



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Mémoire de Magister En Energie Renouvelable

Option : Photovoltaïque

Présenté par :

NOUALI Said

Ingénieur d'état en Électronique (Université de Tizi ouzou)

Intitulé

Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien avec stockage d'énergie pour diverses applications

Soutenu publiquement le 06/06/2012

devant le jury composé de :

Président :	M.HADDADI Mourad	Professeur	Ecole Nationale Polytechnique
Rapporteur :	M.AIT CHEIKH Med Salah	Maitre de Conférences / A	Ecole Nationale Polytechnique
Examineurs :	M.LARBES Chérif M.MALEK Ali	Professeur Directeur de Recherches	Ecole Nationale Polytechnique Centre de Développement des Energies Renouvelables

ENP 2012

الملخص:

في وسط عمراني، في جانب المساكن الرياح قليلة مقارنة مع الأماكن العازلة. يتطلب إذن تسيير العظمى. هذه العظمى قد تكون اقتصادية وهذا باختيار الهندسة، القياس وتسيير الطاقة (قصوة الإستطاعة). بسبب عدم استقرار الرياح النظام يحتاج إلى قدرة كبيرة للتخزين. من أجل إنفاص التخزين نضيف مولد كهروضوئي لمولد الرياح.

في هذه الدراسة نقدم قياس وقصوة النظام لقنص مختلط مولد كهروضوئي ومولد الرياح لمختلف التطبيقات في وسط عمراني. لنقص من تكلفة النظام بسيطة البني مستعملة (مثل مولدة المتزامنة – محول مستمر-مستمر، أبعاد وتسيير الطاقة)

كلمات مفتاحية: نظام كهروضوئي، طاقة الرياح، تعاقب الإستطاعة العظمى، بطارية، أبعاد

RESUME :

Dans le milieu urbain, les gisements du vent à proximité des habitations, sont moins importants que dans les sites dégagés. Ils nécessitent donc impérativement une gestion optimisée. Cette optimisation, pour être économique, se fait en jouant sur l'architecture, le dimensionnement et la gestion de l'énergie (maximisation de la puissance). A cause du caractère aléatoire du vent, le système nécessite une grande capacité de stockage. Pour permettre de réduire les besoins de stockage, nous associons un générateur photovoltaïque au générateur éolien.

L'étude présente un dimensionnement et une optimisation d'un système de captage hybride photovoltaïque et éolien pour diverses applications pour milieu urbain. Afin de minimiser les couts du système, des structures simples sont utilisées telles que les redresseurs à diodes, hacheurs et génératrice synchrone dans le dimensionnement et la gestion de l'énergie (optimisation de la puissance).

Mots clés : système photovoltaïque, système éolien, MPPT, batterie, dimensionnement.

ABSTRACT :

In the urban environment, the layer of the wind near the dwellings, are less powerful than in the released sites. They thus require imperatively an optimized management. This optimization, to be economic, is done while exploiting architecture, the dimensioning and the energy management (maximization of the power). Because of the randomness of the wind, the system requires a great storage capacity. To allow reducing the needs for storage, we associate a photovoltaic generator to the wind generator.

The study presents a dimensioning and optimization of a system of photovoltaic and wind collecting hybrid for various applications for urban environment. In order to minimize the costs of the system, of the simple structures are used such as the rectifiers with diode, choppers and synchronous generator in the dimensioning and the energy management (optimization of the power).

Key words : photovoltaic system, wind system ,MPPT, battery. dimensioning.

Remerciements

Je tiens vivement à remercier Monsieur **AIT CHEIKH Med Salah** Maitre de conférences, ENP, pour avoir proposé un sujet aussi intéressant, pour la confiance et l'intérêt qu'il m'a témoigné tout au long de la réalisation de ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur **HADDADI Mourad**, Pr, ENP, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **LARBES Chérif**, Pr, ENP, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury.

Je tiens également à remercier Monsieur **MALEK Ali**, MR, CDER, pour l'honneur qu'il me fait en participant au jury. .

Je tiens également à remercier tous ceux qui de près ou de loin ont participé à l'élaboration de ce travail, en particuliers ghezali Amar et saidi rachid.

.

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

.

Bien sur, j'aurai peut être du de commencer par dédier ce mémoire a la mémoire de yama ouardia Allah yarhmha.

TABLE DES MATIERES

Table des matières	
Liste des symboles	
Liste des figures et tableaux	
INTRODUCTION GENERALE.....	1
Chapitre1 Généralités sur les énergies éolienne et photovoltaïque.....	3
1.1. Introduction.....	3
1.2. L'énergie éolienne	3
1.2.1. Définition de l'énergie éolienne.....	3
1.2.2. Loi de Betz.....	3
1.2.3. Mesure de la vitesse du vent.....	4
1.2.4. Différents types d'aérogénérateurs – caractéristiques Cp.....	5
1.2.4.1. Aérogénérateur à axe horizontal.....	6
1.2.4.2. Aérogénérateur à axe vertical.....	7
1.2.5. Intérêt de la vitesse variable	9
1.2.6. Machines électriques.....	10
1.2.6.1. Machines asynchrones à cage d'écureuil (MAS).....	10
1.2.6.2. Machines asynchrones à double alimentation.....	11
1.2.6.3. Génératrices synchrones	11
1.3. L'énergie solaire photovoltaïque	13
1.3.1. La constante solaire.....	13
1.3.2. Les différents types de rayonnements.....	14
1.3.3. Les coordonnées terrestres et les coordonnées angulaires du soleil.....	14
1.3.3.1. Les coordonnées terrestres.....	14
1.3.3.2. Les coordonnées angulaires du soleil.....	15
1.3.4. Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice.....	16
1.3.5. La cellule photovoltaïque	17
1.3.6. Le module photovoltaïque.....	18
1.3.7. Les systèmes photovoltaïques.....	19
1.3.7.1. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.....	19
1.3.7.2. Les systèmes photovoltaïques autonomes.....	19
1.4. Systèmes de conversions.....	20
1.4.1. Les hacheurs.....	20

1.4.2. Les onduleurs.....	20
1.5. Système de stockage.....	21
1.5.1. Les caractéristiques de la batterie.....	21
1.5.2. Constitution de la batterie au plomb.....	22
1.5.3. Principales réactions en charge et décharge.....	23
1.6. Conclusion.....	23
Chapitre 2 Modélisation du système hybride éolien / photovoltaïque.....	25
2.1. Introduction.....	25
2.2. Modélisation de la chaîne de production éolienne	26
2.2.1. Modélisation de la vitesse du vent	26
2.2.2. Modélisation de la voile	26
2.2.3. Modèle dynamique de la génératrice synchrone à aimant permanent.....	29
2.2.4. Pont de diodes.....	31
2.2.4.1. Le pont de diodes idéal.....	31
2.2.4.2. Imperfections de la source.....	33
2.2.4.3. Facteur de puissance.....	36
2.2.4.4. Modèle du redresseur à diodes	37
2.2.5. Convertisseur statique pour l'adaptation d'impédance	41
2.2.5.1. Modélisation du hacheur dévolteur.....	42
2.2.5.2. Commande du hacheur dévolteur	47
2.3. Modélisation de la chaîne de production photovoltaïque	50
2.3.1. Modélisation et caractéristiques de la cellule photovoltaïque.....	50
2.3.1.1. Modèle à une diode idéale.....	50
2.3.1.2. Modèle à une diode réelle.....	51
2.3.1.3. Modèle à deux diodes	51
2.3.1.4. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV.....	53
2.3.2. Modèle mathématique d'un panneau photovoltaïque	54
2.3.2.1. Influence de l'ensoleillement et de la température	54
2.3.3. Modélisation du hacheur dévolteur-survolteur.....	56
2.4. Modélisation de la batterie.....	58
2.5. Régulateur de charge et de décharge de la batterie	59
2.6. Conclusion.....	60
Chapitre3 Dimensionnement et optimisation du système hybride éolien/PV....	61
3.1. Introduction.....	61

3.2.	Compatibilité de la structure vis -à-vis de la tension batterie.....	61
3.3.	Optimisation de la chaine de production éolienne	63
3.3.1.	Commande en vitesse.....	64
3.3.2.	Commande indirecte par le pilotage du courant de charge.....	65
3.3.3.	Fonctionnement à fort vent	66
3.4.	Optimisation de la chaine de production photovoltaïque.....	68
3.4.1.	Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque.....	68
3.4.2.	Méthodes à contre réaction de tension	68
3.4.2.1.	Tension de référence fixe	69
3.4.2.2.	Tension de référence en fonction de V_{oc}	69
3.4.2.3.	Tension de référence externe (Cellule pilote).....	70
3.4.3.	Méthodes à contre réaction de courant	71
3.4.3.1.	Courant de référence en fonction du courant de court-circuit I_{sc}	71
3.4.3.2.	Courant de référence externe (Cellule pilote)	72
3.4.4.	Méthodes à contre réaction de puissance	72
3.4.4.1.	Méthode Algorithme ‘incrémental conductance’.....	72
3.4.4.2.	Méthode ‘perturbation et observation’.....	74
3.5.	Conclusion.....	77
Chapitre4	Simulations et évaluations des résultats.....	78
4.1.	Introduction.....	78
4.2.	Schéma synoptique du système hybride photovoltaïque et éolien	78
4.2.1.	Voilure éolienne.....	79
4.2.2.	Pont de diodes et la génératrice	79
4.2.3.	Hacheur dévolteur.....	80
4.2.4.	Contrôleur MPPT de l'éolienne.....	81
4.2.5.	Module PV	82
4.2.6.	Contrôleur MPPT de photovoltaïque.....	83
4.2.7.	Hacheur dévolteur-survolteur.....	83
4.2.8.	Batterie Pb-acide.....	84
4.3.	Simulations et discussions	84
4.4.	Conclusion.....	89
	Conclusion générale	90
	Bibliographie	
	Annexes A ,B,C.	

Liste des symboles

P_v	Puissance de la masse de l'air [w]
ρ	Densité volumique de l'air [w]
S	Surface de la voilure [m^2]
V_v	Vitesse du vent [m/s]
P_{max}	Puissance maximale de l'éolienne [w]
C_p	Coefficient de puissance de la voilure
C_p^{max}	Coefficient de puissance maximale de la voilure
λ	Vitesse réduite de la voilure
R	Rayon de l'éolien [m]
Ω	Vitesse de rotation de l'éolienne [rd/s]
V_v^r	Vitesse du vent (hauteur de référence) [m/s]
H	Hauteur de la voilure [m]
P_{eol}	Puissance éolienne [w]
C_{eol}	Couple éolien [N.m]
C_{mec}	Couple mécanique [N.m]
f_m	Frottement mécanique
J	Inertie de la voilure [$kg \cdot m^2$]
λ_{opt}	Vitesse réduite optimale
λ_0	Vitesse réduite pour que le coefficient de puissance de la voilure est nul
C_p^{opt}	Coefficient de puissance optimale de la voilure
$I_{b1,ref}$	Courant de la batterie de référence crée par l'éolienne [A]
$P_{bat,eol}^{ref}$	Puissance de la batterie de référence crée par l'éolienne [A]
η'	Facteur de puissance du pont de diodes
$P_{bat,eol}^{ref}$	Puissance optimale de la batterie crée par l'éolienne [W]
P_{eol}^{opt}	Puissance éolienne optimale [W]
I_{b1}^{opt}	Courant optimal injecté dans la batterie par l'éolienne [A]
P_{lim}	Puissance éolienne limite en fort vent [A]
f_s	Fréquence de MLI du convertisseur de l'éolienne [HZ]
T_s	Période de MLI du convertisseur de l'éolienne [s]
d	Rapport cyclique du MLI (éolien)

L_l	Inductance du hacheur dévolteur [H]
P	Nombres de paires de pôles de la génératrice synchrone
U_n	Tension nominale de la génératrice [v]
I_n	Courant nominal de la génératrice [A]
P_n	Puissance nominale de la génératrice [w]
r_s	Résistance des enroulements de la génératrice [Ω]
L_s	Inductance cyclique de la génératrice [H]
Φ_{eff}	Flux efficace des aimants de la génératrice [weber]
u_a, u_b, u_c	Tensions triphasées instantanées [v]
i_a, i_b, i_c	Courants triphasés instantanés [A]
M	Inductance mutuelle [H]
l_s	Inductance des enroulements du stator [H]
C_{em}	Couple électromagnétique [n.m]
U_{dc0}	Tension redressée à vide [v]
ΔU_{dc0}	Variation de la tension redressée à vide [v]
E_a	Tension efficace de la phase a [v]
f	Fréquence des forces électromotrices [HZ]
$E_{\text{ab}}^{\text{max}}$	Tension maximale composite des tensions a et b [v]
ω	Pulsation [rd/s]
Z_{ch}	Charge [Ω]
μ	Angle d'empiétement [rd]
Δu	Chute de tension due à l'empiétement [v]
P_a	Puissance coté alternatif du pont de diodes [w]
$I_a(1)$	Valeur efficace de l'onde fondamentale du courant [A]
S_{em}	Puissance apparente des forces électromotrices [V.A]
I_{dc}	Courant redressé [A]
U_{dc}	Tension redressée [v]
λ_l	Longitude [$^\circ$]
φ	Latitude [$^\circ$]
ψ	Azimut [$^\circ$]
γ	Hauteur angulaire [$^\circ$]
δ	Déclinaison [$^\circ$]
θ	Angle d'incidence [$^\circ$]
α	Angle d'orientation [$^\circ$]

β	Angle d'inclinaison [°]
E_{ph}	Energie d'un photon [joule]
λ_2	Longueur d'onde [m]
h	Constante de Planck
c	Vitesse de la lumière [m/s]
T	Température [°K]
I_D	Courant de la diode (photovoltaïque) [A]
I_{pv}	Courant de photovoltaïque [A]
V_{pv}	Tension photovoltaïque [v]
I_s	Courant de saturation inverse de la diode [A]
I_{ph}	Photo courant produit par la cellule photovoltaïque [A]
I_{cc}	Courant de court circuit [A]
V_{oc}	Tension de circuit ouvert [v]
n	Facteur de pureté de la diode
k	Constante de Boltzmann
q	Charge élémentaire [c]
I_{s1}	Courant de saturation de la diode d_1 [A]
I_{s2}	Courant de saturation de la diode d_2 [A]
R_s	Résistance série [Ω]
R_p	Résistance parallèle [Ω]
E_g	Bande passante du semi-conducteur [ev]
FF	Facteur de forme
η	Rendement de la cellule
z	Nombre de cellules
d'	Rapport cyclique
E_{bat}	Source de tension de batterie [v]
R_{bat}	Résistance de la batterie [Ω]
I_{bat}	Courant de la batterie [A]
U_{bat}	Tension de la batterie [v]
N	Nombre d'éléments de tension nominale de 12V
I_{b2}	Courant de la batterie injecté par le système photovoltaïque [A]
I_{b1}	Courant de la batterie injecté par le système éolien. [A]

Les autres symboles utilisés sont définis dans le texte.

Liste des figures

Figure 1-1. Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ	5
Figure 1-2. Les différents types d'éoliennes.....	6
Figure 1-3. Type de montage de la voile a) upwind b) downwind.....	6
Figure 1-4. Courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.....	7
Figure 1-5. Turbine Savonius.....	8
Figure 1-6. Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius.....	9
Figure 1-7. Eolien de type Savonius.....	9
Figure 1-8. Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent.....	10
Figure 1-9. Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage.....	11
Figure 1-10. Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation-régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation.....	11
Figure 1-11. Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes.....	12
Figure 1-12. Aérogénérateur à aimants permanent débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu.....	12
Figure 1-13. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.....	13
Figure 1-14. Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM	14
Figure 1-15. Coordonnées terrestres.....	15
Figure 1-16. Coordonnées angulaires du soleil et orientation d'une surface réceptrice...	16
Figure 1-17. Cellule solaire.....	18
Figure 1-18. Branchement des diodes Bypass et de blocage avec un réseau de cellules solaires.....	19
Figure 1-19. Système photovoltaïque autonome sans système de stockage.....	20
Figure 1-20. Vue en coupe d'un élément au plomb.....	22
Figure 1-21. Vue éclatée d'une batterie au plomb.....	23
Figure 2-1. Système hybride photovoltaïque et éolien	25
Figure 2-2. Dimensionnement géométrique de la voile Savonius.....	27
Figure 2-3. Schéma bloc d'une turbine éolienne.....	28
Figure 2-4. Schéma de modèle dynamique de la turbine Savonius.....	28
Figure 2-5. Courbe caractéristique de l'éolienne.....	29

Figure 2-6. Pont de diodes idéal.....	31
Figure 2-7. Tensions du pont de diodes.....	32
Figure 2-8. Schéma équivalent de circuit pendant la commutation.....	33
Figure 2-9. Tensions et angles pendant la commutation.....	34
Figure 2-10. Courants dans les phases a et c pendant la commutation.....	34
Figure 2-11. Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale.....	38
Figure 2-12. Sélection des phases en conduction et les séquences de conduction.....	39
Figure 2-13. Courants de ligne a) Côte continu b) Côte alternatif du pont de diodes.....	39
Figure 2-14. Phénomène d'empiétement.....	40
Figure 2-15. Signal MLI.....	42
Figure 2-16. Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type dévolteur.....	43
Figure 2-17. Circuit équivalent du convertisseur dévolteur $t \in [0, dT_s]$	43
Figure 2-18. Circuit équivalent du hacheur dévolteur quand $t \in [dT_s, T_s]$	43
Figure 2-19. Tension aux bornes de l'inductance.....	46
Figure 2-20. Circuit hacheur à réguler.....	47
Figure 2-21. Schéma du processus à réguler.....	48
Figure 2-22. Schéma global de régulation.....	48
Figure 2-23. Circuit de commande du hacheur complet simulé sur Matlab.....	50
Figure 2-24. Schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.....	50
Figure 2-25. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV en une diode.....	51
Figure 2-26. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV à deux diodes.....	51
Figure 2-27. Caractéristique idéale d'une cellule PV.....	54
Figure 2-28. Influence de l'ensoleillement sur les courbes $I_{pv}-V_{pv}$ et $P_{pv}-V_{pv}$	55
Figure 2-29. Influence de la température sur les courbes $I_{pv}-V_{pv}$ et $P_{pv}-V_{pv}$	56
Figure 2-30. Circuit électrique du convertisseur dévolteur-survolteur.....	58
Figure 2-31. Schéma de simulation de la batterie.....	59
Figure 2-32. Contrôle hysteresis de charge et décharge de la batterie.....	59
Figure 2-33. Organigramme de contrôle hysteresis de charge et décharge de la batterie	60
Figure 3-1. Vitesse de référence en fonction de la puissance éolienne mesurée.....	65
Figure 3-2. Convergence vers le point optimal par contrôle en vitesse.....	65
Figure 3-3. Courant de référence en fonction de la vitesse de rotation.....	66
Figure 3-4. Limitation de puissance en cas de fort vent.....	67

Figure 3-5. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.	68
Figure 3-6. Intervalles de variation de la tension et du courant de fonctionnement optimal pour des ensoleillements et des températures variables.....	69
Figure 3-7. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence v_{oc}	70
Figure 3-8. Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc}	71
Figure 3-9. Signe de dP_{pv}/dV_{pv} pour différentes zones de fonctionnement.....	73
Figure 3-10. Organigramme de l'algorithme perturbation et observation.....	75
Figure 3-11. Organigramme général de fonctionnement du système hybride.....	76
Figure 4-1. Schéma du système global simulé sur SIMULINK	78
Figure 4-2. Blocs de simulation de la voilure éolienne et son équation dynamique.....	79
Figure 4-3. Blocs de simulation de la génératrice et de pont de diodes.....	80
Figure 4-4. Blocs de simulation de hacheur abaisseur	81
Figure 4-5. Blocs de simulation de MPPT de l'éolienne.....	81
Figure 4-6. Blocs de simulation du module PV.....	82
Figure 4-7. Contrôleur perturbation et observation simulé par Simulink.....	83
Figure 4-8. Blocs de simulation du module hacheur dévolteur-survolteur.....	83
Figure 4-9. Bloc de simulation du module batterie.....	84
Figure 4-10. Courbes des puissances éoliennes et puissances fourni à la batterie.....	85
Figure 4-11. Signaux du système hybride pour $U_{bat}=24V$	86
Figure 4-12. Signaux du système hybride pour $U_{bat}=48V$	87
Figure 4-13. Courants fourni à la batterie par le système éolien en fonction du vent pour différentes tensions de batterie.	88
Figure 4-14. Signaux du système hybride à l'état d'arrêt de fonctionnement	89

Liste des tableaux

Tableau 1-1. Orientation optimale en fonction de la latitude.....	16
Tableau 1-2. Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.....	17
Tableau 1-3. Energie de gap des principaux matériaux dans les capteurs solaire photovoltaïques.....	18
Tableau 3-1. Vitesses minimales du vent et de rotation de l'éolienne pour différentes tensions de batterie pour que l'éolienne fournisse de l'énergie à la batterie.....	63

INTRODUCTION GENERALE

Face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles (le charbon, le pétrole, le gaz...) et aux problèmes environnementaux causés par l'émission des gaz à effet de serre lors de l'exploitation de ces ressources, d'autres ressources énergétiques alternatives ont été et doivent continuer à être développées.

Parmi elles, nous pouvons citer l'énergie de fission nucléaire qui souffre généralement d'une mauvaise image médiatique. Certes les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident, même très peu probable, seraient désastreuses. Le traitement des déchets, issus de ce mode de production, est très coûteux. De plus, l'accès à cette ressource aux pays en voie de développement nécessite des investissements lourds et un niveau de technicité qu'ils sont souvent loin d'avoir.

Les énergies renouvelables représentent une alternative écologique aux combustibles fossiles et au nucléaire, elles ont toutes l'immense avantage d'être d'origine naturelle, inépuisable, non polluante et très adaptées à la production décentralisée. Leur exploitation permettrait de fournir de l'électricité aux sites isolés et urbains, parmi ces énergies nous pouvons citer l'hydroélectricité, la biomasse, l'éolienne, la géothermie et le solaire.

Le caractère aléatoire des ressources d'énergie renouvelables ne fait que le système autonome utilisant une seule source d'énergie renouvelable nécessite une large capacité de stockage afin de satisfaire les besoins de la charge en énergie et d'assurer une meilleure fiabilité de la production d'énergie[1]. L'utilisation des systèmes hybrides, combinant plusieurs sources d'énergie, permet d'une part, de réduire les besoins de stockage et d'atténuer les fluctuations de la production causées par la nature aléatoire de ces ressources. Les systèmes autonomes, associant un générateur photovoltaïque (PV), un générateur éolien et des batteries de stockage, peuvent constituer une excellente alternative. Grâce à la complémentarité des deux sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune des deux [2].

L'objectif de notre travail est de dimensionner et d'optimiser un système de captage hybride éolien et photovoltaïque de petite puissance à faible coût pour diverses applications sur site urbain. En effet, en ce qui concerne la chaîne éolienne, les gisements du vent à proximité des habitations sont nettement moins réguliers et a priori moins performants que sur sites dégagés. Ils nécessitent impérativement une gestion optimisée tout en restant peu coûteuse, en jouant sur

l'architecture (le choix de convertisseur, minimisation du coût de mesure), le dimensionnement et la gestion de l'énergie (maximisation de puissance).

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. Quelques exemples d'architectures de chaînes de conversion d'énergie éolienne sont donnés en association avec différents types de génératrices. Des définitions essentielles sur l'énergie photovoltaïque sont données ainsi que les caractéristiques du module photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre nous donnerons le modèle de chaque élément du système hybride, dans la chaîne éolienne nous parlerons du choix de convertisseur (facteur de surdimensionnement au silicium des interrupteurs).

Dans le troisième chapitre nous parlerons de la plage d'utilisation du système en fonction de la dimension de la batterie. Nous donnerons aussi les différentes méthodes de recherche de la puissance maximale pour les chaînes éolienne et photovoltaïque.

Le quatrième chapitre est consacré aux simulations du système et aux commentaires sur les résultats. Une conclusion sur les résultats obtenus et les futures perspectives de ce travail terminent ce mémoire.

Chapitre1

GENERALITES SUR LES ENERGIES PHOTOVOLTAIQUE ET EOLIENNE

1.1. INTRODUCTION

La majorité des énergies renouvelables ont pour origine le soleil. Le rayonnement électromagnétique émis par le soleil est la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil. Ce rayonnement constitue la quasi-totalité de l'énergie expulsée par le soleil. La conversion photovoltaïque est la transformation directe de ces rayonnements en énergie de type continu. L'élément de base dans la conversion du rayonnement est la cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont associées dans un module qui est ainsi la plus petite surface de captation transportable, montable et démontable, sur un site. Ces modules sont groupés en panneaux eux même associés pour former le champ photovoltaïque [1]. Par contre la ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est du indirectement à l'ensoleillement de la terre, le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en déplacement [2].

1.2. L'ENERGIE EOLIENNE

1.2.1. Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolien, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible).

1.2.2. Loi de Betz

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement

passant par la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par [3] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S V_v^3 \quad (1-1)$$

ρ est la masse volumique de l'air, S est la surface active de l'éolienne, V_v est la vitesse du vent. Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité [3]. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_v \quad (1-2)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini :

$$C_p^{\max} = \frac{P_{\max}}{P_v} = 0.59 \quad (1-3)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent, défini par :

$$C_p = 2 \frac{P_{eol}}{\rho S V_v^3} \quad (1-4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée, c'est la vitesse réduite λ , est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent est donnée par :

$$\lambda = \frac{R \Omega}{V_v} \quad (1-5)$$

Où R est le rayon de l'éolienne et Ω la vitesse angulaire de l'éolienne.

1.2.3. Mesure de la vitesse du vent

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires. La vitesse du vent est mesurée par l'anémomètre [4].

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur du mât de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. L'expression (1.6) donne la méthode de ce calcul [5].

$$V_v(t) = V_v^r(t) \left(\frac{h}{h_r} \right)^a \quad (1.6)$$

Avec :

$V_v(t)$: est la vitesse du vent à la hauteur h .

$V_v^r(t)$: est la vitesse du vent à la hauteur de référence (hauteur de mesure) h_r .

$a=1/7$.

1.2.4. Différents types d'aérogénérateurs – caractéristiques C_p

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux familles de voilures existent : les aérogénérateurs à axe vertical (VAWT) et à axe horizontal (HAWT). Le graphique de la figure 1-1 donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse réduite pour différents types d'éoliennes [2] :

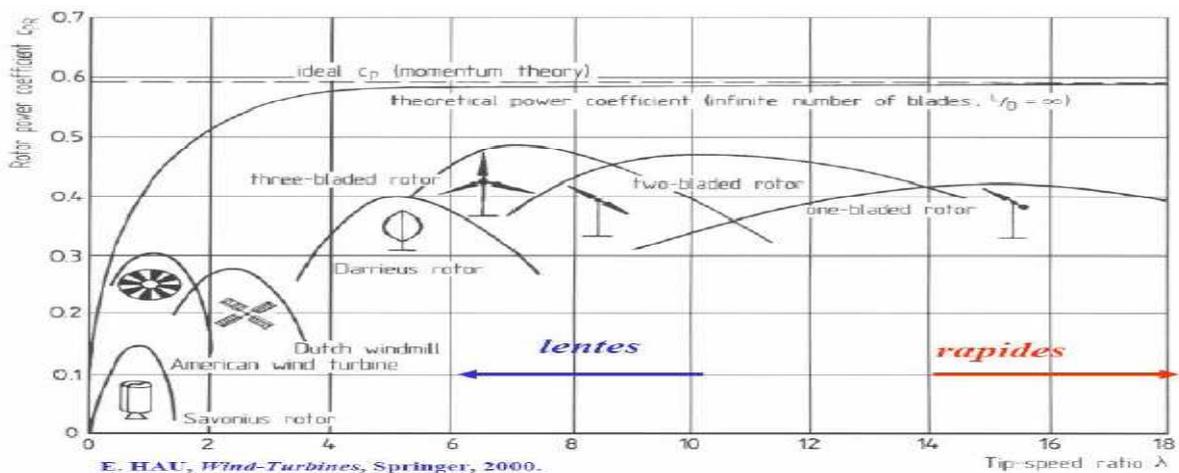


Figure 1-1. Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ

Les courbes $C_p(\lambda)$ sont plus plates pour les éoliennes à axes horizontaux c'est à dire à faible nombre de pales (1,2,3) (voire figure 1-1), comparativement aux éoliennes à axes verticaux ou aux multiples pales. Elles sont donc moins sensibles aux variations de λ autour de λ_{opt} . La figure 1-2 donne les différentes types d'éoliennes.

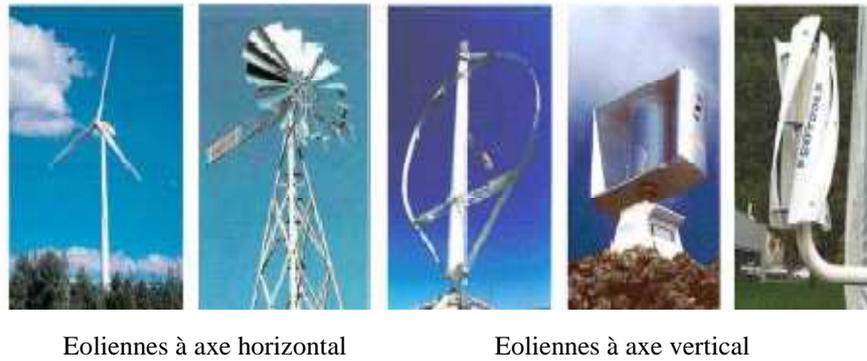


Figure 1-2. Différents types d'éoliennes.

1.2.4.1. Aérogénérateur à axe horizontal

Les voilures à axe horizontal sont de loin les plus utilisées actuellement. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les voilures à deux, trois pales (les plus courantes) et multiples. La caractéristique de puissance $C_p(\lambda)$ dépend principalement du nombre de pales comme la montre la figure 1-1 et des propriétés aérodynamiques de la voile. La voile peut être placée avant la nacelle (upwind) et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de toute mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (downwind). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares, car des vibrations importantes sont à noter, elles sont dues au passage des pales derrière le mât. La figure 1-3 montre les deux procédés [2],[3].

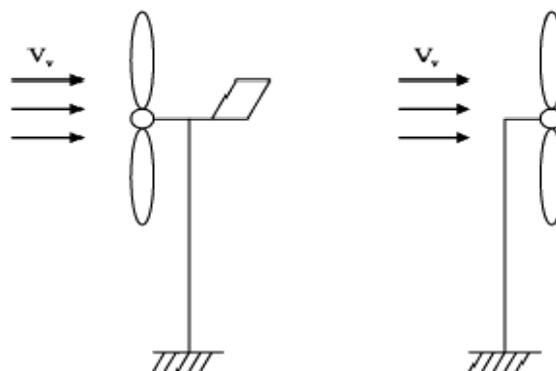


Figure 1-3. Type de montage de la voile a) upwind b) downwind.

La figure 1-4 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Après une partie (I) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse de démarrage V_D , une section de fonctionnement normale existe, Si on

extrait alors la puissance maximale de la turbine (MPPT) celle-ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (II). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, elle doit être limitée (III). Au delà d'une certaine limite de vitesse (V_M) du vent la turbine doit être arrêtée (IV)[6].

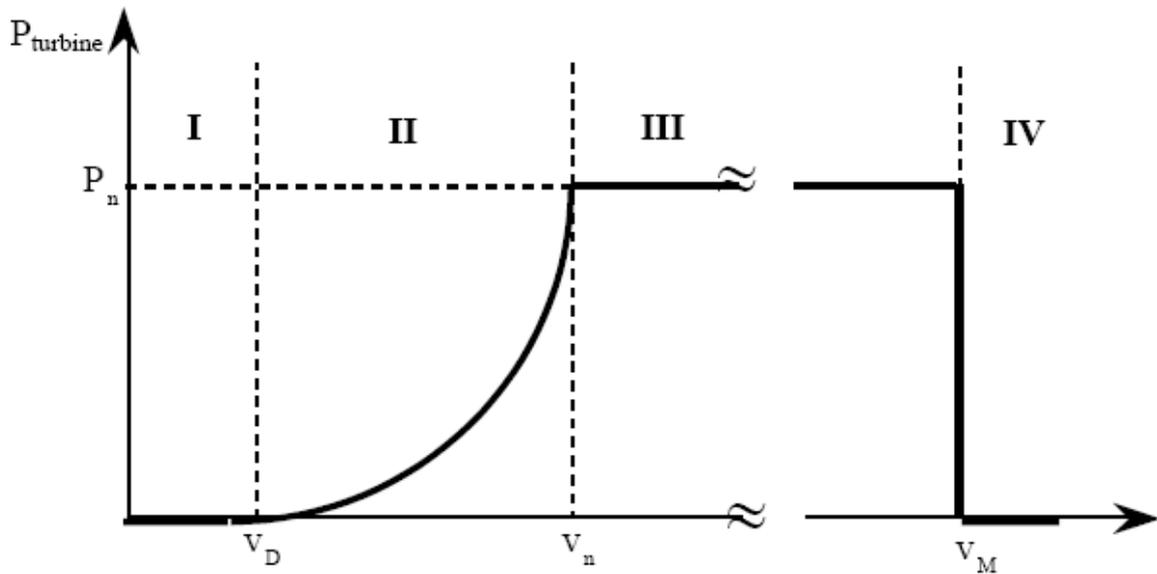


Figure 1-4. Courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent.

1.2.4.2. Aérogénérateur à axe vertical

Une autre famille d'éoliennes est basée sur les voilures à axe vertical. Elle présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol, facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche, certaines de ces éoliennes (éoliennes de grande puissance) doivent être entraînées au démarrage. Ainsi le bâtiment peut être utilisé à son avantage pour concentrer l'énergie cinétique sur la voile. En effet entre deux bâtiments, le vent s'accélère et l'énergie récupérable par l'éolienne s'en trouve augmentée. Exploiter cet effet peut être intéressant à condition que les parois du « tunnel » ne soient pas trop rugueuses (ceci impliquant alors un écoulement turbulent indésirable). Ce phénomène est directement exploitable en milieu urbain, les bâtiments pouvant être utilisés comme « tunnels ». Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieus classiques, à pales droites (H-type), et la turbine de type Savonius. Pour diminuer la vitesse de rotation et limiter le bruit dans le milieu urbain, il est préférable de choisir des éoliennes à axe vertical, de type Savonius par exemple puisque ces turbines tournent en moyenne 6 à 8 fois moins vite qu'une tripale classique, ceci pour un rayon identique [2], [4].

Le rotor de Savonius (figure 1-5) est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble comme sur la figure 1-6 ci dessous. Dans cette étude nous allons nous intéresser à la voilure de type Savonius (figure 1-5). Cette voilure à axe vertical se présente sous la forme d'un cylindre de faible diamètre. Elle est de ce fait complètement insensible à la direction du vent dans un plan horizontal. La valeur de la vitesse réduite peu élevée (environ 8 fois moins que pour les tripales classiques) (figure 1-1) offre des caractéristiques intéressantes du point de vue de l'acoustique et de la sécurité, cet aspect étant fortement lié à la vitesse linéaire en bout de pales. Toutefois, ces propriétés impliquent l'usage d'une génératrice à grand nombre de pôles et très souvent des machines sur mesure. Le démarrage à faible vitesse du vent est également un point fort. Ainsi, malgré une certaine faiblesse du coefficient de puissance (0.15 à 0.2), les avantages précédents auxquels s'ajoute une certaine esthétique, en font une solution bien adaptée aux sites urbains. Les dimensions géométriques d'une telle voilure sont cependant limitées. En effet, vu les efforts mécaniques devant être supportés par le mât, les éoliennes de type Savonius ne peuvent pas être de taille trop imposante. C'est pour cette raison qu'elles sont utilisées dans l'éolienne de petite puissance. Un autre aspect très intéressant de ces voilures est qu'elles ont une forme assez esthétique, et peuvent être bien intégrées dans l'environnement urbain, la figure 1-7 représente l'éolienne Savonius installée dans le milieu urbain.

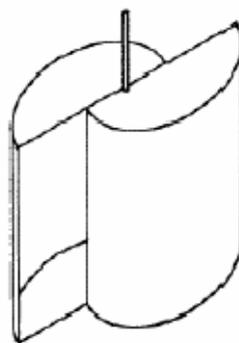


Figure 1-5. Turbine Savonius.

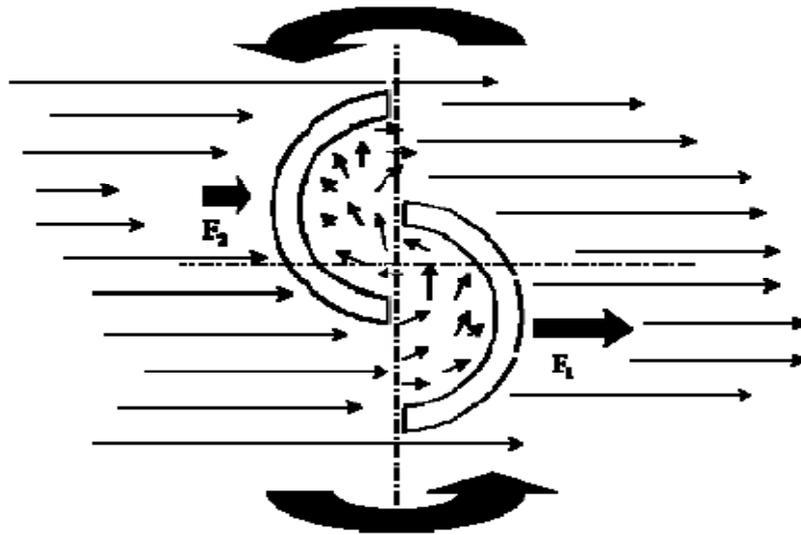


Figure 1-6. Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius.



Figure 1-7. Eolienne de type Savonius.

1.2.5. Intérêt de la vitesse variable

Nous avons vu que les courbes caractéristiques des voilures éoliennes ne sont pas linéaires, surtout dans le cas des voilures de type Savonius dont la forme de cloche est très « pointue ». En ce qui concerne la puissance éolienne, elle résulte de la vitesse de rotation de l'arbre mécanique de l'éolienne, de la vitesse du vent (donc de la vitesse réduite) et de la caractéristique $C_p(\lambda)$. Elle peut être optimisée dans le but de maximiser l'énergie captée par l'éolienne. La figure 1-8 donne l'image de la famille des courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent (pour une turbine Savonius) ainsi que la courbe optimale qui relie leurs sommets selon une fonction de la vitesse de rotation. En suivant cette courbe continuellement, la puissance éolienne recueillie sera toujours maximale.

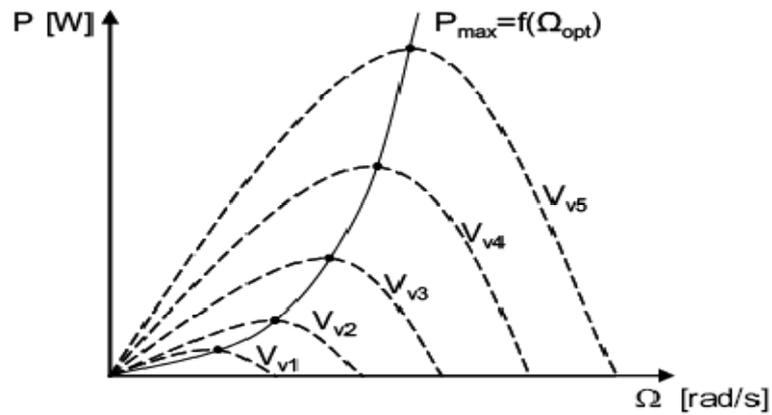


Figure 1-8. Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent.

1.2.6. Machines électriques

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la voilure. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe en tenant compte de leurs spécificités [7],[8],[9],[10],[11].

1.2.6.1. Machines asynchrones à cage d'écureuil (MAS)

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle de puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande puissance et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. La figure 1-9 représente un exemple d'utilisation de la machine asynchrone à cage d'écureuil.

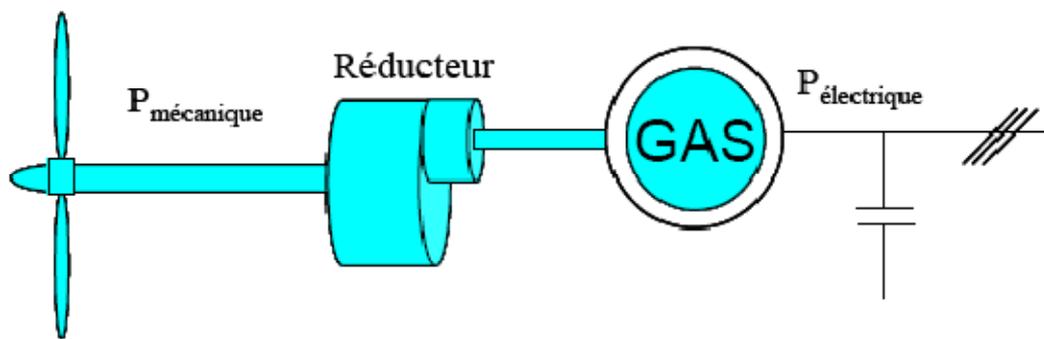


Figure 1-9. Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage.

1.2.6.2. Machines asynchrones à double alimentation

Avec les génératrices synchrones MADA, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor. Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais. La figure 1-10 représente un exemple d'application de cette machine.

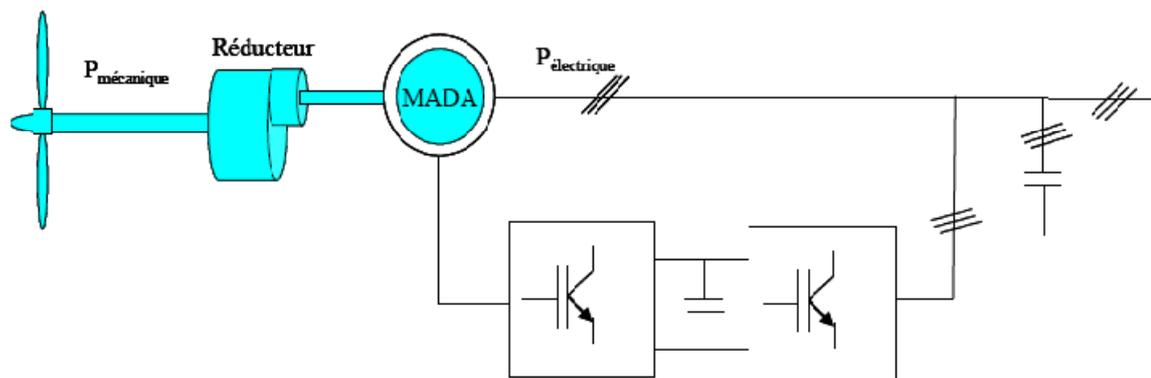


Figure 1-10. Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation- régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation.

1.2.6.3. Génératrices synchrones

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les voilures éoliennes. Par

contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Les systèmes de ce type possèdent aussi leurs défauts. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais, le circuit d'excitation de l'inducteur demande la présence du réseau et une fourniture de la puissance réactive. Les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante. Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Mais, contrairement aux génératrices MADA (Machines Asynchrones à Double Alimentation), la chaîne de conversion placée sur le stator doit être dimensionnée pour la totalité de la puissance du système de production. Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à une autre source d'énergie (photovoltaïque, pile à combustible, ou groupe électrogène), interconnectés avec un bus continu. La figure 1-11 et la figure 1-12 représentent deux exemples d'architecture de cette machine.

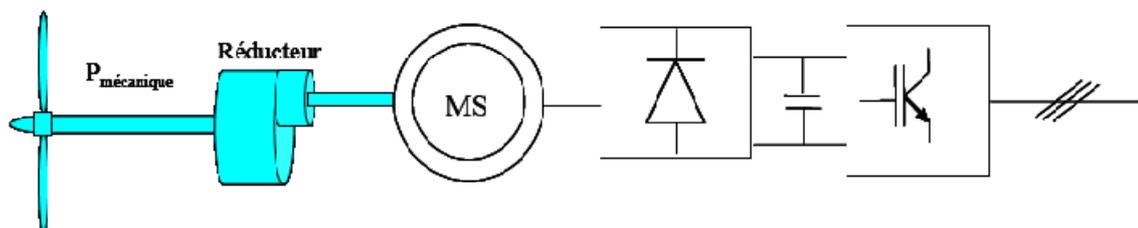


Figure 1-11. Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes.

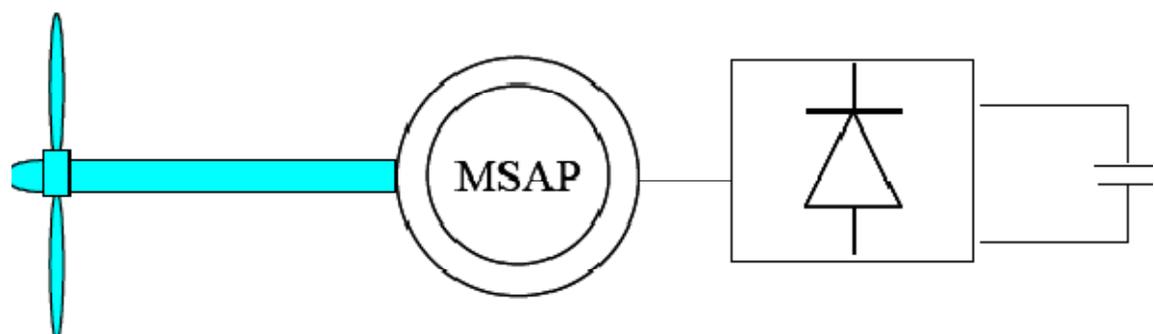


Figure 1-12. Aérogénérateur à aimants permanent débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu.

1.3. L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

1.3.1. La constante solaire

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 μm) à l'infrarouge lointain (2.5 μm). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (figure 1-13). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5). Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m² qui est appelée la constante solaire, la figure 1-14 correspondant aux Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la conversion AM [12],[13].

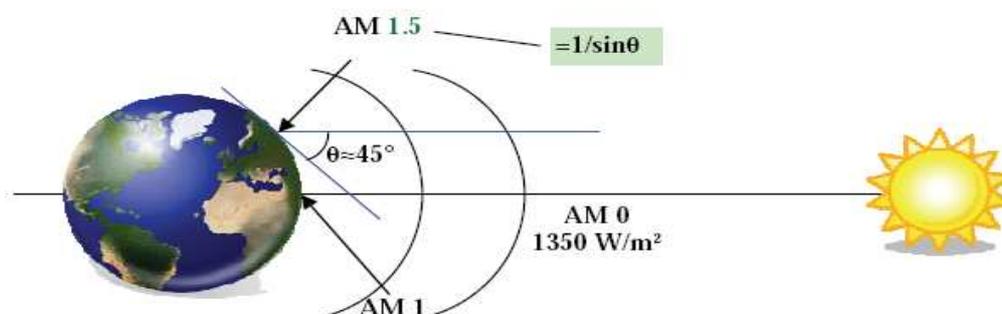


Figure 1-13. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

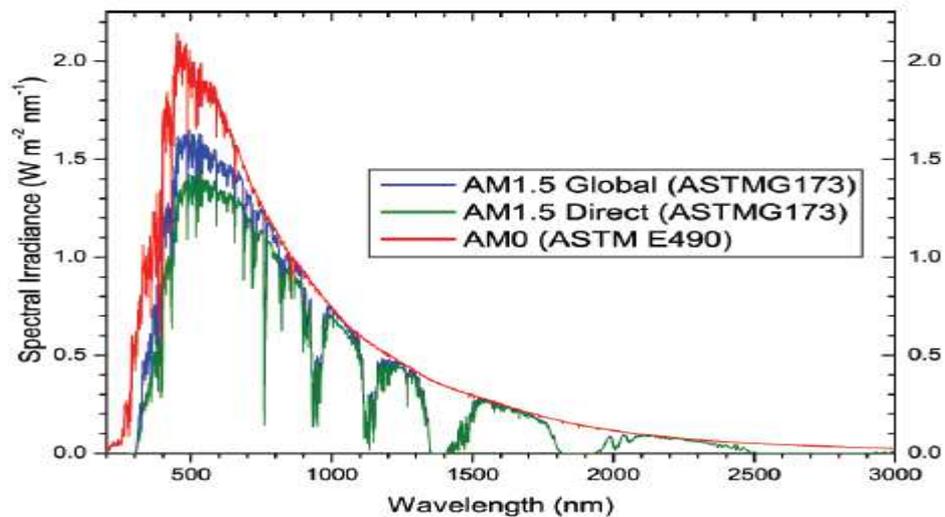


Figure 1-14. Spectres solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.

1.3.2. Les différents types de rayonnements

- **Le rayonnement direct** : une partie des photons solaires interagissent avec les constituants de l'atmosphère et sont extraits du flux initial. Parvenu en un point M après un certain parcours, le flux résiduel des photons qui n'ont pas interagi et ont conservé une direction commune et leurs énergies propres, forme la composante direct du rayonnement.
- **Le rayonnement diffus** : c'est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Il est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- **Le rayonnement réfléchi** : c'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol et par les objets qui se trouvent en surface.
- **Le rayonnement global** : est la somme de tout les rayonnements reçus, il est mesuré par un pyranomètre [14],[15].

1.3.3. Les coordonnées terrestres et les coordonnées angulaires du soleil

1.3.3.1. Les coordonnées terrestres

Tout point de la surface terrestre est repéré par ses coordonnées géographiques : longitude et latitude, ainsi que par son altitude (figure 1-15) [14],[15],[16].

-La longitude (λ_1) d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par ce lieu avec un plan méridien retenu comme origine. Le méridien origine 0° est le plan passant par l'observatoire de Greenwich.

-La latitude (φ) d'un lieu correspond à l'angle avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu.

-l'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et le niveau moyen de la mer.

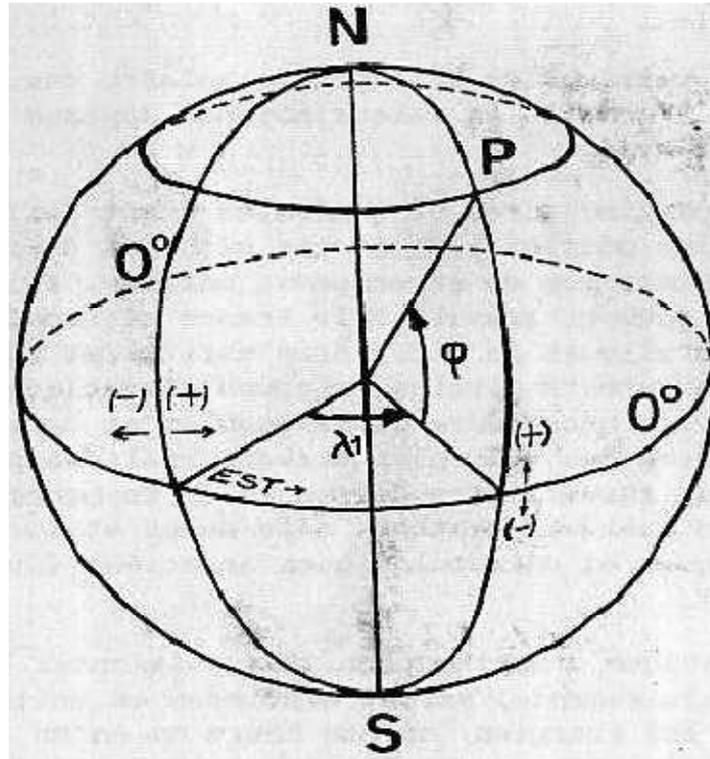


Figure 1-15. Coordonnées terrestres.

1.3.3.2. Les coordonnées angulaires du soleil

On a souvent besoin de connaître le flux solaire en un lieu donné de la terre à un instant donné de l'année. On souhaite alors repérer à cet instant la direction du soleil dans un système de coordonnées locales liés à ce lieu. Pour cela on utilise les coordonnées angulaires du soleil [14], voir figure (1-16).

-**L'azimut (ψ)** : c'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud.

-**La hauteur angulaire (γ)** : c'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil.

-**La déclinaison (δ)** : c'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre.

1.3.4. Inclinaison et orientation d'une surface réceptrice

Le plan du capteur doit être parallèle à l'équateur (plein sud dans l'hémisphère nord, plein nord dans l'hémisphère sud). Une adaptation sera éventuellement nécessaire en fonction du terrain, il faudra alors choisir l'orientation qui permet le maximum d'ensoleillement [14],[15],[16], voir figure(1-16).

- **L'angle d'incidence (θ)** : est l'angle entre le vecteur normale à la surface d'un récepteur et la direction du soleil.

- **L'angle d'orientation (α)** : est l'angle entre la direction est et la surface réceptrice. En algérie l'orientation est prise vers le sud.

- **L'angle d'inclinaison (β)** : est l'angle d'inclinaison sur l'horizontale, en fonction de la période de fonctionnement de l'installation, il est fixé par latitude du site. Le tableau suivant montre les différentes valeurs de β en fonction de φ . Le tableau 1-1 représente l'inclinaison optimale en fonction de la latitude [16].

Latitude φ	Inclinaison β
$\varphi < 10^\circ$	$\beta = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\beta = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\beta = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\beta = \varphi + 15^\circ$

Tableau 1-1. Orientation optimale en fonction de latitude.

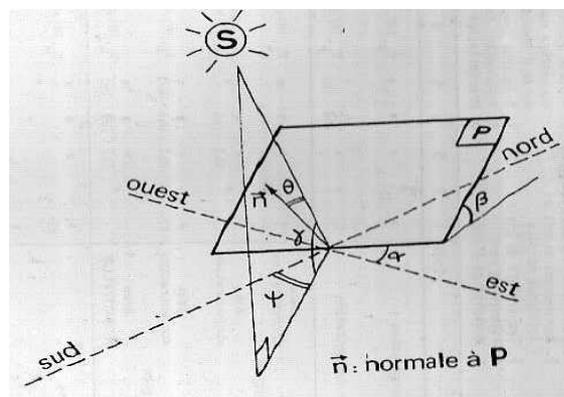


Figure 1-16. Coordonnées angulaires du soleil et orientation d'une surface réceptrice.

1.3.5. La cellule photovoltaïque

Le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} qui répond, elle même, à la relation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda_2} \quad (1.7)$$

Où E_{ph} représente la quantité d'énergie d'un photon, λ_2 la longueur d'onde, h la constante de Planck et c la vitesse de la lumière.

Nous observons de la figure (1-14) que les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprise entre 0.2 μ m (ultraviolet) et 1 μ m (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour 0.5 μ m. La figure (1-14) montre aussi que 95.7 de cette énergie est comprise entre 0.2 μ m et 2.5 μ m, et principalement entre 0.4 μ m et 0.78 μ m qui correspond au visible. Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons. Le tableau 1-2 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'onde ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

$\lambda_2(\mu\text{m})$	$E_{ph}(\text{ev})$	Zone
0.2	6.2	Ultraviolet
0.4-0.78	3.1-1.59	Visible
1-4	1.24-0.31	Infrarouge

Tableau1-2. Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

La figure (1-17) représente la cellule solaire [17]. Elle se compose d'un abri de verre(g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m). Lorsque les photons sont captés et absorbés par le matériau du semi conducteur, ils transmettent leur énergie à des électrons qui sont excités et collectés afin de constituer un courant électrique global. Le tableau 1-3 présente les divers matériaux les plus souvent cités et utilisés dans les capteurs actuellement commercialisés soit seuls, soit associés sous forme de multicouches pour mieux couvrir la totalité du spectre solaire. Le tableau 1-3 présente aussi leur énergie de gap, pour établir une correspondance entre les divers matériaux utilisés dans les capteurs d'énergie solaire photovoltaïque et le spectre solaire [1].

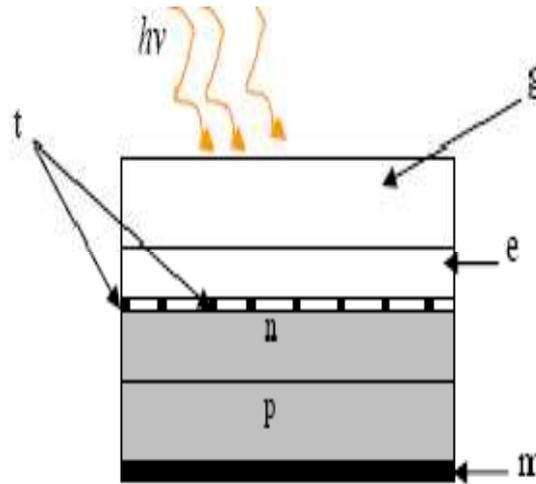


Figure 1-17. Cellule solaire.

Matériaux	SbI	AsI	Ge	SbGa	Si	InP	AsGa	CdTe	CdSe
Eg	0.2	0.35	0.67	0.72	1.11	1.29	1.35.	1.45	1.74

Tableau1-3. Énergie de gap des principaux matériaux dans les capteurs solaires photovoltaïques.

1.3.6. Le module photovoltaïque

La tension générée par une cellule photovoltaïque est faible et le courant est fonction de la Surface de la cellule. Il convient donc de grouper en série et en parallèle des cellules élémentaires pour adapter la tension et le courant en fonction des contraintes de la charge à alimenter. Il est important de noter que la caractéristique courant- tension d'un groupement de cellules photovoltaïques, sera directement la même forme que celle de la cellule de base. Le générateur photovoltaïque est caractérisé par sa puissance crête, qui est l'unité servant à définir la puissance disponible aux bornes du module sous l'irradiation de référence 1KWm^{-2} et à la température $T=25^{\circ}\text{C}$. La puissance des modules disponibles sur le marché s'échelonne de quelques Watt crête à quelques dizaines de Watt crête, pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. La figure (1-18) représente le regroupement de plusieurs cellules en série et en parallèle pour former un module photovoltaïque. Lorsqu'une ou plusieurs cellules sont ombrées par un quelconque objet ou lorsqu'il existe des défaillances de quelques-unes, ces cellules deviennent des consommatrices de puissance et non des génératrices ce qui cause des pertes d'énergie. Pour remédier à ce problème on prend quelques cellules voisines et on les shunte

par une diode en parallèle appelée '*diode Bypass*'. Ces diodes éviteront que le courant passe à travers ces cellules lorsque leur tension tombe au-dessous de la tension de seuil de la diode. On place aussi une diode en série avec le panneau pour éviter le retour de courant des autres panneaux lorsqu'un panneau est mal ensoleillé.

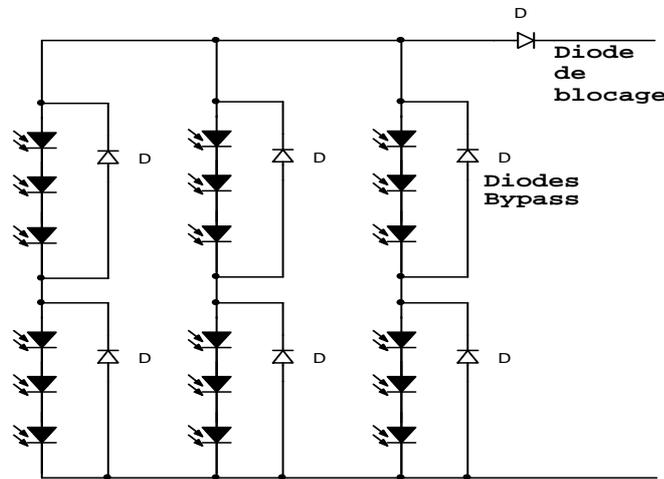


Figure 1-18. Branchement des diodes Bypass et de blocage avec un réseau de cellules solaires.

1.3.7. Les systèmes photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques, les plus couramment utilisés sont de deux types [12],[13] :

- Les systèmes PV connectés au réseau de distribution électrique, par l'intermédiaire d'un onduleur piloté à la fréquence du réseau.
- Les systèmes PV autonomes, utilisés pour des applications diverses et installés surtout dans des endroits isolés ou difficiles d'accès.

1.3.7.1. Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Ce sont des systèmes qui injectent de l'électricité solaire au réseau de distribution électrique. Selon le type d'installation, le producteur – consommateur consomme une partie de l'électricité produite et injecte le surplus de production au réseau, ou alors injecte la totalité de sa production au réseau.

1.3.7.2. Les systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. Deux types de systèmes se distinguent selon l'utilisation ou non d'un système de stockage d'énergie.

- Systèmes autonomes utilisant un système de stockage d'énergie pour l'utilisation nocturne ou durant les périodes où le rayonnement solaire est insuffisant.
- Système autonome sans système de stockage d'énergie, exemple le pompage.

La figure 1-19 donne un exemple de système photovoltaïque autonome sans le système de stockage.

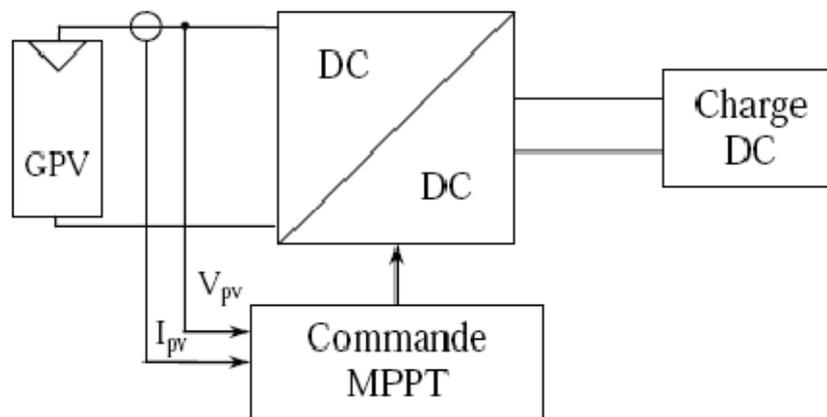


Figure 1-19. Système photovoltaïque autonome sans système de stockage.

1.4. SYSTEMES DE CONVERSIONS

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose entre la source et la charge, il y'a deux types de convertisseurs : convertisseurs continu-continu (les hacheurs) et convertisseurs continu-alternatif (les onduleurs) [18],[19].

1.4.1. Les hacheurs

Les hacheurs sont des convertisseurs directs du type continu-continu. Leur utilisation permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Il existe plusieurs types d'hacheurs, nous citons les plus utilisés couramment : le hacheur buck, le hacheur boost, le hacheur buck-boost.

1.4.2. Les onduleurs

Dans leur principe, les structures de ces convertisseurs continu-alternatif sont naturellement réversibles en puissance instantanée, donc en puissance moyenne, autorisant ainsi des marches en onduleur, lorsque la source continue, fournit une puissance moyenne non nulle à la source alternative, mais aussi au redresseur, dans le cas contraire.

1.5. SYSTEME DE STOCKAGE

Pour des raisons de sécurité, de qualité de service, mais aussi de coût, de nombreux domaines d'application souhaitent ou doivent se prémunir contre toute coupure énergétique, en ayant à leur disposition une source d'énergie indépendante et fiable (une énergie de secours). Parmi les choix possibles, la batterie d'accumulateurs au plomb est une solution de stockage particulièrement séduisante. Recyclable, de faible coût et d'une grande maturité, elle s'impose sur le marché des batteries stationnaires de secours [20],[21].

1.5.1. Les caractéristiques de la batterie

-Capacité en Ampère heure : Les Ampères heures d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

La capacité est influencée aussi par la température, Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement, des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

-La durée de vie : Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ses caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

-La capacité d'une batterie : est la quantité d'électricité dont elle est capable de restituer après en avoir reçu une charge complète, pour un régime de courant de décharge donnée, une tension d'arrêt et une température définies. Elle s'exprime usuellement en ampères-heures (Ah).

-L'état de charge : la batterie peut être vue comme un réservoir d'énergie dont la quantité évolue constamment.

-L'autodécharge : après une charge, même si la batterie n'est pas sollicitée en décharge, l'état chargé n'est pas acquis de façon définitive. Les accumulateurs au plomb sont en effet le siège de phénomènes d'autodécharge. Indépendamment à chaque électrode, ces phénomènes d'autodécharge sont associés à des réactions d'oxydoréduction (réactions parasites) alimentées par la réaction de décharge de l'électrode.

-Profondeur de décharge : La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel- Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages.

-La tension d'utilisation : C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

-Le rendement : C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

1.5.2. Constitution de la batterie au plomb

Un accumulateur de 2V est l'unité de base (élément) d'une batterie au plomb. Il se compose notamment d'électrodes positives et négatives, d'un séparateur micro poreux et d'un électrolyte. Un élément de batterie comprend des plaques planes positives (1) et négatives (2) assemblées en alternance (figure 1-20). Le nombre de plaques pour chaque polarité et leur surface sont des paramètres qui définissent la capacité de l'élément. Par exemple, l'électrode positive comporte ici 4 plaques en parallèle, reliées par un connecteur (4). Pour éviter les courts-circuits entre les plaques de polarité différente, un séparateur micro poreux isolant est placé entre ces plaques lors du montage (3). Les plaques positives et négatives sont assemblées en faisceaux (6) et plongées dans une solution d'acide sulfurique et d'eau distillée. Chaque faisceau constitue ainsi un élément. L'ensemble est contenu dans un bac en polypropylène muni d'orifices en partie supérieure pour permettre le remplissage des éléments et les compléments en eau si nécessaire ainsi que pour l'évacuation des gaz produits (figure 1-21). Les deux bornes en plomb raccordées aux faisceaux de plaques de chaque polarité, permettent le raccordement de la batterie au circuit extérieur [20].

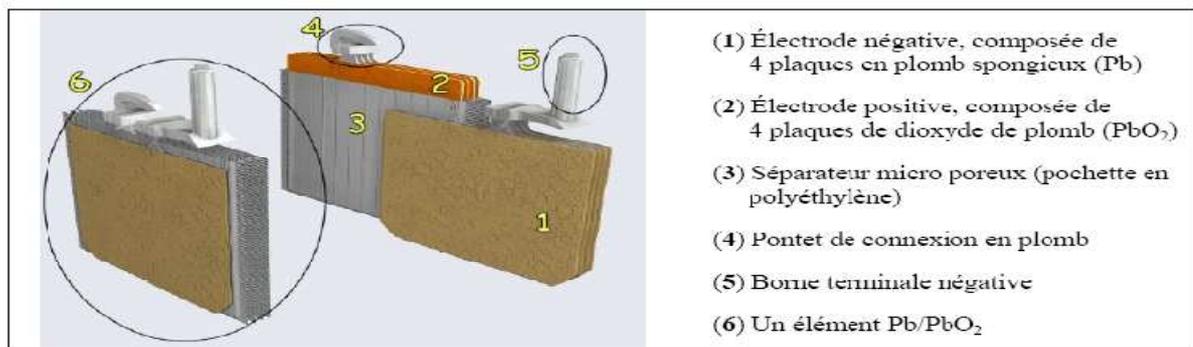


Figure 1-20. Vue en coupe d'un élément au plomb.

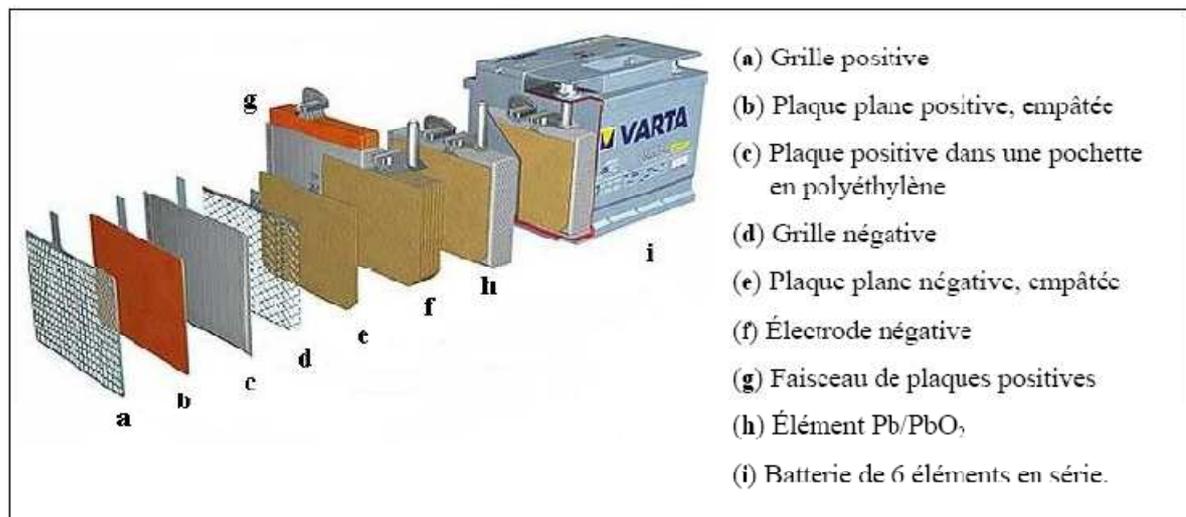
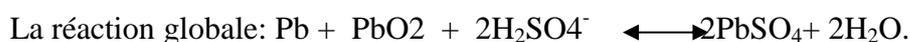
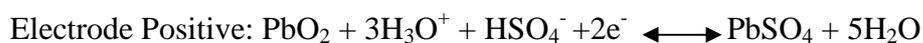


Figure 1-21. Vue éclatée d'une batterie au plomb.

1.5.3. Principales réactions en charge et décharge

Bien que les phénomènes électrochimiques mis en jeu pendant la charge et la décharge soient complexes et imparfaitement connus, certaines réactions prédominent et peuvent être décrites. En plus de l'évolution des matériaux actifs, une autre réaction (dite secondaire) se produit en permanence au sein de l'accumulateur : l'électrolyse de l'eau. Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y'a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent les réactions principales [20]:



1.6. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, et son application dans le domaine photovoltaïque. Nous avons ensuite expliqué le fonctionnement de la cellule photovoltaïque, ses caractéristiques principales et les composants du module photovoltaïque. Quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme exemples les architectures d'éoliennes, les génératrices utilisées, etc. Nos travaux portent sur

un système hybride éolien -photovoltaïque de petite puissance dédié à un site dont le vent est perturbé comme le milieu urbain, la turbine à axe vertical de type Savonius semble être particulièrement adaptée à ce milieu comparativement à l'éolienne à axe horizontal, à cause de ses caractéristiques particulières, comme l'insensibilité à la direction du vent, son faible bruit et la faible vitesse de démarrage.

Chapitre 2

MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN ET PHOTOVOLTAIQUE

2.1. INTRODUCTION

La modélisation est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'optimisation ou de simulation du système. Le système proposé dans cette étude est un système hybride PV/éolien avec batteries de stockage, il est composé essentiellement d'un générateur PV, d'un générateur éolien, des convertisseurs DC/DC et des batteries de stockage. La figure 2-1 représente le système hybride à modéliser, dans ce qui suit, nous présentons les modèles mathématiques de chacun de ces différents éléments composant ce système.

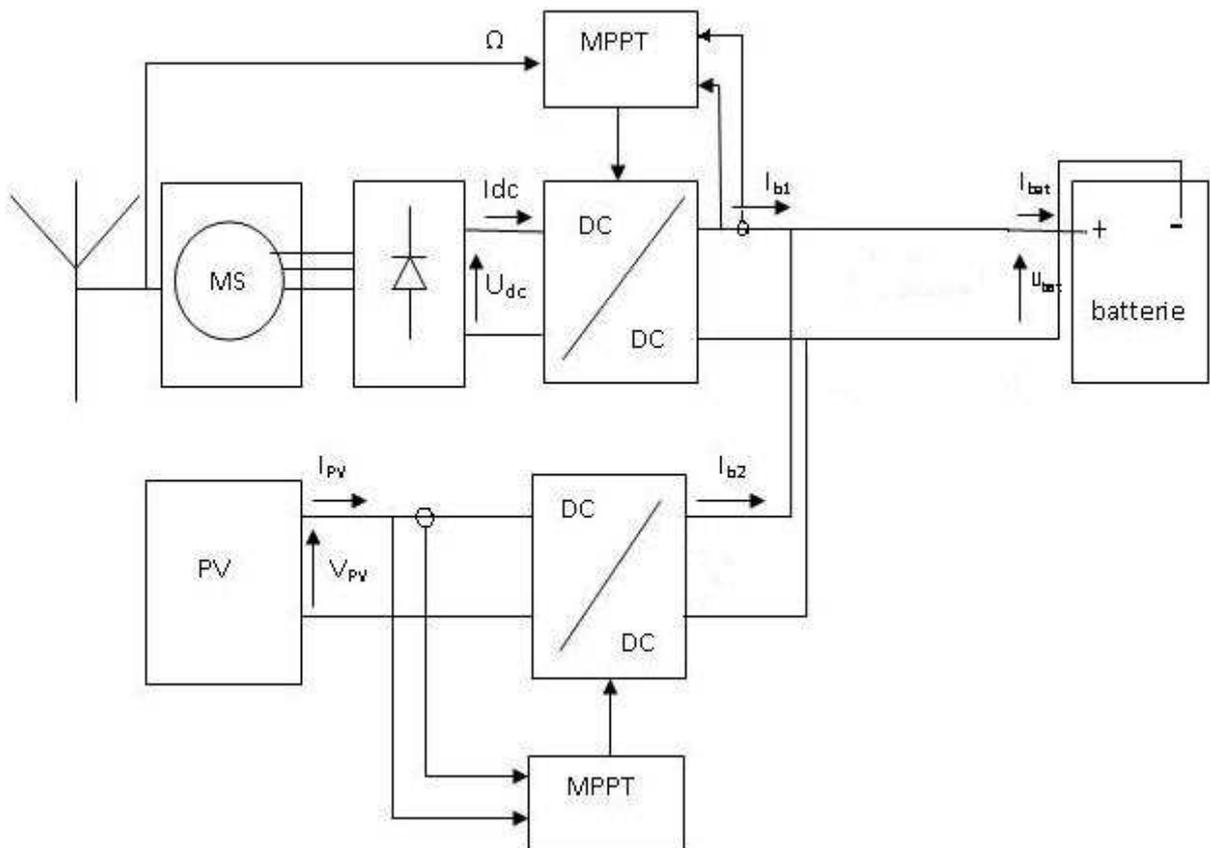


Figure 2-1. Système hybride photovoltaïque et éolien.

2.2. MODELISATION DE LA CHAÎNE DE PRODUCTION EOLIENNE

L'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la vitesse du vent du site d'implantation et de sa courbe caractéristique puissance-vitesse. Cette dernière est la caractéristique de l'aérogénérateur qui influence le plus sur la puissance produite par la machine. La technologie utilisée (type de la machine) et la taille de la machine sont les deux principaux paramètres dont dépend la caractéristique puissance-vitesse de la machine.

2.2.1. Modélisation de la vitesse du vent

La ressource en vent est primordiale dans un projet éolien et donc déterminante pour le calcul de production de l'électricité et de rentabilité. Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent (équation (1.2)). La vitesse du vent est un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent considéré dans ce modèle, se limite à une dimension. A noter que l'orientation du vent dans le plan horizontal n'a pas d'importance pour une voile à axe vertical. Les voiles à axe vertical sont dépourvues de tout dispositif d'orientation des pales (la surface active est toujours considérée face au vent). La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps [10].

$$V_v = f(t) \quad (2.1)$$

La vitesse du vent sera modélisée, dans cette partie, sous forme déterministe par une valeur moyenne.

2.2.2. Modélisation de la voile

La voile, utilisée dans le cadre de notre travail, est une éolienne Savonius. Une voile éolienne transforme l'énergie de la masse d'air en mouvement et délivre une puissance mécanique caractérisée par la vitesse de rotation et le couple mécanique [2],[4],[10]. La figure (2-2) représente la voile à axe vertical de type Savonius.

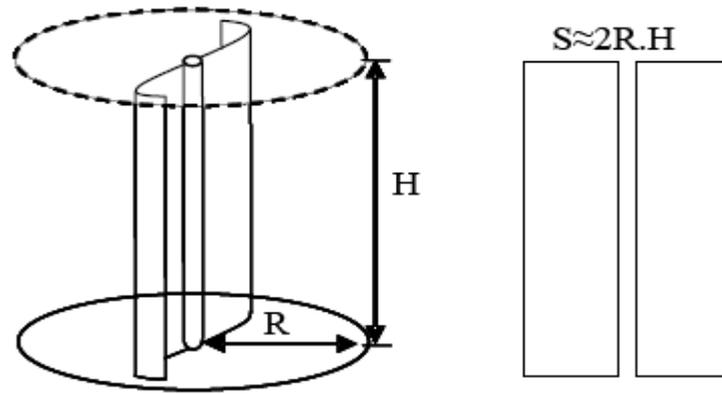


Figure 2-2. Dimensionnement géométrique de la voile Savonius.

Sa surface utile est donnée par :

$$S = 2RH \quad (2.2)$$

avec :

R : Le rayon de la voile

H : La hauteur de la voile

Selon la caractéristique propre de la voile $C_p(\lambda)$ de l'équation (1-4) la puissance éolienne disponible sur l'arbre de la voile, extraite de la puissance du vent est donnée par :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \rho S V_v^3 \quad (2.3)$$

A partir de cette puissance, et en faisant abstraction dans un premier temps de l'inertie de voile, le modèle le plus basique consiste à supposer un fonctionnement quasi statique en mode générateur de couple éolien C_{eol} . Une équation du générateur de couple éolien est donc obtenue en remplaçant la valeur de la puissance par le produit couple – vitesse et en utilisant l'expression (1-6) de la vitesse réduite :

$$C_{eol} = \frac{P_{eol}}{\Omega} = \frac{C_p(\lambda) \rho H R^2 V_v^2}{\lambda} \quad (2.4)$$

L'équation (2-4) donne la valeur du couple éolien qui est créé sur les pales de la voile par la masse d'air ayant une vitesse V_v et à la vitesse de rotation de la voile Ω . En réalité ce couple éolien n'est pas égal au couple mécanique présent sur l'arbre de la turbine ($C_{eol} \neq C_{méca}$) surtout à cause de l'inertie conséquente de la turbine J et, dans une moindre mesure, des frottements mécaniques f_m des paliers comme présenté schématiquement sur la Figure 2-3. Il s'avère que l'inertie d'une turbine Savonius est très importante (environ 16 $kg.m^2$ dans notre cas d'étude).

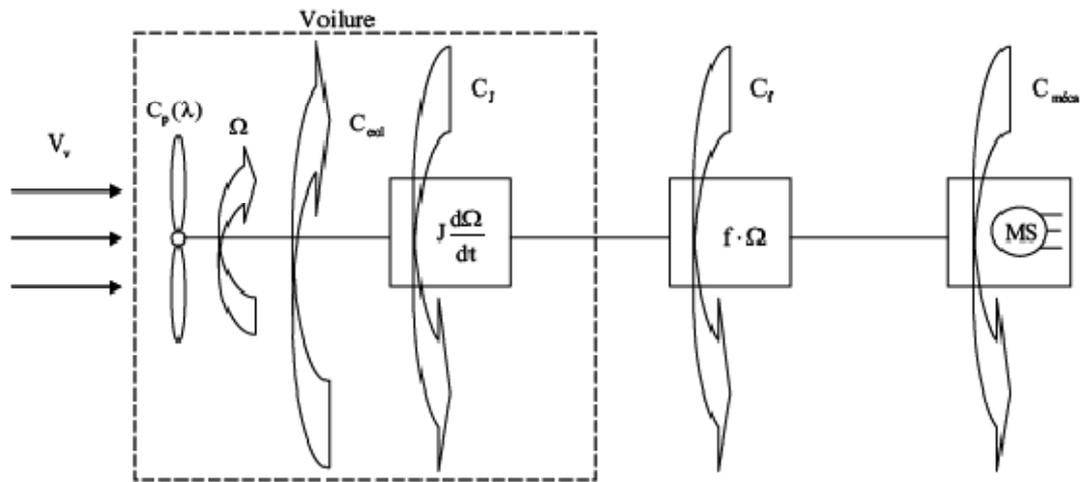


Figure 2-3. Schéma bloc d'une turbine éolienne.

L'équation mécanique qui gère un tel ensemble est donnée par :

$$\Delta C = C_{eol} - C_{mec} = J \frac{d\Omega}{dt} + f_m \Omega \tag{2.5}$$

D'où, après le réarrangement des termes, la valeur de la vitesse obtenue par :

$$\Omega = \frac{1}{J} \int (\Delta C - f \Omega) dt \tag{2.6}$$

Le schéma synoptique du modèle dynamique de la turbine éolienne de type Savonius basé sur cette équation est donné par la Figure 2-4.

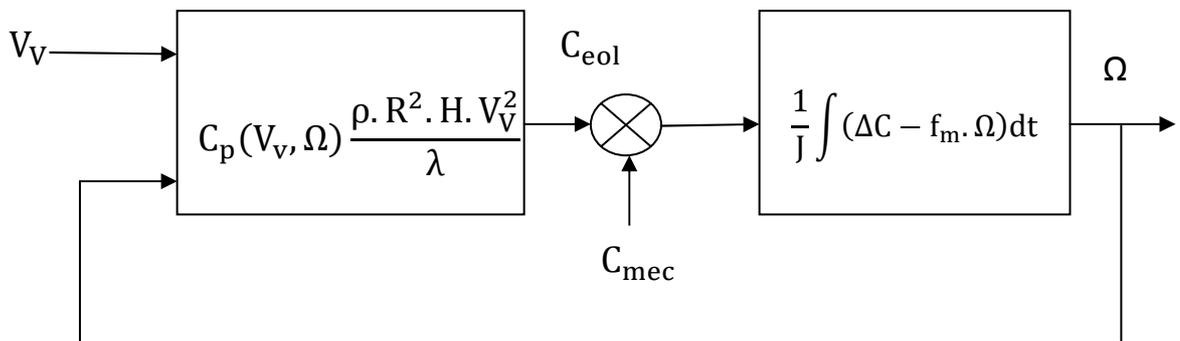


Figure 2-4. Schéma de modèle dynamique de la turbine Savonius.

La courbe caractéristique de la voilure utilisée pour l'étude du système éolien est présentée sur la figure 2-5. L'équation algébrique de cette courbe ainsi que ses points remarquables, respectivement vitesse réduite optimale, coefficient de puissance maximal et la valeur de la vitesse réduite pour laquelle la courbe coupe l'axe des ordonnées sont données par [4].

$$C_p(\lambda) = -0.2121 \lambda^3 + 0.0856 \lambda^2 + 0.2539 \lambda \quad (2.7)$$

$$\lambda_{opt} = 0.78 \quad (2.8)$$

$$C_p^{opt}(\lambda_{opt}) = 0.15 \quad (2.9)$$

$$\lambda_0 = 1.31 \quad (2.10)$$

Les dimensions géométriques de cette voile, respectivement la hauteur et le rayon sont :
H=2m, R=0.5m

Pour la vitesse réduite optimale, le coefficient de puissance est maximal et la voile délivre un maximum de puissance mécanique. Il est donc fortement souhaitable d'exploiter le système éolien de façon à obtenir son fonctionnement sur ce point. Les méthodes qui le permettent sont présentées dans le chapitre 3.

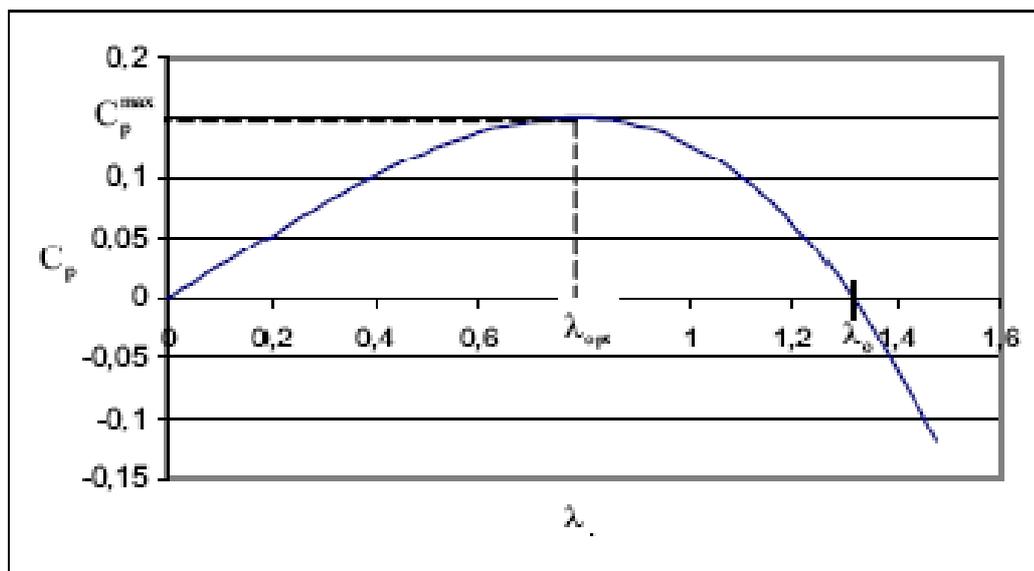


Figure 2-5. Courbe caractéristique de l'éolienne.

2.2.3. Modèle dynamique de la génératrice synchrone à aimant permanent

Dans le cadre de notre étude, nous utilisons des paramètres d'une machine spécialement conçue pour être employée dans un ensemble éolien à axe vertical de type Savonius. Il s'agit d'une machine synchrone WR-02. Cette machine multiple est à aimants permanents et à rotor extérieur. Compte tenu de la gamme de vitesse de rotation de l'éolienne, le nombre élevé de pôles sert à obtenir une fréquence électrique suffisante sans avoir recours au multiplicateur mécanique, ce qui permet de réduire les pertes mécaniques et d'augmenter la durée de vie du système. La génératrice est conçue pour un fonctionnement vertical ayant un rôle de support

de la voilure, elle est équipée d'un jeu de roulements internes adaptés. Les données électriques et mécaniques de la génératrice triphasée WR-02 utilisée sont [4] :

- Nombre de paires de pôles : $P=17$
- Tension nominale : $U_n=90V$
- Courant nominal : $I_n=4,8A$
- Puissance nominale : $P_n=600W$
- Résistances des enroulements : $r_s=1.137 \Omega$
- Flux efficace des aimants : $\Phi_{eff}=0.14Wb$
- Inductance synchrone : $L_s=2.7mH$
- coefficient de frottements : $f_m=0.06$

Le modèle de la machine synchrone possède quatre sorties de type électrique : les trois bornes des enroulements stator et une borne représentant le neutre. Les phases sont connectées en étoile. Une sortie de type mécanique est prévue pour la connexion d'une charge c'est la représentation de l'arbre de la machine. Le modèle suppose par hypothèse qu'on dispose d'armatures à pôles lisses, qu'il n'y a pas de saturation et que la constitution des bobinages est parfaitement symétrique. Les équations de la machine synchrone à aimants permanents utilisées dans le repère (a, b, c) sont [23] :

$$[u]_{(3)} = [e]_{(3)} - [r_s][i]_{(3)} - [L_s] \frac{d[i]_{(3)}}{dt} \quad (2.11)$$

avec :

$$[u]_{(3)} = \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}, [e]_{(3)} = P\Phi\Omega \begin{bmatrix} \sin(P\Omega t) \\ \sin\left(P\Omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(P\Omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}, [r_s] = \begin{bmatrix} r_s & 0 & 0 \\ 0 & r_s & 0 \\ 0 & 0 & r_s \end{bmatrix},$$

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & M & M \\ M & l_s & M \\ M & M & l_s \end{bmatrix} \text{ et } [i]_{(3)} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

L'expression du couple électromagnétique est donnée par :

$$C_{em}(t) = \frac{e_a(t)i_a(t) + e_b(t)i_b(t) + e_c(t)i_c(t)}{\Omega(t)} \quad (2.13)$$

où u_a, u_b, u_c , sont des valeurs instantanées des tensions triphasées ;

i_a, i_b, i_c , sont des valeurs instantanées des courants triphasés.

2.2.4. Pont de diodes

Cette partie décrit succinctement le convertisseur statique (pont de diodes) utilisé dans la chaîne de conversion d'énergie dédiée aux systèmes éoliens. Les autres topologies (les onduleurs) sont conçues pour un emploi en moyenne et forte puissance, alors que notre cas d'étude est celui de la petite puissance. Des convertisseurs basés sur des modules entièrement commandés sont coûteux donc pénalisant dans un ensemble de petite puissance. Dans le souci de réduction des coûts, le pont de diodes, peu onéreux, semble attractif à condition que les performances énergétiques ne soient pas trop dégradées. L'étude qui suit a donc pour objectif d'évaluer la conséquence du raccordement d'une génératrice éolienne sur un pont de diodes et de fournir des modèles analytiques comportementaux compatibles avec une approche système. L'usage de la machine synchrone à aimants permanents de faible puissance ne permet pas de négliger les effets d'inductances lors des phases de commutation. On se donne pour but de construire un modèle de pont de diodes utilisant le calcul analytique et prenant en compte le plus d'interactions possibles entre les différents éléments du circuit étudié.

2.2.4.1. Le pont de diodes idéal

Dans un premier temps, le circuit constitué par un pont de diodes parfait de la figure 2-6 est considéré. Il est chargé d'une source de courant I_{dc} constante. La tension redressée U_{dc0} à vide est définie par l'expression (2.14) [2],[22] :

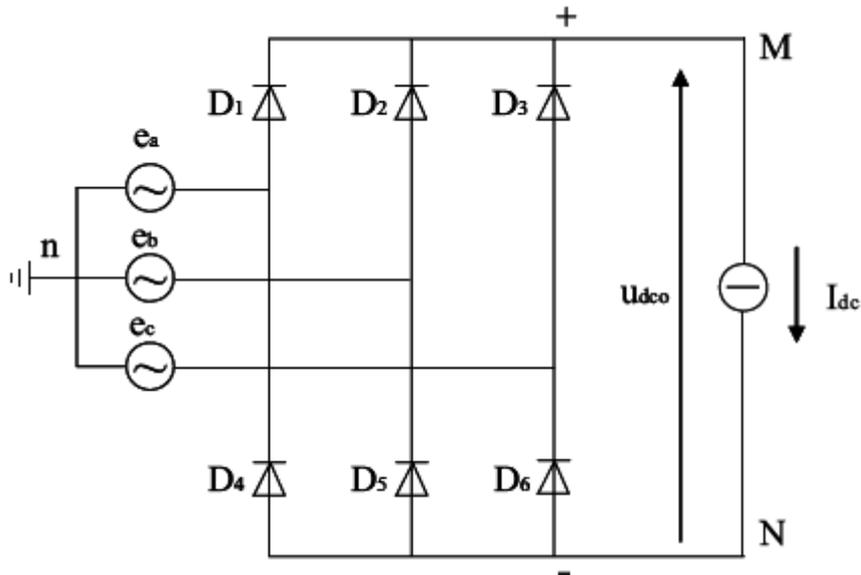


Figure 2-6. Pont de diodes idéal.

$$U_{dc0} = \frac{3}{\pi} E_{ab}^{\max} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_a \quad (2.14)$$

Avec : E_a est la valeur efficace de la tension e_a .

La pulsation de la tension redressée est à la fréquence $6f$ et son taux d'ondulation vaut :

$$\frac{\Delta U_{dco}}{U_{dco}} = \frac{U_{dco}^{\max} - U_{dco}^{\min}}{U_{dco}} = \frac{E_{ab}^{\max} - \frac{\sqrt{3}}{2} E_{ab}^{\max}}{\frac{3}{\pi} E_{ab}^{\max}} = 14.03\% \quad (2.15)$$

La Figure 2-7 donne les allures des tensions simples et composées de circuit redresseur idéal.

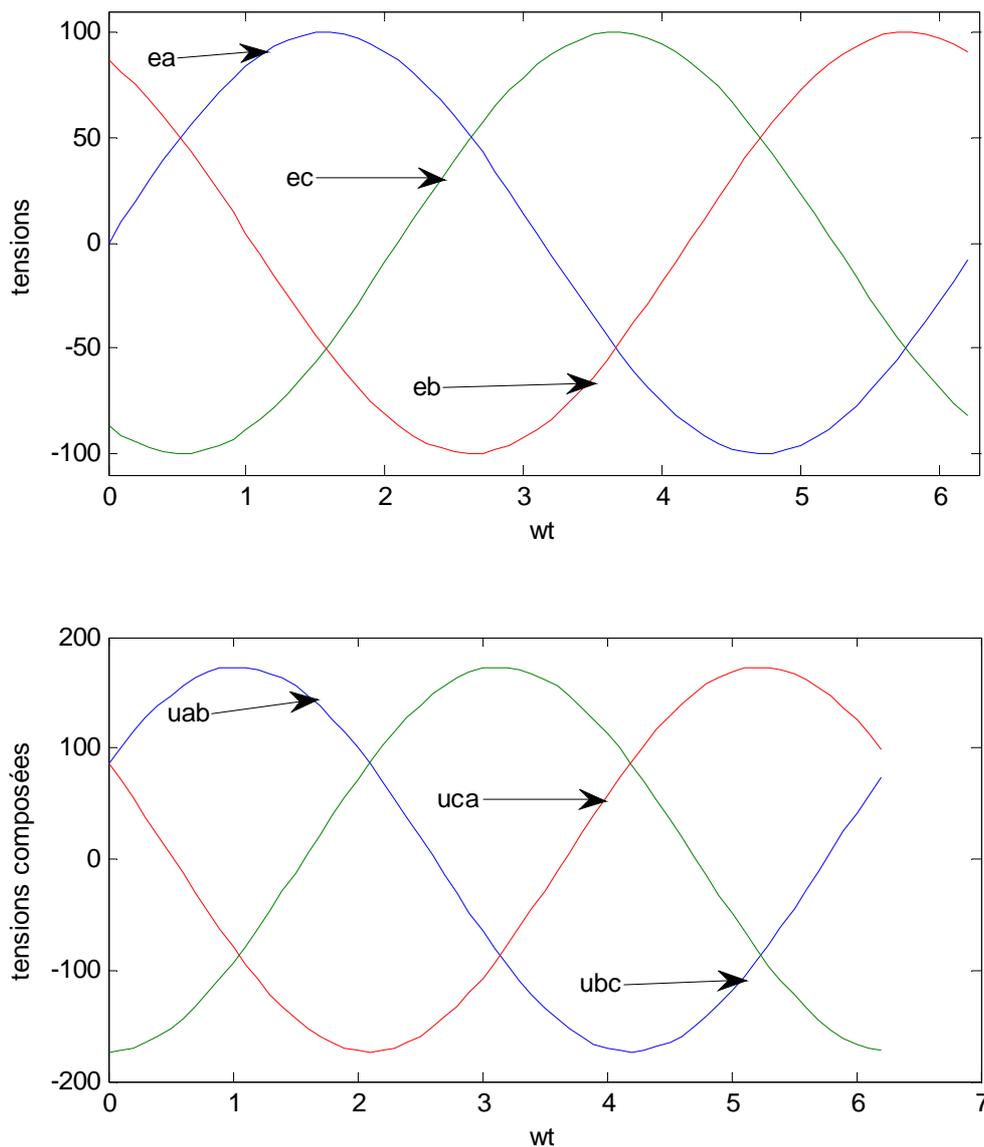


Figure 2-7. Tensions du pont de diodes.

Dans les circuits réels, des inductances apparaissent des deux côtés du pont de diodes. La commutation des diodes ne peut plus être instantanée à cause de l'énergie accumulée dans les selfs placées côté alternatif : di/dt ne peut pas être infini.

2.2.4.2. Imperfections de la source

La source triphasée possède en réalité une impédance interne non négligeable. L'inductance L_s provoque le phénomène d'empiètement des phases pendant le processus de commutation (figure 2-10). La résistance r_s de la source en amont du pont de diodes n'a que très peu d'influence sur ce phénomène, elle peut être momentanément négligée. Le schéma de la figure 2-8 donne la topologie équivalente du circuit pendant une phase de commutation.

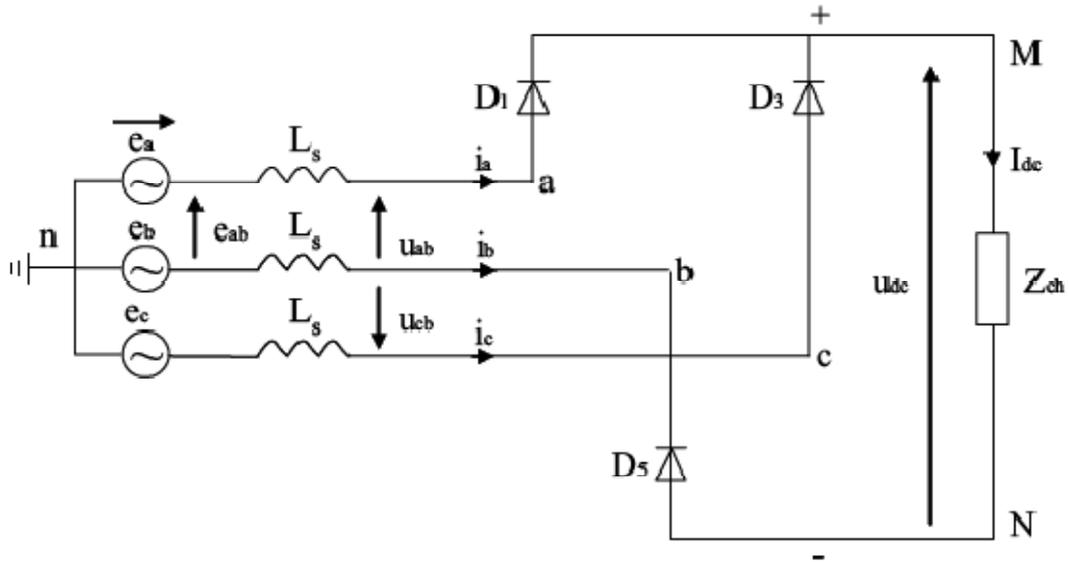


Figure 2-8. Schéma équivalent du circuit pendant la commutation.

Ci-dessous, sur la figure 2-9 sont données les allures des tensions (par rapport au neutre) avec des angles remarquables du circuit composé d'une source de tension triphasée parfaite $e_i(t)$ en série avec des inductances L_s . La valeur de ces inductances est équivalente à celle des inductances synchrones de la génératrice WR-02. Le pont de diodes idéal ainsi alimenté débite sur une charge sous la forme d'une source de courant I_{dc} . L'empiètement met en jeu des dynamiques du courant élevées. Pour le cas d'une machine à aimant et si aucune asymétrie n'est considérée au rotor, l'inductance cyclique L_s suffit à caractériser l'interaction machine – redresseur. L'illustration suivante (figure 2-10) donne l'allure des courants dans les enroulements machine pendant une des phases de commutation où l'empiètement est bien visible.

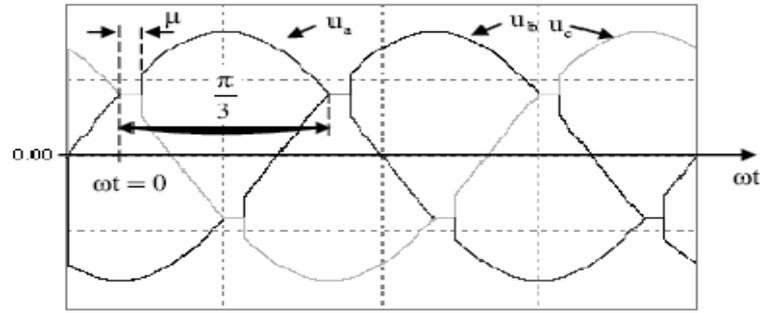


Figure 2-9. Tensions et angles pendant la commutation.

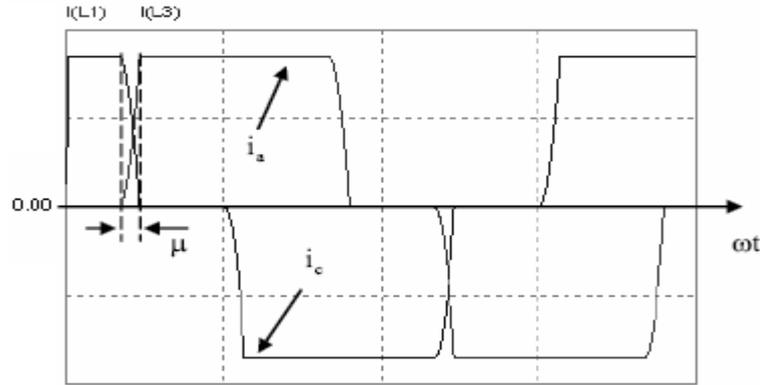


Figure 2-10. Courants dans les phases a et c pendant la commutation.

On déduit des figures 2-9 et 2-10 l'équation des tensions dans l'intervalle μ :

$$e_a = e_c - \omega L_s \frac{di_c}{d\omega t} + \omega L_s \frac{di_a}{d\omega t} \quad (2.16)$$

et l'équation des courants :

$$I_{dc} = i_a + i_c = -i_b = cst \quad (2.17)$$

Les dérivés des courants sont égales à :

$$\frac{di_a}{d\omega t} = - \frac{di_c}{d\omega t} \quad (2.18)$$

Alors l'équation (3.16) devient :

$$e_{ac} = e_a - e_c = 2\omega L_s \frac{di_a}{d\omega t} \quad (2.19)$$

Ou encore sous une autre forme :

$$\sqrt{3}E_{max} \sin(\omega t) = 2\omega L_s \frac{di_a}{d\omega t} \quad (2.20)$$

En intégrant cette expression pour $\omega t = [0, \mu]$, l'équation de l'angle de l'empîement est obtenue en sachant que $i_a(0)=0$ et $i_a(\mu)=I_{dc}$:

$$1 - \cos \mu = \frac{2I_{dc}\omega L_s}{\sqrt{3} E_{max}} \quad (2.21)$$

L'expression (2-21) qui définit l'angle de l'empiétement est une formule exacte (r_s négligé) mais peu claire. En appliquant un développement limité du second ordre de la fonction trigonométrique, la forme approchée est obtenue (2.22). Cette forme est valable et précise pour des angles de l'empiétement petit :

$$\mu = 2 \sqrt{\frac{i_{dc} \omega L_s}{\sqrt{3} E_{max}}} \quad (2.22)$$

La valeur de l'angle de l'empiétement dépend de l'inductance L_s mise en jeu. Bien sûr, le processus de commutation sera d'autant plus rapide que la tension du côté alternatif est élevée. De plus, les forces électromotrices de la génératrice triphasée sont proportionnelles à la vitesse de rotation alors :

$$\frac{E_{max}}{\Omega} = \text{cst} \quad (2.23)$$

Donc l'angle de l'empiétement est proportionnel à la racine carrée du courant redressé :

$$\mu = k \sqrt{I_{dc}} \quad (2.24)$$

La figure 2-9 montre que l'angle de l'empiétement μ est compris entre 0° et 60°

- Pour $\mu=0^\circ$ correspond au pond de diodes idéal ($L_s=0$).
- Pour $0^\circ < \mu < 60^\circ$ correspond au pond de diodes avec empiétement.
- Pour $\mu \geq 60^\circ$ correspond au pond de diodes en plein charge, dans ce cas les courants de phases sont purement sinusoïdaux.

Puisque l'inductance L_s n'est pas négligeable, elle provoque une chute de tension $L_s \frac{di}{dt}$ à chaque commutation, qui se répercute sur la valeur moyenne de la tension redressée ΔU_L . Cette chute de tension peut être calculée selon l'expression ci-dessous. d'après l'équation (2.19) et en sachant que :

$$e_a + e_b + e_c = 0 \quad (2.25)$$

On a :

$$\frac{di_a}{d\omega t} = \frac{1}{\omega L_s} \left(e_a + \frac{e_b}{2} \right) \quad (2.26)$$

En injectant cette expression dans l'équation de la tension redressée (en empiétement) on aura:

$$u_{dc} = e_a - e_b - \omega L_s \frac{di_a}{d\omega t} \quad (2.27)$$

On obtient l'équation de la tension redressée pendant la phase de commutation :

$$u_{dc} = -\frac{3}{2}e_b \quad (2.28)$$

L'équation de la tension redressée sans tenir compte de la chute de tension ΔU_L est donnée par :

$$u_{dc}(\omega t) = e_a - e_b \quad (2.29)$$

La différence entre les expressions (2.28) et (2.29) donne l'expression de la chute de tension :

$$\Delta u_L(\omega t) = e_a - e_b + \frac{3}{2}e_b \quad (2.30)$$

La chute de tension redressée en valeur moyenne due à la phase de l'empiètement sur une période de commutation ($2\pi/6$) est alors donnée par :

$$\Delta U_L = \frac{3}{\pi} \int_0^\mu \left(e_a - e_b + \frac{3}{2}e_b \right) d\omega t \quad (2.31)$$

Après arrangement on aura :

$$\Delta U_L = \frac{3}{\pi} \int_0^\mu \left(\frac{1}{2}e_{ac} \right) d\omega t \quad (2.32)$$

En injectant dans cette équation, la force électromotrice e_{ac} en fonction du courant selon l'expression (2.19) on obtient :

$$\Delta U_L = \frac{3}{\pi} \int_0^\mu (\omega L_s) di_a \quad (2.33)$$

En résolvant cette expression à l'aide de l'équation (2.20), on obtient un résultat en fonction de l'angle de l'empiètement :

$$\Delta U_L = \frac{3}{\pi} \frac{\sqrt{3} E_{max}}{2} (1 - \cos \mu) \quad (2.34)$$

Enfin, en appliquant l'expression (2.21), la forme finale en fonction du courant redressée est obtenue :

$$\Delta U_L = \frac{3}{\pi} I_{dc} \omega L_s \quad (2.35)$$

2.2.4.3. Facteur de puissance

Nous proposons ici d'exprimer le facteur de puissance du pont de diodes conformément au fonctionnement détaillé dans le paragraphe précédent. Ainsi, seule la chute de tension due à l'empiètement sera considérée.

La puissance coté continu est donnée par :

$$P_{dc} = \left(\frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_a - \frac{3}{\pi} I_{dc} \omega L_s \right) I_{dc} \quad (2.36)$$

L'expression de la puissance côté alternatif est:

$$P_a = 3E_a I_{a(1)} \cos \varphi_i = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_a I_{dc} \cos \varphi_i \quad (2.37)$$

Si on néglige l'effet des résistances et de la chute de tension dans les diodes, il est possible d'égaliser les deux expressions précédentes, d'où finalement l'équation de l'angle de déplacement recherché :

$$\cos \varphi_i = 1 - \frac{I_{dc}\omega L_s}{E_{ab}^{max}} \quad (2.38)$$

Le facteur de puissance peut être approché, par le rapport entre la puissance moyenne délivrée par la génératrice (puissance utile) et la puissance apparente des forces électromotrices [22] :

$$\eta' = \frac{P_a}{S_{em}} \quad (2.39)$$

Avec :

$$S_{em} = 3E_a I_a \quad (2.40)$$

$$I_{a(1)} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dc} \quad (2.41)$$

$$I_a = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{dc} \quad (2.42)$$

D'où :

$$\eta' = \frac{I_{a(1)}}{I_a} \cos \varphi_i = \frac{3}{\pi} \cos \varphi_i \quad (2.43)$$

Ou encore :

$$\eta' = \frac{3}{\pi} \left(1 - \frac{I_{dc}\omega L_s}{E_{ab}^{max}} \right) \quad (2.44)$$

2.2.4.4. *Modèle du redresseur à diodes*

Nous présentons ici un modèle complet d'un redresseur à diodes triphasé. L'annexe A détaille l'ensemble des principes et relation utilisés. Le principe de cette représentation consiste à définir, diode par diode, les conditions logiques de conduction ($c=1$) ou blocage ($c=0$) selon l'état des courants et des tensions. Dans ce modèle, nous superposons deux phases de fonctionnement distinctes :

- Phase de conduction normale correspondant à la conduction normale de deux phases distinctes.

- Phase d'empiètement correspondant à la mise en court circuit de deux phases et à la conduction normale de la troisième phase.

Ce modèle permet une simulation temporelle du comportement complet du redresseur à diodes sous Matlab /Simulink. Pour plus de détails, nous renvoyons le lecteur à l'annexe A.

Modélisation d'un pont de diode sans l'empiètement :

Le schéma équivalent pendant une séquence de conduction (par exemple phases 1 et 3) est représenté sur figure 2-11. A partir du schéma équivalent, et en appliquant la loi des mailles et des nœuds, nous pouvons écrire :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{2L_s} (u_a - u_c - U_{dc}) \quad (2.45)$$

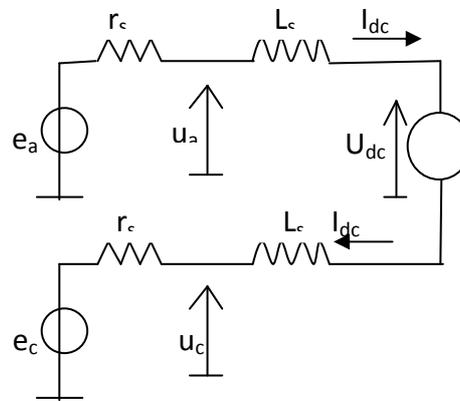


Figure 2-11. Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale.

La figure 2-12 nous montre les séquences de conduction de chaque phase et les commutations d'une phase à l'autre. Le courant continu en aval du pont de diodes est calculé à partir de l'équation (2.45). Les courants de ligne en amont du redresseur à diodes sont déterminés à partir du courant continu en aval de celui-ci, qu'on a multiplié par les séquences de conduction de chaque phase. La figure 2-13 représente les allures des courants en amont et en aval du pont de diodes. Comme nous pouvons le constater, les commutations d'une phase à l'autre se font de manière instantanées. Les courants de ligne prennent à tour de rôle la valeur (et la forme) du courant I_{dc} .(annexe A).

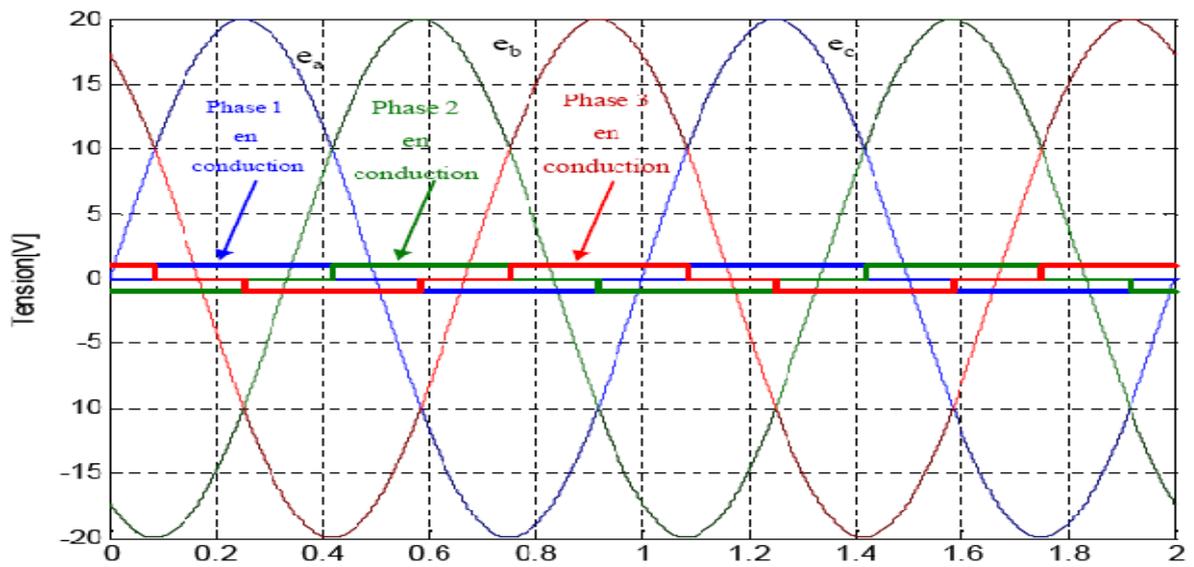


Figure 2-12. Sélection des phases en conduction et les séquences de conduction.

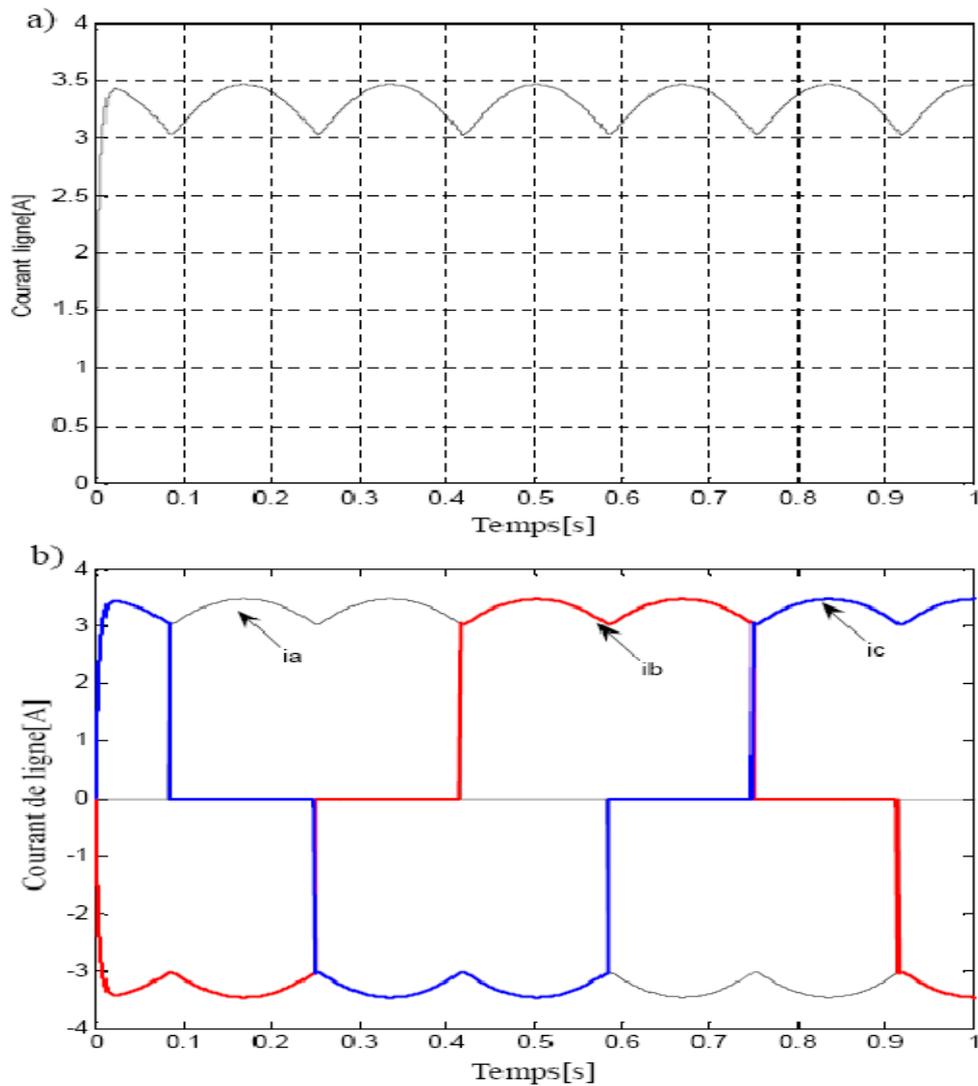


Figure 2-13. Courants de ligne a) Côte continu b) Côte alternatif du pont de diodes.

Modélisation d'un pont de diodes avec l'empiétement :

Nous avons jusqu'ici supposé tous les éléments du redresseur parfaits, et en particulier la source d'alimentation. En réalité, l'impédance de la source joue un rôle important lors des commutations d'une phase à l'autre. Pour illustrer cette influence, nous considérons par exemple l'instant où la f.é.m. de la phase 1 devient la plus positive et où la diode $D1$ entre en conduction : à cause des inductances des phases 1 et 3, la reprise du courant de charge n'est pas instantané et il y a conduction simultanée des phases 1 et 3 (voire figure 2-14). Lorsque la diode $D1$ rentre en conduction, la diode $D3$ conduit encore. Le courant i_a s'établit dans la diode $D1$ tandis que le courant i_c diminue dans la diode $D3$. Les inductances L_s s'opposent aux variations brutales de ces courants. Il y'a conduction simultanée de deux diodes (ce phénomène est aussi appelé empiétement). La source est donc en régime de court circuit interphases (1 et 3) limité par les deux inductances L_s . Pendant une période de conduction du pont de diodes, deux phases quelconques vont rentrer deux fois en conduction simultanée. La première séquence se produira à l'instant où les f.é.m. des deux phases deviennent les plus positives, et l'autre séquence aura lieu quand celles-ci deviennent les plus négatives).

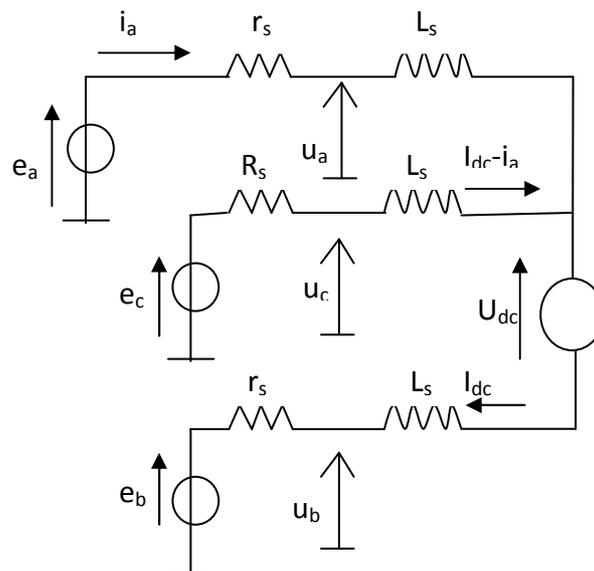


Figure 2-14. Phénomène d'empiétement.

Pendant la première séquence d'empiétement, en appliquant la loi des mailles et des nœuds, nous nous obtenons :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{3L_s} (2u_a - u_b - u_c - U_{dc}) \quad (2.46)$$

Avec :

i_a à l'instant initial du début, l'empiétement égal à I_{dc} .

La chute de tension due à l'empiétement est donnée par :

$$\Delta U = \frac{1}{3} (2u_a - u_b - u_c - U_{dc}) \quad (2.47)$$

La même procédure peut être menée pour l'étude de la deuxième phase d'empiétement, et nous obtenons :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{3L_s} (2u_a - u_b - u_c + U_{dc}) \quad (2.48)$$

Où i_a à l'instant initial du début, l'empiétement est égal à $-I_{dc}$.

La chute de tension due à l'empiétement est donnée par :

$$\Delta U = \frac{1}{3} (2u_a - u_b - u_c + U_{dc}) \quad (2.49)$$

A partir des équations décrites précédemment, nous constatons que le courant d'empiétement et la chute de tension associée sont de signe opposé. L'exploitation de cette condition permet de déterminer la durée et le courant d'empiétement ainsi que la chute de tension engendrée et ainsi de modéliser l'empiétement sur le Matlab.

En concaténant le schéma bloc de l'empiétement avec celui du pont de diodes idéal, on obtient le modèle complet du redresseur à diodes [Annexe A].

2.2.5. Convertisseur statique pour l'adaptation d'impédance

Le convertisseur statique est un élément essentiel du système de conversion d'énergie, il permet d'optimiser la puissance prélevée. Dans le cas d'un redresseur triphasé à modulation de largeur d'impulsions, il est possible d'extraire un maximum de puissance de la voilure éolienne par le biais d'un contrôle du courant dans la génératrice, pilotant ainsi le couple électromagnétique ou la vitesse de rotation de la machine, mais ce système de conversion demande un circuit de commande assez complexe. Le but de cette partie de l'étude est de simplifier la structure de la chaîne de conversion de l'énergie dédiée à l'éolien de faible puissance, ceci est nécessaire pour réduire le coût sans pour autant trop diminuer l'efficacité énergétique de ce système. Cette structure consiste à optimiser la puissance côté continu en associant un convertisseur DC/DC à un redresseur à diodes. Par ce procédé, la puissance éolienne peut être indirectement contrôlée par un contrôle du courant de sortie du hacheur, qui débite dans une batterie selon le point de fonctionnement de l'éolienne. Contrairement aux cas de structure avec la modulation de la largeur d'impulsion, le contrôle de la charge mécanique de voilure s'effectue de façon indirecte à travers le pont de diodes. Pour mettre en œuvre ce convertisseur le modèle est nécessaire ainsi que la synthèse de lois de commande. La tension de bus continu étant plutôt élevée par rapport à la tension standard d'une batterie (12V, 24V, 48V), l'utilisation d'un hacheur abaisseur de tension paraît légitime. Cette structure est

choisie aussi pour sa simplicité, son faible facteur de sur dimensionnement au silicium (F_d) de ses interrupteurs et de sa faible inductance de lissage pour une ondulation de courant crête relative dans le transistor(AnnexeB), [4].

2.2.5.1. Modélisation du hacheur dévolteur

Le hacheur dévolteur est un convertisseur statique continu-continu son rôle principale est de convertir sa tension d'entrée en tension de sortie inférieure. Le hacheur se compose des condensateurs, d'inductance, de diode et de commutateur. Tous ces dispositifs dans le cas idéal ne consomment aucune puissance. Généralement le commutateur est un transistor MOSFET ou IGBT qui sont des dispositifs semi-conducteur en mode (bloqué-saturé) [19],[24].

- Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro (et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle).
- Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro (et par conséquent la puissance perdue sera très petite).

Dans cette étude, l'interrupteur du convertisseur est attaqué par un signal MLI (Modulation Large Impulsion), avec une fréquence f_s fixe et un rapport cyclique d variable. La figure 2-15 montre ce signal MLI.

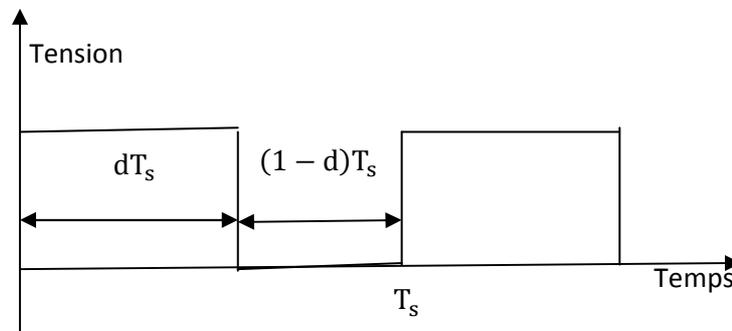


Figure 2-15. Signal MLI.

La figure 2-16 donne le circuit électrique d'un convertisseur Buck. Le transistor travaille en régime de commutation avec une période T_s . Dans le premier laps de temps dT_s le transistor est dans un état de saturation (figure 2-17), alors l'inductance L_1 se charge d'énergie avec augmentation du courant i_{L_1} . Dans le deuxième laps de temps $(1-d)T_s$ (figure 2-18) l'inductance L_1 libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant i_{L_1} . Alors le

circuit est décomposé en deux circuits linéaires qui correspondent à chaque état du transistor S.

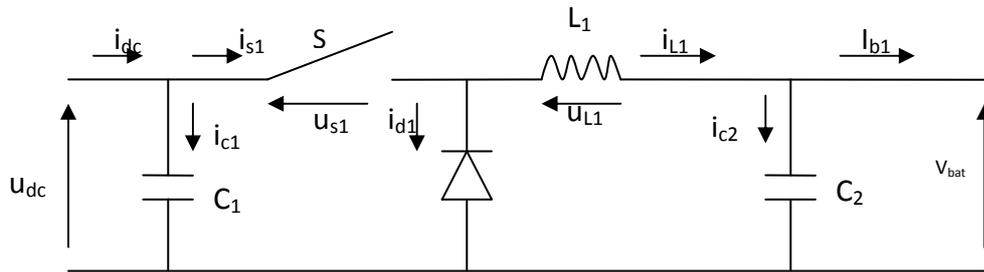


Figure 2-16. Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type dévolteur.

Modèle mathématique équivalent :

Pour extraire le modèle mathématique du convertisseur, il faut l'étudier dans les deux phases de fonctionnement (S fermé, et S ouvert), ensuite donner son modèle approximé, qui englobe les différentes grandeurs moyennes d'entrée et de sortie du convertisseur.

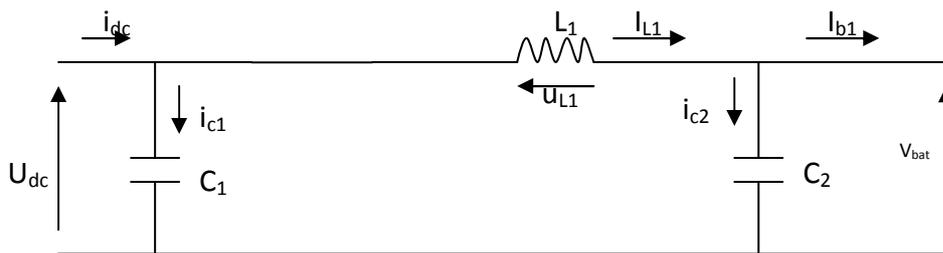


Figure 2-17. Circuit équivalent du convertisseur dévolteur quand $t \in [0, d.T_s]$.

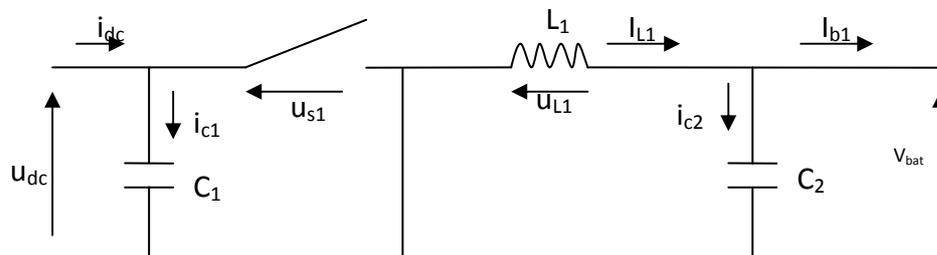


Figure 2-18. Circuit équivalent du hacheur dévolteur quand $t \in [dT_s, T_s]$

– Quand le commutateur est fermé on a les équations suivantes :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{du_{dc}(t)}{dt} = i_{dc}(t) - i_{L1}(t) \tag{2.50}$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_{bat}(t)}{dt} = i_{L1}(t) - i_b \quad (2.51)$$

$$u_{L1}(t) = L_1 \frac{di_{L1}(t)}{dt} = u_{dc}(t) - u_{bat}(t) \quad (2.52)$$

– Quand le commutateur est ouvert on a les équations suivantes :

$$i_{c1}(t) = C_1 \frac{du_{dc}(t)}{dt} = i_{dc}(t) \quad (2.53)$$

$$i_{c2}(t) = C_2 \frac{du_{bat}(t)}{dt} = i_{L1}(t) - i_{b1}(t) \quad (2.54)$$

$$u_{L1}(t) = L_1 \frac{di_{L1}(t)}{dt} = -u_{bat}(t) \quad (2.55)$$

Modèle approximé du convertisseur Buck :

Les équations de base (2.50) à (2.52) et (2.53) à (2.55) représentent le convertisseur Buck pour une période dT_s et $(1-d)T_s$ respectivement. Le convertisseur oscille entre ces deux états avec une fréquence élevée, nous devons trouver une représentation dynamique approximée valable pour les deux intervalles de temps. Pour cela nous considérons que la variation des variables dynamiques i_c , u_{L1} est de forme linéaire, en d'autres termes nous pouvons faire une approche d'exponentielle par un segment ($e^\varepsilon = 1 + \varepsilon$ si $\varepsilon \ll 1$) et ainsi la dérivée de ces grandeurs sera constante. Par conséquent l'ondulation peut être négligée et le signal peut être rapproché à sa composante constante. Cette approximation s'appelle l'approximation des petites ondulations ou l'approximation ondulaton linéaire, elle facilite beaucoup l'analyse mathématique des hacheurs.

Les équations (2.50) à (2.52) pour dT_s deviennent comme suit:

$$i_{c1} = I_{dc} - I_{L1} \quad (2.56)$$

$$i_{c2} = I_{L1} - I_{b1} \quad (2.57)$$

$$u_{L1} = U_{dc} - U_{bat} \quad (2.58)$$

Et similairement pour $(1 - d)T_s$:

$$i_{c1} = I_{dc} \quad (2.59)$$

$$i_{c2} = I_{L1} - I_{b1} \quad (2.60)$$

$$u_{L1} = -U_{bat} \quad (2.61)$$

Etude en régime continue :

Les valeurs de la composante constante de la tension d'inductance et du courant de condensateur sont définies comme la moyenne de leur signal.

$$I_c = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.62)$$

$$u_{L1} = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_{L1}(t) dt \quad (2.63)$$

En utilisant les relations $u_{L1} = L_1 \frac{di_{L1}}{dt}$ et $i_c = C \frac{dv_c}{dt}$ on obtient :

$$i_{L1}(T_s) - i_{L1}(0) = \frac{1}{L} \int_0^{T_s} u_{L1}(t) dt \quad (2.64)$$

$$V_c(T_s) - V_c(0) = \frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.65)$$

Quand l'état d'équilibre est atteint, les valeurs initiales et finales pendant une période de changement doivent être égales:

$$i_{L1}(t + T_s) = i_{L1}(t) \quad (2.66)$$

$$v_c(t + T_s) = v_c(t) \quad (2.67)$$

Il est maintenant possible de récrire les équations (2.64) et (2.65) comme suit:

$$0 = \frac{1}{L} \int_0^{T_s} u_{L1}(t) dt \quad (2.68)$$

$$0 = \frac{1}{C} \int_0^{T_s} i_c(t) dt \quad (2.69)$$

En comparant les équations (2.68) et (2.69), pour les valeurs moyennes de u_{L1} et i_c dans (2.62) et (2.63), il est évident que les valeurs de la composante constante pour la tension d'inductance et le courant du condensateur doivent être nulles.

Le rapport de conversion :

Les équations (2.58) et (2.61) qui explicitent la tension aux bornes de l'inductance dans les deux périodes, fermeture et ouverture du commutateur, donnent la figure 2-19.

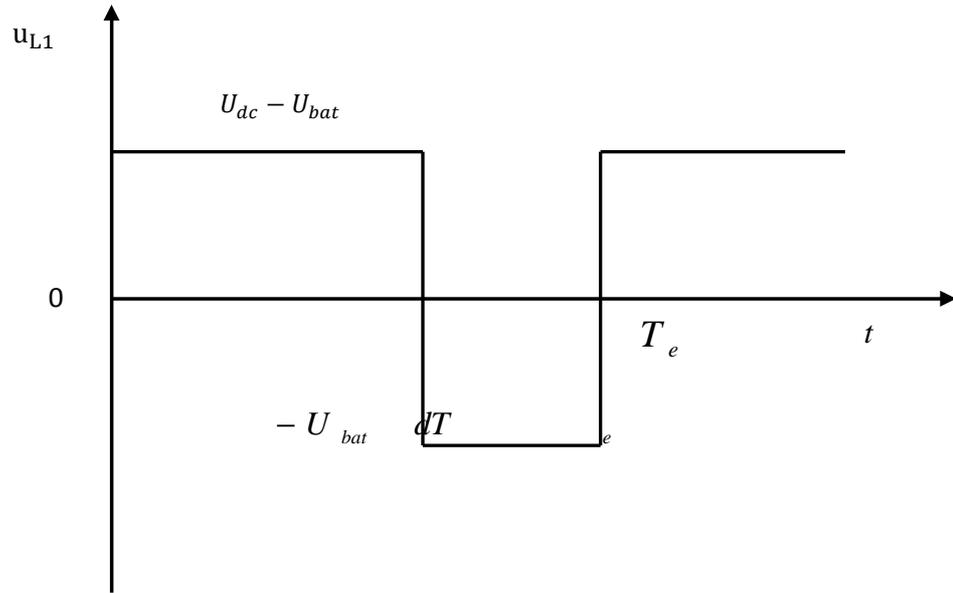


Figure 2-19. Tension aux bornes de l'inductance.

L'expression de la tension moyenne d'inductance peut être facilement dérivée de la forme d'onde sur la figure 2-19, la tension moyenne d'inductance est égale à zéro en régime permanent :

$$\langle u_{L1}(t) \rangle = d(U_{dc} - U_{bat}) + (1 - d)(-U_{bat}) = 0 \quad (2.70)$$

En utilisant les équations (2.56),(2.57) et (2.59),(2.60) et en appliquant le principe de l'équilibre des charges capacitives on obtient les expressions pour les courants moyens de condensateurs :

$$\langle i_{c1}(t) \rangle = d(I - I_1) + (1 - d)(I) = 0 \quad (2.71)$$

$$\langle i_{c2}(t) \rangle = d(I_{L1} - I_{b1}) + (1 - d)(I_{L1} - I_{b1}) = 0 \quad (2.72)$$

Les équations de (2.70) à (2.72) mènent à trois équations simples qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état d'équilibre d'un hacheur dévolteur.

$$dU_{dc} = U_{bat} \quad (2.73)$$

$$I_{dc} = dI_{b1} \quad (2.74)$$

$$I_{L1} = I_{b1} \quad (2.75)$$

A partir de l'équation (2.73), le rapport de conversion du hacheur dévolteur est donné par :

$$M(d) = \frac{U_{dc}}{U_{bat}} = d \quad (2.76)$$

C'est l'équation (2.76) qui montre bien que le convertisseur buck est un abaisseur de tension, car la tension de sortie du convertisseur égale à la tension d'entrée multipliée par un coefficient qui varie dans l'intervalle [0.1].

2.2.5.2. Commande du hacheur dévolteur

Le circuit à réguler est donc composé d'une maille comportant une source de tension E_{bat} et une résistance interne à la batterie R_{bat} , placées en série avec une inductance de lissage du courant L_1 . La grandeur à contrôler est le courant fournie par l'éolienne dans la batterie. En connaissant tous les paramètres du circuit à réguler (figure 2-20) les équations du processus peuvent écries:

$$U_{D0} = d U_{dc} \quad (2.77)$$

$$u_{D0} = u_{b1} + u_{L1} \quad (2.78)$$

$$u_{D0} = E_{bat} + R_{bat} i_{b1} + L_1 \frac{di_{b1}}{dt} \quad (2.79)$$

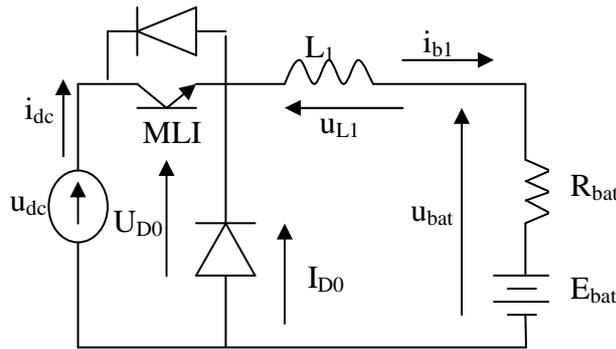


Figure 2-20. Circuit hacheur à réguler.

La tension aux bornes de la self de lissage en fonction du temps est égale à :

$$u_{L1} = L_1 \frac{di_{b1}}{dt} \quad (2.80)$$

En utilisant la transformé de la Place on aura :

$$i_{b1}(P) = \frac{1}{L_1 P} U_{L1}(P) \quad (2.81)$$

A partir de ces équations, le schéma du processus est construit et donné sur la Figure 2-21 ainsi que le schéma complet des boucles de régulation (Figure 2-22) dans lequel la tension batterie, vue comme une perturbation de boucle, est compensée à la sortie du régulateur.

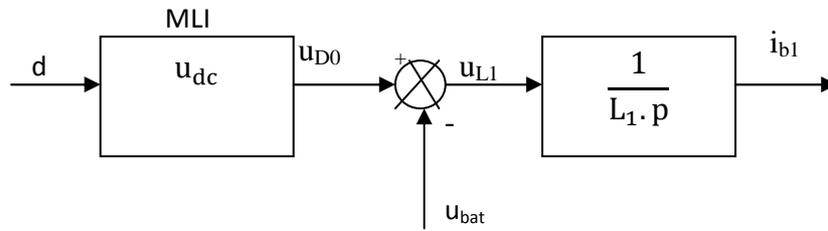


Figure 2-21. Schéma du processus à réguler.

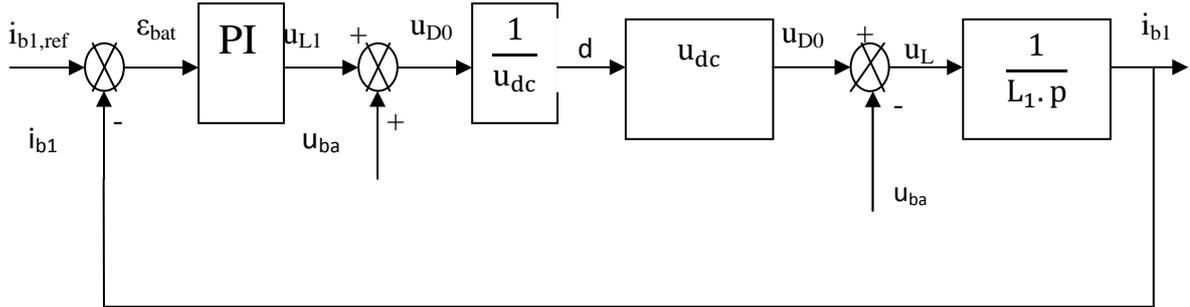


Figure 2-22. Schéma global de régulation.

Pour déterminer les paramètres du régulateur, on exprime la fonction de transfert en boucle ouverte [27]. Le régulateur proportionnel intégrateur (PI) est défini par la fonction de transfert suivante :

$$G_{pi}(P) = k_P + \frac{k_i}{P} \tag{2.82}$$

Avec : k_P et k_i sont des constantes proportionnelle et intégratrice respectivement.

La fonction de transfert en boucle ouverte en négligeant le terme perturbation U_{bat} est :

$$G_{BO}(P) = \frac{i_{b1}}{i_{b1,ref}} = \left(k_P + \frac{k_i}{P} \right) \frac{1}{L_1 P} \tag{2.83}$$

$$\text{Avec : } T_i = \frac{k_P}{k_i} \tag{2.84}$$

Alors :

$$G_{BO}(P) = \frac{k_i}{L_1} \frac{P T_i + 1}{P^2} \tag{2.85}$$

La phase est égale à :

$$\varphi(j\omega) = \text{arctg}(T_i \omega) - \pi \tag{2.86}$$

La bande passante est définie par la fréquence f_{BP} ou la pulsation ω_{BP} liée par la relation :

$$\omega_{BP} = 2\pi f_{BP} \tag{2.87}$$

Elles doivent être choisies par rapport à la fréquence de découpage, aux besoins de l'utilisateur et en fonction des constantes de temps du circuit à réguler. On peut se baser sur les critères de marge de phase telle que [27] :

$$M_{\varphi} = \arctg(T_i \omega_{BP}) = \arctg(T_i 2\pi f_{BP}) = \frac{\pi}{3} \quad (2.88)$$

Ce qui donne :

$$T_i = \frac{\operatorname{tg} \frac{\pi}{3}}{2\pi f_{BP}} = \frac{\sqrt{3}}{2\pi f_{BP}} \quad (2.89)$$

D'autre part, un critère sur la marge de gain tel que [27] :

$$|G_{BO}(P)| = \frac{k_i \sqrt{1+(T_i \omega_{BP})^2}}{L_1 \omega_{BP}^2} = 1 \quad (2.90)$$

Qui permet de calculer le second facteur du correcteur :

$$k_i = \frac{1}{2} L_1 \omega_{BP}^2 \quad (2.91)$$

D'où la valeur du gain proportionnel k_p qui peut être aussi aisément calculée:

$$k_p = k_i T_i \quad (2.92)$$

Le circuit de régulation requiert aussi une limitation en sortie du correcteur. Dans notre cas, dès que la valeur de rapport cyclique d demandée sort de l'intervalle $[d_{\min} ; d_{\max}]$, l'intégrateur du correcteur PI est bloqué. Pour cela le régulateur PI est scindé en deux blocs : P et I indépendants. La grandeur régulée, le courant de batterie I_{b1} , dépend de la puissance. C'est la puissance P_{eol} qui sert de variable de référence, donc une opération de plus est effectuée où la tension batterie U_{bat} est mesurée.

$$i_{b1,ref} = \frac{P_{bat,eol}^{ref}}{U_{bat}} \quad (2.93)$$

Le schéma de la figure 2-23 montre le circuit de commande du hacheur complet simulé sur Matlab.

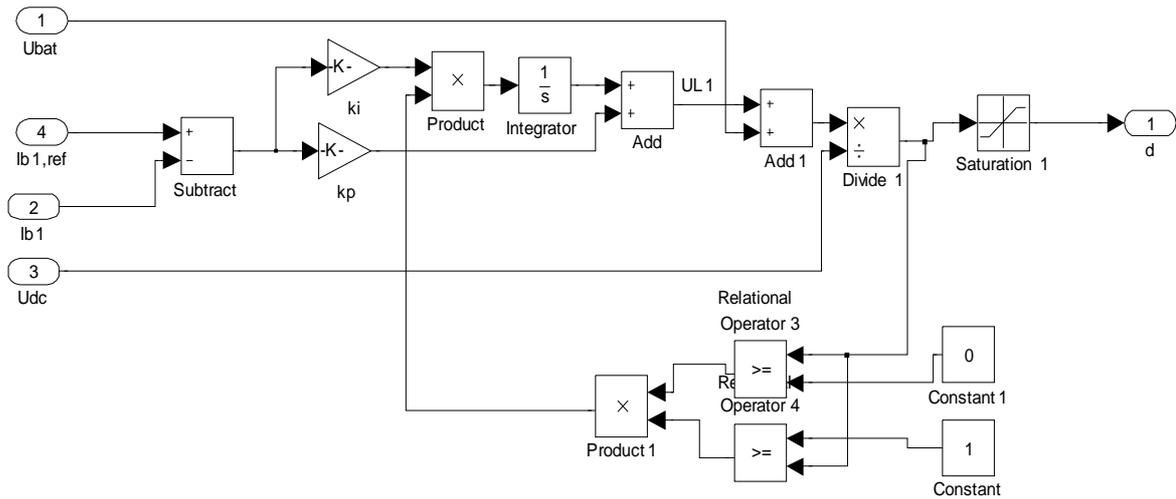


Figure 2-23. Circuit de commande du hacheur complet simulé sur Matlab.

2.3. MODELISATION DE LA CHAINE DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

2.3.1. Modélisation et caractéristiques de la cellule photovoltaïque

2.3.1.1. Modèle à une diode idéale

Les propriétés de la jonction PN et la réaction du semi-conducteur au rayonnement mènent au schéma du circuit équivalent idéal simplifié d'une cellule photovoltaïque représenté sur la figure 2-24, [17],[18].

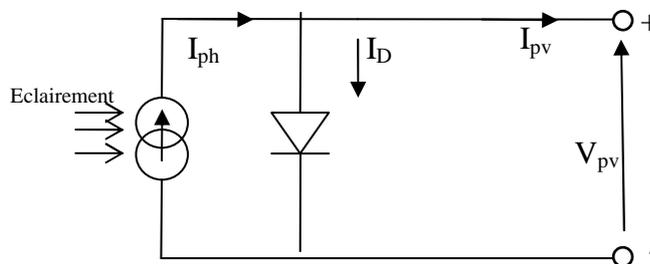


Figure 2-24. Schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.

L'expression du courant de la jonction $I(V_{pv}, T)$ est obtenue à partir de l'équation de Boltzmann, des équations de Poisson, et des conditions aux limites, pour un semi-conducteur donné. Sa première expression est issue du modèle de diffusion de Shockley [25].

$$I_{PV} = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{qV_{pv}}{nkT}} - 1 \right] \tag{2.94}$$

Avec :

I_s : courant de saturation inverse de la diode.

I_{ph} : photo courant produit.

T : température en Kelvin.

n : le facteur de pureté de la diode.

k : la constante de Boltzmann ($k=1,380 \cdot 10^{-23}$ J/K).

q : charge élémentaire ($q=1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

2.3.1.2. Modèle à une diode réelle

Une cellule photovoltaïque réelle est soumise à certaines contraintes influençant son courant de sortie, notamment les courants de fuite de la jonction, que l'on peut représenter par une résistance shunt R_{sh} , ainsi que les diverses résistances de contacts et de connexions, que l'on peut représenter par une résistance série R_s . Le modèle à une diode, est représenté par le schéma électrique de la figure (2-25). L'équation caractéristique d'une cellule photovoltaïque, en utilisant ce modèle, est la suivante [25],[26]:

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{q}{nK\tau}(V_{pv} + R_s I_{pv})} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (2.95)$$

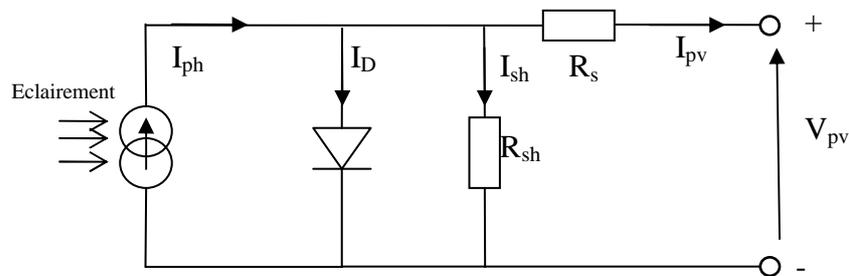


Figure 2-25. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV en une diode.

2.3.1.3. Modèle à deux diodes

Le schéma du circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque qui est largement utilisé dans la littérature [1],[13] est représenté sur la figure 2-26 :

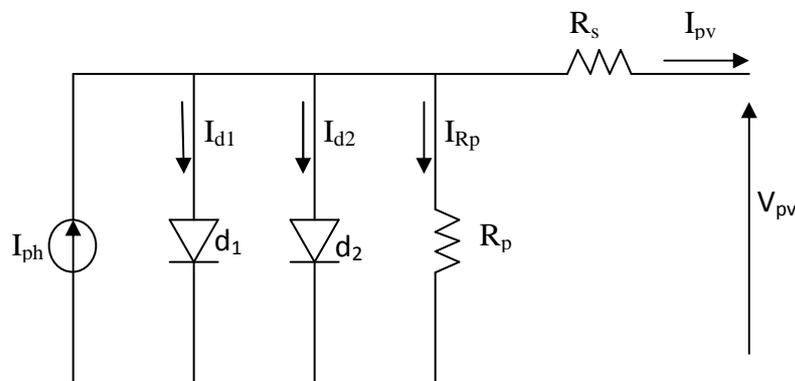


Figure 2-26. Schéma équivalent électrique d'une cellule PV à deux diodes.

D'après la figure 2-26, le modèle mathématique pour la caractéristique courant-tension est donné par [1]:

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s)}{n_1 k T}} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s)}{n_2 k T}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.96)$$

Où :

I_{s1} et I_{s2} sont les courants de saturation des diodes,

$n1$ et $n2$ les facteurs de pureté des diodes,

Le photo-courant $I_{ph,max}$ est atteint à une insolation maximum, souvent on a ($I_{ph} = s \cdot I_{ph,max}$)

Avec : s est le pourcentage d'insolation.

Il est évident de l'équation (2.96), que la caractéristique courant-tension dépend fortement de l'insolation et de la température. La dépendance de la température est encore amplifiée par les propriétés du photo-courant et les courants de saturation inverse des diodes qui sont donnés par [1].

$$I_{ph}(T) = I_{ph} \big|_{(T=298K)} [1 + (T - 298K) \cdot (5 \cdot 10^{-4})] \quad (2.97)$$

$$I_{s1} = K_1 T^3 e^{\frac{-E_g}{kT}} \quad (2.98)$$

$$I_{s2} = K_2 T^{\frac{5}{2}} e^{\frac{-E_g}{kT}} \quad (2.99)$$

Où E_g : est la bande d'énergie du semi-conducteur et :

$$K_1 = 1,2 \text{ A/cm}^2 \cdot \text{K}^3 \quad (2.100)$$

$$K_2 = 2,9 \cdot 10^5 \text{ A/cm}^2 \cdot \text{K}^{\frac{5}{2}} \quad (2.101)$$

2.3.1.4. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV

La courbe caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ venant de l'équation (2.96) montre l'allure du courant en fonction de la tension de sortie de la cellule PV, sous un éclairement et une température fixes (figure 2-27). On peut déduire plusieurs paramètres électriques à partir de cette caractéristique qui sont [1],[14] :

- I_{CC} : courant de court-circuit (lorsque $V_{pv}=0$),
- V_{CO} : tension en circuit ouvert ($I_{pv}=0$),
- $P_{pv,max}$: puissance maximale de fonctionnement de la cellule,
- $I_{pv,max}$: courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule,
- $V_{pv,max}$: tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule,
- FF : facteur de forme.
- H : rendement de conversion.

Le facteur de forme est le rapport de la puissance maximale sur le produit de I_{CC} et V_{CO} . Plus le facteur de forme est proche de la valeur 1, plus la cellule se rapproche de la caractéristique rectangulaire idéale (figure 2-27).

$$FF = \frac{V_{pv,max} I_{pv,max}}{V_{CO} I_{CC}} \quad (2.102)$$

Le rendement de conversion η est défini par la puissance électrique maximale fournie sur la puissance solaire incidente. Soit P_i la puissance d'éclairement incidente par unité de surface et A la surface de la photopile. L'équation du rendement de conversion est la suivante :

$$\eta = \frac{V_{pv,max} I_{pv,max}}{P_i A} \quad (2.103)$$

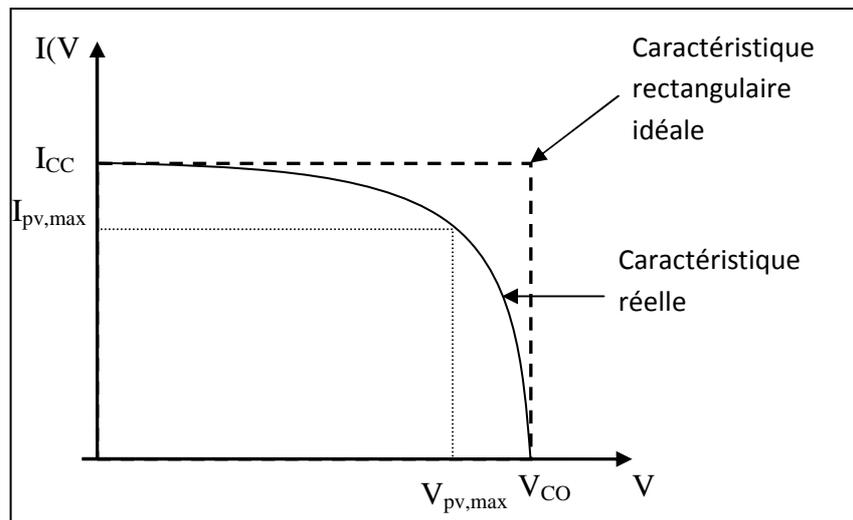


Figure 2-27. Caractéristique idéale d'une cellule PV.

2.3.2. Modèle mathématique d'un panneau photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts, et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque. La considération du modèle de circuit équivalent (figure (2-26)) mène à l'équation (2.104) pour une rangée photovoltaïque de cellules (généralement considérée comme un panneau solaire) avec z cellules photovoltaïques raccordées en série [1],[14]. Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} z R_s)}{n_1 z k T}} - 1 \right] - I_{s2} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv} z R_s)}{n_2 z k T}} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} z R_s}{z R_p} \quad (2.104)$$

2.3.2.1. Influence de l'ensoleillement et de la température

Le courant produit par la photopile I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement solaire (s). Par contre, la tension V_{pv} aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même. La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec l'éclairement. Ceci implique donc que :

- ✓ La puissance optimale de la cellule ($P_{pv,max}$) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement;

- ✓ Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension (figure 2-28).

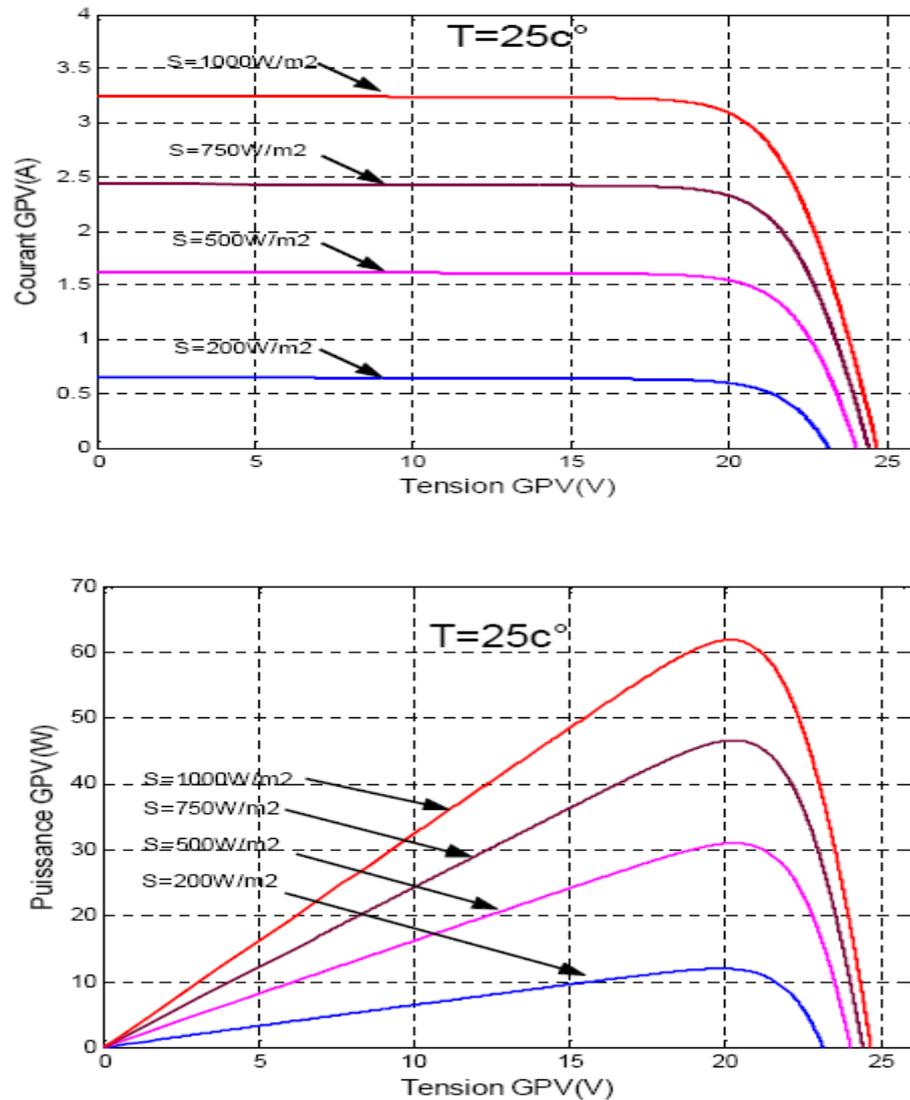


Figure 2-28. Influence de l'ensoleillement sur les courbes $I_{pv}-V_{pv}$ et $P_{pv}-V_{pv}$.

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un semi-conducteur (figure (2-29)). Pour une température qui change, on peut voir que la variation de la tension change beaucoup plus que le courant, ce dernier varie très légèrement.

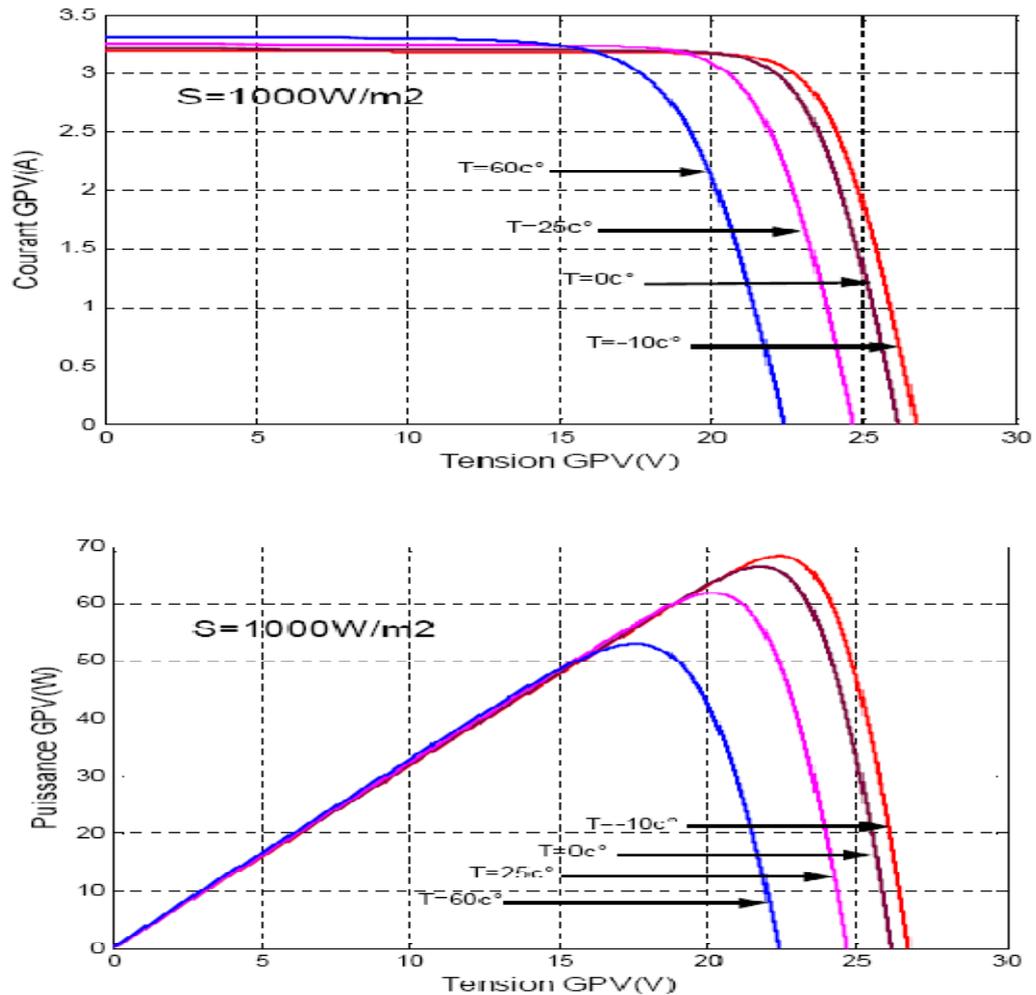


Figure 2-29. Influence de la température sur les courbes I_{pv} - V_{pv} et P_{pv} - V_{pv} .

2.3.3. Modélisation du hacheur dévolteur-survolteur

La puissance nominale produite par l'éolienne savonius est 600W, si la charge a besoin d'une puissance supérieur à la puissance nominale, alors il faut ajouter d'autres chaînes de conversion éoliennes en parallèle. Par contre dans la chaîne photovoltaïque pour augmenter la puissance, il suffit d'augmenter le nombre de panneaux dans la même chaîne. Pour cela on utilise un hacheur dévolteur-survolteur, il est utilisé comme un transformateur idéal qui pourrait s'appliquer à n'importe quelle tension d'entrée afin d'obtenir la tension de sortie désirée.

- I_{pv} et V_{pv} sont le courant et la tension d'entrer du hacheur
- I_{b2} et U_{bat} sont le courant et la tension de sortie du hacheur.
- d est le rapport cyclique.

La figure 2-30 représente le hacheur dévolteur-survolteur de la chaîne photovoltaïque, les équations qui décrivent ce hacheur sont :

- Quand le commutateur est fermé on a les équations suivantes :

$$i_{c3}(t) = C_3 \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) - i_{L2}(t) \quad (2.105)$$

$$i_{c4}(t) = C_4 \frac{dU_{bat}(t)}{dt} = -i_{b2}(t) \quad (2.106)$$

$$v_{L2}(t) = L_2 \frac{di_{L2}(t)}{dt} = v_{pv}(t) \quad (2.107)$$

- Quand le commutateur est ouvert on a les équations suivantes :

$$i_{c3}(t) = C_3 \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) \quad (2.108)$$

$$i_{c4}(t) = C_4 \frac{dv_{bat}(t)}{dt} = i_{L2}(t) - i_{b2}(t) \quad (2.109)$$

$$v_{L2}(t) = L_2 \frac{di_{L2}(t)}{dt} = -u_{bat}(t) \quad (2.110)$$

Modèle approximé du convertisseur dévolteur-survolteur :

Pour les mêmes considérations citées pour le hacheur dévolteur, les équations suivantes présentent le modèle d'approximation des petites ondulations pour le hacheur dévolteur-survolteur.

Les équations (2.105) à (2.107) deviennent comme suit

$$i_{c3} = I_{pv} - I_{L2} \quad (2.111)$$

$$i_{c2} = -I_{b2} \quad (2.112)$$

$$v_{L2} = V_{pv} \quad (2.113)$$

Et similairement pour les équations (2.108)à (2.110) deviennent comme suit :

$$i_{c3} = I_{pv} \quad (2.114)$$

$$i_{c4} = I_{L2} - I_{b2} \quad (2.115)$$

$$v_{L2} = -U_{bat} \quad (2.116)$$

Le rapport de conversion :

Similairement au hacheur dévolteur, les valeurs moyennes de la tension d'inductance et les courants dans les condensateurs doivent être nulles.

En effet d'après les équations (2.68) et (2.69), et en utilisant les équations de (2.111) à (2.116) on obtient :

$$\langle v_{L2}(t) \rangle = d'V_{pv} + (1 - d')(-U_{bat}) = 0 \quad (2.117)$$

$$\langle i_{c3}(t) \rangle = d'(I_{pv} - I_{L2}) + (1 - d')(I_{pv}) = 0 \quad (2.118)$$

$$\langle i_{c4}(t) \rangle = d'I_{b2} + (1 - d')(I_{L2} - I_{b2}) = 0 \quad (2.119)$$

Les équations de (2.117) à (2.119) mènent à trois équations simples qui décrivent les caractéristiques du courant continu à l'état d'équilibre d'un hacheur dévolteur-survolteur.

$$d'V_{pv} = (1 - d')(U_{bat}) \quad (2.120)$$

$$I_{pv} = d'I_{L2} \quad (2.121)$$

$$I_{b2} = (1 - d')I_{L2} \quad (2.122)$$

A partir de l'équation (2.120), le rapport de conversion de hacheur dévolteur-survolteur est donné par :

$$M(d') = \frac{U_{bat}}{V_{pv}} = \frac{d'}{1-d'} \quad (2.123)$$

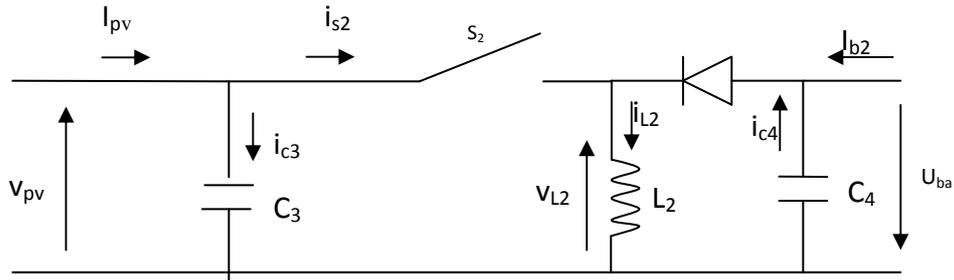


Figure 2-30. Circuit électrique du convertisseur dévolteur-survolteur.

2.4. MODELISATION DE LA BATTERIE

Dans notre étude du système hybride, une charge de type batterie est considérée. Nous avons admis pour les configurations basse tension que la batterie était composée d'une source de tension parfaite E_{bat} en série avec une résistance interne R_{bat} . La figure 2-31 donne ce schéma simple mais qui décrit le comportement de la batterie en fonction du courant. Cette simplification « assez grossière » est malgré tout jugée appropriée aux besoins de cette étude qui ne se focalise pas sur le comportement de la batterie mais sur l'efficacité du système de production d'énergie [2],[4],

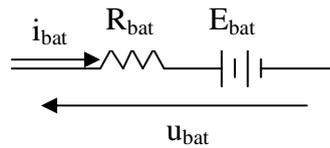


Figure 2-31. Schéma de simulation de la batterie.

$$u_{bat} = E_{bat} + R_{bat}i_{bat} \quad (2.124)$$

La valeur de la résistance interne de la batterie est calculée en fonction de sa tension nominale. Pour les batteries au plomb utilisées ici elle vaut :

$$R_{bat} = N \cdot 0.036 \quad [\Omega] \quad (2.125)$$

Où N représente le nombre de cellules élémentaires d'une tension nominale égale à 12V. Dans les applications où le bus continu demande une tension élevée la batterie est simulée comme une simple source de tension.

2.5. REGULATEUR DE CHARGE ET DECHARGE DE LA BATTERIE

Le régulateur a pour but de charger la batterie quand celle-ci a atteint le seuil de décharge. Le seuil de charge atteint, il faut couper le courant. Une cellule de batterie de 12v a 6 éléments d'accumulateurs, les tensions limites aux bornes de chaque élément accumulateur au plomb sont 1.95V et 2.25V [20], donc la tension de la cellule d'une batterie doit être entre 11.7V et 13.5V. Les figures (2-32) et (2-33) représentent les schémas de contrôle hysteresis de charge et décharge de la batterie et ainsi que l'organigramme de contrôle hysteresis respectivement.

Avec : $V_1=11.7V$ et $V_2=13.5V$.

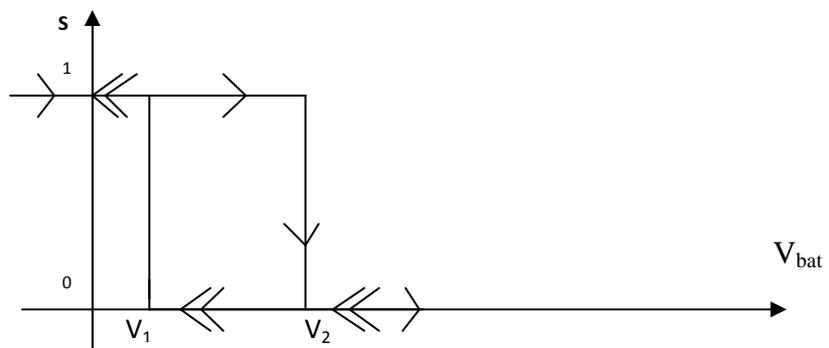


Figure 2-32. Contrôle hysteresis de charge et décharge de la batterie.

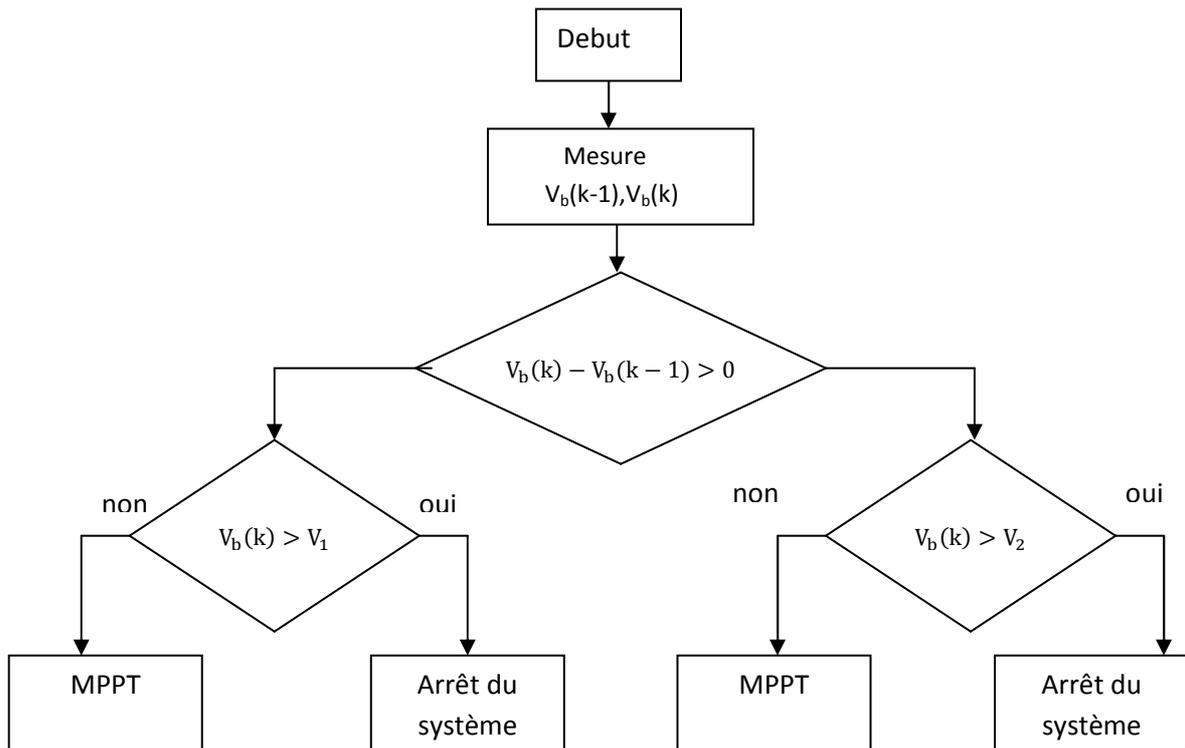


Figure 2-33. Organigramme de contrôle hystérésis de charge et décharge de la batterie.

2.6. CONCLUSION

La modélisation du système complet est mise en évidence dans ce chapitre. Son objectif principal, est d'établir des modèles mathématiques pour tous les éléments composant ce système pour la simulation de son fonctionnement. Une partie de ce chapitre a traité l'insertion d'un pont redresseur à diodes dans une chaîne éolienne de petite puissance composée de la voile, génératrice, convertisseur abaisseur. Cette dernière, propose un modèle analytique de pont de diodes prenant notamment en compte les phénomènes d'empiétement. Les autres parties ont traité les modèles du panneau photovoltaïque, le convertisseur dévolteur-survolteur, le modèle de batterie et son régulateur de tension. Dans la chaîne de conversion éolienne, on a préféré le convertisseur abaisseur, pour son faible facteur de sur dimensionnement au silicium (F_d) de ses interrupteurs (Annexe B), sa faible inductance de lissage pour une ondulation de courant crête relative dans le transistor et son adaptation à la tension standard d'une batterie (12V, 24V, 48V). Par contre dans la chaîne de conversion photovoltaïque on a utilisé le hacheur dévolteur-survolteur, parce que pour augmenter la puissance fournie à la batterie, il suffit d'augmenter le nombre de modules photovoltaïque dans la même chaîne.

Chapitre 3

DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE EOLIEN ET PHOTOVOLTAIQUE

3.1. INTRODUCTION

Comme nous l'avons noté dans le chapitre 2, la puissance optimale pour la chaîne de conversion photovoltaïque, qui correspond au point de fonctionnement optimal, est déterminée pour différents éclairagements solaire, ainsi que pour différentes variations de température. De même pour la chaîne de conversion éolienne, la puissance optimale est déterminée pour différentes variations de vitesse du vent. Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes d'optimisations de la chaîne de production éolienne et de production photovoltaïque, ainsi que les limites de fonctionnement de ce système vis-à-vis de la tension batterie. Dans la chaîne éolienne ou photovoltaïque on utilise des convertisseurs de type DC/DC dans la partie contrôle car ils sont faciles à contrôler par leur rapport cyclique en utilisant un signal MLI, ces convertisseurs font partie du système de poursuite du MPPT. A partir de cette règle et selon le type de contrôleur (la commande du rapport cyclique) on peut raisonner sur plusieurs et différentes méthodes, afin d'extraire le maximum de puissance dans les chaînes éolienne et photovoltaïque.

3.2. COMPATIBILITE DE LA STRUCTURE VIS-A-VIS DE LA TENSION BATTERIE

Pour la chaîne éolienne de petite puissance, il est important d'utiliser un hacheur dévolteur pour son faible facteur de sur dimensionnement au silicium (F_d) de ses interrupteurs et de sa faible inductance de lissage pour une ondulation de courant crête relative dans le transistor comparativement au hacheur dévolteur-survolteur, il est préféré aussi au hacheur survolteur du fait qu'il lui faut une grande tension de batterie pour faire fonctionner la chaîne éolienne à fort vent[4]. La dimension de la batterie utilisée dans ce système hybride est imposée par la chaîne de conversion éolienne (pont de diodes et le hacheur) et le vent. En effet le fonctionnement du hacheur dévolteur impose des limitations vis-à-vis de la plage d'application du système éolien. La tension à l'entrée du hacheur possède des butées minimale et maximale qui sont déterminées par la tension de la batterie de stockage et par les butées du rapport cyclique d_{min} et d_{max} . En supposant les pertes négligeables, la tension redressée U_{dc} à l'entrée du hacheur dévolteur est définie par l'équation (3.1).

$$U_{dc} = \frac{U_{bat}}{d} \quad (3.1)$$

La tension redressée dépend de la tension alternative à l'entrée du pont redresseur à diodes. En négligeant pour l'analyse l'empiètement du pont de diodes et les pertes machine, cette tension s'établit en fonction de la force électromotrice de la génératrice (équation 2.15) par :

$$U_{dc} = \frac{3}{\pi} E_{ab}^{max} = 2.34E_a \quad (3.2)$$

Avec :

$$E_{ab}^{max} = \sqrt{3}P\Phi\Omega \quad (3.3)$$

Donc :

$$U_{dc} = \frac{3}{\pi} \sqrt{3}P\Phi\Omega \quad (3.4)$$

En supposant que le système travaille au point optimal, la vitesse de rotation optimale s'établit en fonction de la vitesse du vent par l'équation (3.5). Ainsi la valeur de la tension redressée en fonction de la vitesse du vent peut être déterminée au point optimal par l'équation (3.6).

$$\lambda_{opt} = \frac{R \Omega_{opt}}{V_v} \quad (3.5)$$

$$U_{dc} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} P\Phi \frac{\lambda_{opt}}{R} V_v \quad (3.6)$$

En insérant cette équation dans l'expression (3-1), la vitesse du vent peut être calculée en fonction de la tension batterie :

$$V_v = \frac{\sqrt{3}R\pi}{9P\Phi\lambda_{opt}d} U_{bat} \quad (3.7)$$

A partir de l'équation (3.7) on peut conclure que :

- La vitesse du vent est minimale si le rapport cyclique est maximum.
- La vitesse du vent est maximale si le rapport cyclique est minimum.

L'inégalité (3.8) donne l'intervalle de variation de la vitesse du vent en fonction de la batterie.

$$\frac{\sqrt{3}R\pi}{9P\Phi\lambda_{opt}d_{max}} U_{bat} < V_v < \frac{\sqrt{3}R\pi}{9P\Phi\lambda_{opt}d_{min}} U_{bat} \quad (3.8)$$

Le tableau 3-1 donne les vitesses minimales du vent et de rotation de la machine électrique pour différentes tensions de batterie pour que l'éolienne fournisse de l'énergie à la batterie (équations (3.8), (3.5)). D'après ce tableau, on peut conclure que pour les sites à faible vent, il faudra plutôt privilégier une tension batterie basse, et l'inverse pour les sites à fort vent.

Batterie (V)	V_v (minimale) en m/s	Ω_{\min} (rd/s)
12V	2	2.38
24V	3	4.76
48V	6	9.52

Tableau 3-1. Vitesses minimales du vent et de rotation de l'éolienne pour différentes tensions de batterie pour que l'éolienne fournisse de l'énergie à la batterie.

3.3. OPTIMISATION DE LA CHAÎNE DE PRODUCTION EOLIENNE

Un système de conversion d'énergie éolienne est composé de la turbine éolienne ayant une caractéristique qui lui est propre, et qui dépend de paramètres de construction qui définissent son potentiel à prélever l'énergie de la masse d'air en mouvement. La voilure est connectée à une génératrice par le biais d'un multiplicateur mécanique. Dans le cas de voilures de faible taille, la vitesse de rotation est suffisante pour qu'une machine « dédiée » de type synchrone, à grand nombre de pôles puisse être attaquée directement sans multiplicateur. La courbe de puissance en forme de cloche, typique des éoliennes, nécessite une adaptation de la charge mécanique afin d'assurer un bon prélèvement énergétique « au gré du vent » : on parle ainsi de maximisation de la puissance, voire de MPPT (Maximum Power Point Tracking). La nécessité de ce type d'optimisation énergétique est d'autant plus significative qu'on utilise une voilure à axe vertical. En effet, la caractéristique en forme de cloche est nettement plus marquée que pour une turbine tripale classique, ce qui sensibilise le prélèvement énergétique en fonction de la charge opposée par la génératrice sur l'arbre mécanique. Enfin, dans les applications de petite puissance comme dans le cadre de l'intégration à l'habitat, ce type de voilure à axe vertical présente des atouts intéressants (esthétique, acoustique, indépendance de la direction du vent): on doit alors souvent faire face à des gisements fortement non stationnaires en raison de la rugosité des sites (cas de sites urbain). La présence de ces turbulences nécessite d'autant plus un réglage performant de la charge de l'éolienne. Ils existent deux familles de chaînes de conversion :

- A partir de la structure de redressement MLI à six interrupteurs MLI et d'un capteur mécanique (vitesse de rotation et position), il est possible d'autopiloter, la machine électrique afin de la contrôler en vitesse ou en couple. Cette structure permet différentes stratégies de recherche du point optimal de puissance, notamment celle qui permet de s'abstenir de la connaissance de la courbe caractéristique de la voilure [2],[3],[9],[10].

- Un contrôle indirect de la puissance éolienne est possible par l'utilisation d'une chaîne de conversion plus simple et moins coûteuse, à base de pont de diodes triphasées et d'un hacheur dévolteur en aval. Cette structure est étudiée en considérant que la caractéristique de voilure est connue, notre travail se focalisera sur cette famille.

3.3.1. Commande en vitesse

Dans la figure 1-1, on a présenté les allures de la courbe CP de différents types d'éoliennes. La courbe spécifique de la voilure de type Savonius possède une forme en cloche très prononcée qui, comme nous l'avons déjà souligné, nécessite d'autant plus de disposer d'un dispositif d'extraction maximale de puissance (MPPT). Le sommet de cette courbe est équivalent à la puissance maximale « extractible » donc au point optimal. Il est caractérisé par la vitesse réduite optimale λ_{opt} et le coefficient de puissance maximal C_p^{opt} (figure 2-5). D'après les équations (1.4) et (1.5), la fonction de la puissance en fonction de la vitesse de rotation est donnée par :

$$P_{eol}(\Omega) = \frac{C_p(\Omega)\rho R^4 H}{\lambda^3(\Omega)} \Omega^3 \quad (3.9)$$

Cette équation permet de tracer la famille des courbes de la figure 1-8. La puissance éolienne à vent donné est donc directement liée à la vitesse de rotation imposée par la charge mécanique, une régulation en vitesse, nous permet de contrôler la puissance éolienne. Il reste à définir la consigne de vitesse selon une fonction MPPT pour compléter l'algorithme. Si on suppose maintenant que le point optimal est atteint (la paire $(\lambda_{opt}; C_p^{opt})$ est vérifiée) alors en réarrangeant l'équation (3.9), le calcul de la vitesse optimale est possible à partir de la valeur de la puissance maximale :

$$\Omega_{opt} = \sqrt[3]{\frac{P_{eol}^{opt}}{K_{opt}}} \quad (3.10)$$

Avec :

$$K_{opt} = \frac{C_p^{opt} R^4 H}{\lambda_{opt}^3} \quad (3.11)$$

A partir de ces équations, il est possible de « traquer » le point de fonctionnement optimal maximisant la puissance. A l'aide d'une simple mesure de puissance, la vitesse de référence peut être calculée selon le schéma de la figure 3-1. La convergence de la recherche du point maximal de puissance est illustrée selon la figure 3-2.

- En mesurant la puissance $P_{eol,1}$ à la vitesse de rotation Ω_1 , la vitesse de référence est calculée selon le schéma (3-1) ce qui équivaut à trouver une vitesse $\Omega_{ref}=\Omega_2$ correspondante au point $(\Omega_2 ; P_{eol,1})$ de la courbe optimale $P_{opt}=f(\Omega_{opt})$.
- Après une période de calcul, l'état de système équivalent à $(\Omega_2 ; P_{eol,2})$ est atteint et la vitesse de référence Ω_3 est calculée.
- Après plusieurs itérations, selon la valeur de l'inertie, le point optimal $(\Omega_{opt} ; P_{eol}^{opt})$ est atteint.

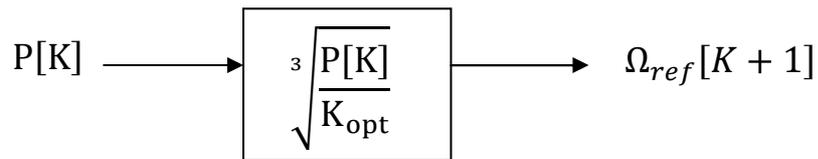


Figure 3-1. Vitesse de référence en fonction de la puissance éolienne mesurée.

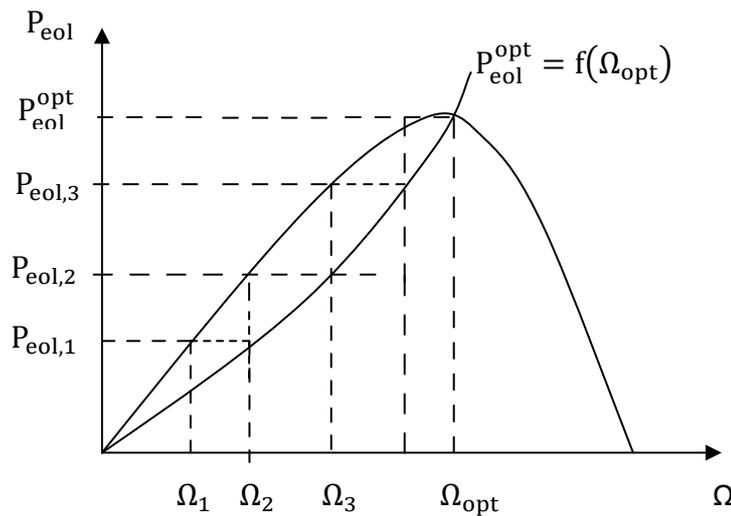


Figure 3-2. Convergence vers le point optimal par contrôle en vitesse.

3.3.2. Commande indirecte par le pilotage du courant de charge

Du fait, que le pont de diodes est un élément passif non commandé, l'autopilotage direct de la génératrice en vitesse n'est plus possible. Une autre façon (indirecte) d'agir est donc nécessaire en transformant l'algorithme de commande en vitesse sur une autre forme. On contrôle ainsi le courant de charge (« côté DC ») qui débite dans une batterie selon le point de fonctionnement de l'éolienne. Le contrôle de la charge mécanique de voilure s'effectue de façon indirecte à travers le pont de diodes. La régulation du courant batterie I_{b1} est équivalente à la régulation de la puissance batterie fournie par l'éolienne qui possède une

tension fixe (on néglige ici la résistance interne de la batterie). Le rendement global η' peut être pris en compte dans le bilan des puissances:

$$P_{bat,eol} = U_{bat} I_{b1} = \eta' C_{eol} \Omega = \eta' P_{eol} \quad (3.12)$$

Le rendement total η' est calculé selon l'expression (3.13) où la puissance éolienne optimale est donnée par l'équation (3 .10).

$$\eta' = \frac{P_{bat,eol}^{opt}}{P_{eol}^{opt}} \quad (3.13)$$

En partant des équations (3.10) et (3.13), la puissance maximale injectée dans la batterie par l'éolienne peut être assimilée à :

$$P_{bat,eol}^{opt} = \eta' K_{opt} \Omega_{opt}^3 \quad (3.14)$$

Le courant optimal de batterie crée par l'éolienne peut de même être calculé par l'équation suivante :

$$I_{b1}^{opt} = \frac{\eta' K_{opt}}{U_{bat}} \Omega_{opt}^3 \quad (3.15)$$

Le dispositif de recherche de la puissance maximale peut être alors construit pour ce type de circuit (figure 3-3) en utilisant la mesure de la vitesse de rotation.

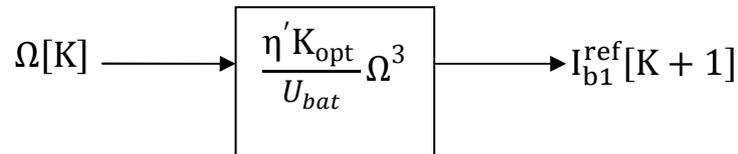


Figure 3-3. Courant de référence en fonction de la vitesse de rotation.

3.3.3. Fonctionnement à fort vent

Le système éolien possède des limitations, thermiques en particulier, liées aux caractéristiques des composants utilisés. La puissance évoluant selon le cube de la vitesse de vent, ces limites physiques sont importantes dans le fonctionnement à fort vent. Ainsi, quand le vent atteint une certaine vitesse, la puissance éolienne disponible peut dépasser la puissance nominale de système éolien ce qui peut altérer le bon fonctionnement des composants de montage (génératrice, électronique de puissance). Pour chaque élément, on peut énumérer les principaux facteurs des limitations qui peuvent être atteints par des puissances éoliennes trop importantes :

- ✓ Voilure : les contraintes mécaniques sont définies par la vitesse maximale de rotation.
- ✓ Génératrice : des contraintes mécaniques existent telles que la vitesse de rotation limite, les contraintes électriques telles que le courant maximal et la tension maximale.

- ✓ Convertisseur statique : des contraintes électriques telles que les courants et tensions maximales.

Pour limiter la puissance dans le système éolien, deux modes de fonctionnement peuvent être envisagés. Selon le mode choisi, les contraintes listées ci-dessus peuvent être repoussées. En se situant soit à gauche, soit à droite du point optimal sur la courbe $C_p(\lambda)$, la puissance éolienne peut être limitée par rapport à la puissance maximale. Dans ce cas là, le dispositif MPPT doit impérativement être dégradé. Le suivi du point de fonctionnement sur la courbe caractéristique doit être lié aux facteurs de limitation.

- ✓ Dans le cas d'un déplacement du point de fonctionnement vers le côté gauche de l'optimum, la vitesse de rotation de la voileure est diminuée.
- ✓ Par contre, en le déplaçant vers la droite de l'optimum, la vitesse de rotation augmente.

Dans les deux cas, la puissance éolienne en mode limité peut être égale à la puissance Nominale.

Dans le cas de limitation de puissance « à gauche », le mode opératoire est beaucoup plus délicat. Pour atteindre le point de fonctionnement limité en puissance à gauche du point optimal, il faut dans un premier temps freiner la turbine et donc récupérer le surplus de l'énergie cinétique emmagasinée dans le volant d'inertie.

Dans le cas d'une limitation de puissance « à droite », la façon de procéder est simple. Il suffit d'imposer la puissance de référence au niveau correspondant à la puissance limite, ce qui revient à limiter la charge mécanique opposée par la génératrice. La fonction permettant d'effectuer cette limitation de la puissance sur la structure utilisant le pont de diodes et le hacheur dévolteur est une simple comparaison de la puissance éolienne avec une valeur limite 600W selon la figure 3-4.

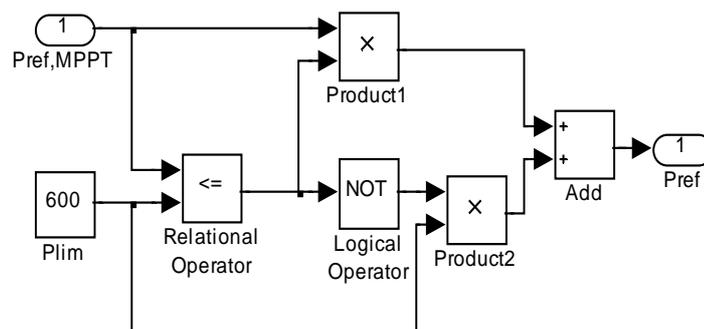


Figure 3-4. Limitation de puissance en cas de fort vent.

3.4. OPTIMISATION DE LA CHAÎNE DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Dans cette partie nous allons citer différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale allant de la méthode la plus simple jusqu'à la plus complexe. Certains des concepts sont très simples, tandis que d'autres approches exigent des dispositifs de logique très sophistiqués tels que des microprocesseurs combinés avec des circuits de puissance, de convertisseurs de commutation.

3.4.1. Adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque:

Dans cette méthode, le MPP du panneau solaire est déterminé par une série de mesure, dans les conditions normales de fonctionnement. Ensuite les mesures, des valeurs du courant et de la tension correspondantes à cette puissance, sont relevées. Par la suite la valeur de la charge correspondante à ces valeurs est fixée. L'avantage de cette méthode est qu'elle est très simple. Car aucun circuit additionnel n'est employé, et la perte de puissance entre le panneau et les batteries est réduite aux pertes dans les conducteurs. L'inconvénient de ce système est qu'il ne prend en compte aucun changement d'insolation ou de température qui provoquent bien sûr le changement du point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale. Par conséquent, une méthode plus sophistiquée pour l'adaptation panneau-charge doit être trouvée si on veut avoir un rendement de puissance plus élevé.

3.4.2. Méthodes à contre réaction de tension

Dans ce cas on se repose sur la commande de la tension de fonctionnement des panneaux, par la comparaison de cette tension avec une tension de référence [28],[29]. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la commande PWM afin d'annuler cette erreur. La figure 3.5 présente le schéma synoptique de cette méthode.

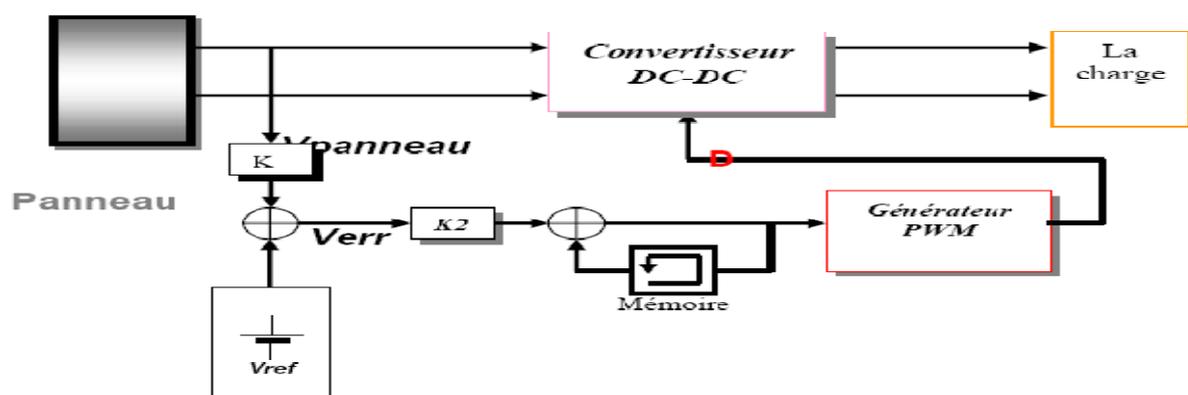


Figure 3-5. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence.

On a trois types de cette méthode selon la nature de la tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) :

3.4.2.1. Tension de référence fixe

A cause de la dépendance de la tension du panneau avec l'ensoleillement et la température, la tension de puissance maximale est déviée, alors la tension de référence doit être corrigée pour différents ensoleillements et températures au long des périodes de l'année.

Dans cette méthode la tension de référence est prédéfinie (figure 3-5). Elle correspond à la tension moyenne de l'intervalle des points des puissances maximales (figure 3.6) relevées par des tests sous différentes conditions d'ensoleillement et de température.

Afin de générer le maximum de puissance on fait varier simplement les différents facteurs de pondération lors de la mise au point.

3.4.2.2. Référence en fonction de Voc

Pour un ensoleillement et une température donnés la tension qui correspond à la puissance maximale du panneau est exprimée comme une fonction linéaire de la tension en circuit ouvert du panneau [29].

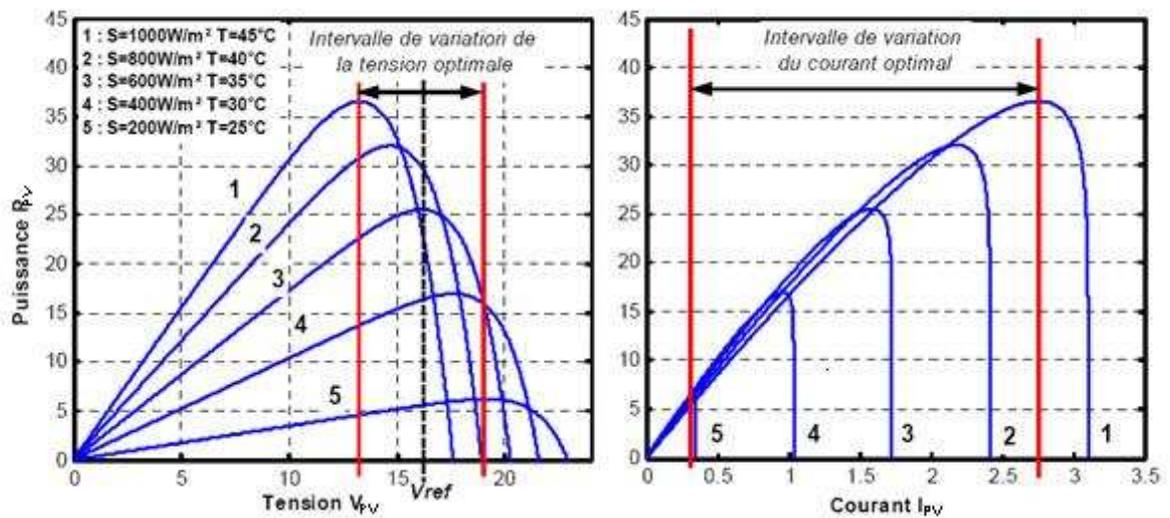


Figure 3-6. Intervalles de variation de la tension et du courant de fonctionnement optimal pour des ensoleillements et des températures variables.

La fonction $V_{pv,max}=f(Voc)$ est pratiquement linéaire et elle est de forme $V_{pv,max}=kVoc$. Pour cela la tension en circuit ouvert du panneau est prélevée régulièrement par le débranchement du panneau pour une courte durée pour ajuster la tension de référence précédente par une certaine proportionnalité généralement égale à 0.77 (figure 3-7).

En exploitant cette propriété, on peut traquer en permanence le point de puissance maximale. L'avantage est que la commande de la tension de fonctionnement du panneau photovoltaïque prend en considération l'insolation et la température, le vieillissement et l'accumulation de la poussière sur la surface des cellules.

L'inconvénient, c'est que l'ajustement de la tension de référence à 77% de la tension à vide du panneau est toujours une fraction fixe, cette méthode ne peut pas être considérée comme un vrai moyen de poursuite de MPPT. L'exactitude de l'ajustement de la tension de fonctionnement à la tension maximum $V_{pv,max}$ de puissance dépend du choix de cette fraction comparée au vrai rapport $V_{pv,max}/V_{oc}$.

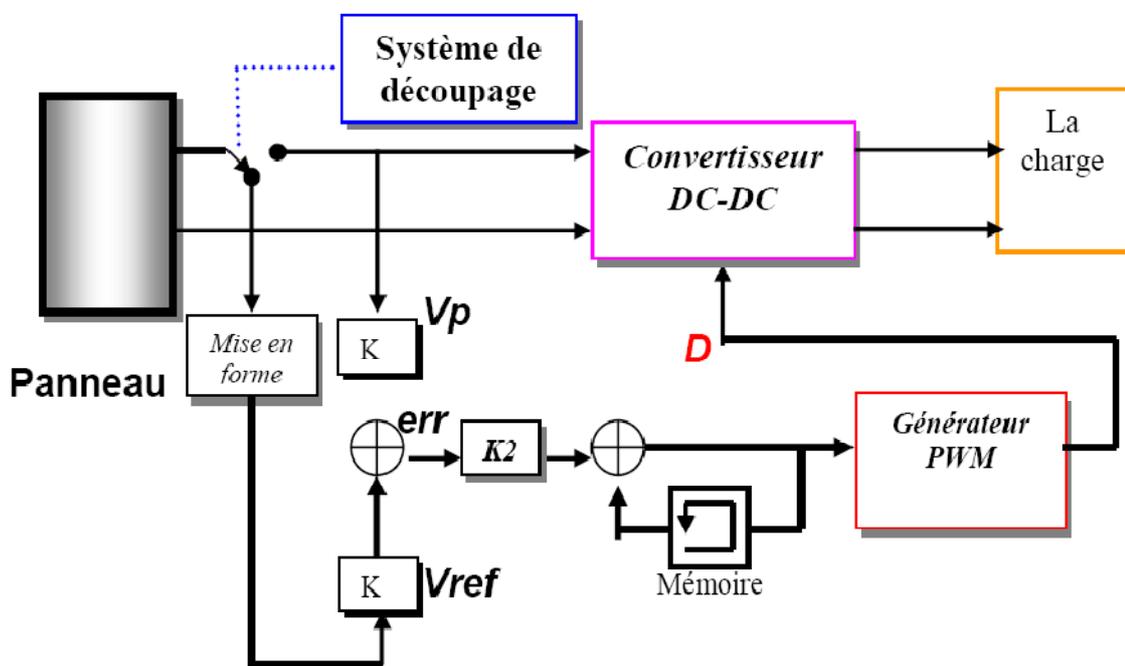


Figure 3-7. Principe de la méthode à contre réaction de tension avec tension de référence V_{oc} .

3.4.2.3. Tension de référence externe (Cellule pilote)

Pour éviter les problèmes de la méthode précédente une cellule pilote est ajoutée au panneau solaire (C'est une cellule photovoltaïque simple qui est électriquement indépendante du reste de la rangée). La tension à circuit ouvert de cette cellule mesurée continuellement va nous donner une information implicite de la tension en circuit ouvert de l'ensemble des panneaux solaires, en multipliant cette tension avec le nombre de cellules en série [30].

Cette méthode évite l'interruption du système, mais il existe des problèmes, car la cellule pilote utilisée comme référence pour le comportement de la rangée n'est pas facile à mettre en

application. La superficie des modules photovoltaïques et l'emplacement de la cellule, font que celle ci ne soit pas toujours fidèle à ce qui est ressenti par le panneau.

Pour limiter cet inconvénient, on place une cellule pilote individuelle pour chaque petit groupe de panneaux afin de pouvoir estimer le facteur pour le fonctionnement optimal.

Et comme pour les méthodes précédentes, celle ci utilise un facteur fixe pour estimer la tension $V_{pv,max}$ à partir de la tension V_{oc} ce qui fait que le MPP (*Maximum Power Point*) n'est pas suivi correctement.

3.4.3. Méthodes à contre réaction de courant

Par analogie avec les méthodes de contre réaction de tension on a le schéma décrit par la figure 3-8 [31].

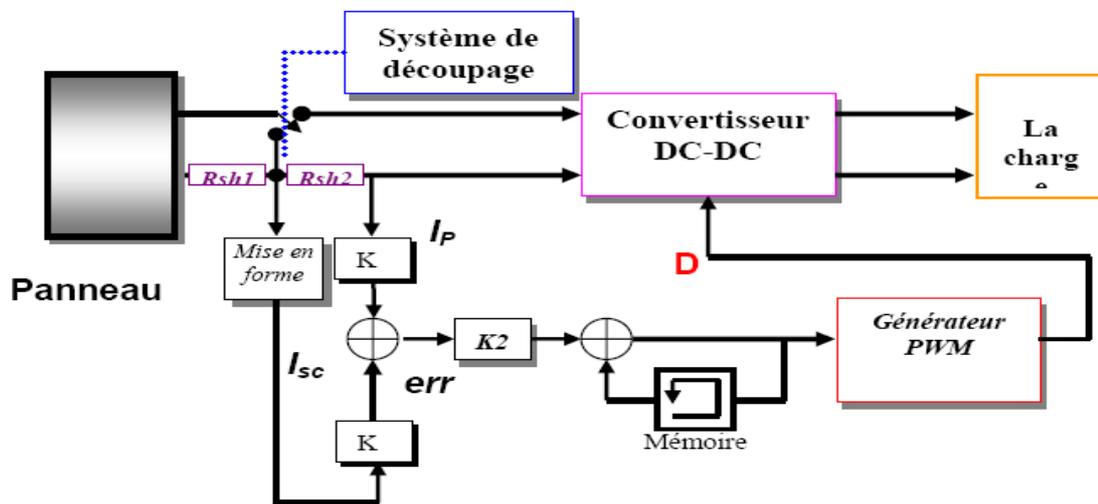


Figure 3-8. Principe de la méthode MPPT à courant de référence en fonction de I_{sc} .

Ainsi nous avons les méthodes suivantes :

3.4.3.1. Courant de référence en fonction du courant de court-circuit I_{sc}

Le courant de court-circuit du panneau solaire permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau. Le courant optimal est proportionnel au courant de court circuit, cette proportionnalité est presque constante en fonction des conditions d'ensoleillement et de température. La fonction $I_{pv,max}=f(I_{sc})$ ([32],[33],[34]) est pratiquement linéaire et elle est de forme $I_{pv,max}=kI_{sc}$.

Mais généralement, cette méthode à tension de référence fixe n'est pas applicable dans le cas de la contre réaction de courant à cause de la grande déviation du courant optimal pour différents ensoleillements et températures, voir figure 3-6.

3.4.3.2. Courant de référence externe (Cellule pilote)

Dans cette méthode l'utilisation d'une cellule pilote comme source d'information de courant de court-circuit de l'ensemble des panneaux est impossible par le fait que court-circuiter en permanence cette cellule cause un échauffement supplémentaire qui va fausser l'information générée par cette cellule et emmener sa destruction rapide.

3.4.4. Méthodes à contre réaction de puissance

Les méthodes à contre-réaction de puissance, se basent sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau afin que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système.

La puissance extraite du panneau est calculée à partir des mesures de courant I_{pv} et de tension V_{pv} du panneau, et la multiplication de ces deux grandeurs $P_{pv}=V_{pv} \cdot I_{pv}$.

3.4.4.1. Méthode Algorithmique 'incrémental conductance'

Dans cet algorithme, on calcule la dérivée de la puissance de sortie du panneau[35]. La puissance du panneau solaire est donnée par :

$$P_{pv} = V_{pv} I_{pv} \quad (3.16)$$

La dérivée partielle $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}}$ est donnée par :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (3.17)$$

D'où :

$$\frac{1}{V_{pv}} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (3.18)$$

On définit la conductance de la source $G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ et l'incrémentale conductance $\Delta G = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$. Puisque la tension V_{pv} du panneau est toujours positive, la relation (3.18) explique que le point de puissance maximale MPP est atteint si la conductance de la source G égale l'incrémentale conductance ΔG de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance G est supérieure à l'incrémentale conductance ΔG et vice-versa, comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \text{ si } \frac{I_{pv}}{V_{pv}} > -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \\ \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \text{ si } \frac{I_{pv}}{V_{pv}} = -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \\ \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \text{ si } \frac{I_{pv}}{V_{pv}} < -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \end{cases} \quad (3.19)$$

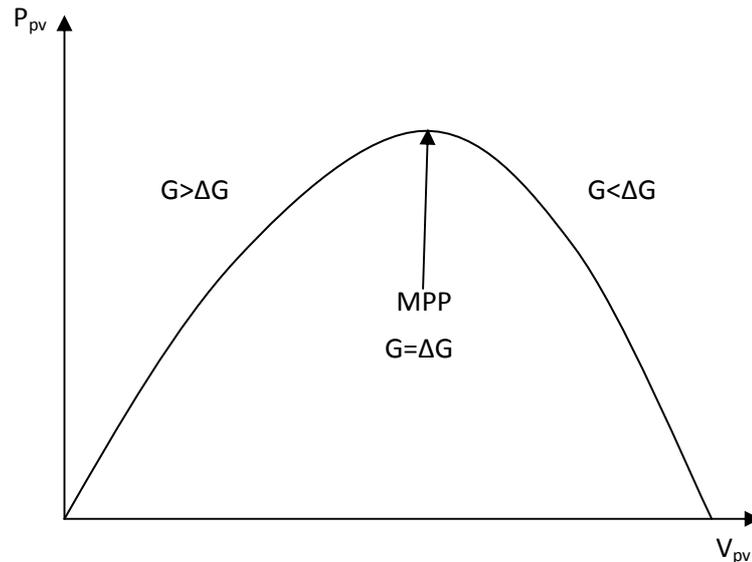


Figure 3-9. Signe de dP_{pv}/dV_{pv} pour différentes zones de fonctionnement.

Pour éviter que la différentielle dV_{pv} de la tension du panneau ne devienne nulle, lorsque le MPP est atteint dans les précédents cycles ou par une stabilisation du point de fonctionnement, ce qui conduirait à une division par zéro, l'algorithme fait un test de dV_{pv} . S'il est nul, il teste si le $dI_{pv} = 0$, si c'est le cas alors le PPM est atteint et l'algorithme ne fait aucun changement, dans le cas contraire l'algorithme teste le signe de dI_{pv} pour déterminer la position du PPM et ajuste la tension de référence correspondante. La figure 3-9 donne le schéma de fonctionnement de cet algorithme.

L'avantage de cet algorithme est qu'il n'oscille pas autour du MPP, à cause du test de $dI_{pv} = 0$. L'algorithme se stabilise une fois le PPM atteint et le signe de dI_{pv} donne la vraie direction à emprunter pour le tracking du PPM une fois le système stable, ce qui conduit à une réponse rapide du système pour des changements brusques des conditions atmosphériques.

Mais à cause de l'approximation des dérivées dV_{pv} et dI_{pv} et l'utilisation d'un pas d'action constant, la condition $\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$ est rarement vraie ce qui conduit à des oscillations autour du PPM. Pour remédier à ce problème, une erreur marginale ε est ajoutée aux conditions du MPP, c'est à dire que le MPP est atteint si $\left| \frac{I_{pv}}{V_{pv}} + \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \right| \leq \varepsilon$, la valeur de ε est limitée entre le problème de non fonctionnement dans le MPP exact et le problème de l'amplitude des oscillations.

3.4.4.2. Méthode 'perturbation et observation'

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé. Comme son nom l'indique, il est basé sur la perturbation du système à travers l'augmentation ou la diminution de V_{ref} ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis par l'observation des effets de ces perturbations sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P_{pv}(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P_{pv}(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente, sinon on inverse la perturbation du cycle précédent.

La figure 3-10 montre l'organigramme de l'algorithme de P&O tel qu'il doit être implémenté dans le microprocesseur de contrôle. Avec cet algorithme la tension de fonctionnement V_{pv} est perturbée à chaque cycle du MPPT. Dès que le MPP sera atteint, V_{pv} oscillera autour de la tension idéale $V_{pv,max}$ de fonctionnement. Ceci cause une perte de puissance qui dépend de la largeur du pas d'une perturbation simple.

- Si la largeur du pas est grande, l'algorithme du MPPT répondra rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement, mais les pertes seront accrues relativement aux conditions stables ou lentement changeantes.
- Si la largeur du pas est très petite les pertes dans les conditions de stabilité ou lentement changeantes seront réduites, mais le système ne pourra plus suivre les changements rapides de la température ou de l'insolation.

La valeur pour la largeur idéale du pas $\Delta d'$ dépend du système, Dans notre système nous utiliserons cette méthode pour la recherche du point de puissance maximale pour son efficacité et sa simplicité d'implémentation dans le microprocesseur de contrôle.

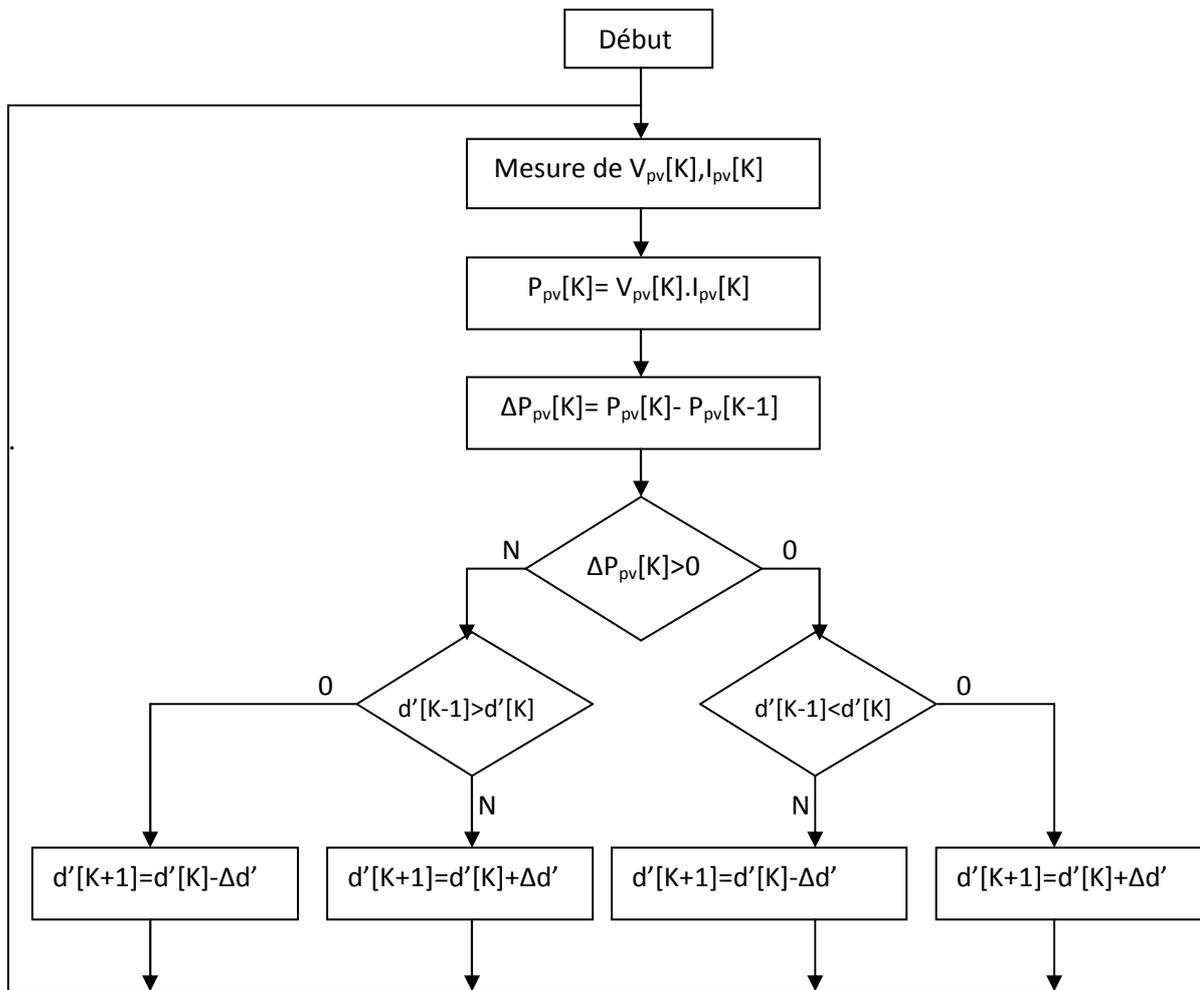


Figure 3-10. Organigramme de l’algorithme perturbation et observation.

Pour arrêter le système éolien et photovoltaïque d’alimenter la batterie quand celle-ci a atteint le seuil de charge il suffit :

- Pour la chaîne éolienne de forcer le courant de référence à 0 ($I_{b1,ref}=0$), dans ce cas la puissance éolienne sera nulle et la vitesse de rotation sera maximale (puisque le couple électromagnétique est nul).
- Pour la chaîne photovoltaïque, en diminuant le rapport cyclique d' , on ramène le point de fonctionnement au point, $V_{pv}=V_{oc}$ et $I_{pv}=0$.

La figure 3-11 donne l’organigramme général de fonctionnement du système hybride en mode de fonctionnement et en mode d’arrêt.

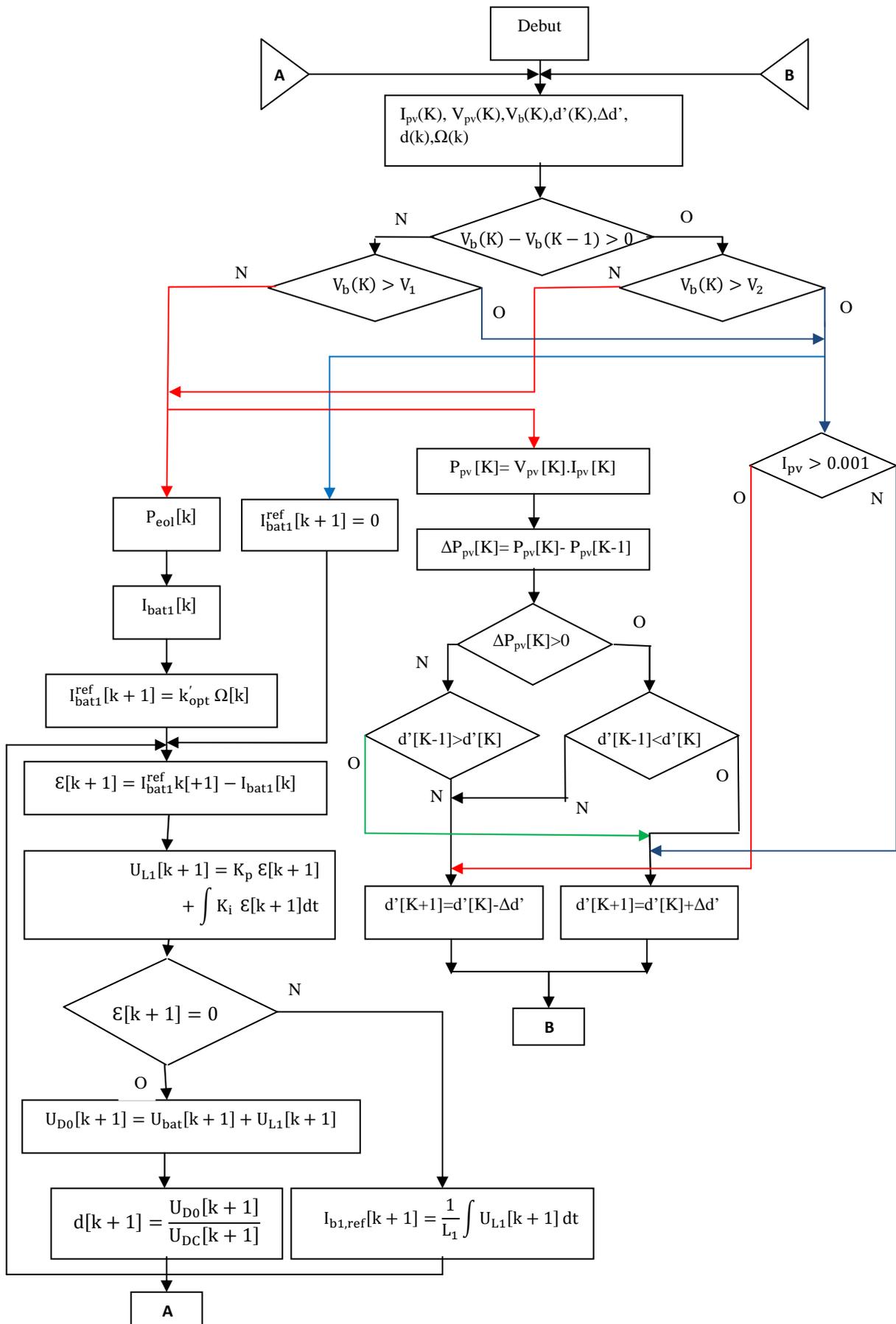


Figure 3-11. Organigramme général de fonctionnement du système hybride.

3.5. CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis d'analyser et d'examiner les limites de fonctionnement de notre système vis-à-vis de la tension de la batterie, nous avons aussi donné divers types de commandes de MPPT pour la chaîne de production photovoltaïque et la chaîne de production éolienne.

Chapitre4

SIMULATIONS ET EVALUATIONS DES RESULTATS

4.1. INTRODUCTION

Dans les chapitres précédents, nous avons établi les modèles mathématiques de chacun des différents composants de ce système hybride (chapitre2) et ses algorithmes de recherches de puissances maximums (chapitre3). L'objectif de ce chapitre est de faire une série de simulations du système par MATLAB SIMULINK pour différentes valeurs de tensions de batterie et de donner une conclusion sur la plage d'application du système.

4.2. SCHEMA SYNOPTIQUE DU SYSTEME HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE ET EOLIEN

Le schéma synoptique du système hybride simulé sous Simulink est donné par le bloc global représenté par la figure 4.1. Nous soulignons ici que chaque bloc a été construit d'après les équations de fonctionnement déjà étudiées dans les chapitres précédents.

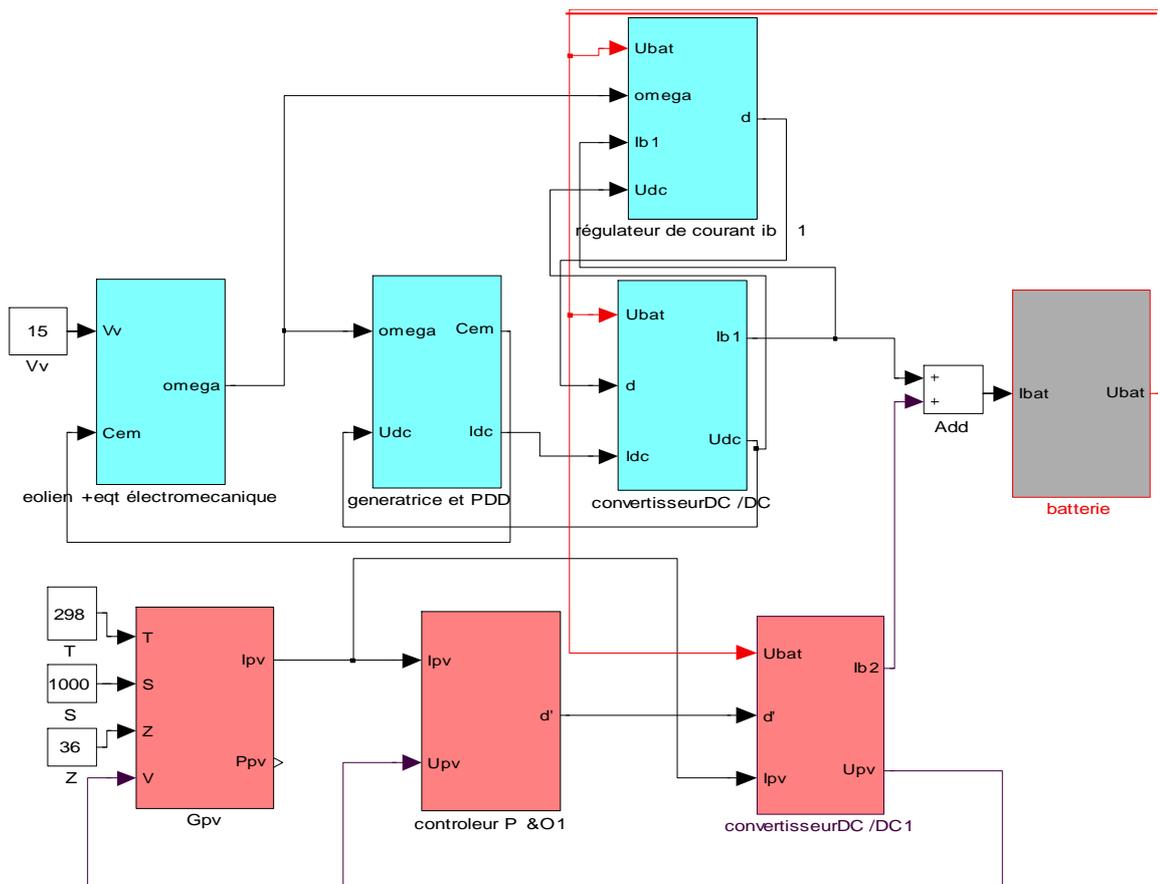


Figure 4-1. Schéma du système global simulé sur SIMULINK.

4.2.1. Voilure éolienne

Le sous bloc qui représente la voilure éolienne et son équation dynamique est détaillé par la figure 4-2 qui suit :

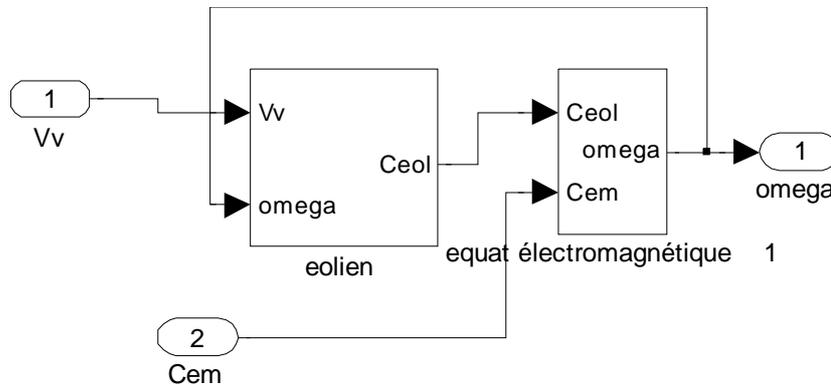


Figure 4-2. Blocs de simulation de la voilure éolienne et son équation dynamique.

Ce bloc a été modélisé d'après les équations mathématiques du modèle de la voilure et son équation électromagnétique $\{(1.4),(1.5),(2.4),(2.5),(2.7)\}$.

Avec :

$$F_m = 0.06 \text{ [Nms/rad]}$$

$$J = 16 \text{ [Kg m}^2\text{]}$$

4.2.2. Pont de diodes et la génératrice

La figure 4-3 représente le sous bloc de la génératrice synchrone et le pont de diodes raccordé à sa sortie, ce bloc a été modélisé d'après l'équation (2.12) et les équations de (2.26) jusqu' a (2.30) avec :

$$P = 17$$

$$\Phi = 0.198 \text{ Wb}$$

$$r_s = 1.137 \text{ } \Omega$$

$$L_s = 0.0027 \text{ H}$$

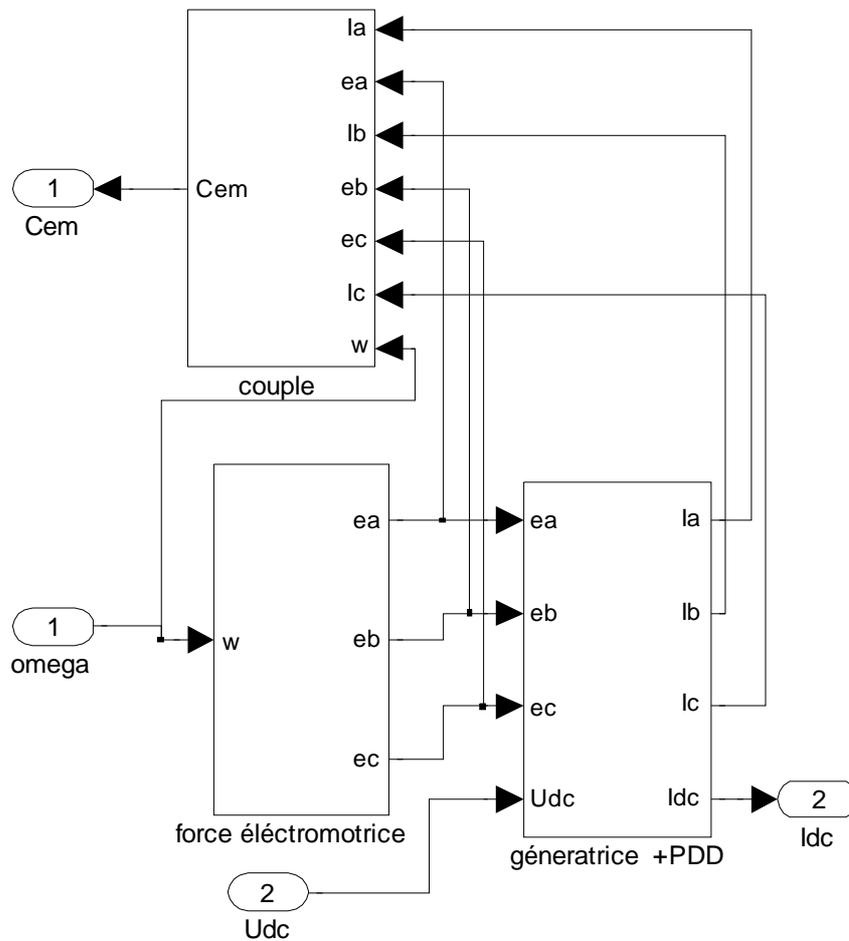


Figure 4-3. Blocs de simulation de la génératrice et de pont de diodes.

4.2.3. Hacheur dévolteur

Nous avons utilisé le hacheur dévolteur dans la chaîne de production éolienne. Les équations du modèle moyen mathématique du hacheur dévolteur ont été étudiées dans les sections (2.2.5.1). On le représente directement par le schéma Simulink de la figure 4-4.

Avec :

$$L_1 = 1 \text{ mH}$$

$$C_1 = 3.3 \text{ mF}$$

$$C_2 = 3.3 \text{ mF}$$

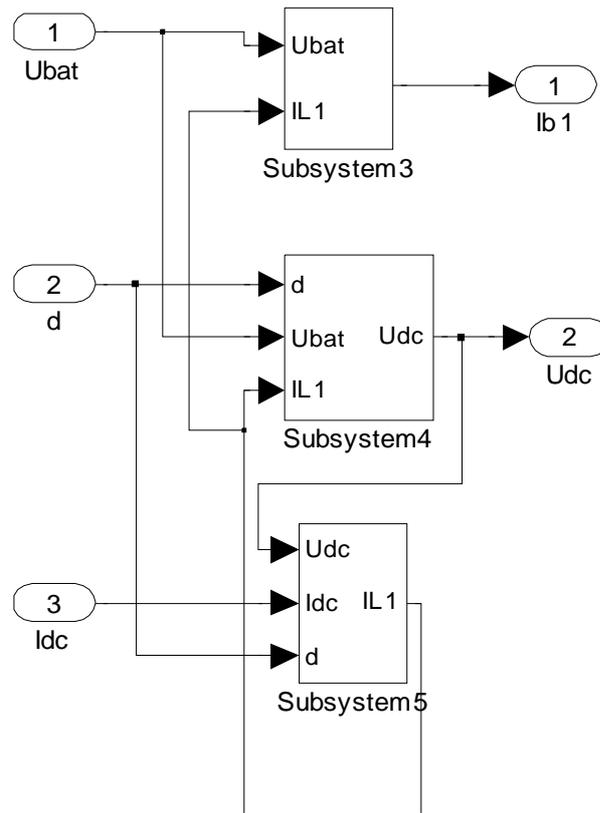


Figure 4-4. Blocs de simulation de hacheur abaisseur.

4.2.4. Contrôleur MPPT de l'éolienne

Comme déjà discuté dans les sections (2.2.5.2) et (3.3), ce contrôleur permet de réguler la puissance éolienne injectée dans la batterie en contrôlant le courant I_{b1} . La figure 4-5 représente le sous bloc simulé sur Simulink, ce régulateur qui est construit avec le circuit de commande du hacheur dévolteur complet (figure 2-23) et son algorithme du courant de référence qui est donné par l'équation (3.15), leurs paramètres sont donnés dans l'annexe B.

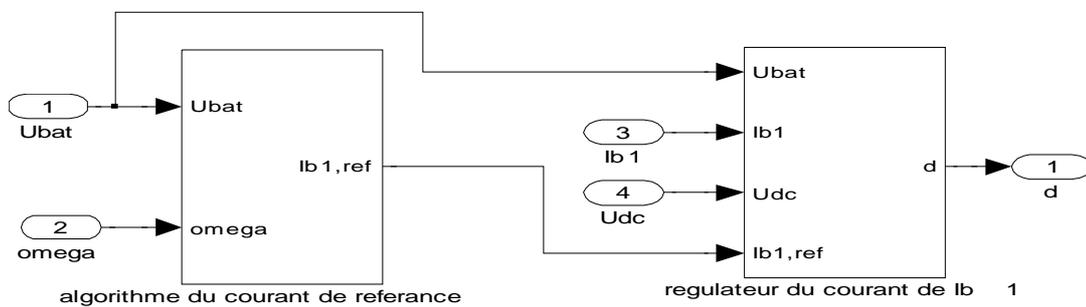


Figure 4-5. Blocs de simulation de MPPT de l'éolienne.

4.2.5. Module PV

Les sous blocs qui représentent le module PV sont détaillés par la figure 4-6 qui suit :

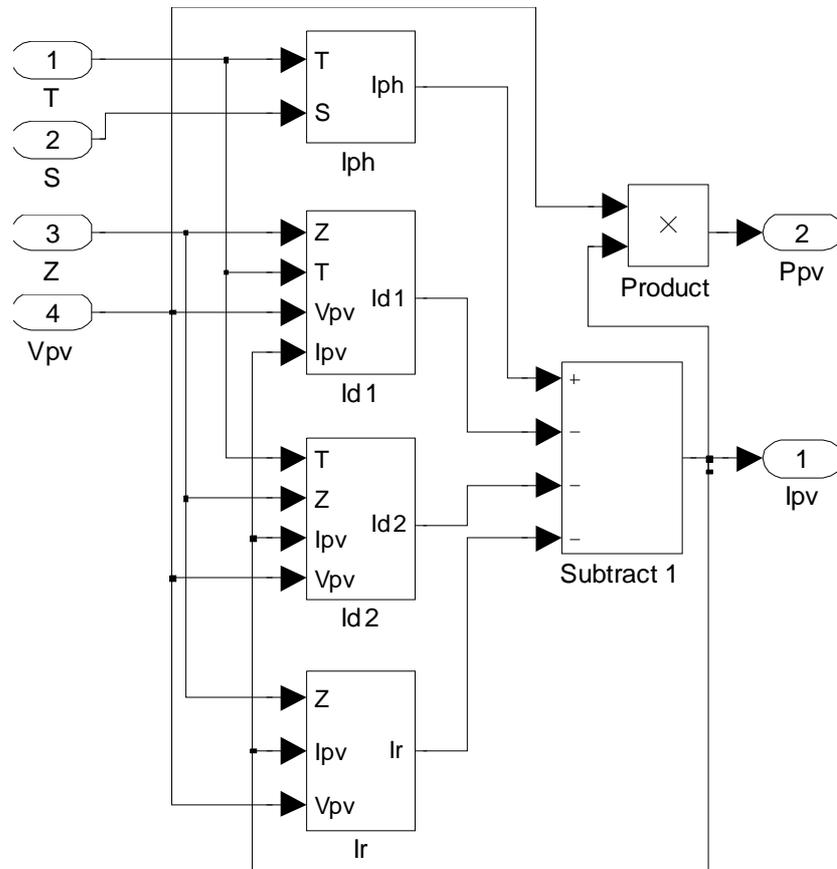


Figure 4-6. Blocs de simulation du module PV.

Ce bloc a été modélisé d'après les équations mathématiques du modèle du panneau PV à deux diodes décrites dans la section (2.3.1.3). On donne les données suivantes [36]:

$$I_{ph}(T=298K) = 3.25A$$

$$R_p = 30\Omega$$

$$R_s = 0.015\Omega$$

$$E_g = 1.1eV$$

$$n_1 = 1, n_2 = 2$$

$$k = 1.38 \cdot 10^{-23} J/K$$

$$q = 1.6 \cdot 10^{-19} C$$

4.2.6. Contrôleur MPPT de photovoltaïque²

Pour la partie photovoltaïque, on a utilisé la méthode perturbation et observation pour la recherche de la puissance maximale, son bloc de simulation est donné par la figure 4-7.

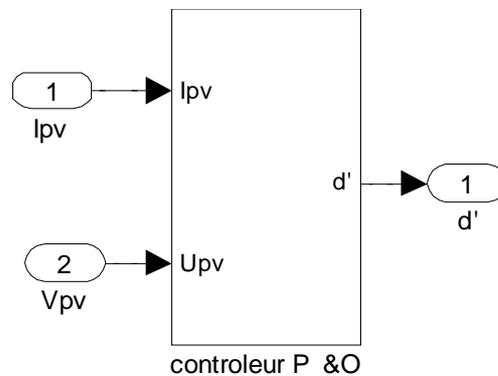


Figure 4-7. Contrôleur perturbation et observation simulé par Simulink.

4.2.7. Hacheur dévolteur-survolteur

Dans la chaîne de production éolienne, nous avons utilisé le hacheur dévolteur-survolteur. Les équations de ce modèle ont été étudiées dans les sections (2.3.3). On le représente directement par le schéma Simulink de la figure 4-8.

Avec :

$$L_2=0.09 \text{ mH}, C_3=47\mu\text{F}, C_4= 2.2\text{mF}$$

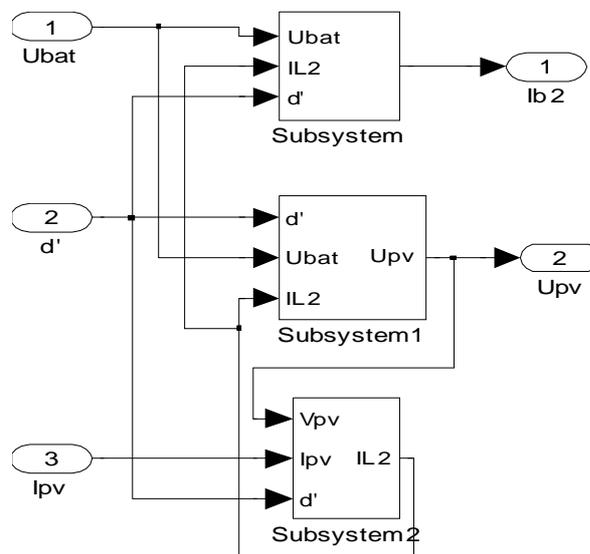


Figure 4-8. Blocs de simulation du module hacheur dévolteur-survolteur.

4.2.8. Batterie Pb-acide

Le modèle de batterie Pb-Acide qui a été choisi pour les simulations (figure 4-9) a été déjà étudié dans la section (2.4). C'est le modèle des équations mathématiques (2.95), associées avec les données suivantes:

$$R_{bat}=0.036 \Omega$$

$$E_{bat}=12V$$

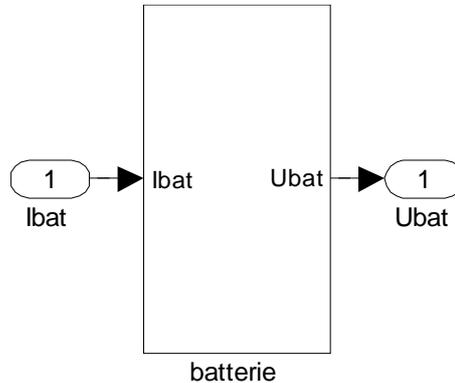


Figure 4-9. Bloc de simulation du module batterie.

4.3. SIMULATIONS ET DISCUSSIONS

Les figures (4-11) et (4-12) montrent les signaux du système hybride pour des tensions de batterie 24V et 48V respectivement, pour cette série de simulations la température T et l'ensoleillement S sont maintenus égaux aux valeurs d'essais standards qui sont respectivement $T=25^{\circ}c$, $S=1000W/m^2$, la vitesse du vent peut atteindre en algerie 8m/s [37], c'est cette dernière qui est utilisée pour simulé la chaine éolienne.

Les simulations ainsi obtenues permettent de confirmer la viabilité des principes de fonctionnement des dispositifs de recherche de puissance. Dans les deux figures en effet, on constate les courbes de puissance et vitesse de rotation éolienne maximisées atteint facilement la puissance optimale (équation 3.10) et la vitesse de rotation optimale (équation 3.5) de l'éolienne respectivement pendant 20s environ. De même la puissance maximale du photovoltaïque est atteinte pendant 3s environ.

Dans la chaîne de production d'énergie photovoltaïque, la puissance générée est instantanément et totalement fournie à la batterie étant donné que le convertisseur dévolteur-survolteur étudié est sans pertes, on remarque aussi que le courant I_{b2} fourni par la chaîne photovoltaïque à la batterie augmente en diminuant la tension de la batterie. Par contre pour la chaîne de production d'énergie éolienne, la puissance générée est fourni à la batterie avec un coefficient multiplicateur près η' (rendement du système), dû aux pertes dans le pont de

diodes, cette puissance est aussi fournie à partir d'une certaine vitesse de rotation minimale Ω_{mini} , dans la simulation, pour les batteries de 24V et 48V. Les vitesses de rotation minimales sont de 5rd/s et de 10rd/s respectivement, elles sont presque égales à celles trouvées par calculs (équation (3.5)), voir tableau (3-1). Leurs valeurs diffèrent un peu, étant donné que l'équation (3.5) ne tient pas en compte les pertes dans le pont de diodes. On tient à signaler aussi l'effet de l'empiétement des courants de phases i_a, i_b, i_c étudiés dans le chapitre 2.

La figure (4-10) représente les courbes des puissances éoliennes pour différentes valeurs du vent en fonction de la vitesse de rotation de l'éolienne, ainsi que la puissance maximale générée (puissances suivis par le MPPT), et la puissance fournie par l'éolienne à la batterie pour différentes valeurs de celle-ci. De cette figure on conclut que la puissance optimale éolienne est bien suivie par le MPPT et la puissance fournie à la batterie est presque la même pour les différentes valeurs des tensions de batterie (12V,24V,48V). Ce qui diffère, c'est le courant donné par l'éolienne à la batterie selon la dimension de cette dernière.

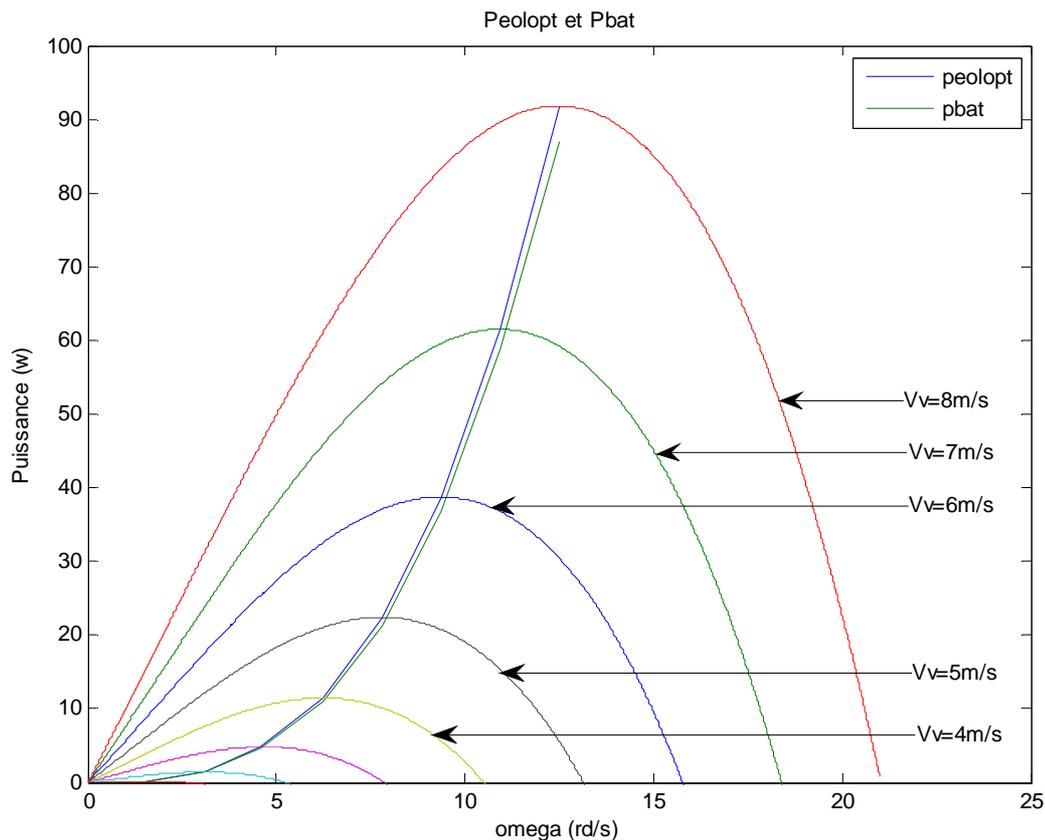


Figure 4-10. Courbes des puissances éoliennes et puissances fourni à la batterie.

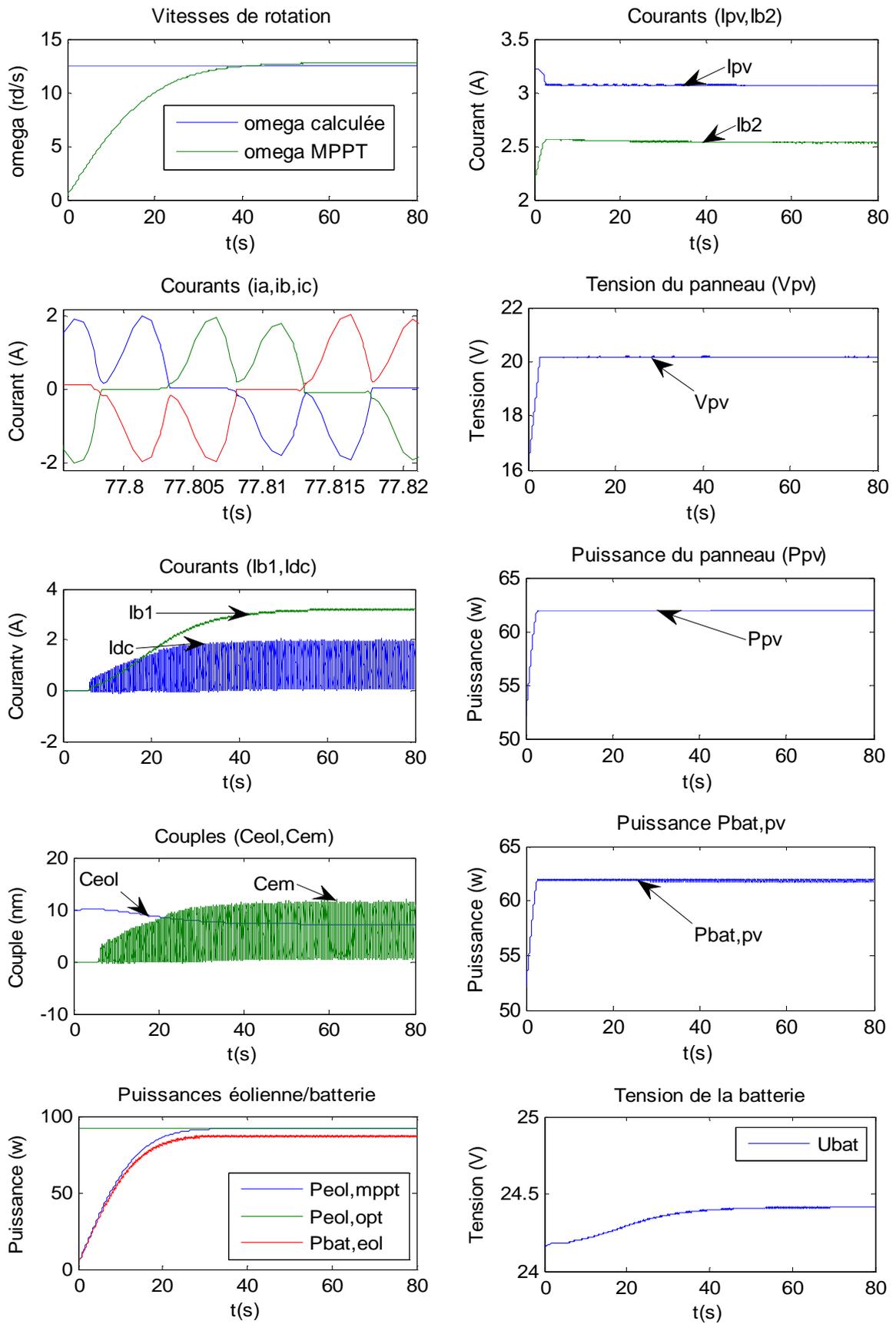


Figure 4 -11. Signaux du système hybride pour $U_{bat}=24V$.

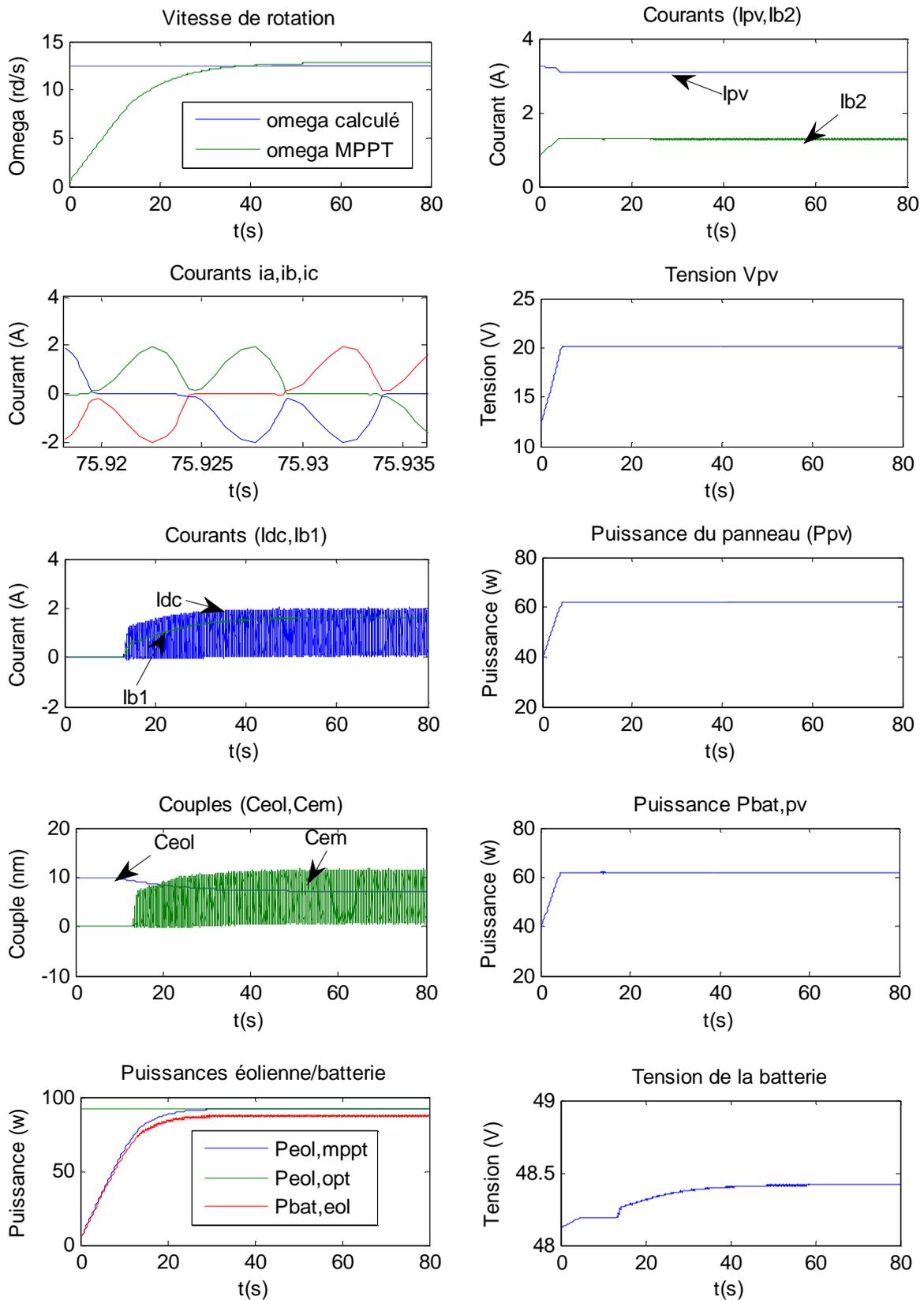


Figure 4 -12. Signaux du système hybride pour $U_{bat}=48V$.

La figure (4-13) représente le courant fourni par la chaîne éolienne en fonction de la vitesse du vent à la batterie selon les valeurs de celle-ci, de cette figure on peut conclure que l'éolienne commence à fournir du courant à la batterie à partir des vitesses du vent 6m/s,3m/s,2m/s pour les batteries de 48V,24V,12V respectivement. Le courant fourni par l'éolienne à une vitesse du vent donnée, décroît en augmentant la tension de la batterie, si par exemple la vitesse du vent est de 8m/s le courant fourni à la batterie par l'éolienne est de 5.87A, 3A, 1.51A pour les batteries 12V,24V,48V respectivement. Donc la tension de la batterie doit être suffisamment basse de façon à démarrer le fonctionnement à faible vent, et inversement, elle doit être suffisamment élevée pour permettre un fonctionnement à fort vent. Il y a donc un compromis à faire : pour les sites peu ventés, il faudra plutôt privilégier une tension batterie basse, et l'inverse pour les sites fortement ventés.

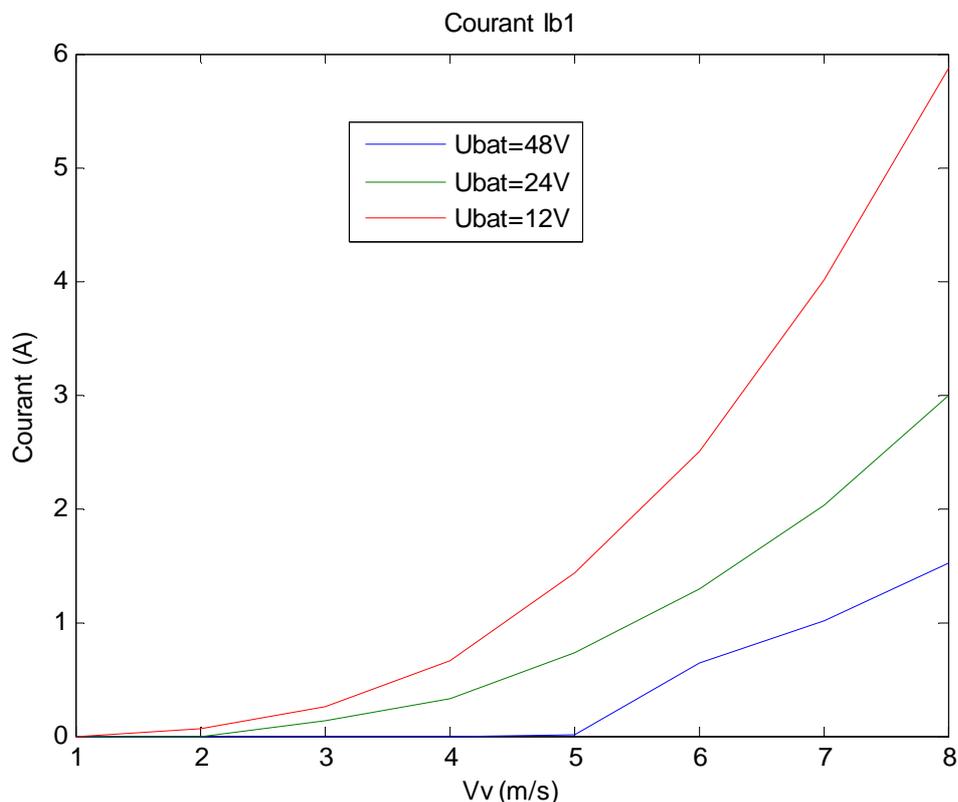


Figure 4-13. Courants fournis à la batterie par le système éolien en fonction du vent pour différentes tensions de batterie.

Pour tester le fonctionnement du régulateur de charge de la batterie (régulateur à hystérésis) nous avons pris $V_v=17\text{m/s}$ (vitesse du vent), pour faire augmenter la tension de la batterie au-dessus de 13.5V. La figure 4-14 donne les résultats de cette simulation, nous

constatons que le courant fourni par l'éolienne s'annule vite relativement au courant fourni par le système photovoltaïque, le couple électromagnétique est nul et la vitesse de rotation atteint la valeur limite de rotation de l'éolienne (λ_{limite}), donc l'éolienne tourne vite sans résistance de charge. Du fait que les deux courants sont nuls, la tension de la batterie est égale à 12V.

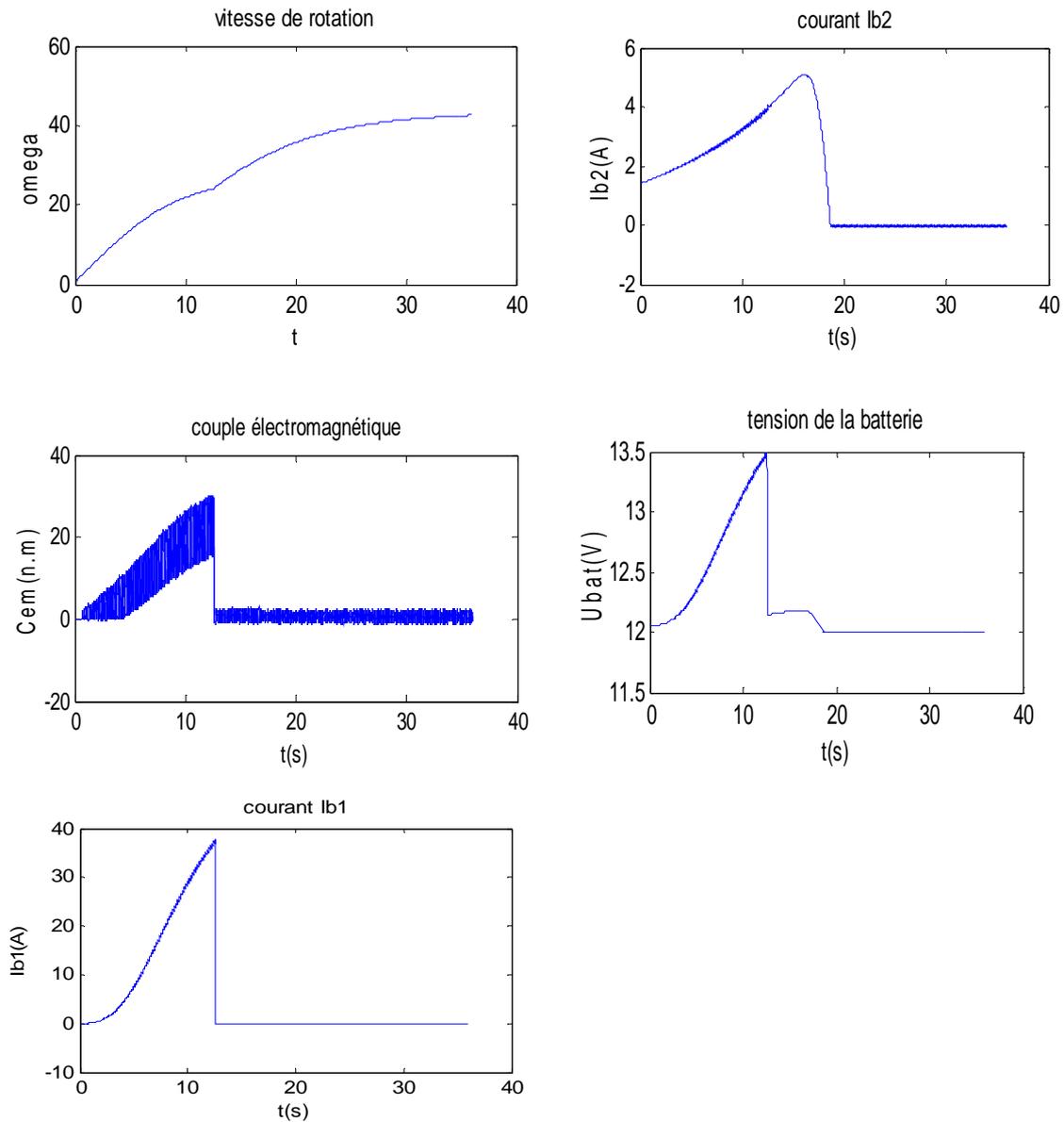


Figure 4-14. Signaux du système hybride à l'état d'arrêt de fonctionnement.

4.4. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons simulé le système photovoltaïque dans les conditions standard ($T=25^{\circ}\text{C}$, $S=1000\text{W/m}^2$), et dans le système éolien la vitesse du vent est prise à 8m/s , pour différentes valeurs de tensions de batterie, la puissance générée par la chaîne photovoltaïque est totalement fournie à la batterie et son courant fourni est faible relativement au courant fourni par la chaîne éolienne pour différentes tensions de batterie. Par contre la puissance éolienne est fournie à la batterie avec un certain coefficient multiplicateur $\eta' \simeq 0.8$ pour toutes valeurs de tensions de batterie, et le courant fourni à la batterie dépend fortement de la tension de cette dernière. La valeur de la batterie est choisie selon le gisement du vent d'un site, si le vent est faible on choisit une tension de batterie basse pour démarrer le fonctionnement à faible vent, et l'inverse si le vent est fort pour éviter de charger une batterie avec un grand courant. Ainsi le dimensionnement de ce système est piloté par le dimensionnement de la chaîne éolienne (pont de diodes, hacheur dévolteur et le vent).

Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons abordé les généralités sur l'éolienne et photovoltaïque, en mentionnant les problématiques posés par la conception d'une chaîne de conversion d'énergie dédiée à une éolienne de petite puissance, dans une approche de conception système, nous avons abordé de façon intégrée les questions d'architecture, de dimensionnement et de gestion optimisée de l'énergie (le problème de recherche de PPM dans les éoliennes verticales, l'instabilité du vent en direction). Nous avons ensuite évoqué l'intérêt d'utilisation d'une éolienne à axe vertical, la machine synchrone et le pont de diodes pour diminuer le coût de la chaîne éolienne de petite puissance. Dans la partie photovoltaïque nous avons présenté le panneau photovoltaïque utilisé et ses caractéristiques électriques.

Nous avons donné ensuite les modèles des différents éléments composants le système hybride. Dans la chaîne éolienne, la voilure à axe vertical de type savionus est couplée à une machine synchrone à aimants permanents à grand nombre de pôles ce qui nous permet d'éviter d'utiliser un multiplicateur de vitesse. Pour convertir la tension alternative en tension continue, on a utilisé un pont de diodes, l'analyse théorique de ce dernier nous a conduits à caractériser l'effet de l'empiétement des courants dans le pont de diodes causé par les inductances de la génératrice, ainsi que les pertes dans ces inductances pendant l'empiétement et de donner le facteur de puissance de la chaîne en fonction de l'empiétement. Le pont redresseur à diodes est suivi d'un hacheur dévolteur qui réalise une adaptation d'impédance et permet de maximiser la puissance produite par ce système à fréquence variable. On a choisi d'utiliser le convertisseur dévolteur pour son faible facteur de surdimensionnement de ses interrupteurs et sa faible inductance de lissage du courant comparant aux autres hacheurs (survolteur et dévolteur-survolteur) ceci pour diminuer le coût de la chaîne éolienne. Dans la partie photovoltaïque pour augmenter ou diminuer la puissance pour un site donné, il suffit d'augmenter ou de diminuer le nombre de panneaux respectivement, donc le choix du hacheur dévolteur-survolteur s'impose.

Le fonctionnement de la chaîne photovoltaïque ne dépend pas de la dimension de la batterie étant donné qu'on a utilisé un hacheur dévolteur –survolteur, par contre le fonctionnement de la chaîne éolienne dépend de la dimension de la batterie, les butées du rapport cyclique employé et la vitesse du vent. Pour le hacheur dévolteur, la butée basse entraîne une limitation à fort vent (fém. élevées) et la butée haute entraîne la vitesse du vent minimale a fin que le système éolien fournisse de l'énergie à la batterie.

Différents dispositifs de recherche du point optimal de puissance MPPT ont ainsi été proposés pour les chaînes éolienne et photovoltaïque. Pour le MPPT de photovoltaïque on a choisi l'algorithme 'perturbation et observation' pour sa simple intégration dans un microcontrôleur, pour l'éolienne on a utilisé la méthode de contrôle de puissance par contrôle du courant fournie à la batterie.

Nous avons terminé par une série de simulations, en constatant l'efficacité de recherche de puissance maximale pour différentes tensions de batterie. Nous avons aussi constaté que la puissance générée par la chaîne photovoltaïque est totalement fournie à la batterie, par contre dans la chaîne éolienne nous avons montré que l'optimum de puissance électrique (côté batterie) était sensiblement distinct de l'optimum côté voileure (due aux pertes dans les inductances de la génératrice) et que les courants fournie à la batterie augmentent fortement on diminuant la tension de la batterie, donc le choix de la batterie est fortement lié à la vitesse du vent. Jusqu'à maintenant, la charge étudiée prenait la forme d'un pack de batterie de stockage. La connexion au réseau public se pose en des termes différents (niveau de tension plus élevés,...) et repose le problème en terme de conception.

Bibliographie

- [1] B.Equer « Energie photovoltaïque », directeur de recherche CNRS école polytechnique 1991, ([www.physique et la technologie de la conversion photovoltaïque.fr](http://www.physique-et-la-technologie-de-la-conversion-photovoltaïque.fr)).
- [2] ABDELLI Abdenou « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive », thèse de doctorat, polytechnique de Toulouse , octobre 2007.
- [3] POITIERS Frédéric « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne », thèse de doctorat, université Nantes, décembre 2003.
- [4] MIRECKI Addam « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », thèse de doctorat, polytechnique de Toulouse, avril 2005
- [5] Rachid BELFKIRA, Christian NICHITA, Pascal REGHEM « Modeling and Optimal Sizing of Hybrid Renewable Energy System », University of Havre, 2008.
- [6] GERGAUD olivier « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de doctorat, école normale supérieur de Cachan, décembre 2002.
- [7] M.P. Sharma, S.N.Mahato, S.P.Singh « Transient performance of a single-phase self-regulated self-excited induction generator using a three-phase machine », Science direct, Electric Power Systems Research 77 (2007) 839–850, 12 September 2006.
- [8] CIMUCA gabriel-octavian « System inertiel de stockage d'énergie associé a des générateurs éoliens », thèse de doctorat 2005.
- [9] BOYETTE Armand « Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne », thèse de doctorat de Nancy, 11 décembre 2006.
- [10] ABDELHAMID Lilia « Contribution à l'étude des performances des générateurs électromagnétiques utilisés dans les systèmes éoliens » mémoire de magister, Batna 2008.
- [11] CAMBLONG Haritza « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable », thèse de doctorat, Bordeaux, décembre 2003.
- [12] PETIBON Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », thèse de doctorat, Toulouse 2009.
- [13] FOSTER Robert, GHASSEMI Majid, COTA Alma « Solar energy, Renewable energy and the Environment », series editors Abbas GHASSEMI New Mexico State University, 2009.

- [14] VAUGE. Ch, PERRIN. Ch « Le gisement solaire évaluation de la source énergétique », Ecole Polytechnique de Paris, 1991.
- [15] LORENZO Eduardo « Energy Collected and Delivered by PV Modules », handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Instituto de Energia Solar-Universidad Politécnica de Madrid, Spain, 2003.
- [16] FERRAI AHMED « Dimensionnement des infrastructures utilisant diverses sources énergétiques renouvelables potentielles pour l'alimentation électrique d'un village » mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, 2008.
- [17] BELHADJ Mohammed « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », mémoire de magister, Centre Universitaire De Bechar, 2008.
- [18] FOCH Henri, CHERON Yvon, ARCHES Raphael, ESCAUT Bernard, METZ Michel Equipe de recherche des Convertisseurs Statiques du LEEI « Convertisseurs continu-alternatif et alternatif-continu », Institut Nationale Polytechnique de Toulouse.
- [19] ARCHES Raphaël, CHERON Yvon, ESCAUT Bernard, Equipe de recherche des Convertisseurs Statiques du LEEI « Convertisseurs continu-continu non isolés » Institut Nationale Polytechnique de Toulouse.
- [20] DILLENSEGER Guillaume « Caractérisation de nouveaux modes de maintien en charge pour batteries stationnaires de secours », thèse de doctorat, Montpellier 2, décembre 2004.
- [21] A. Luque and S. Hegedus « Electrochemical Storage for Photovoltaics », Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Ltd ISBN 0-471-49196-9. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2003.
- [22] SEGUIER Guy, BAUSIERE Robert, LABRIQUE Francus « Electronique de puissance, structures, fonctions de base, principales applications » Université des Sciences et Tecknologies de LILLE, 2004 (www.dunod.com)
- [23] W.ERICKSON Robert « Fundamentals of Power Electronics », Chapman & Hall, 115 Fifth Avenue, New York, NY, 1997.
- [24] Michel Pinard « Commande électronique des moteurs », ISBN 210 00 5326 4 dunod, paris 2004, (www.dunod.com)
- [25] R. Chenni , M. Makhlouf, T. Kerbache, A. Bouzid « A detailed modeling method for photovoltaic cells », Energy 32(2007) 1724–1730, 2005.
- [26] C. Carrero, J. Amador, S. Arnaltes « A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances », Renewable Energy 32 (2007) 2579–2589.

- [27] ETIQUE Michel « Régulation automatique », école d'ingénieurs du Canton de Vaud octobre 2004.
- [28] Z.M. Salameh, F. Dagher, W.A. Lurch « Step-down maximum power point tracker for photovoltaic systems », Solar energy vol 46 n5 pp279-282, 1991.
- [29] Z.M. Salameh, D. Taylor « Step-up maximum power tracker for photovoltaic arrays », proc.of the 1988 annual meeting of the american solar energy society, USA, pp.409-414, 20-24 june 19.
- [30] T.Senju « Voltage-based maximum power tracking control of PV system », IEEE trans, Aerosp, electron, syst, vol38, pp, 262-270, janvier 2002.
- [31] H.Tarik. Duru « A maximum power tracking algorithm based on $I_{mpp}=f(P_{max})$ function for matching passive and active loads to a photovoltaic generator », Solar energy 80(2006) 812-822.
- [32] YEONG-Chau Kuo, TSORNG- Juu Liang « Novel Maximum Power Point Tracking Controller for Photovoltaic Energy Conversion System », IEEE transactions on industrial electronics, vol 48, no 3, june 2001.
- [33] XIAOFENG Sun, WEIYANG Wu, XIN Li, QINGLIN Zhao « A research on photovoltaic energy controlling system with maximum power point tracking proceeding of the power conversion conference », proceedings of the power conversion conference , PCC Osaka 2002, Vol 2, pp 822-826.
- [34] J.Y.CHOI, G.J. Yu, J.Y. Choi « A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms », Solar Energy 76 (2004) 455-463.
- [35] PATRICK.L. Chapman « Comparison of photovoltaic array maximum power », IET Elect.Power Appl, .vol 1, pp 753-762, 2007.
- [36] AIT-CHEIKH Salah Mohamed « Etude, investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques ». thèse de Doctorat en sciences à l'ENP, Algérie, 2007.
- [37] DIAF Said « Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé », thèse de Doctorat en sciences à l'ENP, Algérie, 2009,

ANNEXES

Annexe A

Cette annexe apporte des compléments sur le modèle du redresseur à diodes développé.

- Etude d'un redresseur monophasé à diode sur charge R, L

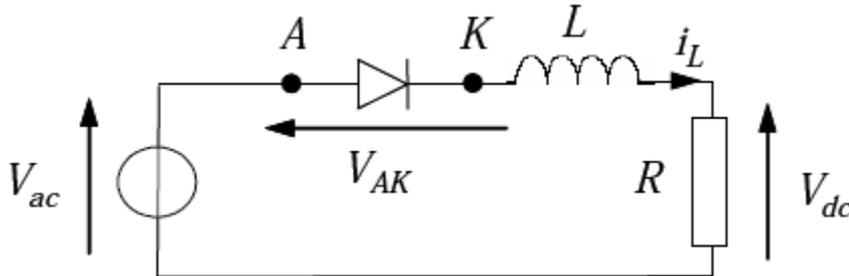


Figure H. 1. Redresseur monophasé à diode.

Rappel sur les règles de conduction d'une diode

- Une diode se met à conduire lorsque la tension anode-cathode devient positive ($V_{AK} > 0$). Lorsqu'elle est conductrice, la tension à ses bornes est nulle (cas d'une diode parfaite) ou plus généralement égale à une valeur de seuil U_{d0} (typiquement comprise entre 0.5 et 1 V). Cette valeur reste toutefois négligeable devant les autres chutes de tensions dans le circuit. Le courant dans la diode est alors imposé par le reste du circuit. Une diode se bloque lorsque le courant anode-cathode qui la traverse s'annule ($i_{AK} = 0$). La tension anode-cathode est alors imposée par le reste du circuit.

• Modèle du redresseur monophasé à diode : Le comportement du redresseur peut être caractérisé en exprimant le courant dans l'inductance :

$$i_L = \frac{1}{L} \int V_L dt \quad (\text{H.1})$$

Où la tension V_L aux bornes de l'inductance dépend de l'état de conduction c de la diode.

En effet, lorsque la diode est conductrice ($c = 1$), on a :

$$V_L = V_{ac} - V_{dc} \quad (\text{H.2})$$

Et lorsque celle-ci est bloquée ($c = 0$) :

$$V_L = 0 \quad (\text{H.3})$$

Ainsi, de façon générale, en fonction de l'état de conduction c de la diode, la tension aux bornes de l'inductance s'exprime par :

$$V_L = c(V_{ac} - V_{dc}) \quad (\text{H.4})$$

En exprimant la tension aux bornes de la charge résistive en fonction du courant dans l'inductance,

$$V_{dc} = Ri_L \quad (H.5)$$

L'équation (H.1) devient :

$$i_L = \frac{1}{L} \int c(V_{ac} - Ri_L) dt \quad (H.6)$$

Reste à établir l'état de conduction c de la diode. A partir des règles élémentaires évoquées précédemment en début de paragraphe, nous pouvons dire que la diode est conductrice ($c = 1$) si et seulement si l'une des conditions suivantes est vérifiée :

$$V_{ac} - V_{dc} > 0 \text{ ou } i_L > 0 \quad (H.7)$$

Le premier terme traduit la condition d'amorçage de la diode. En effet, lorsque la diode est bloquée, nous avons $V_{AK} = V_{ac} - V_{dc}$. Le deuxième terme indique la continuité de la conduction tant que le courant dans la diode $i_L = i_{AK}$ reste strictement positif. Si l'une des deux conditions précédente n'est pas remplie, la diode est bloquée ($c = 0$).

En exploitant les relations précédentes, nous déduisons le modèle du redresseur monophasé présenté figure H. 2. On remarque que le fait de traduire à la fois la tension aux bornes de l'inductance (H.2) et la condition de conduction (H.7) en fonction de la tension V_{ac} V_{dc} permet de simplifier le modèle Simulink par l'utilisation d'un seul multiplexeur qui calcule simultanément c et V_L .

Les résultats de simulation obtenus avec ce modèle sont montrés sur la figure H.3. Nous vérifions bien que la charge inductive introduit un retard au blocage Δt par rapport au cas d'une charge purement résistive. Dans le cas résistif, le blocage au zéro du courant i_L correspond exactement au passage par zéro de la tension V_{ac} .

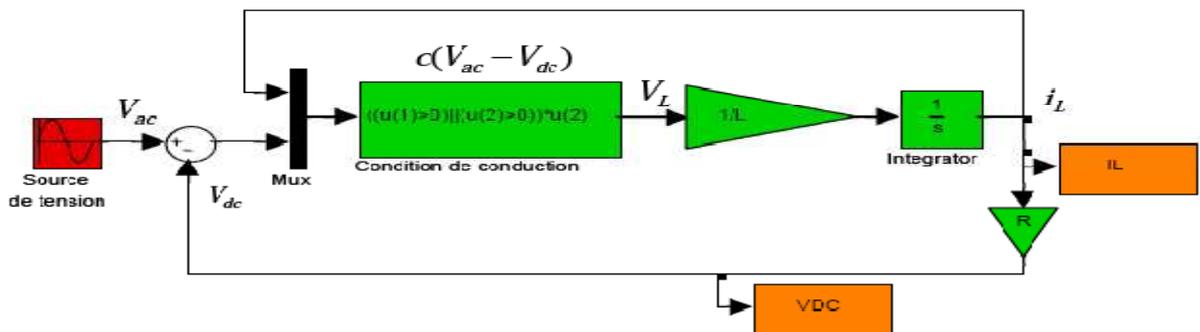


Figure H. 2. Modèle de simulation d'un redresseur monophasé débitant sur une charge inductive.

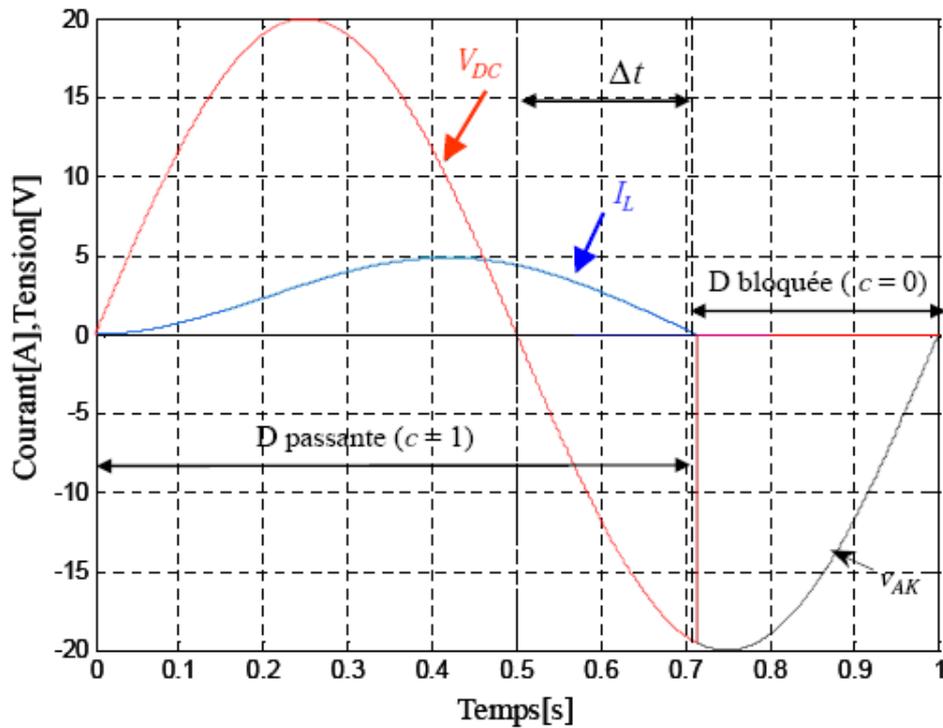


Figure H.3. Les différents états de conduction et de blocage d'une diode avec une charge inductive.

Modélisation et simulation d'un pont de diodes sans prise en compte de l'empêchement: On considère un redresseur alimenté par une source de tension, et débitant sur une batterie supposée idéale. Dans un premier temps, on considère que l'impédance de la source est nulle. Dans ce cas, les courants de ligne i_a , i_b et i_c prennent à tour de rôle la valeur et la forme du courant continu I_{dc} . Chaque diode assure la conduction du courant pendant 1/3 de la période. Avec l'hypothèse d'une impédance de source nulle, le courant s'établit instantanément à sa valeur I_{dc} lorsqu'une diode devient conductrice.

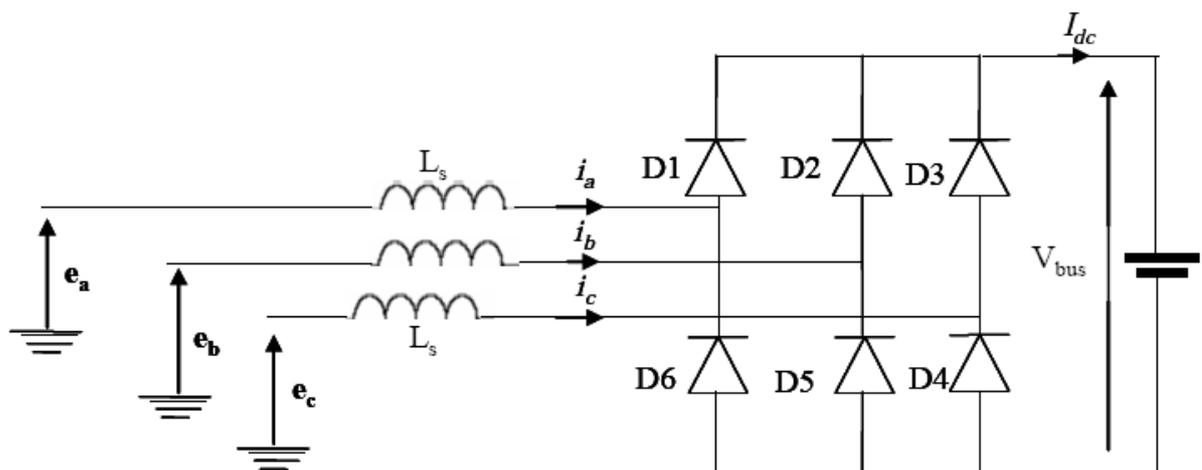


Figure H.4. Schéma d'un pont de diodes.

Le schéma équivalent pendant une séquence de conduction (par exemple phases 1 et 2) est représenté sur la figure H. 5.

A partir du schéma équivalent, et en appliquant la loi des mailles et des nœuds, nous pouvons écrire :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{2L_s}(V_a - V_b - V_{bus}) \quad (\text{H.8})$$

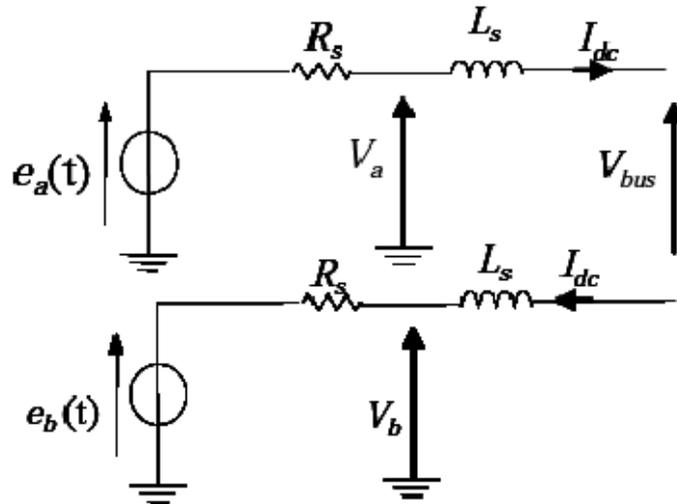


Figure H. 5. Schéma équivalent d'une séquence en conduction normale.

Pour implanter ce modèle sous **Matlab /Simulink**, la diode a été simulée comme dans le cas du redresseur monophasé. Il reste maintenant à sélectionner les phases qui vont rentrer en conduction. Ceci est fait à l'aide d'une fonction Matlab *max/min* qui nous permet de sélectionner respectivement la tension la plus positive et la plus négative des trois tensions disponibles en amont du pont de diodes. La figure H. 6 nous montre les séquences de conduction de chaque phase et les commutations d'une phase à l'autre. Le courant continu en aval du pont de diodes est calculé à partir de l'équation (H.8). Les courants de ligne en amont du redresseur à diodes sont déterminés à partir du courant continu en aval de celui-ci, qu'on a multiplié par les séquences de conduction de chaque phase. La figure H. 7 représente les allures des courants en amont et en aval du pont de diodes. Comme nous pouvons le constater, les commutations d'une phase à l'autre se font de manière instantanées. Les courants de ligne prennent à tour de rôle la valeur (et la forme) du courant I_{dc} .

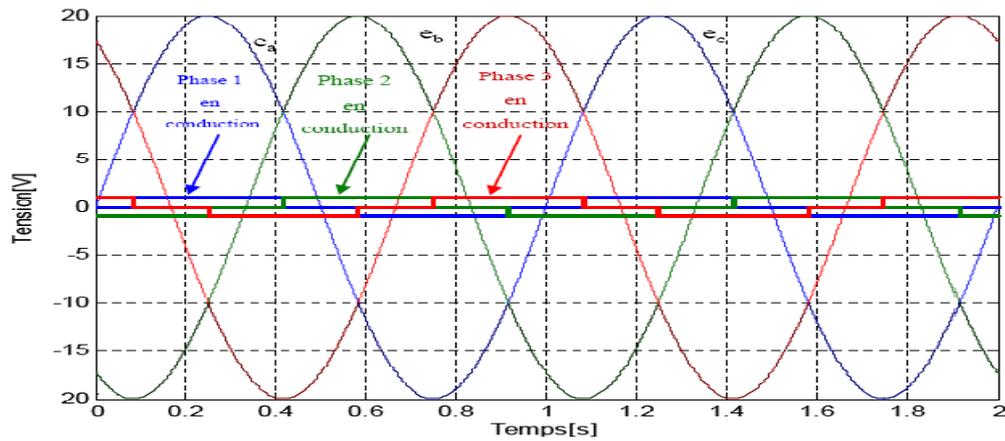


Figure H. 6. Sélection des phases en conduction et les séquences de conduction.

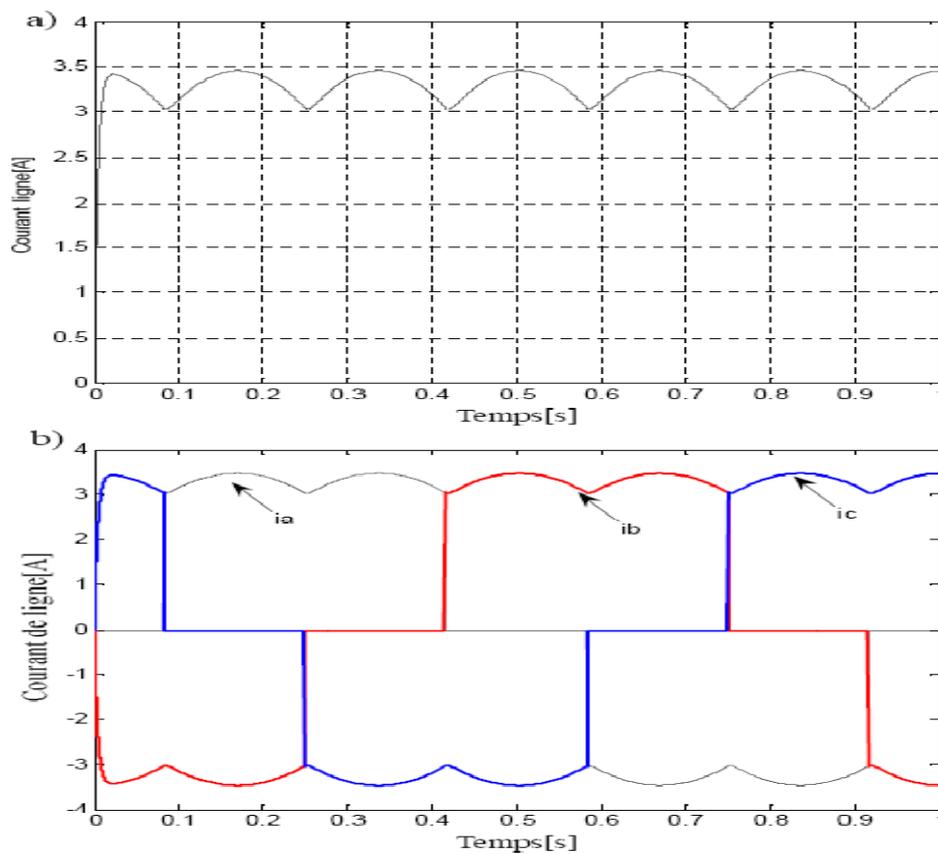
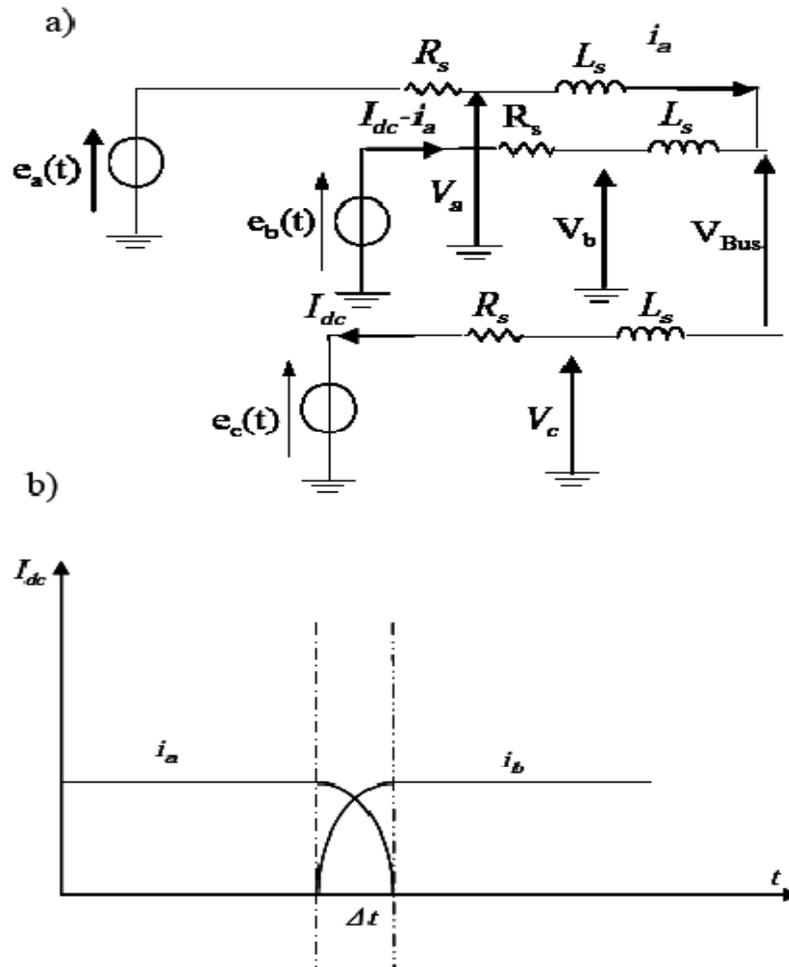


Figure H. 7. Courants de ligne a) côte continu b) Côte alternatif du pont de diodes.

- Simulation du pont à diodes avec prise en compte de l'empiètement Amont

Nous avons jusqu'ici supposé tous les éléments du redresseur parfaits, et en particulier la source d'alimentation. En réalité, l'impédance de la source joue un rôle important lors des commutations d'une phase à l'autre. Pour illustrer cette influence, nous considérons par exemple l'instant où la f.c.e.m de la phase 1 devient la plus positive et où la diode $D1$ entre en conduction : à cause des inductances des phases 1 et 2, la reprise du courant de charge n'est pas instantanée et il y a conduction simultanée des phases 1 et 2 (voire figure H. 7.a). Lorsque

la diode $D1$ rentre en conduction, la diode $D2$ conduit encore. Le courant i_a s'établit dans la diode $D1$ tandis que le courant i_b diminue dans la diode $D2$. Les inductances L_s s'opposent aux variations brutales de ces courants. Pendant la durée t de la commutation (voire figure H. 8.b), il y a conduction simultanée de deux diodes (ce phénomène est aussi appelé empiètement). La source est donc en régime de court circuit interphases (1 et 2) limité par les deux inductances



Pendant une période de conduction du pont de diodes, deux phases quelconques vont rentrer deux fois en conduction simultanée. La première séquence se produira à l'instant où les f.c.e.m. des deux phases deviennent les plus positives (voire figure H. 8.a), et l'autre séquence aura lieu quand celles-ci deviennent les plus négatives (voire figure H.10 et figure H. 9).

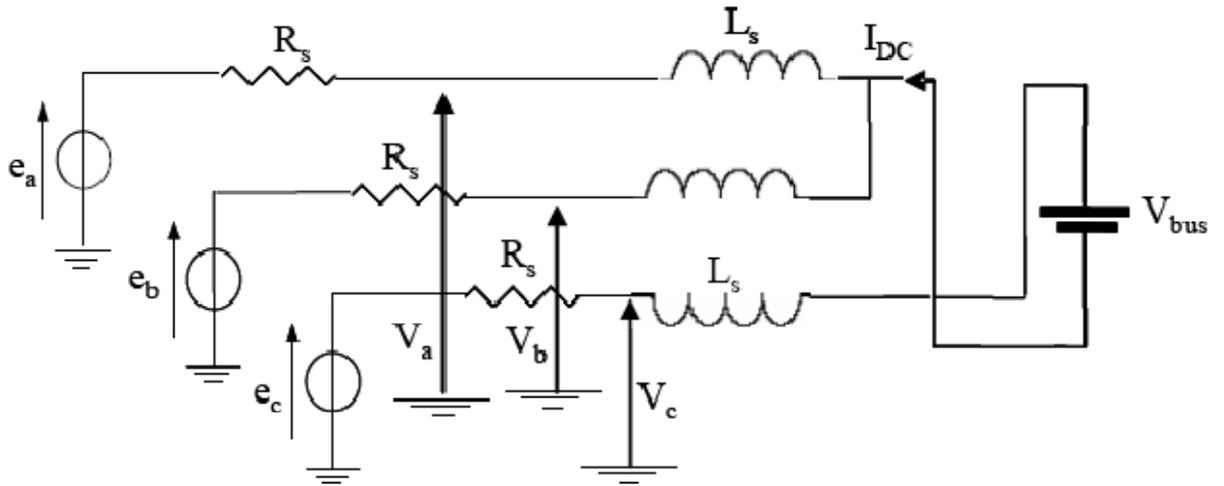


Figure H. 9. Séquence d’empiétement lorsque les tensions des deux phases sont négatives.

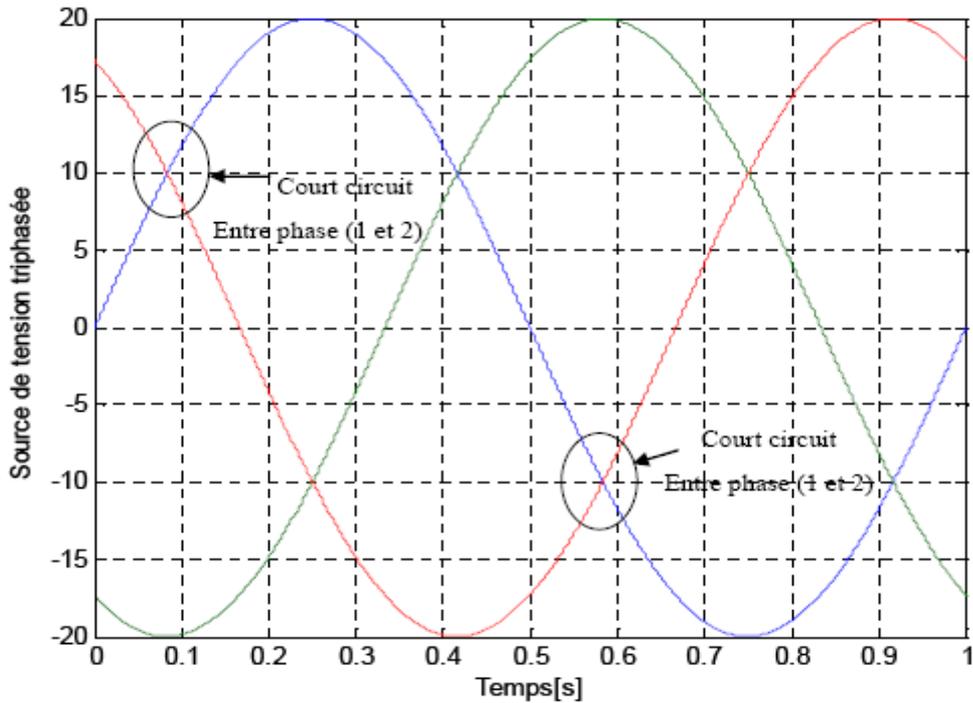


Figure H. 10. Court circuit interphase pendant l’empiétement.

Pendant la première séquence d’empiétement, en appliquant la loi des mailles et des nœuds, nous nous obtenons :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{3L_s}(2V_a - V_b - V_c - V_{bus}) \quad (H.9)$$

avec

i_a à l’instant initial de début l’empiétement égal à I_{dc} . La chute de tension dû à l’empiétement est donnée par :

$$\Delta U = \frac{1}{3}(2V_a - V_b - V_c - V_{bus}) \quad (H.10)$$

La même procédure peut être menée pour l'étude de la deuxième phase d'empiètement (voire figure H. 9), et nous obtenons :

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{1}{3L_s} (2V_a - V_b - V_c + V_{bus}) \quad (\text{H.11})$$

Où i_a à l'instant initial de début l'empiètement est égal à I_{dc}

$$\Delta U = \frac{1}{3} (2V_a - V_b - V_c + V_{bus}) \quad (\text{H.12})$$

A partir des équations décrites précédemment, nous constatons que le courant d'empiètement et la chute de tension associée sont de signe opposé. (Voire figure H. 11). L'exploitation de cette condition permet de déterminer la durée et le courant d'empiètement ainsi que la chute de tension engendrée.

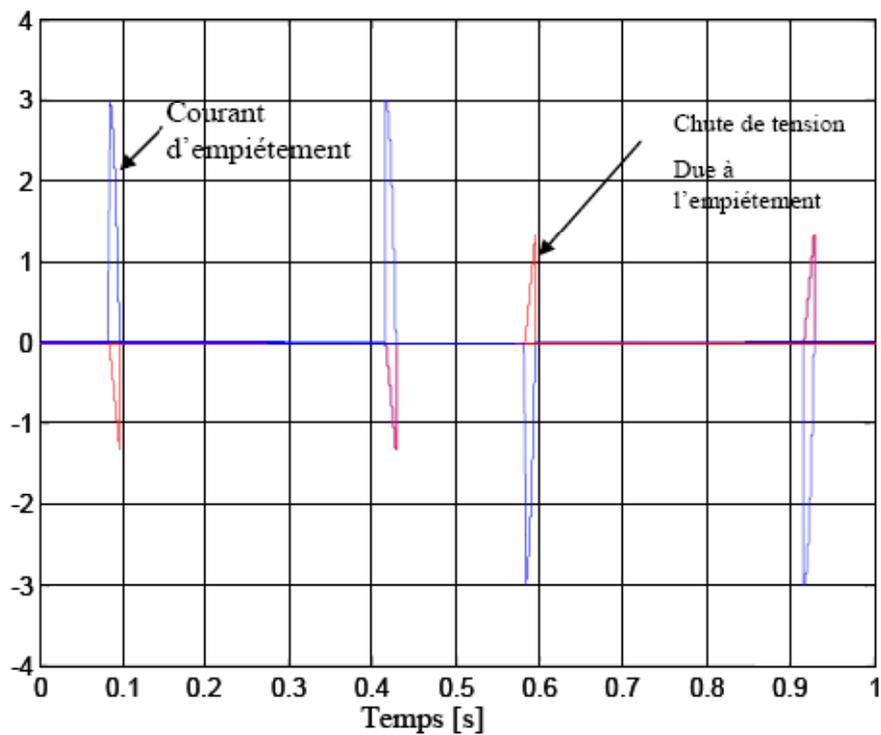


Figure H. 11. Courant d'empiètement et la chute de tension due à l'empiètement.

Le modèle à pont de diodes complet simulé sur Matlab en utilisant les équations précédentes est donné par la figure H.12

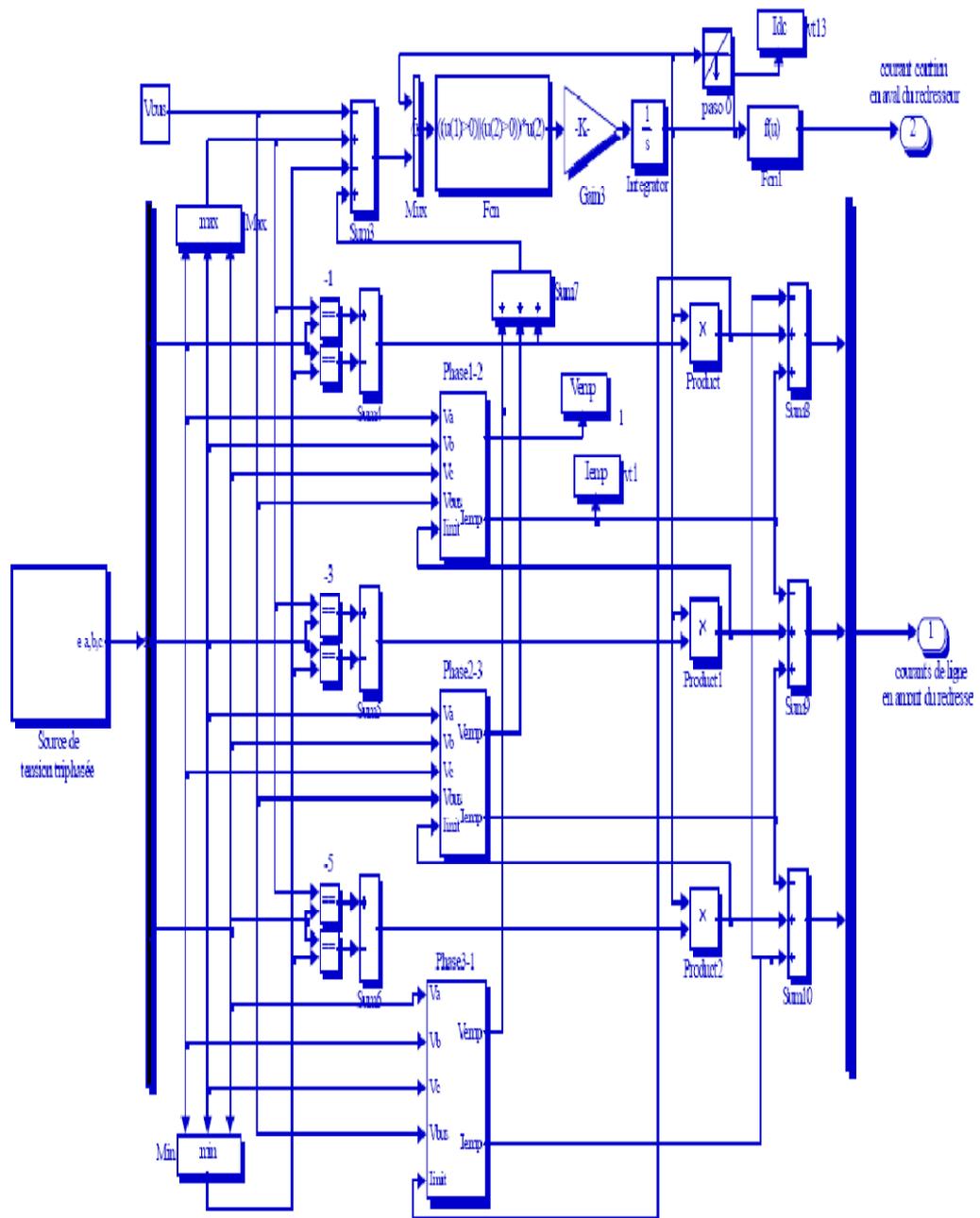


Figure H.12. Modèle de pont de diodes simulé sur MATLAB.

Annexe B

Chaînes de conversion pour éolienne de faible puissance raccordée sur batterie. Dimensionnement et coût comparatif

a) Notations :

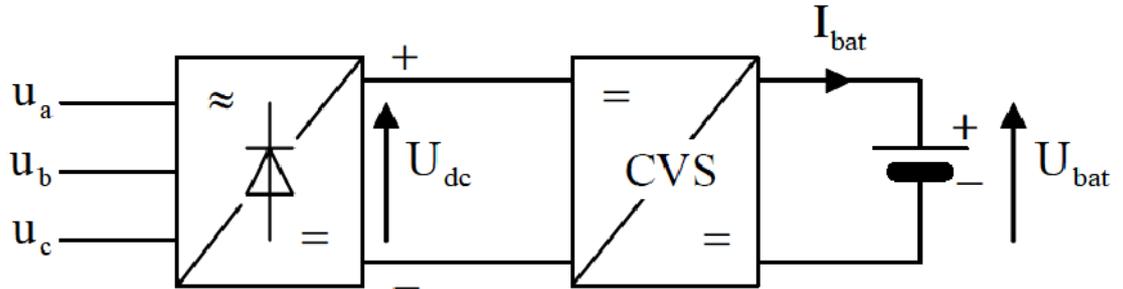


Figure 1. Structure et notations.

b) Hypothèses :

- Les pertes de puissance dans la chaîne de conversion sont négligeables par rapport à la puissance électrique prélevée sur l'aérogénérateur. La puissance électrique fournie à la batterie pourra donc s'identifier à la puissance générée par la turbine.
- La chaîne est supposée fonctionner sur sa courbe de puissance électrique optimale sur toute la plage de variation du vent, i.e. avec une vitesse de rotation proportionnelle à la vitesse du vent, et une puissance électrique évoluant au cube de cette même vitesse :

$$U_{dc} = K \cdot K_v \quad 1$$

$$P_{bat} = U_{bat} \cdot I_{bat} = K' \cdot V_v^3 \quad 2$$

Le facteur de surdimensionnement "silicium" d'un interrupteur est donné par le rapport entre la "puissance dimensionnante" de l'interrupteur (image simplifiée du "coût silicium" de l'interrupteur) et la puissance "maximale utile" en sortie de convertisseur. La puissance dimensionnante est donnée par le produit de la tension maximale aux bornes de l'interrupteur par le courant maximal qui le traverse, soit :

$$F_d = \frac{U_T^{\max} \cdot I_T^{\max}}{P_{bat}^{\max \text{ utile}}} \quad 3$$

L'idéal est d'avoir F_d proche de l'unité, aucun surdimensionnement "silicium" à puissance maximale utile donnée.

- Le critère dimensionnement de l'inductance de lissage du CVS est donné par le produit

$A_e \cdot S_b$, A_e est la section équivalente du noyau magnétique (là où passe la totalité du flux) et S_b est la section de bobinage. La formulation de ce produit $A_e \cdot S_b$ conduit à écrire :

$$\Phi_{\max} = L \cdot I_{\max} \quad 4$$

Ou encore

$$A_e \cdot N \cdot B_{\max} = L \cdot I_{\max} \quad 5$$

$$S_b = \frac{K_f \cdot N \cdot I_{\text{eff}}}{J}$$

D'où l'on tire

$$A_e \cdot S_e = \left(\frac{K_f}{J \cdot B_{\max}} \right) \cdot L \cdot I_{\text{eff}} \cdot I_{\max} \quad 6$$

Avec : K_f , facteur de foisonnement du bobinage ; N , nombre de spires ; B_{\max} , champ max admissible dans le noyau ; J , densité de courant admissible dans le bobinage ; L , inductance ; I_{\max} et I_{eff} les courants relatifs à l'inductance. Dans la suite, la quantité " $L \cdot I_{\text{eff}} \cdot I_{\max}$ " sera désignée par $A_e \cdot S_b$ normalisé (en Joules), il s'agit bien en effet de la grandeur dimensionnante. Par ailleurs, la valeur de l'inductance est calculée de façon à ce que l'ondulation de courant crête "relative" dans le transistor soit inférieure à k_i (typiquement 10%), soit :

$$\frac{\delta i_T}{i_T^{\max}} < k_i \quad 7$$

c) Hacheur dévolteur

Relation de base :

$$U_{\text{dc}} \cdot \alpha = U_{\text{bat}} \quad 8$$

Soit:

$$K \cdot V_v \cdot \alpha = U_{\text{bat}} \quad 9$$

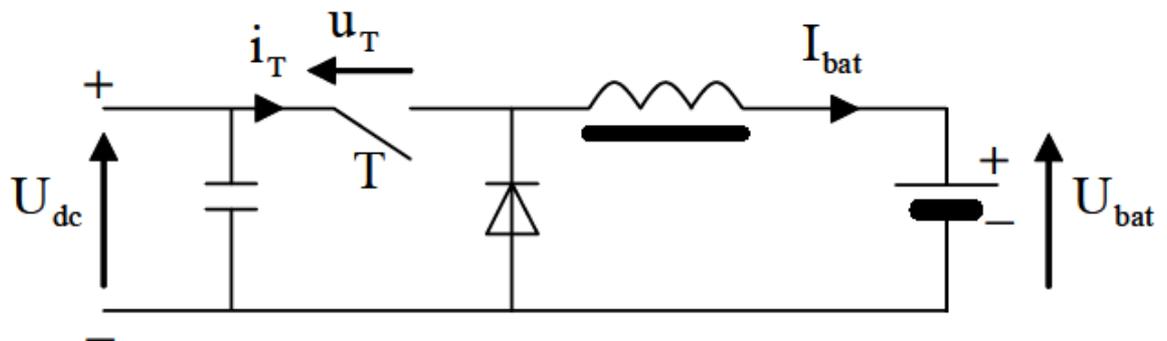


Figure 2. Schéma du hacheur dévolteur.

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{min} et α_{max} pour une tension batterie donnée, soit :

$$K \cdot V_v > \frac{U_{bat}}{\alpha_{max}} \quad 10$$

$$K \cdot V_v < \frac{U_{bat}}{\alpha_{min}} \quad 11$$

D'ou:

$$\frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{max}} < V_v < \frac{U_{bat}}{K \cdot \alpha_{min}} \quad 12$$

Facteur de surdimensionnement "silicium" :

$$U_T^{max} = U_{dc}^{max} = K \cdot V_v^{max} \quad 13$$

$$I_T^{max} = I_{bat}^{max} \quad 14$$

Avec :

$$I_{Bat}^{max} = K' \cdot \frac{(V_v^{max})^3}{U_{Bat}} \quad 15$$

D'où

$$F_d = K \cdot K' \frac{(V_v^{max})^4}{U_{bat} \cdot K' \cdot (V_v^{max})^3} \quad 16$$

Soit :

$$F_d = K' \cdot \frac{V_v^{max}}{U_{Bat}} \approx \frac{1}{\alpha_{min}} \quad 17$$

Ce calcul est valable pour le transistor et la diode, soit :

$$F_d^{total} \approx \frac{2}{\alpha_{min}} \quad 18$$

Dimensionnement de l'inductance :

Pour :

$$I_T = I_T^{max} \quad 19$$

Alors :

$$\alpha = \alpha_{min} \quad 20$$

Et l'ondulation de courant dans l'inductance est donnée par :

$$\delta i \approx \frac{K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min})}{2 \cdot L \cdot F_{dec}} \quad 21$$

D'ou

$$\left(\frac{\delta i}{I_T^{max}} \right) \approx \frac{K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min})}{2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot I_{bat}^{max}} \quad 22$$

Finalement :

$$\left(\frac{\delta i}{I_T^{max}} \right) \approx \frac{K \cdot V_v^{max} \cdot \alpha_{min} \cdot (1 - \alpha_{min})}{2 \cdot L \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{max}} \quad 23$$

Puisque le critère consiste à prendre :

$$\left(\frac{\delta i}{I_T^{\max}}\right) < k_i \quad 24$$

Il vient :

$$L > \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}^2 \cdot (1 - \alpha_{\min})}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{\max}} \quad 25$$

D'où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (I_{bat}^{\max})^2 \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}^2 \cdot (1 - \alpha_{\min})}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec} \cdot K' \cdot V_v^{\max}} \quad 26$$

Finalement :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (V_v^{\max})^3 \frac{K' \cdot (1 - \alpha_{\min})}{2 \cdot k_i \cdot F_{dec}} \quad 27$$

Remarque : il reste aussi à vérifier que cette valeur d'inductance permette une conduction continue sur la plage de fonctionnement.

d) Hacheur survolteur

Relation de base :

$$U_{bat} \cdot (1 - \alpha) = U_{dc} \quad 28$$

Soit :

$$K \cdot V_v = U_{bat} \cdot (1 - \alpha) \quad 29$$

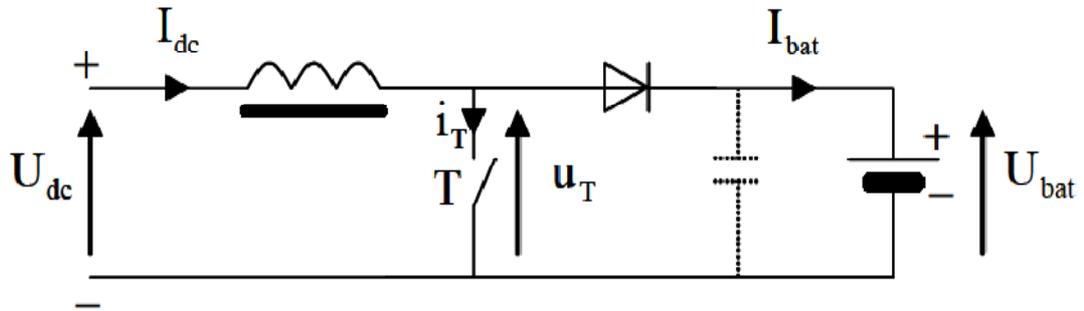


Figure 3. Schéma de hacheur survolteur.

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{\min} et α_{\max} . Pour une tension batterie donnée, soit :

$$K \cdot V_v > U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{\min}) \quad 30$$

$$K \cdot V_v < U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{\max}) \quad 31$$

D'où :

$$\frac{U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{\max})}{K} < V_v < \frac{U_{bat} \cdot (1 - \alpha_{\min})}{K} \quad 32$$

Facteur de surdimensionnement "silicium":

$$U_T^{\max} = U_{bat} \approx \frac{K \cdot V_v^{\max}}{(1 - \alpha_{\min})} \quad 33$$

$$I_T^{\max} = I_{dc}^{\max} \quad 34$$

Avec :

$$I_T^{\max} = K' \cdot \frac{(V_V^{\max})^2}{K} \quad 35$$

On retrouve le résultat classique :

$$F_d = \frac{1}{(1-\alpha_{\min})} \quad 36$$

Ce calcul est valable pour le transistor et la diode, soit :

$$F_d^{\text{total}} \approx \frac{2}{(1-\alpha_{\min})} \quad 37$$

Dimensionnement de l'inductance :

Pour :

$$I_T = I_T^{\max} \quad 38$$

Alors :

$$\alpha = \alpha_{\min} \quad 39$$

Et l'ondulation de courant dans l'inductance est donnée par :

$$\delta i \approx \frac{K \cdot V_V^{\max} \cdot \alpha_{\min}}{2 \cdot L \cdot F_{\text{dec}}} \quad 40$$

D' où :

$$\left(\frac{\delta i}{I_T^{\max}} \right) \approx \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}}{2 \cdot L \cdot K' \cdot F_{\text{dec}} \cdot V_V^{\max}} \quad 41$$

Puisque le critère consiste à prendre :

$$\left(\frac{\delta i}{I_T^{\max}} \right) < k_i \quad 42$$

Il vient :

$$L > \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}}{2 \cdot k_i \cdot K' \cdot F_{\text{dec}} \cdot V_V^{\max}} \quad 43$$

D' où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > (I_{\text{dc}}^{\max})^2 \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}}{2 \cdot k_i \cdot K' \cdot F_{\text{dec}} \cdot V_V^{\max}} \quad 44$$

Finalement :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > \frac{K' \cdot (V_V^{\max})^3 \cdot \alpha_{\min}}{2 \cdot k_i \cdot F_{\text{dec}}} \quad 45$$

Remarque 1 : il reste aussi à vérifier que cette valeur d'inductance permette une conduction continue sur la plage de fonctionnement.

Remarque 2 : le rapport des quantités "Ae.Sb" entre le hacheur survolteur et le hacheur dévolteur est simplement égal à α_{\min} sans compter que les selfs cycliques synchrones de l'aérogénérateur participent au filtrage du courant I_{dc} . Il est donc possible que ces selfs soient de valeurs nettement supérieure à la self de lissage précédemment calculée, ce qui la rendrait

du même coup inutile. Dans ce cas, la supériorité du hacheur survolteur par rapport au dévolteur est encore plus nette.

e) Hacheur dévolteur – survolteur (inverseur)

Relation de base :

$$U_{bat} \cdot (1 - \alpha) = U_{dc} \cdot \alpha \quad 46$$

Soit :

$$K \cdot V_v = U_{bat} \frac{(1-\alpha)}{\alpha} \quad 47$$

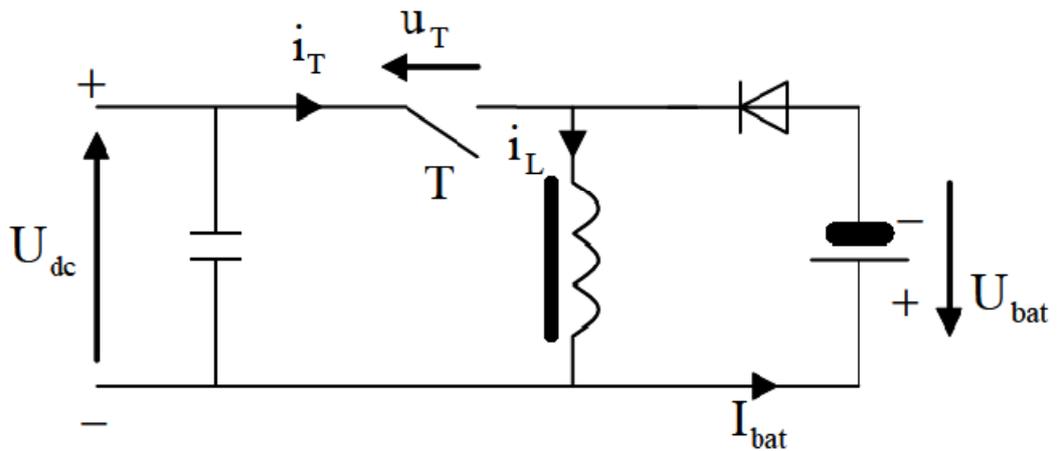


Figure 4. Schéma de hacheur inverseur dévolteur – survolteur.

Même calculs que les cas précédents, on déduit que :

- Plage de fonctionnement : elle est déduite des butées de rapport cyclique, α_{min} et α_{max} pour une tension batterie donnée, soit :

$$\frac{U_{bat}}{K(\alpha_{max}-1)} < V_v < \frac{U_{bat}}{K(\alpha_{min}-1)} \quad 48$$

Le hacheur sera survolteur à faible vent ($\alpha < 1/2$) et dévolteur à fort vent ($\alpha > 1/2$).

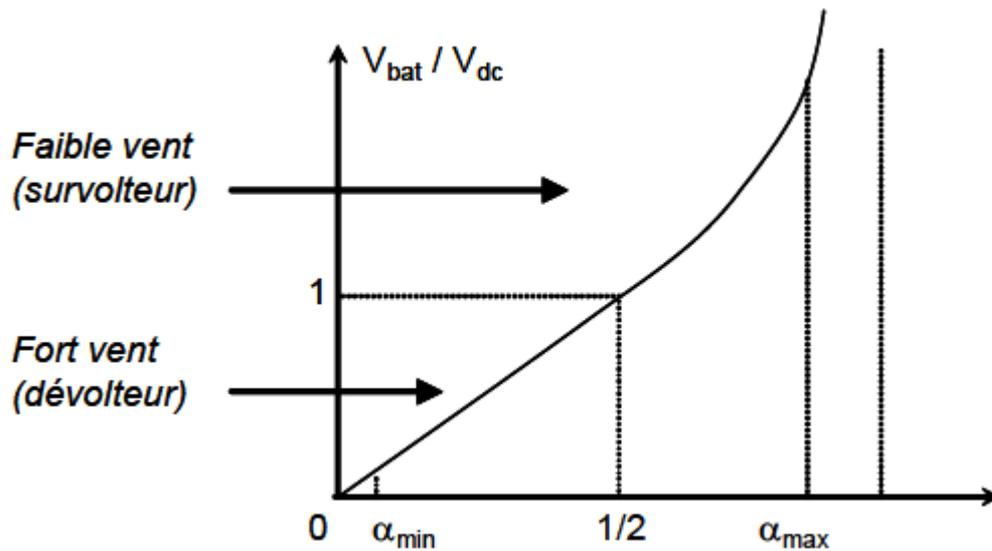


Figure 5. Rapports des tensions en fonction du rapport cyclique.

$$F_d^{\text{total}} \approx \frac{2}{\alpha_{\min} \cdot (1 - \alpha_{\min})} \quad 49$$

Dimensionnement de l'inductance :

$$L > \frac{K^2 \cdot \alpha_{\min}^2}{2 \cdot k_i \cdot F_{\text{dec}} \cdot K' \cdot V_v^{\text{max}}} \quad 50$$

D'où :

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > \frac{L^2 \cdot K^2 \cdot \alpha_{\min}^2}{2 \cdot k_i \cdot F_{\text{dec}} \cdot K' \cdot V_v^{\text{max}}} \quad 51$$

Finalement:

$$A_e \cdot S_b \text{ normalisé} > \frac{K' \cdot (V_v^{\text{max}})^3}{2 \cdot k_i \cdot F_{\text{dec}}} \quad 52$$

Remarque : on voit donc que ce dimensionnement est, de loin, le plus contraignant des trois structures. Après avoir passé en revue les trois structures de base sous un angle théorique, voici une rapide synthèse quantifiée.

Synthèse comparative

Nous prendrons les valeurs numériques suivantes, issues du banc du LEEI : Plage de

fonctionnement nominale : au moins une vitesse du vent $V_v^{\text{min}} = 3 \text{ m/s}$, et au plus

$V_v^{\text{max}} = 15 \text{ m/s}$, $U_{\text{dc}}^{\text{max}} = 180 \text{ V}$ à $P_{\text{max}} = 600 \text{ W}$, soit : $K=12$; $K'=0,178$

$\alpha_{\text{max}}(\text{butée}) = 0,95$; $\alpha_{\text{max}}(\text{régulation à faible vent}) = 0,85$;

$\alpha_{\text{max}}(\text{régulation à fort vent}) = 0,15$; $F_{\text{dec}} = 10 \text{ kHz}$.

Pour le hacheur dévolteur, la tension batterie doit être suffisamment basse de façon à démarrer le fonctionnement à faible vent sans solliciter la butée maximale, et inversement, elle doit être suffisamment élevée pour permettre un fonctionnement à fort vent sans tomber dans la butée minimale. Il y a donc un compromis à faire : pour les sites peu ventés mais à fort gisement, il faudra plutôt privilégier une tension batterie basse, et l'inverse pour les sites fortement ventés.

Le surdimensionnement silicium et le dimensionnement de la self sera d'autant meilleur que la tension batterie sera élevée, donc pour le fonctionnement optimisé uniquement à fort vent et donc à faible plage de fonctionnement.

Pour $V_{bat}=24V$, on obtient :

- $V_v^{min} = 2,35 \text{ m/s}$ OK
- $V_v^{max} = 13,4 \text{ m/s}$ (hors cahier des charges)
- Ae.Sb normalisé=0,182

Pour $V_{bat}=36V$, on obtient :

- $V_v^{min} = 2,52 \text{ m/s}$ (hors cahier des charges)
- V_v^{max} (théorique) = 20 m/s (ok)

En se limitant en pratique à 15m/s :

- $F_d=10$
- Ae.Sb normalisé=0,24

On note ici la difficulté d'optimiser la tension batterie et le très mauvais F_d , l'avantage est de pouvoir utiliser une tension batterie normalisée de faible valeur (12V, 24V).

En hacheur survolteur, en calculant la tension batterie pour satisfaire le fonctionnement à vent max on obtient : $V_{bat} = 215V$ pour α_{min} (régulation à fort vent)=0,15.

Dans ces conditions, pour α_{max} (régulation à faible vent)=0,85 le vent min est de 2,6ms ce qui est dans le cahier des charges. La plage est donc respectée ici mais le compromis est, sur le fond, le même que pour le hacheur dévolteur : une tension batterie élevée permettra un fonctionnement à fort vent mais sera pénalisante à faible vent.

De même :

- $F_d=2,35$
- Ae.Sb normalisé=0,045

La supériorité du hacheur survolteur se situe incontestablement au niveau du très bon " F_d " et du " $Ae.Sb$ " 5 fois plus faible qu'en hacheur dévolteur. Enfin, en hacheur dévolteur survolteur en calculant la tension batterie pour satisfaire le fonctionnement à vent maximal on obtient : $V_{bat}=30V$ pour α_{min} (régulation à fort vent)=0,15.

Dans ces conditions, pour V_{max} (régulation à faible vent)=0,85 le vent minimal est de 0,44m/s seulement ce qui est bien sûr dans le cahier des charges.

De même :

- $F_d=7,8$

- $Ae.Sb$ normalisé=0,3

La plage de fonctionnement est donc très largement majorée par rapport aux deux structures précédentes, en particulier à faible vent, c'est à nos yeux le seul point fort de la structure dévolteur survolteur. De ce point de vue, ce type de hacheur combine l'avantage de l'effet dévolteur (tension batterie basse et donc sécurisée) avec l'avantage de l'effet survolteur (fonctionnement à faible vent). Toutefois, le prix à payer se situe au niveau d'un fort " F_d " et " $Ae.Sb$ ", ce qui pénalise fortement l'intérêt global de cette structure.

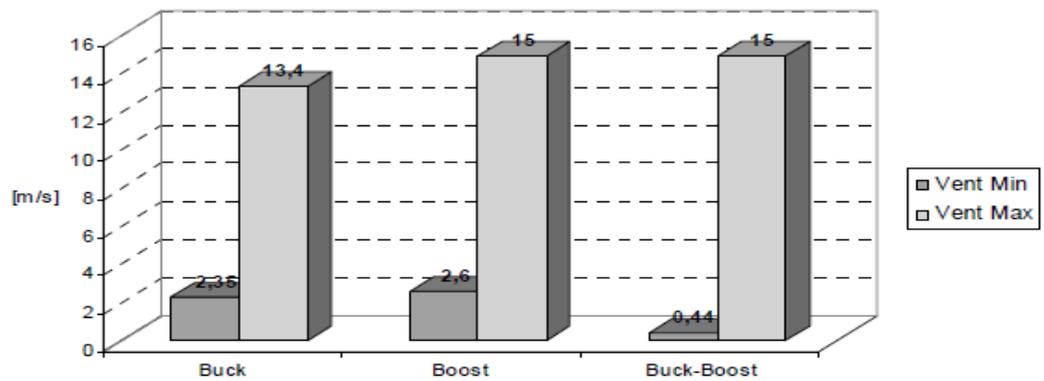


Figure 6. Plage de fonctionnement V_v^{min} , V_v^{max} .

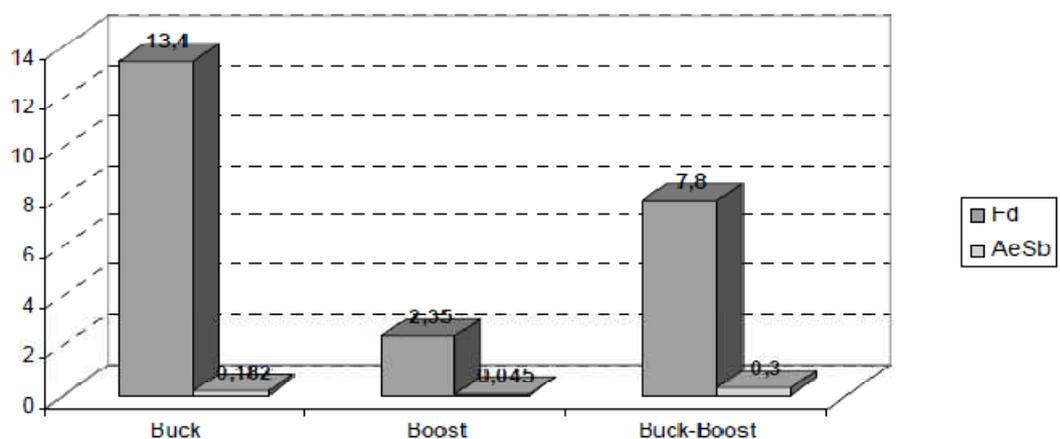


Figure 7. Facteur de dimensionnement en silicium F_d , de la self $Ae.Sb$.

Annexe C : Principaux paramètres des éléments considérés du système.

Machine WR-02 :

- Tension nominale : $U_n=90V$
- Courant nominal : $I_n=4,8A$
- Puissance nominale : $600W$
- Nombre de paires de pôles : $2p=17$
- Résistance des enroulements : $R_s=1,137\Omega$
- Inductance synchrone : $L_s=2,7mH$
- Flux efficace : $\Phi_{eff}=0,15Wb$
- Coefficient de frottement : $f=0,06N.m.s/rad$
- Inertie : $0,1N.m$
- Batterie (x4) : Yuasa NPL38-12I
- Tension nominale : $U_{bat}=12V$
- Capacité nominale : $C_{bat}=38Ah$

Régulateur du courant (hacheur) :

- $k_p=2,5$
- $k_i=625$
- Fréquence du découpage : $f=5kHz$