

# COMPORTEMENT DYNAMIQUE D'UN SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE À BASE D'UNE GÉNÉRATRICE SYNCHRONNE À AIMANTS PERMANENTS EN CAS DE CREUX DE TENSION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

YOUCEF SAIDI<sup>1</sup>, ABDELKADER MEZOUAR<sup>1</sup>, YAHIA MILOUD<sup>1</sup>

**Mots-clé:** Énergie éolienne (EE), Système de conversion d'énergie éolienne (SCEe), Génératrice synchrone à aimants permanents (GSAP), Défauts, Creux de tension.

L'objectif de cet article est de présenter une étude analytique des performances dynamiques et de contrôle pour maximisation de puissance délivrée par le système éolien à vitesse variable à base d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) lors d'un creux de tension du réseau électrique. Dans la stratégie étudiée, le Convertisseur du Côté Générateur (CCG) est utilisé pour contrôler la tension de bus continu tandis que le convertisseur côté réseau (CCR) est responsable du contrôle des puissances active et réactive injecté dans le réseau électrique. Le contrôle de la liaison à la génératrice GSAP a la capacité d'avoir une bonne régulation de la bus continu quel que soit les perturbations provoquées par les caractéristiques du train d'entraînement. Le contrôle de la liaison au réseau électrique est utilisée pour satisfaire les exigences des puissances active et réactive nécessaires pour accomplir un fonctionnement optimal du système de conversion éolien (SCE), et atténue en même temps les effets de creux de tension de réseau. Le contrôle de notre système est simulé sous l'environnement MATLAB / Simulink. Enfin, les résultats des simulations seront présentés et discutés.

## 1. INTRODUCTION

Les préoccupations croissantes sur la crise énergétique ainsi que les pollutions environnementales ont favorisé de manière significative l'utilisation de l'énergie éolienne au cours des deux dernières décennies. Parmi les différentes structures des systèmes de production d'énergie éolienne, celles à vitesse variable ont attiré de grands intérêts en raison de leur efficacité énergétique élevée et de leurs faibles pics de couple de démarrage [1, 2]. La structure à vitesse variable peut fonctionner en mode maximum power point tracking (MPPT) pour capturer le maximum d'énergie éolienne [2, 3]. De nos jours, il existe deux types de générateurs qui sont utilisés dans les éoliennes à grande échelle pour transformer l'énergie éolienne en énergie électrique, tels que: les générateurs asynchrone à double alimentation (GADA) et les générateurs synchrone à aimants permanents (GSAP) [3, 4]. En raison de sa capacité à fonctionner dans toutes les plages de vitesse du vent et ne nécessitant pas de courant d'excitation, le GSAP affiche de bonnes performances dans les parcs éoliens. Suite au développement rapide de la technologie de l'énergie éolienne, l'efficacité du dispositif de conversion dans le système de production d'énergie éolienne est devenue un autre problème épineux pour améliorer la performance du système de production d'énergie éolienne [4].

L'augmentation significative de la capacité de production d'énergie éolienne a suscité des inquiétudes quant à la stabilité du système électrique, les parcs éoliens remplaçant les technologies de production conventionnelles qui utilisent les combustibles fossiles comme principale source d'énergie. L'une de ces préoccupations est la capacité de conduite en cas de creux de tension du réseau électrique pour les systèmes éoliens. Avant 2003, il n'avait aucune exigence d'améliorer la capacité de fonctionnement des générateurs éoliens à vitesse variable en cas de creux de tension de réseau électrique, mais cette année-là,

E.ON-Netz d'Allemagne a été le premier à intégrer ce besoin dans leur cahier des charges fonctionnel de connexion et l'exploitation des éoliennes dans le réseau électrique [5].

Un autre exemple est la norme IEEE 1547 qui définit un ensemble de critères pour l'interconnexion des ressources de production distribuées dans le réseau électrique aux États-Unis, y compris les exigences de la capacité de contrôle des systèmes éoliens lors des perturbations du réseau électrique [6].

Les creux de tension sont principalement causés par des surintensités de courte durée qui traversent le Système de Conversion d'Énergie éolienne (SCEe). Les principales contributions aux surintensités sont les défauts du système d'alimentation, le démarrage du moteur et la mise sous tension du transformateur [7]. Les défauts du système d'alimentation sont la cause la plus fréquente des creux de tension, en particulier des courts circuits monophasés. En cas de court-circuit, pour une grande partie du réseau adjacent, la tension dans la phase défaillante chute à une valeur comprise entre 0 et 1 (pu), tout dépend de l'impédance entre le point de défaut et le point de mesure [8].

Chute de tension (pu)

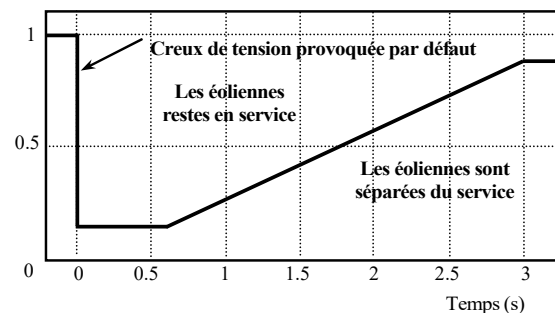


Fig. 1 – Plage de tension de fonctionnement pour SCEe.

Suivant la norme 661-A de la FERC qui signifie que les générateurs d'éoliennes doivent rester en service pendant

<sup>1</sup> Laboratoire de génie Electrotechnique, Faculté de Technologie, Université Dr. Tahar Moulay – SAIDA, (20000) Algérie, E-mail: saidi\_youcef\_20@yahoo.com.

une durée spécifique lors d'un creux de tension si la tension du point of common coupling (PCC) reste au-dessus de la ligne continue, comme représenté sur la Fig. 1 [9].

La courbe de la plage de tension de fonctionnement représentée sur la Fig. 1 est similaire à celle proposée par les règles des normes des réseaux internationaux [8, 9]. Cependant, les caractéristiques de cette courbe dépendent du type de faute et peuvent varier d'un pays à l'autre.

De ce fait, de nombreux chercheurs ont introduits la notion de stratégie low voltage ride through (LVRT) de la GSAP durant les défauts qui affectent le réseau électrique. Cette stratégie peut être catégorisée en plusieurs méthodes. En effet, à travers une revue sur la littérature disponible, nous monterons un état de l'art des différentes méthodes LVRT de ces dernières méthodes (voir Fig. 3). Dans [10] on a un aperçu de certaines stratégies pour le fonctionnement de SCEe en cas de creux de tension pour différents types de systèmes éoliens. [11] montre une revue des solutions récentes contre les défauts électriques pour les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable basée sur un GSAP. Dans [12, 13], un système de protection par une commande qui vise à modifier l'angle d'orientation de pales en cas de creux de tension est suggéré.

Dans [14, 15], une stratégie de contrôle est étudiée pour la GSAP, qui intègre un circuit actif de limitation de tension (Crowbar) dans la chaîne de conversion éolienne. Des dispositifs de stockage d'énergie peuvent être reliés au bus continu pour accroître encore le rendement énergétique en cas des défauts [16, 17]. Dans [18], un système de transmission en courant alternatif (ac) Flexible appelé flexible alternating current transmission system (FACTS) tel que les dispositifs de compensation statique synchrone appelé (STATCOM) afin d'améliorer la capacité de fonctionnement en cas de creux de tension pour les systèmes de production d'énergie éolienne à base de la GSAP est proposé.

Le dimensionnement du condensateur de liaison de bus continu est une autre façon de gérer l'énergie excédentaire pendant un creux de tension. Dans [13], la puissance du condensateur requise est directement proportionnelle à la tension d'amorçage et la taille de condensateur requise augmentera si la durée de creux de tension augmente, ce qui rend la technique de dimensionnement des condensateurs coûteuse et une solution impraticable.

À la lumière de ce constat, le travail de recherche présenté dans ce papier consiste à contribuer à l'amélioration de capacité LVRT, de la stabilité, de la

fiabilité et des performances des parcs éoliens à base des GSAP raccordés aux réseaux électriques, aux services de réglage de la tension et de la gestion de la puissance active et réactive que les parcs éoliens peuvent proposer aux réseaux. Dans cet article, l'effet de défaut triphasé symétrique sur les tensions du réseau est étudié. Le défaut triphasé est initialement appliqué sur le secondaire du transformateur. Il a été utilisé pour créer un creux de tension dans les tensions triphasés de raccordement du système éolien au réseau électrique, tel que représenté sur la Fig. 2. Le but de cet article est de donner une modélisation globale et de proposer une stratégie de régulation pour l'extraction maximale de puissance par la technique du contrôle vectoriel pour les SCEe à vitesse variable basés sur des GSAP fonctionnant en cas de creux de tension de réseau électrique. En comparaison avec les structures de commande mentionnées précédemment, la stratégie proposée peut fournir un bon comportement dynamique pour les systèmes étudiés, et a une réponse de courant (puissance) plus rapide et plus précise pendant le creux de tension.

## 2. SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

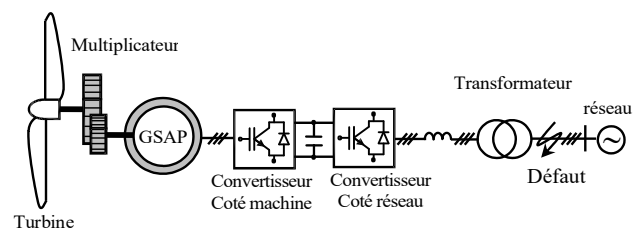


Fig. 2 – Chaîne de conversion de l'énergie éolienne basée sur GSAP.

Figure 2 présente le schéma synoptique d'un système éolien à vitesse variable utilisant le GSAP. Du point de vue conception du système, la chaîne globale de conversion peut être divisée en deux sous-systèmes principaux en interaction, qui seront modélisés séparément:

- Sous-système aérodynamique (turbine et multiplicateur),
- Sous-système électrique (GSAP et convertisseurs).

### 2.1. MODÉLISATION ET CONTRÔLE DU SOUS-SYSTÈME AÉRODYNAMIQUE

La puissance aérodynamique  $P_{aer}$ , qui est convertie par la turbine éolienne, dépend du coefficient de puissance

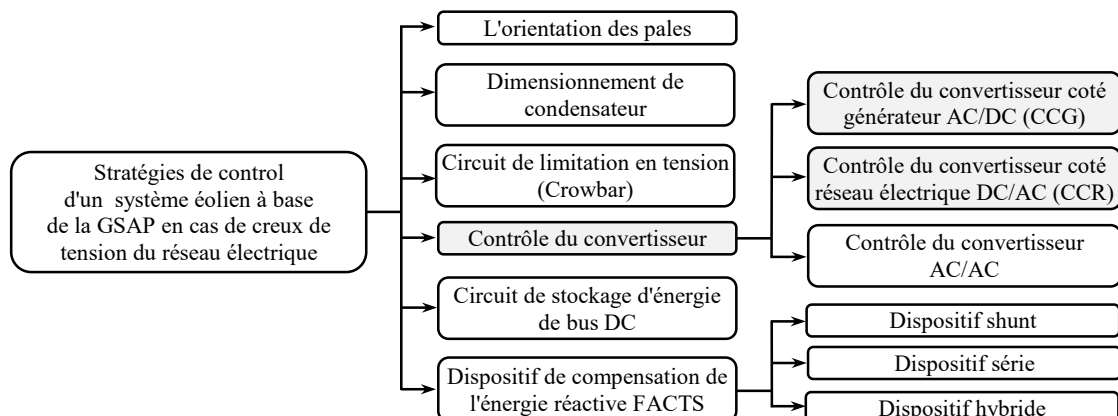


Fig. 3 – Stratégies de control des systèmes éoliennes à base de la GSAP en cas de creux de tension de réseau électrique.

$C_p$  de la turbine. Elle est donnée par [19]:

$$P_{aer} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^2 V^3, \quad (1)$$

où  $\rho$  est la densité de l'air,  $R$  est la longueur de la pale, et  $V$  est la vitesse du vent. Le couple de la turbine est le rapport entre la puissance de sortie et la vitesse de l'arbre  $\Omega_t$ :

$$T_{aer} = \frac{P_t}{\Omega_t}.$$

La turbine est couplée à l'arbre du générateur par l'intermédiaire d'une boîte de vitesses dont le rapport d'engrenage  $G$  est choisi afin de régler la vitesse de l'arbre du générateur dans une plage de vitesse désirée. En ignorant les pertes de transmission, le couple et la vitesse d'arbre de l'éolienne, rapportés au côté générateur de la boîte de vitesses, sont donnés par:

$$T_g = \frac{T_{aer}}{G}, \quad \Omega_t = \frac{\Omega_g}{G}, \quad (2)$$

où  $T_g$  est le couple d'entraînement du générateur et  $\Omega_{mec}$  est la vitesse de l'arbre du générateur, respectivement.

Sur la base des caractéristiques de modélisation de la turbine, le coefficient de puissance  $C_p$  peut être représenté par l'expression suivante [20]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda, \quad (3)$$

$$\text{où } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_i + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}.$$

Le rapport entre la vitesse de rotation des pales et la vitesse du vent est donné par [20]:

$$\lambda = \frac{\Omega_t R}{V}. \quad (4)$$

La relation entre  $C_p$ ,  $\beta$  et  $\lambda$  est représentée sur la Fig. 4.

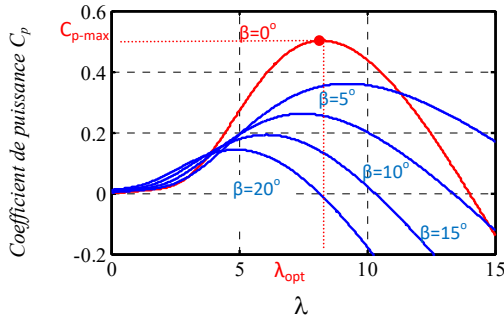


Fig. 4 – Coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative sous différents angles d'orientation des pales.

En utilisant l'équation (2), l'équation mécanique résultante de l'arbre du générateur est donnée comme suit [21]:

$$\frac{d\Omega_g}{dt} = \frac{1}{J} (T_g - T_{em} - f_v \Omega_g), \quad (5)$$

où  $T_{em}$  est le couple électromagnétique,  $J$  est le moment total d'inertie et  $f_v$  le coefficient de frottement visqueux.

Les caractéristiques typiques donnant la puissance aérodynamique d'un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction des différentes vitesses de vent sont illustrées sur la Fig. 5. Le rendement énergétique maximal est indiqué sur cette figure, en connectant tous les points de puissance maximale (MPP) de chaque courbe de puissance  $P_{aer,opt}$  où le coefficient de puissance maximum  $C_{p,max}$  est conservé.

Généralement, la stratégie de contrôle des éoliennes dépend directement de la vitesse du vent. Pour des vitesses de vent faibles, l'objectif est d'optimiser la capture de la puissance générée, quelle que soit la vitesse du vent, en ajustant la vitesse de l'arbre du générateur à sa valeur optimale. L'objectif de contrôle passe à la puissance de régulation nominale lorsque la vitesse du vent augmente au-dessus de sa valeur nominale.

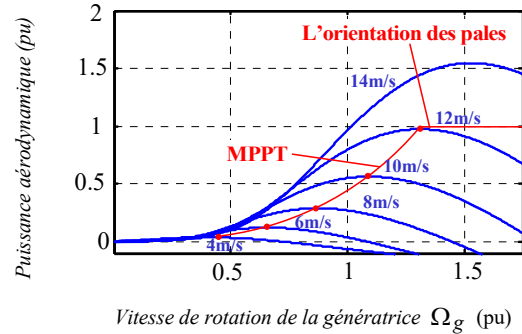


Fig. 5 – Courbe typique de puissance aérodynamique par une éolienne en fonction de la vitesse de rotation de la génératrice sous différentes vitesses de vent.

Plusieurs méthodes pour le suivi du point de puissance maximum (MPPT) ont été proposées dans la littérature. Le système de commande propose un mode de sélection pour choisir le mode de fonctionnement, comme le montre dans la Fig. 6.

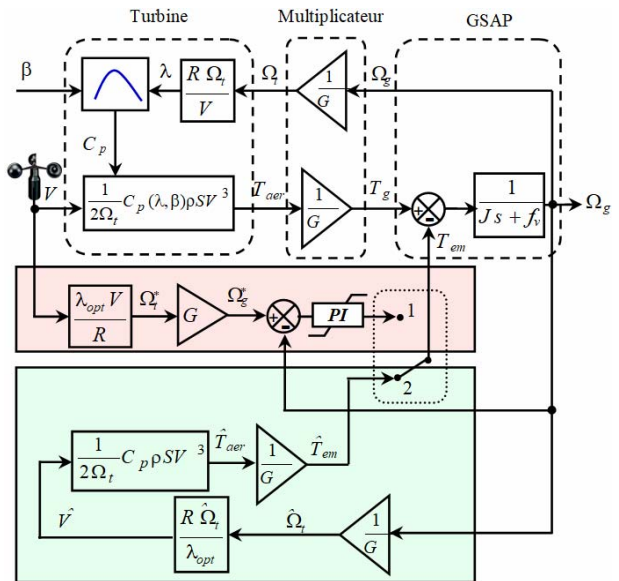


Fig. 6 – Le schéma de principe du MPPT avec le mode de sélection: 1. la commande avec asservissement de la vitesse mécanique, 2. la commande sans asservissement de la vitesse mécanique.

La méthode du premier mode est basée sur les informations de vitesse du vent. Par conséquent, un anémomètre est nécessaire pour mesurer la vitesse du vent sur l'éolienne, la vitesse optimale de la turbine peut être déterminée comme suit à partir de l'équation (4):

$$\Omega_{t,opt} = \frac{\lambda_{opt} V}{R}. \quad (6)$$

Cette méthode nécessite un anémomètre supplémentaire pour mesurer la vitesse du vent. De ce fait, il est difficile de mesurer la vitesse de pointe de l'éolienne. Par conséquent, nous pouvons concevoir une autre méthode pour la MPPT sans asservissement de la vitesse. Cette méthode est simple et consiste à estimer la vitesse du vent comme suit [19]:

$$\hat{V} = \frac{R \hat{\Omega}_t}{\lambda_{opt}}. \quad (7)$$

L'objectif du contrôle est d'optimiser l'énergie éolienne captée en suivant le couple optimal  $\hat{T}_{aer,opt}$  exprimé dans l'équation (5), en utilisant la vitesse du vent estimée ci-dessus.

$$\hat{T}_{aer,opt} = \frac{1}{2\Omega_t} C_p \rho S \hat{V}^3, \quad (8)$$

où  $S$  est la surface circulaire balayée par la turbine.

Pour chaque vitesse du vent, il existe une certaine vitesse de rotation pour laquelle, la courbe de puissance de système donne le maximum (atteint sa valeur maximale).

## 2.2. MODÉLISATION ET CONTRÔLE DU SOUS-SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les équations électriques classiques du GSAP dans le repère de Park sont écrites comme suit [22]:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega \phi_{qs} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega \phi_{ds} \end{cases}. \quad (9)$$

Le flux du stator peut être exprimé comme [22] :

$$\begin{cases} \phi_{ds} = -L_d i_{ds} + \phi_f \\ \phi_{qs} = -L_q i_{qs} \end{cases}, \quad (10)$$

où  $L_d, L_q, i_{ds}$  et  $i_{qs}$  sont, respectivement, les inductances et les courants statoriques d'axes direct et en quadrature,  $\phi_f$  est le flux magnétique.

En utilisant les équations (9), (10), les équations électriques du GSAP se transforment comme suit:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - L_d \frac{d}{dt} i_{ds} + f_{em,d} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - L_q \frac{d}{dt} i_{qs} + f_{em,q} \end{cases}, \quad (11)$$

où  $f_{em,d}$  et  $f_{em,q}$  sont les termes de couplage entre les axes d et q

$$\begin{cases} f_{em,d} = \omega L_q i_{qs} \\ f_{em,q} = -\omega L_d i_{ds} + \omega \phi_f \end{cases}. \quad (12)$$

Le couple électromagnétique est exprimé comme suit :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p pmsg [(L_q - L_d) i_{ds} + \phi_f] i_{qs}. \quad (13)$$

Le principe de commande de convertisseur coté générateur consiste à orienter le courant du stator de manière à ce que le vecteur du courant du stator pointe dans la direction de l'axe q [23]. Cette approche est réalisée en mettant la composante directe du courant statorique à la valeur nulle. Avec cette orientation, nous obtenons :

$$i_{qs} = i_s \quad \Rightarrow \quad i_{ds} = 0. \quad (14)$$

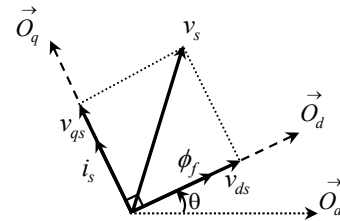


Fig. 7 – Orientation de l'axe q sur le courant statorique.

Figure 7 montre le schéma de principe de la régulation de courant du GSAP. Il consiste à contrôler directement ces courants par l'ajustement des deux composantes directe et en quadrature du courant statorique par des correcteurs proportionnel intégrale (PI). Le réglage de la composante en quadrature dont la valeur de référence est directement déduit de la valeur tension de bus continu.

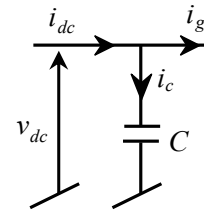


Fig. 8 – Schéma de bus continu.

Appliquant la 2ème loi de Kirchhoff sur la Fig. 8, on obtient :

$$i_{dc} = i_c + i_g, \quad (15)$$

où

$$i_c = i_{dc} - i_g \Rightarrow C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_g, \quad (16)$$

où  $i_{dc}$  est le courant de sortie du redresseur en fonction des deux composantes directe  $i_{ds}$  et en quadrature  $i_{qs}$  du courant statorique,  $i_c$  est le courant de bus continu et  $i_g$  est le courant qui traverse le convertisseur coté réseau.

La puissance active à l'entrée du convertisseur côté réseau peut être calculée par l'expression suivante :

$$P_g = v_{dc} i_g. \quad (17)$$

Le modèle de réseau dans repère de PARK est donné par [24] :

$$\begin{cases} v_{d,inv} - v_{dg} = R_g i_{dg} + L_g \frac{d}{dt} i_{dg} - \omega_s L_g i_{qg} \\ v_{q,inv} - v_{qg} = R_g i_{qg} + L_g \frac{d}{dt} i_{qg} + \omega_s L_g i_{dg} \end{cases}. \quad (18)$$

Les termes de couplage croisés entre les deux axes d et q des courants statoriques sont donnés par

$$\begin{cases} e_{d,g} = \omega_s L_g i_{qg} \\ e_{q,g} = -\omega_s L_g i_{dg} \end{cases}. \quad (19)$$

L'objectif principal de la commande du convertisseur côté réseau est de réguler la puissance active et réactive injectées au réseau. Elles sont données par [25]:

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (v_{d,g} i_{dg} + v_{q,g} i_{qg}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (v_{q,g} i_{dg} - v_{d,g} i_{qg}) \end{cases}. \quad (20)$$

Dans cette section, le principe d'orientation consiste à aligner le vecteur de tension sur l'axe en quadrature du référentiel d-q [26]. Il est illustré par la Fig. 9.

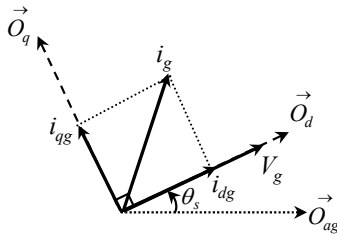


Fig. 9 – Orientation de l'axe d suivant la tension du réseau.

Donc,

$$v_{dg} = V_g \quad \Rightarrow \quad v_{qg} = 0. \quad (21)$$

Avec cette orientation, les expressions des puissances active et réactive (20) peuvent être réécrites comme suit

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} v_{d,g} i_{dg} = \frac{3}{2} V_g i_{dg} \\ Q_g = -\frac{3}{2} v_{d,g} i_{qg} = -\frac{3}{2} V_g i_{qg} \end{cases}. \quad (22)$$

Si nous ignorons les pertes du convertisseur côté réseau et de la ligne de connexion, nous pouvons écrire [27, 28]:

$$P_g = v_{dc} i_g = \frac{3}{2} V_g i_{dg}, \quad (23)$$

donc le courant  $i_g$  est donné par l'expression suivante

$$i_g = \frac{3}{2} \frac{V_g i_{dg}}{v_{dc}}. \quad (24)$$

Par conséquent, les puissances active et réactive peuvent être contrôlées en contrôlant respectivement les composantes direct et en quadrature du courant.

La puissance réactive de référence est sélectionnée en fonction d'un système fonctionnant au facteur de puissance unitaire, c'est-à-dire  $Q_g^* = 0$ .

La puissance active de référence  $P_g^*$  est obtenue à partir de l'algorithme de maximisation de puissance, comme suit:  $P_g^* = T_{em}^* \omega$  où  $T_{em}^*$  est le couple électromagnétique de référence déterminé par la deuxième mode de sélection basé sur l'estimation de la vitesse du vent. Par conséquent, le système de commande proposé pour les deux convertisseurs peut alors être appliqué, comme représenté sur les Figs. 10, 11 et 13.

### 2.3. SYNTHÈSE DES CORRECTEURS

Dans le but de contrôler les deux convertisseurs utilisés, nous devons réaliser un découplage par compensation. Pour rendre les axes d et q complètement indépendants. Le correcteur PI utilisé pour le réglage des courants (la tension de bus continu et les puissances) est simple et rapide à mettre en œuvre tout en offrant des performances acceptables. L'action proportionnelle sert à régler la rapidité de la dynamique du système, alors que l'action intégrale permet d'éliminer l'écart entre la grandeur de consigne et celle que l'on désire asservir.

Les paramètres du correcteur sont calculés avec une méthode d'imposition des pôles. Il est possible de générer les tensions de référence à partir de grandeurs de référence données. La conception de ce contrôleur est simple. Figure 10 montre le schéma de système à réguler par un correcteur PI.

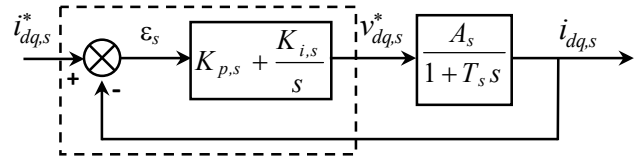


Fig. 10 – Boucle de régulation des courants de CCG.

En fait, les erreurs  $(i_{dq,s}^* - i_{dq,s})$  sont traitées par le correcteur PI, afin de concevoir les tensions de références  $v_{dq,s}^*$ .

En utilisant la transformation de Laplace, la fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) est donnée comme suit :

$$FTBF = \frac{\frac{A_s}{T_s} (K_{p,s} s + K_{i,s})}{s^2 + s \left( \frac{1 + A_s K_{p,s}}{T_s} \right) + \frac{A_s K_{i,s}}{T_s}}, \quad (25)$$

$$\text{avec } \begin{cases} A_s = \frac{1}{R_s} \\ T_s = \frac{L_s}{R_s} \end{cases}.$$

Les paramètres du correcteur en fonction de l'amortissement  $\xi$  et la pulsation propre  $\omega_0$  sont donnés par le tableau ci-dessous:

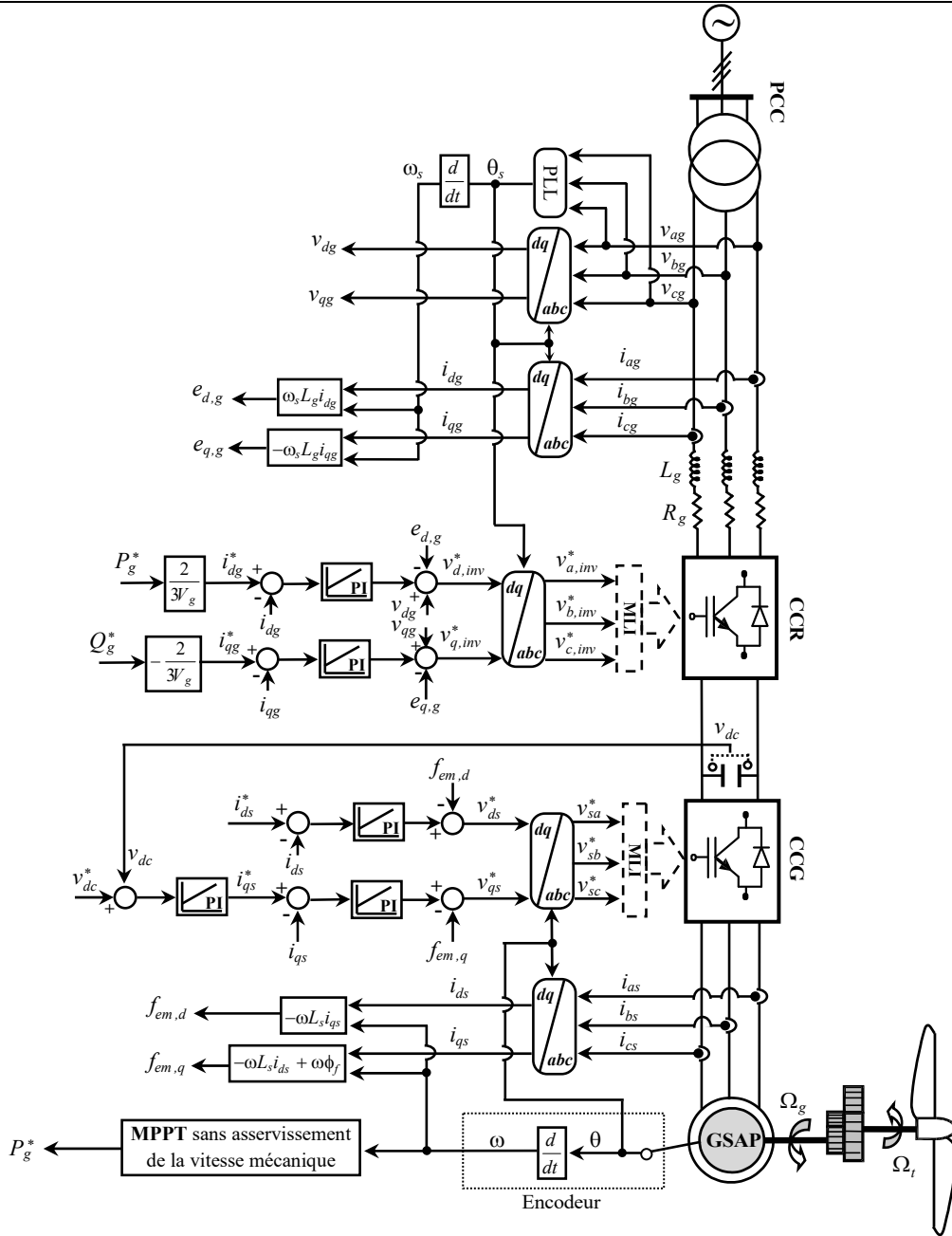


Fig. 12 – Schéma block de contrôle de CCG et CCR proposé.

Tableau 1

Paramètres du correcteur PI du courant de CCG

	$K_{p,s}$	$K_{i,s}$
Correcteur PI	$(2T_s \xi \omega_0 - 1)/A_s$	$T_s \omega_0^2/A_s$
Valeur	400.7	5.3627

La boucle de régulation de la tension de bus continu peut être représentée dans la Fig. 11.

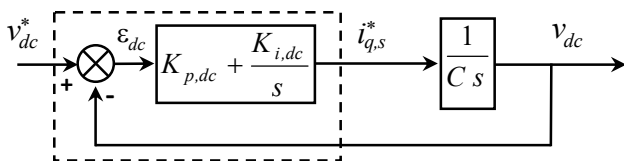


Fig. 11 – Boucle de régulation de la tension de bus continu de CCG.

En fait, les erreurs  $(v_{dc}^* - v_{dc})$  sont traitées par le

correcteur PI, afin de concevoir le courant  $i_{q,s}^*$ .

En utilisant la transformation de Laplace, La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$FTBF = \frac{1}{C} \left( K_{p,dc} s + K_{i,dc} \right) / \left( s^2 + s \left( \frac{K_{p,dc}}{C} \right) + \frac{K_{i,dc}}{C} \right) \quad (26)$$

Les paramètres du correcteur sont donnés par le tableau ci-dessous:

Tableau 2

Paramètres du correcteur PI de la tension de bus continu

	$K_{p,dc}$	$K_{i,dc}$
Correcteur PI	$2 \xi \omega_0 C$	$\omega_0^2 C$
Valeur	0.7436	5.5

La boucle de régulation des puissances peut être représentée dans la Fig. 13.

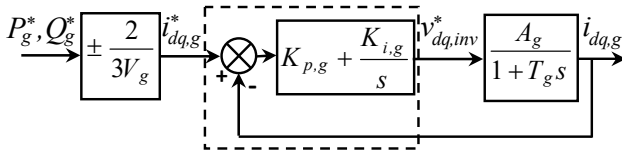


Fig. 13 – Boucle de régulation en puissance du courant de CCR.

En fait, les erreurs  $(i_{dq,g}^* - i_{dq,g})$  sont traitées par le correcteur PI, afin de concevoir les tensions de références  $v_{dq,inv}^*$ .

En utilisant la transformation de Laplace, La fonction de transfert en boucle fermée est donnée comme suit :

$$\text{FTBF} = \frac{\frac{A_g}{T_g} (K_{p,g} s + K_{i,g})}{s^2 + s \left( \frac{1 + A_g K_{p,g}}{T_g} \right) + \frac{A_g K_{i,g}}{T_g}}, \quad (27)$$

$$\text{avec } \begin{cases} A_g = \frac{1}{R_g} \\ T_g = \frac{L_g}{R_g} \end{cases}$$

Les paramètres du correcteur sont donnés par le tableau ci-dessous:

Tableau 3  
Paramètres du correcteur PI du courant de CCR

	$K_{p,g}$	$K_{i,g}$
Correcteur PI	$(2T_g \xi \omega_0 - 1)/A_g$	$T_g \omega_0^2/A_g$
Valeur	0.6854	47.3

### 3. RÉSULTATS DE SIMULATION

Les défauts de tension du réseau peuvent induire un courant transitoire élevé dans la chaîne de conversion éolienne complètement, ce qui pourrait perturber les convertisseurs de puissance et déconnecter les éoliennes basés sur la GSAP du réseau électrique. Désormais, l'atténuation des défaillances du réseau devient un problème plus difficile pour les parcs éoliens afin de réduire les interruptions dans la production de l'énergie. Par conséquent, dans cette section, quelques résultats de simulations sont effectués afin d'analyser uniquement l'influence de la condition de défaut du réseau sur le comportement dynamique du système.

Le schéma block de contrôle proposé dans la Fig. 12 a été simulé par Matlab/Simulink® en utilisant les paramètres donnés dans l'annexe (Tableaux 4 et 5).

Dans cette simulation, nous allons représenter la plupart des grandeurs de simulation en per unit (pu) qui nous permettent d'évaluer les performances fournies par le système de contrôle. Le profil de la vitesse du vent utilisé dans les simulations, est donné par la Fig. 14 a. Le système est testé en condition de défaut de réseau, qui consiste en un creux de tension provoqué par un défaut symétrique triphasé était environ 50 % de durée de 0.04 secondes, entre 1.74 s et 1.78 s, comme le montre la Fig. 14 f.

Hormis cette perturbation, la chaîne de conversion de l'énergie éolienne fonctionne dans des conditions normales (pas de perturbations et pas de variations de paramètres).

#### 3.1. RÉSULTATS DE SIMULATION DU CONTRÔLE CÔTÉ GÉNÉRATEUR CCG

L'objectif principal du contrôle de convertisseur côté

génératrice est de maintenir la tension de bus continu constante quel que soit les variations sur la vitesse du vent. La vitesse mécanique de l'arbre de GSAP est donnée par la Fig. 14 b, il est clair qu'elle prend la même allure que la vitesse du vent. Le couple électromagnétique est représenté sur la Fig. 14 c, avec une valeur négative, ce qui prouve que la machine utilisée fonctionne comme générateur. La Fig. 14 d représente le réglage de la tension de bus continu de convertisseur CCG, cette tension est maintenue à sa valeur de référence 1 pu. On peut observer clairement à partir des Figs. 14 b, c et d qu'à l'instant de chute de tension du réseau  $t = 0,74$  s, il y a des fluctuations dans la vitesse mécanique de la génératrice, le couple électromagnétique, et la tension de bus continu.

La Fig. 14 e montre que les courants triphasés statorique de GSAP prennent sa forme naturelle alternative sinusoïdale. Comme on peut le voir, il y a une petite oscillation dans cette grandeur due à la basse tension appliquée au réseau électrique.

#### 3.2. RÉSULTATS DE SIMULATION DU CONTRÔLE CÔTÉ RÉSEAU CCR

Dans cette section, nous représentons les grandeurs de simulation des puissances active et réactive et les courants triphasés injectées dans le réseau, ce qui nous permet d'évaluer les performances fournies par le système de contrôle en cas de creux de tension du réseau électrique. La puissance réactive produite par le CCR est contrôlée à la valeur 0 pu. En effet, le facteur de puissance unitaire est garanti côté réseau, en maintenant la puissance réactive à zéro, c'est ce que nous observons sur la Fig. 14 h.

Les Figs. 14 g et h représentent les puissances actives et réactives injectées au réseau électrique, comme on peut le voir, la présence d'oscillations dans l'apparition du creux de tension. Dans la Fig. 14 i, pendant le creux de tension, on peut noter que les courants de réseau triphasés sont fortement affectés par le défaut, et présentent une augmentation, cela est dû à la stabilité des puissances actives et réactives injectées dans le réseau.

### 4. CONCLUSION

Dans cet article, la modélisation et contrôle des sous-systèmes principaux d'un système éolien à vitesse variable basés sur un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) est établie. Tout d'abord, le convertisseur côté générateur a été contrôlé avec la réalisation de la MPPT. Ensuite, nous avons appliqué une technique de contrôle des puissances active et réactive échangées entre le système et le réseau électrique lors des défauts de réseau électrique, en fonction de l'orientation du vecteur de tension. De plus, le système global est simulé pour un défaut de creux de tension de réseau électrique.

Les résultats de simulation ont montré la possibilité d'extraire le maximum de puissance de l'énergie du vent, de réguler la tension de bus continu, et de contrôler les puissances active et réactive échangées avec le réseau.

Reçu le 4 juin, 2018

#### ANNEXE

Les caractéristiques de la turbine sont [27]:

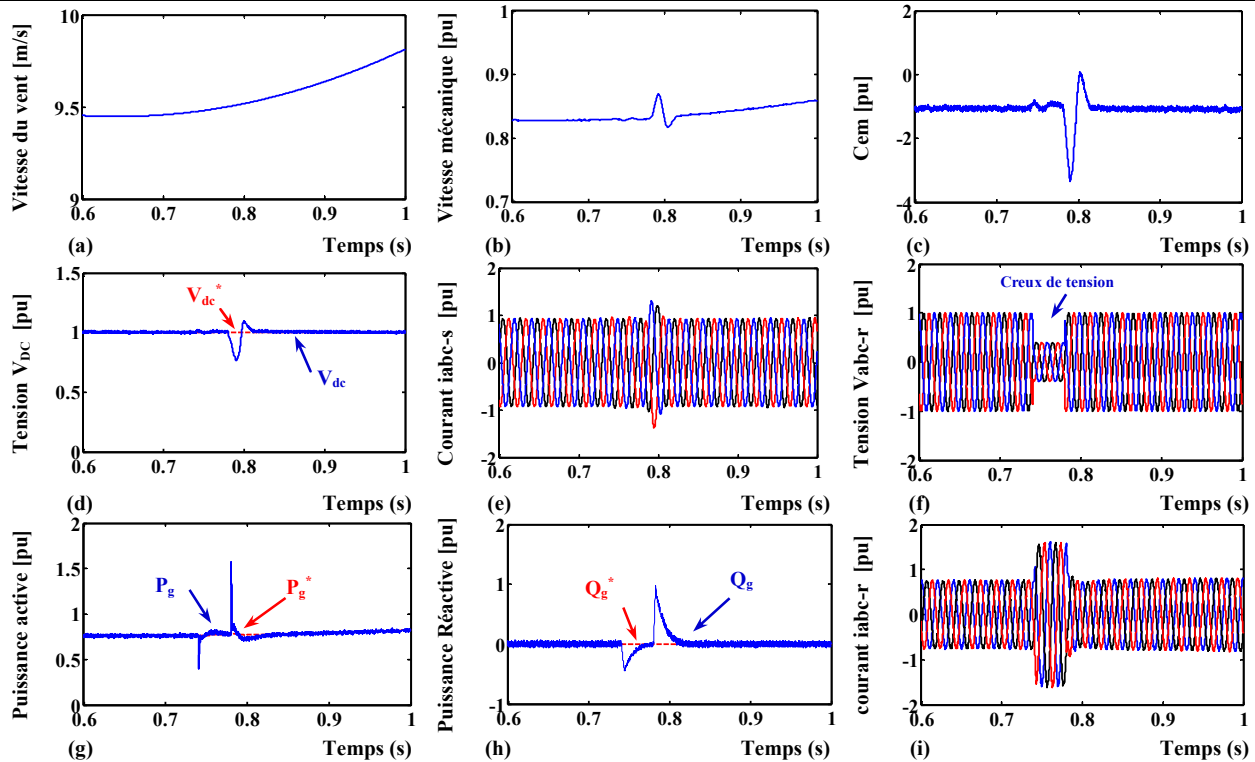


Fig. 14 – Résultats de simulation de SCEe. 1- Contrôle côté génératrice CCG : (a) Vitesse du vent, (b) Vitesse mécanique de la génératrice, (c) Couple électromagnétique, (d) Tension de bus continu, (e) Courant triphasé statorique de GSAP. 2- Contrôle côté réseau CCR : (f) Tension triphasée de réseau électrique avec le défaut étudié, (g) Puissance active injectée dans le réseau, (h) Puissance réactive injectée dans le réseau, (i) Courants de réseau triphasé.

$$c_1 = 0.5176, c_2 = 116, c_3 = 0.4, c_4 = 5, c_5 = 21, c_6 = 0.0068.$$

Tableau 4  
Grandeurs nominales et paramètres du système éolien [28]

Paramètres nominaux du GSAP		Paramètres de la turbine	
Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
Puissance nominale	$P_{sn} = 1.5 \text{ MW}$	M.V.de l'air	$\rho = 1.22 \text{ kg/m}^3$
N. de paires de pôles	$p_{msg} = 80$	R. de pale	$R = 35.25 \text{ m}$
Résistance statorique	$R_s = 3.17 \text{ m}\Omega$	L'angle	$\beta = 12 \text{ deg}$
Inductance statorique	$L_s = 3.07 \text{ mH}$	Multiplicateur	$G = 30$
Flux rotorique	$\phi_f = 7.0172 \text{ Wb}$	-	-

Tableau 5  
(GSAP+Turbine) paramètres

Paramètres	Valeur	Paramètres	Valeur
Inertie	$j = 1000 \text{ kg.m}^2$	Coefficient visqueux	$F = 0.2 \text{ kg.m/s}$

RÉFÉRENCES

- W. Carlin, A. S. Laxson, E. Muljadi, *The history and state of the art of variable speed wind turbine technology*, Wind Energy, **6**, 2, pp. 129-159 (2003).
- M. Stiebler, *Wind energy systems for electric power generation*, Springer Science & Business Media, 2008.
- A. Olimpo, J. Nic, E. Janaka, C. Phill, *Wind Energy Generation: Modeling and Control*, John Wiley & Sons., Ltd, 2009.
- S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2014.
- I. Erlich, U. Bachmann, *Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in Germany*, IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meeting., pp. 1253-1257 (2005).
- IEEE Committee, *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Std 1547, pp. 1-207 (2009).
- G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo, G. Iwanski, *Introduction to a wind energy generation system, in Doubly Fed Induction Machine.*, Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2011, pp. 1–85.
- T. R. Ayodele, A. Jimoh, J. L. Munda, A. J. Tehile, *Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: a review*, International journal of Ren. Ener. Res. (IJRER), **2**, 4, pp. 618-626 (2012).
- R. Piwko, N. Miller, R. T. Girad, J. MacDowell, K. Clark, *Generator fault tolerance and grid codes*, IEEE Power and Energy Magazine, **8**, 1, pp. 18-26 (2010).
- A. M. Howlader, T. Senjyu, *A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems*, Ren. -Sustainable Ene. Rev., **56**, 9, pp. 643-658 (2016).
- R. A. Ibrahim, M. S. Hamad, Y. Dessouky, B. Williams, *A review on recent low voltage ride-through solutions for PMSG wind turbine*, International (SPEEDAM), Italy, pp. 265–270 (2012).
- A. K. Thet, H. Saitoh, *Pitch control for improving the low-voltage ride-through of wind farm*, TansD IEEE Asia, pp. 1–4 (2009).
- J. Conroy, R. Watson, *Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator*, IET Renewable Power Generation, **1**, 3, pp. 182-189 (2007).
- Y. Xiyun, L. Lixia, J. Feifei, *A control strategy combining sliding mode controller with crowbar circuit for low voltage ride through of direct-drive wind power system*, IET renewable power generation conference, pp. 1–4 (2013).
- R. Beniugă, M. Istrate, O. Beniugă, *Crowbar protection impact on wind farm behaviour during grid disturbance*, International Conference Modern Power Systems (MPS), pp. 1-4 (2017).
- W. Wang, B. Ge, D. Bi, M. Qin, W. Liu, *Energy storage based LVRT and stabilizing power control for direct-drive wind power system*, IEEE international Conference (POWERCON), pp. 1–6 (2010).
- C. Abbey, W. Li, L. Owatta, G. Joos, *Power electronic converter control techniques for improved low voltage ride through performance in WTGs*, IEEE int. Conf. (PESC'06), pp. 1-6 (2006).
- B. Singh, *Introduction to FACTS controllers in wind power farms: A technological review*, International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), **2**, 2, pp. 166-212 (2012).
- M. Doumi, A. Aissaoui, A. Tahour, M. Abid, *Commande adaptative d'un système éolien*, Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. Et Énerg., **60**, 1, pp. 99–110 (2015).



20. M. A. Abdullah, A. H. M. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur, *A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems*, *Ren-Sustainable Ene. Rev.* **16**, 5, pp. 3220–3227 (2012).
21. A. Rolan, A. Luna, G. Vazquez, D. Aguilar, G. Azevedo, *Modeling of a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator*, *IEEE Int. Sym. on Indus. Elec.*, pp. 734–739 (2009).
22. A. Asri, Y. Mihoub, S. Hassaine, P. O. Logerais, A. Amiar, T. Allaoui, *An adaptive fuzzy proportional integral method for maximum power point tracking control of permanent magnet synchronous generator wind energy conversion system*, *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. Et Énerg.*, **63**, 3, pp. 320–325 (2018).
23. Z. Boudries, A. Aberbour, K. Idjdarene, *Study on sliding mode virtual flux oriented control for three-phase PWM rectifiers*, *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg.*, **61**, 2, pp. 153–158 (2016).
24. M. E. Haque, M. Negnevitsky, K. M. Mattaqui, *A novel control strategy for a variable-speed wind turbine with permanent magnet synchronous generator*, *IEEE Trans. on Indus. App.*, **46**, 1, pp. 331–339 (2010).
25. A. Dahbi, M. Hachemi, N. Nait-Said, M.-S. Nait-Said, *Realization and control of a wind turbine connected to the grid by using PMSG*, *Energy Conversion and Management*, **84**, pp. 346–353 (2014).
26. N. Phankong, S. Manmai, K. Bhumkittipich, P. Nakawiwat, *Modeling of grid-connected with permanent magnet synchronous generator (PMSG) using voltage vector control*, *Energy Procedia*, **34**, pp. 262–272 (2013).
27. E. Katherine, J. G. Sootweg, M. Ghandhari, L. Kling, *Reduced-order modelling of wind turbines*, *Wind power in power systems.*, 2012, pp. 821–847.
28. M. Nasiri, J. Milimonfared, S. Fathi, *A review of low-voltage ride through enhancement methods for permanent magnet synchronous generator based wind turbines*, *Ren.-Sustainable Ene. Rev.*, **47**, pp. 399–415 (2015).

## DYNAMIC BEHAVIOR OF A WIND POWER CONVERSION SYSTEM BASED ON A PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS GENERATOR IN THE EVENT OF POWER NETWORK VOLTAGE DIPS

**Key words:** Wind energy , Wind energy conversion system, Permanent magnet synchronous generator, Grid faults, Voltage dip.

The objective of the article is to present an analytical study for the dynamic and control performances needed for maximizing the power delivered by a variable speed wind system, based on a permanent magnet synchronous generator during a voltage dip of the electrical network. In the studied strategy, the generator side converter is used to control the dc bus voltage, while the network side converter is responsible for controlling the active and reactive powers injected into the electrical network. The link control to the to the GSAP generator has the capacity to provide a good regulation of the dc bus whatever the disturbances caused by the characteristics of the drive train. The connection control to the electrical network is used to satisfy the requirements for active and reactive powers necessary to achieve optimal operation of the wind conversion system and at the same time to attenuate the effects of the network voltage dips. The control of our system is simulated under the MATLAB / Simulink environment. Finally, the results of the simulations will be presented and discussed.