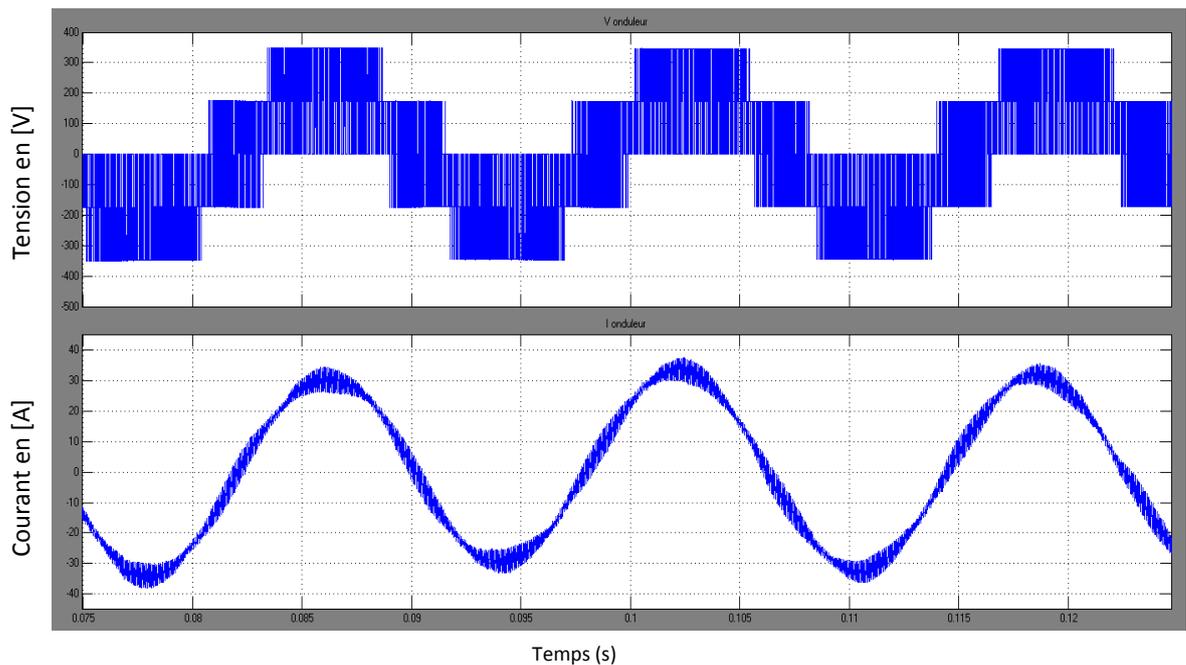


Figure 85 : allure de la tension et du courant de l'onduleur

On constate que les tensions à la sortie de l'onduleur ne sont pas sinusoïdales et que le courant est sinusoïdale perturbé et déformé.

La figure 86 nous montre une comparaison entre la tension entre phase du réseau et la tension entre phase à la sortie de l'onduleur. La figure 87 illustre l'allure de la tension et du courant injectés au réseau après filtrage.

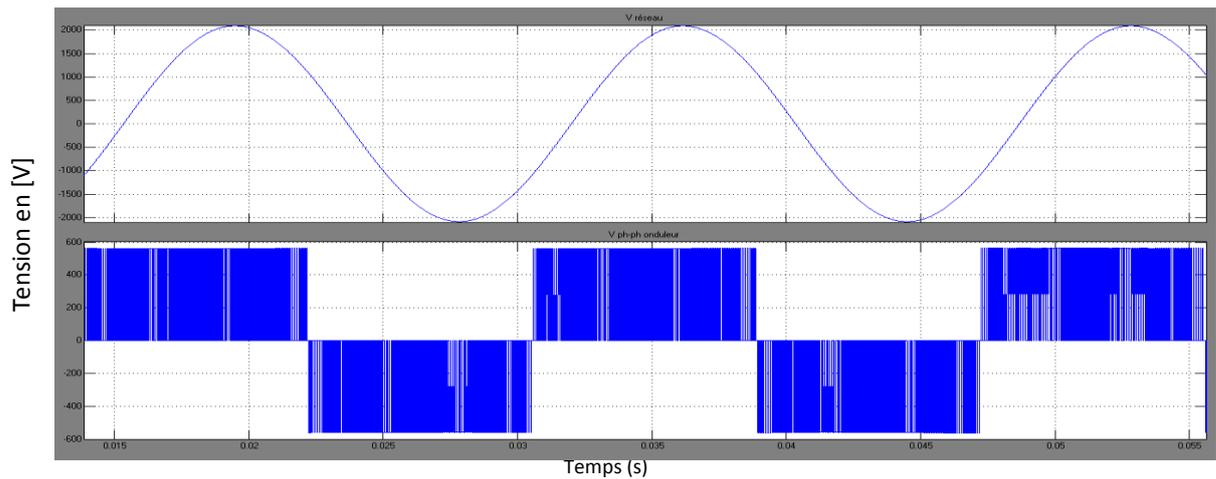


Figure 86: tension entre phase réseau et sortie onduleur

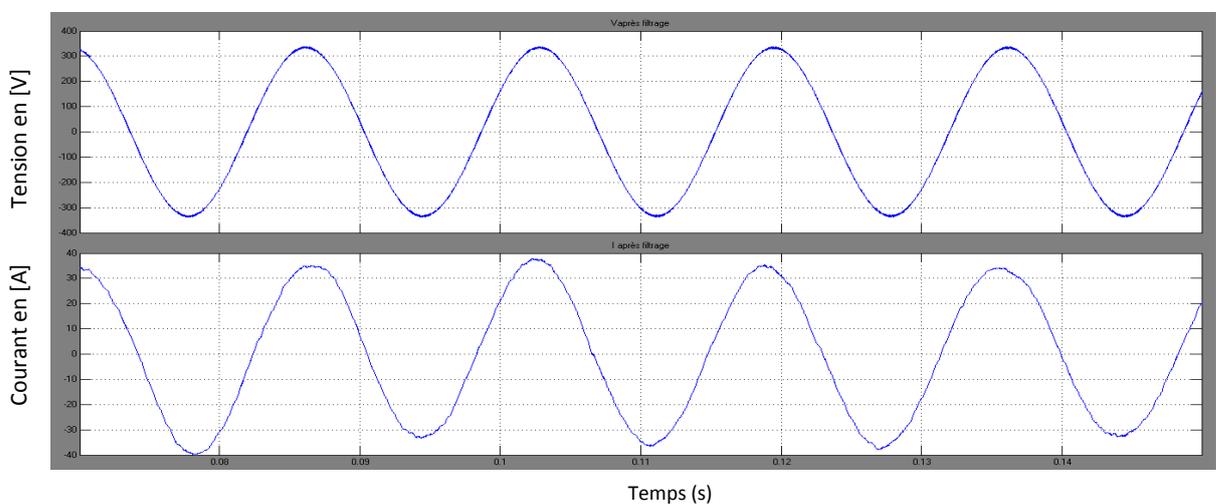


Figure 87 : Allure de la tension et du courant injectés aux réseaux après filtrage.

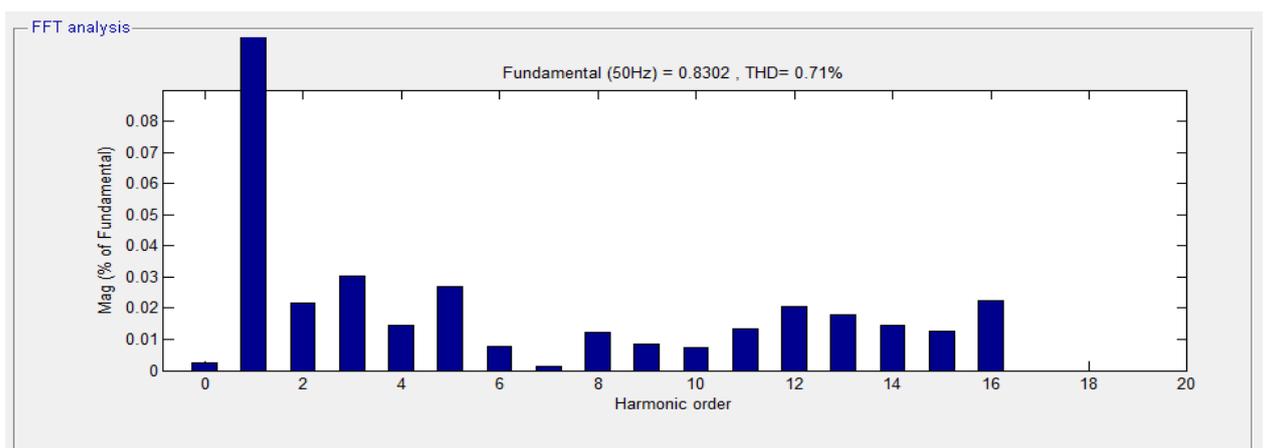


Figure 88 : Analyse spectrale de la tension après la mise en service du filtre

On peut voir qu'après le filtre, la tension de source (figure 87) devient sinusoïdale. Le taux de distorsion harmonique de la source est amélioré et vaut $\text{THD} = 0.71\%$ (figure 88). Le filtre a permis la compensation des harmoniques dû aux interrupteurs électronique de l'onduleur.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les travaux exposés dans cette étude se focalisent sur les systèmes éolien et photovoltaïque. Ces deux systèmes connaissent actuellement des développements importants, ceci est dû au fait qu'ils offrent une alternative aux systèmes de productions d'énergie conventionnelles. De plus ils offrent un meilleur respect de l'environnement.

Cependant, ces deux systèmes présentent quelques faiblesse, leurs capacités de production sont incertaines et fluctuantes, dû au fait qu'ils sont liés aux fluctuations des sources, à savoir ensoleillement et vitesse du vent.

L'une des solutions proposée relève d'une optimisation du captage de la puissance des sources d'énergies. Pour le système éolien, différentes méthodes sont proposées, dans cette étude le contrôle de l'angle de calage des pales ou « pitch control » a été mis en exergue. Pour le système photovoltaïque, l'utilisation de la commande MPPT a été adoptée. Cette méthodes a permis de rechercher le point de fonctionnement optimal, permettant de tirer le maximum d'énergie de la source PV quelles que soient la fluctuation de l'ensoleillement.

Des simulations sous Matlab/Simulink ont montrées l'efficacité des méthodes ci mentionnées, comparée à la méthode classique. Les rendements sont améliorés par rapport à ceux obtenue par la méthode conventionnelle.

Ces deux systèmes, combinés à une production centralisée, peuvent participer à une meilleure gestion des réseaux d'énergie électrique, grâce à leur forte décentralisation et par leur disponibilité. Une affirmation peut être dite, pour tous les professionnels ouvrant dans l'électricité, la production décentralisée et renouvelable comme l'éolienne et le photovoltaïque auront un impact sur le réseau d'énergie électrique.

Comme perspectives et afin de maîtriser la production décentralisée, il serait intéressant de trouver une synergie entre le système de production et le système de stockage, notamment aux choix du pompage turbinage. Bien sûr, ceci nous emmène à étudier l'opération et le contrôle de l'injection des énergies produits aux réseaux, pour une optimisation technique et économiques.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Arnaud Davigny, « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie », Lille 1, 2007
- [2] Alexandre TENINGE, « participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire », Institut polytechnique de Grenoble, 2009
- [3] Vincent ROGEZ, « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. », Thèse de doctorat, Université d'Artois, 2004.
- [4] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, E. Ceanga, « Large Bond Simulation of the Wind Speed for Real-Time Wind Turbine Simulators. », 2002.
- [5] Haizea G. A., « Eude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux micro-réseaux ». Institut National Polytechnique De Grenoble, 2006
- [6] A. Betz, « *Die Windmühlen im Lichte neuerer Forschung.* », Die Naturwissenschaft, Berlin, 1927.
- [7] E. Hau, Wind Turbines, Fundamentals, technologies, Application, Economies, Springer. Paris, 2000.
- [8] Ionel VECHIU, « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome », Université du Havre, 2005
- [9] PETIBON Stéphane, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2009
- [10] Yann PANKOW, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque », Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2004
- [11] Olivier GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », École Normale Supérieure de Cachan, 2002
- [12] Gabriel-Octavian CIMUCA, « système inertiel de stockage d'énergie associe a des générateurs éoliens », Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Lille, 2005
- [13] Dídac Mallorquín, Martin Sokol, Ahmed Berrada, Nikos Konstantinidis, « MPPT TRACKER », *Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tarbes*, 2010
- [14] Séverine BUSQUET, « Eude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation », Ecole des Mines de Paris, 2003
- [15] Florin Iov, Anca Daniela Hansen, Poul Sørensen, Frede Blaabjerg, « Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink. General Overview and Description of the Models », Aalborg University , 2004
- [16] Villalva, M.G., Gazoli, J.R. and Filho, E.R.; « Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays », *Power Electronics Conference, IEEE 2009.*

ANNEXE

Annexe 1 : Caractéristiques de la génératrice éolienne choisi

Paramètres		Valeurs
Densité de l'air	dair	1.22
Rayon de l'éolienne	Rt	40 m
Gain du multiplicateur de vitesse	G	100
Vitesse nominale du vent	Vn	12 m/s
Vitesse de démarrage	Vd	3 m/s
Vitesse de coupure	Vc	25 m/s
Vitesse de rotation nominale de la turbine	Ω_t	1.5 rad/s
Inertie de la turbine	Jt	$2.608 \times 10^6 \text{ kg.m}^2$
Inertie du générateur	Jg	534.116 kg.m^2
Coefficient de frottement	f	0.0024
Couple électromagnétique nom	Tem	$1 \times 10^6 \text{ N.m}$
Puissance nom du générateur	P	1.5 MW
Nombres de paires de pôles	p	2
Résistance statorique	Rs	0.012Ω
Résistance rotorique	Rr	0.021Ω
Inductance de fuite statorique	los	$2.0372 \times 10^{-4} \text{ H}$
Inductance de fuite rotorique	lor	$1.750 \times 10^{-4} \text{ H}$
Inductance mutuelle	M	0.0135 H
Inductance statorique	M+los	0.0157 H
Inductance rotorique	M+lor	0.0203 H
Temps de réponse du pitch actuator	τ	0.1 s

Annexe 2 : BOUCLE A VERROUILLAGE DE PHASE (P.L.L.)

Dans cette étude, on a choisi un P.L.L classique, sur la représentation dans le référentiel de Park. Elle est utilisée pour récupérer les informations de la phase et de la fréquence. Elle contient un détecteur de phase (PD), un filtre de la boucle(LF)(correcteur PI) et un oscillateur de tension contrôlée (VCO)(intégrateur) (figure 43). Cette procédé repère les paramètres de la composante fondamentale (θ , V_r) des tensions du réseau, dans lequel ω est la pulsation du terme fondamental de la tension et V_r sa valeur efficace (figure 44). Le principe est de considérer les équations du réseau triphasé dans un repère de Park dont l'orientation est telle que $V_{rd} = 0$.

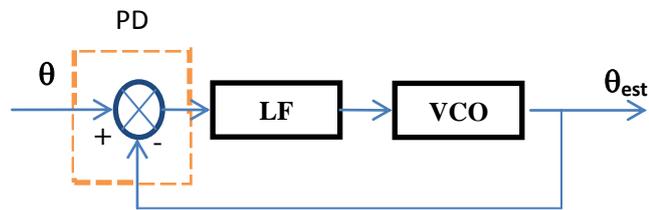


Figure 89 : Synoptique de la P.L.L classique.

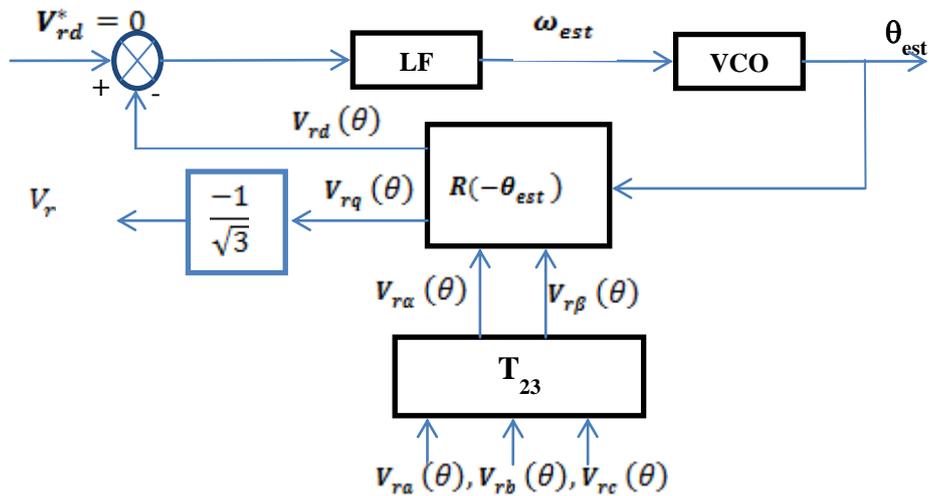


Figure 90 : Synoptique détaillé de la P.L.L classique.

$$\begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} = \sqrt{2} * V_r \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ \sin(\theta - 2\pi/3) \\ \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (A-1)$$

Où $\theta = \omega t$

Les tensions $V_{r(\alpha,b,c)}(\theta)$ passent tout d'abord par la transformation de Concordia qui permet de passer d'une structure triphasée à la structure diphasée équivalente dans un repère de coordonnées (α, β) .

$$\begin{bmatrix} V_{r\alpha}(\theta) \\ V_{r\beta}(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{3} * V_r \sin(\theta) \\ \sqrt{3} * V_r \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (A-2)$$

Ces grandeurs peuvent être obtenues dans le référentiel tournant synchrone en appliquant la transformation de Park.

$$\begin{bmatrix} V_{rd}(\theta) \\ V_{rq}(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_{est}) & \sin(\theta_{est}) \\ -\sin(\theta_{est}) & \cos(\theta_{est}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{r\alpha}(\theta) \\ V_{r\beta}(\theta) \end{bmatrix} \quad (A-3)$$

$$\begin{bmatrix} V_{rd}(\theta) \\ V_{rq}(\theta) \end{bmatrix} = \sqrt{3} * V_m \begin{bmatrix} \sin(\theta - \theta_{est}) \\ -\cos(\theta - \theta_{est}) \end{bmatrix} \quad (A-4)$$

La boucle à verrouillage de phase sera active lorsque l'angle θ_{est} sera égal à θ . Dans cette condition $V_{rd} = 0$, et $V_{rq} = -\sqrt{3}$. En régulant V_{rd} à zéro, on peut contrôler θ . De ce fait, on pourra simplifier la synoptique détaillé précédent, comme le montre la figure suivante :

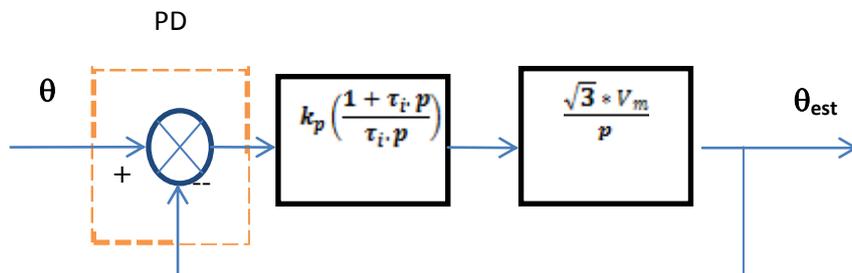


Figure 91 : Schéma simplifié de la P.L.L

Un correcteur PI a été choisi pour permettre de s'affranchir d'un éventuel zéro gênant et avoir un système du second ordre à stabilité absolue. La fonction de transfert en boucle fermée de ce système est de la forme :

$$\frac{\theta_{est}}{\theta}(p) = \frac{k_p \left(\frac{1 + \tau_i \cdot p}{\tau_i \cdot p} \right) \frac{\sqrt{3} * V_m}{p}}{1 + k_p \left(\frac{1 + \tau_i \cdot p}{\tau_i \cdot p} \right) \frac{\sqrt{3} * V_m}{p}} \quad (A-5)$$

La fonction de transfert trouvée peut s'identifier avec le système général du deuxième ordre donné par :

$$H_{bf}(p) = \frac{1}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n}p + \frac{1}{\omega_n^2}p^2} \quad (\text{A-6})$$

Les paramètres du correcteur s'expriment par :

$$k_p = \frac{2\xi\omega_n}{\sqrt{3}V_m} \text{ et } \tau_i = \frac{2\xi}{\omega_n}$$

Dans le but d'avoir un bon compromis entre la stabilité et les performances dynamiques, les valeurs suivantes sont choisies empiriquement [16]:

$$k_p = 1.07, \tau_i = 5.10^{-5}[\text{s}], \xi = 0.707, \omega_n = 2\pi f_n$$

Annexe 3 : Caractéristiques du module BP MSX 120 et du champ photovoltaïque 12 kW



bp solar

BP MSX 120

120-Watt Multicrystalline
Photovoltaic Module

BP Solar's MSX series is a premium line of PV modules with a 25-year performance warranty, tightly controlled electrical parameters, and labeling showing each module's tested electrical characteristics. Providing 120 watts of nominal maximum power, the MSX 120 is used primarily in large battery-equipped PV systems or—through an inverter—to provide AC power directly to a load. Typical applications include grid-supplemental residential and commercial systems, telecommunications, remote villages and clinics, pumping, and land-based navigation aids. Its attractive bronze-anodized frame also suits it well for architectural applications.

This product is available as a framed module or an unframed laminate, in 12V or 24V nominal configurations, with either:

- Dual high-volume junction boxes which allow on-site 12V/24V selection by rewiring (MSX 120);
- Installation-speeding DC-rated polarized connectors (MSX 120MC).

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of these module's construction and materials:

- 72 multicrystalline silicon solar cells configured as one series string or two 36-cell series strings (bypass diodes are included);
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3mm tempered glass;
- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies.



Weatherproof Connectors

MSX 120MC output is via heavy-duty (4mm²/AWG #12) output cables with polarized weatherproof DC-rated connectors which provide reliable low-resistance connections, eliminate wiring errors, and speed installation. Asymmetrical cables enable side-by-side or end-to-end module placement in arrays.

High-Capacity Versatile Junction Box

The junction boxes of the MSX 120 are raintight (IP54 rated) and accept PG13.5 or 1/2" nominal conduit or cable fittings. Their volume (411cc, 25 cubic inches) and 6-terminal



Bronze Anodized Universal Frame

connection blocks enable most system array connections (putting modules in series or parallel) to be made right in the boxes. Options include:

- an oversize terminal block which accepts conductors up to 25mm² (AWG #4); standard terminals accept up to 6mm² (AWG #10);
 - a Solarstate™ charge regulator.
- Products with junction boxes may be rewired to provide 12V or 24V output.

Limited Warranties

- Power output for 25 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.

Individually Tested and Labeled

Each module tested and labeled with its actual output—voltage, current, and power at maximum power point (P_{max})—at Standard Test Conditions and Standard Operating Conditions.



BP MSX 120

MSX 120 laminates also qualify for the above listings and certifications; MSX 120MC laminates are UL-recognized. MSX 120 modules and laminates with junction boxes are also certified by PowerMark Corporation and approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations.



Quality and Safety

MSX 120 and MSX 120MC modules are manufactured in our ISO 9001-certified factories, listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating), certified by TÜV Rheinland as Class II equipment, and comply with the requirements of IEC 61215 including:

- repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
- simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
- a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
- a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf); front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf).

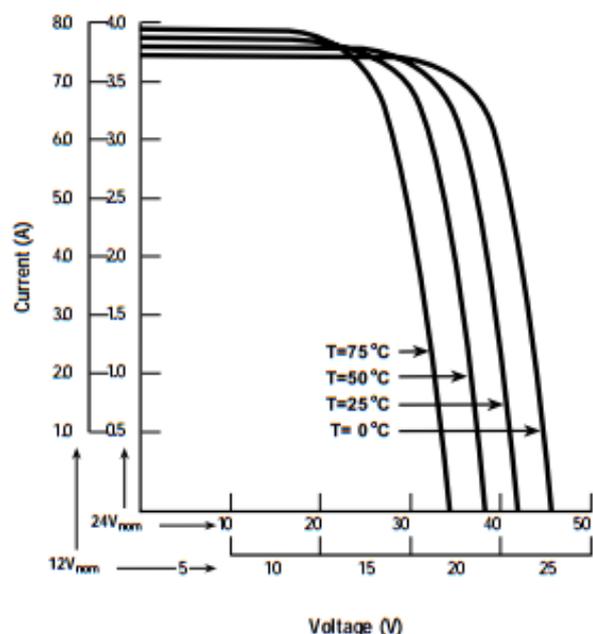
Electrical Characteristics¹

	MSX 120	MSX 110 ⁴
Maximum power (P_{max}) ²	120W	110W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	33.7V	33.6V
Current at P_{max} (I_{mp})	3.56A	3.3A
Minimum P_{max}	114W	105W
Short-circuit current (I_{sc})	3.87A	3.6A
Open-circuit voltage (V_{oc})	42.1V	41.6V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT ³	47±2°C	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)	
Maximum series fuse rating	20A	

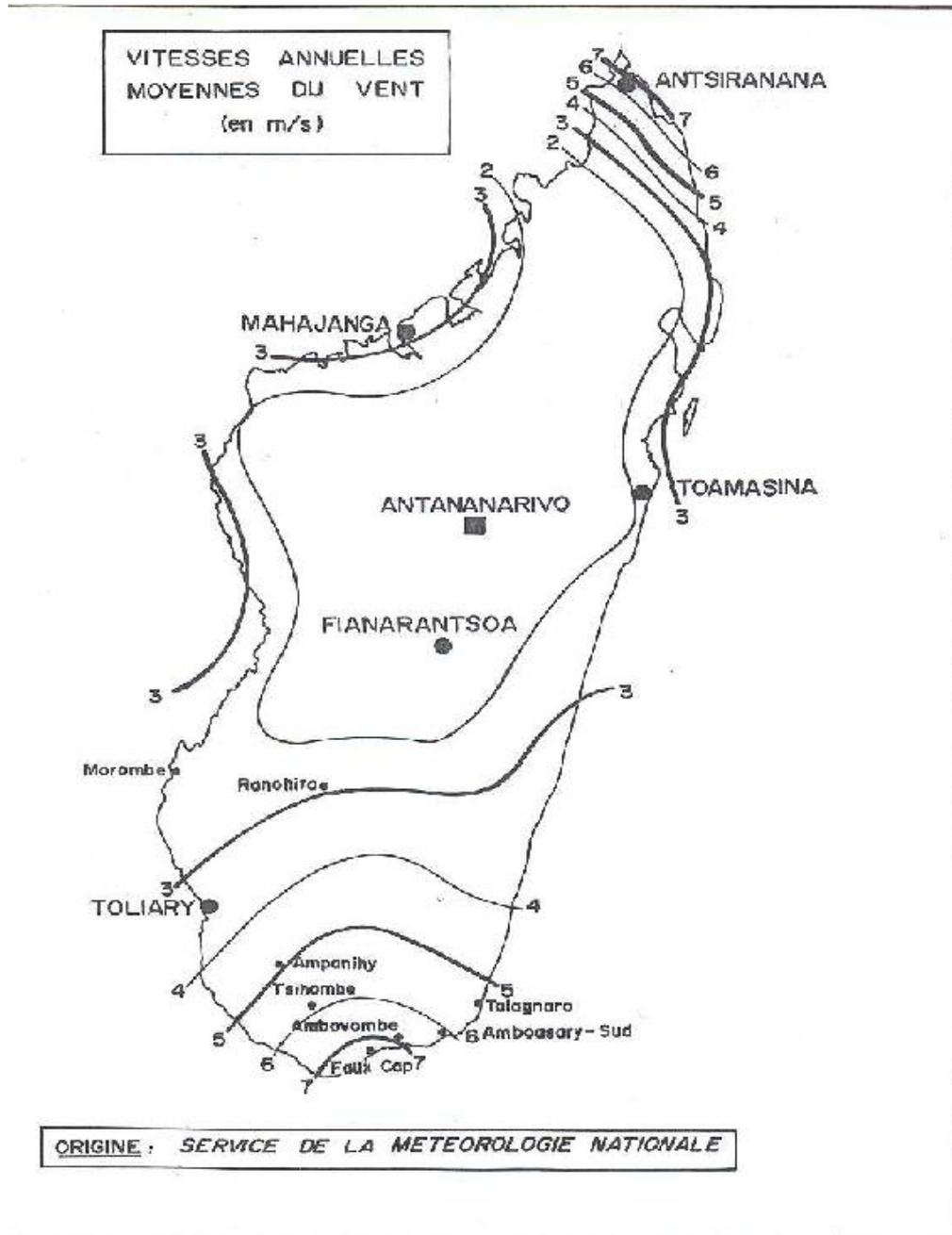
Notes

1. These data represent the performance of typical MSX 110 and MSX 120 products in 24V configuration. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
 - illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
 - cell temperature of 25°C.
2. During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical P_{max} .
3. The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and wind speed of 1 m/s.
4. The power of solar cells varies in the normal course of production; the MSX 110 is assembled using cells of slightly lower power than the MSX 120.

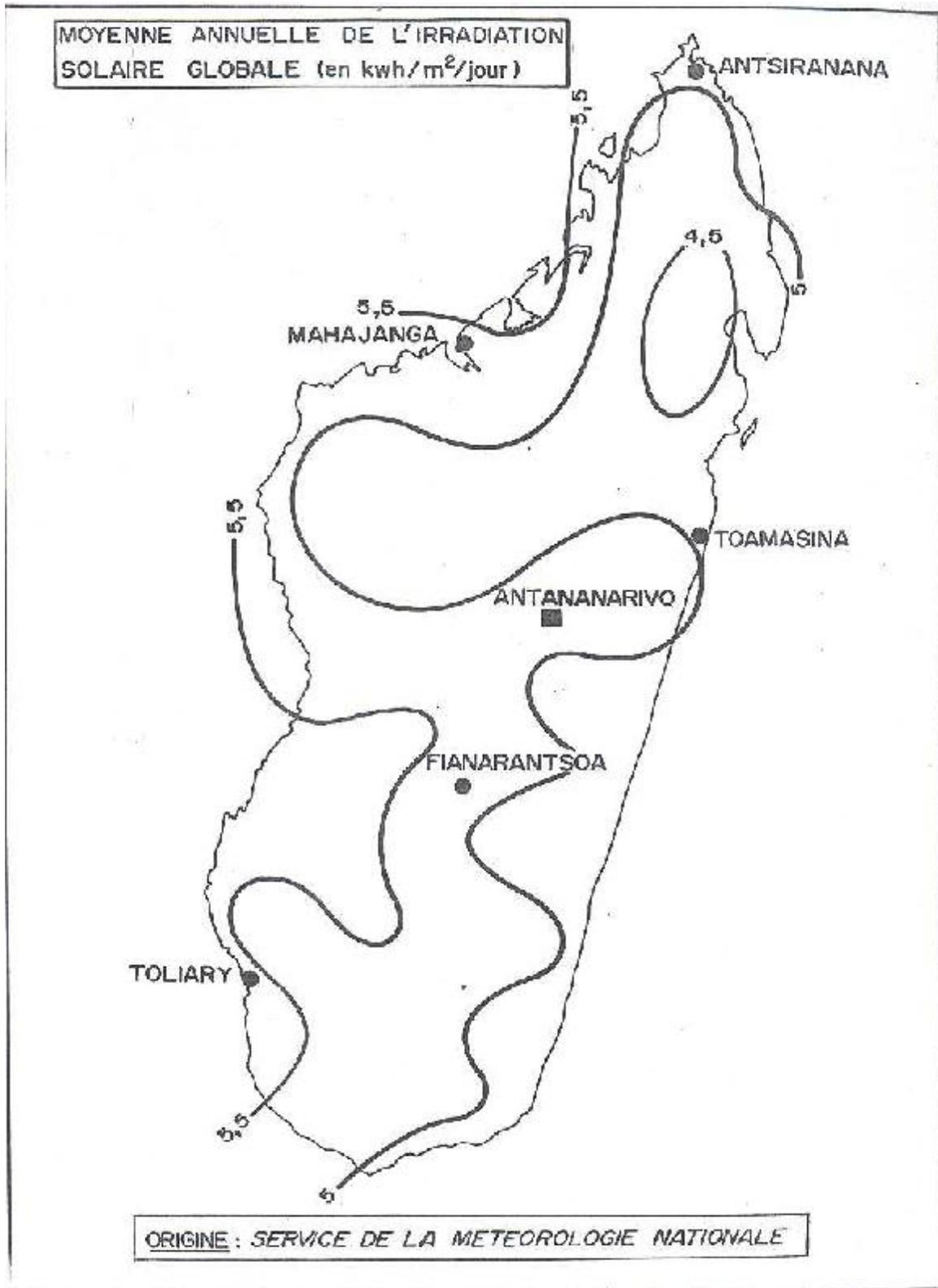
MSX 120 I-V Curves



Annexe 4 : GISEMENT EOLIEN A MADAGASCAR



Annexe 5 : GISEMENT SOLAIRE A MADAGASCAR



Auteur : RAKOTOFIRINGA J. Marc A.

Tel : 032 04 139 98

e-mail : markbira@gmail.com

Titre du mémoire : «MODELISATION DES SOURCES DESTINÉES AUX PRODUCTIONS DÉCENTRALISÉES, CAS DES GÉNÉRATEURS PHOTOVOLTAÏQUES ET ÉOLIENNES »

Nombre de pages : 72

Nombre de figures : 91

Nombre de tableaux : 6

RESUME

Dans le souci d'assurer un approvisionnement d'énergie, en quantité et qualité suffisante, il est nécessaire de recourir à des systèmes de production alternative. Les productions décentralisées sont des meilleurs candidats, mais leurs sources sont intermittentes.

Ce travail présente l'étude et l'analyse, par modélisation de deux sources de production décentralisée, utilisant des énergies renouvelables (éolienne et photovoltaïque). Le comportement et la limite de ces deux systèmes ont été étudiés, suivant la fluctuation des ressources. Les simulations sous MATLAB/Simulink, des systèmes et des ressources mises en jeu, ont montrés la capacité d'adaptation des productions décentralisées aux systèmes conventionnels.

Mots clés : Production décentralisée, éolienne, photovoltaïque, système électrique

Abstract

With the aim to ensure the energy provisioning, in sufficient quantity and quality, it is necessary to resort to an alternative production systems. The decentralized productions are better candidates, but their sources are intermittent.

This work presents the study and analyzes, by modeling decentralized production, using renewable energies (wind and photovoltaic). The behavior and the limit of these two systems were studied, according to the fluctuation of the resources. Simulations under MATLAB/Simulink, of the systems and the resources put in plays, showed the capacity of adaptation of the decentralized productions to the conventional systems .

Key words: Embedded Production, wind, photovoltaic, electric system

Directeur du mémoire : Professeur ANDRIANAHARISON Yvon