

Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie

THESE

Présentée et soutenue publiquement le mardi 11 décembre 2007

Pour obtenir le titre de

Docteur de l'Université des Sciences et Technologies de Lille

(Spécialité Génie Electrique)

par

Arnaud DAVIGNY

Composition du jury

Président :

Jean Claude MAUN – Professeur – BEAMS - Université Libre de Bruxelles

Rapporteurs :

Maria PIETRZAK - DAVID – Professeur des Universités – LAPLACE – ENSEEIHT - INPT

Jean Claude MAUN – Professeur – BEAMS - Université Libre de Bruxelles

Examineurs :

AbdelMoumain TOUNZI – Maître de conférences HDR - L2EP - USTL

Benoît ROBYNS – Directeur de thèse – L2EP - HEI

Marc PETIT – Enseignant – Chercheur – Docteur - ENERGIE - Supélec

Christophe SAUDEMONT - Enseignant – Chercheur – Docteur - L2EP - HEI

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je voudrais remercier mon Directeur de thèse, Benoît ROBYNS, Directeur de la Recherche à HEI, pour son encadrement et ses judicieux conseils. J'ai beaucoup appris en travaillant avec lui. Je pense que c'est un manager hors pair avec une grande culture scientifique dans le domaine du génie électrique.

Je tiens à remercier également Messieurs les Professeurs Jean Paul HAUTIER et Francis PIRIOU, respectivement ancien et nouveau Directeur du L2EP, pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire L2EP.

Je remercie également Monsieur Michel VITTU et Monsieur Jean – Marc IDOUX, respectivement ancien et nouveau Directeur Général d'HEI, pour m'avoir donné la possibilité de préparer une thèse de Doctorat.

J'adresse également mes remerciements à tous les membres du jury pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de mes travaux de thèse :

-Madame Maria PIETRZAK – DAVID, Professeur des Universités, ENSEEIHT – INPT, Laboratoire LAPLACE ;

-Monsieur Jean Claude MAUN, Professeur, Université Libre de Bruxelles, Département BEAMS ;

-Monsieur AbdelMoumain TOUNZI, Maître de conférences HDR, USTL, Laboratoire L2EP ;

-Monsieur Benoît ROBYNS, Directeur de la recherche – HDR, HEI, Laboratoire L2EP ;

-Monsieur Marc PETIT, Enseignant – Chercheur – Docteur, Supélec, Département Energie ;

-Monsieur Christophe SAUDEMONT, Enseignant – Chercheur – Docteur, HEI, Laboratoire L2EP.

Un grand merci à tous les collègues avec qui j'ai travaillé : Benoît ROBYNS, Christophe SAUDEMONT, Mehdi NASSER, Jonathan SPROOTEN, François GIONCO, Yann PANKOW, Ludovic LECLERC, Gabriel CIMUCA, Omar BOUHALI, Vincent COURTECUISSÉ, Stefan BREBAN, He ZHANG, Mostafa EL MOKADEM et Arnaud VERGNOL. Une très grande pensée à mon ancien collègue de bureau, Aymeric ANSEL, maintenant chez AREVA, avec qui j'ai apprécié partager mon bureau pendant un peu plus de cinq ans dans la bonne humeur. Plusieurs mots peuvent le définir : rigueur, sérieux et grande capacité intellectuelle.... Tous les éléments d'un grand chercheur. Je lui souhaite bonne chance dans sa nouvelle vie professionnelle.

Je garde toujours une pensée pour l'ensemble des professeurs qui m'ont enseigné l'Electrotechnique et plus particulièrement:

-Messieurs Olivier BOUTILLON, Charles DUMONT et Jacques BREBION, enseignants au Lycée Privée Saint Charles à ARRAS lors de mes études en baccalauréat professionnel et technologique (1989 – 1993) ;

-Messieurs Francis NOTELET, Jacques LESENNE, Pierre BOULET, Daniel ROGER, Jean – Paul SWAN et Jean – François BRUDNY lors de mes études supérieures à l'IUT et à la Faculté des Sciences Appliquées de Béthune (1993 – 1997) ;

-Messieurs AbdelMoumain TOUNZI, Francis PIRIOU, Jean – Paul HAUTIER, Robert BAUSIERE et Christian ROMBAUT lors de mon DEA en génie électrique à l'USTL en 1998.

Enfin, je remercie ma famille et plus particulièrement mon épouse, sur qui j'ai dû me décharger d'une partie de mes responsabilités familiales et que je ne pourrai jamais assez remercier, et mes deux fils qui ont dû me supporter dans tous les sens du terme pendant ces quatre années.

A mes grands parents,
A mes parents,
A mon épouse,
A mes fils.

« L'imagination est plus importante que le savoir ».

« La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi ».

Albert EINSTEIN

Table des matières

Avant propos	1
Introduction générale	2
Première partie : Eolien et réseaux électriques.	
Introduction de la première partie	5
Chapitre 1. Technologies des éoliennes de grande puissance	
I. Introduction.....	6
II. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	6
A. Description.....	6
B. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.....	7
C. Puissance extraite du vent.....	7
III. Les éoliennes à vitesse fixe.....	9
IV. Les éoliennes à vitesse variable.....	11
A. Type Machine Asynchrone à Double Alimentation.....	11
B. Type Machine Synchrone à Aimants Permanents.....	14
V. Synthèse des différentes éoliennes.....	15
VI. Conclusion.....	16
Chapitre 2. Le système électrique.	
I. Introduction.....	17
II. Le réseau de transport public français.....	18
III. Description du système.....	19
IV. Exploitation du système.....	20
A. Principe de la conduite du système.....	20
1) Organisation.....	20
2) Les causes de dégradation du système.....	21
3) Les parades.....	29
B. Performances du matériel.....	30

C. Le réglage de la fréquence.....	31
1) Introduction.....	31
2) Absence de réglage de la fréquence.....	31
3) Réglage primaire de fréquence.....	32
4) Réglage secondaire de fréquence.....	34
5) Réglage tertiaire de fréquence.....	36
D. Le réglage automatique de la tension.....	37
1) Réglage primaire de tension.....	38
2) Réglage secondaire de tension.....	38
3) Réglage tertiaire de tension.....	38
4) Les régleurs automatiques en charge.....	38
V. Qualité de l'énergie électrique.....	38
A. Définition.....	38
B. Les niveaux de perturbations admissibles.....	39
VI. Conclusion.....	39

Chapitre 3. Impact de l'éolien sur les réseaux électriques et perspectives d'une meilleure intégration

I. Introduction.....	40
II. Problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux... 40	40
A. Effets sur la puissance.....	40
B. Effets sur la tension.....	41
C. Effets sur le plan de protection.....	42
D. Effets sur les puissances de court – circuit.....	42
E. Capacité d'accueil du réseau public de transport.....	43
F. Prévision de la production.....	44
G. Déconnexions intempestives.....	45
H. Effets sur la fréquence du réseau.....	46
III. Contraintes de raccordement des installations de production aux réseaux électriques.....	47
A. Introduction.....	47
B. Contraintes de raccordement sur le réseau public HTA.....	48
1) La puissance de court – circuit.....	48
2) Réglage de tension.....	48

3) Production ou absorption d'énergie réactive.....	48
4) Signaux tarifaires.....	49
5) Qualité de l'onde électrique.....	49
6) Couplage des installations de production au réseau.....	50
7) Mise à la terre des installations de production.....	50
8) Protection du système électrique.....	50
9) Participation à la reconstitution du réseau.....	50
10) Le programme de fonctionnement des installations de production.....	50
C. Contraintes de raccordement sur le réseau public de transport.....	51
1) Réglage de la tension.....	51
2) Réglage de la fréquence.....	52
3) Couplage et perturbations.....	52
IV. Perspectives d'une meilleure intégration des générateurs éoliens.....	53
A. Position du problème.....	53
B. Possibilité d'augmentation du taux de pénétration.....	53
C. Possibilité d'amélioration de l'intégration de l'éolien.....	55
V. Conclusion.....	56
Conclusion de la première partie.....	57

Deuxième partie : Système de génération à base d'éolienne et de stockage inertiel d'énergie pouvant participer aux réglages du réseau.

Introduction de la deuxième partie.....	58
--	-----------

Chapitre 4. Le générateur éolien

I. Introduction.....	60
II. Modélisation.....	60
A. Le vent.....	60
B. La turbine éolienne.....	61
1) Hypothèses simplificatrices.....	61
2) Equations de la turbine.....	61
C. L'arbre mécanique.....	61
D. La machine synchrone.....	62

E. Le convertisseur.....	63
F. Représentation Energétique Macroscopique (REM) du générateur éolien.....	64
III. Commande du générateur éolien.....	64
A. Structure et principe de la commande.....	64
B. Commande de la vitesse de la turbine.....	67
C. Commande de la machine synchrone.....	68
1) Principe.....	68
2) Régulation des courants.....	68
3) Détermination des tensions de référence et des signaux de commande.....	70
IV. Simulation du générateur éolien.....	71
V. Conclusion.....	72

Chapitre 5. Le système de stockage inertiel

I. Introduction.....	73
II. Modélisation.....	73
A. Le volant d'inertie.....	73
B. La transmission mécanique.....	74
C. La machine asynchrone.....	75
D. Le convertisseur.....	76
E. REM du système de stockage.....	76
III. Commande.....	77
A. Structure et principe de la commande.....	77
B. Loi de défluxage: $\psi_{rd-ref} = f(\Omega_v)$	80
C. Régulation du flux ψ_{rd}	82
D. Régulation des courants.....	83
E. Détermination des tensions de référence.....	84
IV. Simulation du système de stockage.....	85
V. Conclusion.....	86

Chapitre 6. L'interface de raccordement au réseau

I. Introduction.....	87
II. Modélisation.....	87
A. le bus continu.....	87
1) Modélisation.....	87
2) Calcul de la tension du bus continu.....	88
3) Calcul de la capacité.....	90
A. Le Convertisseur.....	91
B. Le Filtre LCL.....	92
1) Modélisation du filtre.....	92
2) Calcul du Filtre $L_f C_f$	93
C. Représentation Energétique Macroscopique de l'interface réseau.....	96
D. Le réseau.....	96
1) Source à fréquence constante.....	96
2) Source à fréquence variable.....	97
3) Impédance amont.....	99
4) Transformateurs.....	99
5) Jeu de barres.....	100
6) Interrupteur.....	100
7) Ligne.....	100
8) Charge.....	100
9) Mesures.....	100
III. Commande de l'interface réseau.....	101
A. Principe.....	101
B. Régulation du bus continu.....	102
C. Régulation des tensions aux bornes des condensateurs.....	106
D. Détermination des tensions de référence.....	110
1) Principe d'élaboration des tensions de référence.....	110
2) Principe du réglage de puissance active délivrée.....	112
3) Principe du réglage de la tension au point de connexion.....	115
IV. Simulations.....	116
A. Sur réseau de puissance infinie.....	116
B. En réseau séparé sur charge équilibrée 200 kW – 50 kVAR.....	117
C. En réseau séparé sur charge déséquilibrée 200 kW.....	119

V. Conclusion.....	120
Conclusion de la deuxième partie.....	121
 Troisième partie : Simulation et Expérimentation du système de génération à base d'éolienne intégrant du stockage inertiel d'énergie.	
 Introduction de la troisième partie.....	 123
 Chapitre 7. Intégration et stratégies de supervision du système de génération dans un réseau électrique	
I. Introduction.....	124
II. Superviseurs du système de génération.....	125
A. Superviseur 1.....	125
1) Principes généraux.....	125
2) Réseau 1.....	126
a) Configuration.....	126
b) Simulations.....	128
3) Réseau 2.....	133
a) Configuration.....	133
b) Simulations.....	134
4) Réseau 3.....	135
a) Configuration.....	135
b) Simulations.....	136
5) Conclusion.....	139
B. Superviseur 2.....	140
1) Principes généraux.....	140
2) Réseau 1.....	142
a) Configuration.....	142
b) Simulations.....	142
3) Conclusion.....	145
C. Superviseur 3.....	145
1) Principes généraux.....	145
2) Réseau 1.....	146
a) Configuration.....	146

b) Simulations.....	147
3) Conclusion.....	150
III. Conclusion.....	151
Chapitre 8. Emulateur temps réel d'un système de génération à base d'un générateur éolien et d'un stockage inertiel d'énergie.	
I. Introduction.....	152
II. Présentation de la plate- forme d'essais.....	153
A. Emulateur de Turbine Eolienne : ETE.....	153
B. La Machine Synchrone à Aimants Permanents : MSAP.....	154
C. Le Système Inertiel de Stockage d'Energie : SISE.....	154
D. La connexion au réseau : CAR.....	154
III. L'Emulateur Eolien.....	154
A. Modèle.....	154
B. Commande.....	156
C. Résultats expérimentaux.....	156
IV. La Machine Synchrone à Aimants Permanents.....	158
A. Modèle.....	158
B. Commande.....	158
C. Résultats expérimentaux.....	158
V. Le Système Inertiel de Stockage d'Energie.....	160
A. Modèle.....	160
B. Commande.....	160
C. Résultats expérimentaux.....	161
VI. La Connexion Au Réseau : CAR.....	162
A. Implantation.....	162
B. Résultats expérimentaux.....	163
1) Essai en îloté, charge équilibrée.....	163
2) Essai en îloté, charge déséquilibrée.....	166
VII. Conclusion.....	167
Conclusion de la troisième partie.....	168
Conclusion générale et perspectives.....	169

Bibliographie	171
Annexe A : Le Réseau électrique français	185
Annexe B : Données du système de génération	195
Annexe C : Modélisation des convertisseurs	200
Annexe D : La Représentation Energétique Macroscopique (REM)	207
Annexe E : Le Graphe Informationnel Causal (GIC)	209
Annexe F : La logique floue	212
Annexe G : Données de la plateforme expérimentale	215

Avant propos

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP) de Lille dans les locaux de l'école des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI) dans le cadre de mes activités de recherche en tant qu'Enseignant – Chercheur de cet établissement d'enseignement supérieur privé. Il conclut quatre années de recherche au sein de l'équipe Réseaux Electriques et Systèmes Energétiques (RESE) dont il convient de rappeler le contexte.

Les premiers travaux à HEI sur l'éolien débutent avec la société JEUMONT INDUSTRIES dès 1998. La même année, la société NORELEC située à Verquin, devenue entre – temps FORCLUM INGENIERIE, pose le problème de l'augmentation du taux de pénétration des éoliennes à vitesse fixe dans les sites isolés où les générateurs éoliens sont souvent associés à des groupes électrogènes. Pour accroître ce taux de pénétration il a été proposé de lisser la puissance générée par les éoliennes par l'ajout d'un système de stockage à court terme très dynamique et par le développement d'une stratégie de commande de l'ensemble éolienne – système de stockage. Cette problématique déboucha alors sur un projet de recherche, associant Norelec au L2EP, financé par la région Nord – Pas de Calais dont le potentiel éolien est conséquent. Depuis, plusieurs travaux, visant à augmenter le taux de pénétration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques ont été lancés et notamment le développement d'un banc d'essais simulant un système de génération à base d'un générateur éolien associé à du stockage inertiel d'énergie dans le cadre de travaux de recherche réalisés par des étudiants d'HEI (à travers des financements de la part de FORCLUM INGENIERIE qui continuent de nos jours), des enseignants – chercheurs ainsi que des doctorants, permettant d'étudier différentes commandes de ce système et les différentes connexions au réseau (fonctionnement en source de courant à travers un filtre inductif L ou fonctionnement en source de tension à travers un filtre inductif et capacitif LC). Les objectifs de ces derniers sont d'étudier la possibilité, pour des fermes d'éoliennes, de participer aux réglages du réseau comme pourraient le faire les centrales classiques (thermiques classiques et nucléaires ou centrales hydrauliques).

Dans le même temps s'est mis en place dans la région Nord – Pas de Calais, le Centre National de Recherche Technologique (CNRT) en Génie Electrique ayant comme thématique « Les réseaux et les machines électriques du futur ». Dans cette mise en place, le L2EP a pris une place significative dans les collaborations avec deux laboratoires régionaux (LSEE et LME), et plusieurs partenaires industriels : le groupe Suez (Tractebel, Laborelec), EDF, Alstom Transport, Valéo, Hispano Suiza et dernièrement le RTE. Sept projets de recherche ont alors vu le jour : de Futurelec 1 à 7. Ce contexte a amené une restructuration au L2EP par la création de l'équipe RESE en mars 2002 dont l'un des principaux axes de recherche est l'intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques.

- Enfin, le travail de ce mémoire fait suite à deux autres travaux au sein du laboratoire :
- « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes » **[LEC04a]** ;
 - « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens » **[CIM05]**.

Introduction générale

Le travail développé dans ce mémoire concerne la production décentralisée d'électricité à l'aide de l'énergie éolienne et plus particulièrement l'amélioration de l'insertion de ce type de source dans le réseau électrique.

Il y a 2600 ans, l'homme utilisait déjà l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique. Cette application était utilisée pour faire avancer les bateaux, pomper de l'eau ou moulin du grain. La transformation en énergie électrique ne débute qu'au 19^{ème} siècle. Ce n'est véritablement qu'en 1891 que l'on trouve les premiers ancêtres des éoliennes actuelles. Pendant la période 1920 – 1961, des éoliennes de puissance comprise entre 100 kW et 1MW montrèrent leur fiabilité et eurent un certain succès. A la fin de cette période leur développement fut stoppé en raison d'une concurrence déloyale avec les énergies primaires fossiles : le coût du kWh thermique était bien meilleur marché que celui de l'éolien. L'histoire des éoliennes reprend à partir d'octobre 1973, lors du premier choc pétrolier [CUN01]. A la fin des années 1990, la production mondiale d'électricité éolienne n'atteint que 10 TWh. L'essor des éoliennes débute véritablement de nouveau qu'en décembre 1997 lors de la conférence de Kyoto qui débouche sur les accords du même nom : une partie des pays industrialisés s'engage à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2010.

En septembre 2001, dans une directive, l'Europe s'engage à produire 22% de son électricité grâce aux énergies renouvelables d'ici 2010 [DIR01]. Des objectifs à atteindre sont alors fixés pour chacun des états membres. La France, quant à elle, doit produire 21% de son électricité grâce aux énergies renouvelables d'ici 2010. En 2006, la part de production d'électricité en France par Energies renouvelables était d'environ 12% (11% d'hydraulique et 1% autres : éolien, solaire, biomasse, géothermie...). Pour augmenter la part des énergies renouvelables, la France ne pourra plus compter sur l'hydraulique puisque son potentiel est déjà utilisé à plus de 90%. Or, la France possède le deuxième gisement éolien en Europe avec une possibilité de 70 TW onshore et 90 TW offshore. De nos jours, elle ne tire que peu de MW du vent (2000 MW de puissance installée prévue fin 2007). Pour participer à l'objectif de 21%, il faudrait installer en éolien 10 000 MW [EDF00]. Par conséquent, au niveau national, de nombreuses mesures incitatives ont été mises en place :

- L'obligation faite à EDF d'acheter l'électricité produite par les fermes éoliennes [DEC00] [SYS06],

Puissance installée du parc	Inférieure ou égale à 12 MW	Supérieure à 12 MW
Avant le 14/07/05	Bénéficiaire de l'obligation d'achat	Ne bénéficie pas de l'obligation d'achat
Du 14/07/05 au 14/07/07	Bénéficiaire de l'obligation d'achat	Bénéficiaire de l'obligation d'achat uniquement dans les ZDE
Après le 14/07/07	Bénéficiaire de l'obligation d'achat uniquement dans les ZDE	

ZDE : Zone de développement de l'éolien. Territoire défini par les communes ou communautés de communes concernées.

- L'arrêté d'un tarif éolien qui permettra de vendre le kWh à un prix attractif [ARR01a],

Introduction générale

- La libéralisation du marché de l'électricité : EDF n'est plus le seul fournisseur [LOI00].

De plus la France va bénéficier des derniers modèles de turbines éoliennes dont la gamme de puissance s'étend de 750 kW à 4,5 MW.

Mais en Janvier 2004, le constat tombe lors d'une conférence Européenne à Berlin : L'objectif Européen de 22% en 2010 ne pourra être atteint et doit être reporté en 2020. Déclaration confortée quelques semaines plus tard par la France. Les Raisons invoquées en France : retards administratifs, capacité du réseau [SYS04]..... Le 10 janvier 2007, la commission Européenne présente un nouveau plan d'actions pour la réduction des gaz à effets de serre. Néanmoins dans le futur, le réseau Européen est appelé à vivre avec plusieurs milliers de MW d'éolien.

Or la prolifération des centrales éoliennes en Europe dans les prochaines années sur le réseau électrique posera des problèmes. Ils vont concerner la structure de la centrale éolienne (commande, configuration) mais également d'ici quelques années la gestion, voire la structure des réseaux d'énergie. Le problème majeur associé aux centrales éoliennes est qu'elles ne participent, en général, pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, possibilité de fonctionner en îlotage).

Elles posent notamment un certain nombre de problèmes au niveau de leur intégration dans les réseaux :

- production aléatoire et difficilement prévisible,
- absence de réglage fréquence – puissance,
- réglage de tension limité,
- sensibilité aux creux de tension,
- sensibilité importante aux variations de la vitesse du vent.

Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique. Le réglage de la tension et de la fréquence est dès lors reporté sur les alternateurs classiques. Le taux de pénétration de la production décentralisée doit alors être limité (à 20 ou 30% de la puissance consommée d'après certains retours d'expérience) afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables. Augmenter le taux de pénétration de l'éolien sera donc possible si ce type de source :

- participe à la gestion du réseau (services système, dispatchabilité),
- peut fonctionner en îlotage,
- présente une disponibilité accrue malgré l'imprévisibilité de la source primaire d'énergie.

Il est actuellement envisageable d'atteindre ces objectifs :

- en utilisant les possibilités offertes par l'électronique de puissance (éoliennes à vitesse variable),
- en développant de nouvelles stratégies de commande et de supervision,
- en imaginant des structures adaptées de centrales éoliennes,
- en développant le stockage d'énergie à court et à long termes.

Dans ce travail, une solution pour que des systèmes de génération, à base d'éolienne associée à du stockage inertiel d'énergie, puissent participer aux réglages du réseau est présentée. Il comporte trois parties.

Introduction générale

La première partie traite des générateurs éoliens et des réseaux électriques. Elle est divisée en trois chapitres. Le chapitre 1 présente un état de l'art des générateurs éoliens les plus couramment connectés au réseau électrique français. Le chapitre 2 présente le système électrique français et son exploitation. Le chapitre 3 résume les problèmes d'intégration de l'éolien dans les réseaux.

La seconde partie présente le système de génération proposé pouvant participer au réglage de la tension, contribuer au réglage de la fréquence et fonctionner en îlotage. Sa modélisation et sa commande y sont développées. La structure présentée se compose d'un générateur éolien associé à un système de stockage inertiel qui se comporte comme une source de tension à l'aide d'une régulation utilisant des correcteurs résonnants. Cette section est divisée en trois parties. Le chapitre 4 présente le générateur éolien. Le chapitre 5 traite du système de stockage inertiel. Le chapitre 6 développe l'interface de raccordement au réseau du système de génération.

La troisième partie présente des résultats numériques et expérimentaux de la configuration retenue pour le système de génération. Elle est décomposée en deux chapitres. Le chapitre 7 illustre, à l'aide de simulations numériques réalisées à l'aide du logiciel Matlab – Simulink, le comportement du système de génération connecté à différentes topologies de réseau. Différents superviseurs permettant de gérer l'état du stockage inertiel en tenant compte de la puissance débitée par le générateur éolien sont proposés. L'objectif de cette gestion est de disposer d'une réserve d'énergie lors d'une sollicitation du réseau (passage d'un fonctionnement en réseau connecté à un fonctionnement en îloté, participation éventuelle au réglage primaire de fréquence..). Les actions d'un superviseur simplifié, développé dans de précédents travaux [LEC04a], et de superviseurs proposés dans ce travail, utilisant la logique floue, sont illustrées et comparées. Le chapitre 8 présente des résultats expérimentaux de la configuration retenue, obtenus au moyen d'un banc d'essais de 3 kW, qui permettront de valider le fonctionnement du système proposé en fonctionnement îloté sur charge équilibrée et déséquilibrée.

Enfin le mémoire se termine par une conclusion et des perspectives.

Première Partie

Eolien et réseaux électriques

Introduction - L'objectif de cette partie est de présenter les problèmes liés aux raccordements de fermes d'éoliennes aux réseaux électriques. Elle permettra de mieux comprendre l'intérêt pour les fermes éoliennes de participer aux services système ainsi que le choix de la configuration du système de génération qui sera développée dans les prochains chapitres. Nous présenterons tout d'abord dans un premier chapitre les éoliennes les plus souvent raccordées aux réseaux électriques, leur fonctionnement et capacité à participer aux services système. Un type de générateur éolien sera alors retenu pour notre système de génération. Ensuite dans un second chapitre seront présentés l'organisation et le fonctionnement des réseaux électriques. On y développera notamment de quelle façon les gestionnaires assurent la stabilité du réseau. Il nous permettra de définir les services que devra apporter le système qui est à la base de ce mémoire. Enfin, le troisième chapitre finalise cette première partie en traitant de l'impact de l'éolien sur les réseaux. Il nous permettra d'avoir une vision des perturbations dues aux générateurs éoliens dans la gestion des réseaux.

Chapitre 1

Technologies des éoliennes de grande puissance

I. Introduction

Aujourd'hui, on peut recenser deux types d'éoliennes raccordées sur les réseaux électriques : les éoliennes à vitesse fixe constituées d'une machine asynchrone à cage d'écurieul et les éoliennes à vitesse variable constituées d'une machine asynchrone à double alimentation ou d'une machine synchrone à aimants permanents. Ces dernières sont principalement installées afin d'augmenter la puissance extraite du vent ainsi que pour leurs capacités de réglage.

Le principe de fonctionnement de ces éoliennes a été largement présenté ces dernières années dans plusieurs travaux [ACK05] [FRA05a] [HEI06] [LAR05] [LAV04] [LEC01] [MAN05] [MUL04] [PAL05] [POL05] [RAI02] [ROB06] [ROG04] [SAB06a] [TOU00]. Dans ce chapitre, nous rappellerons le principe de fonctionnement et les capacités de réglage des trois technologies d'éoliennes de grande puissance les plus couramment installées.

II. Principe de fonctionnement d'une éolienne

A. Description

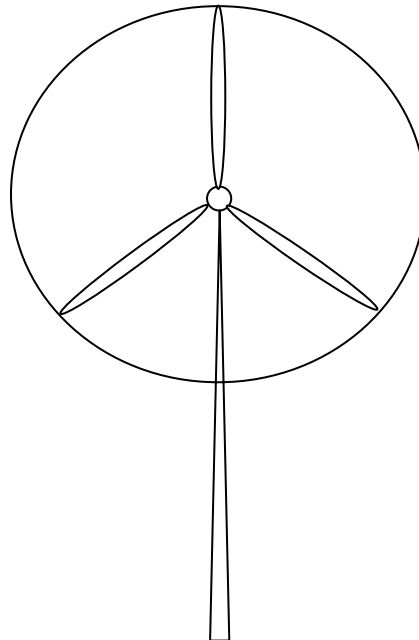


Fig.1.1. Schéma d'une éolienne.

De nos jours les éoliennes les plus couramment utilisées ont un axe horizontal et sont constituées [TOU00] :

- d'un mat ;
- de trois pales ;
- éventuellement, selon le type, d'un réducteur de vitesse ;

- d'une génératrice électrique ;
- d'une interface, génératrice – réseau électrique, qui diffère selon les modèles.

B. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [TOU00]

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin de la transformer en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par un générateur électrique de type synchrone ou asynchrone.

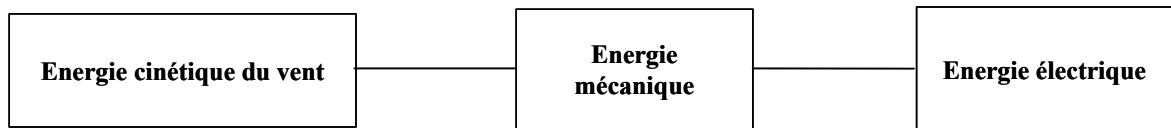


Fig.1.2. Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne.

C. Puissance extraite du vent

La puissance mécanique qui peut être extraite du vent se détermine au moyen de l'expression suivante [COU02] [ROB06] :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3 \quad (1.1)$$

Où ρ est la masse volumique de l'air en kilogrammes par mètre cube ($\text{Kg} \cdot \text{m}^{-3}$), R_t est le rayon de la turbine (ou longueur d'une pale) en mètre (m), v la vitesse du vent en mètre par seconde ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$) et C_p , le coefficient de puissance. Ce coefficient, correspondant au rendement aérodynamique de la turbine, a une évolution non linéaire en fonction du ratio de vitesse, λ :

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (1.2)$$

Où Ω_t est la vitesse mécanique de la turbine en radians par seconde ($\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$).

La caractéristique du coefficient de puissance varie avec l'angle d'orientation des pales (β) et le ratio de vitesse (λ). La relation (1.1) montre qu'une petite variation de la vitesse du vent induit (v) une grande variation de la puissance générée (P_t).

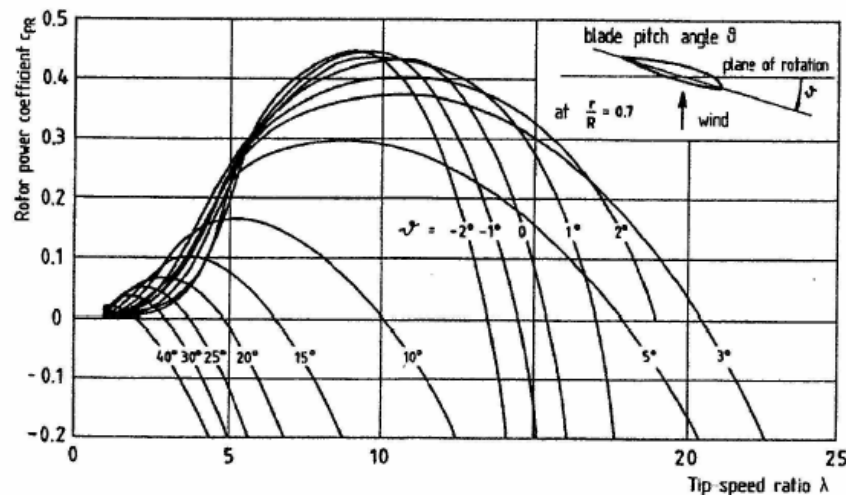


Fig. 1.3. Exemple de variation du coefficient de puissance en fonction de l'angle d'orientation des pales et du ratio de vitesse [HAU00].

On peut remarquer sur la Fig. 1.3 que le coefficient de puissance passe par un maximum pour un angle de calage égale à -2° et une valeur particulière du rapport de vitesse que l'on appelle λ_{opt} . Pour différentes valeurs de l'angle d'orientation des pales, il existe une valeur de λ appelée λ_{opt} pour laquelle on a coefficient de puissance C_p maximale, et par voie de conséquence une puissance captée maximale. Il est alors possible d'élaborer des lois de commande qui permettent de capter la puissance maximale quelque soit la vitesse du vent jusqu'à la puissance nominale de la génératrice où la puissance extraite est limitée à cette valeur [TOU00].

Dans la littérature, des expressions approchées du coefficient de puissance pour les turbines des éoliennes à vitesse fixe (1.3) et à vitesse variable (1.4) sont proposées [SLO03a] :

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6,94 \right) e^{-\frac{16,5}{\lambda_i}} \quad (1.3)$$

avec

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0,002}{\beta^3 + 1}}$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 \cdot \beta - 0,002 \cdot \beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (1.4)$$

avec

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02 \cdot \beta} + \frac{0,003}{\beta^3 + 1}}$$

Cependant, pour la modélisation des turbines éoliennes, il est plus aisé d'utiliser le coefficient de couple C_m afin d'avoir un générateur de couple mécanique et non plus de puissance qui sera couplé à un générateur électrique (utilisation de l'équation mécanique des couples pour la modélisation).

Le couple mécanique produit par la turbine s'exprime de la façon suivante [COU02]:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^3 \cdot v^2 \cdot C_m(\lambda, \beta) \quad (1.5)$$

On appelle coefficient de couple :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (1.6)$$

Son évolution est non linéaire comme illustré à la Fig. 1.4. Il peut être explicité à partir du coefficient de puissance :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_t}{\frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot R_t \cdot v^2} \quad (1.7)$$

S : Surface balayée par les pales [m²].

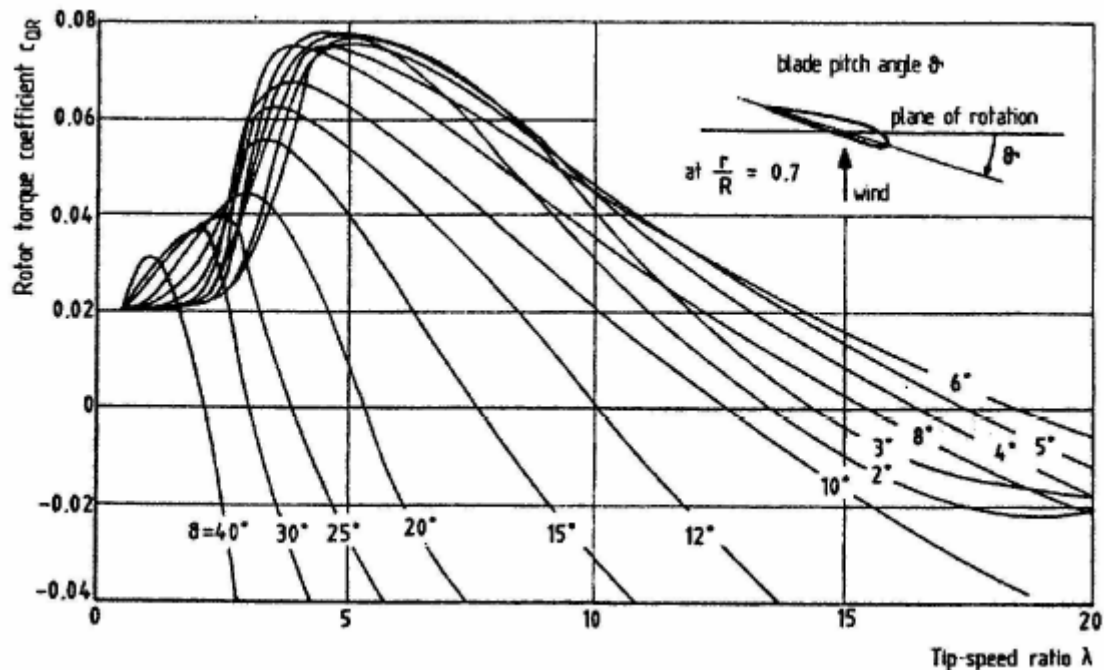


Fig. 1.4. Exemple de variation du coefficient de couple en fonction de l'angle d'orientation des pales et du ratio de vitesse [HAU00].

III. Les Eoliennes à vitesse fixe [LEC04a] [POI03]

Les premières éoliennes de grande puissance mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Fig. 1.5). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). La machine fonctionne alors en hypersynchronisme c'est-à-dire à une vitesse $\Omega_s(1-g)$ avec Ω_s vitesse de synchronisme (souvent $N_s = 1500 \text{ trs.min}^{-1}$) et g le glissement, avec $g < 0$ pour un fonctionnement en génératrice avec une convention moteur ($|g| \leq 1 \%$). La rotation des pales par des actionneurs, hydrauliques ou électriques, permet l'augmentation de l'angle de calage β . La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice. Lors de fort vent, cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta=90^\circ$).

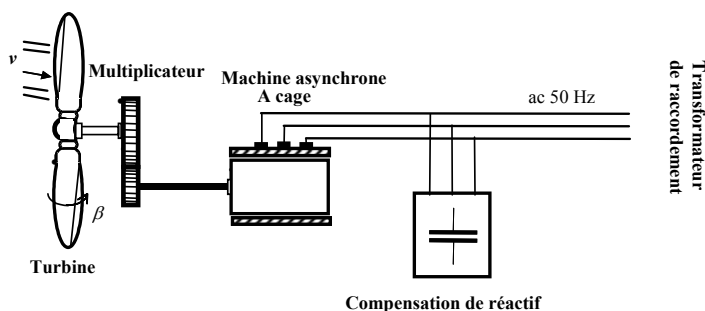


Fig. 1.5. Eolienne à vitesse fixe.

La caractéristique de réglage théorique puissance-vitesse du vent est représentée en trait continu à la Fig. 1.6, pour une éolienne de 300 kW. La dynamique relativement lente du pitch control (plusieurs dizaines de seconde) et les variations rapides de la vitesse du vent amènent ce type d'éolienne à suivre approximativement la caractéristique de réglage, comme illustré par les points reportés sur la Fig. 1.6, mesurés sur une éolienne réelle (de l'ancien site éolien de Dunkerque). La Fig.1.7 montre un enregistrement de la puissance générée par cette

éolienne soumise à un vent moyen de 12 m/s. Cet enregistrement, qui illustre le caractère très fluctuant de la puissance générée par ce type d'éolienne, montre que cette puissance peut subir des variations de plus de 100 kW en 3 secondes et que la puissance nominale peut être dépassée de plus de 10 %. Ce type d'éolienne n'offre donc quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée, d'autant plus que la connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

Certaines éoliennes de ce type sont équipées d'un système à décrochage aérodynamique des pales (stall control). L'augmentation de la vitesse du vent s'accompagne automatiquement d'une diminution de l'angle de calage afin de permettre le décrochage aérodynamique de la turbine aux vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale appelée « Passive Stall ». La puissance captée est alors réduite. La structure du rotor de la turbine est ainsi plus simple, mais les possibilités de réglage de la puissance sont encore plus limitées. Une solution intermédiaire appelée « active stall » a également été développée. Elle garde les avantages du système « stall » (décrochage aérodynamique des pales) tout en intégrant un système d'orientation des pales simplifié. Les possibilités de réglages de la puissance générée par ce type d'éolienne restent toutefois marginales [ROB06].

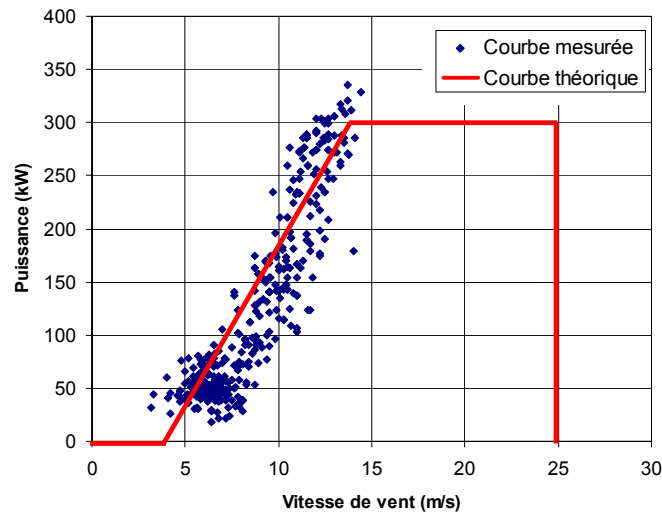


Fig. 1.6. Caractéristique de réglage d'une éolienne à vitesse fixe de 300 kW.

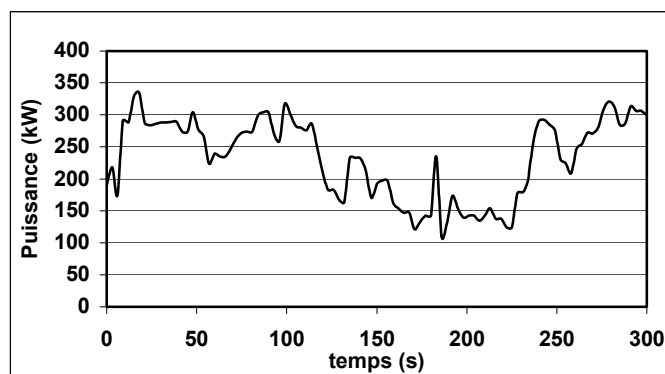


Fig. 1.7. Exemple de puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300kW.

IV. Les Eoliennes à vitesse variable

A. Type Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [CAM03] [ELA04] [ELM06] [IOA05]

Sur la caractéristique en puissance d'une turbine (Fig. 1.8), le lieu du point représentant le maximum de la puissance convertie (représenté par la courbe en pointillés) peut être obtenu et parcouru en adaptant la vitesse de la turbine (courbe épaisse). Ainsi, afin de maximiser la puissance convertie, la vitesse de la turbine doit donc être adaptée par rapport à la vitesse du vent. C'est pourquoi les éoliennes de forte puissance raccordées aux réseaux moyenne et haute tension fonctionnent de plus en plus fréquemment à vitesse variable. Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés aux générateurs à vitesse fixe sont les suivants :

- Elles augmentent la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance est converti. Indirectement la disponibilité et la puissance générée du système sont augmentées.
- Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe.
- Elles réduisent les efforts mécaniques de par le fait que lors de variations du vent, la vitesse de la turbine est adaptée. L' "élasticité" ainsi créée permet d'amoindrir l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée pour ce domaine de fonctionnement.
- Elles réduisent le bruit lors des fonctionnements à faible puissance car la vitesse est alors lente.
- Elles permettent une meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

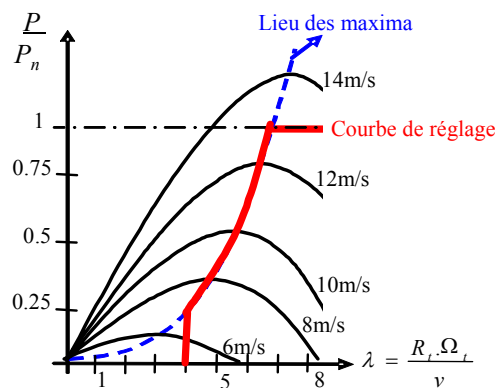


Fig. 1.8. Exemple de caractéristique de réglage de la vitesse.

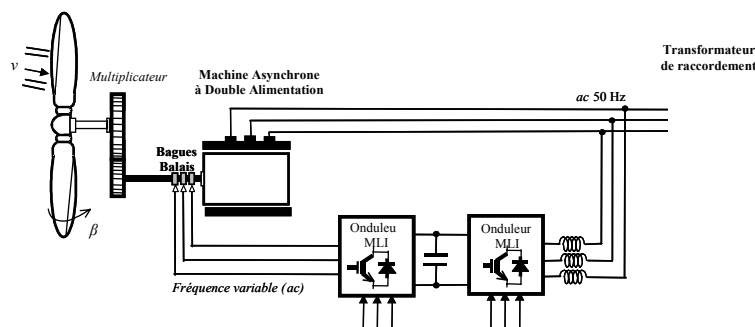


Fig. 1.9. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation.

Pour les générateurs à base de machine asynchrone, la différence entre la vitesse mécanique, Ω , et la vitesse dite synchrone (imposée par la fréquence du réseau), Ω_s , est définie par le glissement :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (1.8)$$

Le glissement est fonction de la résistance que présente le circuit rotorique. Ainsi, pour les machines à circuit rotorique bobiné, une façon de rendre variable la vitesse mécanique de ce générateur est de rendre variable le glissement en modifiant la résistance du circuit rotorique. Plutôt que de dissiper cette puissance, il est beaucoup plus intéressant de la renvoyer sur le réseau au moyen de deux convertisseurs d'électroniques de puissance reliés par un bus continu (Fig. 1.9). Le circuit rotorique est rendu accessible grâce à un système de balais-bagues. En conséquence, la puissance transitant à travers le circuit rotorique est rendue variable et deux fonctionnements peuvent être distingués. Si la vitesse mécanique est supérieure à la vitesse synchrone ($g < 0$, $\Omega > \Omega_s$), un fonctionnement hypersynchrone est obtenu pour lequel la puissance est extraite du circuit rotorique et est envoyée sur le réseau à travers les convertisseurs de puissance. Sinon ($g > 0$, $\Omega < \Omega_s$), un fonctionnement hyposynchrone est obtenu et la puissance circule alors du réseau vers le circuit rotorique. Seule une variation de la vitesse de +/-30 % (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme est acceptable; ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ($|g.P|$). Comme seule une fraction de la puissance est rendue variable, la chaîne de conversion électronique est dimensionnée pour une moindre puissance et présente donc un coût réduit.

Le facteur de puissance peut être réglé car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à celui d'un alternateur synchrone. En effet, la puissance active et la puissance réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté sur le circuit électrique du rotor.

La Fig. 1.10 montre les zones de fonctionnement caractéristiques mesurées sur une éolienne de 1,5 MW :

- La zone 2 est la zone pour laquelle une extraction maximale de la puissance est réalisée en adaptant la vitesse de la génératrice. La vitesse mécanique est très variable et correspond à une grande plage de variation de la puissance électrique produite. L'angle de calage des pales est maintenu constant, et seul le contrôle du couple électromagnétique de la génératrice est mis en œuvre dans cette zone.
- La zone 3 correspond à une vitesse mécanique quasiment constante de la génératrice. Dans cette zone la puissance générée est proportionnelle au couple (d'origine éolien) appliqué. La vitesse moyenne de la turbine est réglée par action sur l'orientation des pales, la puissance débitée au réseau est « lissée » impliquant un stockage inertiel dans les masses en rotation.
- Pour la zone 4, la puissance est limitée à sa valeur maximale (1550 kW) grâce au système d'orientation des pales.

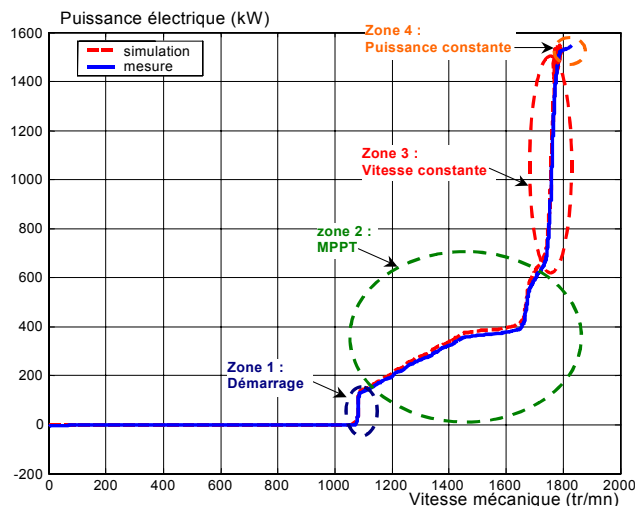


Fig. 1.10. Zones de fonctionnement caractéristiques d'une éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation.

Le contrôle de la puissance générée peut donc être réalisé en agissant sur l'orientation des pales, mais aussi en contrôlant le couple de la génératrice asynchrone au moyen du convertisseur de puissance connecté au rotor de celui-ci. Le contrôle de la puissance générée est dès lors nettement plus précis comme illustré sur la caractéristique puissance-vitesse du vent mesurée à la Fig. 1.11, à comparer aux mesures réalisées sur une éolienne à vitesse fixe (Fig. 1.6). La Fig. 1.12 représente la puissance générée par l'éolienne sur un intervalle de 10h alors qu'elle est soumise à un vent variant entre 2 et 16 m/s. On peut remarquer que la puissance maximale n'est pas dépassée.

Il existe également une technologie d'éolienne basée sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné dans laquelle les bobinages rotoriques sont reliés à une résistance de dissipation via un redresseur à thyristor. Cette structure simplifiée permet un réglage limité de la vitesse, offre peu de possibilité de réglage de la puissance générée et présente un rendement moindre sur la plage de fonctionnement [ACK05] [LAV04].

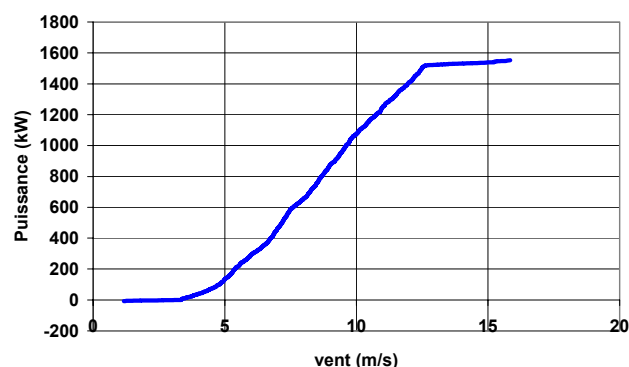


Fig. 1.11. Puissance totale générée mesurée sur une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW en fonction de la vitesse du vent.

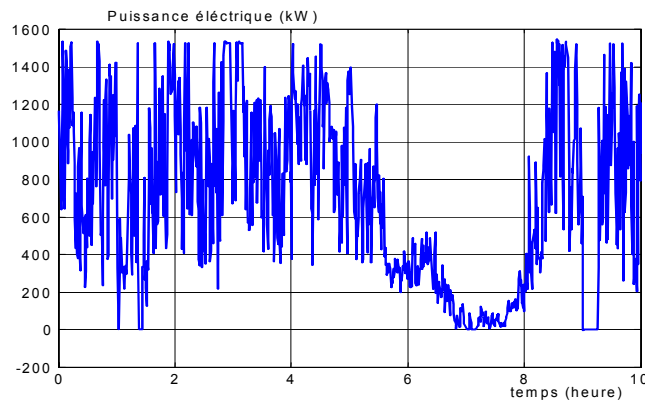


Fig. 1.12. Enregistrement de la puissance électrique générée par une éolienne à vitesse variable de 1,5 MW.

B. Type Machine Synchronique à Aimants Permanents (MSAP) [ELM06] [LEC04a]

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure, représentée à la Fig. 1.13, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau de convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent. La courbe de réglage de ce type d'éolienne est généralement proche de celle présentée à la Fig. 1.11. De plus ce type de configuration permet d'assurer un découplage entre le comportement du générateur éolien (turbine + machine synchrone) et le comportement du réseau.

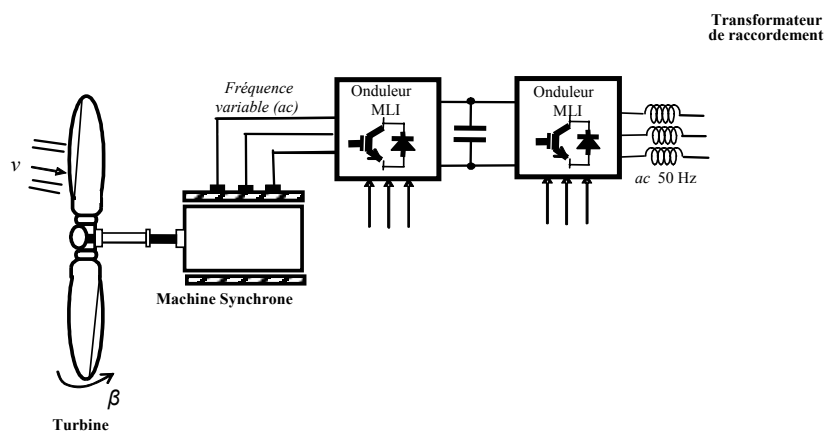


Fig. 1.13. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles.

V. Synthèse des différentes éoliennes [LAV04] [POL05] [SAB06a]

Les tableaux 1.1 et 1.2 rappellent les différentes caractéristiques des différentes éoliennes.

Type d'éolienne	Avantages	Inconvénients
MAS Vitesse Fixe	<ul style="list-style-type: none"> . Machine robuste . Faible coût . Pas d'électronique de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> . Puissance extraite non optimisée . Maintenance boîte de vitesse . Pas de contrôle de l'énergie réactive . Magnétisation de la machine imposée par le réseau
MADA Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> . Fonctionnement à vitesse variable . Puissance extraite optimisée . Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale . Machine standard . Connexion de la machine plus facile à gérer . Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> . Maintenance boîte de vitesse . Prix de l'électronique de puissance. . Contrôle – commande complexe . Contact glissant bagues - balais
MSAP Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> . Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse . Puissance extraite optimisée pour les vents faibles. . Connexion de la machine facile à gérer . Possibilité d'absence de boîte de vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> . Prix de l'électronique de puissance . Machine spécifique . Grand diamètre de machine . Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice

Tableau 1.1 – Avantages et inconvénients des différentes éoliennes.

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS Vitesse Fixe	<ul style="list-style-type: none"> . (Facultatif) . Gradateur . Bancs de condensateurs 	<ul style="list-style-type: none"> . Pitch control 	<ul style="list-style-type: none"> . Contrôle P . Contrôle Q . si . Condensateur 	NON
MADA Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> . Convertisseur électronique AC / AC au rotor (AC/DC puis DC/AC) 	<ul style="list-style-type: none"> . Pitch control . Couple génératrice 	<ul style="list-style-type: none"> . Contrôle de P . Contrôle de Q 	Participation limitée au : <ul style="list-style-type: none"> . Réglage de la fréquence . Réglage de la tension tant qu'il y a du vent
MSAP Vitesse Variable	<ul style="list-style-type: none"> . Convertisseur électronique AC/AC au stator (AC/DC puis DC/AC) 	<ul style="list-style-type: none"> . Pitch control (ou stall) . Couple génératrice 	<ul style="list-style-type: none"> . Contrôle de P . Contrôle de Q . Fonctionnement en isolé 	<ul style="list-style-type: none"> . Réglage de la fréquence . Réglage de la tension . Ilotage tant qu'il y a du vent.

Tableau 1.2 – Capacités de réglage des différentes éoliennes.

VI. Conclusion

Dans ce chapitre, il a été présenté une synthèse des différents types d'éoliennes de grande puissance raccordées au réseau ainsi que leurs capacités de réglage. Les éoliennes à vitesse fixe permettent peu de réglage et fonctionnent comme des générateurs passifs. Les éoliennes à vitesse variable offrent plus de possibilités de réglage, mais ont un coût plus élevé. L'éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents offre des capacités qui pourraient lui permettre de participer aux réglages du réseau dans certaines conditions de vent ; Ces capacités étant accrues en l'associant à des systèmes de stockage d'énergie (supercondensateurs, stockage inertiel, système multi – sources..). Ce type d'éolienne est à la base de ce travail et sera introduit dans la seconde partie. Dans le prochain chapitre sera décrit le système électrique français et son exploitation. Nous verrons pourquoi il est essentiel que des installations de production puissent participer aux réglages du réseau.

Chapitre 2

Le système électrique

I. Introduction

Pour bien estimer les enjeux liés à l'insertion des générateurs éoliens dans les réseaux, il est important de comprendre les contraintes de fonctionnement de ces derniers. Ce travail s'intéressant aux fermes d'éoliennes de plusieurs MW et à leur participation aux services système, seront seulement développés, dans ce chapitre, les règles de fonctionnement et le réglage du système électrique.

En France, de la production à la consommation, le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension (Fig. 2.1). En sortie des centrales de production (centrales thermiques classiques, nucléaires et hydrauliques) on trouve généralement une tension qui se situe autour de 20 kV. Dès la sortie ce niveau est augmenté à 400 kV à l'aide d'un transformateur élévateur. La raison de cette amplification réside dans le fait que pour transiter une puissance donnée, si l'on élève le niveau de tension, le courant en ligne est diminué. Cette conséquence a pour effet de diminuer les pertes par effet Joule dans les lignes électriques mais également de minimiser la taille des ouvrages (section des lignes, supports...). Ensuite lorsque l'on se rapproche des lieux de consommation la tension est abaissée à l'aide de transformateurs à des niveaux de 225 kV puis 63 ou 90 kV. Cette partie du réseau électrique constitue le réseau de transport dont les tensions font partie du domaine HTB ($U_n > 50$ kV) (**Cf. Annexe A**). Quelques clients y sont raccordés ($P > 10$ MW). Les réseaux de transport de chaque région sont interconnectés formant ainsi le réseau d'interconnexion nationale (géré par le RTE : Réseau de Transport de l'Electricité [**RTE00**] qui est lui – même interconnecté au réseau électrique Européen (géré par l'UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité [**UCT00**]). C'est au niveau du réseau d'interconnexion que sont gérés les flux d'Energie.

Ensuite, au stade suivant de l'acheminement de l'électricité, on trouve le réseau de distribution publique (géré par EDF : Electricité De France [**EDF00**]) qui est composé du réseau électrique HTA ($1000 \text{ V} < U_n \leq 50$ kV) et du réseau électrique BTA ($50 \text{ V} < U \leq 500$ V) (**Cf. Annexe A**). Le réseau HTA, qui est à un niveau de tension de 20 kV, alimente des postes privés dans une gamme de puissance de 250 kW à 10 MW et des postes de distribution publique dans une gamme 160 kVA à 1 MVA. Le réseau BTA, qui est à un niveau de tension de 400 V, est l'étape finale de l'acheminement de l'électricité. Il alimente les consommateurs de faibles puissances (< 250 kW).

II. Le réseau de transport public français

Le réseau de transport de l'électricité est organisé en deux niveaux [**RTE00**]:

- Le réseau grand transport : transport de l'électricité sur de longues distances à l'échelle nationale ou européenne sous une tension de 400 kV (Fig. 2.2). Ses principales fonctions sont d'assurer :

- . L'équilibre entre la production et la consommation à l'échelle du territoire national et de compenser les déséquilibres intra, interrégionaux et internationaux ;
- . Le secours mutuel entre pays interconnectés dès que l'un d'eux enregistre un déficit de production ou une consommation accrue, afin de limiter les risques de panne électrique généralisée ;

. Les échanges d'énergie sur l'ensemble du territoire français et avec les pays voisins dans le cadre du marché européen de l'électricité.

- Le réseau de répartition : transport à l'échelle régionale ou locale sous des tensions de 225 kV (Fig. 2.2), 90 kV ou 63 kV pour les alimentations de postes sources ou des industriels.

Le réseau de transport est fortement maillé. Il est principalement constitué de lignes aériennes et de postes HTB qui permettent d'abaisser la tension à des niveaux inférieurs. On peut trouver quelques fois des câbles souterrains, des compensateurs statiques (compensation d'énergie réactive) ou des transformateurs déphaseurs (pour permettre de gérer le sens de la puissance active).

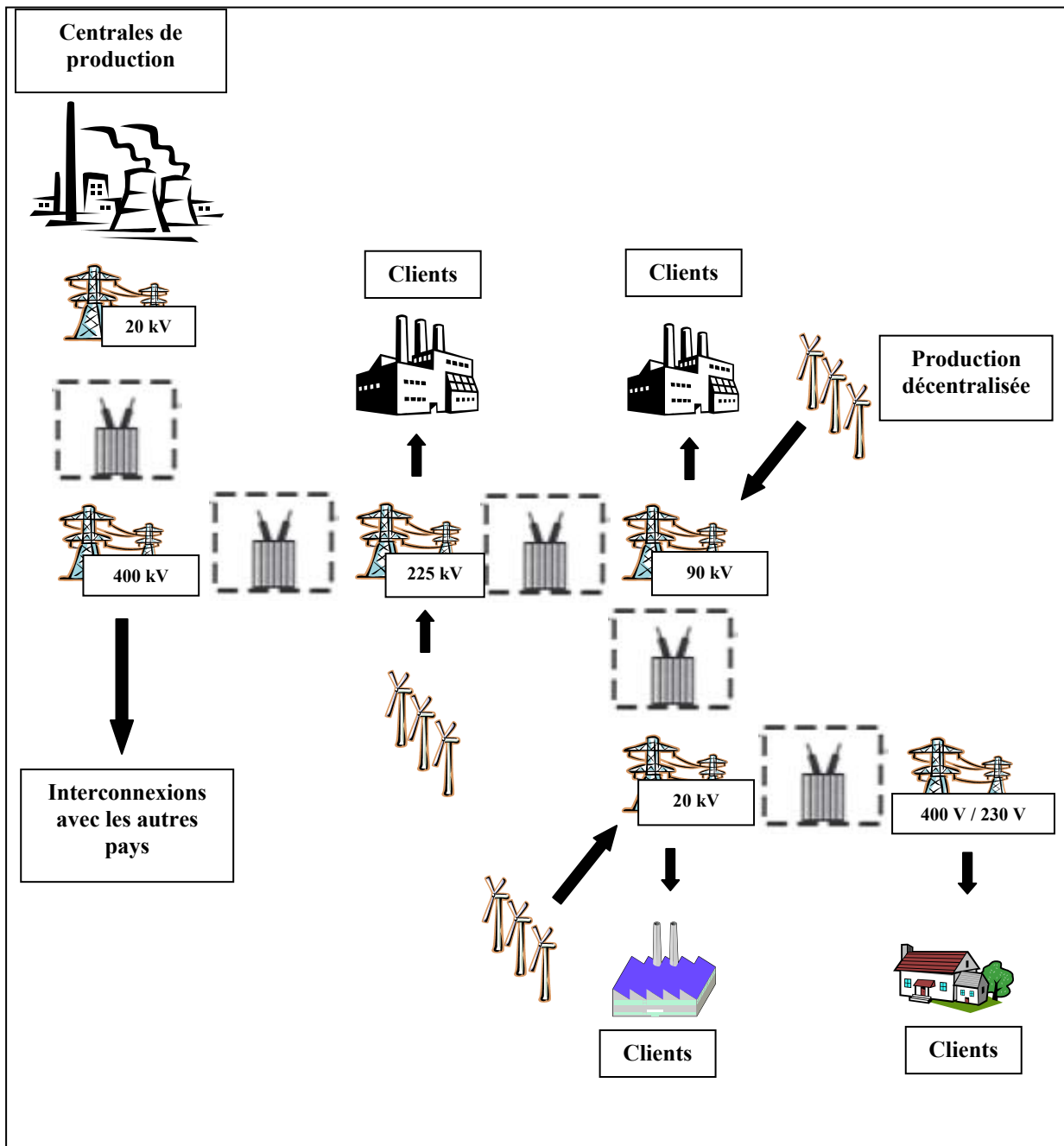


Fig. 2.1. Organisation du réseau électrique français.



Fig. 2.2. Les réseaux 400 kV et 225 kV [RTE00].

III. Description du système [MEM04] [RTE00]

Le système électrique regroupe l'ensemble des matériels d'un réseau électrique depuis les appareils de production jusqu'aux consommateurs (Fig. 2.3).

Il est exploité par Réseau de Transport d'Electricité (RTE), filiale du groupe Electricité De France (EDF), qui est le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) français. Cette entité a différentes missions [LOI00]. Les principales sont :

- Garantir la sûreté de fonctionnement c'est-à-dire assurer le fonctionnement normal du système, limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents ainsi que leurs conséquences ;
- Favoriser la performance économique et l'ouverture du marché électrique ;
- Satisfaire les engagements contractuels.

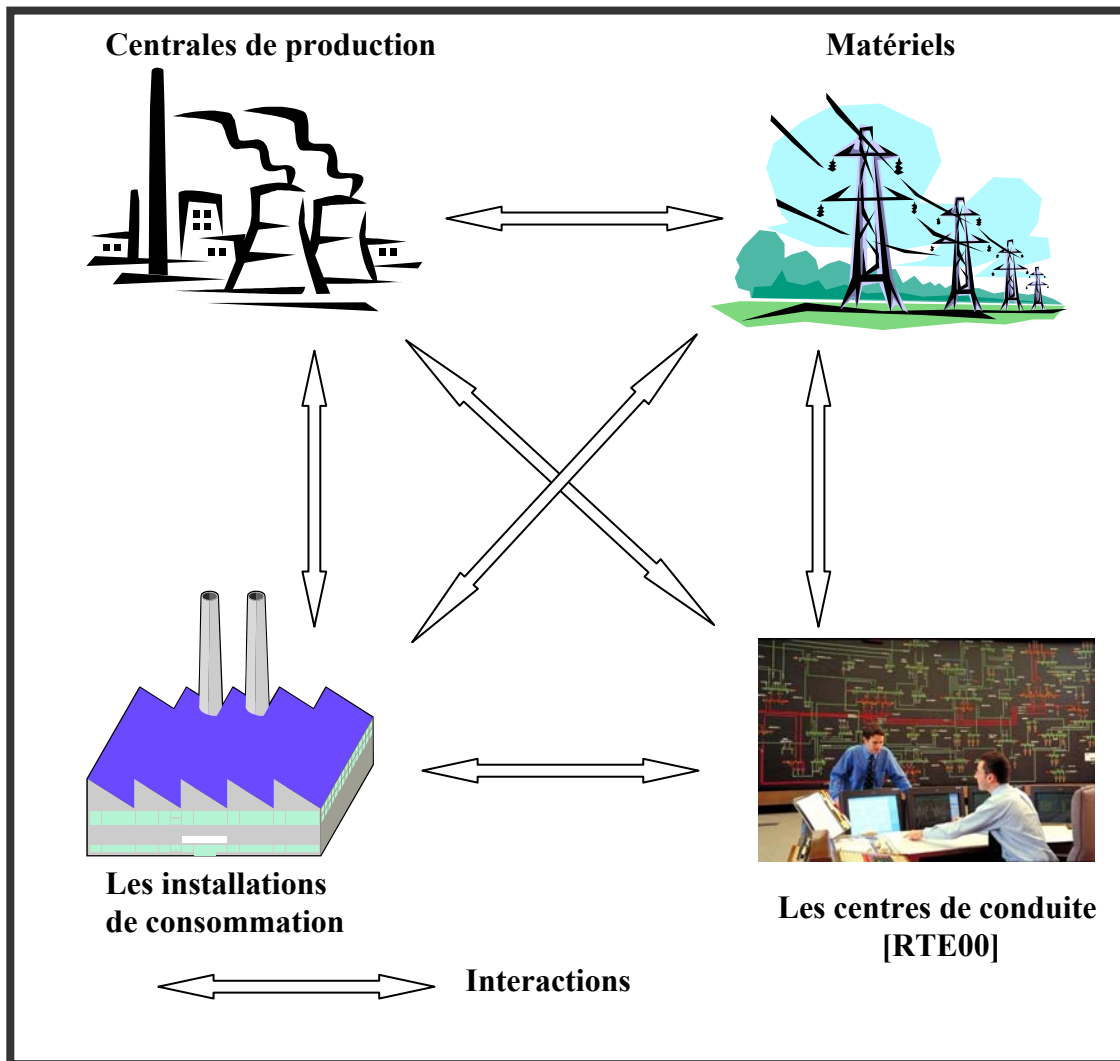


Fig. 2.3. Le système électrique.

IV. Exploitation du système

A. Principes de la conduite du système [PUR91]

1) Organisation

La taille et la complexité du système électrique justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande qui implique quatre niveaux de conduite de RTE (Fig. 2.4).

Des interlocuteurs extérieurs à RTE, utilisateurs du réseau de transport, communiquent avec le dispatching afin de faire remonter des informations ou de réaliser des actions permettant d'aider à l'exploitation du réseau : les consommateurs, les producteurs, les distributeurs et le dispatching des GRT des pays frontaliers. Les installations des utilisateurs du Réseau de Transport : producteurs (EDF, CNR, SNET, ...), consommateurs (SNCF, RATP, industriels, ...), distributeurs (EDF, ELD) communiquent avec les centres de conduite de RTE soit directement au niveau du site soit via des points de commande centralisée.

Par ailleurs, la nécessaire coordination entre les GRT européens pour gérer les flux d'énergie sur les lignes transfrontalières conduit au renforcement des communications en

temps réel entre les dispatchings et à l'échange de téléinformations concernant les ouvrages de chaque pays impacté par les évolutions des flux sur les interconnexions.

L'objectif de cette organisation est de surveiller le fonctionnement du système afin d'annuler ou de limiter une dégradation majeure de celui – ci.

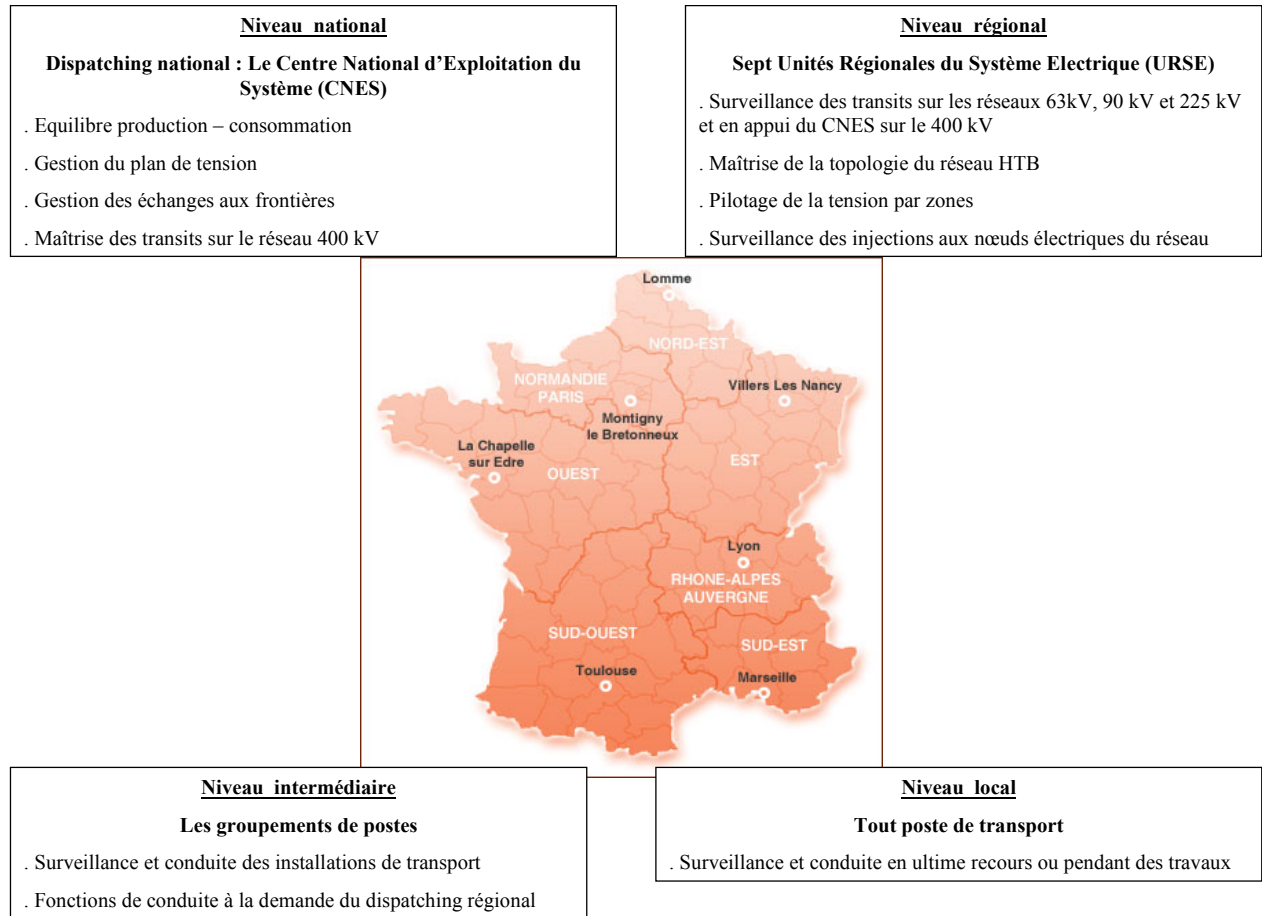


Fig. 2.4. Organisation de la conduite du système [RTE00].

2) Les causes de dégradation du système [BOR00] [CLE00] [MEM04] [VAN07]

Ils existent plusieurs facteurs à l'origine du fonctionnement du système en régime dégradé :

- Les écarts de consommation par rapport à la prévision de la veille en raison par exemple d'un phénomène météorologique non prévu (en hiver une chute de 1°C entraîne une hausse de la consommation de 1600 MW, en été une hausse de température de 1°C au dessus de 25°C peut entraîner une augmentation de consommation de 600 MW) ;
- Les phénomènes météorologiques : Foudre, tempête, givre qui peuvent endommager les matériels ou perturber leur fonctionnement ;
- Les pannes et agressions extérieures : défaillances imprévisibles d'un équipement ou matériel endommagé par une action extérieure (pelleteuse, chute d'aéronef..) ;
- Les dysfonctionnements liés au facteur humain : par exemple une erreur de conduite du réseau (ouverture commandée d'appareils de coupure...).

Ces facteurs peuvent être à l'origine des événements suivants [MEM04]:

. Les surcharges en cascade

Une ligne aérienne est conçue pour fonctionner en régime normal avec des intensités bien plus faibles que les intensités maximales admissibles thermiquement ou géométriquement par les conducteurs et ceci pour contenir les pertes par effet Joule à un niveau économiquement acceptable. Cet échauffement est donc en régime normal au plus de l'ordre de quelques dizaines de degrés. Le courant de transit dans les ouvrages a été fixé à un seuil limite appelé IMAP : Intensité Maximale Admissible en Permanence. Le transit de courant supérieur à l'IMAP de longue durée dans les conducteurs occasionne des échauffements, pouvant porter préjudice à leur durée de vie, mais également des allongements réduisant les distances d'isolement et occasionnant alors des risques pour les personnes et les biens (risques d'amorçages) (Fig. 2.5) [ARR01b]. Pour éviter de telle situation des protections dites de surcharge sont utilisées sur le réseau de transport Français. Avec ce type de protection l'ouvrage concerné ne déclenche pas instantanément. Il sera en fait déconnecté après un temps donné qui est dépendant du niveau de surintensité (de 20 minutes à quelques secondes). Dans une situation où le dispatcher (agent qui « conduit » le réseau) n'a pu trouver une parade pour diminuer la charge d'un ouvrage au bout de cette durée, celui – ci va déclencher et sa charge va se répercuter sur d'autres ouvrages (Fig. 2.6) qui pourront alors se retrouver en surcharge avec des temps impartis au niveau du déclenchement plus faible. La situation peut alors se dégrader en d'autres déclenchements, de nouveaux reports de charge, de nouveaux ouvrages en surcharge : C'est le phénomène de surcharge en cascade. Un tel cas peut arriver lors de déclenchement brutal de ligne de transport, de groupe de production ou une évolution de consommation qui entraîne une charge trop élevée au niveau des lignes.

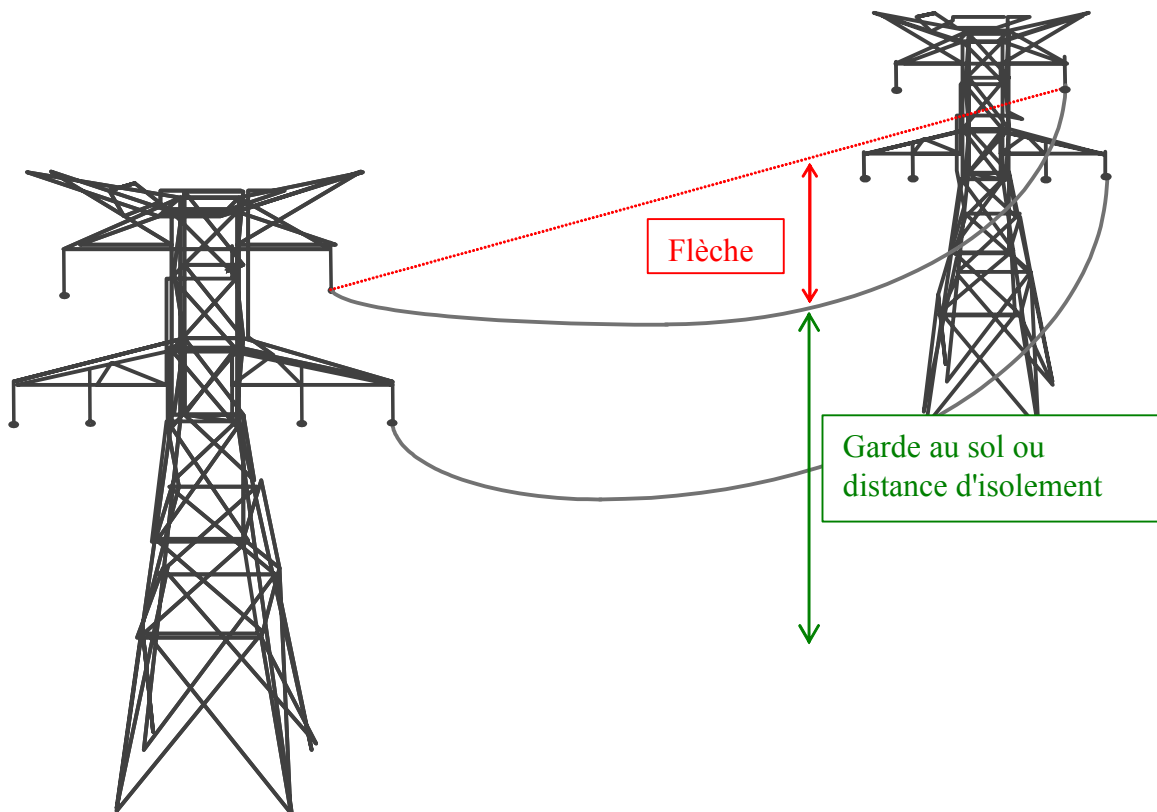


Fig. 2.5. Distance d'isolement.

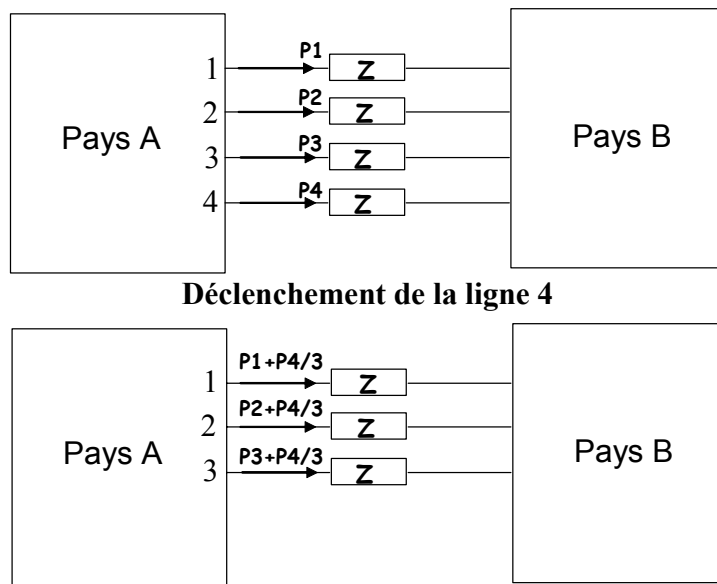


Fig. 2.6. Répartition des puissances lors de la perte d'un ouvrage.

. L'écroulement de tension

Les conducteurs utilisés pour le transport d'énergie peuvent être modélisés de la façon la plus simple par une résistance en série avec une inductance (Fig. 2.7) :

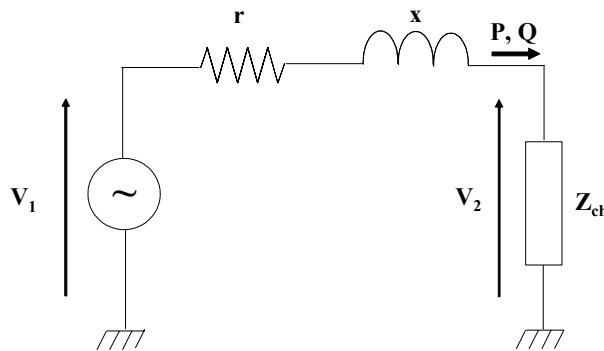


Fig. 2.7. Schéma équivalent simplifié d'une ligne.

La circulation d'un courant dans ce conducteur va créer une chute de tension ΔV . Cette chute de tension peut être exprimée en fonction des puissances active et réactive qui transitent dans le conducteur soit :

$$\Delta V \approx \frac{rP + xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (2.1)$$

On peut donc constater que la tension est dépendante des fluctuations de puissances et des valeurs d'impédances mises en jeu en fonction de l'endroit où l'on se trouve sur le réseau. La tension est donc une grandeur locale car elle diffère en tout point du réseau. Cette grandeur est donc réglée localement, souvent par zone sur le réseau, en produisant (groupes de production, condensateurs, FACTS) ou en absorbant l'énergie réactive (inductances, FACTS) :

Sur le réseau de transport $x \gg r$, alors :

$$\Delta V \approx \frac{xQ}{V_2} = V_1 - V_2 \quad (2.2)$$

Par conséquent pour avoir un réglage optimal de la tension, il est nécessaire de produire suffisamment d'énergie réactive dans chacune des zones de réglage. Un déficit d'énergie dans une zone conduirait à une circulation d'énergie réactive avec les zones voisines et à créer des chutes de tensions supplémentaires. Dans le cas où les zones voisines ne peuvent fournir ce surplus de puissance, la demande va s'étendre à d'autres zones, induisant ainsi d'autres chutes de tensions supplémentaires et se propager sur l'ensemble du territoire (Fig. 2.8).

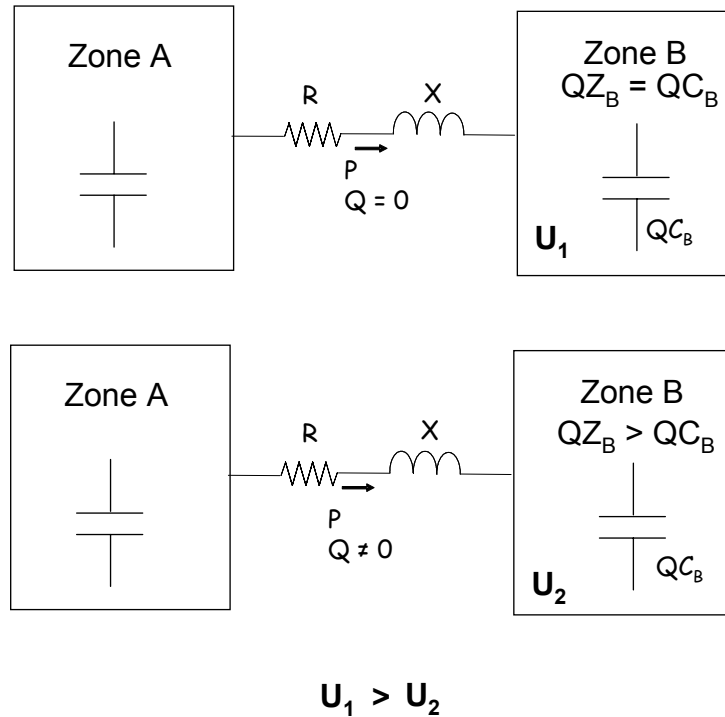


Fig. 2.8. Circulation de l'énergie réactive entre zones.

QZ_B : Puissance réactive consommée dans la zone B ;
 QC_B : Puissance réactive produite dans la zone B ;

Ce phénomène peut être accentué par les régulateurs en charge automatique des transformateurs qui modifient les prises de ces derniers pour garder la tension dans une plage contractuelle. Cela a pour effet de diminuer l'impédance vue du réseau amont et donc d'augmenter le courant absorbé sur le réseau et de créer une augmentation de la chute de tension (Fig. 2.9) (2.3).

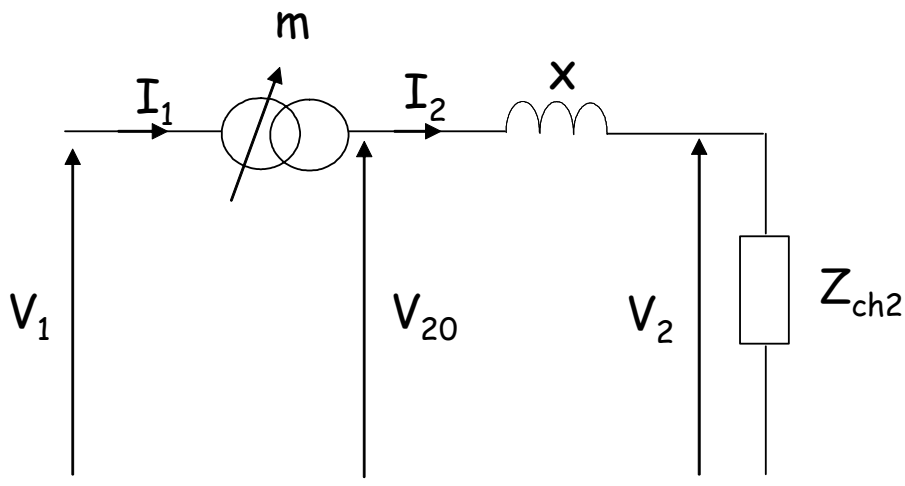


Fig. 2.9. Principe du régulateur en charge.

Pour simplifier, si l'on considère $x = 0$, alors :

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_{ch2}} m^2 = \frac{V_1}{Z_{ch2}} \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \quad (2.3)$$

Si la tension V_1 chute alors pour garder la tension V_2 constante, il faut modifier le rapport de transformation $m = \frac{n_2}{n_1}$. Comme $V_2 = mV_1$, il faut augmenter m et donc diminuer le nombre de spires primaires n_1 . Si m augmente alors I_1 augmente.

Lorsque la tension atteint une valeur inférieure à une tension appelée « tension critique » (V_c) (Fig. 2.10), des problèmes de limite de puissance transmissible peuvent conduire à l'écroulement de tension causé par les régleurs en charge qui doivent alors être bloqués à une valeur limite ou revenir à une prise adéquate.

Tension aux bornes de la charge

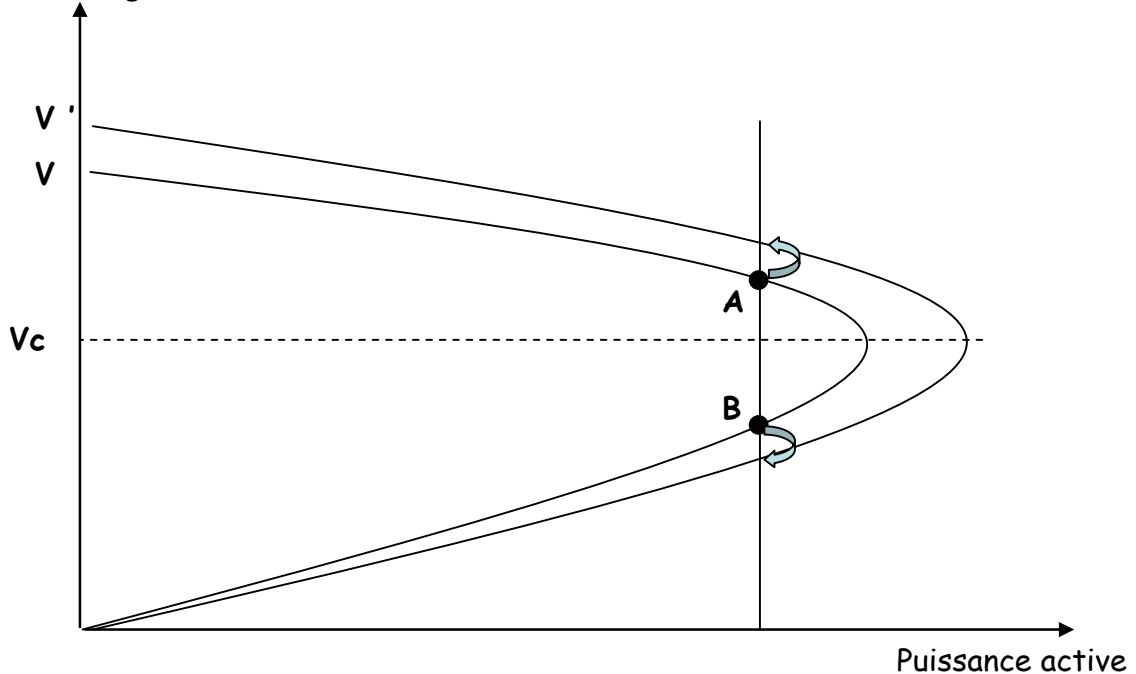


Fig. 2.10. Puissance transmissible par une ligne.

Pour la Fig. 2.10, si le changement de prise augmente la tension à la valeur V' (en sortie du transformateur) :

- pour le point A : la tension aux bornes de la charge augmente ;
- pour le point B : la tension aux bornes de la charge diminue à chaque changement de prise, c'est l'écroulement de tension (Fig. 2.11).

Le maintien de la tension dans une plage donnée est donc primordial sur le réseau de transport pour trois raisons :

- Pour respecter les valeurs contractuelles définies par les arrêtés pour le bon fonctionnement des installations des producteurs, des réseaux de distribution et les appareillages des consommateurs ;

- Pour la sécurité du système :
 - . Une tension haute permet de réduire les courants en ligne et donc les pertes ;
 - . Pour prévenir un effondrement de tension.
- Pour éviter la détérioration (disjoncteurs, lignes, sectionneurs..) et la perturbation des éléments du réseau (protections, régulateurs en charge..).

Évolution de la tension sur le réseau 400 kV de l'ouest de la France lors de l'incident du 12 janvier 1987

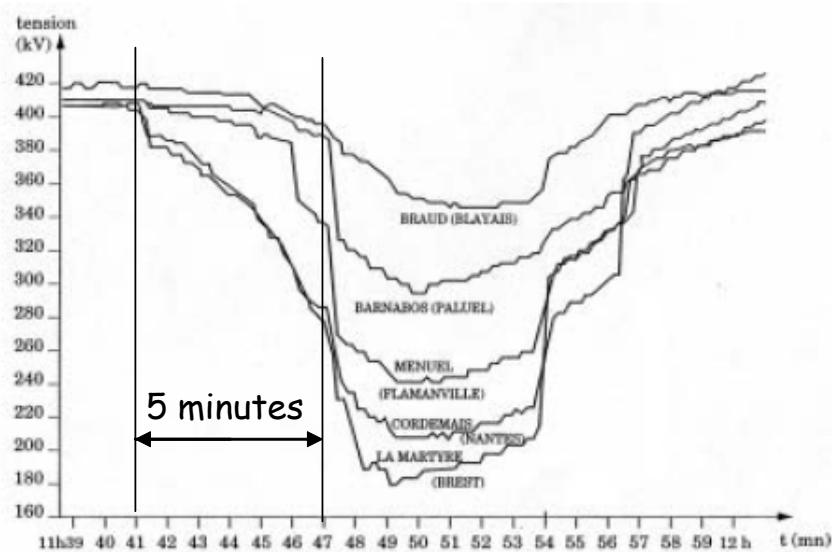


Fig. 2.11. Exemple d'effondrement de tension [MEM04].

. L'effondrement de fréquence

Le maintien de la fréquence dans une plage donnée ($50 \text{ Hz} \pm 0.5 \text{ Hz}$) est nécessaire pour le bon fonctionnement des appareils chez les consommateurs mais également pour les matériels permettant d'assurer l'exploitation du réseau de transport. Pour maintenir la fréquence à une valeur donnée sur un réseau il faut assurer l'équilibre entre la puissance produite et la puissance consommée. Au niveau mécanique cela se traduit par une égalité entre les couples moteurs des turbines et les couples résistants des alternateurs.

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = C_M - C_R \quad (2.4)$$

J : inertie de l'arbre de la turbine [kg.m^2] ;
 Ω_t : Vitesse angulaire de la turbine [rad.s^{-1}] ;
 C_M : Couple moteur [Nm] ;
 C_R : Couple résistant [Nm] ;

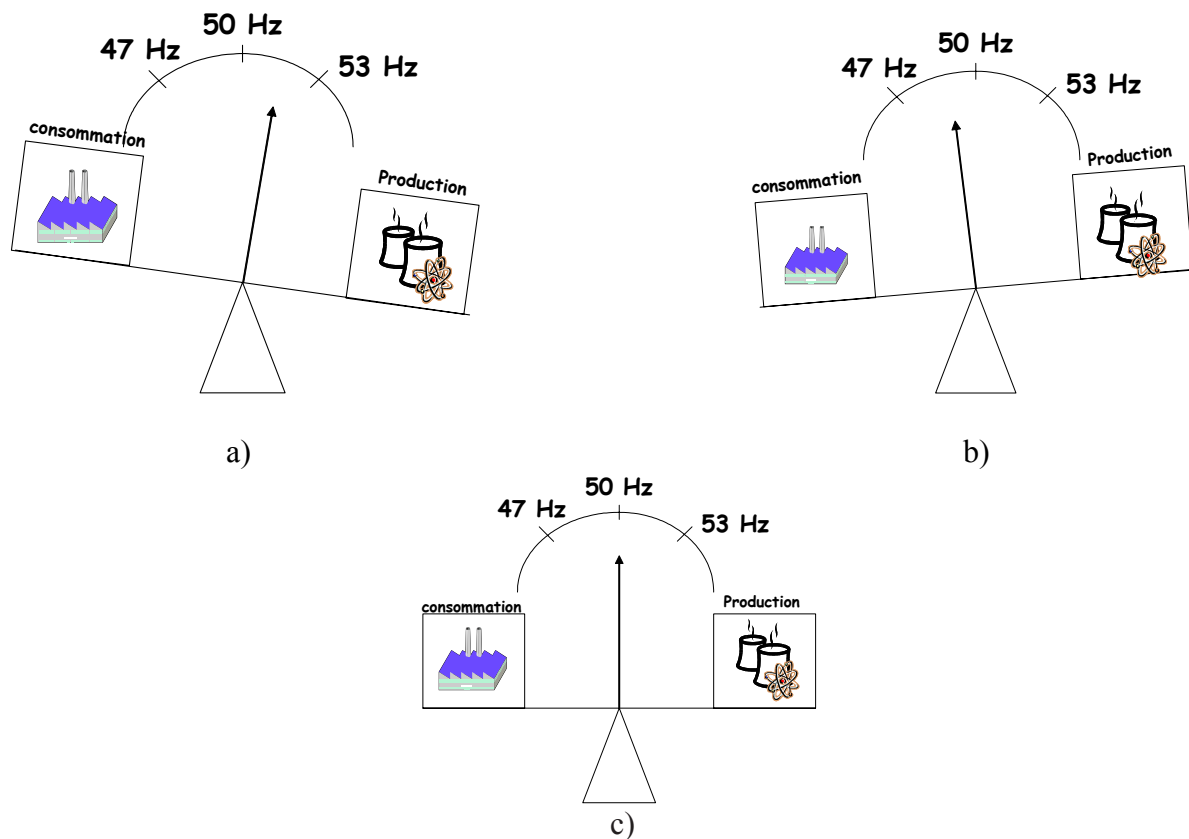
$$\frac{1}{2} J \frac{d\Omega_t^2}{dt} = C_M \Omega_t - C_R \Omega_t = P_M - P_C \quad (2.5)$$

P_M : Puissance produite [MW] ;
 P_C : Puissance consommée [MW] ;

Si $P_M > P_C$ $\frac{d\Omega_t^2}{dt} > 0$: La turbine accélère, la vitesse de rotation augmente donc la fréquence augmente (Fig. 2.12.a),

Si $P_M < P_C$ $\frac{d\Omega_t^2}{dt} < 0$: La turbine décélère, la vitesse de rotation diminue donc la fréquence diminue (Fig.2.12.b),

Si $P_M = P_C$ $\frac{d\Omega_t^2}{dt} = 0$: La vitesse de rotation reste stable donc la fréquence reste constante (Fig.2.12.c).



- a) Déséquilibre Production – consommation ($P_M > P_C$)
- b) Déséquilibre Production – consommation ($P_M < P_C$)
- c) Equilibre Production – consommation ($P_M = P_C$)

Fig. 2.12. Evolution de la fréquence en fonction du niveau de production / consommation.

Comme la puissance consommée varie en permanence sur le réseau, il faut adapter à tout instant la production pour garder la fréquence à 50 Hz. Néanmoins le réglage n'est pas instantané et la fréquence fluctue légèrement, dans des conditions normales de fonctionnement, autour de 50 Hz (Fig. 2.13). Les faibles variations sont compensées par l'énergie stockée dans les arbres en rotation de grande inertie des groupes de production.

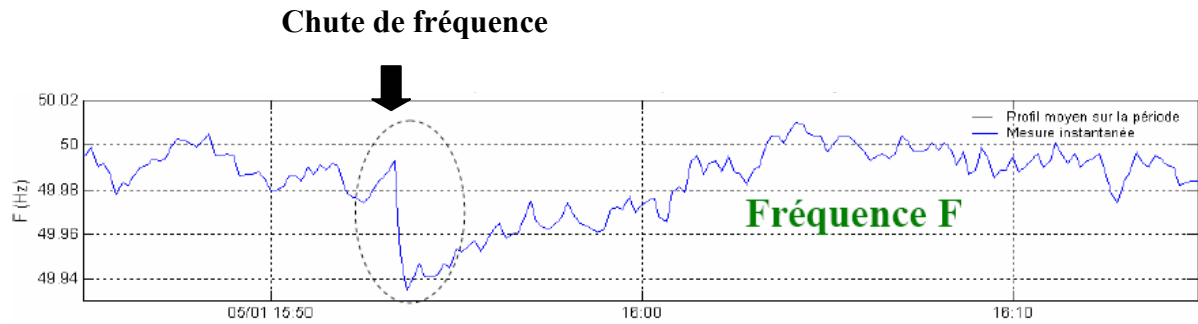


Fig. 2.13. Evolution de la fréquence sur le réseau [MAR06].

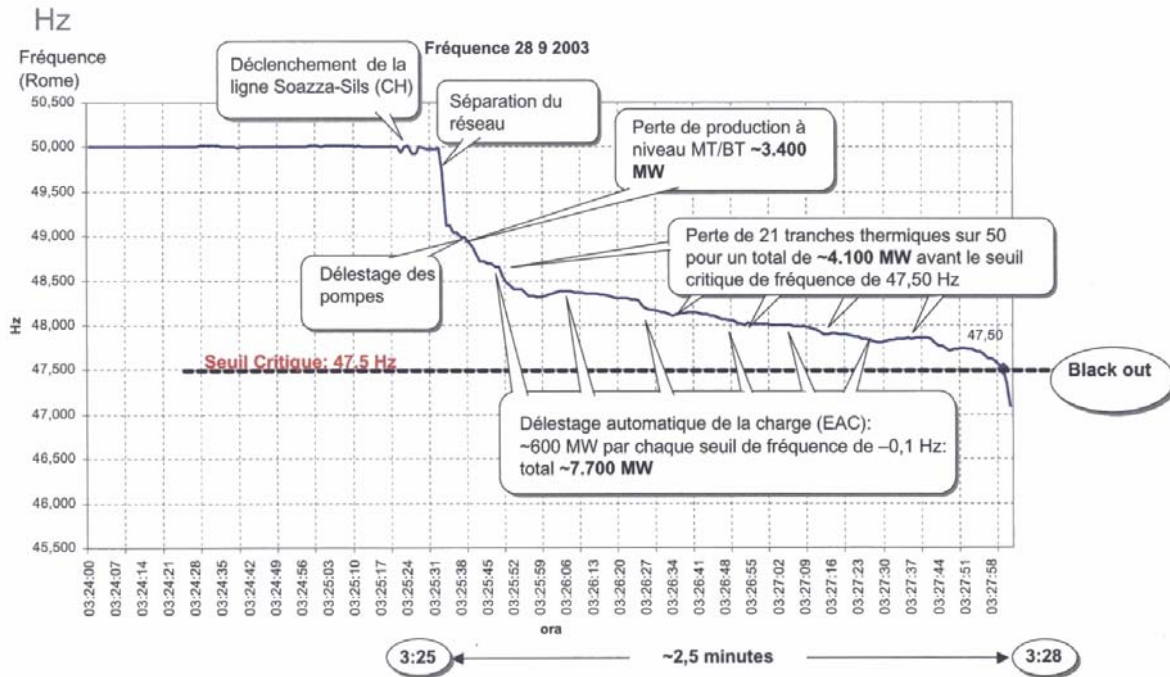


Fig. 2.14. Evolution de la fréquence lors du Blackout Italien du 29/09/03 [MEM04].

Lorsque la fréquence sort de cette plage dans des proportions trop importantes, les groupes peuvent se séparer du réseau (par action de leur protection à minimum de fréquence) entraînant ainsi l'écroulement de fréquence (par exemple en France en 1978 : 3 Hz/s) par manque de production (Fig. 2.14). Pour éviter l'effondrement de la fréquence, il a été mis en place des délestages automatiques de consommation sur les réseaux de distribution publique à différents seuils de fréquence (Tableau 2.1).

	Volume de charge délesté sur le réseau du centre de distribution	Seuil de fréquence
1 ^{er} échelon	20 %	< 49 Hz
2 ^{ème} échelon	20 %	< 48.5 Hz
3 ^{ème} échelon	20 %	< 48 Hz
4 ^{ème} échelon	20 %	< 47.5 Hz

Tableau 2.1. Seuils de délestage fréquentométrique [DAU07].

Le dernier échelon est préservé car il contient des usagers classés prioritaires.

. La rupture de synchronisme

En fonctionnement normal tous les rotors des alternateurs raccordés au réseau tournent à la même vitesse. La fréquence des tensions délivrées par chacun d'eux est donc identique : C'est le synchronisme. Il y a donc rupture de synchronisme lorsqu'un ou plusieurs groupe(s) fonctionne(nt) durablement (quelques secondes) à une fréquence différente de celle des autres groupes. Une telle situation peut se produire lorsqu'un court – circuit se produit près d'un ou plusieurs groupes. La puissance active débitée prenant une valeur très faible, le(s) groupe(s) accélère(ent) et la fréquence augmente localement. Normalement les régulateurs des centrales permettent de re – synchroniser ces groupes. Néanmoins, il arrive dans certains cas que ces derniers n'arrivent pas à se régler sur la fréquence du réseau, il y a alors rupture de synchronisme. Les zones de fréquence différentes se séparent et le risque de déséquilibre production consommation peut conduire à un Blackout. Pour éviter le phénomène de rupture de synchronisme, il faut avoir un lien synchronisant. Le lien synchronisant est l'ensemble des mailles du réseau reliant les centrales électriques leur permettant de rester synchrones. La qualité du lien dépend de la valeur de l'impédance du réseau entre générateurs, plus elle est faible (faible longueur de réseau, réseau fortement maillé, nombre de lignes en parallèle élevées), meilleur est le lien. La qualité du lien doit être d'autant meilleure que la puissance transportée est importante pour éviter une perte de synchronisme.

3) Les parades [CLE00] [DAU07] [MEM04]

Pour assurer le bon fonctionnement du réseau, différentes procédures ont été mises en place :

- Les marges au niveau du dimensionnement des matériels en fonction des cas possibles de dégradation du système ;
- La prévention / La préparation :
 - . Fiabilité du matériel ;
 - . Maintenance préventive ;
 - . Disponibilité ;
 - . Redondance ;
 - . Prévoir les schémas d'exploitation possibles : groupes disponibles, la puissance réactive disponible ;
 - . Prévoir la courbe de charge :

Courbe de charge de la journée du : 12/02/2007

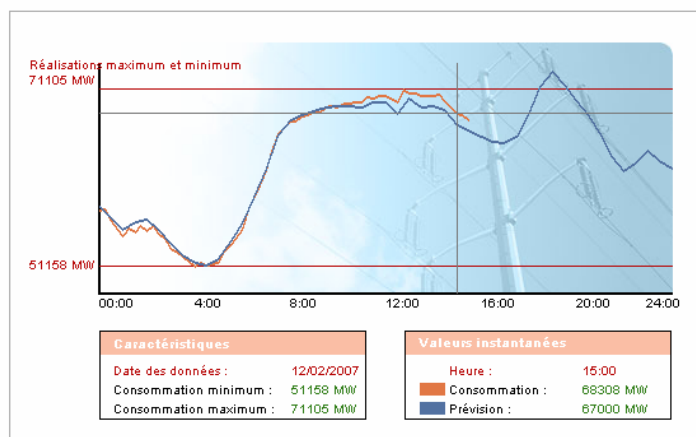


Fig. 2.15. Courbe de charge sur 24h [RTE00].

- La surveillance
 - . Surveillance des grandeurs caractéristiques : tension, fréquence ;
 - . Actions automatiques : réglage primaire... ;
 - . Actions manuelles ;

- Les parades ultimes : actions de conduites exceptionnelles relatives à un risque d'écroulement total du réseau ou pour le placer dans un état facilitant la reconstitution. Un plan de défense a donc été mis en place. Il comprend les actions suivantes :
 - . La séparation automatique des régions ayant perdu le synchronisme ;
 - . Le délestage automatique de consommations sur baisse de fréquence ;
 - . Le blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension ;
 - . L'ilotage automatique des groupes thermiques nucléaires et à flamme sur leurs auxiliaires. Cet ensemble d'actions de sauvegarde et de plan de défense est complété par le plan de reconstitution du réseau dont l'objectif est de favoriser une reconstitution maîtrisée et rapide des zones hors tension.

- Plusieurs dispositions, appelées « lignes de défense », ont été mises en place pour assurer la défense en profondeur du système pour chaque type de défaut (surcharge..).

B. Performances du matériel [BOR00] [MEM04]

Les équipements participent également à la sûreté du système. Les matériels doivent avoir des dispositions qui permettent de garantir la sûreté du système. On peut citer les équipements suivants : les postes, la structure du réseau, les ouvrages de production. Seules les installations de production seront développées dans cette section. Les principales performances spécifiées vis-à-vis du système électrique des moyens de production peuvent être analysées suivant deux axes :

- Le comportement en régime normal ;

- Le comportement en régime perturbé.

. En régime normal :

- Dimensionnement général de l'installation (puissance unitaire, domaines de fonctionnement en fréquence et en tension, apport maximal de puissance de court – circuit, capacités de surcharge temporaire en actif et réactif, ses possibilités au minimum technique) ;
- L'adaptation de la production à la consommation en actif (réglages primaire et secondaire fréquence – puissance, capacité de modulation des groupes, comportement vis – à vis des gradients de variation de charge) ;
- L'adaptation de la production à la consommation en réactif (capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive, possibilité d'excursion de la tension à leurs bornes).

. En régime perturbé :

- Tenue des groupes en présence de perturbations (capacité à rester couplés en cas de perturbations) ;

- Aptitude à l'îlotage (capacité de fonctionner îloté sur lui – même),
- Fonctionnement en réseau séparé ;
- Comportement lors d'une reconstitution de réseau.

C. Le réglage de la fréquence [BAS96] [BOR05] [DAU07] [KUN94] [MAR06] [RTE01]

1) Introduction

Au niveau du système, des actions permettent de corriger la puissance produite afin d'assurer l'équilibre production- consommation et donc de garder la fréquence proche de sa valeur de référence. Elles doivent agir afin que la fréquence n'atteigne pas les seuils fréquentométriques de délestage. L'amplitude des variations de fréquence dépend de leur origine : variation de consommation, variation de production, défauts...

Les variations de fréquence autour de sa valeur de référence sont compensées par l'inertie des masses tournantes couplées au réseau. Pour les grandes variations cela n'est plus suffisant et il a fallu mettre en place plusieurs paliers de réglage :

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

2) Absence de réglage de la fréquence

Les simulations suivantes illustrent l'évolution de la fréquence des tensions en sortie d'un groupe de production sans réglage de la fréquence lors d'une hausse ou d'une baisse de la puissance consommée.

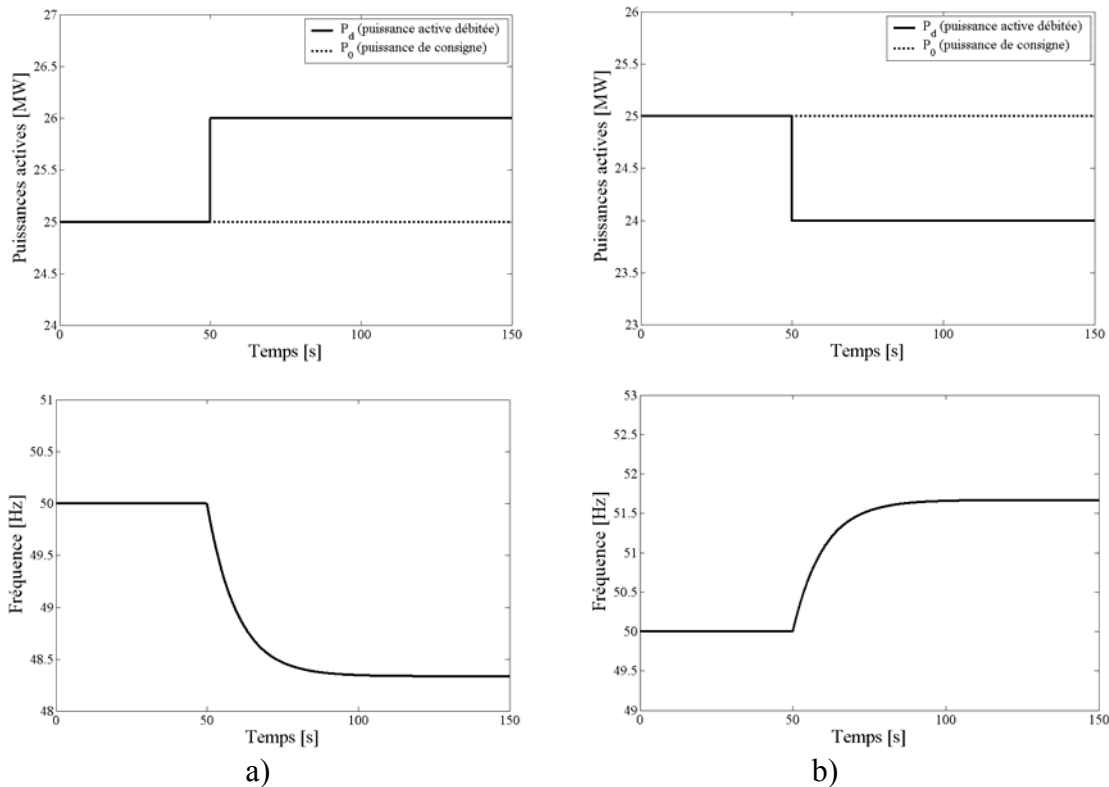


Fig. 2.16. Evolution de la fréquence lors d'une hausse (a) ou d'une baisse (b) de la puissance consommée.

3) Réglage primaire de fréquence

Il permet une correction automatique rapide (en quelques secondes) et décentralisée de la production pour retrouver un équilibre production – consommation après perturbation (si la réserve primaire le permet). Pour un groupe donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire (pente décroissante) entre la vitesse (ou la fréquence) et la puissance (Fig. 2.17).

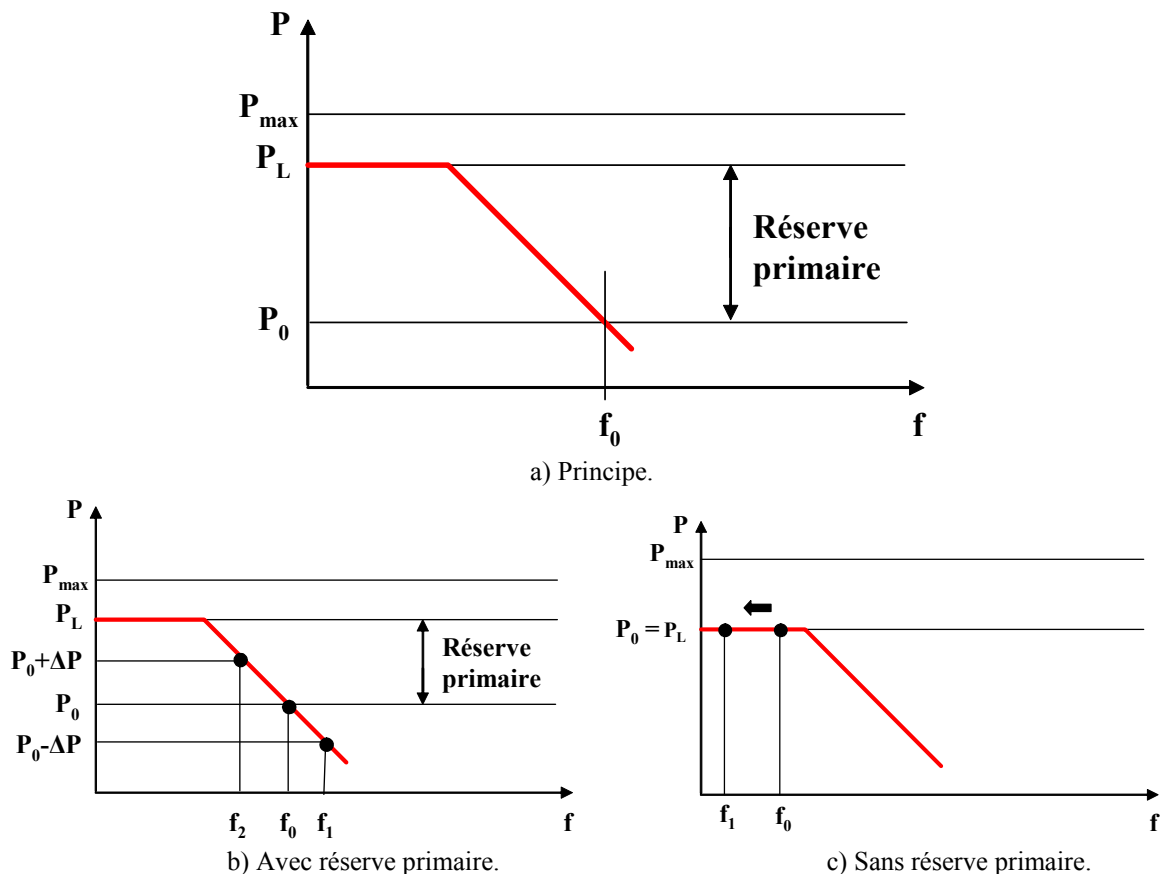


Fig. 2.17. Courbe de réglage primaire d'un groupe.

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

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

P_0 : consigne de puissance (MW) ;

f_0 : Fréquence de consigne (Hz).

La droite décroissante de cette courbe de réglage s'appelle « droite de statisme » et s'écrit sous la forme :

$$\Delta P = P - P_0 = K(f - f_0) \quad (2.6)$$

P : Puissance délivrée par le groupe (MW) ;

K : Energie réglante (MW/Hz) ;

f : Fréquence sur le réseau (Hz).

Au niveau du système, une variation de puissance ΔP_{totale} est répartie sur l'ensemble des groupes participant au réglage primaire. En fin de réglage on a donc pour n groupes :

$$\Delta P_{totale} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n \quad (2.7)$$

$$\text{soit : } \Delta P_{totale} = K_1(f_1 - f_0) + K_2(f_1 - f_0) + K_3(f_1 - f_0) + \dots + K_n(f_1 - f_0) \quad (2.8)$$

$$\text{Donc } \Delta P_{totale} = (K_1 + K_2 + K_3 + \dots + K_n)(f_1 - f_0) \quad (2.9)$$

$$\Delta P_{totale} = \sum_{j=1}^n K_j (f_1 - f_0) \quad (2.10)$$

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

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

Les groupes peuvent participer au réglage primaire seulement si leur réserve primaire est suffisante (sinon $K = 0$ pour le groupe ayant épuisé sa réserve primaire). Au niveau du système, la réserve primaire totale disponible est la somme des réserves des groupes participants. La règle au niveau de l'UCTE est que la réserve primaire minimale est égale au minimum à la perte des deux plus importants groupes de production raccordés au système (Pour l'Europe : $2 \cdot 1500 \text{ MW} = 3000 \text{ MW}$ (groupes Français)).

La relation peut s'exprimer également sous une autre forme en posant :

$$K = \frac{P_n}{f_0} \frac{1}{\delta} \quad (2.11)$$

D'où :

$$\frac{P - P_0}{P_n} = \frac{1}{\delta} \frac{(f - f_0)}{f_0} \quad (2.12)$$

P_n : Puissance nominale du groupe en MW

$$G = \frac{1}{\delta} : \text{gain statique} \quad (2.13)$$

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

Exemples de chute de fréquence :

. Pour une énergie réglante du groupe de 5000 MW/Hz, un statisme de 0,04 et une perte de groupe de 1300 MW, la chute de fréquence serait de $(1300/5000) \cdot 1000 = 260 \text{ mHz}$ et en utilisant l'expression (2.12), on trouve :

$$P_n = 5000 \cdot 50 \cdot 0,04 \quad \text{soit} \quad P_n = 10\,000 \text{ MW}$$

Donc une augmentation de puissance débitée de $\frac{1300}{10\,000} \cdot 100 = 13 \%$

. Pour une énergie réglante de 20000 MW/Hz, un statisme de 0,04 et une perte de groupe de 1300 MW, la chute de fréquence serait de $(1300/20000)*1000 = 65$ mHz et en utilisant l'expression (2.12), on trouve :

$$P_n = 200000.50.0,04 \quad \text{soit} \quad P_n = 40000 \text{ MW}$$

Donc une augmentation de puissance débitée de $\frac{1300}{40000}.100 = 3,25 \%$

L'interconnexion permet à tous les partenaires de mutualiser les participations au réglage primaire de fréquence (K plus important) et à chacun de réduire le dimensionnement de sa réserve primaire aussi bien au niveau des dispositions constructives des nouvelles unités de production qu'en exploitation.

Les courbes suivantes illustrent l'évolution de la fréquence des tensions en sortie d'un groupe de production avec réglage primaire de la fréquence lors d'une hausse (Fig. 2.18a) ou d'une baisse de la puissance consommée (Fig. 2.18.b). La dernière figure illustre la réponse du système avec différentes valeurs de statisme δ (de 5 à 0.5 %) (Fig. 2.18.c).

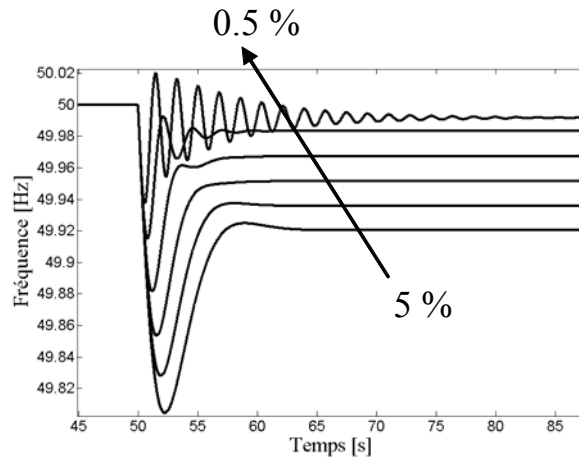
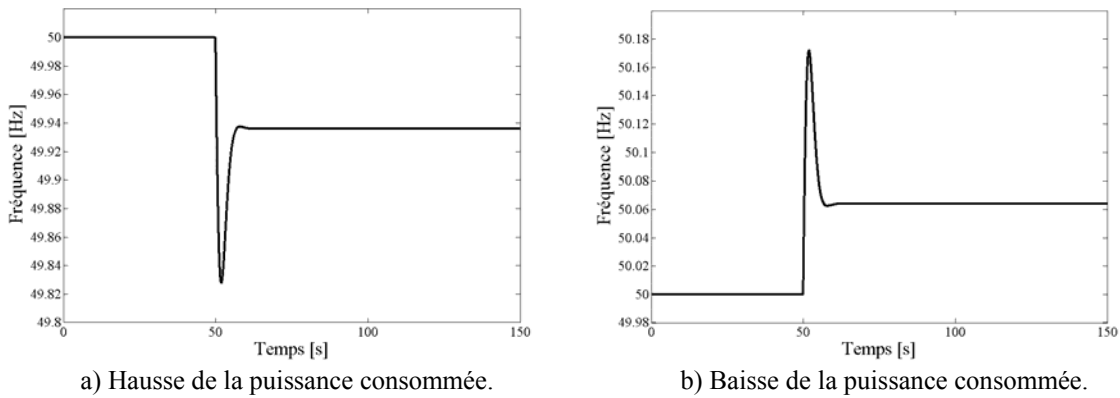


Fig. 2.18. Evolution de la fréquence lors du réglage primaire.

4) Réglage secondaire de fréquence

En fin d'action le réglage primaire ne permet pas de revenir à la fréquence de référence et il existe un écart Δf . De plus, lors de la variation de puissance, les pays voisins ont également participé au réglage primaire en injectant une puissance ΔP_i . Les échanges de puissance contractuels ne sont plus respectés. Un second réglage automatique,

appelé « réglage secondaire », a été mis en place. Il permet de ramener (dans un temps > à la minute) :

- la fréquence à sa valeur de référence (Fig. 2.19),
- les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles.

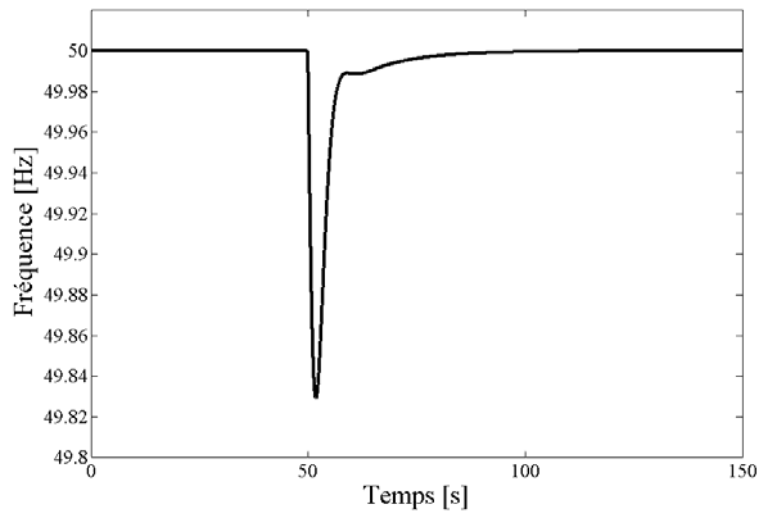


Fig. 2.19. Evolution de la fréquence lors d'un réglage primaire puis secondaire.

La loi de Réglage Secondaire Fréquence – Puissance (RSFP) s'écrit :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \quad (2.14)$$

λ : Energie réglante secondaire (MW / Hz)

Δe : Erreur de réglage (Hz)

L'objectif du réglage va être d'annuler l'équation précédente ou encore d'annuler l'écart de puissance : $\lambda \Delta f + \Delta P_i$.

Pour atteindre cette condition, un signal $N(t)$, appelé niveau de télé-réglage, est élaboré au niveau du dispatching national. Il permet de modifier la puissance de référence des groupes de production participant au RSFP.

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_r} \int_0^t \left(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) dt \quad (2.15)$$

Avec :

. $-1 \leq N(t) \leq 1$: variation limite en pente normale de -1 à +1 en 800 s et rapide de -1 à +1 en 133 s ;

. α : gain intégral (ou pente) du réglage (MW/tour) (de l'ordre de 50 à 70 MW/tour) ;

. P_r : demi-bande de réglage (MW) (de l'ordre de 500 à 700 MW/tour) (Tableau 2.2) ;

Groupes nucléaires	5% de P_n
Groupes thermiques à flamme	10% de P_n
Groupes hydrauliques	\geq à 25 % de P_n

Tableau 2.2. Participation à la demi – bande de réglage

- . λ ; énergie réglante secondaire (MW/Hz) (de l'ordre de 10 000 MW/Hz) ;
- . P_n : Puissance nominale du groupe (MW).

Le gestionnaire communique aux producteurs dont les groupes doivent participer au RSFP leur contribution en MW.

Seul le réglage secondaire du pays perturbateur doit assurer la correction de la perturbation (cela est réalisé à condition que pour chaque pays interconnecté, l'énergie réglante secondaire du pays est égale à l'énergie réglante primaire du même pays : Loi de DARRIEUS [MEM04]).

La puissance de référence varie alors selon la loi suivante (Fig. 2.20) :

$$P_{ref} = P'_0 + N.P_r \quad (2.16)$$

Avec P'_0 : Puissance de référence à f'_0 (après réglage primaire) : $P'_0 = K\Delta f + P_0$

L'action du réglage secondaire de fréquence consiste alors à translater la droite de statisme des groupes en réglage.

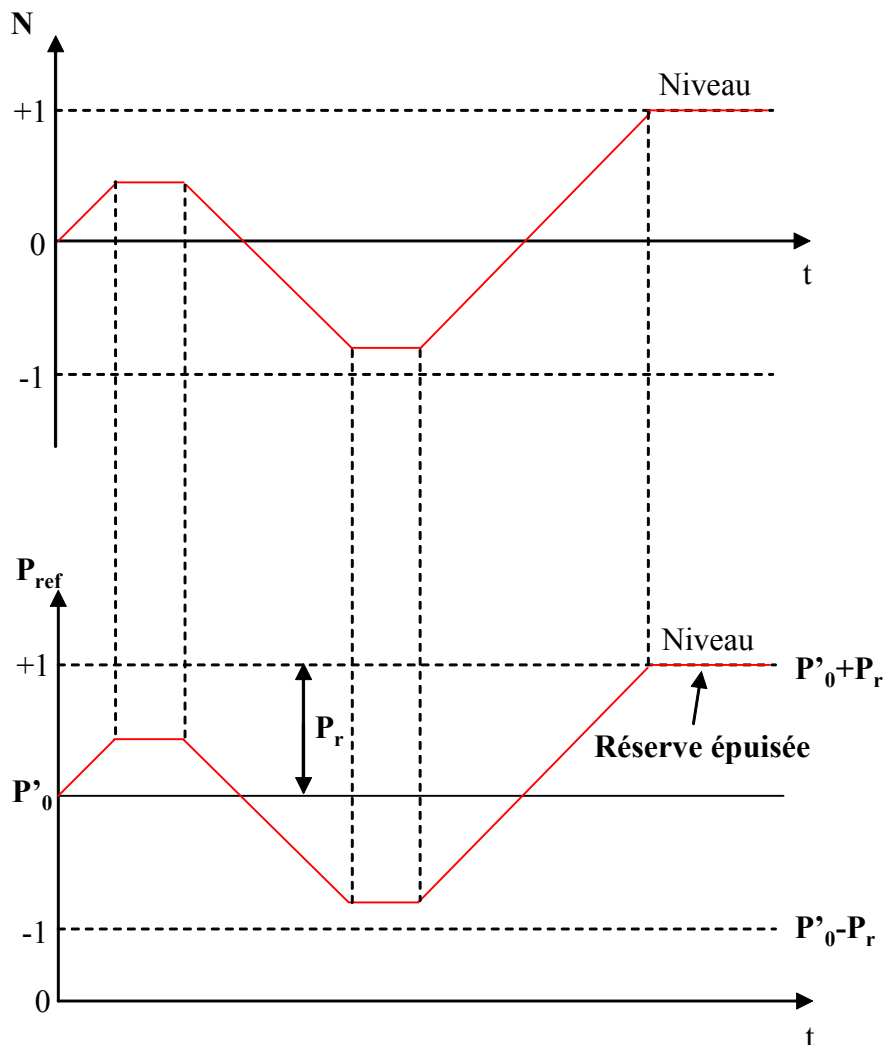


Fig. 2.20. Evolution du signal $N(t)$ [MEM04].

5) Réglage tertiaire de fréquence

C'est un réglage manuel dirigé par le dispatching national. Il permet de reconstituer les réserves primaires et secondaires entamées ou épuisées, de recalibrer les programmes de

production des groupes en puisant dans une réserve tertiaire afin de pouvoir réagir à un nouvel aléa (augmentation de la consommation, perte d'un groupe...). La réserve tertiaire est prévue la veille et est modifiée en temps réel à la hausse ou à la baisse.

D. Le réglage automatique de la tension [BAS96] [BOR05] [DAU07] [KUN94] [MAR06] [RTE01]

A la section A. 2, il a été expliqué que le réglage de la tension passe par la compensation de l'énergie réactive. Cette compensation a pour objectif de compléter la compensation des réseaux de distribution si nécessaire et de réaliser la compensation du réseau de transport. Plusieurs moyens sont à disposition :

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

Pour préserver le système, il faut donc utiliser les condensateurs en premier lieu pour fournir une grande partie du réactif de façon grossière afin de se constituer une réserve mobilisable rapidement avec un réglage fin à l'aide des alternateurs pour répondre à un aléa.

Au niveau du système des actions permettent de maîtriser le plan de tension qui est défini en temps réel par le RTE. Pour cela quatre paliers de réglage ont été mis en place :

- Le réglage primaire (réseau 400 kV/225 kV) ;
- Le réglage secondaire (réseau 400 kV/225 kV) ;
- Le réglage tertiaire (réseau 400 kV/225 kV) ;
- Le réglage automatique en charge (Transformateurs 225 kV/63&90 kV ; 90 kV/20 kV et 63 kV/20 kV) ;

Comme pour les réglages de fréquences, les réglages primaire, secondaire et tertiaire de tension se font avec des constantes de temps différentes.

La tension est surveillée et maintenue en plusieurs points appelés points pilotes (Fig. 2.21).



Fig. 2.21. Exemple de plan de tension et de points pilotes [RTE02].

1) Réglage primaire de tension

C'est un réglage automatique quasi – instantané agissant sur les groupes de production. Il a pour but de réguler dans la plupart des cas les grandeurs locales de tensions à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur.

2) Réglage secondaire de tension

A la fin du réglage primaire, la production d'énergie réactive n'est pas optimisée, il peut y avoir :

- Des transits d'énergie réactive entre alternateurs,
- Une répartition d'énergie réactive et des niveaux de tension non maîtrisés.

Pour maîtriser de nouveau le plan de tension il a été nécessaire de mettre une seconde action automatique agissant sur les alternateurs : le Réglage Secondaire de Tension (RST). Le réseau étant découpé en zone, le RST consiste à régler le plan de tension indépendamment dans chacune des zones en régulant la tension d'un point particulier de la zone considérée, ceci en agissant sur la puissance réactive de certains groupes bien définis de la zone appelés « Groupes réglants ». De nos jours, les zones étant de plus en plus couplées en raison du maillage, un nouveau réglage, qui tient compte de la forte interaction entre les zones, est mis en place : le Réglage Secondaire Coordonné de Tension (RSCT).

3) Réglage tertiaire de tension

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

4) Les régleurs automatiques en charge

Ils maintiennent la tension des réseaux 90 kV, 63 kV et 20 kV en modifiant automatiquement leur rapport de transformation à une valeur de référence.

V. Qualité de l'énergie électrique

A. Définition [BER06] [DOU97]

La qualité de l'énergie électrique correspond à fournir un approvisionnement en énergie électrique conforme aux attentes du client (consommateurs, producteurs et gestionnaires de réseau) pour le bon fonctionnement de son installation et appareillage électrique. Différents critères permettent de mesurer le niveau de qualité de l'alimentation en énergie électrique :

- . Le nombre et la durée des coupures de l'alimentation en énergie électrique ;
- . Les perturbations du signal électrique (fréquence, amplitude, forme et symétrie du système) :
 - Les creux de tension,
 - Les variations lentes de la tension,
 - Le flicker (variations rapides de la tension),
 - Les surtensions transitoires,
 - Les harmoniques,

- Les déséquilibres de tension,
- Les variations de fréquence.

B. Les niveaux de perturbations admissibles

Pour définir une fourniture de qualité de l'alimentation électrique, les normes EN 50 160 ou CEI 61 000 donnent, pour l'Europe, les niveaux maximaux admissibles des perturbations du signal électrique. Le Tableau 2.3 reprend quelques limites de la norme EN 50 160.

Grandeur	Valeur admise
Fréquence et variations	50 Hz \pm 1 % pendant 95 % du temps mesuré sur une semaine
	50 Hz \pm 4 % - 6 % pendant 100 % du temps
Tension et variations lentes	230 V \pm 10 % pendant 95 % du temps mesuré sur une semaine
Variations rapides de tension : flicker (mesurées par des indicateurs intégrant amplitude et fréquence des perturbations)	$P_{st} < 1$ pendant 95 % du temps par semaine (1)
Coupures brèves	pas de limite normalisée
Coupures longues	pas de limite normalisée
Surtension transitoire	6 kV mais valeurs supérieures possibles
Déséquilibre de tension	2 % max. pendant 95 % du temps par semaine
Tensions harmoniques	taux global de distorsion inférieur à 8 % et H3 < 5 % H5 < 6 % H7 < 5 % H9 < 1,5 %
Tension pour la transmission de signaux par le réseau	valeur maximale définie par une courbe ; courants porteurs de 95 à 148,5 kHz (usages clients) : 1,4 V max
(1) l'indicateur P_{st} est un indicateur intégrant la fréquence de la perturbation, son niveau et prennent en compte la sensibilité variable de l'œil aux papillotements en cas d'instabilité de la source d'éclairage. Sa définition à l'aide d'une courbe de sensibilité est donnée dans le vocabulaire électrotechnique international (VEI 161-08-13)	

Tableau 2.3. Caractéristiques de l'électricité fournie par les réseaux publics [DOU97].

Pour la Haute Tension (niveaux HTA et HTB), il n'existe actuellement pas de norme sur la qualité de la fourniture en énergie électrique. Cependant les gestionnaires se sont fixés des engagements à respecter vis-à-vis de leurs clients :

- Pour la HTA : Contrat Emeraude [EDF01],
- Pour la HTB : Service qualité + [RTE03].

Ensuite, pour le réseau de transport, le RTE donne les régimes exceptionnels constatés en exploitation en plages de tension, plages de fréquence et gabarits des creux de tension [ARR03a].

Enfin, comme toute installation de production ou de consommation peut dégrader la qualité de la fourniture en énergie électrique, le législateur a mis en place des textes spécifiant les critères de raccordement de ces installations aux réseaux électriques. Une partie de ces critères feront l'objet du prochain chapitre.

VI. Conclusion

Le fonctionnement du système électrique a été présenté. L'organisation, la planification, les matériels ainsi que la surveillance de la fréquence et de la tension sont autant d'atouts qui permettent d'assurer la stabilité du réseau. Les moyens de production sont essentiels pour le maintien de la fréquence et de la tension dans des plages normatives. Ils permettent d'assurer en partie le réglage de ces deux grandeurs. L'insertion massive non réfléchie d'installation de production décentralisée dans ces réseaux peut rompre le bon fonctionnement du réseau et dégrader la qualité du produit électricité. Le prochain chapitre va mettre en évidence l'impact des productions décentralisées telles que les générateurs éoliens au niveau du fonctionnement du réseau.

Chapitre 3

Impact de l'éolien sur les réseaux électriques et perspectives d'une meilleure intégration

I. Introduction

La production traditionnelle est basée sur des centrales thermiques classiques ou nucléaires ainsi que sur des centrales hydrauliques. Ce type de production d'électricité est souple d'utilisation (grâce à la disponibilité de l'énergie primaire) et répondent aux critères techniques permettant la sauvegarde du réseau, tandis que les énergies renouvelables sont fortement dépendantes de la disponibilité de la source primaire et ne répondent pas ou peu aux critères de sauvegarde du réseau ou de pollution électrique. Dans cette partie seront développés les problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux, les différentes contraintes de raccordements des productions centralisées au réseau et enfin les perspectives d'amélioration de l'intégration de ces générateurs éoliens au réseau.

II. Problèmes induits par l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux [ACK05] [CRA02] [CRA03] [FRA02] [JEN00] [ROB06] [SLO03b]

L'insertion des générateurs éoliens dans les réseaux pose plusieurs problèmes. Dans cette section, les divers effets de leur intégration dans les réseaux seront introduits.

A. Effets sur les flux de puissance

Une forte insertion de production décentralisée à énergies renouvelables comme l'éolien peut faire apparaître sur les réseaux deux types de phénomènes :

- Une modification du sens des flux de puissance. Possibilité qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution. Ces derniers ont été conçus pour alimenter des installations de consommation à faible coût et donc avec peu de possibilité de bouclage pour évacuer une puissance éolienne importante dans une zone à faible densité de charges. Typiquement, sur un réseau de distribution radiale, l'énergie circule traditionnellement de l'amont (point de connexion au réseau de transport) vers l'aval (les charges). La connexion d'un groupe de production sur un départ peut inverser le sens du flux de puissance, entraînant par exemple un dysfonctionnement de protections non directionnelles.

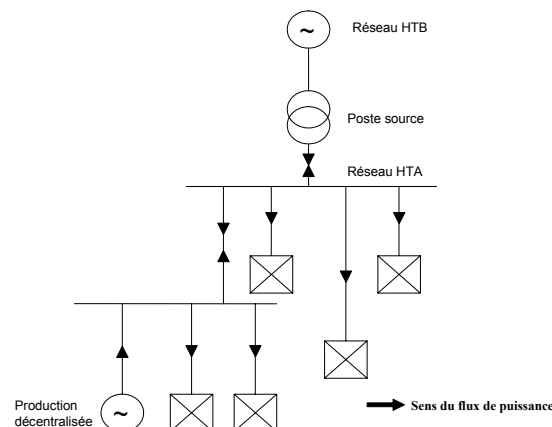


Fig. 3.1. Modification du sens des flux de puissance [ROB04].

- Des inversions rapides des flux de puissance [EON00] [SCH05] qui peuvent poser des problèmes de réglage de la fréquence sur le réseau de transport et amener des pénalités dues à un non respect des engagements contractuels pris en matière d'importation ou d'exportation d'énergie au niveau des lignes d'interconnexions avec les pays voisins. D'après l'UCTE (Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity) [UCT00], la concentration d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne produit déjà d'importants flux discontinus de puissance sur les réseaux de transport voisins, du Benelux et d'Europe Centrale.

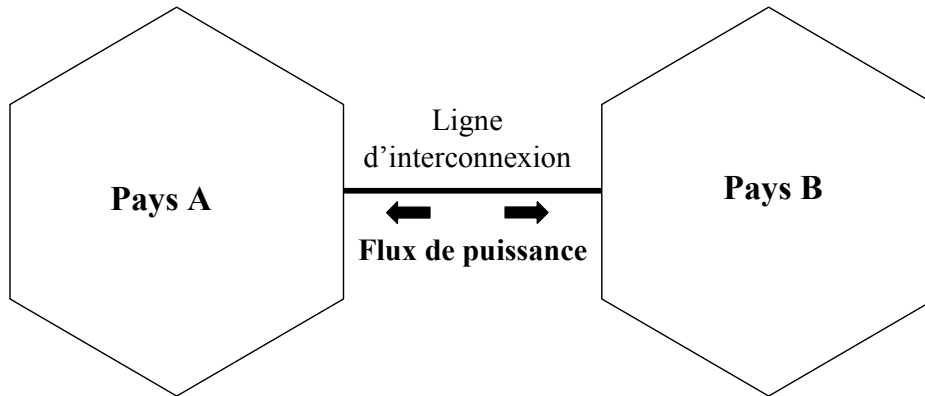


Fig. 3.2. Inversions rapides des flux de puissance dans les lignes d'interconnexions.

B. Effets sur la tension [CAI05]

Au chapitre 2, il a été montré que la chute de tension dans un conducteur pouvait s'écrire (2.1) :

$$\Delta V \approx \frac{rP + xQ}{V_2} = V_1 - V_2$$

En examinant cette expression on remarque que la variation lente ou rapide des deux types d'énergie aura des répercussions sur la tension du réseau. On peut citer :

- la modification du plan de tension

La gestion du plan de tension a pour objet de maîtriser les chutes de tension actives et réactives qui sont croissantes de l'amont vers l'aval tout en assurant le respect des obligations contractuelles ou réglementaires (Fig. 3.3) ; La présence d'une production décentralisée modifie cette règle (Fig. 3.4).

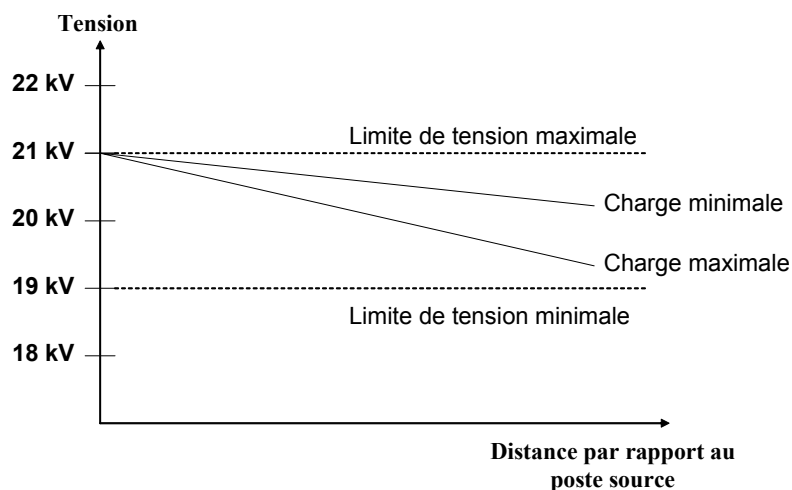


Fig. 3.3. Plan de tension sans producteur [FRA02].

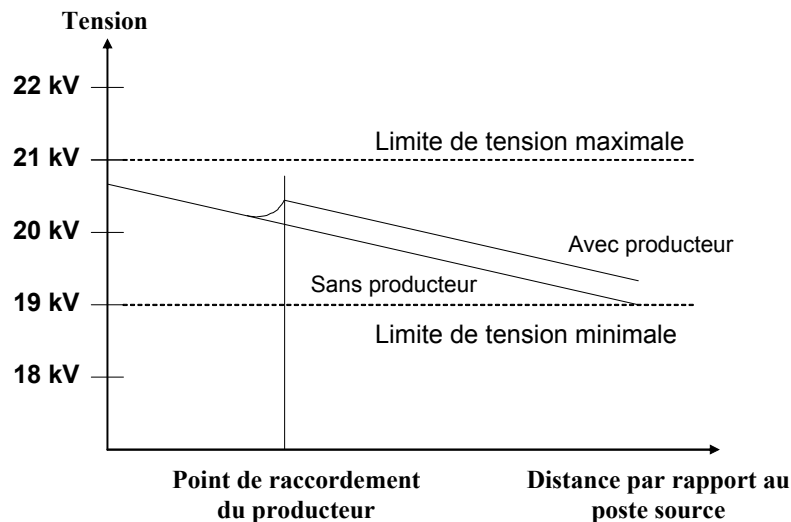


Fig. 3.4. Plan de tension avec producteur [FRA02].

La puissance active générée par les éoliennes est par nature fluctuante, ce qui tend d'après l'expression précédente à induire des fluctuations de tension dans la zone du réseau proche du point de connexion de ces éoliennes. Dans le réseau de transport constitué de ligne HT et THT (ou HTB), les variations de tension sont essentiellement induites par les transits de puissance réactive, contrairement aux réseaux de distribution (pour les lignes de Très Haute tension (THT), $x \geq 10 r$).

- Le flicker [LAR02a][LAR02b][VIL02]

Les fluctuations rapides de faibles amplitudes de la tension sont appelées flicker. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) et à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes. La technologie d'éolienne la mieux adaptée pour limiter l'impact sur le réseau de ces variations est celle complètement interfacée avec le réseau via de l'électronique de puissance permettant ainsi un certain découplage entre la turbine et le réseau. Les éoliennes, interfacées au réseau via des convertisseurs d'électronique de puissance, génèrent cependant des harmoniques. Les convertisseurs totalement commandés équipés de transistors IGBT, actuellement les plus utilisés, génèrent des harmoniques hautes fréquences (plusieurs kHz), mais ces harmoniques peuvent être assez aisément limités contrairement aux convertisseurs partiellement commandés, équipés de thyristors, générant des harmoniques de basse fréquence nécessitant des filtres conséquents pour les éliminer.

C. Effets sur le plan de protection

Sur le réseau de distribution un dispositif de protection simple et peu onéreux a été mis en place. Ce dispositif fonctionne en prenant en compte que les installations des consommateurs sont passives et non génératrice de production. Dans le cas d'insertion de production décentralisée et d'apparition de défauts, différents dysfonctionnements peuvent apparaître au niveau du plan de protection.

D. Effets sur les puissances de court – circuit

La puissance de court – circuit au niveau d'un réseau de distribution diminue de l'amont vers l'aval. Avec le raccordement de production sur le réseau cette loi n'est plus valable. Plusieurs cas peuvent alors être énumérés selon l'endroit du court – circuit :

- A : Dj1 doit supporter les courants de court – circuit issus des sources S2 et S3 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court – circuits des sources S2 et S3 ;
- B : Dj1 doit supporter les courants de court – circuit issus de la source S1 ; Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court – circuits des sources S2 et S3 ;
- C : Dj1 doit supporter le courant de court – circuit issu de la source S1 ; Dj2 doit supporter les courants de court – circuit issu de la source S2 et Dj3 doit supporter le courant de court – circuit issu de la source S3 ;
- D : Dj2 doit supporter les courants de court – circuit issus des sources S1 et S3, Dj1 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court – circuits des sources S1 et S3 ;
- E : Dj4 doit supporter les courants de court – circuit issus des sources S1, S2 et S3 ; Dj1, Dj2 et Dj3 doivent supporter, respectivement, les courants de court – circuits issus des sources S1, S2 et S3.

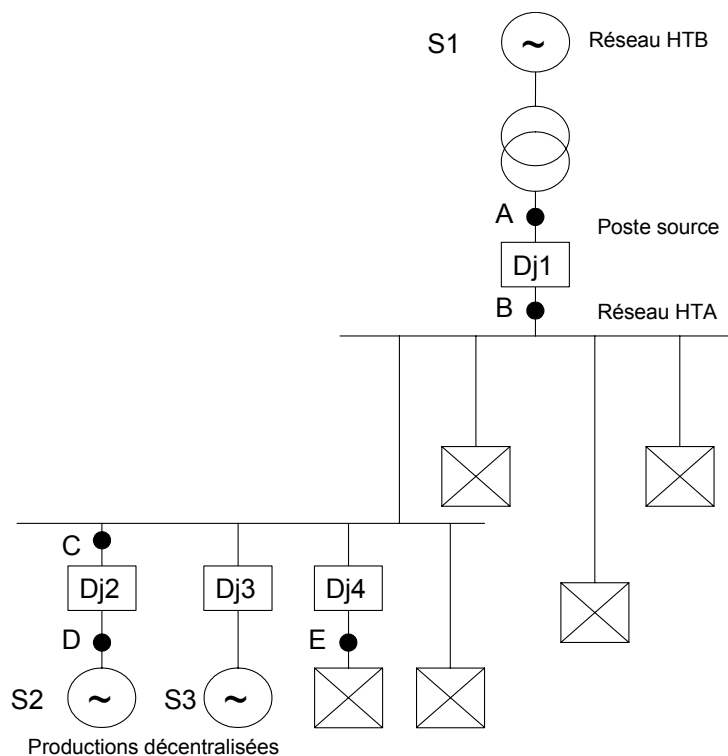


Fig. 3.5. Modification des puissances de court – circuit.

E. Capacité d'accueil du réseau public de transport

La capacité des lignes et des postes est limitée. Cette limitation peut constituer dans le cas de l'éolien un problème aigu, car les lieux de production (sites ventés) sont souvent éloignés des lieux de consommation. L'adaptation et le renforcement des postes peuvent concerner les postes HTA-HTB suite au développement de l'éolien dans le réseau de distribution (modification des protections, augmentation de la puissance de court-circuit,...). Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différents. Une étude prospective réalisée dans la zone gérée par l'opérateur allemand EON Netz prévoit le développement de 1000 km de lignes supplémentaires d'ici 2016 pour une capacité éolienne de 16 000 MW, dont une partie importante en off-shore, et ce pour un montant de 550 millions d'Euros [ACK05]. Il faut

cependant noter que le délai de renforcement d'un poste peut atteindre 5 ans et le délai de construction d'une nouvelle ligne peut atteindre 10 ans et faire l'objet d'oppositions importantes de la part des populations. RTE a évalué la capacité d'accueil du réseau français, sans adaptation importante, entre 6000 et 7000 MW d'éolien au total [MER05] sous réserve que les projets soient placés sur des sites « favorables » du point de vue du réseau de transport. La capacité d'accueil est d'autant plus grande que la répartition des installations de production est uniforme sur le territoire.

F. Prévision de la production

Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production des fermes éoliennes [MER05]. Dans [ACK05], des exemples de mauvaises prévisions concernant le Danemark sont illustrés. Les erreurs de prévisions à 24 h peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en négatif (sous-production) ou en positif (sur-production) avec des changements de signe rapides en cours de journée. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour pallier ces incertitudes, en particulier pour satisfaire la demande en période de pointe. L'opérateur ELTRA, gérant le réseau à l'ouest du Danemark intégrant une forte capacité éolienne (2400 MW en 2003), a connu des situations critiques dues à une sur-production éolienne dont l'évacuation vers le réseau nordique (Nordel) ou vers le réseau UCTE (via l'Allemagne) posait problème du fait que les lignes d'interconnexion étaient déjà aux limites de leur capacité. La prévision est globalement bonne en ce qui concerne l'amplitude mais présente une incertitude sur le moment où ce niveau de production sera atteint [HOL04].

Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques (capacités de production et réserves supplémentaires en raison des risques d'indisponibilité en période de pointe et de fluctuation de la production), mais les modalités de fonctionnement des marchés électriques lui imposent également des pénalités économiques qui dépassent largement les surcoûts techniques [GOS06] [MEN03]. Les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergies intermittentes dans les systèmes électriques sont liés au risque de non – disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. L'importance des surcoûts occasionnés par un développement massif de la production d'électricité renouvelable varie considérablement selon le mix de technologies envisagé, leur niveau de pénétration et la répartition spatiale de ces unités de production dans le système électrique. Une évaluation britannique des coûts additionnels qu'entraînerait une extension de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité au-delà des 10% programmés pour 2010 montre que l'essentiel des coûts supplémentaires seraient occasionnés par la gestion de l'intermittence, dans une proportion de 66 à 100 % du surcoût total. L'établissement de la part de la production électrique d'origine renouvelable au niveau de 10 à 20% se traduirait par des coûts additionnels de 225 à 600 M€/an, et de 300 à 750 M€/an pour un niveau de 30% [MEN03].

L'intégration massive de sources non-programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux [MEN03]:

- des coûts d'installation de réserves supplémentaires pour faire face à la demande de pointe (sécurité du système) du fait d'un accroissement de la proportion de sources intermittentes : Les besoins de capacités supplémentaires proviennent de l'incertitude quant à la contribution des sources intermittentes à la puissance de pointe. La probabilité de défaillance de la production éolienne en période de pointe est de fait plus élevée que pour la production

thermique classique (certains estiment que la contribution de l'éolien à la capacité disponible en pointe doit être considérée comme nulle en raison de cette probabilité de défaillance). De façon générale, on considère que si l'éolien peut contribuer à la capacité disponible en période de pointe, cette contribution ne peut être garantie comme celle de la production conventionnelle. Plus la part de l'éolien dans la demande de pointe augmente, plus le risque devient important et plus le volume de capacités de production qu'il faut maintenir en réserve pour assurer la sécurité du système s'accroît. Ce risque peut être diminué par la dispersion géographique des unités de production mais il existe bien un coût supplémentaire pour garantir la puissance.

- des coûts liés au besoin de disposer de réserves plus importantes pour maintenir en temps réel l'équilibre entre consommation et production d'électricité : la question de l'équilibrage se situe sur une autre échelle de temps, le temps réel. Il ne s'agit plus simplement de prévoir des capacités de production en réserve pour alimenter la demande en période de pointe en cas de défaillance des sources intermittentes, mais, du fait de l'incertitude de l'apport éolien, d'assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande pour maintenir la qualité de la fourniture. En temps réel, la demande horaire aussi bien que l'offre horaire sont en effet susceptibles de subir des aléas entraînant un déséquilibre momentané qui doit être compensé par des variations correspondantes de la production ou de la consommation. Dans un système doté principalement de moyens de production thermique classique, les variations de la demande sont les principales sources de déséquilibre mais, lorsque s'ajoutent de façon croissante des sources intermittentes au système, les variations imprévues de l'offre des producteurs constituent un aléa de plus en plus important qui doit être compensé. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de réserves tournantes ou immédiatement disponibles dont le coût augmente lorsque le volume des déséquilibres devient plus important.

G. Déconnexions intempestives

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Lors du black-out italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz [UCT01]. Trois ans plus tard lors de l'incident du 4 novembre 2006 touchant l'ensemble du réseau Européen de l'UCTE, environ 4000 MW d'éolien dans la zone Ouest Europe et environ 6000 MW dans la zone Est Europe se sont également déconnectés lors de la forte variation de fréquence [LEV07a] [ROB07a]. Cet événement a montré des disparités entre pays voisins notamment sur la puissance éolienne déconnectée. Un second point a été mis en évidence : la reconnexion non contrôlée des générateurs éoliens qui ont perturbé les actions des dispatchings. L'opérateur EON Netz prévoyait que le risque de déconnexion de 3 000 MW d'éolien suite à un défaut important sur le réseau 380 kV au nord de l'Allemagne était bien réel [ACK05], pouvant ainsi induire un déséquilibre production-consommation aggravant les conséquences d'un défaut qui aurait pu être éliminé normalement. Cela a été vérifié lors de l'incident du 4 novembre 2006 [LEV07a].

Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes installées depuis 2003 de pouvoir rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un opérateur à l'autre. Par exemple, RTE demande que les éoliennes restent connectées au réseau tant que le creux de tension reste supérieur au gabarit présenté à la Fig. 3.6 (valable pour les réseaux de répartition : réseaux de transport régionaux à 225 kV, 90kV et 63 kV) [ARR03b] [CHA05].

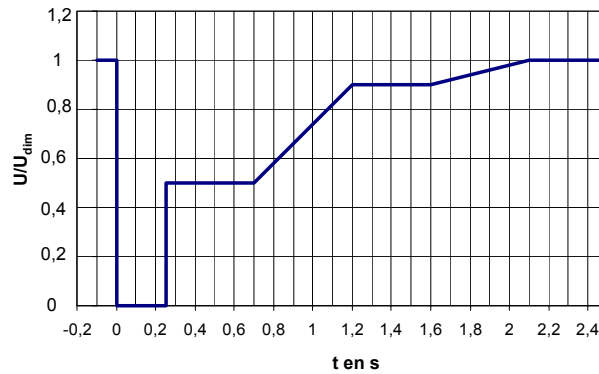


Fig. 3.6. Gabarit de tension auquel doivent satisfaire les éoliennes connectées au réseau de répartition.

Concernant les variations de fréquence, l'arrêté [ARR03b] précise que les installations de production doivent rester connectées pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de fréquence situées entre 47 et 52 Hz. De plus, même si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves comme c'est le cas de l'éolien, elle doit être capable de réduire la puissance produite lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 et 51 Hz.

H. Effets sur la fréquence du réseau

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de vitesse des groupes alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide, en quelques secondes, et décentralisée des écarts offre-demande. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence (imposée par la vitesse des groupes tournants) et la puissance (Fig. 3.7).

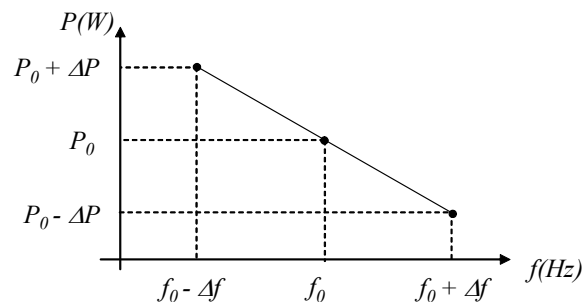


Fig. 3.7. Réglage primaire de fréquence.

P_0 est la puissance de consigne à la fréquence de référence f_0 , et ΔP la variation de puissance induite par la variation de fréquence Δf .

L'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire laisse, en fin d'action, un écart de fréquence. De plus, comme la fréquence est commune aux réseaux interconnectés (par exemple le réseau synchrone de l'UCTE), ce réglage provoque des variations de transit entre les pays. Ceux – ci sont l'expression de la « solidarité » entre réseaux pour contenir les aléas (perte de groupe de production). Le rôle du réglage secondaire est alors, en quelques minutes (15 minutes en UCTE), de ramener la fréquence à sa valeur nominale et de ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles. C'est l'expression du principe de « responsabilité » : la correction de l'aléa étant du ressort du réseau qui en a été le siège.

Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes (pouvant atteindre quelques centaines de kW en quelques dizaines de seconde) [EON00] [LEO02], tout comme les variations de charge, peuvent donc induire des fluctuations de la fréquence du réseau et activer le réglage primaire des groupes tournants et faire appel à la réserve primaire [DAN01][DOH05][ERL06][LUO06]. Cependant, tant que le taux de pénétration de l'éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable. Dans le cas contraire, afin d'assurer la stabilité du réseau, une participation au réglage primaire des éoliennes sera à envisager avec des solutions qui restent à imaginer. Déjà actuellement, lorsque la production est supérieure à la consommation, donc lorsque la fréquence est supérieure à 50Hz, il peut être demandé aux éoliennes de réduire leur production [ACK05][RUN06].

III. Contraintes de raccordement des installations de production aux réseaux électriques [ARR03b][ARR03c][ARR03d][DEC03a][DEC03b]

A. Introduction

Les modalités de raccordement au réseau électrique des installations de production, et notamment les contraintes techniques, sont définies par des textes réglementaires tels que décrets et arrêtés. Les contraintes techniques dépendent principalement de la puissance à raccorder qui définit le réseau de connexion. Le tableau 3.1 donne les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance, en France.

Type de réseau	Plage de tension	Niveaux de tension	Puissance
BT	BT monophasé	230 V	$S \leq 18 \text{ kVA}$
BT	BT triphasé	400V	$S \leq 250 \text{ kVA}$
MT (HTA)	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	15 kV, 20 kV	$P \leq 12 \text{ MW}$
HT (HTB1)	$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	63 kV, 90 kV	$P \leq 50 \text{ MW}$
HT (HTB2)	$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	150 kV, 225 kV	$P \leq 250 \text{ MW}$
HT (HTB3)	$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	400 kV	$P > 250 \text{ MW}$

Tableau 3.1 - Niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance.

Les installations de production relèvent donc :

- du réseau public de transport si la puissance installée est supérieure à 12 MW, le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension supérieur ou égal à 63 kV (domaine de la HTB) ;
- du réseau public de distribution si la puissance installée est inférieure ou égale à 12 MW, le raccordement s'effectue alors à un niveau de tension inférieur ou égal à 20 kV (domaine de la HTA et de la BT).

Dans cette section nous détaillerons les contraintes de raccordement sur les deux réseaux. Elles ont été définies pour les installations de production au sens large mais l'on verra qu'aujourd'hui certaines de ces contraintes ne concernent pas les énergies fatales.

B. Contraintes de raccordement sur le réseau public de distribution HTA

Pour raccorder une installation de production sur le réseau électrique de distribution français, relié à un grand réseau interconnecté, différentes dispositions sont à prendre en compte. Ces dispositions sont précisées par des arrêtés et des décrets qui évoluent au fil du temps suite au retour d'expérience induit par l'intégration de production dans un réseau conçu pour distribuer l'électricité, et donc prévu à l'origine pour n'accueillir que des consommateurs. Voici une synthèse des contraintes de raccordement d'une installation de production au réseau HTA. Si la production décentralisée doit être raccordée à un réseau non relié à un réseau interconnecté, des contraintes supplémentaires doivent être respectées.

1) La puissance de court-circuit

Les unités de production contribuent à augmenter la puissance de court-circuit au voisinage de leur point de raccordement. En cas de défaut, ces unités de production ne doivent pas entraîner une élévation du courant de court-circuit au-delà des limites des appareils HTA des postes et du réseau. Pour le réseau HTA, cette limite est de 12,5 kA en zone urbaine et de 8 kA en zone rurale.

Le plan de protection des réseaux de distribution est conçu en partant du principe que lors de défaut, la puissance de court-circuit est fournie exclusivement par la source amont, et qu'il n'existe pas de source de P_{cc} sur le réseau de distribution. Le raccordement d'installations de production est contraire à ce principe fondateur, ce qui peut conduire à des dysfonctionnements dès lors que les apports de courant de court-circuit des unités de production deviennent du même ordre de grandeur que les courants de défaut du réseau.

2) Réglage de tension

Le raccordement d'une centrale de production peut modifier le plan de tension, en particulier autour du point de raccordement. Cela ne doit pas empêcher le gestionnaire du réseau de respecter les plages définies par les textes normatifs (de l'ordre de $\pm 5\%$ de la tension contractuelle, souvent 20 kV). Ainsi, les centrales d'une puissance supérieure à 1 MW doivent pouvoir ajuster leur tension de sortie à la demande du gestionnaire, tandis que les centrales d'une puissance supérieure à 10 MW doivent être équipées d'un régulateur de tension de sortie.

La production décentralisée peut dans certains cas contribuer au réglage de la tension en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive [ARR3d][DEC03b], mais elle doit pour cela être commandable, ce qui n'est guère simple, en particulier pour les unités de petite puissance.

3) Production ou absorption d'énergie réactive

Les centrales raccordées en HTA doivent pouvoir :

- fournir $Q = 0,4 S_n$ (puissance nominale apparente) pour une puissance installée $P_n \leq 1 \text{ MW}$;
- fournir $Q = 0,5 S_n$ et absorber $Q = 0,1 S_n$ pour les centrales d'une puissance installée $1 \text{ MW} < P_n \leq 10 \text{ MW}$;

- fournir $Q = 0,6 S_n$ et absorber $Q = 0,2 S_n$ pour les centrales d'une puissance installée $P_n > 10$ MW.

Pour pouvoir fournir une énergie réactive $Q = 0,4 S_n$, certaines centrales de production doivent être associées à des batteries de condensateurs (c'est souvent le cas des génératrices asynchrones à cage directement connectées au réseau).

4) Signaux tarifaires

La centrale de production ne doit pas perturber les signaux tarifaires. Dans le cas contraire il faut installer des filtres.

5) Qualité de l'onde électrique

Les limites définies de perturbations sont :

• Harmoniques

Les productions décentralisées utilisant de l'électronique de puissance dans leur interface avec le réseau sont génératrices de courants harmoniques susceptibles d'induire des tensions harmoniques dans le réseau. Ces courants harmoniques doivent donc être limités à un seuil exprimé en % (valeur de la somme des courants harmoniques de rang h du site ramenée à la valeur du courant nominal du site). Les valeurs limites pour les installations de plus de 100 kVA sont données dans le tableau 3.2.

Rangs impairs	Taux limite (%)	Rangs pairs	Taux limite (%)
3	4	2	2
5 et 7	5	4	1
9	2	>4	0.5
>11 et 13	3		
> 13	2		

Tableau 3.2 – Limites recommandées pour les harmoniques.

• Déséquilibre

Toutes dispositions seront prises pour que la contribution au taux de déséquilibre au point de livraison des installations dont la charge monophasée équivalente est supérieure à 500 kVA soit inférieure ou égale à 1%.

• Fluctuation de la tension (flicker)

Le flicker est induit par les fluctuations de puissance. Ces fluctuations de puissances apparaissent lors de la mise en et hors de service de la production et lors du changement de régime de production. Dans le cas de l'éolien, ces fluctuations de puissance proviennent également des variations de la vitesse du vent ou de l'effet d'ombre de la tour. La Fig. 1.7 (chapitre 1) montre un enregistrement de la puissance générée par une éolienne à vitesse fixe de 300 kW (ancien site éolien de Dunkerque) soumis à un vent moyen de 10 m/s. Cet enregistrement montre que cette puissance peut subir des variations de plus de 100 kW en 3 sec. Il convient de vérifier que ces variations de puissance ne conduisent pas à des niveaux de

fluctuations rapides de tension (papillotement) inacceptables pour les autres utilisateurs du réseau. Les niveaux admissibles et la fréquence sont normalisés.

6) Couplage des installations de production au réseau

D'autres contraintes liées au couplage de l'installation de production au réseau de distribution sont à prendre en compte. Citons quelques-unes de ces contraintes et quelques ordres de grandeurs:

- les installations de production ne sont couplées au réseau de distribution que si celui-ci est en service (sauf cas particuliers comme la reconstitution du réseau) ;
- le couplage des machines synchrones n'est autorisé qu'avec des écarts maximaux tels que:
 - en tension: 10% ;
 - en fréquence: 0,1 Hz ;
 - en phase: 10°.
- la croissance et la décroissance de la puissance ne doivent pas dépasser 4 MW/minute ;
- la variation de tension au point de livraison ne doit pas dépasser 5 % pendant 0,5 secondes.

7) Mise à la terre des installations de production

Aucun régime de neutre HTA ne doit être créé dans l'installation de production lorsque celle-ci est couplée au réseau.

8) Protection du système électrique

Comme tous les éléments du système électrique, une installation de production dispersée doit être protégée par un ensemble de relais de protection. Par exemple, une protection de découplage doit être installée au niveau de l'installation de production afin de:

- détecter la perte du réseau, c'est-à-dire un îlotage (volontaire: travaux, ou involontaire: défauts BT, HTA, HTB, risque de faux couplage),
- déconnecter l'installation de production si les cas précédents ont été détectés.

9) Participation à la reconstitution du réseau

A la demande du gestionnaire et dans le cadre de conventions, l'installation de production peut participer à la reconstitution du réseau.

10) Le programme de fonctionnement de l'installation de production

Si la puissance de l'installation de production n'est pas marginale, le programme de fonctionnement prévu de celle-ci doit être communiqué au gestionnaire du réseau à sa demande. Il peut alors être nécessaire d'installer une liaison de communication entre le gestionnaire et l'installation de production afin d'échanger des informations d'exploitation.

L'installation de production n'est pas marginale:

- si pour un départ dédié, la puissance apparente nominale de l'installation est supérieure à 25% de la puissance apparente nominale du transformateur HTB / HTA ;
- si pour un départ non dédié, la puissance active nominale de l'installation est supérieure à 25% de la charge maximale du départ.

Le respect des contraintes de raccordement peut entraîner dans certains cas des besoins de renforcement du réseau: changement de conducteurs et de transformateurs, création d'un départ dédié, voire d'un nouveau poste.

C. Contraintes de raccordement sur le réseau public de transport

Les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'énergie électrique sont précisées dans l'arrêté [ARR03b] et le décret [DEC03a]. Le décret [DEC03a] présente quelques considérations générales sur ces contraintes de raccordement :

- En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel ou en situation de défaut d'isolement ;

- En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent avoir des capacités constructives de fourniture de services auxiliaires nécessaires pour que le fonctionnement du système électrique soit sûr. Ces services comprennent :

- . les réglages primaire et secondaire de la tension ;
- . les réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
- . le fonctionnement en réseau séparé ;
- . le renvoi de tension et la participation à la reconstitution du réseau.

- les installations de production doivent être équipées d'un dispositif qui permet de les coupler au réseau public de transport. Les installations doivent en outre être conçues pour que la stabilité de leur fonctionnement soit assurée compte tenu des caractéristiques de leur raccordement au réseau et doivent être équipées des régulations de tension et de fréquence (c'est-à-dire de la vitesse pour les groupes tournants) qui sont nécessaires pour atteindre cet objectif. Des pertes de stabilité ne doivent pas être à l'origine d'une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport ou de la perturbation des conditions de son exploitation.

- Les installations de production doivent être capables de recevoir et d'exécuter, dans les délais appropriés précisés dans la convention d'exploitation, les ordres de conduite et de sauvegarde en provenance du gestionnaire du réseau de transport.

L'arrêté [ARR03b] précise ces contraintes de raccordement en fonction du type d'installation. Sans prétendre être exhaustifs, nous allons évoquer quelques unes de ces contraintes dans la suite de cette section et dans la section suivante.

1) Réglage de la tension

Toutes les unités de production, y compris les éoliennes, doivent pouvoir fonctionner dans un domaine de fonctionnement déterminé par un graphique avec en ordonnée la tension (U) et en abscisse le rapport entre la puissance réactive et la puissance active maximale (Q/P_{max}). Un exemple de domaine de fonctionnement dénommé trapèze [U, Q] est représenté à la Fig. 3.8.

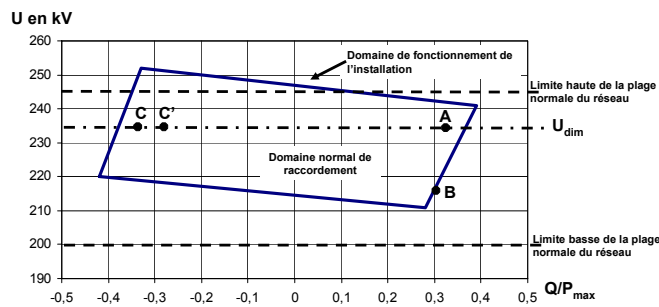


Fig. 3.8. Exemple de domaine normal de fonctionnement d'une installation de production.

Les unités de production doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison. Trois types de réglage primaire sont possibles :

- Type 1 : réglage à puissance réactive constante ;
- Type 2 : réglage de la tension à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable ;
- Type 3 : réglage de la tension selon une consigne asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

Les installations raccordées aux réseaux HTB2 et HTB3 doivent pouvoir participer au réglage secondaire de la tension de leur zone, si le gestionnaire du réseau le demande. Ces installations doivent disposer d'un réglage primaire de la tension de type 2 ou 3.

2) Réglage de la fréquence

La participation au réglage de la fréquence n'est pas exigée pour des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale telles que les fermes éoliennes. Il est néanmoins intéressant de noter les contraintes imposées aux autres installations :

- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 40MW doivent participer au réglage primaire de fréquence ;
- Les installations d'une puissance supérieure ou égale à 120MW doivent participer au réglage secondaire de fréquence.

Le fait de ne pas participer au réglage de fréquence limitera à terme le taux de pénétration de l'éolien, car ce réglage est reporté sur les groupes traditionnels. En cas de forte pénétration de l'éolien, les exigences en terme de participation au réglage de fréquence de l'éolien pourraient donc évoluer. Le problème étant évidemment l'existence d'une réserve primaire associée à l'éolien.

Il en est de même pour le fonctionnement en réseau séparé et pour la participation à la reconstitution du réseau qui ne sont actuellement pas exigées pour les fermes éoliennes.

3) Couplage et perturbations

Le couplage de l'installation au réseau doit respecter des contraintes sur la fréquence, l'amplitude et la phase de la tension et ne doit pas affecter la stabilité du réseau.

Les perturbations produites par l'installation au point de raccordement doivent être limitées en ce qui concerne les à-coups de tension, le flicker, les déséquilibres et les harmoniques.

Un système de communication entre le producteur et le gestionnaire du réseau est à prévoir.

IV. Perspectives d'une meilleure intégration des générateurs éoliens [ROB04]

A. Position du problème

Il a été expliqué dans les paragraphes précédents que le problème majeur associé aux générateurs éoliens est qu'ils ne participent en général pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, démarrage en autonome ou black start, possibilité de fonctionner en îlotage, ...). Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des générateurs « passifs » du point de vue « gestion du système ». Les réglages de la tension et de la fréquence sont dès lors reportés sur les alternateurs classiques. Leur taux de pénétration, c'est-à-dire la puissance qu'elle génère par rapport à la puissance consommée, doit alors être limité (par exemple à 20 ou 30% de la puissance consommée d'après certains retours d'expérience) afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables [CRA03] [JEN00]. Ceci est particulièrement vrai pour les sources à énergie renouvelable dont la source primaire est difficilement prévisible et très fluctuante. Le fait que la production décentralisée de type éolienne soit fort sensible aux perturbations « réseau » tels que les creux de tension ou les variations de fréquence, entraîne souvent une déconnexion de la production lors d'incident sur le réseau. Cette déconnexion peut aggraver un déséquilibre production-consommation et par effet « domino » accélérer l'avènement d'un incident majeur sur le réseau.

B. Possibilité d'augmentation du taux de pénétration

L'augmentation du taux de pénétration des générateurs éoliens sera possible si ce type de source :

- . Participe à la gestion du réseau (services système, dispatchabilité) [BOU06] [DEU05] [DEU06] [GAU05];
- . Peut fonctionner en îlotage ;
- . Présente une disponibilité accrue et fiabilisée malgré l'imprévisibilité de la source primaire d'énergie lorsqu'il s'agit d'énergie renouvelable ;
- . Reste connecté lors de fortes perturbations sur le réseau.

Il est actuellement envisageable d'atteindre ces objectifs:

- . en utilisant les possibilités offertes par l'électronique de puissance ;
- . en développant de nouvelles stratégies de commande et de supervision ;
- . en imaginant des structures adaptées de productions décentralisées ;
- . en développant le stockage d'énergie à court et à long terme ;
- . en développant les systèmes multisources avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie.

L'avenir du développement de la production éolienne sera conditionné par la participation aux services système de cette production. La participation au réglage de la tension en absorbant ou en injectant de la puissance réactive tend à se développer [FRA05b] [SER04a] [SER04b], car elle est actuellement imposée dans certaines conditions (Cf. paragraphe III. B.2, III. B.3 et III. C.1). La participation au réglage de la fréquence en adaptant la puissance active générée serait possible en repensant les commandes des systèmes de génération à base d'éolien. La possibilité de fonctionner en îloté permettrait à la production décentralisée de continuer à alimenter des consommateurs isolés du réseau suite à un défaut sur celui-ci, et ainsi à limiter le nombre de clients affecté par ce défaut. L'îlotage reste cependant interdit actuellement pour des raisons de sécurité des personnes et du matériel. Permettre l'îlotage nécessitera de revoir les stratégies de contrôle-commande de ces

productions, voire l'ajout de systèmes de stockage de l'énergie électrique lorsque la source primaire est aléatoire, et pourrait également nécessiter de revoir la structure des réseaux de distribution. La tenue des générateurs éoliens dans des plages de fonctionnement acceptables lors de fortes perturbations sur le réseau pour éviter une déconnexion sera également à améliorer et fait l'objet de travaux de recherche [MOR05a] [MUL05a].

De nos jours la puissance installée en énergie éolienne en Europe pose déjà certains problèmes qui ont donné lieu à des recommandations de la part de l'UCTE, la CRE (régulateur français [CRE00]) et RTE :

. En raison de la croissance rapide des raccordements de générateurs éoliens au réseau électrique (au niveau Européen et National), l'UCTE recommande plusieurs actions pour réussir leur intégration [UCT02] parmi lesquelles :

- l'accélération des procédures nécessaires à la construction de nouvelles lignes ;
- la définition d'un taux minimum de stabilité imposé aux exploitants de parc éolien par les Etats ;
- le maintien en service à proximité de zones ventées de capacités de production traditionnelles
- l'élaboration d'un vaste planning Européen de l'énergie éolienne qui permettrait d'éviter la surconcentration de turbines dans une région, même bien ventée.

. Suite à l'incident du 4 novembre 2006 où le réseau Européen s'est séparé en trois zones avec des déconnexions et reconnexions d'éoliennes [LEV07a], le régulateur français (CRE) et RTE préconisent d'avoir des exigences plus contraignantes au niveau des installations de production décentralisée sur leur tenue aux variations de fréquence, de remonter des informations en temps réel sur les comportements de ces installations vers les GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) et de prendre en compte le comportement de la production décentralisée dans l'évaluation de la sûreté du système interconnecté [LEV07b] [PLU07].

Se pose aussi la question d'une adéquation entre la consommation et la puissance éolienne disponible ? En général, il y a plus de vent en hiver qu'en été, durant le jour que la nuit, ce qui correspond aux tendances de la consommation en France où le pic hivernal peut atteindre plus de 80 000 MW, tandis que le pic de l'été peut atteindre plus de 50 000 MW. Cependant, il apparaît que durant les périodes de grandes chaleurs ou de grands froids, la puissance éolienne est très faible, voire nulle [MER05]. La multiplicité des installations éoliennes sur un vaste territoire est néanmoins favorable à une corrélation entre la consommation et la production éolienne comme le montrent des études sur le foisonnement éolien. Le foisonnement éolien est le phénomène statistique qui fait que, par la multiplication spatiale des installations éoliennes sur un territoire donné, la valeur minimale de la puissance injectée par l'ensemble est supérieure à la somme des puissances minimales de chacune d'entre-elles. Ainsi, la multiplication d'éoliennes (soumises à des vitesses de vent différentes) conduit globalement à un lissage de la puissance générée. Les études prospectives réalisées sur un parc de 10 000 MW installé en France, réparti entre le nord et le sud du territoire, montre l'existence d'une contribution minimale de l'éolien [RAP05] [RTE04], par exemple de 25 % environ pendant les périodes de pointes hivernales avec un niveau de probabilité de 90 %, car il y a toujours du vent qui souffle quelque part. Cette contribution de l'éolien pourrait être améliorée par une gestion couplée des ressources éoliennes et hydrauliques [GRA05]. Néanmoins, cela conduirait à des révisions majeures du plan de sécurité du réseau électrique.

C. Possibilité d'amélioration de l'intégration de l'éolien

Une des possibilités d'amélioration de l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux est de les faire participer au réglage primaire de fréquence et de les faire fonctionner en îlotage. Dans le cas d'unités de production connectées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance comme les éoliennes modernes de grande puissance, la participation au réglage de la fréquence comme dans les centrales classiques n'est pas immédiat. En effet, le réglage primaire de la fréquence dans les centrales classiques est basé sur le lien naturel existant entre les variations de puissance active générées par un alternateur et sa vitesse de rotation déterminant la fréquence des tensions et courants générés. Un tel lien n'existe évidemment pas lorsque la puissance est contrôlée via un convertisseur électronique de puissance puisque la fréquence de fonctionnement de ce convertisseur est déterminée par la commande. Il reste donc, pour associer ce type de moyen de production au réglage fréquence / puissance, à définir des stratégies de commande de l'ensemble « générateur classique + convertisseurs » permettant de coordonner une multitude de petits moyens de production. Tant que la puissance cumulée de ces moyens de production reste faible par rapport à la puissance totale installée, ce réglage fréquence / puissance ne présente que peu d'intérêt. En revanche, il devient crucial en cas de fort taux de pénétration. Le cas se pose déjà sur certains sites isolés (îles par exemple).

Certains travaux de recherche ont montré qu'il était possible d'introduire un lien « artificiel » entre les variations de puissance demandées par les consommateurs et la fréquence de fonctionnement des interfaces électroniques de puissance [LEC04b]. En poussant ainsi l'analogie avec le fonctionnement d'un alternateur classique, on peut espérer pouvoir à l'avenir assurer un taux de pénétration élevé de ce type de source et leur permettre de fonctionner en îlotage. D'autres études montrent qu'il serait possible de participer aux réglages de fréquence avec des commandes adéquates [LAL05] [MOR05b] [MOR06a] [MOR06b] [MUL05b] [WIJ 05]. Pour permettre aux unités de production basées sur des sources aléatoires (éolien, photovoltaïque) de participer pleinement aux services système, il faudra leur associer des systèmes de stockage de l'énergie électrique. L'électricité ne se stocke cependant pas facilement, et nécessite sa transformation sous une autre forme énergétique (chimique, mécanique, thermique). Le stockage de l'énergie électrique constitue une des composantes d'un futur développement durable. Les batteries standards ne sont pas adaptées en raison des importantes fluctuations de la puissance éolienne et les éléments polluants les constituants vont à l'encontre du développement durable [LEO02]. Néanmoins, des concepts permettant le stockage à long et court terme existent [BAR04] [MAR03] [SAB06b]. Il faut les mettre en oeuvre à grande échelle afin d'en réduire les coûts. Des réalisations récentes montrent que du stockage conséquent est possible. En 2003, un accumulateur pouvant fournir 40 MW sur 7 minutes (ou 27 MW durant 15 minutes) a été installé en Alaska afin de soutenir le réseau [REE03]. Un système de stockage inertiel pouvant fournir 1 MW pendant 15 minutes est proposé par une firme américaine [BEA00]. Cette dernière forme de stockage semble particulièrement bien adaptée à une association avec des éoliennes, du fait de sa grande dynamique, de son bon rendement et de sa durée de vie similaire à celle des éoliennes [HEB02] [KUS05]. Ce type de stockage à court terme permet de lisser la puissance générée par l'éolienne [CIM04a] [CIM04b] [LEC03a] [LEC03b]. Il pourrait permettre aux éoliennes de participer au réglage primaire de la fréquence du réseau auquel l'éolienne est connectée, au réglage de la tension et permettre l'îlotage pendant la phase transitoire de la perte du réseau [ROB05a] [ROB05b]. L'association de systèmes de stockage aux sources à énergie renouvelable constitue évidemment un surcoût qui pourrait à l'avenir être compensé par la valorisation financière par le gestionnaire du réseau des services système fournis par le producteur [EUR01] [SER04a].

V. Conclusion

De nos jours, les générateurs éoliens sont principalement une source de perturbations pour les réseaux électriques et notamment pour les gestionnaires des réseaux. Pour minimiser leur impact, des arrêtés et décrets ont été mis en place. Cependant cela ne suffit pas et l'intégration harmonieuse de l'éolien dans le réseau passera par :

- une meilleure prévision du vent qui pourra permettre une estimation de la puissance qui sera produite,
- une évolution des stratégies de commande des éoliennes qui les fera approcher des performances, en matière de réglage du réseau, des centrales classiques,
- une prise en compte de leur possibilité dans la gestion du réseau et enfin un échange d'informations en temps réel entre les gestionnaires des réseaux et les fermes d'éoliennes.

Dans la suite du mémoire, un système de génération à base d'éolien associé à du stockage inertiel d'énergie pouvant participer aux réglages du réseau et fonctionner en îloté sera proposé et analysé.

Conclusion de la première partie

De nos jours, il existe donc une forte contradiction entre le fonctionnement des générateurs éoliens et le fonctionnement des réseaux électriques :

- Les générateurs éoliens sont commandés de telle sorte qu'ils extraient le maximum de puissance du vent afin de les rentabiliser sans vraiment considérer les problèmes de réglage et de stabilité du réseau,
- Les gestionnaires des réseaux attendent d'une installation de production qu'elle ne perturbe pas le réseau et qu'elle participe à la gestion de celui – ci, c'est-à-dire qu'elle apporte des services système.

La puissance installée en énergie éolienne raccordée au réseau électrique croit depuis quelques années. Jusqu'ici, cette génération a été généralement considérée en tant que « générateurs passifs » parce qu'elle ne participait pas directement aux services système (réglage de tension et de la fréquence, îlotage...). Mais cette approche ne sera plus acceptable dans le futur quand le niveau de pénétration de la génération dispersée sera supérieure à 20% ; Ce qui est déjà le cas par moment dans certains pays comme le Danemark par exemple. Ceci pose alors des problèmes de gestion du réseau. Il est alors nécessaire de prendre en compte le comportement des générateurs éoliens dans le réglage des réseaux et d'évaluer la capacité de ceux – ci à participer directement aux services système ; participation qui peut être rémunérée dans un marché libre (ou contrat de participation aux services système **[RTE00]**). Les systèmes de génération à base d'éolien pourraient alors travailler sans source auxiliaire, assurer l'équilibre production - consommation, participer au réglage de la fréquence et de la tension. Dans notre cas, nous évaluerons ces capacités pour un système de génération à base d'éolien associé à du stockage inertiel d'énergie. La prochaine partie détaillera ce système.

Seconde partie

Système de génération à base d'éolienne et de stockage inertiel d'énergie pouvant participer aux réglages du réseau

Introduction - Afin de pouvoir assurer des services système, nous considérons une éolienne à vitesse variable couplée à un Générateur Synchrones à Aimants Permanents (GSAP) combiné à un système de stockage d'énergie. Nous considérons alors un Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE). En raison de l'utilisation de convertisseurs de puissance, le générateur et le système de stockage sont électriquement couplés par l'intermédiaire d'un bus continu.

La Fig. 1 montre la configuration du système de génération retenu. La turbine éolienne est directement couplée à une GSAP de 42 paires de pôles d'une puissance nominale de 750 kW. Cependant la puissance de référence de la GSAP ne dépassera pas la puissance nominale du système de stockage inertiel, soit 600 kW, pour avoir une correspondance au niveau des puissances entre ces deux éléments du système de génération. Le volant d'inertie est couplé à une machine asynchrone d'une paire de pôles. La puissance nominale de la machine asynchrone est de 600 kW. L'inertie du volant est déterminée afin de développer la puissance nominale de la machine asynchrone pendant une minute avec une gamme de vitesse de 3000-6000 tr/mn. Travailler au-dessus de la vitesse nominale avec un champ magnétique faible permet de générer ou de stocker la puissance nominale de la machine asynchrone. Pour assurer une bonne qualité de tension et pour permettre l'alimentation des charges isolées, un filtre LC est inclus entre le convertisseur 3 et l'inductance L_r qui peut être celle d'un transformateur.

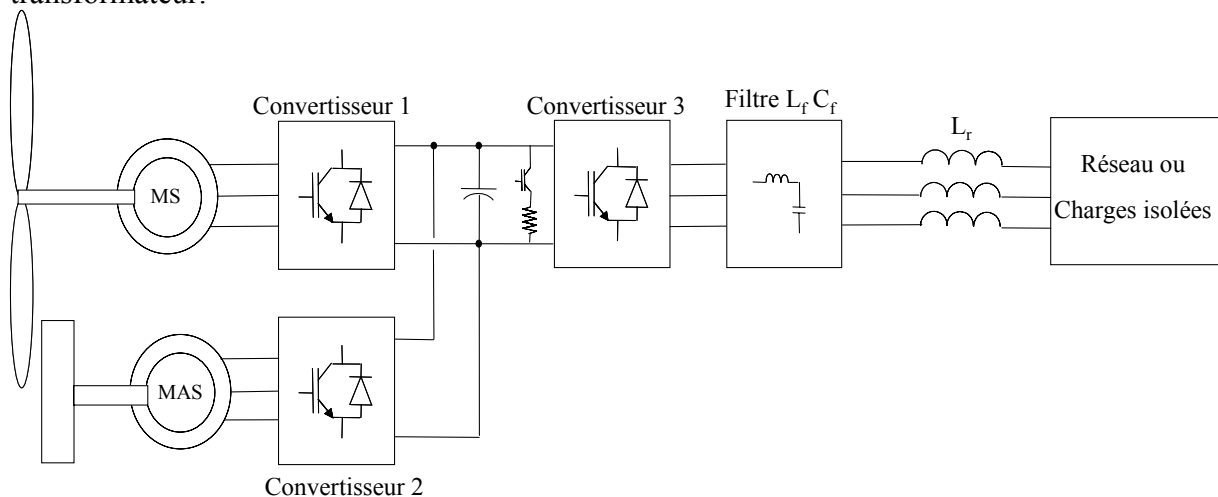


Figure 1. Configuration du système de génération.

L'objectif de cette partie est de présenter la configuration, la modélisation et les commandes du système de génération retenu pouvant participer aux réglages du réseau. Tout d'abord, il sera introduit dans le chapitre 4, le générateur éolien. Ensuite dans le chapitre 5 sera présenté le système de stockage d'énergie. Enfin, dans le chapitre 6, l'interface de raccordement au réseau électrique sera décrite. Les paramètres de chacun des éléments du système se trouvent à l'annexe B.

Chapitre 4

Le générateur éolien

I. Introduction

Dans ce chapitre, le générateur éolien, qui est basé sur une turbine à vitesse variable à attaque directe et une génératrice synchrone à aimants permanents, est décrit (Fig.4.1). Il est raccordé à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance MLI. La modélisation et la commande de ces différents organes sont développées.

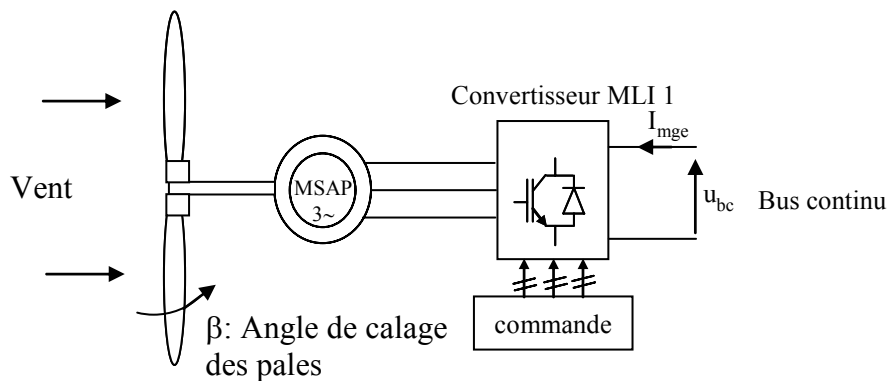


Fig. 4.1. Structure du générateur éolien.

II. Modélisation

A. Le vent

Pour simuler le vent, des mesures de vitesse du vent effectuées sur l'ancien site éolien de Dunkerque ont été utilisées. Trois profils de vent ont été relevés : un vent faible de vitesse moyenne d'environ 6 m.s^{-1} (Fig. 4.2), un vent moyen de vitesse moyenne d'environ 10 m.s^{-1} (Fig.4.3) et un vent fort de vitesse moyenne d'environ 12 m.s^{-1} (Fig. 4.4).

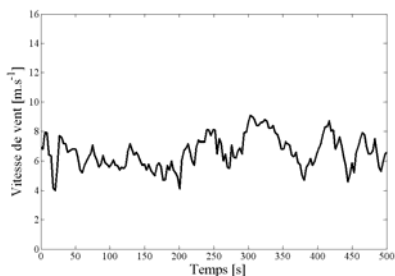


Fig.4.2. Allure du vent faible.

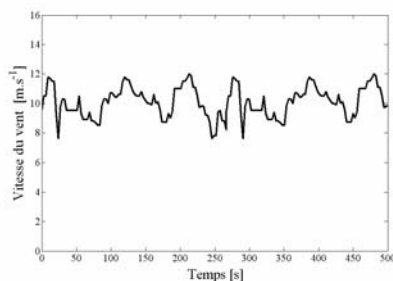


Fig.4.3. Allure du vent moyen.

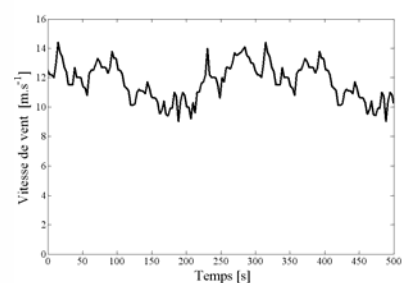


Fig.4.4 Allure du vent fort.

B. La turbine éolienne

1) Hypothèses simplificatrices

Il existe plusieurs niveaux de modélisation d'une turbine éolienne. Le générateur éolien étant connecté au réseau par l'intermédiaire d'un bus continu et d'une interface réseau, un modèle simple a été retenu [SAB06a]. Solution confortée également par le fait que le travail est centré sur la partie connexion au réseau du système de génération. Un modèle qui fait intervenir la courbe du coefficient de couple en fonction du ratio de vitesse et de l'angle de calage des pales ($C_m = f(\lambda, \beta)$) (C.f. Fig. 1.4 du chapitre 1) a été utilisé.

2) Equations de la turbine

Les équations de la turbine sont les suivantes :

$$\lambda = \frac{R_t \Omega_t}{v} \quad (4.1)$$

$$C_m = f(\lambda, \beta) \quad (4.2)$$

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2 C_m(\lambda, \beta) \quad (4.3)$$

λ : Ratio de vitesse ;
 R_t : Rayon de la turbine [m] ;
 Ω_t : Vitesse angulaire de la turbine [rad.s^{-1}] ;
 v : Vitesse du vent [m.s^{-1}] ;
 β : Angle de calage des pales [degré] ;
 C_m : Coefficient de couple (cf. Chapitre 1) ;
 T_t : Couple développé par la turbine [N.m] ;
 ρ : Masse volumique de l'air [Kg.m^{-3}].

C. L'arbre mécanique

L'équation de la dynamique de l'arbre en rotation est la suivante :

$$J_{t+MSAP} \frac{d\Omega_t}{dt} = T_{em} + T_t - T_v - T_s \quad (4.4)$$

- J_{t+MSAP} : Inertie de la turbine + Inertie MSAP [kg.m^2], T_{em} est le couple électromagnétique de la machine synchrone (ici en positif car considéré comme couple entraînant) [N.m] ;
- T_t est le couple de la turbine éolienne produit par l'action du vent sur les pales (considéré également comme un couple entraînant) [N.m] ;
- T_s est le couple de frottement sec et T_v est le couple de frottement visqueux [N.m]. Leur allure est donnée à la Fig.4.5 en fonction de la vitesse angulaire de la turbine Ω_t .

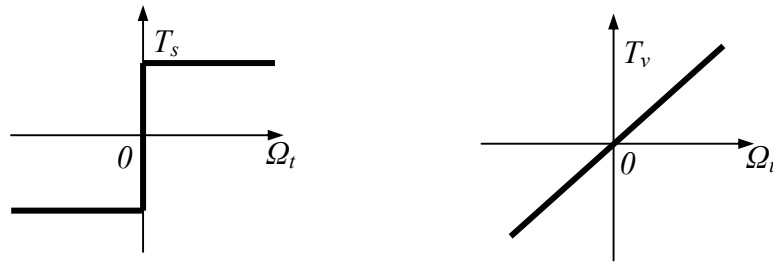


Fig. 4.5. Allure des frottements secs (à gauche) et visqueux (à droite) en fonction de la vitesse angulaire Ω_t .

D. La machine synchrone

Afin de diminuer le temps de calcul et n'étudiant pas les tensions et courants triphasés de la machine synchrone, mais la dynamique globale du générateur éolien, un modèle dans le repère de Park de cette machine sera utilisé. Le repère de Park est en fait un repère diphasé, équivalent du repère triphasé, plus simple à manipuler car les grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. On peut passer de l'un à l'autre repère à l'aide d'une matrice de passage et une matrice inverse. Les aimants permanents étant uniformément réparties au niveau du rotor, une machine à pôles lisses sera considérée pour la modélisation ($L_d = L_q = L_s$). Les équations de la machine (convention moteur) dans le repère de Park sont donc les suivantes [LES81] :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - L_s \omega i_{sq} \quad (4.5)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + L_s \omega i_{sd} + K_A \omega \quad (4.6)$$

$$T_{em} = PK_A i_{sq} \quad (4.7)$$

$$\omega = P\Omega_t \quad (4.8)$$

Avec :

- i_{sd}, i_{sq} : courants statoriques dans le repère de Park [A] ;
- v_{sd}, v_{sq} : tensions statoriques dans le repère de Park [V] ;
- R_s : résistance statorique [Ω] ;
- L_s : inductance cyclique statorique [H] ;
- K_A : Constante d'aimantation correspondant au flux inducteur dans le repère de Park ($= \sqrt{\frac{3}{2}} (k_a \text{ repère triphasé})$) [V.S/rad] ;
- P : nombre de paires de pôles de la machine synchrone ;
- ω : pulsation des tensions [rad.s^{-1}].

Les tensions étant les grandeurs d'entrée, on peut exprimer les grandeurs de sortie (les courants) en fonction de celles – ci. On obtient alors :

$$\frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (v_{sq} - R_s i_{sq} - L_s P \Omega_t i_{sd} - K_A P \Omega_t) \quad (4.9)$$

$$\frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_s} (v_{sd} - R_s i_{sd} + L_s P \Omega_t i_{sq}) \quad (4.10)$$

$$T_{em} = PK_A i_{sq} \quad (4.11)$$

En les exprimant sous forme matricielle, on a :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} = \frac{1}{L_s} \left[\begin{pmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} R_s & -L_s P \Omega_t \\ L_s P \Omega_t & R_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 \\ K_A P \Omega_t \end{pmatrix} \right] \quad (4.12)$$

$$T_{em} = \begin{pmatrix} 0 & PK_A \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} \quad (4.13)$$

E. Le convertisseur

La machine synchrone étant modélisée dans le repère de Park, on utilisera un modèle continu équivalent également dans le repère de Park pour modéliser le convertisseur (Cf. **Annexe C**). Les courants et les tensions sont alors définis par les relations :

$$v_{sd} = u_{bc} \cdot \frac{u_{wd}}{2} \quad (4.14)$$

$$v_{sq} = u_{bc} \cdot \frac{u_{wq}}{2} \quad (4.15)$$

$$i_{mge} = \frac{u_{wd}}{2} \cdot i_{sd} + \frac{u_{wq}}{2} \cdot i_{sq} \quad (4.16)$$

Avec :

- i_{sd} et i_{sq} : image des courants statoriques triphasés de la machine synchrone dans le repère de Park [A] ;
- i_{mge} : courant modulé de la machine synchrone dans le bus continu [A] ;
- u_{wd} et u_{wq} : image des tensions de référence u_{wa} , u_{wb} , u_{wc} dans le repère de Park ;
- v_{sd} et v_{sq} : image des tensions v_{m1} , v_{m2} , v_{m3} dans le repère de Park [V] ;
- u_{bc} : tension du bus continu [V].

F. Représentation Energétique Macroscopique (REM) du générateur éolien

Afin de faciliter la compréhension du fonctionnement du générateur éolien et la détermination de sa commande, une REM (Cf. Annexe D) a été établie (Fig. 4.6) :

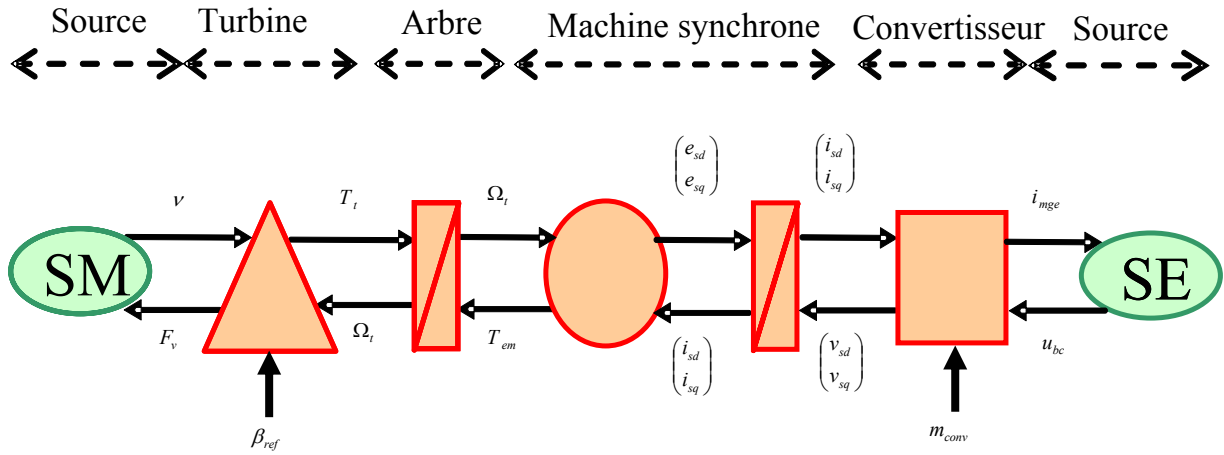


Fig. 4.6. REM complet du générateur éolien.

F_v : Force du vent [N] ;

e_{sd}, e_{sq} : Fem produites par la génératrice synchrone dans le repère de Park [V] ;

m_{conv} : Ordres de commande du convertisseur.

III. Commande du générateur éolien

A. Structure et principe de la commande

L'inversion de la REM du générateur éolien permet de déterminer la commande du générateur (Fig.4.7).

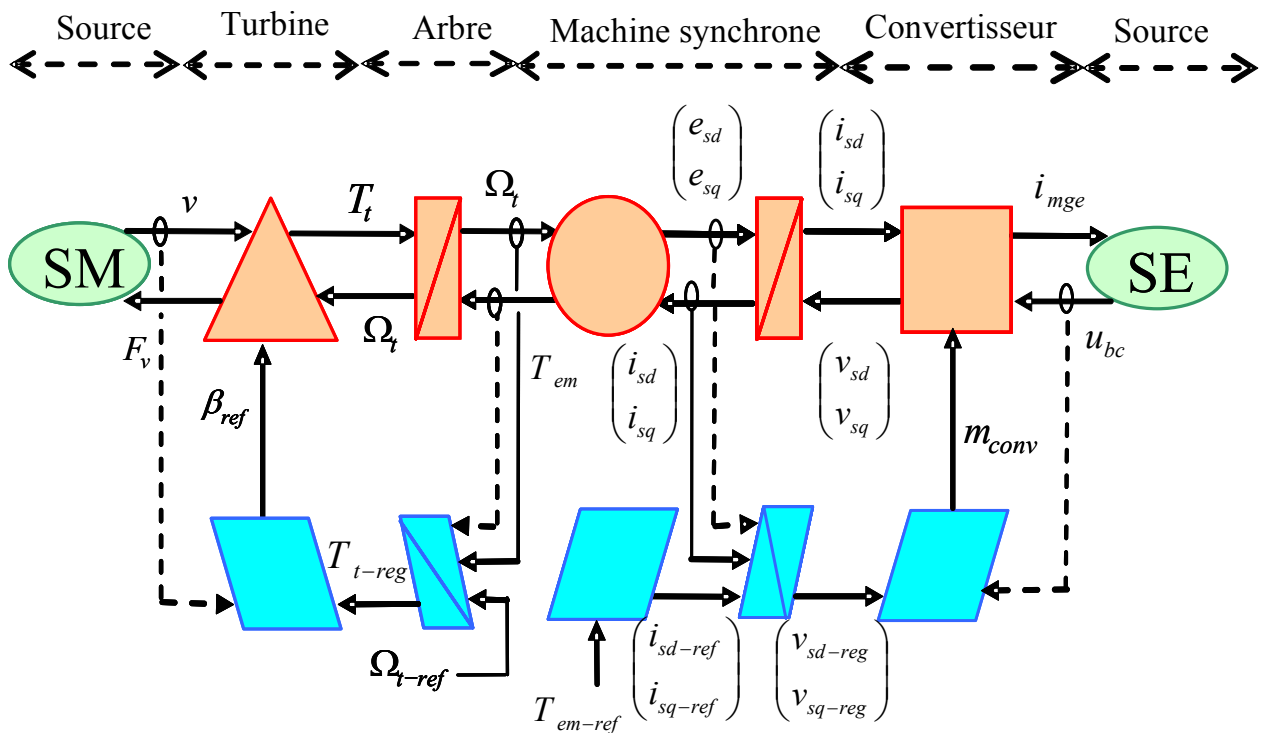


Fig. 4.7. REM de la commande du générateur éolien.

Pour contrôler la puissance électrique de la génératrice, P_{ge} , il suffit de contrôler le couple électromagnétique, T_{em} , par régulation des courants statoriques et de connaître la vitesse de rotation de l'arbre. La vitesse de la turbine, Ω_t , est limitée par l'orientation des pales. Le couple électromagnétique de référence, T_{em-ref} , peut être élaboré de deux manières différentes : l'une pour un fonctionnement au maximum de puissance, visant à améliorer le rendement aérodynamique de la turbine afin d'extraire le maximum d'énergie, et l'autre pour un fonctionnement à puissance fixée qui est de toutes façons utilisé pour limiter la puissance de la génératrice à sa valeur nominale. Le mécanisme d'orientation des pales est activé à partir de la vitesse nominale de la machine électrique. C'est en réduisant le couple de la turbine T_t par variation de l'angle de calage que la vitesse de l'arbre est limitée. La limitation en puissance se fait donc naturellement par décroissance du couple électromagnétique qui devient alors inversement proportionnel à la vitesse de l'arbre. Il est alors possible, avec cette stratégie de commande, d'extraire n'importe quelle puissance tant que le vent le permet. Dans le cas contraire, il faudra extraire le maximum de la puissance éolienne afin d'obtenir la valeur maximum du coefficient de puissance (C_{pMax}). Pour un fonctionnement au maximum de la puissance, le couple électromagnétique de référence doit être proportionnel au carré de la vitesse mécanique de l'arbre :

$$T_{em-ref} = \frac{\rho \cdot \pi \cdot R_t^5 \cdot C_{pMax}}{2 \cdot \lambda_{opt}^3} \Omega_t^2 = k \Omega_t^2 \quad (4.17)$$

λ_{opt} : Valeur du ratio de vitesse pour laquelle le coefficient de puissance C_p est maximal.

La stratégie de commande à puissance de référence désirée est illustrée par le tableau suivant :

Condition	$P_{ge-ref} \leq k\Omega_t^3$	$P_{ge-ref} > k\Omega_t^3$
T_{em-ref}	$\frac{P_{ge-ref}}{\Omega_t}$	$k\Omega_t^2$

Tableau 4.1. Stratégie de commande.

La puissance maximale est calculée en permanence ($k\Omega_t^3$) et est comparée avec la puissance de référence (P_{ge-ref}) ($0 \leq P_{ge-ref} \leq 600$ kW). Ainsi, si la puissance de référence est inférieure à la puissance maximale récupérable, alors cela veut dire que l'éolienne est capable de générer ce que l'on demande et elle fournira P_{ge-ref} . A l'inverse, si la puissance de référence est supérieure à la puissance maximale récupérable, cela veut dire que l'éolienne ne peut pas générer cette puissance et la commande bascule alors sur le fonctionnement à puissance maximale c'est-à-dire que la génératrice débitera le maximum de puissance qui peut être extrait du vent. Le générateur éolien est alors commandable en puissance aux pertes près et à condition que le vent le permet. Le modèle de la machine synchrone sous la forme d'un Graphe Informationnel Causal (GIC) (Cf. **Annexe E**) permet de mieux appréhender la commande de la machine. A partir des équations (4.9), (4.10) et (4.11), on peut établir le GIC de la machine synchrone qui nous permettra d'en déterminer la commande :

Repère	Relations	Repère	Relations
R1	$v'_{sq} = v_{sq} - L_s P \Omega_t i_{sd} - K_A P \Omega_t$ (4.18)	R4	$v'_{sd} = (v_{sd} + L_s P \Omega_t i_{sq})$ (4.20)
R2	$\frac{di_{sq}}{dt} = \frac{1}{L_s} (v'_{sq} - R_s i_{sq})$ (4.19)	R5	$\frac{di_{sd}}{dt} = \frac{1}{L_s} (v'_{sd} - R_s i_{sd})$ (4.21)
R3	$T_{em} = P K_A i_{sq}$ (4.11)		

Tableau 4.2. Equations du GIC de la machine synchrone.

Le GIC est donc le suivant :

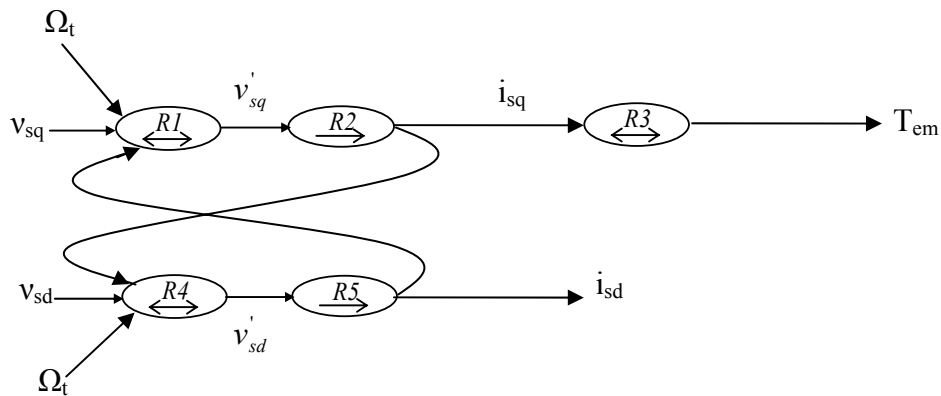


Fig. 4.8. GIC de la machine synchrone.

Par inversion du GIC, on trouve la commande de la machine :

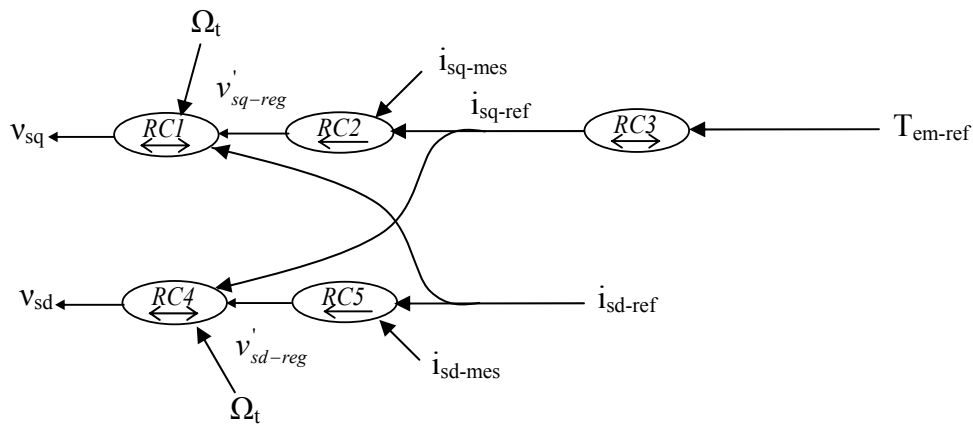


Fig. 4.9. GIC de la commande la machine synchrone.

Repère	Relations
RC1	$v_{sq-reg} = v'_{sq-reg} + L_s P \Omega_t i_{sd-ref} + K_A P \Omega_t$ (4.22)
RC2	$v'_{sq-reg} = C_1 (i_{sq-ref} - i_{sq-mes})$ (4.23)
RC3	$i_{sq-ref} = \frac{T_{em-ref}}{PK_A}$ (4.24)
RC4	$v_{sd-reg} = v'_{sd-reg} - L_s P \Omega_t i_{sq-ref}$ (4.25)
RC5	$v'_{sd-reg} = C_2 (i_{sd-ref} - i_{sd-mes})$ (4.26)

Tableau 4.3. Equations du GIC de la commande de la machine synchrone.

C_1, C_2 : Correcteur des boucles de courant.

La Fig. 4.10 permet de résumer la structure et le principe de la commande du générateur éolien.

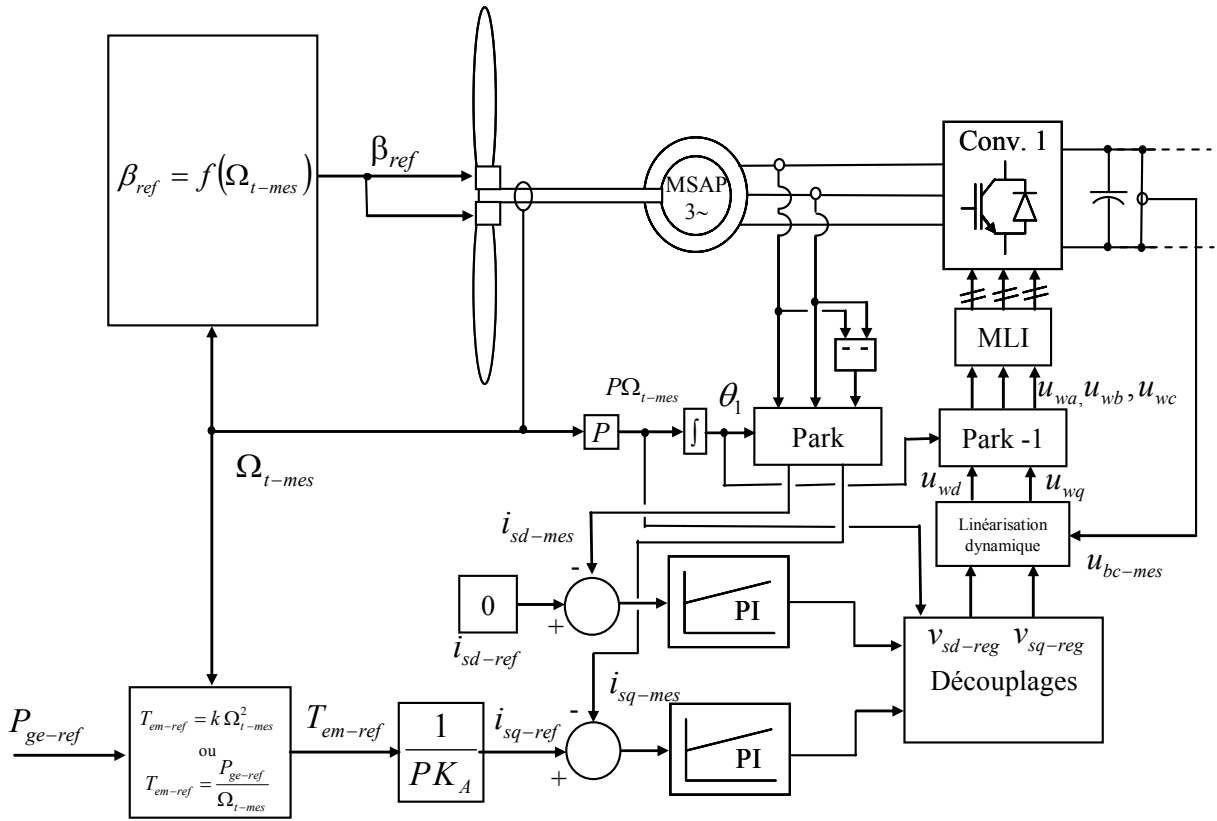


Fig. 4.10. Schéma bloc de la commande du générateur éolien.

B. Commande de la vitesse de la turbine

La limitation du couple et donc de la vitesse de la turbine est réalisée à l'aide du pitch control. Le correcteur de vitesse est un correcteur de type proportionnel présentant une non-linéarité. Le couple T_t a été supposé proportionnel à la vitesse de rotation de la turbine Ω_t par linéarisation du modèle à l'ordre 1 [CHE99] [LEC04a] [ROD02]. La stratégie de commande est la suivante :

$$\beta_{ref} = \beta_0 = -2^\circ \quad \text{pour } 0 < \Omega_t < \Omega_m \quad (4.27)$$

β_0 : Angle de calage initial des pales de la turbine (valeur optimale) [degré] ;
 Ω_m : Vitesse angulaire nominale de la turbine [rad.s⁻¹].

$$\beta_{ref} = \frac{\Delta\beta}{\Delta\Omega}(\Omega_t - \Omega_m) + \beta_0 \quad \text{pour } \Omega_t > \Omega_m \quad (4.28)$$

Ensuite pour prendre en compte le système d'orientation des pales qui peut être de type hydraulique ou électrique (machine à courant continu) on introduit une fonction de transfert du premier ordre. Le but de ce système est d'asservir la position des pales suivant une référence.

$$\beta = \frac{1}{1 + \tau_b(s)} \beta_{ref} \quad (4.29)$$

s : Opérateur de Laplace,

τ_b : Constante de temps du système d'orientation des pales [S : Seconde]

C. Commande de la machine synchrone

1) Principe

La REM de la Fig. 4.7, le GIC de la Fig. 4.9 et le schéma bloc de la Fig. 4.10 montrent la commande de la machine synchrone. Le couple est contrôlé par la régulation du courant quadratique i_{sq} . Le courant direct i_{sd} est régulé à une valeur nulle car il n'intervient pas dans le calcul du couple [GRE01] [ROB95] (4.11). De plus, ceci évite des pertes Joule supplémentaires. Le courant i_{sq} est alors limité à la valeur i_{sqmax} :

$$I_n \sqrt{3} = \sqrt{i_{sd}^2 + i_{sq}^2} \quad (4.30)$$

I_n : Courant nominal de la machine synchrone [A].

or $i_{sd} = 0$

$$\text{d'où } i_{sqmax} = I_n \sqrt{3} \quad (4.31)$$

Ensuite, les tensions v_{sq} et v_{sd} , à appliquer aux bornes de la machine, sont élaborées. Enfin, il reste à déterminer les signaux de commande envoyés au convertisseur de puissance à partir de celles – ci.

2) Régulation des courants

Pour une commande en couple, deux correcteurs suffisent. Pour une commande en vitesse, il faut ajouter un correcteur. Les correcteurs de courant, de type proportionnel intégral [NOU84], seront réglés de la même manière car les fonctions de transfert sur les deux axes sont identiques pour une machine sans saillance. Autrement dit, les valeurs des gains intégral et proportionnel de chaque correcteur seront identiques.

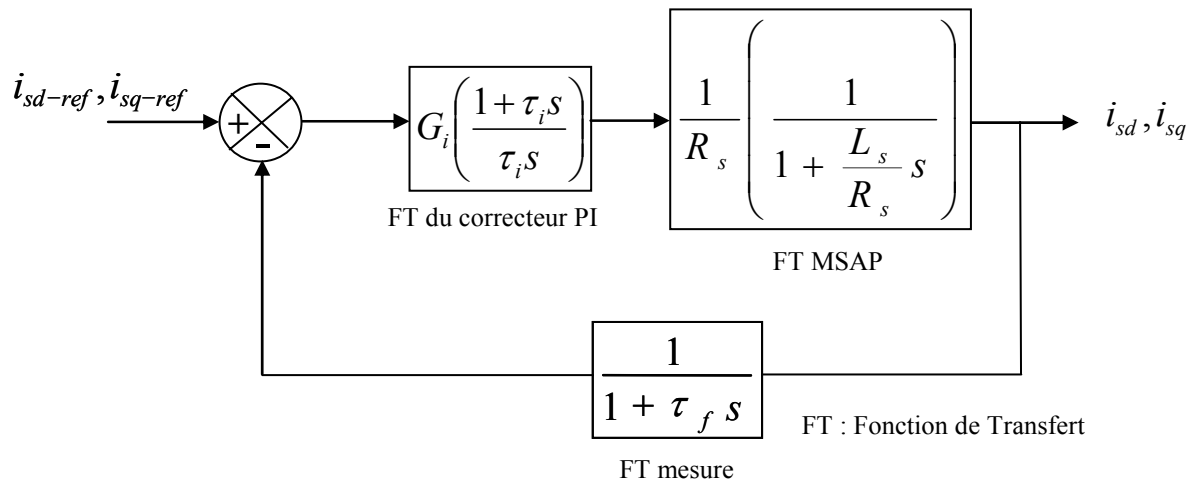


Fig. 4.11. Régulation des courants i_{sd} , i_{sq} .

τ_i : Constante de temps du correcteur PI (S) ;

G_i : Gain du correcteur PI ;

τ_f : Constante de temps de la mesure (S).

Au regard de la Fig. 4.11, on peut écrire la fonction de transfert en boucle ouverte $FTbo(s)$:

$$FTbo(s) = \frac{i_{sd}}{i_{sd-ref}} = \frac{i_{sq}}{i_{sq-ref}} = \frac{G_i(1 + \tau_i s)}{R_s(1 + \tau_f s) \left(1 + \frac{L_s}{R_s} s\right) \tau_i s} \quad (4.32)$$

On considère que la mesure des courants est parfaite et sans retard (fonction de transfert égale à 1 pour la fonction de transfert de la mesure). On obtient donc :

$$FTbo(s) = \frac{G_i(1 + \tau_i s)}{R_s \left(1 + \frac{L_s}{R_s} s\right) \tau_i s} \quad (4.33)$$

On peut choisir de compenser le pôle de la fonction de transfert de la machine. On pose donc :

$$\tau_i = \frac{L_s}{R_s} \quad (4.34)$$

et la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$FTbo(s) = \frac{G_i}{L_s s} \quad (4.35)$$

On calcul alors la fonction de transfert en boucle fermée $FTbf(s)$:

$$FTbf(s) = \frac{i_{sd}}{i_{sd-ref}} = \frac{i_{sq}}{i_{sq-ref}} = \frac{1}{\frac{1}{FTbo(s)} + 1} = \frac{1}{\frac{L_s}{G_i} s + 1} \quad (4.36)$$

Pour un premier ordre, le temps de réponse à 5% de la valeur finale est égal à trois fois la constante de temps, d'où :

$$t_r = 3 \frac{L_s}{G_i} \quad (4.37)$$

Donc :

$$G_i = 3 \frac{L_s}{t_r} \quad (4.38)$$

t_r peut être choisie à $\frac{\tau_i}{10}$.

Dans le cas où la mesure des courants n'était pas parfaite, on aurait obtenu une fonction de transfert en boucle fermée :

$$FTbf(s) = \frac{G}{\frac{\tau_f L_s}{G} s^2 + \frac{L_s}{G} s + 1} \quad (4.39)$$

On peut alors identifier le dénominateur de $FTbf(s)$ au polynôme caractéristique $\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \frac{2\xi}{\omega_n} s + 1$, sachant que pour $\xi = 0,7$, $t_r \omega_n \approx 3$, que pour $\xi = 1$, $t_r \omega_n \approx 5$ et que pour un temps de réponse à 5%, $\xi = 0,43$, $0,9 t_r \omega_n \approx 2\pi$, on se fixe un temps de réponse pour déterminer la valeur du gain G .

3) Détermination des tensions de références et des signaux de commande

A partir du GIC de la Fig. 4.9 et du tableau 4.3, on peut déterminer le schéma bloc de la commande des courants de la machine synchrone :

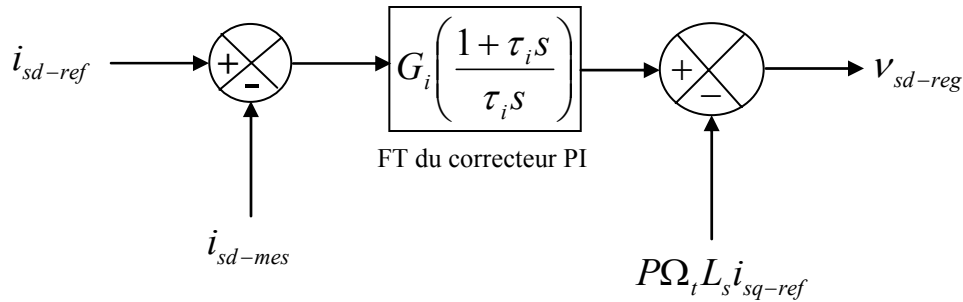


Fig. 4.12. Détermination de la tension v_{sd-reg} .

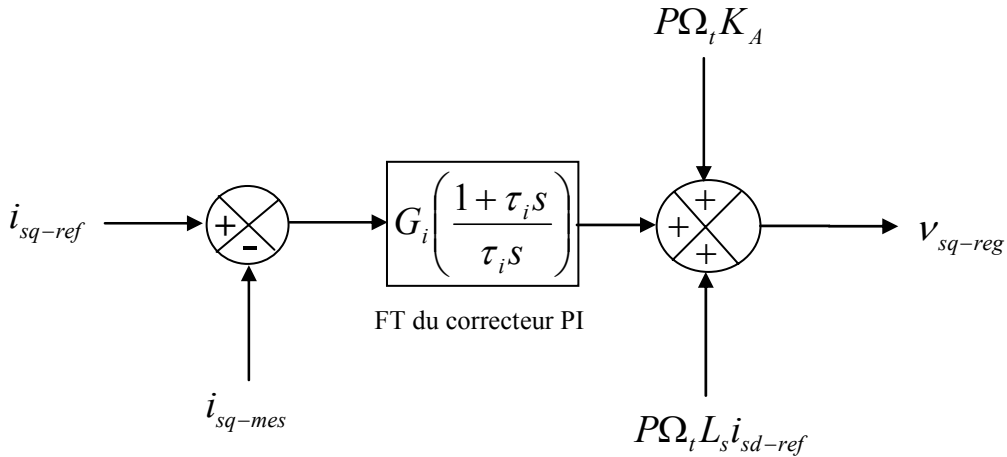


Fig. 4.13. Détermination de la tension v_{sq-reg} .

Après avoir déterminé les tensions de réglage v_{sd-reg} et v_{sq-reg} , il reste à déterminer les signaux de commande à appliquer au convertisseur. A partir des équations (4.14), (4.15), (4.16) on peut établir le GIC du convertisseur qui nous permettra d'en déterminer la commande:

Repère	Relations
R_{m1}	(4.14) et (4.15)
R_{m2}	(4.16)

Tableau 4.4. Equations du GIC du convertisseur.

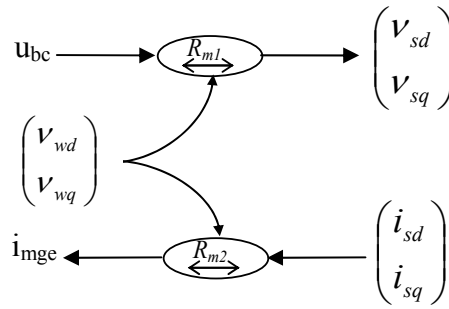


Fig. 4.14. GIC du convertisseur moyen.

Par inversion de GIC, on trouve la commande du convertisseur :

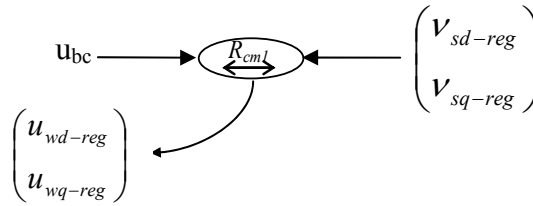


Fig. 4.15. GIC de la commande du convertisseur.

Repère	Relations
\mathbf{R}_{cm1}	$u_{wd-reg} = v_{sd-reg} \cdot \frac{2}{u_{bc-mes}} \quad u_{wq-reg} = v_{sq-reg} \cdot \frac{2}{u_{bc-mes}} \quad (4.40)$

Tableau 4.5. Equations du GIC de la commande du convertisseur.

IV. Simulation du générateur éolien

Dans cette partie le comportement du générateur éolien soumis aux vents faible, moyen, fort et à une puissance de référence, P_{ge-ref} , réglée à 600 kW, sera illustré à l'aide de simulations numériques réalisées sous le logiciel Matlab – Simulink. Dans chacun des cas il sera montré l'allure de la puissance générée P_{ge} , la vitesse de rotation de la turbine N_t et du coefficient de puissance C_p .

La Fig 4.16. montre que le vent faible ne permet pas de débiter la référence à 600 kW. Le pitch control n'est pas activé ($\beta = -2^\circ$) et le coefficient de puissance est à sa valeur maximale (0,44). Le générateur éolien débite le maximum de puissance possible. La vitesse de la turbine varie autour des 13 trs.min⁻¹.

La Fig. 4.17. illustre le fait que le vent moyen permet, à certains moments, de débiter la puissance de référence. Le pitch control est activé lorsque l'on atteint cette puissance de référence (vitesse nominale atteinte).

La Fig. 4.18. montre que le vent fort permet de débiter la plupart du temps la puissance de référence. Le pitch control est alors activé quasiment en permanence pour maintenir la vitesse à 25 trs.min⁻¹ (Vitesse nominale de la turbine).

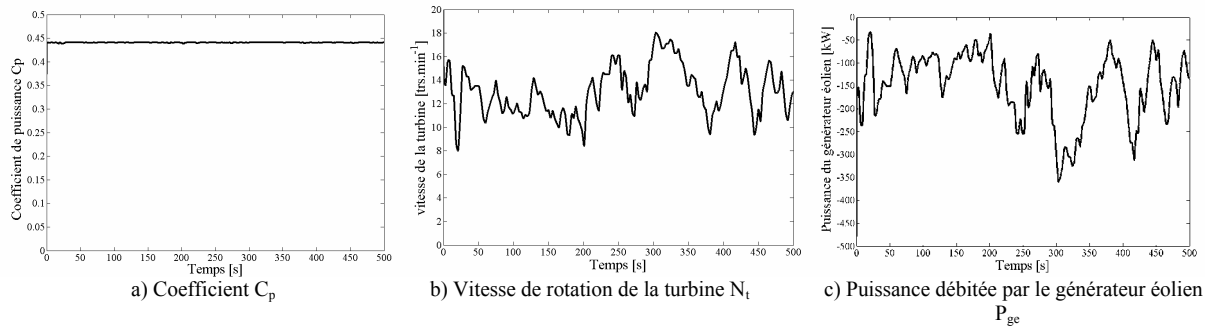


Fig. 4.16. Comportement du générateur éolien pour le vent faible.

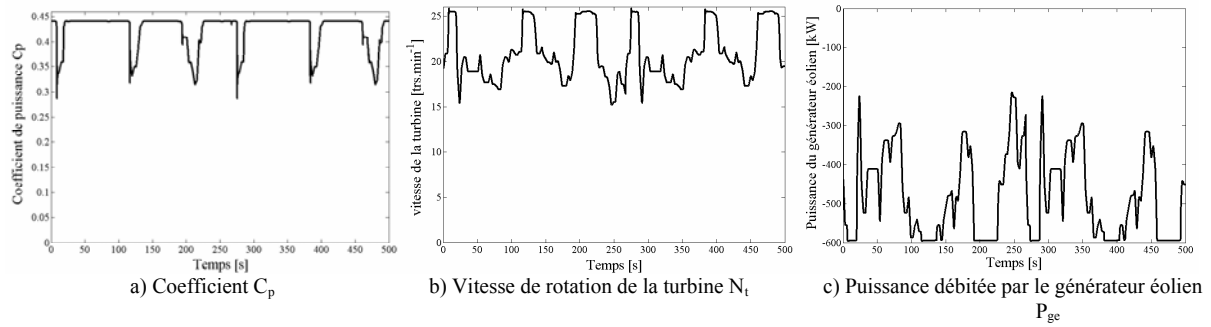


Fig. 4.17. Comportement du générateur éolien pour le vent moyen.

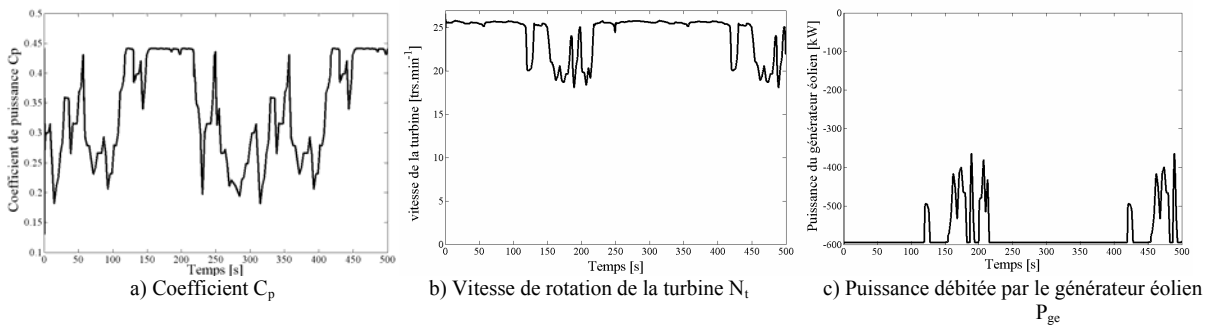


Fig. 4.18. Comportement du générateur éolien pour le vent fort.

V. Conclusion

La commande et la modélisation du générateur éolien ont été présentées. Son comportement face à des vents faible, moyen et fort a été illustré à l'aide de simulations numériques. Dans le prochain chapitre le modèle et la commande du système de stockage d'énergie seront développés.

Chapitre 5

Le système de stockage inertiel

I. Introduction

Dans ce chapitre, le système de stockage inertiel d'énergie basé sur un volant d'inertie entraîné par une machine asynchrone (Fig. 5.1) sera décrit. L'énergie stockée sera contrôlée par un convertisseur de puissance qui nous permettra de réaliser un contrôle en couple de la machine asynchrone. La modélisation et la commande de ces différents organes seront présentées.

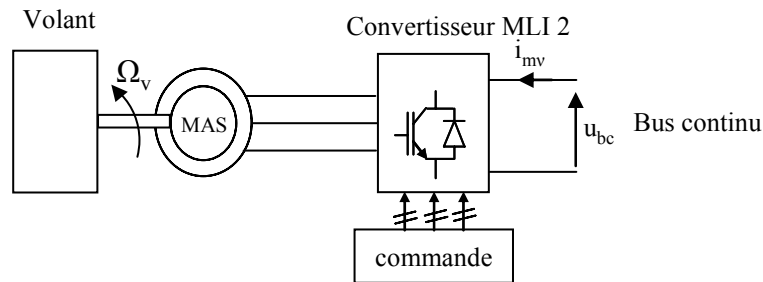


Fig. 5.1. Structure du système de stockage.

II. Modélisation

A. Le volant d'inertie

Dans ce paragraphe, la valeur de l'inertie du volant en fonction de la puissance à stocker et qui peut être restituée durant un temps voulu sera déterminée.

La relation qui lie la puissance à l'énergie est la suivante :

$$P_v = \frac{dE_v}{dt} \quad (5.1)$$

P_v : Puissance maximale délivrable par le système de stockage (égale à la puissance nominale de la machine asynchrone) en [W] ;

ΔE_v : Variation d'énergie stockée en [J] ;

Δt : Variation de temps pendant la charge ou la décharge pour la puissance maximale en [S].

Ensuite, la relation qui lie l'énergie, l'inertie et la vitesse angulaire est la suivante :

$$\frac{dE_v}{dt} = \frac{1}{2} J_v \frac{d\Omega_v^2}{dt} \quad (5.2)$$

Ω_v : Vitesse angulaire du volant en [rad.s⁻¹] ;

J_v : Inertie du volant en [kg.m²].

En regroupant les deux équations on obtient la relation suivante :

$$P_v = \frac{1}{2} J_v \frac{d\Omega_v^2}{dt} \quad (5.3)$$

En passant aux faibles variations on a :

$$P_v = \frac{1}{2} J_v \frac{\Delta\Omega_v^2}{\Delta t} \quad (5.4)$$

$\Delta\Omega_v$: petite variation de vitesse angulaire autour d'un point de fonctionnement ;
 Δt : petite variation de temps.

$$P_v \Delta t = \frac{1}{2} J_v \Delta\Omega_v^2 \quad (5.5)$$

$$J_v = \frac{2P_v \Delta t}{\Delta\Omega_v^2} \quad (5.6)$$

$$J_v = \frac{2P_v \Delta t}{(\Omega_{v \max}^2 - \Omega_{v \min}^2)} \quad (5.7)$$

$\Omega_{v \max}$: Vitesse angulaire maximale du volant (égale à la survitesse maximale de la machine asynchrone) ;

$\Omega_{v \min}$: Vitesse angulaire minimale du volant (limite de la zone de fonctionnement désirée cf. paragraphe III.A).

Ou encore :

$$J_v = \frac{1800 P_v \Delta t}{(N_{v \max}^2 - N_{v \min}^2) \pi^2} \quad (5.8)$$

$N_{v \max}$: Vitesse de rotation maximale du volant en [trs.min⁻¹] ;

$N_{v \min}$: Vitesse de rotation minimale du volant en [trs.min⁻¹].

B. La transmission mécanique

La transmission mécanique se résume à l'équation suivante :

$$J_v \frac{d\Omega_v}{dt} + f_v \Omega_v = T'_{em} \quad (5.9)$$

Avec :

– J_v : inertie du volant et de la machine asynchrone [kg.m²] ;

– f_v : coefficient de frottement visqueux [Nm / rad.s⁻¹] ;

– Ω_v : vitesse angulaire du volant d'inertie [rad.s⁻¹] ;

– T'_{em} : couple électromagnétique de la machine asynchrone [Nm].

Seul le couple de frottements dynamiques est pris en compte. On ne tient pas compte de l'élasticité de l'arbre. Le couple de frottement sec est négligé.

C. La machine asynchrone

On utilisera le modèle de la machine asynchrone (convention moteur) dans le repère de Park [CAR95] [LES81] [ROB00] [ROB07b] pour les mêmes raisons que pour la machine synchrone. Les flux et les courants sont donnés par l'équation matricielle suivante :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \\ i'_{sd} \\ i'_{sq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & (\omega_p - P'\Omega_v) & \frac{MR_r}{L_r} & 0 \\ -(\omega_p - P'\Omega_v) & -\frac{R_r}{L_r} & 0 & \frac{MR_r}{L_r} \\ \frac{MR_r}{\sigma L_S L_r^2} & \frac{MP'\Omega_v}{\sigma L_S L_r} & -\frac{R_{sr}}{\sigma L_S} & \omega_p \\ -\frac{MP'\Omega_v}{\sigma L_S L_r} & \frac{MR_r}{\sigma L_S L_r^2} & -\omega_p & -\frac{R_{sr}}{\sigma L_S} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \\ i'_{sd} \\ i'_{sq} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{1}{\sigma L_S} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_S} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v'_{sd} \\ v'_{sq} \end{pmatrix} \quad (5.10)$$

Avec :

- L'_S : inductance propre cyclique statorique [H] ;
- L_r : inductance propre cyclique rotorique [H] ;
- M : mutuelle inductance cyclique entre rotor et stator [H] ;
- $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L'_S L_r}$: coefficient de dispersion ;
- R'_S : résistance d'un enroulement statorique [Ω] ;
- R_r : résistance d'un enroulement rotorique [Ω] ;
- $R_{sr} = R'_S + \frac{M^2}{L_r^2} R_r$ [Ω] ;
- ψ_{rd} : flux totalisé rotorique d'axe d [Wb] ;
- ψ_{rq} : flux totalisé rotorique d'axe q [Wb] ;
- i'_{sd} : courant statorique d'axe d [A] ;
- i'_{sq} : courant statorique d'axe q [A] ;
- v'_{sd} : tension statorique d'axe d [V] ;
- v'_{sq} : tension statorique d'axe q [V] ;
- P' : le nombre de paires de pôles ;
- ω_p : pulsation du repère dq dans lequel est modélisé la machine asynchrone [$\text{rad}\cdot\text{s}^{-1}$] : référentiel lié au champ tournant : $\omega_p = \omega$ (pulsation des tensions).

Le couple électromagnétique est donné par :

$$T'_{em} = \frac{P'M}{L_r} (\psi_{rd} i'_{sq} - \psi_{rq} i'_{sd}) \quad (5.11)$$

D. Le convertisseur

Le convertisseur de puissance contrôlant la machine asynchrone est modélisé de la même façon que celui de la machine synchrone. Les relations régissant ce convertisseur sont alors :

$$v'_{sd} = u_{bc} \cdot \frac{u'_{wd}}{2} \quad (5.12)$$

$$v'_{sq} = u_{bc} \cdot \frac{u'_{wq}}{2} \quad (5.13)$$

$$i'_{mv} = \frac{u'_{wd}}{2} \cdot i'_{sd} + \frac{u'_{wq}}{2} \cdot i'_{sq} \quad (5.14)$$

Avec :

- i'_{sd} et i'_{sq} : image des courants statoriques triphasés de la machine synchrone dans le repère de Park [A] ;
- i'_{mv} : courant modulé de la machine asynchrone dans le bus continu [A] ;
- u'_{wd} et u'_{wq} : image des tensions de référence u_{wa} , u_{wb} , u_{wc} dans le repère de Park ;
- v'_{sd} et v'_{sq} : image des tensions v'_{m1} , v'_{m2} , v'_{m3} dans le repère de Park [V] ;
- u_{bc} : tension du bus continu [V].

E. REM du système de stockage

Afin de faciliter la compréhension du fonctionnement du système de stockage inertiel et la détermination de sa commande, une REM a été établie (Fig. 5.2).

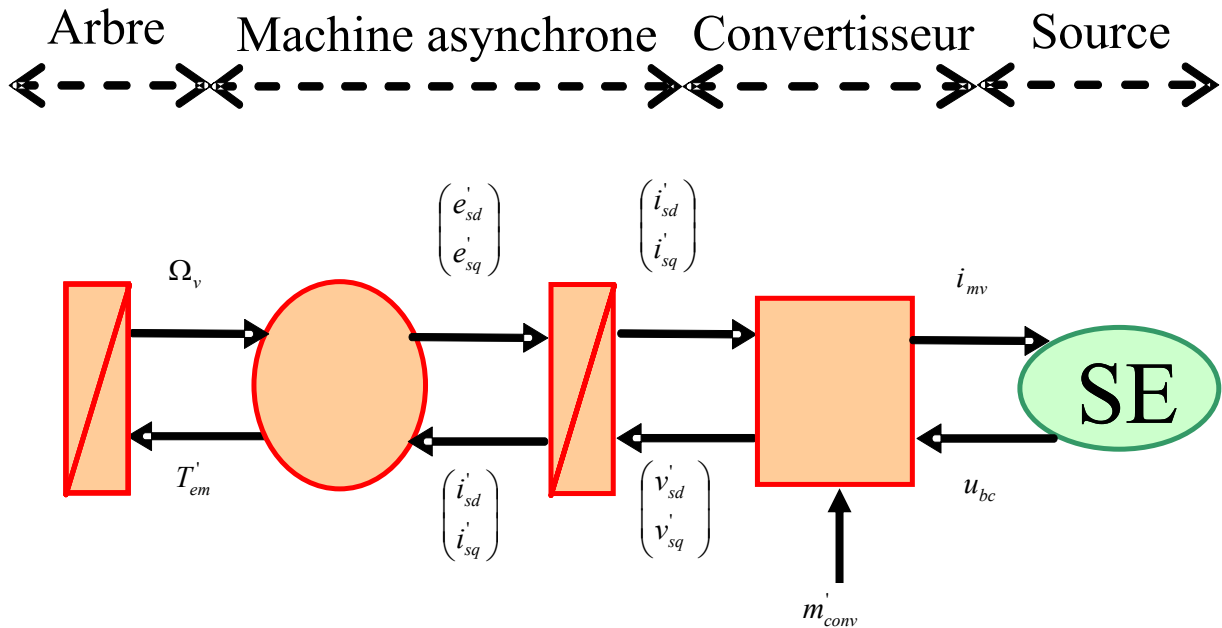


Fig. 5.2. REM du système de stockage.

m'_{conv} : Ordres de commande du convertisseur.

III. Commande

A. Structure et principe de la commande

Par inversion de la REM du système de stockage inertiel (Fig. 5.2), on obtient sa commande (Fig.5.3).

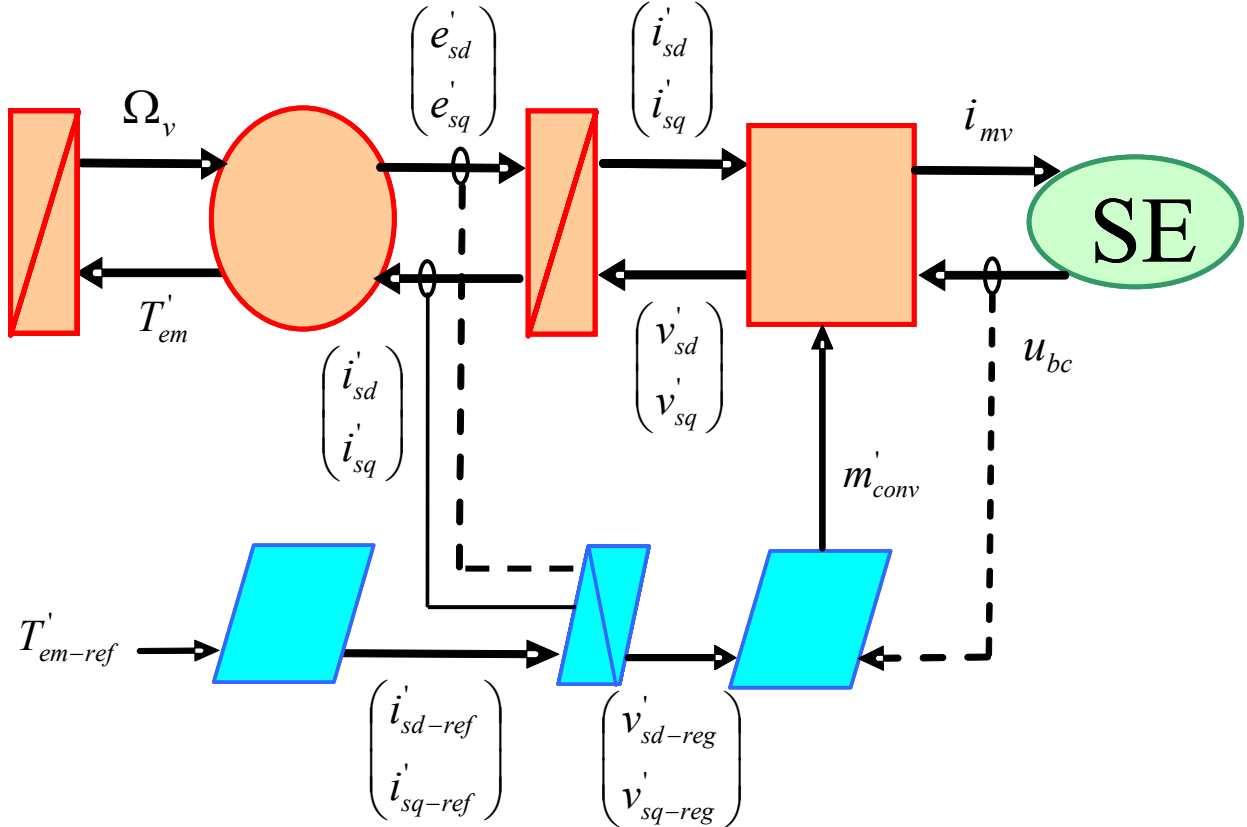


Fig. 5.3. REM de la commande du système de stockage.

Pour une régulation en puissance du système de stockage inertiel composé de la machine asynchrone, on choisit une plage de variation de vitesse comprise entre la vitesse nominale et le double de celle-ci afin de disposer de la puissance nominale quelque soit la vitesse de rotation. Pour notre système de stockage, le fonctionnement à puissance constante se fait entre 3000 et 6000 trs.min⁻¹ (machine à une paire de pôles).

A partir d'une puissance de référence, P_{v-ref} , on peut déduire le couple électromagnétique de référence de la machine, T'_{em-ref} , entraînant le volant d'inertie par une mesure de la vitesse de rotation, Ω_{v-mes} .

$$T'_{em-ref} = \frac{P_{v-ref}}{\Omega_{v-mes}} \quad (5.15)$$

Le couple électromagnétique de référence, T'_{em-ref} , devra être limité au couple nominal pour la plage de vitesse comprise entre 0 et la vitesse nominale en évitant la discontinuité de l'équation précédente à l'arrêt du volant. Au delà de la vitesse nominale, la valeur du couple diminuera de manière à garder le produit $T'_{em} \cdot \Omega_v$ constant. La réduction du couple

électromagnétique est effectuée par défluxage de la machine asynchrone au delà de la vitesse de synchronisme. Une commande vectorielle à flux rotorique orienté est utilisée pour la machine asynchrone : la position du référentiel (repère du champ tournant à la vitesse $\omega_p = \omega$) est choisie afin d'annuler la composante du flux rotorique d'axe q. Le flux rotorique est alors entièrement représenté par la composante ψ_{rd} . Ainsi, en posant $\psi_{rq} = 0$, et donc $\frac{d\psi_{rq}}{dt} = 0$, on obtient alors les équations suivantes :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_{rd} \\ i'_{sd} \\ i'_{sq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_r}{L_r} & \frac{MR_r}{L_r} & 0 \\ \frac{MR_r}{\sigma L'_S L_r} & -\frac{R_{sr}}{\sigma L'_S} & \omega \\ -\frac{MP' \Omega_v}{\sigma L'_S L_r} & -\omega & -\frac{R_{sr}}{\sigma L'_S} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \psi_{rd} \\ i'_{sd} \\ i'_{sq} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{\sigma L'_S} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L'_S} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v'_{sd} \\ v'_{sq} \end{pmatrix} \quad (5.16)$$

Le couple électromagnétique s'écrit alors :

$$T'_{em} = \frac{P' M}{L_r} \psi_{rd} i'_{sq} \quad (5.17)$$

Le couple peut donc être contrôlé par le courant statorique d'axe q si la composante du flux rotorique d'axe d est maintenue constante.

Le modèle de la machine asynchrone sous la forme du Graphe Informationnel Causal (GIC) permet de mieux appréhender la commande de la machine. A partir des équations (5.16) on peut établir le Graphe Informationnel Causal (GIC) de la machine asynchrone qui nous permettra d'en déterminer la commande :

Repère	Relations
R1	$e'_{sd} = \frac{MR_r}{L_r} \psi_{rd} + \sigma L'_S \omega i'_{sq} + v'_{sd}$ (5.18)
R2	$\frac{di'_{sd}}{dt} = \frac{1}{\sigma L'_S} (e'_{sd} - R_{sr} i'_{sd})$ (5.19)
R3	$\frac{d\psi_{rd}}{dt} = -\frac{R_r}{L_r} \psi_{rd} + \frac{MR_r}{L_r} i'_{sd}$ (5.20)
R4	$e'_{sq} = -\frac{MP' \Omega_v}{L_r} \psi_{rd} - \sigma L'_S \omega i'_{sd} + v'_{sq}$ (5.21)
R5	$\frac{di'_{sq}}{dt} = \frac{1}{\sigma L'_S} (e'_{sq} - R_{sr} i'_{sq})$ (5.22)

Tableau 5.1. Equations du GIC de la machine synchrone.

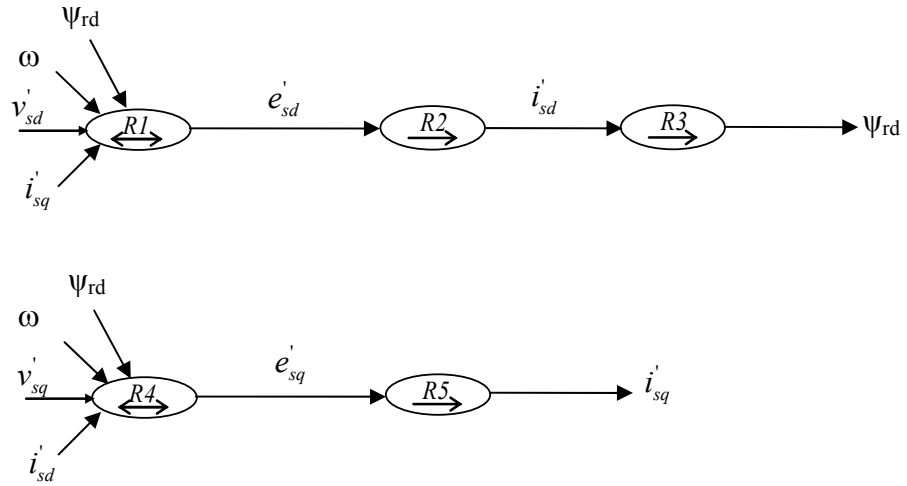


Fig. 5.4. GIC de la machine asynchrone.

Par inversion du GIC, on trouve la commande de la machine :

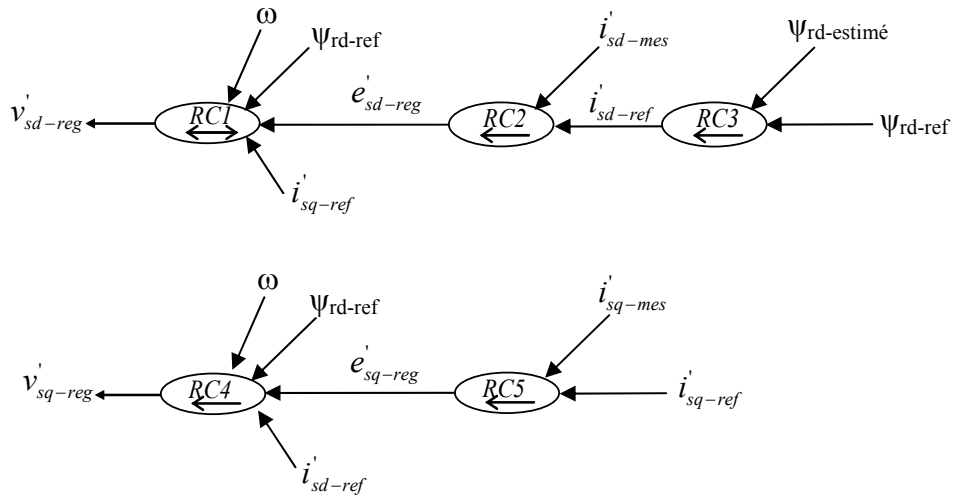


Fig. 5.5. GIC de la commande la machine asynchrone.

Repère	Relations
RC1	$v'_{sd-reg} = e'_{sd-reg} - \frac{MR_r}{L_r^2} \psi_{rd-ref} - \sigma L'_S \omega i'_{sq-ref} \quad (5.23)$
RC2	$e'_{sd-reg} = C_3 (i'_{sd-ref} - i'_{sd-mes}) \quad (5.24)$
RC3	$i'_{sd-ref} = C_4 (\psi_{rd-ref} - \psi_{rd-estimé}) \quad (5.25)$
RC4	$v'_{sq-reg} = e'_{sq-reg} + \frac{MP' \Omega_v}{L_r} \psi_{rd-ref} + \sigma L'_S \omega i'_{sd-ref} \quad (5.26)$
RC5	$e'_{sq-reg} = C_5 (i'_{sq-ref} - i'_{sq-mes}) \quad (5.27)$

Tableau 5.2. Equations du GIC de la commande de la machine synchrone.

Les courants i'_{sd-ref} et i'_{sq-ref} sont déterminés par le régulateur de flux pour le courant d'axe d comme le montre la Fig. 5.5 et par la référence du couple électromagnétique pour le courant d'axe q. Le couple électromagnétique étant calculé à partir de l'équation (5.15), le courant d'axe q est déterminé par inversion de l'équation (5.17). Comme il est difficile de mesurer un flux, on estime celui-ci à partir de l'équation suivante :

$$\Psi_{rd-estimé}(s) = \frac{M}{1 + \frac{L_r}{R_r} s} i'_{sd-mes}(s) \quad (5.28)$$

s étant l'opérateur de Laplace. Une mesure du courant d'axe d permet alors d'obtenir une image du flux totalisé dans la machine. Pour le passage dans le repère de Park des grandeurs mesurées et pour le passage inverse des tensions de référence du convertisseur, la pulsation statorique est estimée par la relation suivante :

$$\omega = P' \Omega_v + \frac{MR_r}{L_r} \frac{i'_{sq-ref}}{\Psi_{rd-ref}} \quad (5.29)$$

La Fig. 5.6 permet de résumer la structure et le principe de la commande du système de stockage inertiel.

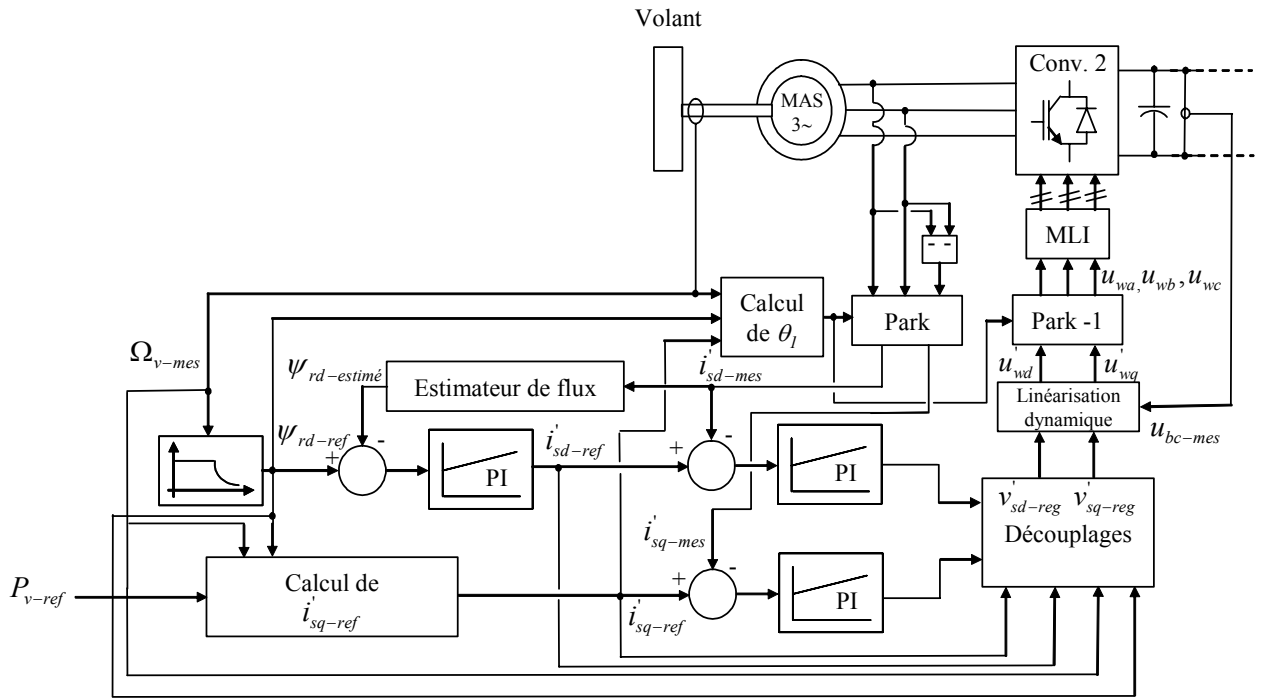


Fig. 5.6. Schéma bloc de la commande du système de stockage inertiel.

B. Loi de défluxage : $\psi_{rd-ref} = f(\Omega_v)$

Le flux ψ_{rd} est imposé à sa valeur nominale de 0 à la vitesse de rotation nominale de la machine asynchrone soit N_{vnom} . Au-delà de N_{vnom} , le flux est diminué suivant la loi de défluxage. Cette loi est déterminée à partir de l'expression (5.17) en exprimant le flux ψ_{rd} en fonction des autres paramètres :

$$\psi_{rd} = T'_{em} \frac{L_r}{P'M} i'_{sq} \quad (5.30)$$

Or en remplaçant T'_{em} par son expression (5.15), on obtient alors :

$$\psi_{rd} = \frac{P_{nom-MAS}}{\Omega_{v-mes}} \frac{L_r}{P' M i'_{sq}} \quad (5.28)$$

$P_{nom-mas}$: Puissance nominale de la machine asynchrone [W].

En limitant le courant à la valeur nominale de la machine asynchrone, on obtient :

$$\sqrt{3} i_{nom-MAS} = \sqrt{i_{sd-max}^2 + i_{sq-max}^2} \quad (5.29)$$

$i_{nom-MAS}$: Courant nominal de la machine asynchrone [A].

$$D'où i'_{sq-max} = \sqrt{(\sqrt{3} i_{nom-MAS})^2 - i_{sd-max}^2} \quad (5.30)$$

$$\text{En régime permanent pour le courant nominal : } M i'_{sd} = \psi_{rd-nom} \quad (5.31)$$

Donc :

$$i'_{sq-max} = \sqrt{(\sqrt{3} i_{nom-MAS})^2 - \left(\frac{\psi_{rd-nom}}{M}\right)^2} \quad (5.32)$$

En remplaçant i'_{sq-max} par son expression (5.32) dans la relation (5.28), on obtient la loi de défluxage en fonction de la vitesse du volant pour $\Omega_v > \Omega_{vnom}$:

$$\psi_{rd} - ref(\Omega_v) = \frac{P_{nom-MAS} L_r}{P' M \sqrt{(\sqrt{3} i_{nom-MAS})^2 - \left(\frac{\psi_{rd-nom}}{M}\right)^2}} \frac{1}{\Omega_{v-mes}} = \frac{K}{\Omega_{v-mes}} \quad (5.33)$$

Sinon pour $\Omega_v < \Omega_{vnom}$:

Dans le repère de Park l'expression du flux rotorique est la suivante :

$$\sqrt{3} \psi_r = \sqrt{\psi_{rd}^2 + \psi_{rq}^2} \quad (5.34)$$

Or dans le référentiel choisi : $\psi_{rq} = 0$, d'où :

$$\sqrt{3} \psi_r = \psi_{rd} \quad (5.35)$$

Si l'on prend l'hypothèse qu'il n'y a pas de flux de fuite entre le stator et le rotor, alors le flux du stator est égal à celui du rotor [CAR95] :

$$\psi_r = \psi_s \quad (5.36)$$

D'où :

$$\psi_{rd-ref} = \sqrt{3}\psi_r = \sqrt{3}\psi_s = \sqrt{3}\frac{V_s}{\omega} = \psi_{rd-nom} \quad (5.37)$$

Avec V_s , Valeur efficace de la tension simple au stator [V] et ω , pulsation du réseau [rad.s⁻¹].

C. Régulation du flux ψ_{rd}

A partir des GIC des Fig. 5.4 et 5.5, on peut déterminer le schéma bloc suivant :

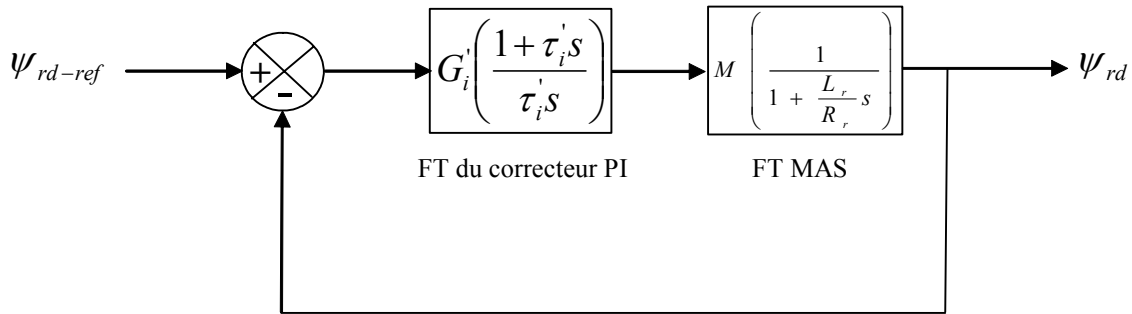


Fig. 5.7. Régulation du flux ψ_{rd} .

La régulation sera assurée par un correcteur de type PI.

Au regard de la Fig. 5.7, on peut écrire la fonction de transfert en boucle ouverte $FTbo(s)$:

$$FTbo(s) = \frac{G'_i(1 + \tau'_i s)M}{\left(1 + \frac{L_r}{R_r} s\right) \tau'_i s} \quad (5.38)$$

On choisit habituellement de compenser le pôle de la fonction de transfert de la machine. On pose donc :

$$\tau'_i = \frac{L_r}{R_r} \quad (5.39)$$

Et la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$FTbo(s) = \frac{G'_i M R_r}{L_r s} \quad (5.40)$$

On calcul alors la fonction de transfert en boucle fermée $FTbf(s)$:

$$FTbf(s) = \frac{1}{\frac{L_r}{G'_i M R_r} s + 1} \quad (5.41)$$

Pour un premier ordre, le temps de réponse à 5% de la valeur finale est à trois fois la constante de temps, d'où :

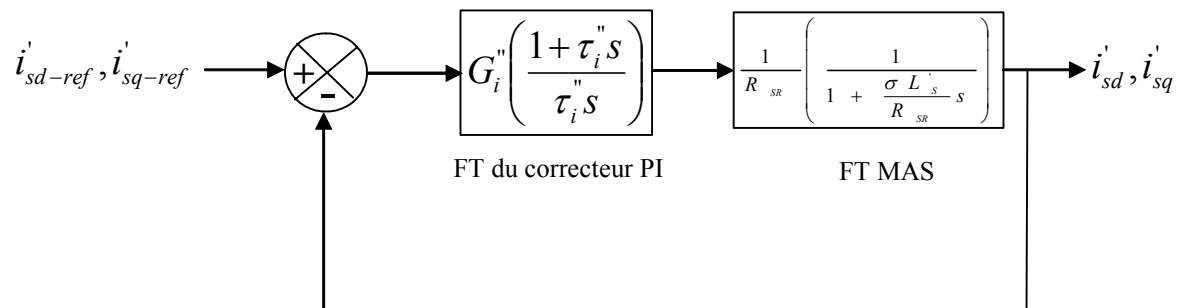
$$t_r = 3 \frac{L_r}{G_i' MR_r} \quad (5.42)$$

Donc :

$$G_i' = 3 \frac{L_r}{t_r MR_r} \quad (5.43)$$

D. Régulation des courants i'_{sd} et i'_{sq}

A partir des GIC des Fig. 5.4 et 5.5, on peut déterminer le schéma bloc suivant :



FT : Fonction de Transfert

Fig. 5.8. Régulation des courants i'_{sd} et i'_{sq} .

$$FTbo(s) = \frac{G_i'' (1 + \tau_i'' s)}{R_{sr} \left(1 + \frac{\sigma L'_s}{R_{sr}} s \right) \tau_i'' s} \quad (5.44)$$

On choisit habituellement de compenser le pôle de la fonction de transfert de la machine. On pose donc :

$$\tau_i'' = \frac{\sigma L'_s}{R_{sr}} \quad (5.45)$$

Et la fonction de transfert en boucle ouverte devient :

$$FTbo(s) = \frac{G_i''}{\sigma L'_s s} \quad (5.46)$$

On calcul alors la fonction de transfert en boucle fermée FTbf(s) :

$$FTbf(s) = \frac{1}{\frac{\sigma L'_s}{G_i''} s + 1} \quad (5.47)$$

Pour un premier ordre, le temps de réponse à 5% de la valeur finale est à trois fois la constante de temps, d'où :

$$t_r = 3 \frac{\sigma L_S'}{G_i''} \quad (5.48)$$

Donc :

$$G_i'' = 3 \frac{\sigma L_S'}{t_r} \quad (5.45)$$

E. Détermination des tensions de référence

A partir des GIC des Fig. 5.4 et 5.5, on peut déterminer les schémas blocs suivants :

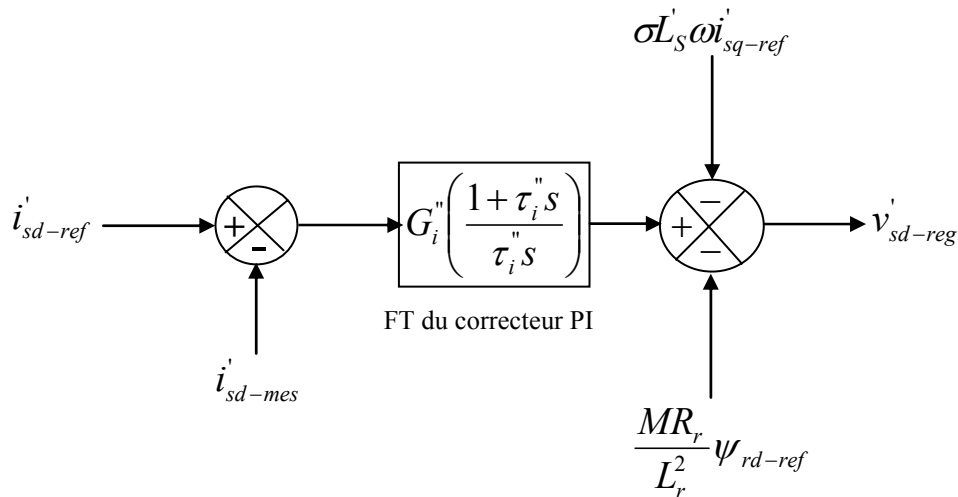


Fig. 5.9. Détermination de la tension v'_{sd-reg} .

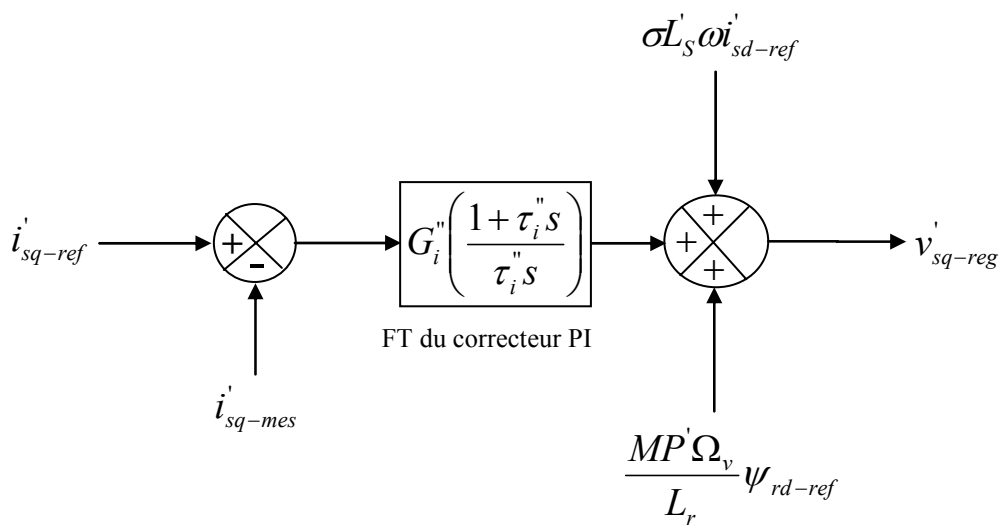


Fig. 5.10. Détermination de la tension v'_{sq-reg} .

Les tensions de référence v'_{sd-reg} et v'_{sq-reg} étant déterminées, il reste à élaborer les signaux de commande à appliquer au convertisseur. A partir des équations (5.12), (5.13), (5.14) on peut établir le GIC du convertisseur qui nous permettra d'en déterminer la commande:

Repère	Relations
\mathbf{R}_{m1}	(5.12) et (5.13)
\mathbf{R}_{m2}	(5.14)

Tableau 5.3. Equations du GIC du convertisseur.

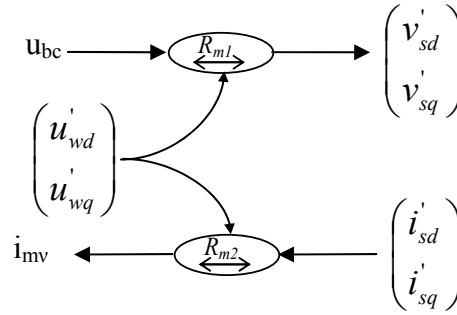


Fig. 5.11. GIC du convertisseur moyen.

Par inversion du GIC, on trouve la commande du convertisseur :

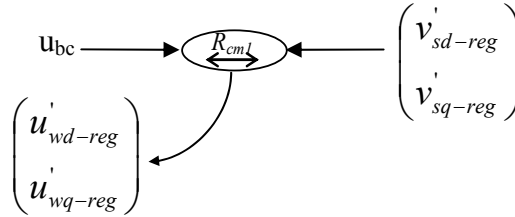


Fig. 5.12. GIC de la commande du convertisseur moyen.

Repère	Relations
\mathbf{R}_{cm1}	$u'_{wd-reg} = v'_{sd-reg} \cdot \frac{2}{u_{bc-mes}}$ et $u'_{wq-reg} = v'_{sq-reg} \cdot \frac{2}{u_{bc-mes}}$ (5.46)

Tableau 5.4. Equations du GIC de la commande du convertisseur.

IV. Simulation du système de stockage

Les Fig. 5.13 et 5.14 illustrent le fonctionnement du système de stockage inertiel. La vitesse initiale du volant est fixée à 3000 trs.min⁻¹. Lorsque la puissance de référence du stockage, P_{v-ref} , est fixée à 600 kW pendant une seconde, la vitesse croit de 3000 à 6000 trs.min⁻¹. Le système stocke de l'énergie. Lorsque la puissance P_{v-ref} est fixée à -600 kW, la vitesse décroît de 6000 à 3000 trs.min⁻¹. Le système fournit de l'énergie.

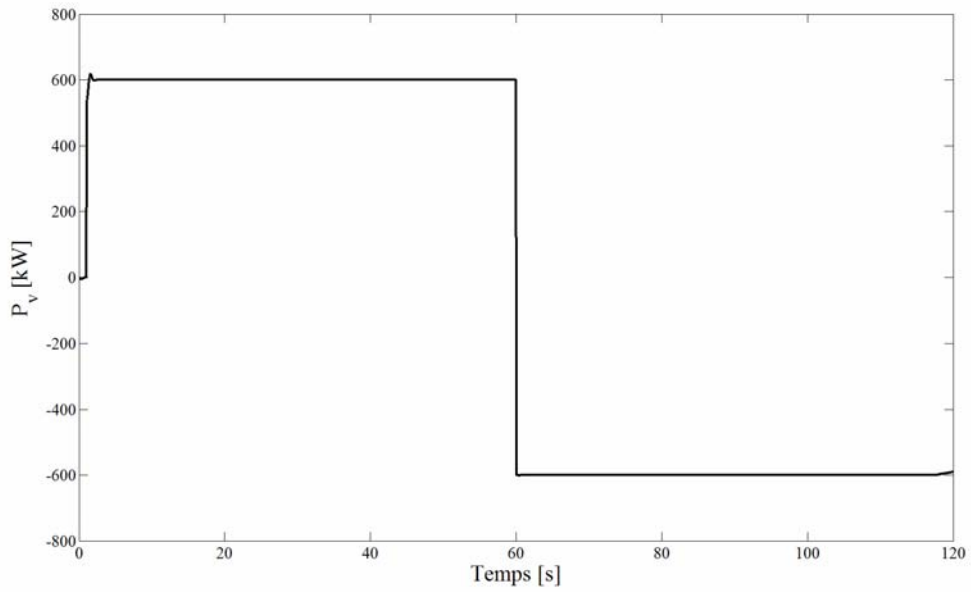


Fig. 5.13. Puissance absorbée (positive) ou débitée (négative) par la machine asynchrone P_v .

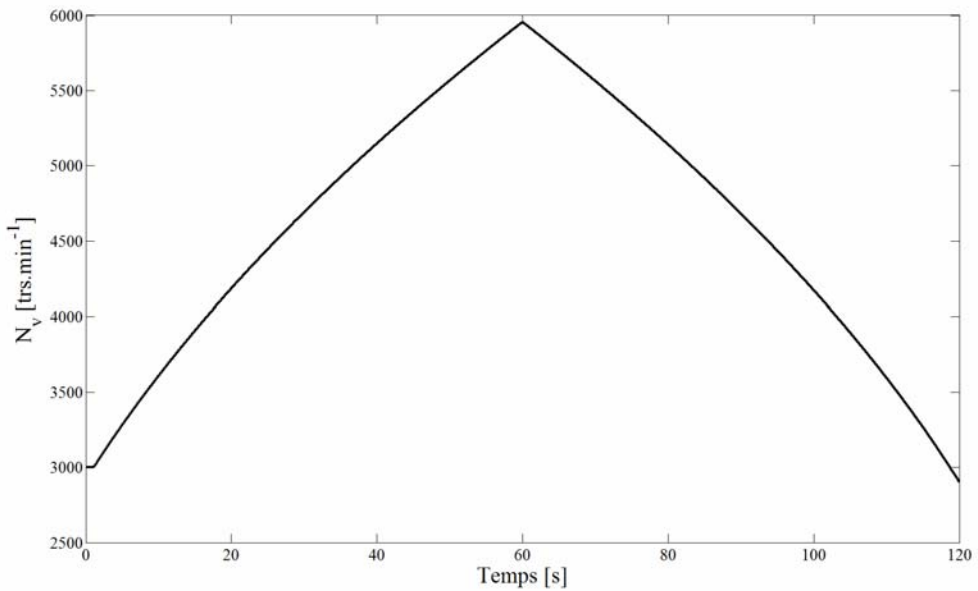


Fig. 5.14. Vitesse du volant N_v .

V. Conclusion

La commande et la modélisation du système de stockage inertiel ont été présentées puis illustrées à l'aide de simulations numériques. Dans le prochain chapitre, le modèle et la commande de l'interface de raccordement au réseau seront développés.

Chapitre 6

L'interface de raccordement au réseau

I. Introduction

Dans ce chapitre, l'interface de raccordement au réseau électrique constituée d'un bus continu, d'un convertisseur MLI et d'un filtre LCL sera décrite. Cette interface permettra de fonctionner en réseau connecté ou séparé (îlotage) avec une commutation automatique. Vu du réseau, l'ensemble fonctionnera comme une source de tension sinusoïdale grâce à une régulation des tensions composées aux bornes des condensateurs, couplées en triangle, à l'aide de correcteurs résonnants. Ces derniers permettent de réguler directement les grandeurs alternatives sans faire d'hypothèse sur l'équilibre des charges. Les grandeurs de réglage des tensions sont la valeur efficace de la tension, la fréquence et la phase. Ce contrôle nous permettra d'injecter la puissance active désirée et de régler la tension au point de connexion en réseau connecté, et d'imposer la tension et la fréquence en réseau séparé. Le fonctionnement sera alors proche d'un alternateur de groupe standard de production. Cependant pour ce type de machine, il existe un lien naturel entre la fréquence des tensions de l'alternateur et la puissance active débitée. Dans notre cas, l'utilisation d'un convertisseur de puissance n'offre plus cette caractéristique. Un lien artificiel, comparable à celui d'un groupe alternateur, a donc été établi pour simuler la variation de fréquence avec la variation de la puissance active débitée. La modélisation et la commande des différents organes de l'interface réseau seront présentées.

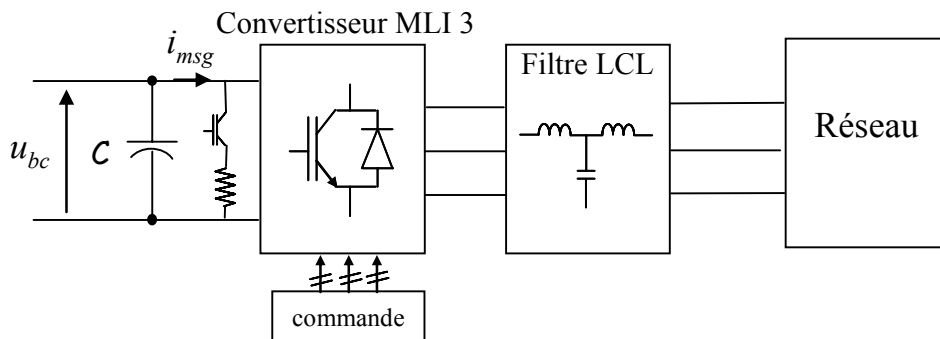


Fig. 6.1. Structure de l'interface de raccordement au réseau.

La présence d'un hacheur au niveau du bus continu assure une protection dans le cas d'un niveau de tension trop élevée.

II. Modélisation

A. Le bus continu

1) Modélisation

A partir de la Fig. 6.2, on peut écrire l'équation suivante :

$$i = C \frac{du_{bc}}{dt} = -i_{msg} - i_{mge} - i_{mv} \quad (6.1)$$

- C : capacité du condensateur du bus continu [F] ;
- i_{msg} : courant modulé du réseau [A] ;
- i_{mge} : courant modulé de l'éolienne [A] ;
- i_{mv} : courant modulé de l'élément de stockage [A] ;
- u_{bc} : tension du bus continu [V].

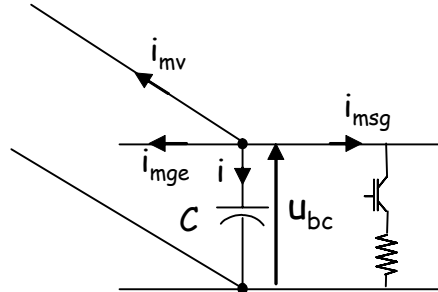


Fig. 6.2. Modélisation du bus continu.

2) Calcul de la tension du bus continu

La relation qui lie la tension du bus continu et la tension simple efficace du réseau (Fig. 6.3) est la suivante [BAR96] [ELA02] [ELA04] [XAV94]:

$$u_{bc0} = 2\alpha V_c \sqrt{2} \quad (6.2)$$

- u_{bc0} : Tension du bus continu en régime permanent [V] ;
- α : paramètre sans dimension ($\alpha \leq 1$) ;
- V_c : Tension simple efficace du réseau [V].

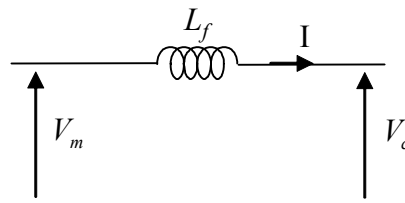


Fig. 6.3. Modèle simplifié de la liaison au réseau.

- V_m : Tension simple efficace modulée en sortie du convertisseur [V] ;
- I : Courant transitant vers le réseau [A] ;
- L_f : Inductance de sortie du convertisseur [H].

Avec :

$$V_m = \frac{r u_{bc0}}{2\sqrt{2}} = r\alpha V_c \quad (6.3)$$

r : taux de modulation.

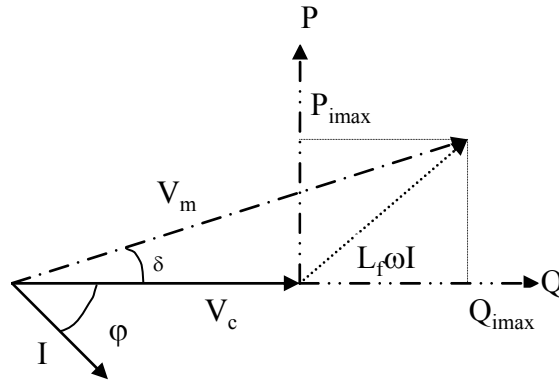


Fig. 6.4. Diagramme vectoriel PQ.

Le paramètre α est calculé à l'aide des relations suivantes déterminées à l'aide du diagramme vectoriel PQ en considérant que $V_m \approx V_c$ (δ faible) :

$$Q_{i\max} = \frac{3V_c^2 \cdot (r \cdot \alpha \cdot \cos \delta - 1)}{X_f} \quad (6.4)$$

$$P_{i\max} = \frac{3V_c^2 \sin \delta \cdot r \cdot \alpha}{X_f} \quad (6.5)$$

$Q_{i\max}$: Puissance réactive maximale à débiter [VAR] ;

$P_{i\max}$: Puissance active maximale à débiter [W] ;

δ : déphasage entre la tension V_m et V_c [rad] ;

X_f : réactance en sortie du convertisseur ($= L_f \omega$) [Ω] ;

ω : pulsation du réseau [$\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$].

Afin de transférer le maximum de puissance sur le réseau, le taux de modulation est supposé unitaire : $r = 1$. Les équations (6.4) et (6.5) deviennent :

$$Q_{i\max} = \frac{3V_c^2 \cdot (\alpha \cdot \cos \delta - 1)}{X_f} \quad (6.6)$$

$$P_{i\max} = \frac{3V_c^2 \sin \delta \cdot \alpha}{X_f} \quad (6.7)$$

En élevant les équations (6.6) et (6.7) au carré et en les additionnant, on obtient l'équation qui donne le paramètre α :

$$\alpha^2 = \left(\frac{X_f}{3V_c^2} \right)^2 \left\{ \left(Q_{i\max} + \frac{3V_c^2}{X_f} \right)^2 + P_{i\max}^2 \right\} \quad (6.8)$$

$$\alpha = \sqrt{\left(\frac{X_f}{3.V_c}\right)^2 \left\{ \left(Q_{i\max} + \frac{3.V_c^2}{X_f} \right)^2 + P_{i\max}^2 \right\}} \quad (6.9)$$

En utilisant les équations (6.2) et (6.9), on obtient alors l'expression donnant la tension du bus continu :

$$u_{bc0} = 2 V_c \sqrt{2} \sqrt{\left(\frac{X_f}{3.V_c}\right)^2 \left\{ \left(Q_{i\max} + \frac{3.V_c^2}{X_f} \right)^2 + P_{i\max}^2 \right\}} \quad (6.10)$$

3) Calcul de la capacité

Pour simplifier, il est possible de réaliser le calcul de la valeur de la capacité sur le temps de décharge. On se fixera alors une valeur Δu_{bc} qui ne devra pas être dépassée en admettant que, sur ce court instant, la valeur du courant transitant vers l'interface réseau i_{msg0} n'a pas le temps de varier. Nous ferons donc une approximation par excès de la valeur du condensateur.

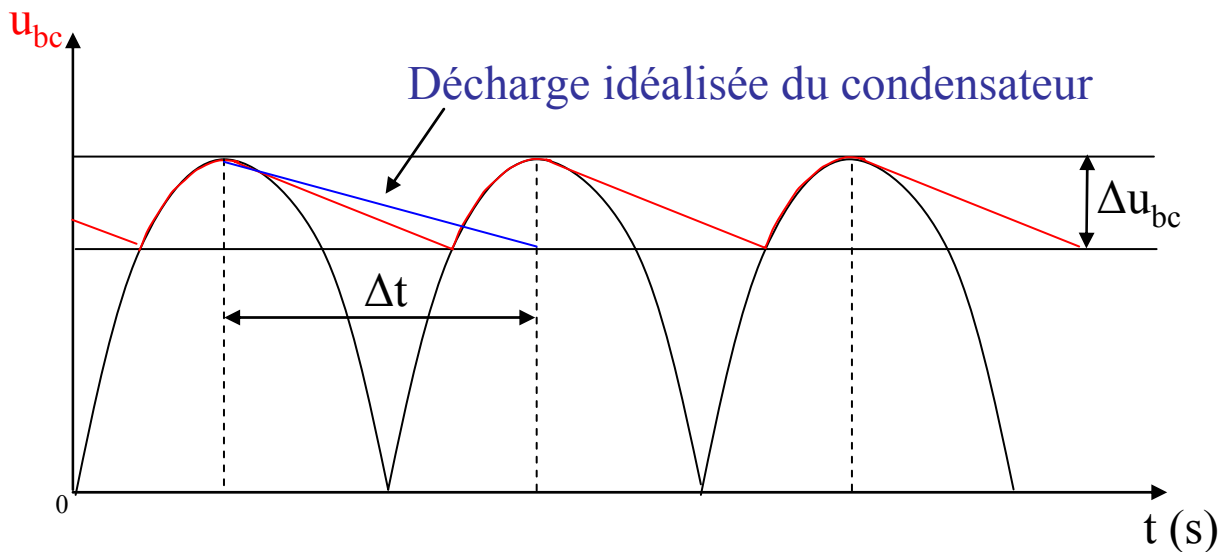


Fig. 6.5. Allure de la tension u_{bc} aux bornes du condensateur.

Pour le condensateur, $i = C \frac{du_{bc}}{dt}$ (6.11)

Donc : $C = i \frac{dt}{du_{bc}}$ (6.12)

Si l'on considère un temps très court au niveau de la décharge, on peut approximer la courbe de décharge par une droite et en passant par les petites variations autour d'un point de fonctionnement on a :

$$C = i \frac{\Delta t}{\Delta u_{bc}} \quad (6.13)$$

Et comme il est considéré que l'intensité i_{msg0} transitant vers l'interface réseau est constante durant ce temps très court et égale à i , alors on a :

$$C = i_{msg0} \frac{\Delta t}{\Delta u_{bc}} \quad (6.14)$$

B. Le convertisseur

Au niveau du convertisseur de l'interface réseau, des grandeurs alternatives vont être directement commandées sans passer par le repère de Park à l'aide de correcteurs résonnants. Ceci afin d'avoir un système qui délivre des tensions équilibrées même lorsque les charges sont déséquilibrées [HAU99b]. Un modèle moyen a donc été choisi pour ce convertisseur afin de réduire le temps de simulation (Fig. 6.6) (Cf. Annexe C).

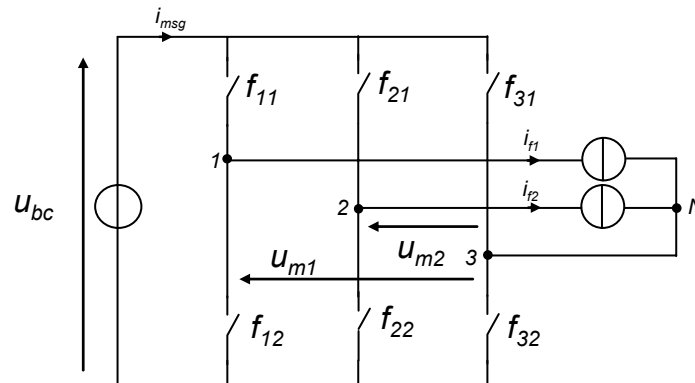


Fig. 6.6. Schéma du convertisseur.

- u_{m1} et u_{m2} : tensions modulées en sortie de l'onduleur [V] ;
- $f_{11}, f_{12}, f_{21}, f_{22}, f_{31}, f_{32}$: Interrupteurs ;
- i_{f1} et i_{f2} : courants de sortie du convertisseur [A].

Les équations de fonctionnement de ce convertisseur sont les suivantes :

. Pour les courants :

$$i_{msg} = m_1 \cdot i_{f1} + m_2 \cdot i_{f2} \quad (6.15)$$

Avec :

- m_1 et m_2 : fonctions de conversion.

. Pour les tensions :

$$u_{m1} = m_1 u_{bc} \quad (6.16)$$

$$u_{m2} = m_2 u_{bc} \quad (6.17)$$

C. Le filtre LCL

1) Modélisation du filtre

Dans le cas où l'onduleur est l'unique générateur (cas des alimentations de secours ou de sécurité), on doit interposer entre l'onduleur et le récepteur (quelque soit sa nature) un filtre LC, pour obtenir une tension quasi sinusoïdale à ses bornes [FOC00]. Le filtrage LC de sortie est principalement utilisé dans les générateurs devant se substituer aux réseaux industriels [LAB95]. Dans la majorité des éoliennes à vitesse variable directement reliées à un réseau sous tension, seule une inductance L suffit. Dans notre cas, le filtre s'apparente à un filtre LCL [POL00] composé en deux parties : un filtre $L_f C_f$ en sortie du convertisseur en série avec une inductance L_r qui peut être un élément de notre système ou faisant partie du réseau (impédances transformateur). Les deux parties de notre filtre sont représentées à la Fig. 6.7 et 6.8. Les condensateurs sont couplés en triangle.

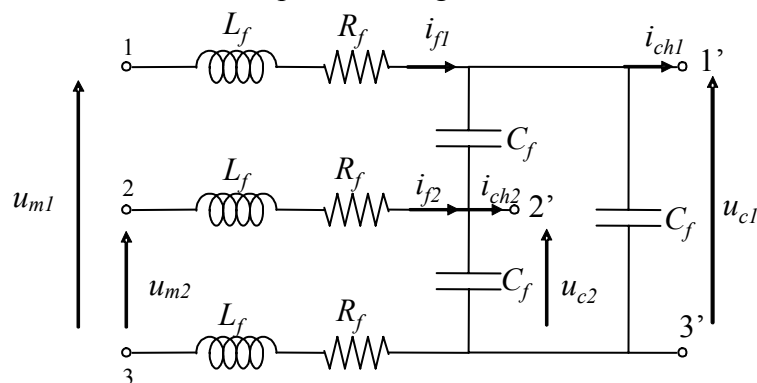


Fig. 6.7. Filtre $L_f C_f$ triphasé.

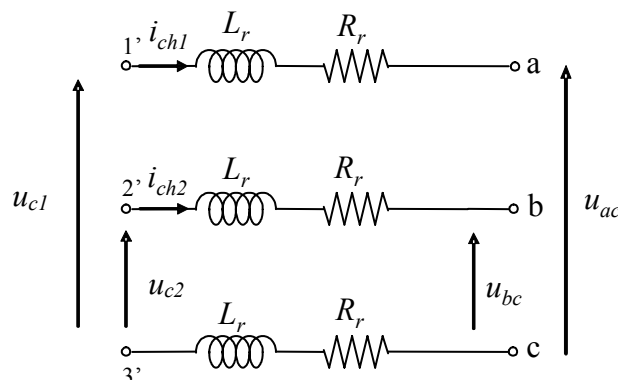


Fig. 6.8. Impédance de liaison filtre $L_f C_f$ / Réseau.

Avec :

- u_{m1} et u_{m2} , tensions modulées en sortie de l'onduleur [V] ;
- u_{c1} et u_{c2} , tensions aux bornes des condensateurs [V] ;
- i_{f1} et i_{f2} , courants dans la self de lissage [A] ;

- i_{ch1} et i_{ch2} , courants dans la charge [A] ;
- L_f , inductance de la self coté convertisseur [H] ;
- R_f , résistance de la self coté convertisseur [Ω] ;
- C_f , capacité du condensateur [F] ;
- L_r , inductance de la self coté réseau [H] ;
- R_r , résistance de la self coté réseau [Ω] ;
- u_{ac} et u_{bc} , tensions coté réseau [V].

Au regard de la Fig. 6.7, on peut écrire les équations suivantes :

$$u_{m1} - L_f \frac{di_{f1}}{dt} - R_f i_{f1} - u_{c1} + L_f \frac{d(-i_{f1} - i_{f2})}{dt} + R_f (-i_{f1} - i_{f2}) = 0 \quad (6.18)$$

$$u_{m2} - L_f \frac{di_{f2}}{dt} - R_f i_{f2} - u_{c2} + L_f \frac{d(-i_{f1} - i_{f2})}{dt} + R_f (-i_{f1} - i_{f2}) = 0 \quad (6.19)$$

$$i_{ch1} = i_{f1} - 2C_f \frac{du_{c1}}{dt} + C_f \frac{du_{c2}}{dt} \quad (6.20)$$

$$i_{ch2} = i_{f2} + C_f \frac{du_{c1}}{dt} - 2C_f \frac{du_{c2}}{dt} \quad (6.21)$$

$$\begin{pmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{c1} \\ u_{c2} \end{pmatrix} + L_f \begin{pmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 2 \end{pmatrix} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{f1} \\ i_{f2} \end{pmatrix} + R_f \begin{pmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{f1} \\ i_{f2} \end{pmatrix} \quad (6.22)$$

$$\begin{pmatrix} i_{ch1} \\ i_{ch2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{f1} \\ i_{f2} \end{pmatrix} + C_f \begin{pmatrix} -2 & 1 \\ 1 & -2 \end{pmatrix} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} u_{c1} \\ u_{c2} \end{pmatrix} \quad (6.23)$$

Et à partir de la Fig. 6.8, on peut déterminer les relations suivantes :

$$\begin{pmatrix} u_{c1} \\ u_{c2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{ac} \\ u_{bc} \end{pmatrix} + L_r \begin{pmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 2 \end{pmatrix} \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{ch1} \\ i_{ch2} \end{pmatrix} + R_r \begin{pmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{ch1} \\ i_{ch2} \end{pmatrix} \quad (6.24)$$

2) Calcul du filtre $L_f C_f$

Afin de déterminer plus facilement la transmittance du filtre, on utilise le schéma monophasé équivalent suivant :

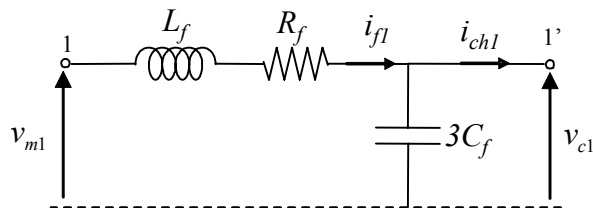


Fig. 6.9. Schéma monophasé équivalent du filtre.

On peut déterminer les éléments en plaçant le gabarit du filtre passe bas.

La fonction de transfert du filtre $R_f L_f C_f$ est la suivante :

$$T(p) = \frac{1}{1 + 3R_f C_f s + 3L_f C_f s^2} = \frac{v_{c1}}{v_{m1}} \quad (6.25)$$

La pulsation de coupure de cette fonction de transfert est :

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{3L_f C_f}} \quad (6.26)$$

La fréquence de coupure est alors égale à :

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{3L_f C_f}} \quad (6.27)$$

L'idée est ici de placer le gabarit du filtre de telle sorte que les harmoniques engendrés par la MLI soient suffisamment atténués. Cette atténuation est simplifiée par le fait que les harmoniques de rang faible peuvent être supprimés dans la plupart des techniques MLI [BER03] [LAD02] [SEG04].

La détermination du couple $L_f C_f$ se fait alors à partir de l'expression suivante en s'imposant une atténuation en décibels à la pulsation désirée.

$$T_p \text{ en dB} = -20 \log \left(\sqrt{((1 - 3L_f C_f \omega^2)^2 + (3R_f C_f \omega)^2)} \right) \quad (6.28)$$

Si l'on trace le lieu de bode d'une transmittance du second ordre, $\frac{1}{\frac{1}{\omega_0^2} s^2 + \frac{2\xi}{\omega_0} s + 1}$, avec $\omega_0 = 1$

rad.s⁻¹ et ξ prenant les valeurs 0.1, 0.3, 0.707, 1, 10 et 40, on remarque qu'à partir d'une fréquence égale à 5 fois la fréquence propre du système f_0 , le gain est toujours inférieur à -26 dB quelque soit la valeur du coefficient d'amortissement ξ (Fig. 6.8). On peut choisir par exemple de caler le filtre tel que $5f_0$ soit égale à la fréquence centrale du premier paquet d'harmoniques à éliminer [TEC07].

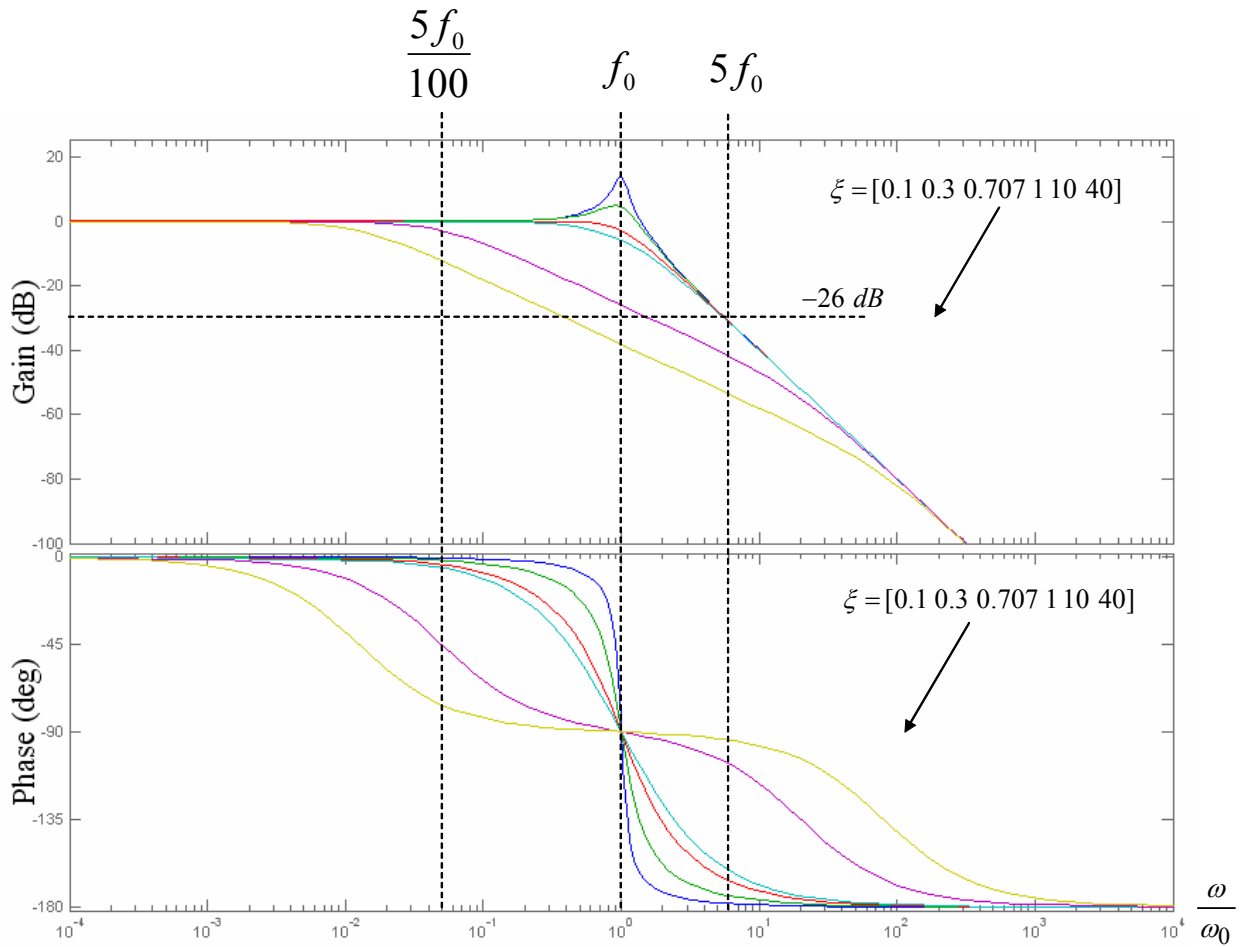


Fig. 6.10. Diagramme de Bode de la transmittance du second ordre.

Les simulations numériques, Fig. 6.11 et 6.12, réalisées sous le logiciel Matlab – Simulink, d'un convertisseur MLI associé à un filtre RLC montrent les allures des tensions u_{m1} , u_{m2} , u_{c1} et u_{c2} lorsque le filtre a été déterminé judicieusement.

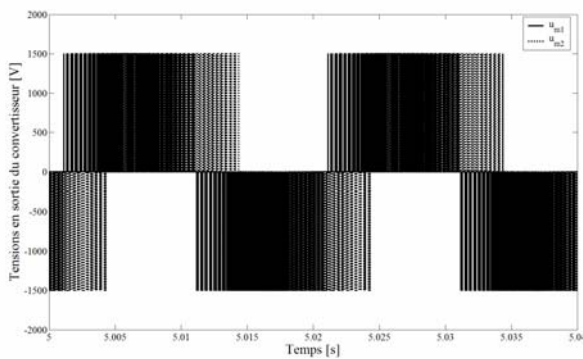


Fig. 6.11 Allure des tensions u_{m1} et u_{m2} .

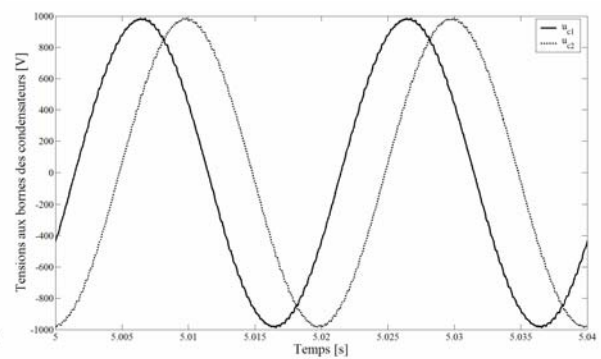


Fig. 6.12. Allure des tensions u_{c1} (à gauche) et u_{c2} (à droite).

D. Représentation Energétique Macroscopique de l'interface réseau

Afin de faciliter la compréhension du fonctionnement de l'interface réseau et la détermination de sa commande, une REM a été établie (Fig. 6.13).

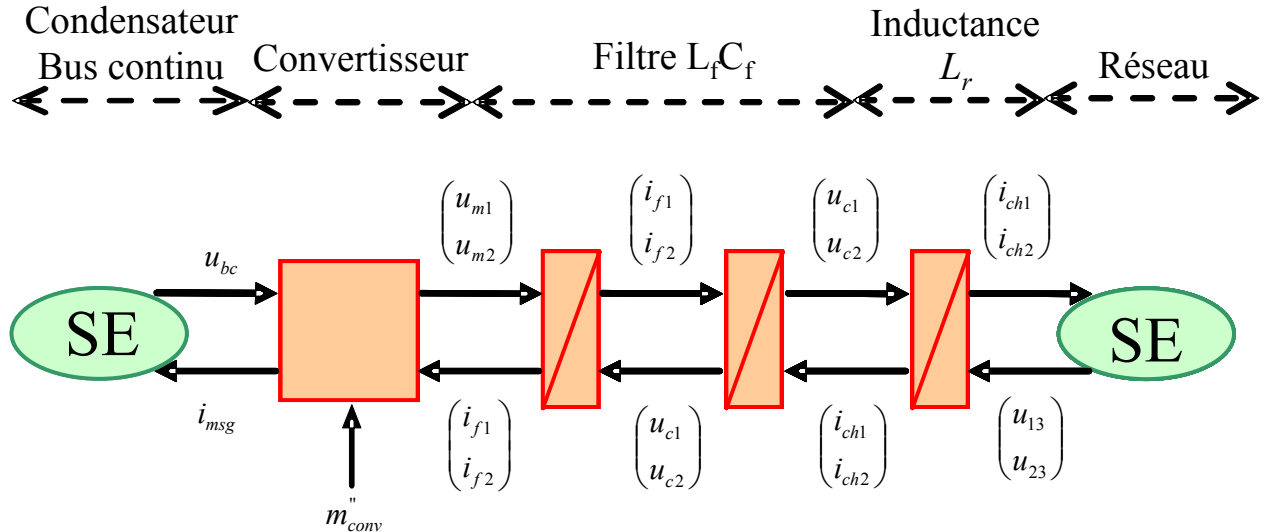


Fig. 6.13. REM de l'interface réseau.

m_{conv}'' : ordres de commande du convertisseur.

E. Le réseau

Différents types de configuration de réseau 20 kV ont été utilisés afin de vérifier le comportement du système de génération. Pour cela la Toolbox « SimPowerSystem » (SPS) de Matlab – Simulink a été utilisée. Elle a été choisie pour une question de gain de temps. Le développement d'une bibliothèque « réseau » sous simulink demandant une réflexion approfondie notamment pour des configurations de réseau avec de forts couplages, des passages en réseau séparé...etc. Les problèmes de la SPS sont une impossibilité de voir comment le modèle d'un élément a été réalisé, un temps de simulation important et un nombre limité de méthodes de résolution (« solver ») du modèle possible par rapport à Simulink. Dans cette partie nous présenterons les différents composants de ces réseaux : réseau à fréquence constante, réseau à fréquence variable, impédance amont du réseau, transformateurs, jeu de barre, interrupteur, ligne, charge et mesure.

1) Source à fréquence constante

Cette source a été développée sous Simulink puis implantée dans la SPS à l'aide des interfaces Simulink/SPS (Fig. 6.14). La même interface a été utilisée pour importer le système de génération développé.

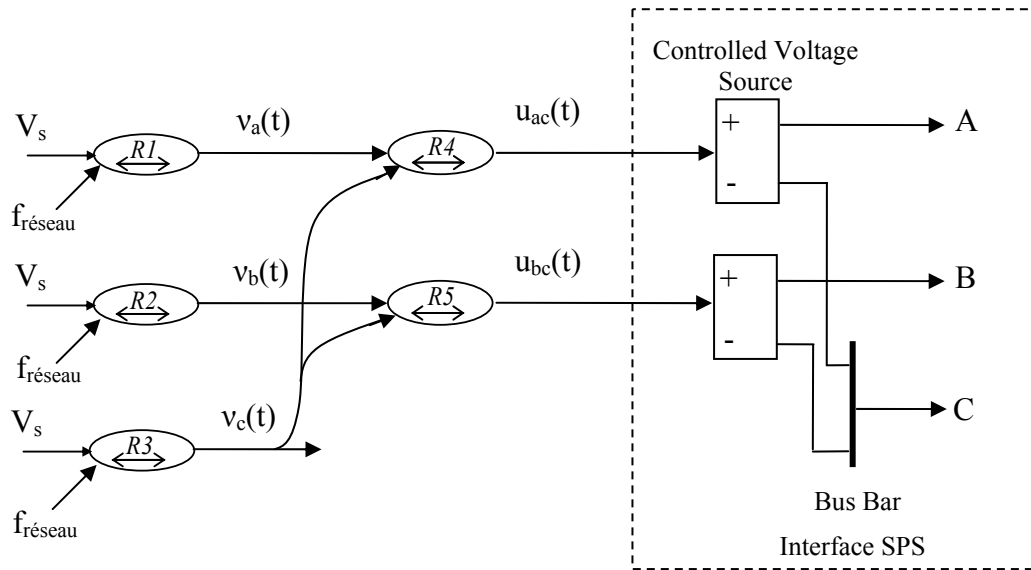


Fig. 6.14. GIC de la source à fréquence constante.

V_s : Valeur efficace de la tension simple de la source [V] ;
 $f_{réseau}$: Fréquence des tensions de la source [Hz] ;
 v_a, v_b, v_c : Expressions instantanées des tensions simples [V] ;
 u_{ac}, u_{bc} : Expressions instantanées des tensions composées [V].

Repère	Relations
R1	$v_a = V_s \sqrt{2} \sin(2\pi f_{réseau} t)$
R2	$v_b = V_s \sqrt{2} \sin\left(2\pi f_{réseau} t - \frac{2\pi}{3}\right)$
R3	$v_c = V_s \sqrt{2} \sin\left(2\pi f_{réseau} t - \frac{4\pi}{3}\right)$
R4	$u_{ac} = v_a - v_c$
R5	$u_{bc} = v_b - v_c$

Tableau 6.1. Equations du GIC de la source à fréquence constante.

2) Source à fréquence variable

Cette source a été développée afin de vérifier le comportement du système de génération face à des variations de fréquence. Sa structure est identique à la précédente mais un modèle de comportement d'un groupe de production thermique avec son réglage de fréquence primaire a été implanté afin d'élaborer la fréquence des tensions de sortie de la source [KUN94].

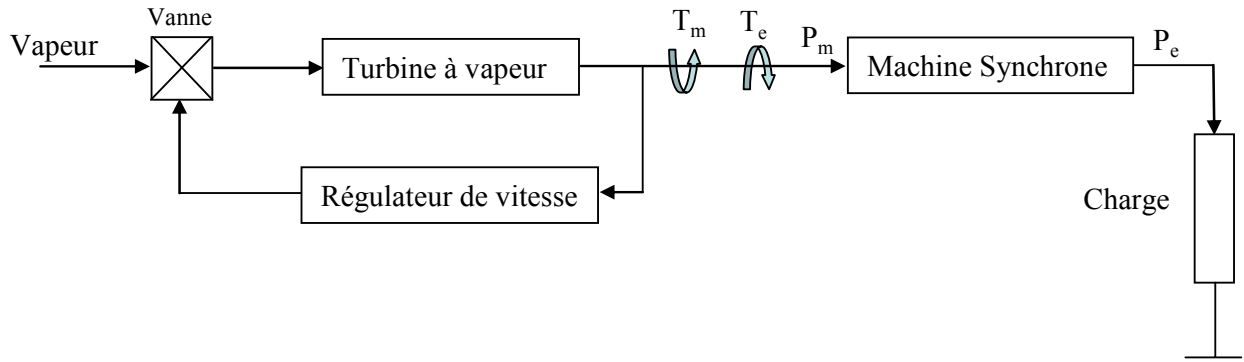


Fig. 6.15. Schéma simplifié du groupe de production.

T_m : Couple moteur [Nm] ;
 T_e : Couple résistant [Nm] ;
 P_m : Puissance mécanique [MW] ;
 P_e : Puissance électrique absorbée par la charge [MW].

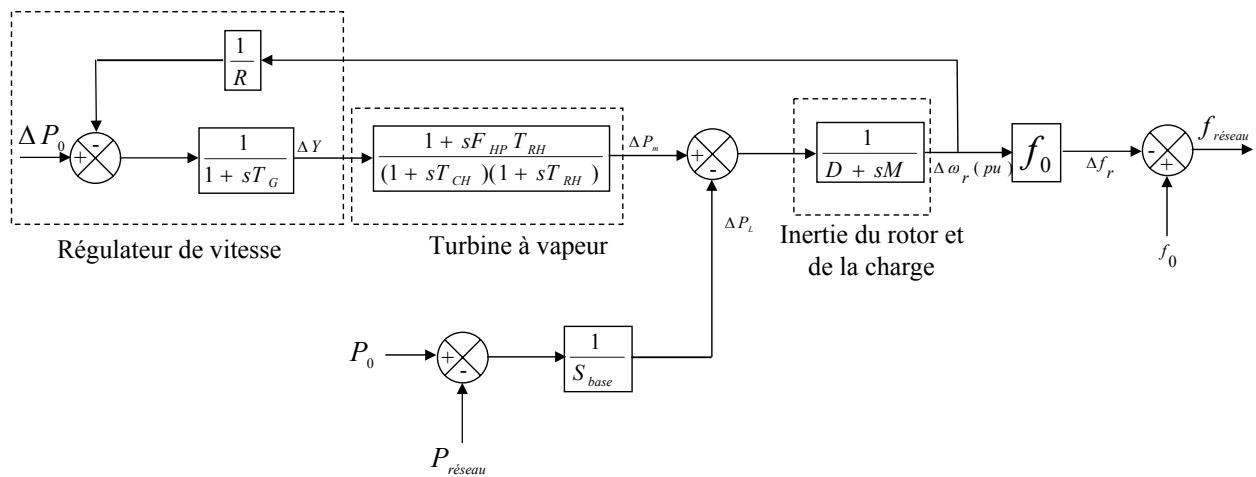


Fig. 6.16. Schéma bloc du groupe de production [KUN94].

T_G : Constante de temps du régulateur de vitesse [s] ;
 R : Statisme ;
 ΔY : Variation de la position de la vanne [pu] ;
 F_{HP} : fraction de la puissance totale générée par la turbine haute pression ;
 T_{RH} : Constante de temps du réchauffeur [S] ;
 T_{CH} : Constante de temps du volume d'admission et du générateur de vapeur [S] ;
 ΔP_m : Variation de la puissance mécanique [pu] ;
 ΔP_L : Variation de la puissance de charge [pu] ;
 D : Coefficient d'amortissement de la charge ;
 M : Constante d'inertie du rotor [S] ;
 $\Delta \omega_r$: Variation de la vitesse angulaire du rotor [pu] ;
 Δf_r : Variation de la fréquence [Hz] ;
 f_0 : fréquence de référence [Hz] ;
 P_0 : Puissance de référence [MW] ;
 ΔP_0 : Variation de la puissance de référence [pu] ;
 $P_{réseau}$: Puissance transmise par la source [MW] ;
 S_{base} : Puissance apparente de base du groupe de production [MVA].

3) Impédance amont

Un réseau amont 63 kV de puissance de court – circuit $S_{cc-amont}$ a été considéré. Il alimente le transformateur 63 kV / 20 kV du réseau 20 kV. L'impédance de ce réseau a été ramenée coté réseau 20 kV.

$$S_{cc-amont} = \frac{3V_1^2}{Z_{cc-amont}} = \frac{3\left(\frac{U_1}{\sqrt{3}}\right)^2}{Z_{cc-amont}} = \frac{U_1^2}{Z_{cc-amont}} \quad (6.29)$$

$S_{cc-amont}$: Puissance de court – circuit du réseau amont (au primaire du transformateur) [MVA] ;

$Z_{cc-amont}$: Impédance de court – circuit du réseau amont (au primaire du transformateur) [Ω],

V_1 : tension simple du réseau amont [V] ;

U_1 : tension composée du réseau amont [V].

$$Z_{cc-amont} = \frac{U_1^2}{S_{cc-amont}} \quad (6.30)$$

Pour les réseaux de tension supérieure à 50 kV, la réactance équivalente du réseau est beaucoup plus grande que la résistance équivalente. On néglige donc la résistance du réseau amont, $R_{cc-amont}$ [Ω], devant la réactance du réseau amont $X_{cc-amont}$ [Ω]. On a donc :

$$Z_{cc-amont} = \frac{U_1^2}{S_{cc-amont}} \approx X_{cc-amont} \quad (6.31)$$

Pour la ramener coté 20 kV, il suffit de la multiplier par le rapport de transformation m du transformateur :

$$m = \frac{U_2}{U_1} \quad (6.32)$$

U_2 : Tension du réseau aval (au secondaire du transformateur) [V].

$$X_{cc-aval} = m^2 X_{cc-amont} = L_{cc-aval} \omega \quad (6.33)$$

$L_{cc-aval}$: Inductance de court – circuit du réseau aval [H] ;

ω : Pulsation du réseau [rad.s^{-1}].

Cette impédance est modélisée à l'aide d'un bloc SPS « 3 phase RLC series element » où l'on doit renseigner les éléments R, L et C.

4) Transformateurs

Les transformateurs ont été modélisés en ne considérant que leur impédance ramenée au secondaire R_2 et X_2 . Cette impédance est modélisée à l'aide du même bloc SPS que l'impédance amont. Pour la connexion des systèmes de génération, un modèle idéal de

transformateur, représenté simplement par son rapport de transformation, a été utilisé. Il a été modélisé dans la partie simulink du système de génération par un gain.

5) Jeu de barres

Ils ont été modélisés en utilisant le bloc « bus bar » de la SPS. Le nombre d'entrées et de sorties doit être renseigné.

6) Interrupteur

Ils ont été modélisés en utilisant le bloc « three phase breaker » de la SPS. Plusieurs paramètres sont à renseigner :

- Résistance de l'interrupteur à l'état fermé : « Breakers Resistance » R_{on} [Ω] ;
- Résistance de l'interrupteur à l'état ouvert : « Snubbers resistance » R_p [Ω] ;
- Capacité de l'interrupteur à l'état ouvert : « Snubbers capacitance » C_p [F].

7) Ligne

Cette impédance est modélisée à l'aide du même bloc SPS que l'impédance amont.

8) Charge

Elles sont modélisées à l'aide d'un bloc SPS « 3 phase series RLC load » où l'on doit renseigner la tension composée nominale de la charge, la fréquence nominale, sa puissance active absorbée, sa puissance réactive absorbée ou débitée pour la tension composée nominale et la fréquence nominale.

9) Mesures

Les tensions, en valeurs instantanées, sont mesurées à l'aide du bloc SPS « voltage measurement ». Les courants, en valeurs instantanées, sont mesurés à l'aide du bloc SPS « current measurement ». Ce sont des mesures idéales. Pour avoir les valeurs efficaces, il faut utiliser à la sortie de ces blocs, le bloc « RMS » de la SPS où il faut renseigner la fréquence du fondamental des grandeurs mesurées.

Les puissances actives et réactives sont mesurées à l'aide des blocs « 3 phase VI measurements » et « 3 phase instantaneous active and reactive power ».

Dans les blocs Simulink développés au laboratoire et importés dans la SPS, les puissances sont mesurées à l'aide des expressions suivantes (Ces relations ont été déterminées en considérant les puissances dans le repère de PARK puis transposées dans le repère triphasé en considérant un système équilibré et sinusoïdal) :

$$\begin{bmatrix} p(t) \\ q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{13}(t) & u_{23}(t) \\ \frac{2u_{23}(t) - u_{13}(t)}{\sqrt{3}} & \frac{u_{23}(t) - 2u_{13}(t)}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \end{bmatrix} \quad (6.34)$$

Avec :

$u_{13} = U\sqrt{2} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right)$: Tension composée instantanée prise entre les phases 1 et 3 [V] ;

$u_{23} = U\sqrt{2} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)$: Tension composée instantanée prise entre les phases 2 et 3 [V] ;

$i_1(t) = I\sqrt{2} \sin(\omega t - \varphi)$: Courant en ligne dans la phase 1 [A] ;

$i_2(t) = I\sqrt{2} \sin\left(\omega t - \varphi - \frac{2\pi}{3}\right)$: Courant en ligne dans la phase 2 [A] ;

φ : Déphasage entre la tension simple et le courant en ligne [rad] ;

U : Tension composée efficace [V] ;

I : Courant efficace en ligne [A] ;

ω : Pulsation du réseau [rad.s⁻¹].

En remplaçant dans les expressions (6.34), on obtient :

$$p(t) = \sqrt{3}UI \cos \varphi \tag{6.35}$$

$$q(t) = \sqrt{3}UI \sin \varphi \tag{6.36}$$

III. Commande de l'interface réseau

A. Principe

L'objectif de la commande sera de contrôler le système de génération de telle sorte qu'il puisse fonctionner en source de tension afin d'assurer, lors d'un fonctionnement en réseau séparé (ou îloté), l'alimentation des charges. Pour cela il faudra réguler les tensions aux bornes des condensateurs v_{c1} et v_{c2} . Les tensions de référence sont élaborées :

- En réseau connecté à partir de la puissance active de référence à débiter, la tension désirée au point de connexion du système de génération au réseau et la fréquence du réseau ;
- En réseau séparé à partir d'une tension et une fréquence imposées.

L'inversion de la REM de la Fig. 6.17 donne la commande de ces tensions :

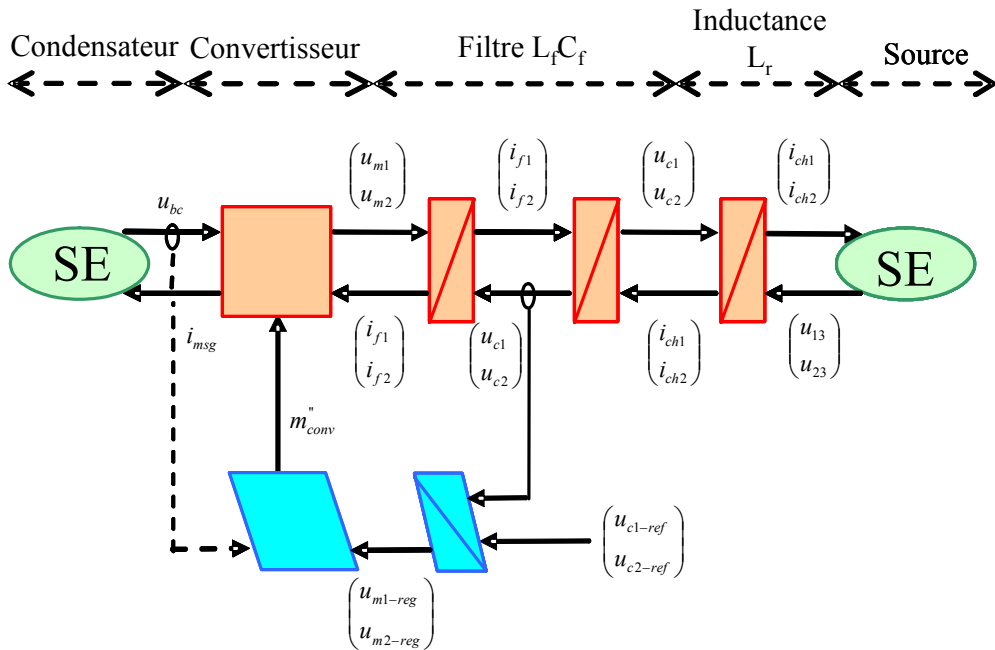


Fig. 6.17. REM de la commande de l'interface réseau.

La Fig. 6.18 présente sous la forme de schéma bloc le principe de la commande de l'interface réseau :

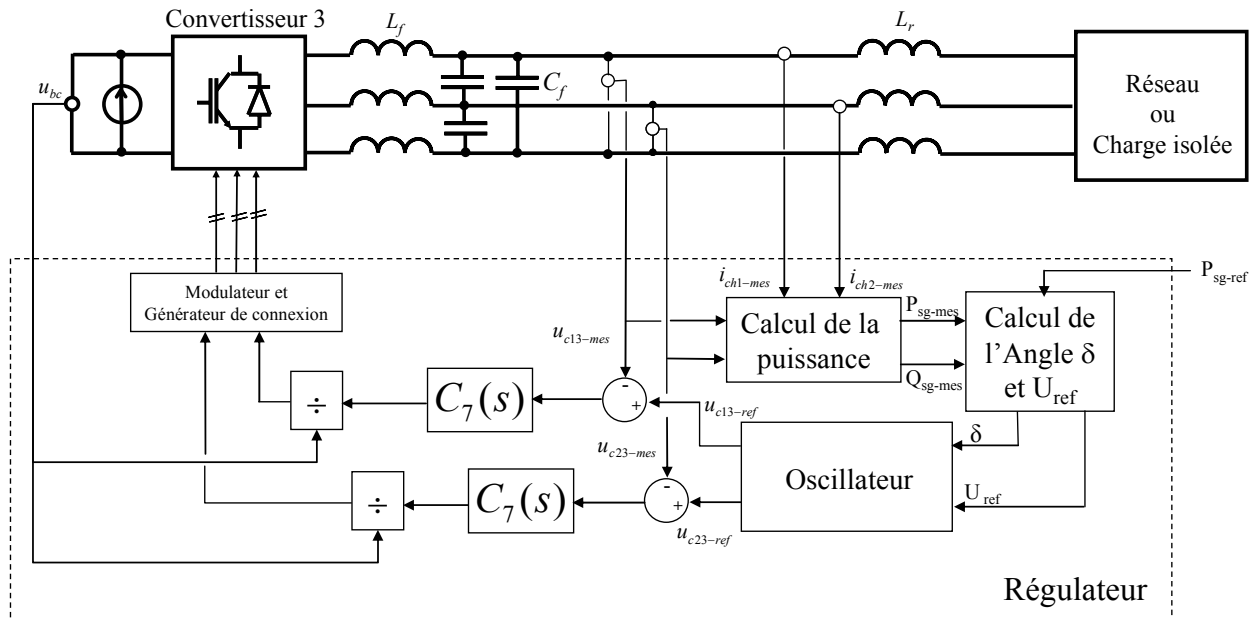


Fig. 6.18. Principe de la commande de l'interface réseau.

$C_7(s)$: Correcteur résonnant.

B. Régulation de la tension du bus continu

La régulation du bus continu se fera grâce à l'élément de stockage, le système inertiel, qui, en stockant ou en restituant, maintiendra l'équilibre production - consommation.

En multipliant l'équation (6.1) par u_{bc} , on obtient le bilan de puissance instantanée suivant :

$$C \frac{du_{bc}}{dt} u_{bc} = \Delta P = -P_{sg} - P_{ge} - P_v \quad (6.37)$$

- $P_{sg} = u_{bc} im_{sg}$, puissance instantanée débitée sur le réseau [W],
- $P_{ge} = u_{bc} im_{ge}$, puissance instantanée débitée par l'éolienne [W],
- $P_v = u_{bc} im_v$, puissance instantanée absorbée ou débitée par le système de stockage inertielle [W].

En reprenant l'équation (6.37), on a

$$C \frac{du_{bc}}{dt} u_{bc} = \Delta P \quad (6.38)$$

et donc :

$$C \frac{du_{bc}}{dt} = \frac{\Delta P}{u_{bc}} = i \quad (6.39)$$

A partir des équations (6.37) et (6.39) on peut établir le GIC du bus continu qui nous permettra d'en déterminer la commande :

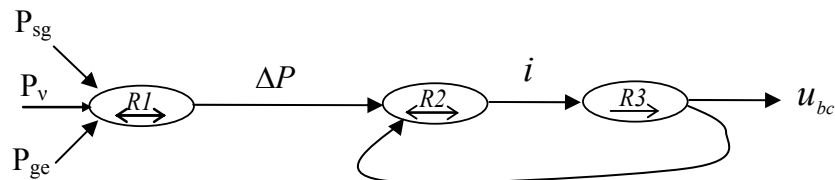


Fig. 6.19. GIC du bus continu.

Repère	Relations
R1	$\Delta P = -P_{sg} - P_{ge} - P_v \quad (6.37)$
R2	$i = \frac{\Delta P}{u_{bc}} \quad (6.40)$
R3	$C \frac{du_{bc}}{dt} = i \quad (6.1)$

Tableau 6.2. Equation du GIC du bus continu.

Par inversion du GIC de la Fig. 6.19, on trouve la commande du bus continu :

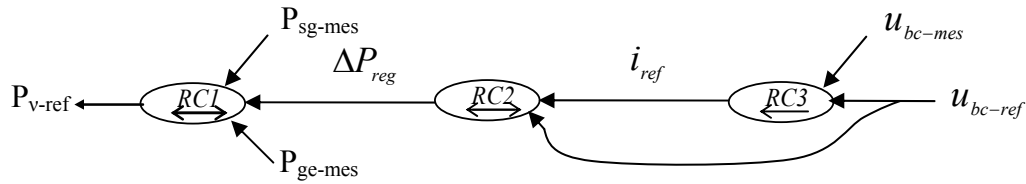


Fig. 6.20. GIC de la commande du bus continu.

Repère	Relations
RC1	$P_{v-ref} = -\Delta P_{reg} - P_{sg-mes} - P_{ge-mes}$ (6.41)
RC2	$\Delta P_{reg} = u_{bc-ref} \cdot i_{ref}$ (6.42)
RC3	$i_{ref} = C_6(u_{bc-ref} - u_{bc-mes})$ (6.43)

Tableau 6.3. Equation du GIC de la commande du bus continu.

Le GIC de la Fig. 6.20 peut être mis sous la forme de schéma bloc (Fig. 6.21).

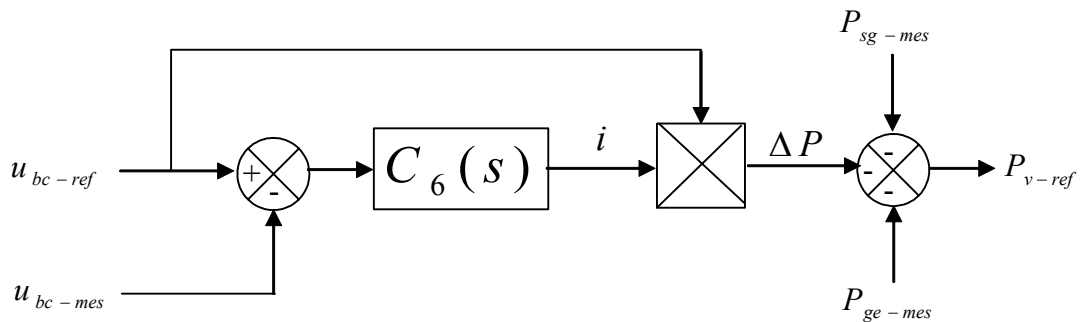
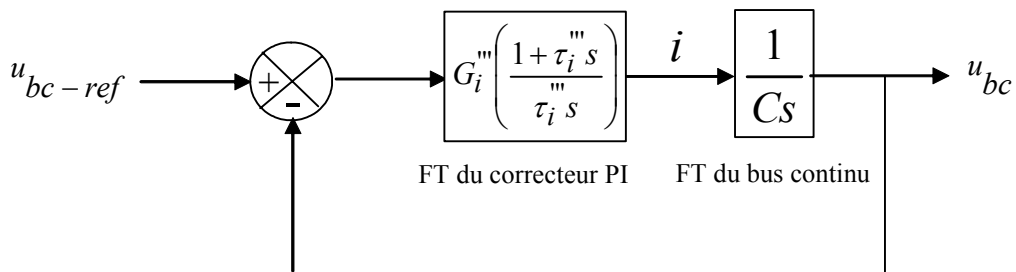


Fig. 6.21. Schéma bloc de la commande du bus continu.

Le correcteur $C_6(s)$ est un correcteur de type PI.

A partir des GIC de la Fig. 6.19 et 6.20, on peut déterminer le schéma bloc suivant :



FT : Fonction de Transfert

Fig. 6.22. Régulation de la tension u_{bc} .

Au regard de la Fig. 6.22, on peut écrire la fonction de transfert en boucle ouverte $FTbo(s)$:

$$FTbo(s) = \frac{G_i''' (1 + \tau_i''' s)}{C \tau_i''' s^2} \quad (6.44)$$

$$FTbf(s) = \frac{FTbo(s)}{1 + FTbo(s)} \quad (6.45)$$

$$FTbf(s) = \frac{(1 + \tau_i''' s)}{\frac{C \tau_i''' s^2}{G_i'''} + \tau_i''' s + 1} \quad (6.46)$$

En identifiant à un second ordre : $\frac{1}{\omega_n^2} s^2 + \frac{2\xi}{\omega_n} s + 1$, on a :

$$\frac{1}{\omega_n^2} = \frac{C \tau_i'''}{G_i'''} \quad (6.47)$$

$$\frac{2\xi}{\omega_n} = \tau_i''' \quad (6.48)$$

On s'impose $\xi = 0,7$, $t_r \omega_n \approx 3$,

$$\omega_n \approx \frac{3}{t_r} \quad (6.49)$$

D'où,

$$\tau_i''' = \frac{2\xi}{3} t_r \quad (6.50)$$

Et

$$\frac{1}{\omega_n^2} = \frac{C \tau_i'''}{G_i'''} = \frac{C}{G_i'''} \frac{2\xi}{\omega_n} \quad (6.51)$$

D'où :

$$G_i''' = 2\xi C \omega_n \quad (6.52)$$

En remplaçant par son expression :

$$\omega_n \approx \frac{3}{t_r} \quad (6.53)$$

$$G_i^m = \frac{6\xi C}{t_r} \quad (6.54)$$

C. Régulation des tensions aux bornes des condensateurs

Le rôle du convertisseur 3 est de réguler directement les tensions composées aux bornes des condensateurs du filtre $L_f C_f$ triphasé.

A partir de l'équation (6.25) on peut déterminer le GIC suivant :



Fig. 6.23. GIC du filtre $L_f C_f$.

Repère	Relations
R1	$u_{c1ou2} = \frac{1}{1 + 3R_f C_f s + 3L_f C_f s^2} u_{m1ou2} \quad (6.55)$

Tableau 6.4. Equation du GIC du filtre $L_f C_f$.

Par inversion du GIC, on obtient la commande de l'interface réseau :

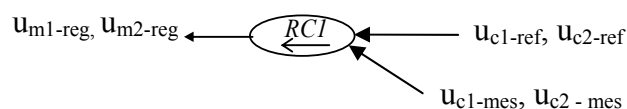


Fig. 6.24. GIC de la commande de l'interface réseau.

Repère	Relations
RC1	$u_{m1-reg} = C_7(u_{c1-ref} - u_{c1-mes})$ $u_{m2-reg} = C_7(u_{c2-ref} - u_{c2-mes}) \quad (6.56)$

Tableau 6.5. Régulation des tensions u_{c1} et u_{c2} .

Les tensions aux bornes des condensateurs étant alternatives, on opte pour des correcteurs de type résonnant. Cette stratégie de commande ne pose donc aucune hypothèse sur l'équilibre de la charge contrairement à une commande dans le repère de Park. Ils vont permettre de contrôler les tensions aux bornes des condensateurs du filtre $L_f C_f$ qui sont

couplés en triangle. Ce type de correcteur est adapté au contrôle de grandeurs alternatives [HAU99a] [LEC03c] [PIE05] [WUL00] et présente de très bonnes performances en termes de poursuite, de régulation et surtout de robustesse. La poursuite fait référence à la rapidité de réponse de la grandeur à régler en asservissement (c'est-à-dire lors de changements de consigne). La régulation concerne la tenue de la grandeur réglée à sa consigne malgré les perturbations. La robustesse désigne la capacité du correcteur à conserver ses performances de réglages malgré les changements ou dérives des paramètres représentatifs du process (le modèle retenu pour le process dont découle les paramètres du correcteurs peuvent évoluer dans le temps, le correcteur y est finalement relativement insensible). Les correcteurs résonnants étant accordés sur la fréquence nominale de 50 Hz, on obtient, grâce à leurs qualités intrinsèques, une source de tension sinusoïdale triphasée quasi-idéale. Pour une fonction de transfert du second ordre, la forme du correcteur est la suivante :

$$C_7(s) = \frac{C_0 + C_1s + C_2s^2 + C_3s^3}{(D_0 + D_1s)(s^2 + \omega_p^2)} \quad (6.57)$$

ω_p : pulsation des grandeurs à réguler [rad.s⁻¹] ;
 $C_0, C_1, C_2, C_3, D_0, D_1$: Paramètres du correcteur.

A partir des GIC de la Fig. 6.23 et 6.24, on peut déterminer le schéma bloc suivant :

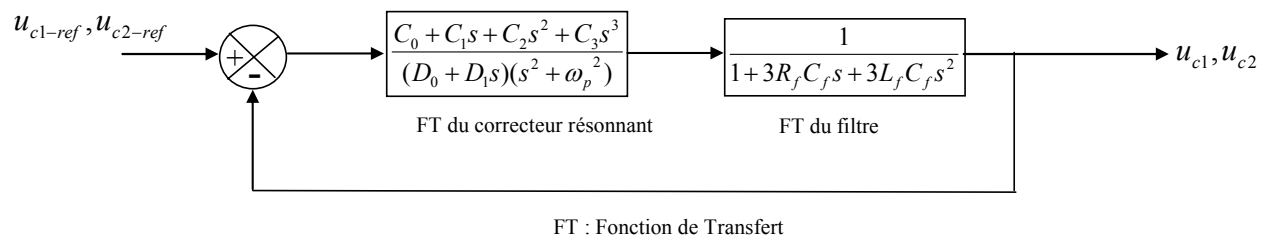


Fig. 6.25. GIC de la commande de l'interface réseau.

La méthode de détermination des coefficients du correcteur résonnant consiste à imposer l'emplacement des pôles de la fonction de transfert du correcteur par le choix de la partie réelle de ceux-ci. Cette méthode s'appelle « méthode de la marge généralisée » [LEC04a]. Les coefficients sont déterminés en identifiant un polynôme $\Delta_p(s)$ au dénominateur de la fonction de transfert en boucle fermée du système.

La fonction de transfert en boucle ouverte est :

$$FTbo(s) = \frac{C_0 + C_1s + C_2s^2 + C_3s^3}{(D_0 + D_1s)(s^2 + \omega_p^2)} \frac{1}{1 + 3R_f C_f s + 3L_f C_f s^2} \quad (6.58)$$

Donc, la fonction de transfert en boucle fermée s'écrit :

$$FTbf(s) = \frac{C_0 + C_1s + C_2s^2 + C_3s^3}{C_0 + C_1s + C_2s^2 + C_3s^3 + (D_0 + D_1s)(s^2 + \omega_p^2)(1 + 3R_f C_f s + 3L_f C_f s^2)} \quad (6.59)$$

Le polynôme caractéristique de la fonction de transfert en boucle fermée, d'ordre 5, est alors :

$$\Delta(s) = C_0 + C_1s + C_2s^2 + C_3s^3 + (D_0 + D_1s)(s^2 + \omega_p^2)(1 + 3R_fC_f s + 3L_fC_f s^2) \quad (6.60)$$

Il s'agit alors d'identifier ce polynôme à un polynôme de même degré de forme canonique :

$$\Delta P(s) = (s + P + j\omega_p)(s + P - j\omega_p)(s + P)(s + P + j\omega_n)(s + P - j\omega_n) \quad (6.61)$$

Où P désigne la partie réelle (négative) et ω_n , la partie imaginaire de la racine complexe de la transmittance du filtre $R_f L_f C_f$.

En développant et en ordonnant les deux polynômes (6.60) et (6.61), on obtient :

$$\Delta(s) = (C_0 + D_0\omega_p^2) + (C_1 + D_1\omega_p^2 + D_0\omega_p^2 3R_fC_f)s + (C_2 + D_0 + D_1\omega_p^2 3R_fC_f + D_0\omega_p^2 3L_fC_f)s^2 + (C_3 + D_1 + D_0 3R_fC_f + D_1\omega_p^2 3L_fC_f)s^3 + (D_1 3R_fC_f + D_0 3L_fC_f)s^4 + D_1 3L_fC_f s^5$$

$$\Delta P(s) = P^5 + P^3(\omega_p^2 + \omega_n^2) + P\omega_p^2\omega_n^2 + (5P^4 + 3P^2(\omega_p^2 + \omega_n^2) + \omega_p^2\omega_n^2)s + (10P^3 + 3P(\omega_p^2 + \omega_n^2))s^2 + (\omega_p^2 + \omega_n^2 + 10P^2)s^3 + 5P s^4 + s^5 \quad (6.62)$$

Par identification des coefficients, on a :

$$D_0 = \frac{(5P - \frac{R_f}{L_f})}{3L_fC_f} \quad (6.63)$$

$$D_1 = \frac{1}{3L_fC_f} \quad (6.64)$$

$$C_0 = P^5 + P^3(\omega_p^2 + \omega_n^2) + P\omega_p^2\omega_n^2 - \omega_p^2D_0 \quad (6.65)$$

$$C_1 = 5P^4 + 3P^2(\omega_p^2 + \omega_n^2) + \omega_p^2\omega_n^2 - 3R_fC_f\omega_p^2D_0 - \omega_p^2D_1 \quad (6.66)$$

$$C_2 = 10P^3 + 3P(\omega_p^2 + \omega_n^2) - D_0 - 3L_fC_f\omega_p^2D_0 - 3R_fC_f\omega_p^2D_1 \quad (6.67)$$

$$C_3 = 10P^2 + (\omega_p^2 + \omega_n^2) - D_1 - 3L_fC_f\omega_p^2D_1 - 3R_fC_f\omega_p^2D_0 \quad (6.68)$$

Cette méthode de calcul des paramètres du correcteur résonnant permet de positionner de façon privilégiée les pôles de la fonction de transfert. Cela permet d'éviter les zones d'instabilité et de se positionner par rapport à une marge de stabilité fixée par avance comme le suggère la figure ci-dessous [HAU97].

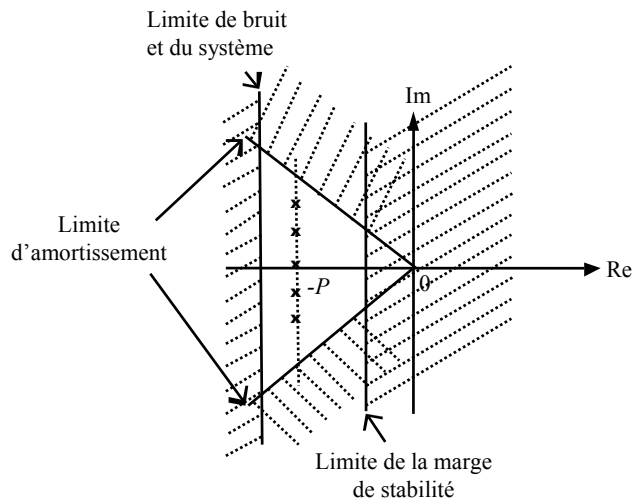


Fig. 6.26. Délimitation de la zone d'emplacement des pôles du correcteur.

Les tensions de référence u_{m1-reg} et u_{m2-reg} étant déterminées, il reste à élaborer les signaux de commande à appliquer au convertisseur. A partir des équations (6.15), (6.16), (6.17) on peut établir le Graphe Informationnel Causal (GIC) du convertisseur qui nous permettra d'en déterminer la commande :

Repère	Relations
R_{m1}	(6.15) et (6.16)
R_{m2}	(6.17)

Tableau 6.6. Equations du GIC du convertisseur.

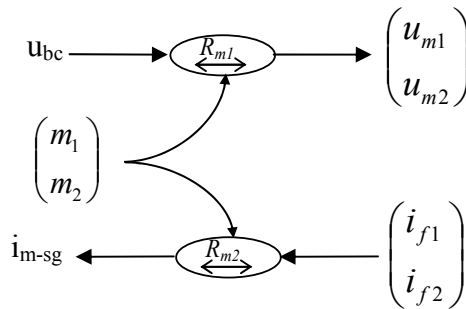


Fig. 6.27. GIC du convertisseur.

Par inversion de GIC, on trouve la commande du convertisseur :

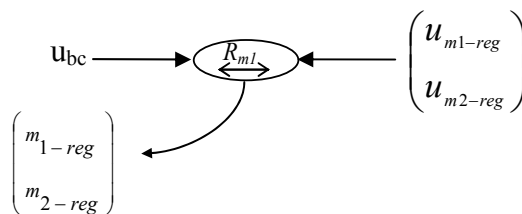


Fig. 6.28. GIC de la commande du convertisseur.

Repère	Relations
\mathbf{R}_{m1}	$m_{1-ref} = \frac{u_{m1-reg}}{u_{bc}}$ et $m_{2-ref} = \frac{u_{m2-reg}}{u_{bc}}$ (6.69)

Tableau 6.7. Equations du GIC de la commande du convertisseur.

D. Détermination des tensions de référence

1) Principe d'élaboration des tensions de référence

Les tensions composées de référence sont élaborées comme suit :

$$u_{c1-ref} = U_{ref} \sin(\omega_{sg-ref} t - \frac{\pi}{6} + \delta_{ref}) \quad (6.70)$$

$$u_{c2-ref} = U_{ref} \sin(\omega_{sg-ref} t - \frac{\pi}{2} + \delta_{ref}) \quad (6.71)$$

Avec :

$$u_{c1-ref} = v_{1-ref} - v_{3-ref} \quad (6.72)$$

$$u_{c2-ref} = v_{2-ref} - v_{3-ref} \quad (6.73)$$

$$v_{1-ref} = V_{ref} \sqrt{2} \sin(2\pi f_{sg-ref} t + \delta_{ref}) \quad (6.74)$$

$$v_{2-ref} = V_{ref} \sqrt{2} \sin(2\pi f_{sg-ref} t - \frac{2\pi}{3} + \delta_{ref}) \quad (6.75)$$

$$v_{3-ref} = V_{ref} \sqrt{2} \sin(2\pi f_{sg-ref} t - \frac{4\pi}{3} + \delta_{ref}) \quad (6.76)$$

Les paramètres à déterminer sont la valeur efficace V_{ref} et l'angle de transport δ_{ref} . La fréquence f_{sg-ref} étant celle du réseau. La valeur de référence V_{ref} permettra de régler la tension au point de connexion du système de génération tandis que la valeur δ_{ref} permettra de régler la puissance active débitée par le système de génération sur le réseau

L'association d'un onduleur de tension MLI et d'un filtre LC, dont la tension aux bornes des condensateurs est asservie à une référence sinusoïdale par l'intermédiaire de correcteurs résonnants, permet de créer une source de tension triphasée quasi-idéale. C'est l'adjonction d'une inductance (L_r) de faible impédance, en série avec le filtre, qui recrée un « alternateur » (Fig. 6.29) ou du moins permet une similitude directe à un diagramme de Fresnel d'alternateur (Fig. 6.30).

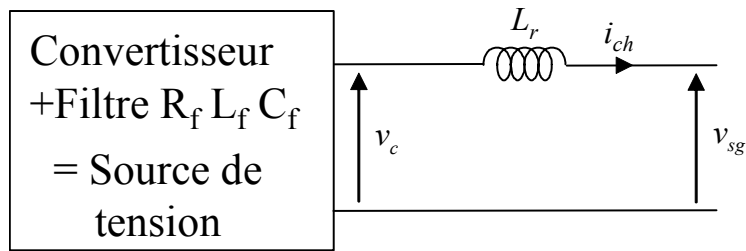


Fig. 6.29. Raccordement du Filtre LC au réseau.

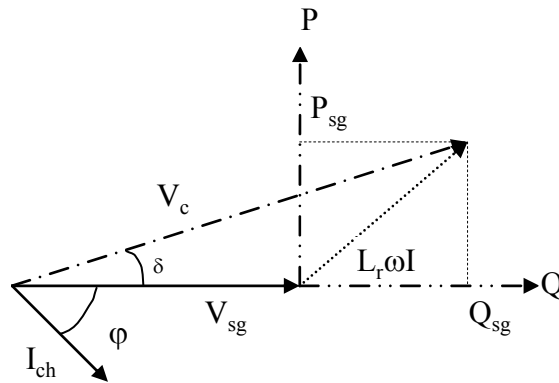


Fig. 6.30. Diagramme PQ du système de génération.

Les expressions des puissances, tirées de la Fig. 6.30, sont les suivantes :

$$P_{sg} = \frac{3V_c V_{sg}}{L_r \omega} \times \sin \delta \quad (6.77)$$

$$Q_{sg} = \frac{3V_{sg}}{L_r \omega} \times (V_c \cos \delta - V_{sg}) \quad (6.78)$$

La proposition retenue consiste alors à piloter la puissance active délivrée (asservie à une référence fixe P_{sg-ref}) en réglant l'angle « δ » correspondant au déphasage entre les tensions v_c et v_{sg} (Fig. 6.30). Le maintien de la tension de sortie (v_{sg}) à une valeur nominale est assuré par le réglage de la tension équivalente de la fem (v_c), corrigée suivant la puissance réactive délivrée par le convertisseur.

L'indépendance des deux réglages (puissances active et réactive (liée à la tension)) repose sur une approximation : considérer que l'angle « δ » reste petit. La validité de cette hypothèse de travail repose sur l'importance du coefficient de proportionnalité liant P_{sg} et δ , c'est-à-dire qu'une variation conséquente de puissance peut se faire par de petites variations d'angle. Cela est vérifié lorsque le rapport :

$$\frac{3V_c V_{sg}}{L_r \omega} \text{ de l'expression (6.77) est très grand.}$$

Donc si δ est petit, on peut écrire grâce au développement limité que :

$$\sin \delta \approx \delta$$

$$\cos \delta \approx 1$$

En remplaçant ces approximations dans les équations (6.77) et (6.78), on obtient alors les expressions suivantes :

$$P_{sg} = \frac{3V_c V_{sg}}{L_r \omega} \times \delta \quad (6.79)$$

$$Q_{sg} = \frac{3V_{sg}}{L_r \omega} \times (V_c - V_{sg}) \quad (6.80)$$

2) Principe du réglage de la puissance active délivrée

Situation initiale : ω_{sg} : pulsation des tensions en sortie du convertisseur, $\omega_{réseau}$: pulsation du réseau, Puissances débitées P_{sg1} et Q_{sg1} .

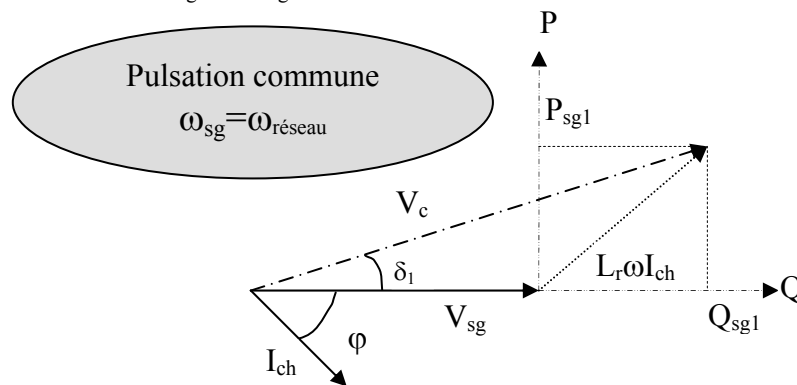


Fig. 6.31. Diagramme PQ pour la situation initiale.

La variation de la puissance active délivrée, P_{sg} , va se faire en affectant transitoirement une pulsation différente au vecteur V_c de façon à amener l'angle « δ » à la valeur souhaitée (l'angle à obtenir est calculé à partir de la puissance de référence P_{sg-ref}).

Situation intermédiaire : ω_{sg} : pulsation de l'onde de sortie de l'onduleur MLI.

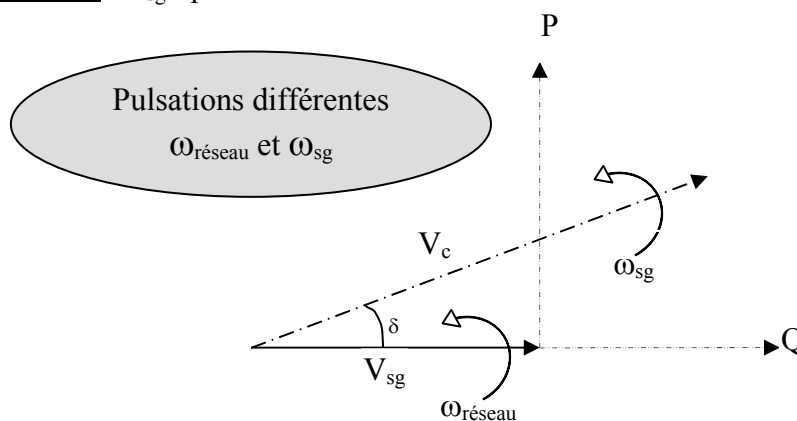


Fig. 6.32. Diagramme PQ pour la situation intermédiaire.

Situation finale :

Le point de fonctionnement (P,Q) a changé : P_{sg2} et Q_{sg2} . Tous les vecteurs tensions sont animés par la même pulsation : $\omega_{réseau}$.

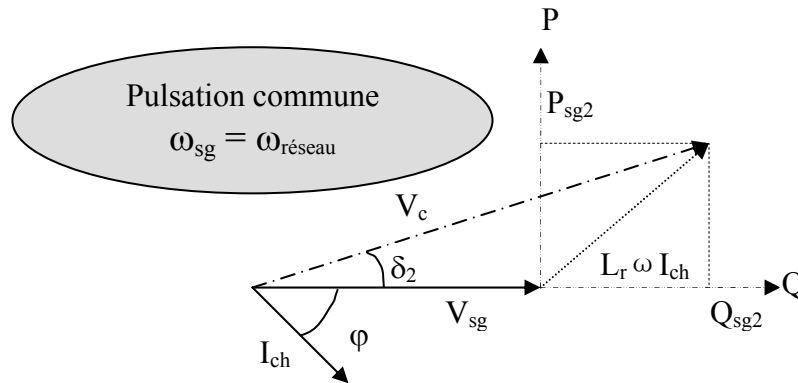


Fig. 6.33. Diagramme PQ pour la situation finale.

De la Fig. 6.32, on peut écrire [BOR01] [COE02] [DEB07] [TUL00]:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_{sg} - \omega_{réseau} = 2\pi(f_{sg} - f_{réseau}) \quad (6.81)$$

Afin d'établir une relation entre la variation de fréquence Δf et la variation de puissance active ΔP_{sg} , on intègre une loi de proportionnalité entre la fréquence et la puissance active proche des statismes des groupes de production (Fig. 6.34).

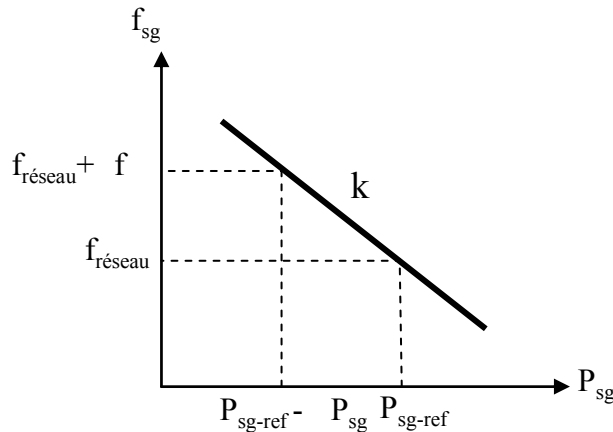


Fig. 6.34. Loi de proportionnalité Fréquence – puissance active.

avec :

$$\Delta f = k \Delta P_{sg} \quad (6.82)$$

On a donc :

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi(f_{sg} - f_{réseau}) = 2\pi k (P_{sg-ref} - P_{sg}) \quad (6.83)$$

A partir de l'équation (6.83), on peut déterminer le schéma bloc de la commande de la puissance active débitée par le système de génération :

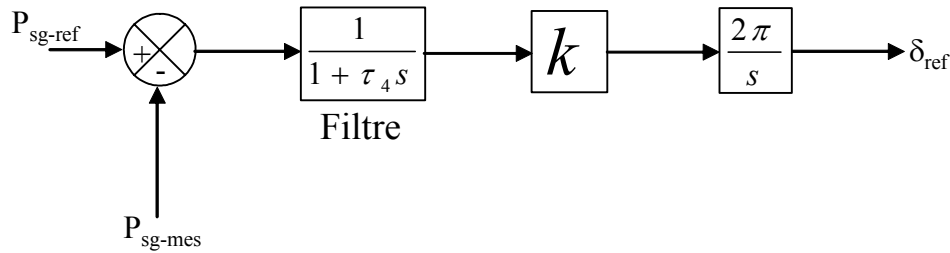


Fig. 6.35. Schéma bloc de la régulation de puissance active.

Remarque. : Un filtre a été placé dans la boucle de commande afin de filtrer la composante alternative à 100 Hz obtenue sur la mesure de la puissance active instantanée (puissance fluctuante non nulle en cas de charge déséquilibrée) car la boucle de commande réclame une puissance active moyenne pour la comparer à la référence.

En confondant δ_{ref} avec $\delta_{réel}$, ce qui revient à négliger le temps de réponse des correcteurs résonnants ainsi que leur erreur statique, en utilisant (6.79) et en considérant que $V_c \approx V_{sg}$, l'expression de P_{sg-mes} devient :

$$P_{sg-mes} = \frac{3V_{sg}^2}{L_r \omega_0} \times \delta_{ref} \quad (6.84)$$

ω_0 : pulsation nominale du réseau [rad.s⁻¹].

Le schéma bloc devient alors (Fig. 6.36) :

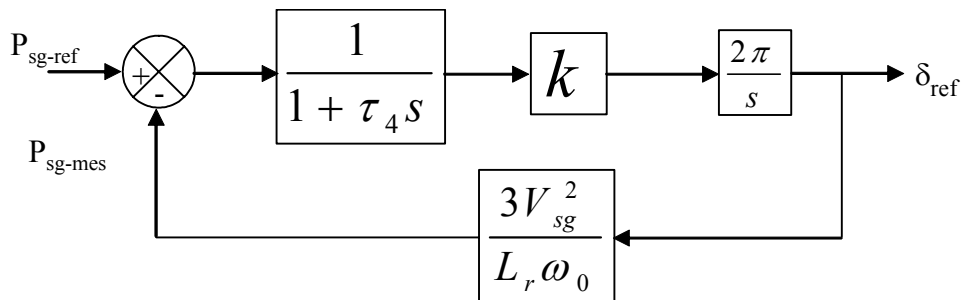


Fig. 6.36. Régulation de la puissance active.

La fonction de transfert du système en boucle fermée du système est:

$$\frac{P_{sg}}{P_{sg-ref}} = \frac{1}{1 + \frac{L_r \omega_0}{6V_{sg}^2 \pi k} s + \frac{L_r \omega_0 \tau_4}{6V_{sg}^2 \pi k} s^2} \quad (6.85)$$

Il s'agit alors de l'identifier à la forme conventionnelle suivante, où ξ désigne le coefficient d'amortissement et ω_n la pulsation propre du système :

$$H(s) = \frac{1}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n}s + \frac{1}{\omega_n^2}s^2} \quad (6.86)$$

En adoptant la relation suivante, qui lie le temps de réponse t_r à la pulsation propre et au coefficient d'amortissement :

$$t_r = \frac{3}{\xi\omega_n} \quad (6.87)$$

On peut exprimer en fonction de L_r, V, ξ et t_r , le coefficient « k » et la constante de temps τ , à savoir :

$$k = \frac{L_r\omega_0}{4\pi V_{sg}^2 \xi^2 t_r} \quad (6.88)$$

$$\tau_4 = \frac{t_r}{6} \quad (6.89)$$

Remarque : la valeur de τ_4 obtenue devra être supérieure à 10 ms de façon à filtrer convenablement la composante alternative à 100 Hz.

3) Principe du réglage de la tension au point de connexion

Dans le cadre de l'approximation des petits angles, il existe une relation simple entre la tension efficace V_c , la tension V_{sg} et la puissance réactive délivrée par le convertisseur transitant dans l'inductance L_r déterminée à partir de la relation (6.80) :

$$V_c = V_{sg} + \frac{L_r\omega}{3V_{sg}} \times Q_{sg} \quad (6.90)$$

On peut, à première vue, en déduire une loi de commande simple qui consiste à asservir la valeur efficace V_{ref} , (6.74)(6.75)(6.76), à la puissance réactive délivrée autour d'une consigne fixe de tension V_{sg} , appelée V_{sg-nom} , tension nominale désirée au point de connexion du système de génération :

$$V_{ref} = V_{sg-nom} + \frac{L_r\omega}{3V_{sg-nom}} \times Q_{sg-mes} \quad (6.91)$$

IV. Simulations

Dans cette partie les comportements de l'interface en présence du réseau, en réseau séparé sur charges équilibrées et en réseau séparé sur charges déséquilibrées seront illustrés à l'aide de simulations numériques réalisées sous le logiciel Matlab – Simulink sur un temps de 40 secondes. Dans chacun des cas, il sera montré la puissance de référence du système de génération (P_{sg-ref}), la puissance débitée par le système de génération (P_{sg}), la fréquence des tensions du système de génération (f_{sg}), l'angle delta (δ), les fonctions de conversion (m_1 et m_2), les tensions modulées (u_{m1} et u_{m2}), les courants en sortie du convertisseur (i_{f1} et i_{f2}), les courants en sortie du filtre (i_{ch1} et i_{ch2}), les tensions aux bornes des condensateurs (u_{c1} et u_{c2}) et les tensions de référence (u_{c1-ref} et u_{c2-ref}).

A. Sur réseau de puissance infinie

La puissance de référence P_{sg-ref} est réglée à 600 kW de 0 à 20 s puis à 500 kW de 20 s à 40 s (Fig. 6.37). La fréquence de référence des tensions f_{sg-ref} est réglée à 50 Hz. La puissance débitée par le système de génération P_{sg} suit cette référence comme le montre la Fig. 6.38. La fréquence du système de génération f_{sg} varie lors du changement de puissance de référence P_{sg-ref} (Fig. 6.39). L'angle delta est faible et varie également à chaque changement de P_{sg-ref} (Fig. 6.40). Les Fig. 6.41, 6.42, 6.43, 6.44 montrent respectivement les fonctions de conversion, les tensions modulées u_{m1} , u_{m2} , les courants en sortie du convertisseur i_{f1} , i_{f2} et les courants en sortie du filtre $L_f C_f$, i_{ch1} , i_{ch2} . Les tensions aux bornes des condensateurs u_{c1} , u_{c2} (Fig. 6.45) suivent leurs références u_{c1-ref} , u_{c2-ref} (Fig. 6.46).

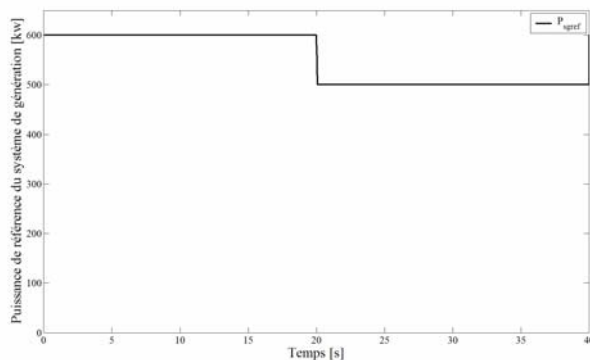


Fig. 6.37. Puissance de référence du système de génération P_{sg-ref} .

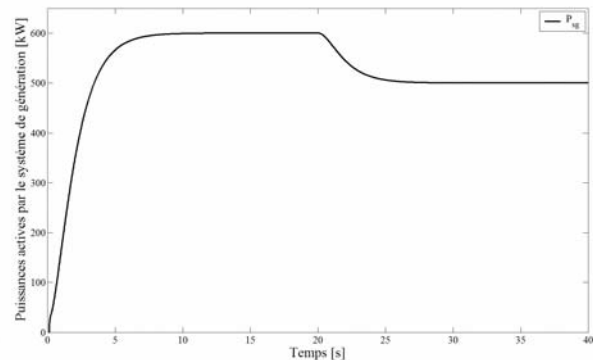


Fig. 6.38. Puissance débitée par le système de génération P_{sg} .

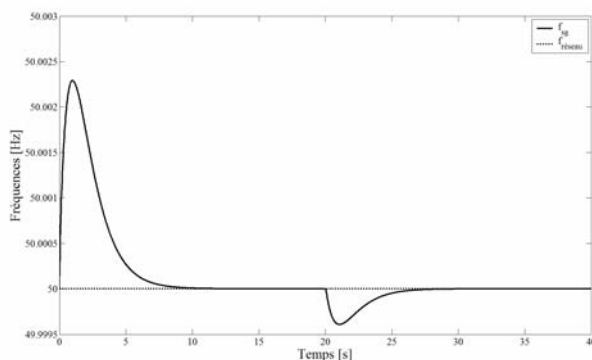


Fig. 6.39. Fréquences.

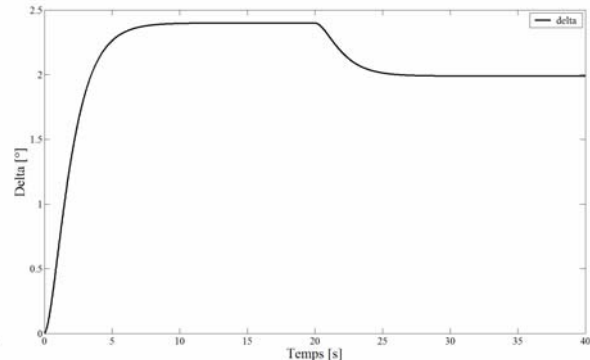


Fig. 6.40. Angle Delta.

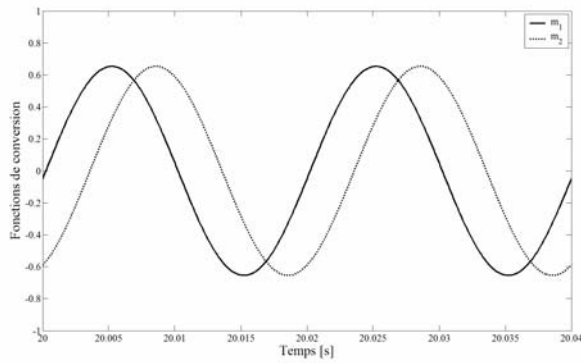


Fig. 6.41. Fonctions de conversion m_1 , m_2 .

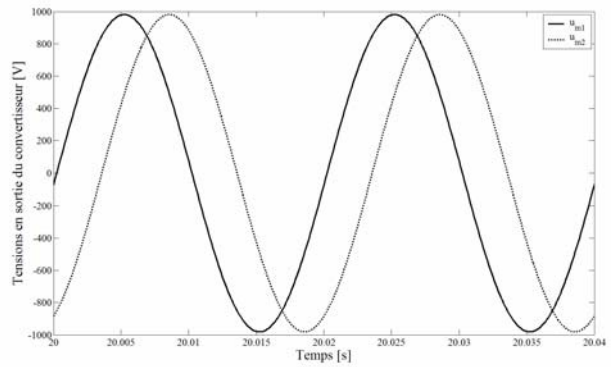


Fig. 6.42. Tensions u_{m1} , u_{m2} .

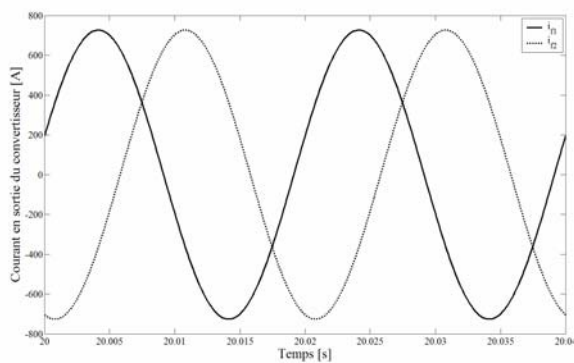


Fig. 6.43. Courants i_{f1} , i_{f2} .

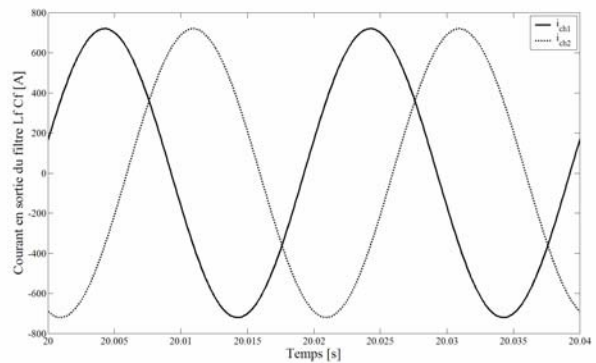


Fig. 6.44. Courants i_{ch1} , i_{ch2} .

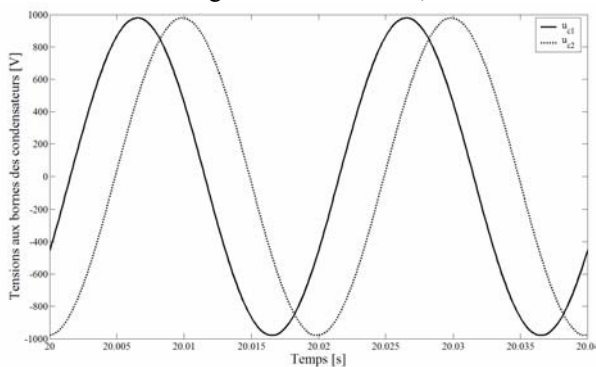


Fig. 6.45. Tensions u_{c1} , u_{c2} .

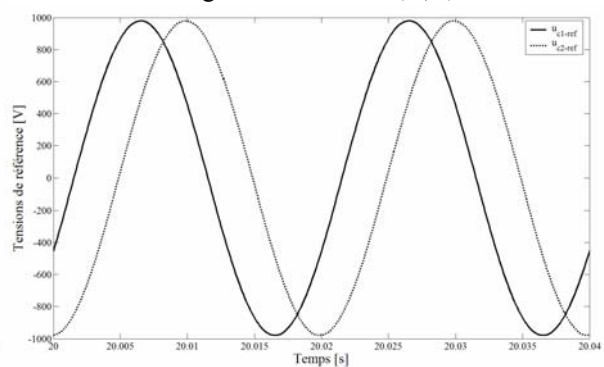


Fig. 6.46. Tensions u_{c1-ref} , u_{c2-ref} .

B. En réseau séparé sur charge équilibrée 200 kW – 50 kVAR

La puissance de référence P_{sg-ref} est également réglée à 600 kW de 0 à 20 s puis à 500 kW de 20 s à 40 s (Fig. 6.47). La fréquence de référence des tensions f_{sg-ref} est réglée à 50 Hz. La puissance débitée par le système de génération P_{sg} ne suit pas cette référence comme le montre la Fig. 6.48. En réseau séparé, c'est la charge qui impose la puissance débitée. La fréquence du système de génération f_{sg} varie lors du changement de puissance de référence P_{sg-ref} (Fig. 6.49) mais ici elle ne se stabilise plus à 50 Hz car $P_{sg-ref} > P_{sg}$ (règle de la droite de statisme (6.83)). L'angle delta évolue vers l'infini car il ne peut plus être régulé (la tension en aval de l'inductance L_r est issue de la tension en amont) (Fig. 6.50). Les Fig. 6.51, 6.52, 6.53, 6.54 montrent respectivement les fonctions de conversion, les tensions modulées u_{m1} , u_{m2} , les courants en sortie du convertisseur i_{f1} , i_{f2} et les courants en sortie du filtre $L_f C_f$, i_{ch1} , i_{ch2} . Les tensions aux bornes des condensateurs u_{c1} , u_{c2} (Fig. 6.55) suivent toujours leurs références u_{c1-ref} , u_{c2-ref} (Fig. 6.56). Le système peut alimenter des charges en réseau séparé.

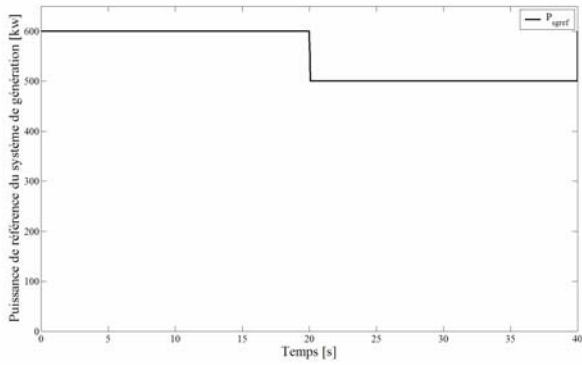


Fig. 6.47. Puissance de référence du système de génération P_{sg-ref} .

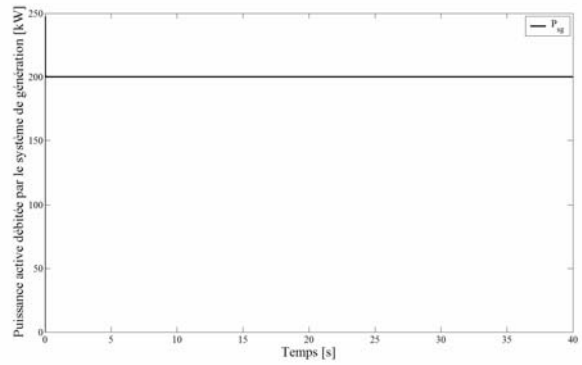


Fig. 6.48. Puissance débitée par le système de génération P_{sg} .

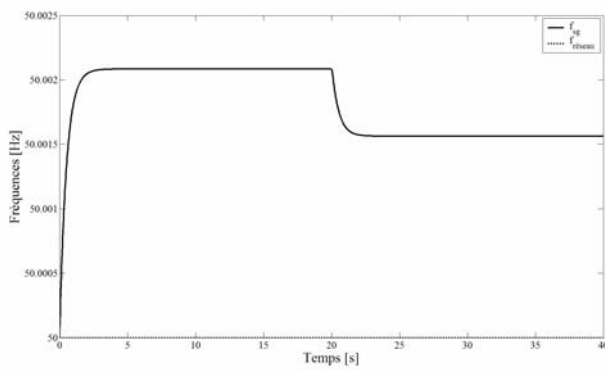


Fig. 6.49. Fréquence.

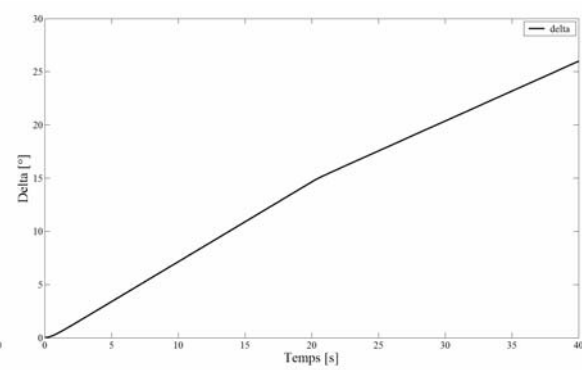


Fig. 6.50. Angle Delta.

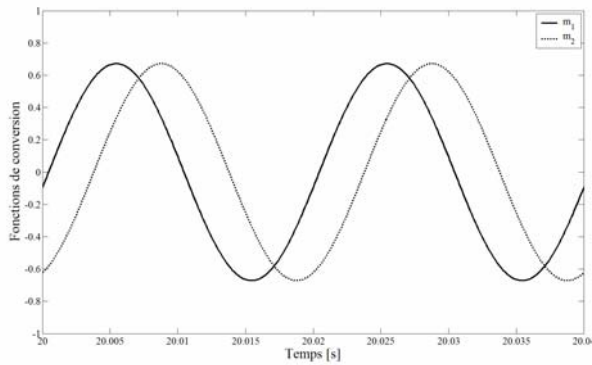


Fig. 6.51. Fonctions de conversion m_1, m_2 .

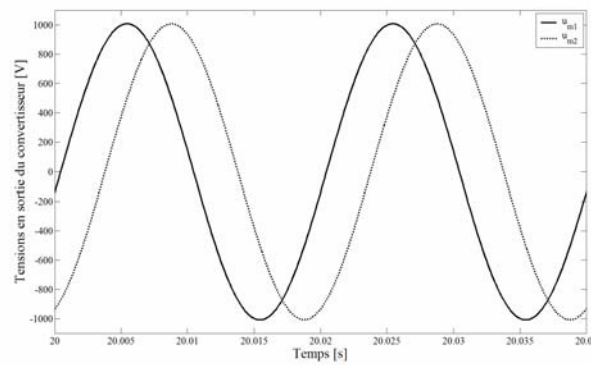


Fig. 6.52. Tension u_{m1}, u_{m2} .

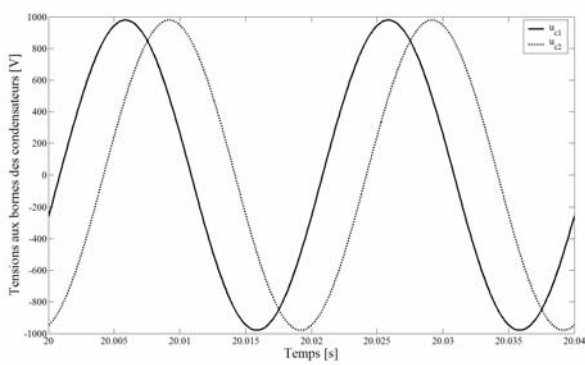


Fig. 6.53. Courants i_{c1}, i_{c2} .

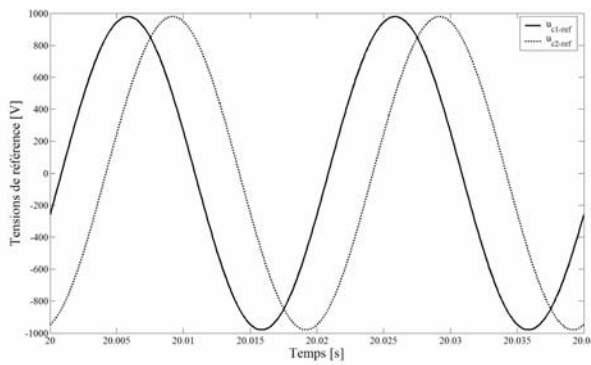


Fig. 6.54. Courants i_{ch1}, i_{ch2} .

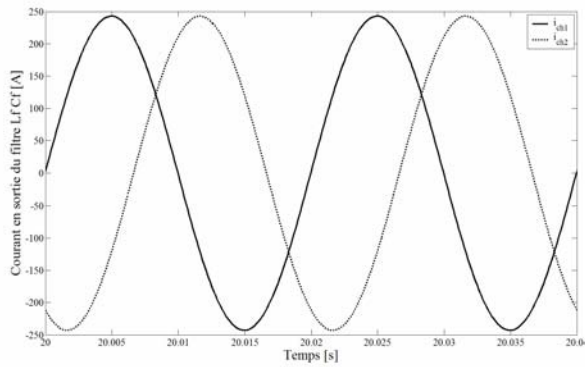


Fig. 6.55. Tensions u_{c1} , u_{c2} .

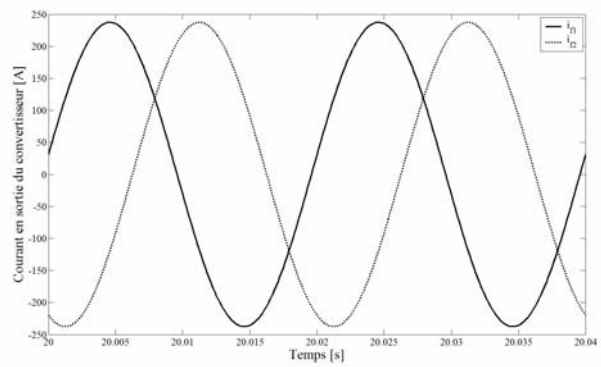


Fig. 6.56. Tensions u_{c1-ref} , u_{c2-ref} .

C. En réseau séparé sur charge déséquilibrée 200 kW

Les simulations sont identiques au cas précédent en ce qui concerne P_{sg-ref} (Fig. 6.57), P_{sg} (Fig. 6.58), la fréquence f_{sg} (Fig. 6.59) et l'angle delta (Fig. 6.60). Par contre, ici, les autres grandeurs sont toutes déséquilibrées (en raison de la charge) (Figs. 6.61, 6.62, 6.63, 6.64) sauf les tensions aux bornes des condensateurs (Fig. 6.65) qui suivent toujours leur référence (Fig. 6.66) puisque c'est les tensions composées aux bornes des condensateurs qui sont régulées et que la commande ne pose aucune hypothèse sur l'équilibre de la charge.

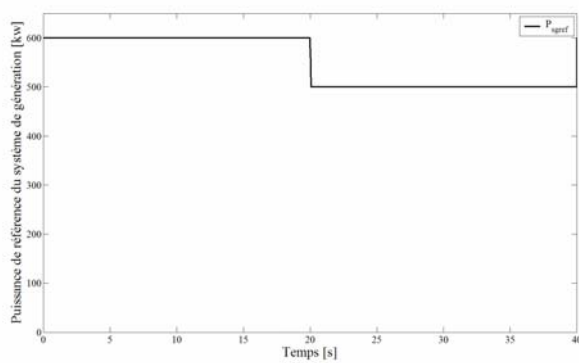


Fig. 6.57. Puissance de référence du système de génération P_{sg-ref} .

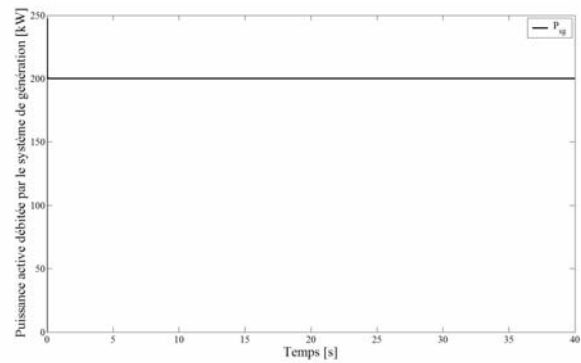


Fig. 6.58. Puissance débitée par le système de génération P_{sg} .

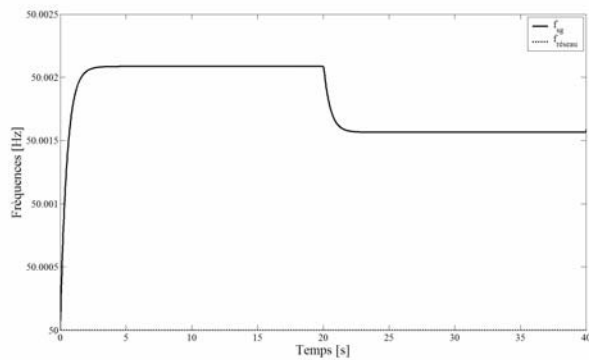


Fig. 6.59. Fréquence.

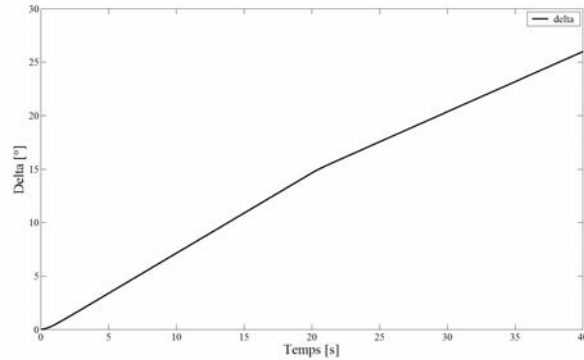


Fig. 6.60. Angle Delta.

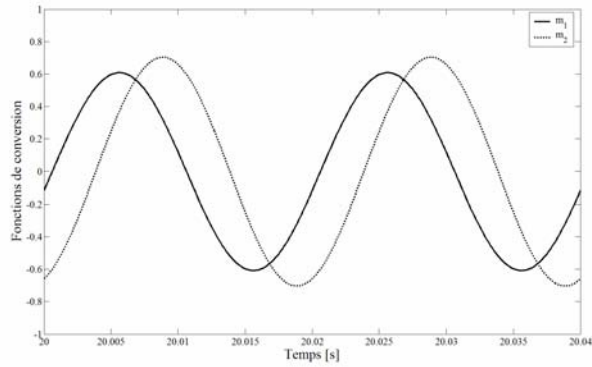


Fig. 6.61. Fonctions de conversion m_1, m_2 .

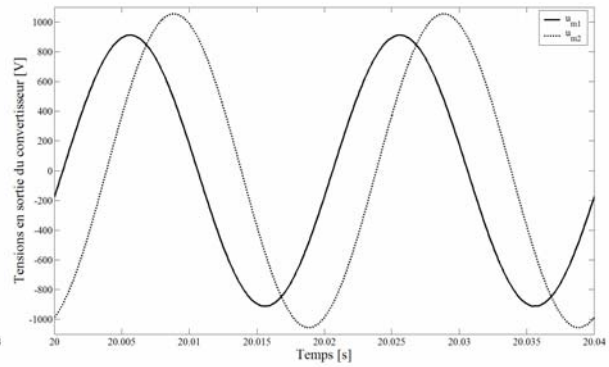


Fig. 6.62. Tensions u_{m1}, u_{m2} .

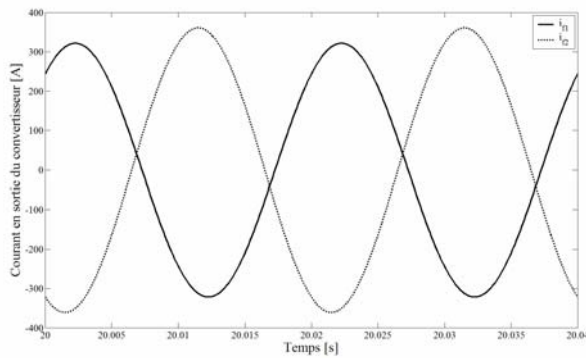


Fig. 6.63. Courants i_{f1}, i_{f2} .

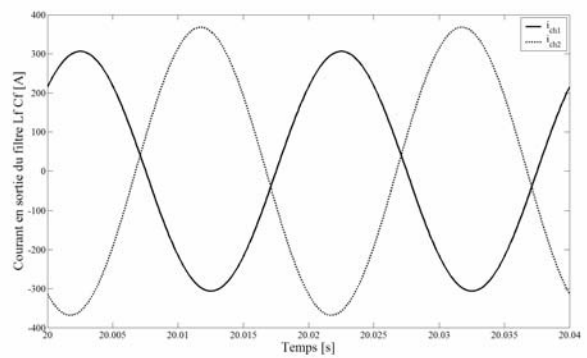


Fig. 6.64. Courants i_{ch1}, i_{ch2} .

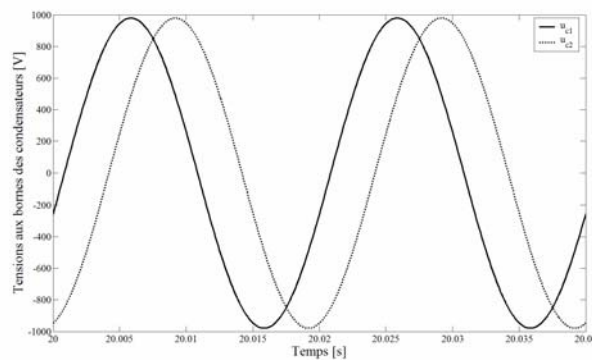


Fig. 6.65. Tensions u_{c1}, u_{c2} .

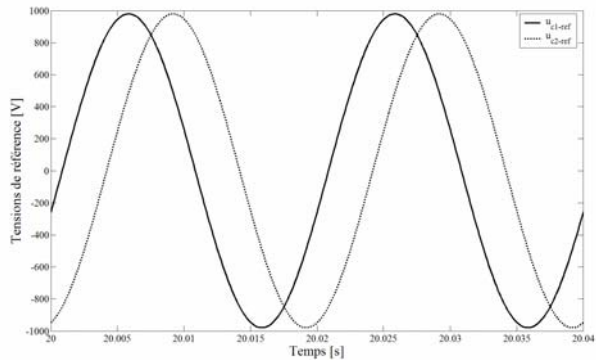


Fig. 6.66. Tensions u_{c1-ref}, u_{c2-ref} .

V. Conclusion

La modélisation et la commande et de l'interface réseau ont été présentées. Celle – ci permettra au système de génération de fonctionner en source de tension aussi bien en présence du réseau qu'en réseau séparé. Ses comportements face à différentes situations ont été illustrés.

Conclusion de la seconde partie

Un système de génération à base d'éolien, capable de fonctionner en réseau connecté ou séparé, a été présenté. Ce système est composé :

- d'un générateur éolien à vitesse variable, basé sur une Génératrice Synchrone à Aimants Permanents (GSAP), qui essaie de suivre sa puissance de référence P_{ge-ref} si le vent le permet, dans le cas contraire, il débite le maximum de puissance qui peut être extraite du vent ;

- d'un Système Inertiel de Stockage d'Energie (SISE), composée d'un volant d'inertie et d'une machine asynchrone d'une puissance nominale de 600 kW, dont la vitesse varie de 3000 à 6000 trs.min⁻¹, commandée à l'aide de la puissance de référence P_{v-ref} afin de stocker ou restituer de l'énergie sur le bus continu ;

- d'un bus continu où sont connectés la GSAP et le SISE. Il permet de travailler avec une éolienne à vitesse variable et de découpler les interactions entre les machines et le réseau ;

- d'une interface réseau composée d'un convertisseur de puissance, d'un filtre $L_f C_f$ et d'une inductance L_r . Elle permet :

- . En réseau connecté, de renvoyer une puissance selon P_{sg-ref} et d'imposer une tension au point de connexion du système de génération ;

- . En réseau séparé, d'imposer une tension et une fréquence tout en alimentant des charges équilibrées ou déséquilibrées (si le vent le permet).

La REM de la Fig. 2 montre les moyens de réglages de l'ensemble du système de génération.

Dans la dernière partie nous évaluerons le comportement de ce système, intégré dans différentes configurations de réseau, associé à différents superviseurs. Ensuite la configuration du système de génération et le fonctionnement en îlotage seront testés sur un banc d'essais de 3 kW.

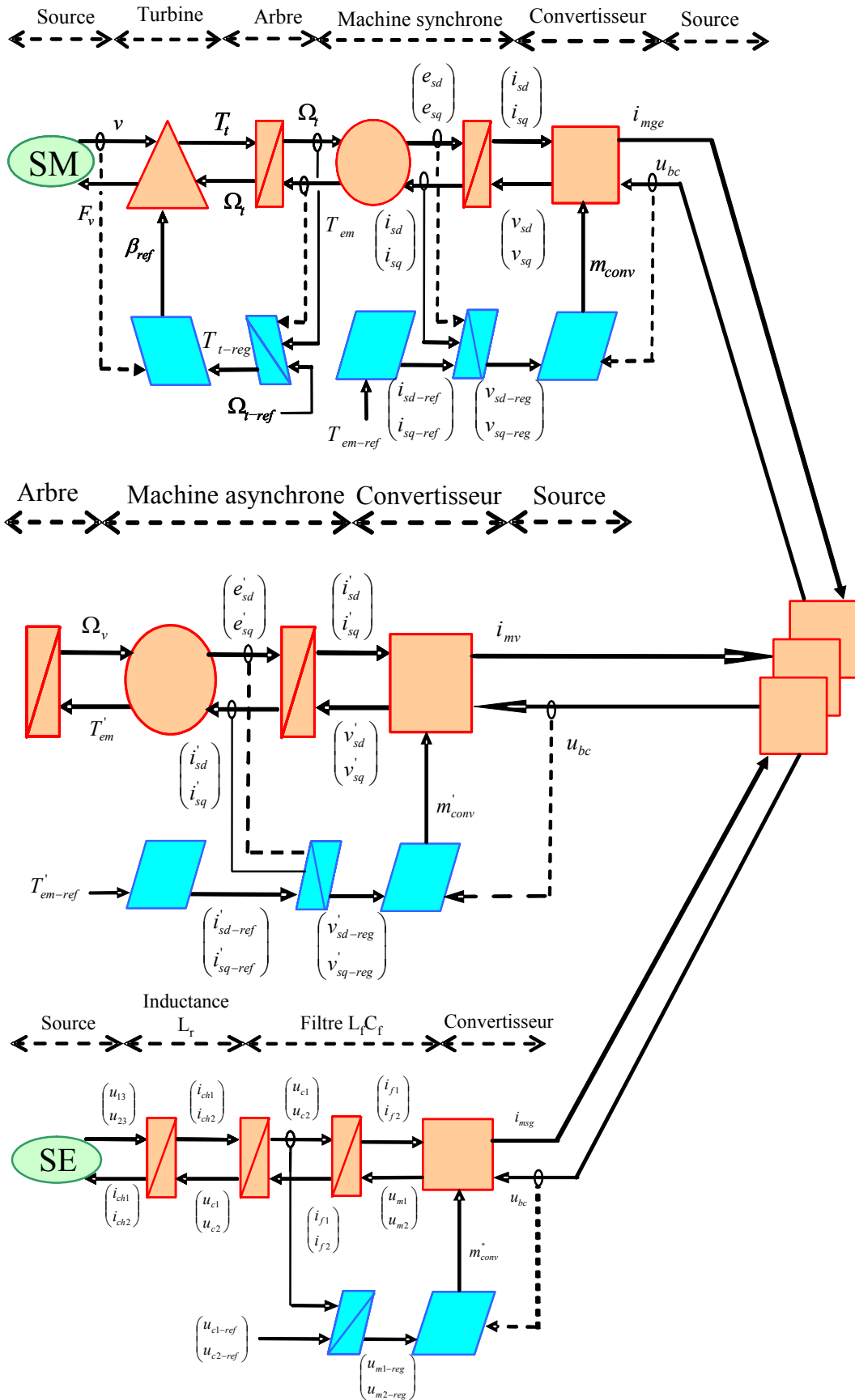


Fig. 2. REM du système de génération.

Troisième partie

Simulation et Expérimentation du Système de génération à base d'éolienne intégrant du stockage inertiel d'énergie

Introduction - Les objectifs de cette partie sont :

- de valider le comportement d'un ensemble de systèmes de génération connectés à un réseau électrique au moyen de simulations numériques réalisées à l'aide de la toolbox « SimPowerSystem » du logiciel Matlab – Simulink ;
- de proposer des stratégies de supervision du système de génération choisi ;
- de valider les simulations numériques à l'aide d'une plateforme d'essais dont la configuration du système de génération est reprise à une échelle de puissance réduite.

Le chapitre 7 traitera de l'intégration du système de génération dans différents types de configuration de réseau. Différents moyens de le superviser seront proposés. Le chapitre 8 présentera les essais de différents éléments constituant le système de génération et le fonctionnement en îloté sur un banc d'essai de 3 kW.

Chapitre 7

Intégration et stratégies de supervision du système de génération dans un réseau électrique

I. Introduction

Dans ce chapitre, les performances du système de génération, étudié dans les précédents chapitres, intégré dans des structures de réseau différentes, arborescentes ou maillées, à fréquence fixe ou variable, seront illustrées à l'aide de simulations numériques réalisées sous la « Toolbox SymPowerSystems » du logiciel Matlab – Simulink version 6.5 (release 13) avec le solveur « ode23tb » et un pas variable. Divers superviseurs du système seront également présentés. L'objectif de cette supervision sera de gérer le niveau du système de stockage inertiel à un niveau haut afin de bénéficier d'une réserve lors d'un incident sur le réseau (chute de fréquence, îlotage...). La Fig. 7.1 rappelle les grandeurs de commande du système de génération : P_{ge-ref} , P_{v-ref} et P_{sg-ref} . La détermination de P_{v-ref} a été présentée dans le précédent chapitre.

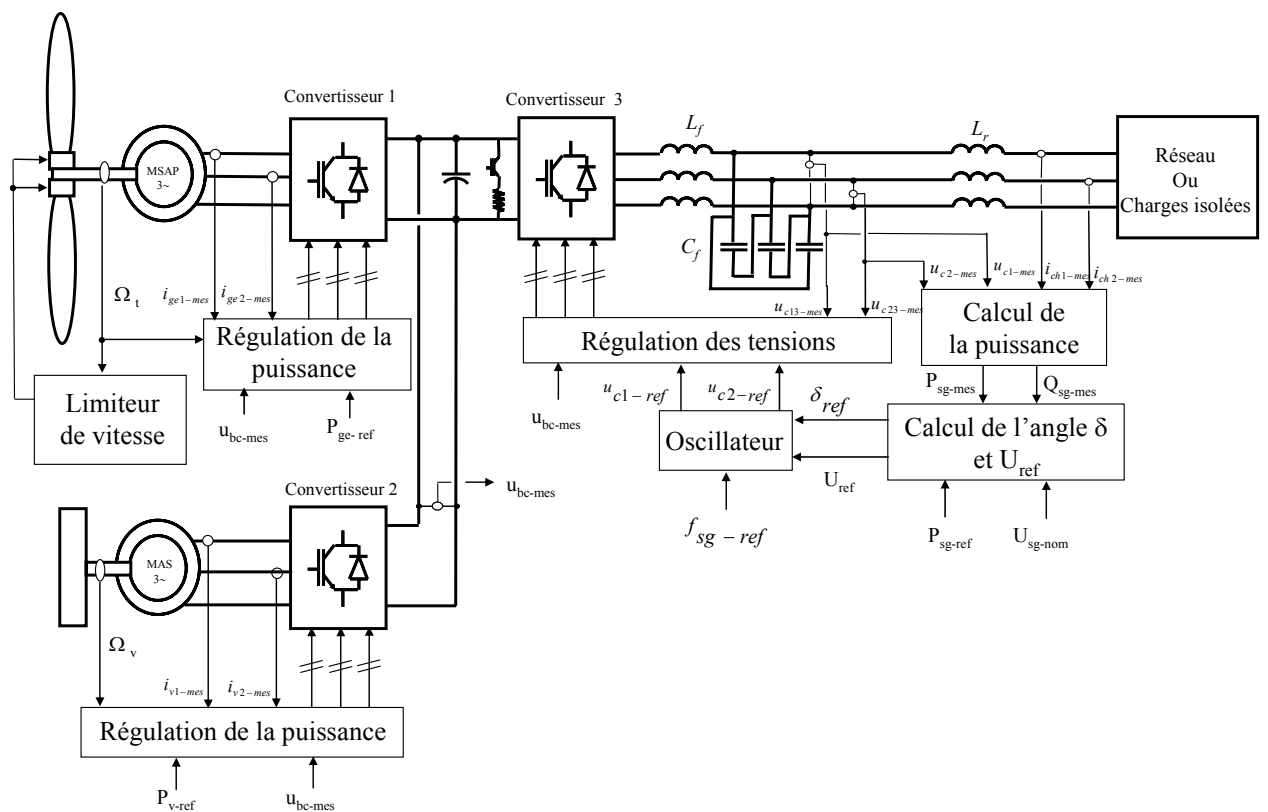


Fig. 7.1 Schéma de principe du système de génération.

II. Superviseurs du système de génération

A. Superviseur 1

1) Principes généraux

Ce superviseur, qui se caractérise par sa grande simplicité, a fait l'objet de précédents travaux [LEC04a]. La connexion du système de génération à différentes configurations de réseau nous permettra d'illustrer ses performances.

A la figure 7.1, le convertisseur 1 permet d'extraire le maximum de puissance du vent dans le cas d'une connexion à un réseau de puissance infinie. Si cela s'avère nécessaire la puissance générée peut être réglée à une valeur inférieure à la puissance maximale qui peut être extraite du vent. La limitation de vitesse de la turbine est réalisée à l'aide du « pitch control ». Dans les simulations suivantes, la puissance active maximale qui peut être générée par le système de génération a été limitée à $P_n = 600$ kW. La tension du bus continu peut être contrôlée par un des trois convertisseurs de puissance. Dans les générateurs à vitesse variable classiques cette tension est habituellement réglée par le convertisseur 3. A l'aide du système de stockage connecté au bus continu, la tension u_{bc} peut être réglée par le convertisseur 2 et le convertisseur 3 peut alors contrôler la fréquence et l'amplitude des tensions de sortie du système de génération (Cf. Chapitre 6). Le convertisseur 2 peut contrôler le bus continu en emmagasinant ou en restituant la puissance selon l'équilibre entre génération et consommation. Comme le système de stockage inertiel d'énergie ne peut stocker ou générer indéfiniment, il est proposé de décroître la puissance générée par le générateur éolien (P_{ge}) dans le cas d'une vitesse élevée du système de stockage inertiel (5500 trs.min⁻¹) et de diminuer la puissance de sortie du système de génération (P_{sg}) dans le cas d'une vitesse basse du système de stockage (3500 trs.min⁻¹).

Nous avons introduit dans le chapitre précédent, la valeur de référence de la puissance active injectée sur le réseau P_{sg-ref} . Cette valeur dépend de l'état du système de stockage inertiel c'est-à-dire de sa vitesse de rotation N_v . En fait, quand la vitesse du système de stockage est au dessus de 3500 trs.min⁻¹, nous considérons que l'énergie stockée est suffisante pour permettre au système de génération de délivrer sa puissance nominale P_n . Si le vent est trop faible, donc la puissance extraite du vent trop petite, alors le stockage se décharge et sa vitesse décroît. En dessous de 3500 trs.min⁻¹, nous considérons que l'état d'énergie du système de stockage est relativement bas et P_{sg-ref} est diminuée. Lorsque la vitesse atteint 3000 trs.min⁻¹, le système n'est pas assez chargé et P_{sg-ref} devient nulle ; si le générateur éolien débite une puissance active alors la vitesse augmente de nouveau. Bien sûr la puissance P_{sg} suit sa référence dans le cas d'une connexion à un réseau de puissance infinie. Dans le cas d'un fonctionnement en îloté, ce sont les charges qui imposeront la puissance à débiter.

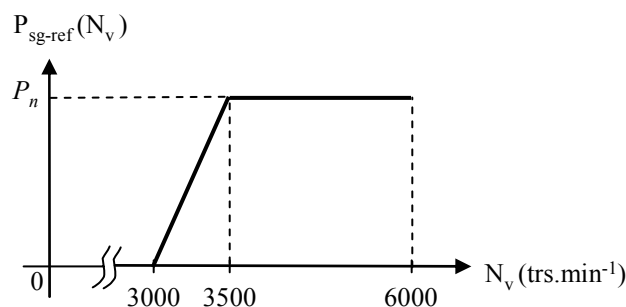


Fig. 7.2 Détermination de P_{sg-ref} .

La Fig. 7.2 présente la loi de réglage de P_{sg-ref} . On peut noter que de 3500 à 6000 trs.min⁻¹, la puissance de référence du système de génération est fixée à la puissance nominale P_n . En dessous de 3500 trs.min⁻¹, cette puissance de référence est diminuée afin de permettre au système de stockage de se charger. A 3000 trs.min⁻¹, vitesse minimale du volant, nous avons P_{sg-ref} qui prend la valeur 0.

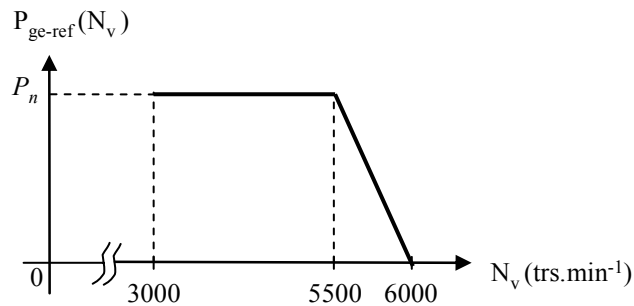


Fig. 7.3. Détermination de P_{ge-ref} .

La Fig.7.3 présente la loi de réglage de P_{ge-ref} . On peut noter que lorsque la vitesse du volant est comprise entre 3000 et 5500 trs.min⁻¹, la puissance de référence du générateur éolien P_{ge-ref} est fixée à P_n . Au dessus de 5500 trs.min⁻¹, le système de stockage est trop chargé et la puissance de référence du générateur éolien est diminuée pour lui permettre de se décharger. Pour $N_v = 6000$ trs.min⁻¹, vitesse maximale du volant, nous avons $P_{ge-ref} = 0$.

2) Réseau 1

Le but de ces simulations est de présenter le comportement du système de génération face à des événements de la vie du réseau. En effet à l'avenir, en raison de l'augmentation rapide de leur puissance installée, les sources d'énergie à base d'éoliennes devront participer à la gestion du réseau qui comporte la capacité d'ajuster leur réponse aux défauts du réseau. Par conséquent, nous avons choisi de simuler une déconnexion du réseau, c'est-à-dire que les systèmes de génération fonctionneront en îloté. Ils devront fournir la demande de puissance de chaque charge tout en imposant la tension nominale et la fréquence nominale (dans la pratique, si la charge dépasse la puissance qui peut être fournie par les systèmes de génération alors il faudra réaliser des délestages).

a) Configuration

Le réseau représenté à la Fig. 7.4, à fréquence fixe, a été simulé [DAV06a] en considérant trois systèmes de génération identiques (SG1, SG2, SG3), similaires à ceux présentés au paragraphe I et aux chapitres précédents. Les générateurs éoliens sont soumis à trois vitesses de vent différentes, v_{w1} , v_{w2} , v_{w3} , respectivement de 6 m.s⁻¹, de 10 m.s⁻¹ et de 12 m.s⁻¹, dont les valeurs ont été mesurées dans le nord de la France (Cf. Chapitre 4). Ces évolutions de vitesse de vent sont montrées à la Fig. 7.6. Les trois systèmes de génération sont connectés, à l'aide de trois lignes d'impédance différente Z1, Z2 et Z3, au même jeu de barres appelé BB1 ainsi que trois charges. Deux autres jeux de barres sont présents : BB2 où est relié un réseau de puissance infinie et BB3 où sont connectées trois autres charges. Les six charges, de 1 à 6, sont équilibrées, de nature inductive, et ont les mêmes puissances actives et réactives : avec $P = 200$ kW et $Q = 50$ kVAR. Dans cette simulation, une déconnexion du réseau à $t = 150$ s a été simulée avec une variation de charge comprise entre [400 kW ; 100 kVAR] et [1200 kW ; 300 kVAR] selon le scénario présenté à la Fig. 7.5. En îlotage, les systèmes de génération devront alimenter les charges tout en maintenant la tension et la fréquence à leur valeur nominale. La puissance active maximale P_{sg} pouvant être débitée par systèmes de génération est de $P_n = 600$ kW.

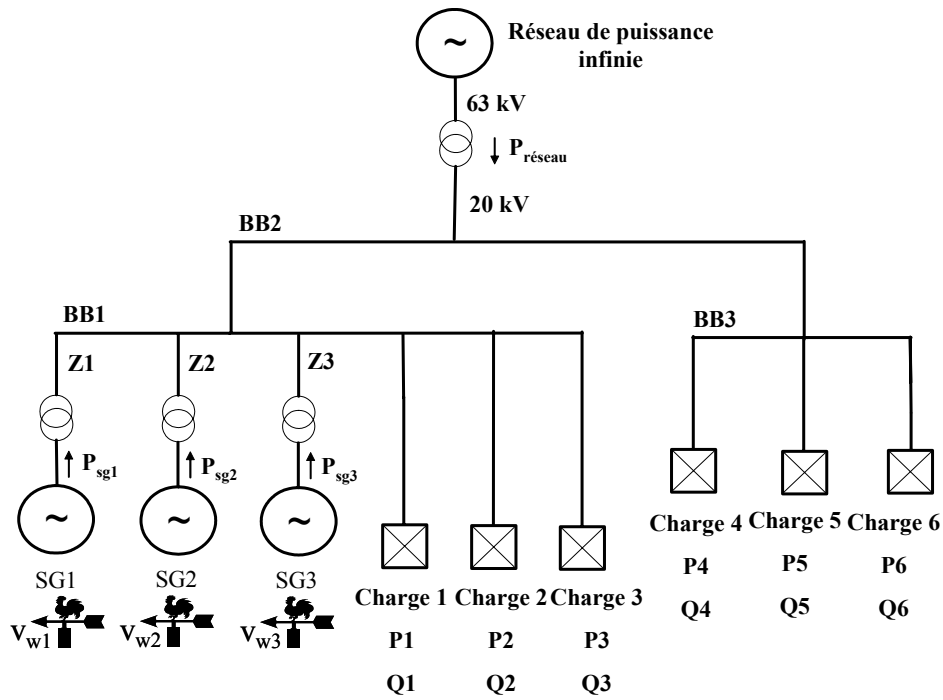


Fig. 7.4. Configuration du réseau 1.

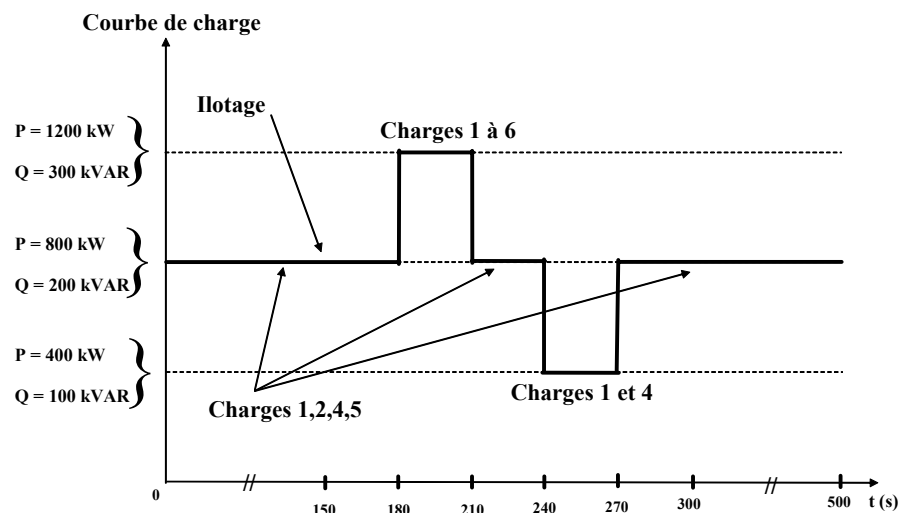


Fig. 7.5. Courbes de charge.

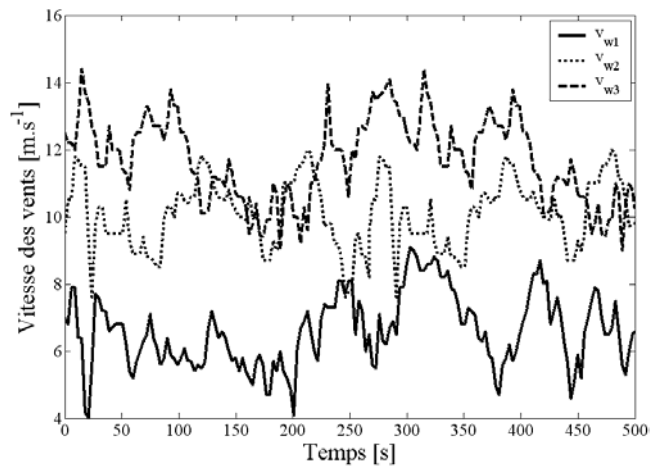


Fig. 7.6. Evolutions des vitesses de vent.

La fréquence f_{sg-ref} des tensions de référence u_{c1-ref} et u_{c2-ref} est fixée à une valeur de 50 Hz (Cf. Chapitre 6).

b) Simulations

b.1) Vitesses de vent constantes

Une première simulation a été faite en considérant les vitesses de vent constantes (respectivement la valeur moyenne de la vitesse de vent montrée à la Fig. 7.6). La simulation montre le comportement du système en cas d'îlotage suivi des variations significatives de charge. Les résultats de simulation sont présentés aux Fig. 7.7 à 7.12. La Fig. 7.7 montre les puissances actives débitées par les générateurs éoliens P_{ge1} , P_{ge2} et P_{ge3} , c'est-à-dire mesurées à la sortie du convertisseur 1 de chaque système de génération. La Fig. 7.8 présente les puissances actives débitées par les systèmes de génération P_{sg1} , P_{sg2} et P_{sg3} (au début de la simulation $P_{sg1} = P_{sg2} = P_{sg3}$) et $P_{réseau}$, la puissance active transitant vers le réseau de puissance infinie. La Fig. 7.9 montre les puissances réactives correspondantes. La Fig. 7.10 montre la vitesse des volants des systèmes de stockage inertiel. La Fig. 7.11 représente les tensions composées efficaces au niveau de chaque jeu de barres : BB1, BB2 et BB3. La Fig. 7.12 montre l'évolution des fréquences des systèmes de génération f_{sg1} , f_{sg2} , f_{sg3} et celle du réseau $f_{réseau}$.

b.1.a) Réseau connecté

De $t = 0$ s à $t = 150$ s, le réseau de puissance infinie, les systèmes de génération et une partie des charges sont connectés. La puissance générée par l'ensemble des systèmes de génération permet d'injecter de la puissance vers le réseau infini et d'alimenter la totalité des charges comme le montre la Fig. 7.8. Les tensions composées efficaces des jeux de barres U_{BB1} , U_{BB2} et U_{BB3} sont proches de 20 kV comme le montre la Fig. 7.11. Les fréquences de référence des systèmes de génération varient, selon les variations de puissances actives qu'ils injectent, autour de 50 Hz (Fig. 7.12). Selon la Fig. 7.7, quand la vitesse de vent est assez forte, les générateurs éoliens assurent la puissance de référence (600 kW), sinon ils débitent la puissance maximale qui peut être extraite du vent. La Fig. 7.10 montre que la vitesse des volants de SG1 et SG2 tendent à diminuer parce que les systèmes de stockage inertiel se déchargent. Cela est dû au fait que les vitesses des vents v_{w1} et v_{w2} sont faibles et que la puissance maximale est débitée par les systèmes de générations ($P_n = 600$ kW). Pour éviter une limitation du système de stockage inertiel, la valeur de la puissance de référence P_{sg-ref} de ces systèmes de génération est modifiée, selon la stratégie de supervision, quand la vitesse devient inférieure à $3500 \text{ trs.min}^{-1}$. Par conséquent, lorsque la vitesse des volants N_{v1} de SG1 et N_{v2} de SG2 deviennent inférieures à ce seuil (respectivement près de 30 s pour N_{v1} et près de 100 s pour N_{v2}), les puissances P_{sg1} et P_{sg2} diminuent comme le montre la Fig. 7.8.

b.1.b) Déconnexion du réseau : îlotage

A $t = 150$ s le réseau est déconnecté. Seuls les systèmes de génération alimentent les charges. Entre $t = 180$ s et $t = 270$ s, la charge varie. Les tensions composées efficaces aux jeux de barres U_{BB1} , U_{BB2} et U_{BB3} demeurent proches de 20 kV comme le montre la Fig. 7.11. Les fréquences des systèmes de génération restent proches de 50 Hz (Fig. 7.12). Les systèmes de génération fournissent les puissances actives et réactives consommées par les charges et réagissent correctement aux variations soudaines de celles – ci.

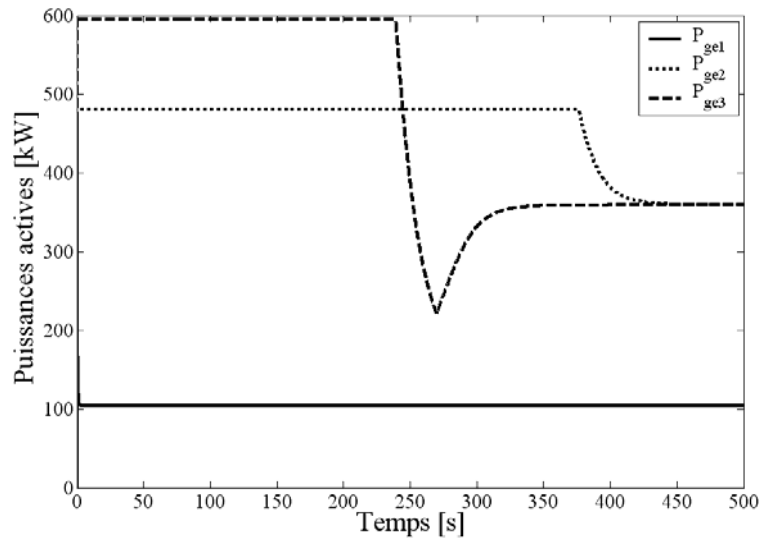


Fig. 7.7. Puissances actives des générateurs éoliens.

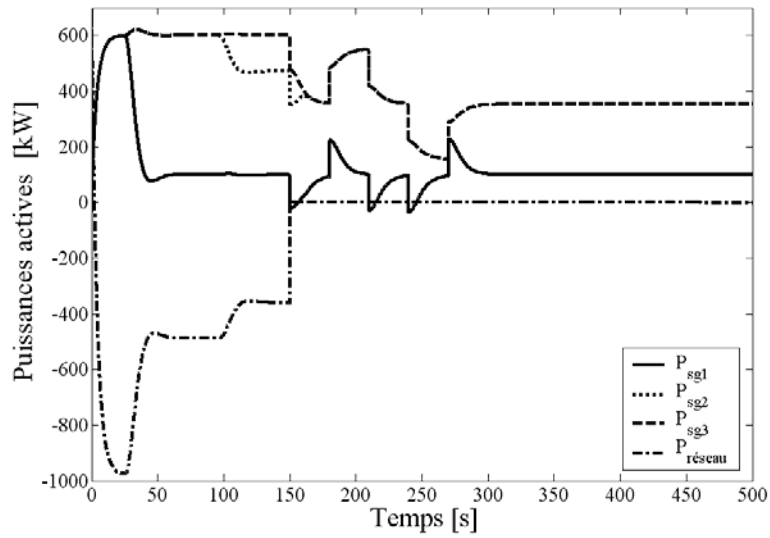


Fig. 7.8. Puissances actives des sources.

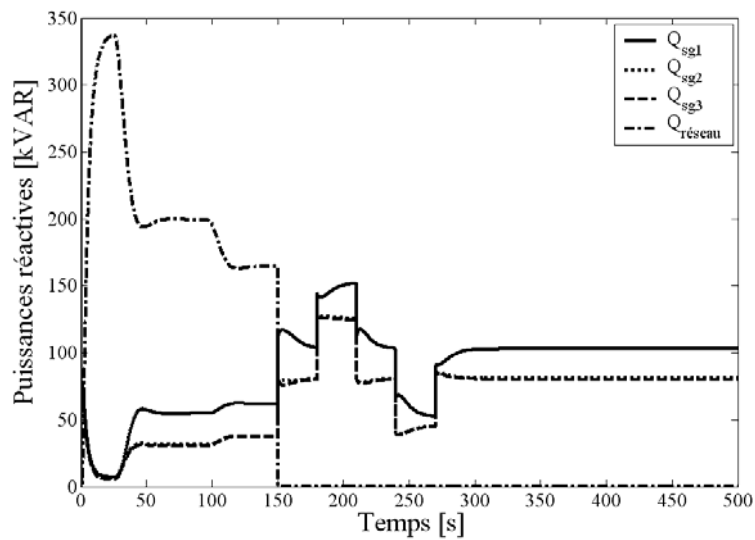


Fig. 7.9. Puissances réactives des sources.

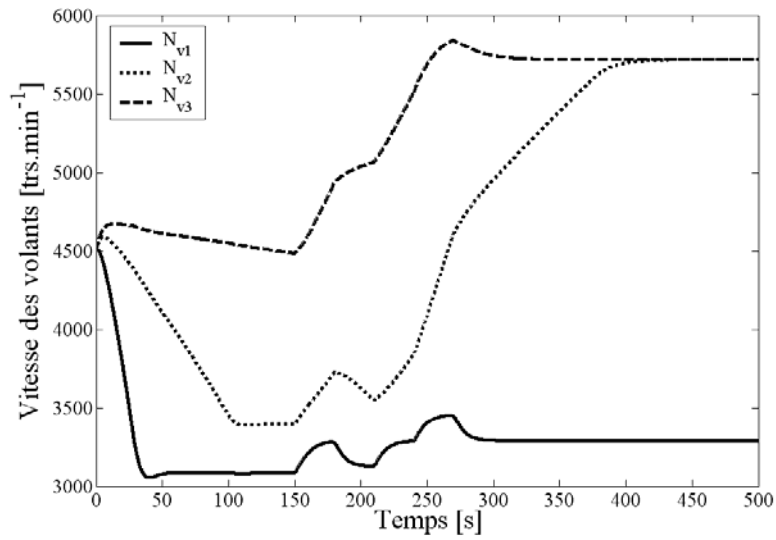


Fig. 7.10. Vitesses des volants d'inertie.

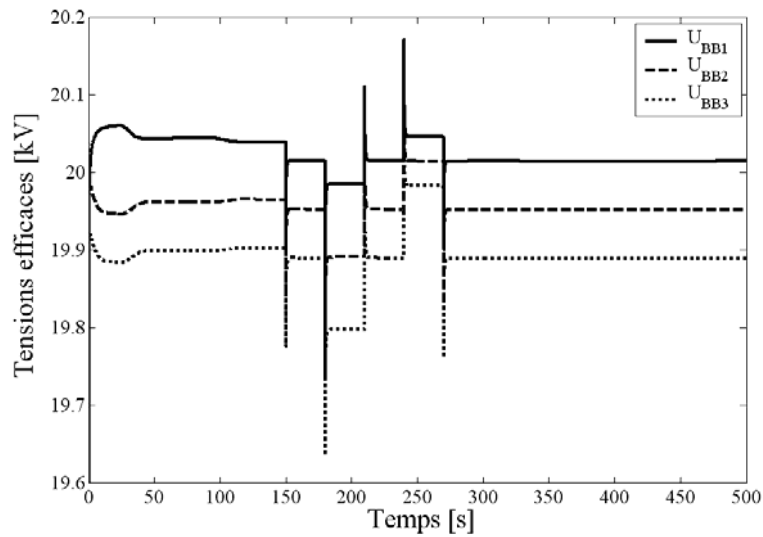


Fig. 7.11. Tensions à chaque jeu de barres.

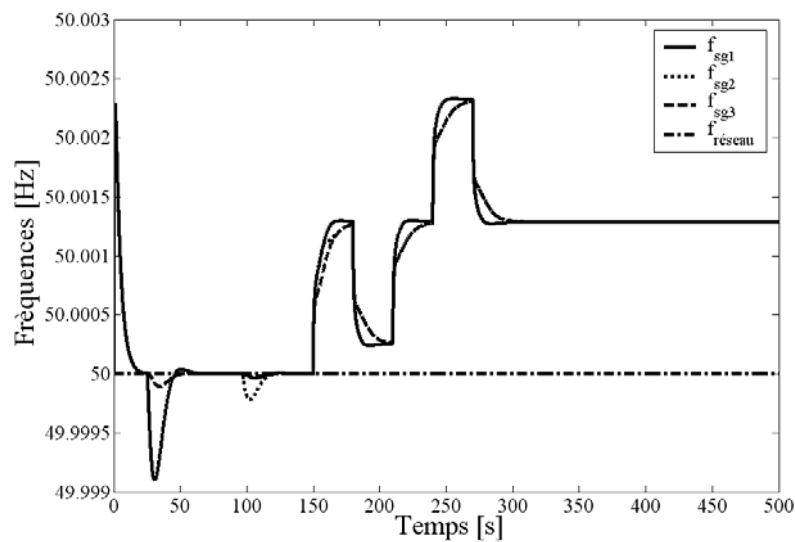


Fig. 7.12. Fréquences des sources.

b.2) Vitesses de vents variables

Les résultats des simulations sont présentés aux Fig. 7.13 à 7.18 ; le même scénario que précédemment (îlotage et variations de charge) a été repris (Fig. 7.7 à 7.12) mais les vitesses de vent variables, présentées à la Fig. 7.6, ont été considérées. Les mêmes commentaires que les simulations précédentes peuvent être faits malgré une augmentation des fluctuations des différentes puissances. La comparaison des Fig. 7.13 et 7.14 montre que le système de stockage inertiel contribue bien à lisser la puissance.

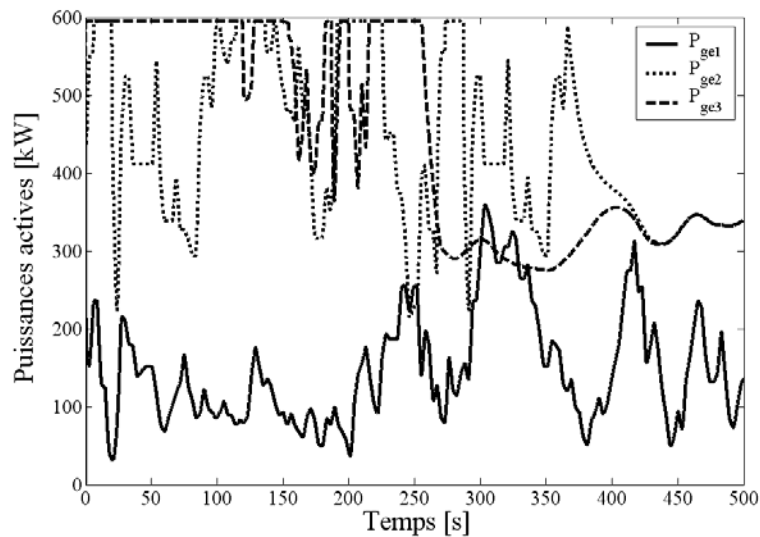


Fig. 7.13. Puissances actives des générateurs éoliens.

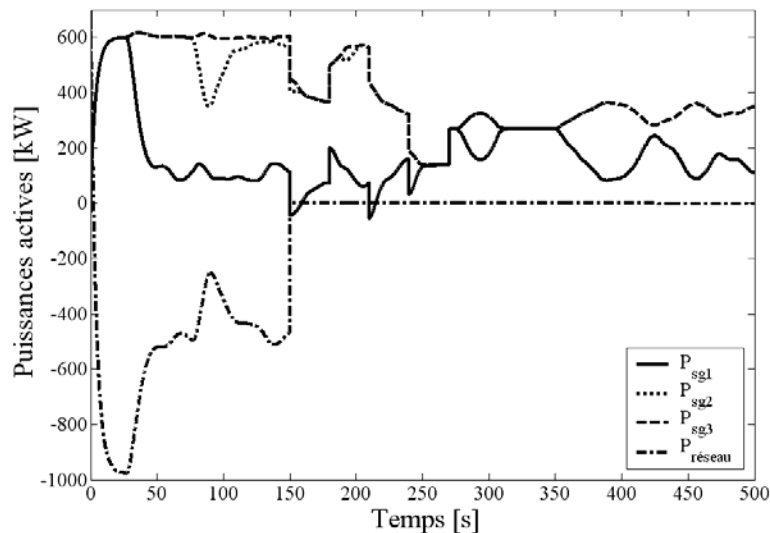


Fig. 7.14. Puissances actives des sources.

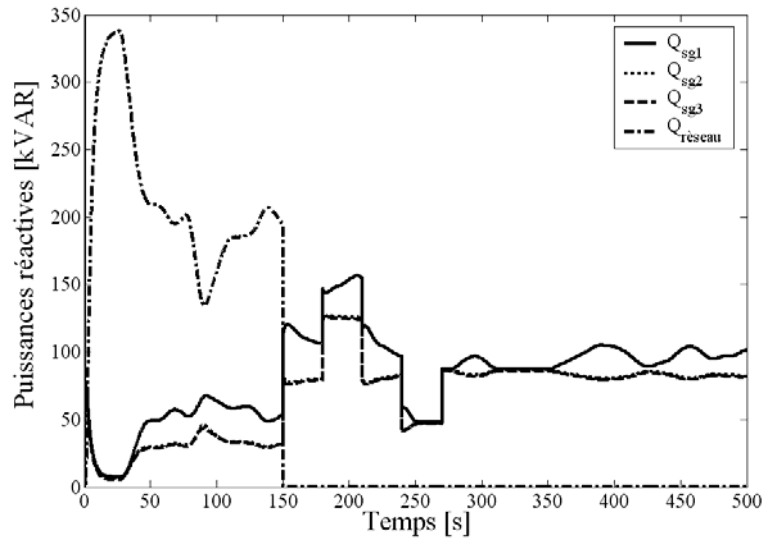


Fig. 7.15. Poussances réactives des sources.

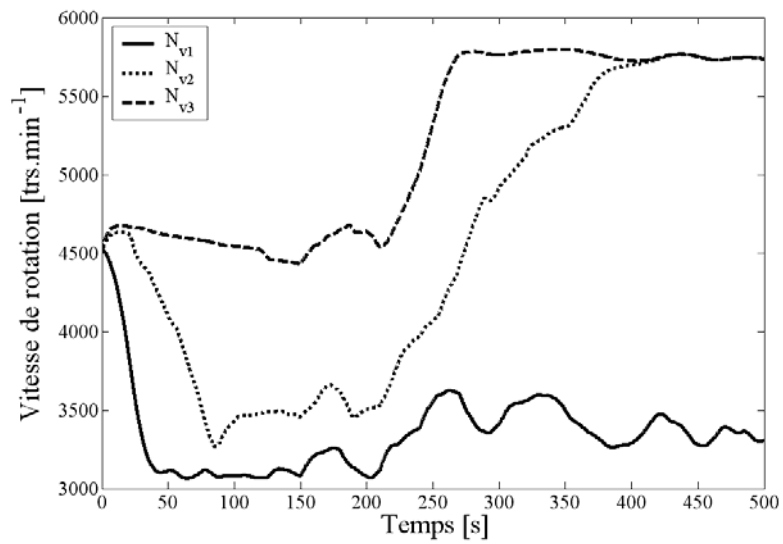


Fig. 7.16. Vitesses des volants d'inertie.

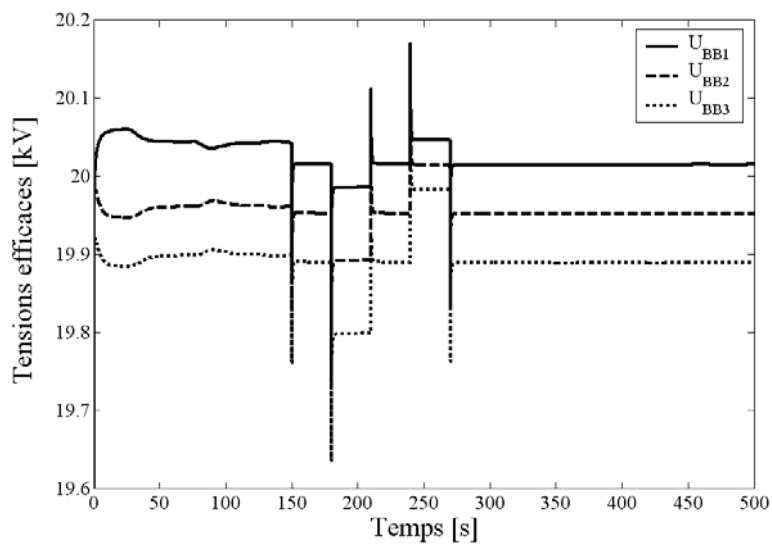


Fig. 7.17. Tensions à chaque jeu de barres.

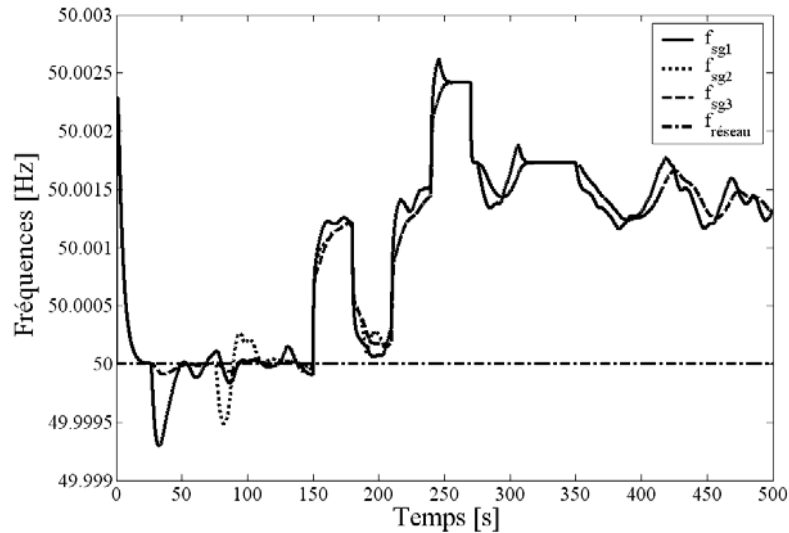


Fig. 7.18. Fréquences des sources.

3) Réseau 2

Le but de ces simulations est de présenter le comportement du système de génération face à un creux de tension de 600 ms et notamment l'effet qu'il peut avoir sur le plan de tension lors de cet incident. Les creux de tension de longue durée causent habituellement un déclenchement des protections des productions décentralisées pouvant causer des déclenchements en cascade des protections du réseau et créer alors une instabilité de celui-ci. Il serait alors intéressant d'explorer la possibilité pour les systèmes de génération à base d'éolien de réduire ce risque et d'augmenter alors la fiabilité du réseau.

a) Configuration

Dans cette partie, le réseau, à fréquence fixe, représenté à la Fig. 7.19 a été simulé [DAV04] en considérant deux systèmes de générations identiques (SG1, SG2) similaires à ceux présentés au paragraphe I et aux chapitres précédents. Les générateurs éoliens sont soumis à deux vitesses de vent différentes, v_{w1} , v_{w2} , de valeur moyenne respectivement de 10 et 12 m.s^{-1} et similaires à celles de la Fig. 7.6. Les deux systèmes de génération sont connectés au même jeu de barres appelé BB1 auquel deux charges sont reliées suivant le schéma de la Fig. 7.19. Deux autres jeux de barres sont présents : BB2 est relié à réseau de puissance infinie et BB3 où deux charges fixes sont connectées. Pour cette simulation, la puissance nominale des systèmes de générations P_n a été fixée à 600 kW. La fréquence $f_{\text{sg-ref}}$ des tensions de référence $u_{c1\text{-ref}}$ et $u_{c2\text{-ref}}$ est fixée à une valeur de 50 Hz.

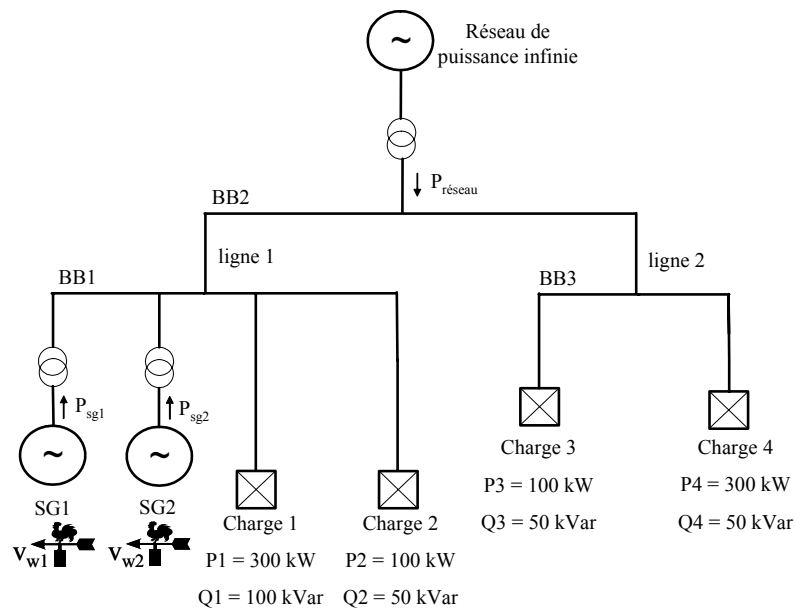


Fig. 7.19. Configuration du réseau 2.

b) Simulations

Dans cette section, un creux de tension monophasé de 600 ms a été simulé. A $t = 150$ s, la tension entre phases du réseau diminue rapidement pour atteindre une valeur de près de 86,5% de 20 kV. La durée du creux de tension a été fixée à 600 ms, car cette valeur est critique pour les gestionnaires de réseaux. La Fig. 7.20 et 7.21 montre les tensions au niveau des jeux de barres respectivement sans et avec systèmes de génération. Dans le dernier cas, on a supposé que les protections n'étaient pas actives. Ces systèmes de génération permettent de réduire l'impact du creux de tension au niveau du jeu de barres BB1. Ils pourraient jouer un rôle significatif dans la régulation de la tension et l'amélioration de la fiabilité du réseau en évitant la déconnexion et donc permettant aux charges d'être alimentées, à condition que le dimensionnement du convertisseur d'interface avec le réseau soit conçu en prenant en compte ce type de défaut et surtout que la supervision soit adaptée. Le stockage offre alors de nouvelles perspectives.

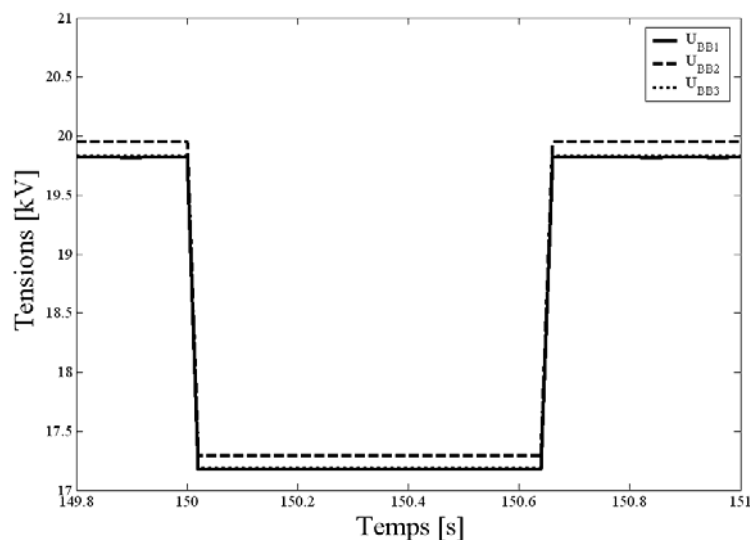


Fig. 7.20. Tensions à chaque jeu de barres pendant un creux de tension sans les systèmes de génération.

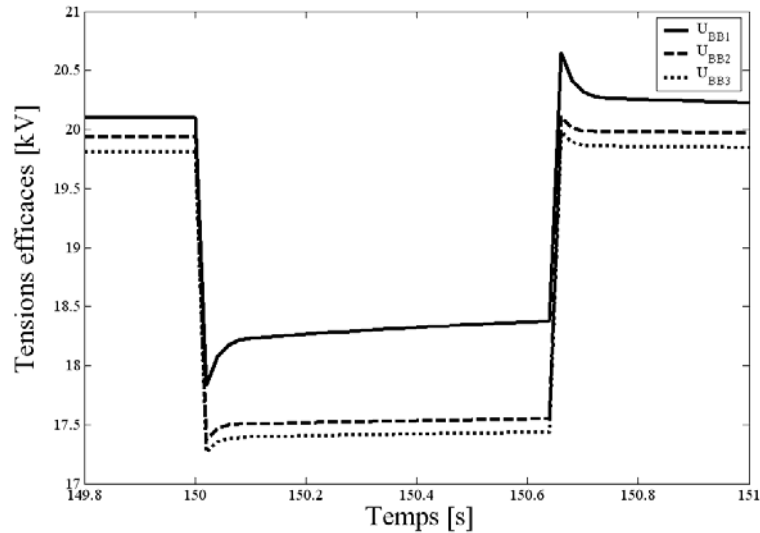


Fig. 7.21. Tensions à chaque jeu de barres pendant un creux de tension avec les systèmes de génération.

4) Réseau 3

Le but de ces simulations est de présenter le comportement du système de génération intégré dans une structure semblable à celle d'un réseau de transport c'est-à-dire avec un fort couplage entre les lignes et les sources [LECO4b]. Dans l'avenir, en raison de la puissance installée, les fermes d'éoliennes devront être connectées sur ce type de réseau. Elles devront avoir un comportement qui ne perturbe pas la stabilité du réseau et participer aux réglages du réseau.

a) Configuration

Nous considérons trois systèmes de génération identiques (SG1, SG2 et SG3). Les générateurs éoliens sont soumis à trois vitesses de vent différentes v_{w1} , v_{w2} et v_{w3} . Chaque système est connecté à un jeu de barres à travers un transformateur. Un réseau 20 kV, à fréquence constante, est connecté à un quatrième jeu de barres. Au niveau de chaque jeu de barres (BB1 à BB4), sont connectées des charges consommant des puissances actives et réactives. La puissance active totale est de 1000 kW alors que la puissance réactive totale est de 250 kVAR. Les quatre charges absorbent les puissances suivantes : $P_1=100$ kW, $Q_1 = 50$ kVAR, $P_2 = 400$ kW, $Q_2 = 50$ kVAR, $P_3 = 400$ kW, $Q_3 = 100$ kVAR, $P_4 = 100$ kW and $Q_4 = 50$ kVAR. Les jeux de barres sont reliés entre eux par des lignes de puissances (P_{lij}) pour former un réseau carré dont la structure est représentée à la Fig. 7.22.

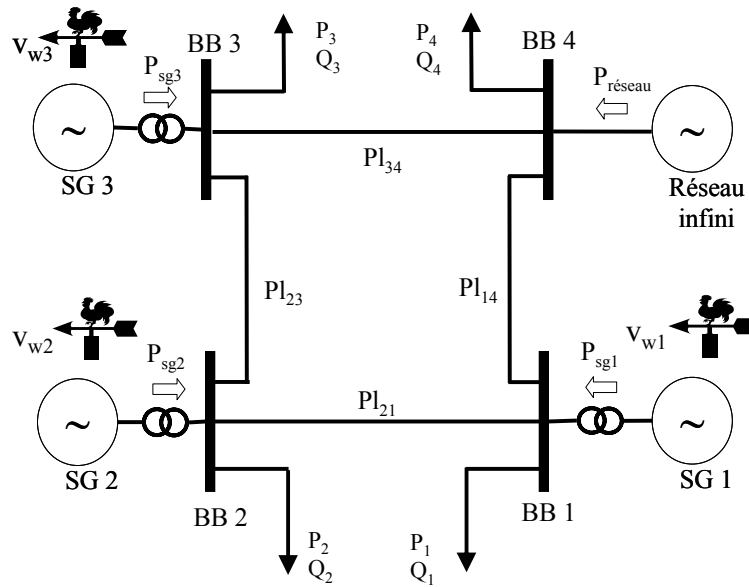


Fig. 7.22. Configuration du réseau 3.

La fréquence f_{sg-ref} des tensions de référence u_{c1-ref} et u_{c2-ref} est fixée à une valeur de 50 Hz.

b) Simulations

Dans cette simulation de 500 secondes, deux événements sont considérés : la déconnexion du réseau à 150 secondes qui correspond à un îlotage des systèmes de génération et la perte de la ligne Pl_{34} à 200 secondes. Initialement, les vitesses des volants d'inertie sont fixées à $4500 \text{ trs.min}^{-1}$, c'est-à-dire que les trois systèmes de stockage sont chargés à moitié. La puissance de chaque système de génération est fixée à 600 kW. L'évolution des vitesses de vents est représentée à la Fig. 7.23.

Les résultats sont présentés de la Fig. 7.24 à Fig. 7.28. La Fig. 7.24 représente les tensions composées efficaces au niveau des quatre jeux de barres. La Fig. 7.25 montre les puissances actives générées par les trois générateurs éoliens P_{ge1} , P_{ge2} , P_{ge3} (mesurée à la sortie du convertisseur 1 de chaque système de génération). La Fig. 7.26 montre les puissances actives P_{sg1} , P_{sg2} et P_{sg3} générées par les trois systèmes de génération (initialement $P_{sg1} = P_{sg2} = P_{sg3}$) et $P_{réseau}$ la puissance au niveau du réseau. La Fig. 7.27 montre les vitesses des volants des trois systèmes de stockage inertiel. La Fig. 7.28 représente les fréquences de chacun des systèmes de génération et celle du réseau.

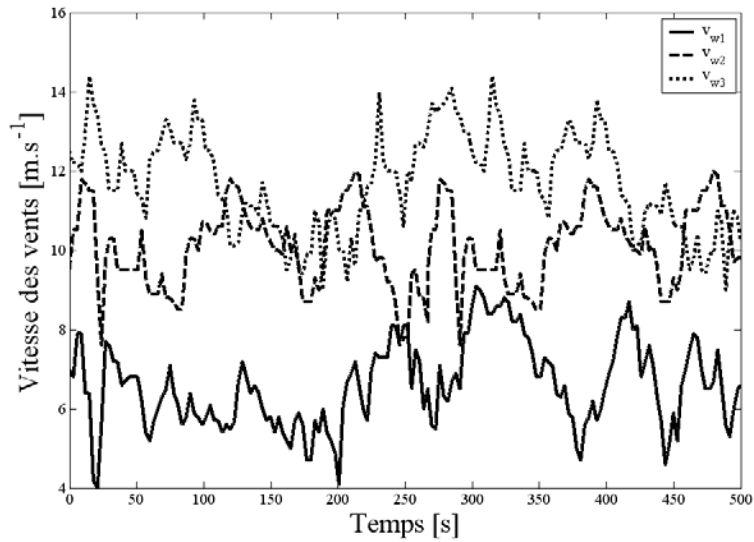


Fig. 7.23. Evolution des vitesses de vent.

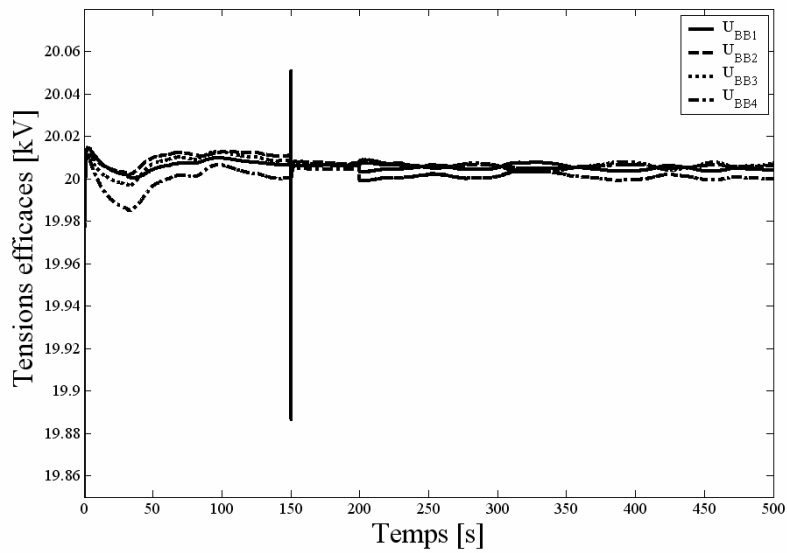


Fig. 7.24. Tensions composées à chaque jeu de barres.

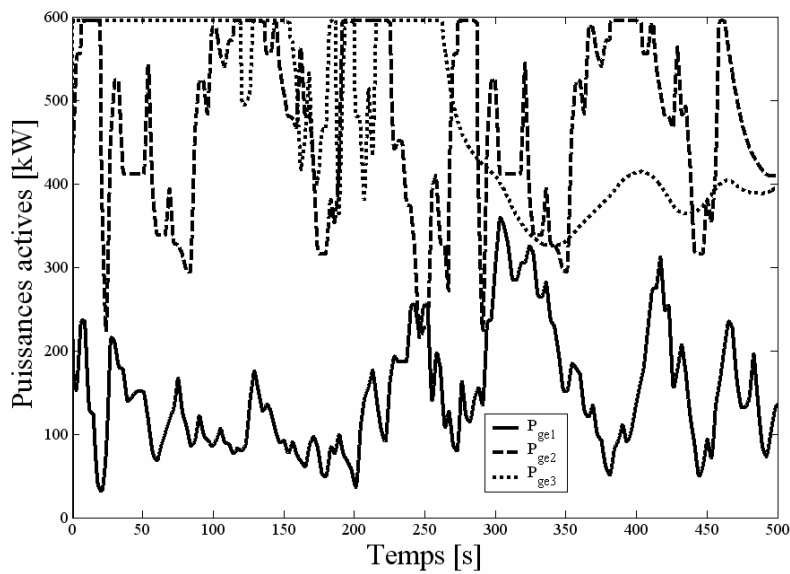


Fig. 7.25. Puissances actives des générateurs éoliens.

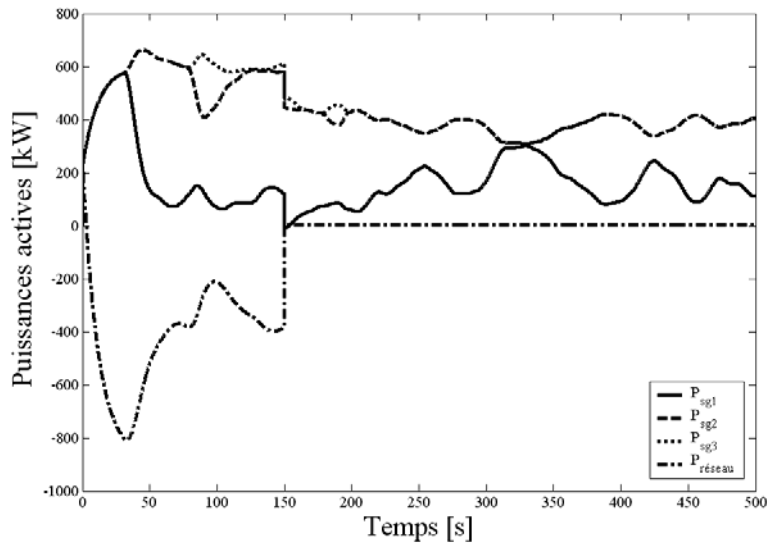


Fig. 7.26. Puissances actives des sources.

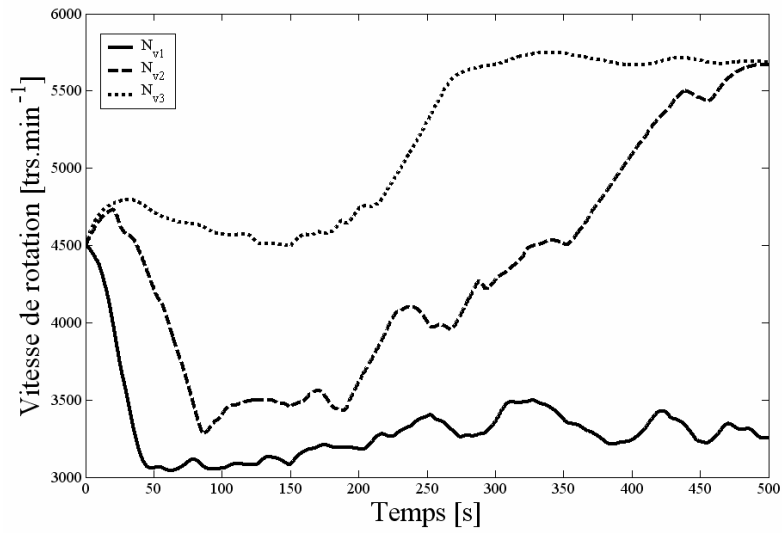


Fig. 7.27. Vitesses des volants d'inertie.

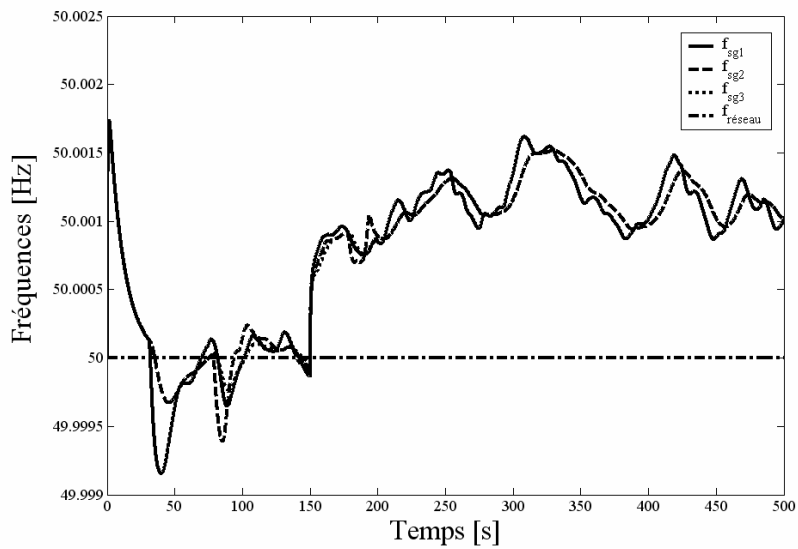


Fig. 7.28. Fréquences des sources.

Avant la déconnexion du réseau, on peut voir à la Fig. 7.26 que le vent appliqué aux systèmes de génération et leurs niveaux de stockage sont suffisants pour alimenter les charges mais aussi produire une puissance, considérée comme négative, vers le réseau. Néanmoins, pendant cette période, la Fig. 7.27 montre que la vitesse du volant de SG1 tend à diminuer en raison de la décharge de son système de stockage inertiel. Cela est dû au fait que P_{sg-ref} est fixée à la valeur P_n et la vitesse de vent v_{w1} a une faible valeur donc que le système débite plus de puissance qu'il n'en reçoit du générateur éolien. Comme expliqué précédemment, afin d'éviter la limitation du système de stockage, la valeur de P_{sg-ref} est diminuée, selon la stratégie de supervision, quand la vitesse du volant devient inférieure à $3500 \text{ trs.min}^{-1}$. Cela est montré à la Fig. 7.26 où à $t \approx 30$ secondes, P_{sg1} diminue et par voie de conséquence la puissance injectée au réseau. La Fig. 7.28 montre que cette modification de la valeur de référence de P_{sg1} crée (Cf. **relation (6.81) chapitre 6**) une variation de fréquence des tensions délivrées par le système de génération SG1. Malgré cette diminution de la puissance générée par SG1, le vent v_{w1} n'est pas suffisant pour permettre à son système de stockage de se recharger. Le même phénomène se produit pour SG2 à $t \approx 80$ s mais, pour cette source, la diminution de référence implique la recharge du système de stockage car v_{w2} est plus haut que v_{w1} . Il peut être noté que le générateur éolien de SG3, qui est soumis à la vitesse de vent la plus forte, fournit toujours P_n avant l'îlotage comme le montre la Fig. 7.25. Ceci mène à une conservation globale de l'état énergétique du système de stockage comme illustré à la Fig. 7.27. On peut remarquer qu'une augmentation rapide de la tension à $t = 30$ s (Fig. 7.24) crée une augmentation de la puissance débitée P_{sg2} et P_{sg3} à une valeur supérieure à P_n (Fig. 7.26).

Le réseau est déconnecté à $t = 150$ s et les trois systèmes de génération alimentent seules les charges et se répartissent la puissance débitée. Ils ne sont pas perturbés par la perte de la ligne Pl_{34} à $t = 200$ s. Il peut être noté que les systèmes de génération restent stables, les tensions aux jeux de barres sont bien commandées et réglées à une valeur proche de 20 kV. Comme la charge totale est relativement petite, les vitesses des volants, même N_{v1} , augmentent. A approximativement $t = 260$ s, N_{v3} devient plus grand que $5500 \text{ trs.min}^{-1}$ comme le montre la Fig. 7.27. La puissance active du générateur éolien du système de génération 3 (SG3) est alors diminuée selon la règle de la Fig. 7.3.

5) Conclusion

Le superviseur 1 permet un fonctionnement du système de génération sur différents types de configuration de réseau et d'événements (creux de tension, îlotage...). Cependant, en analysant les Figs 7.10, 7.16 et 7.27 correspondant au niveau d'énergie stockée dans le système inertiel, on peut remarquer que l'état énergétique du système de stockage inertiel n'est pas correctement géré. En effet, lorsque le réseau est présent, le niveau d'énergie stockée ne fait que diminuer jusqu'au niveau bas ($3000 \text{ trs.min}^{-1}$). Cette chute est plus ou moins rapide selon la puissance débitée par le générateur éolien qui est dépendante de la vitesse de vent appliquée à la turbine. Le superviseur 1 ne permet pas de se constituer une réserve d'énergie qui peut être nécessaire dans le cas d'une sollicitation importante du système de génération lors d'un incident sur le réseau. L'objectif des prochains superviseurs sera de constituer une réserve d'énergie lorsque le réseau est présent, même si la puissance débitée par le générateur éolien est faible.

B. Superviseur 2

1) Principes généraux

Le superviseur 2 a fait l'objet de précédents travaux [CIM05] [LEC03a] avec un objectif de lissage de la puissance générée sur le réseau d'un système de génération ayant une structure identique à celle étudiée dans ce mémoire mais fonctionnant en source de courant. Dans notre cas, il sera utilisé pour gérer le stockage à un niveau haut.

Le principe du superviseur 2 est identique à celui du superviseur 1, sauf pour la détermination de la puissance de référence du système de génération P_{sg-ref} . En effet, la règle permettant de déterminer P_{sg-ref} de la Fig. 7.2 a été remplacée par un superviseur à logique floue dans le but de maintenir le niveau du système de stockage inertielle à un niveau haut (Fig. 7.29). Une valeur mesurée filtrée ou non de la puissance active du générateur éolien P_{ge} appelée P_{gef} est considérée afin de déterminer P_{sg-ref} . Comme la vitesse du volant doit se situer dans l'intervalle $3000 - 6000 \text{ trs.min}^{-1}$, il est également nécessaire de tenir compte de cette vitesse, N_v , pour la détermination de P_{sg-ref} afin d'éviter la saturation du système de stockage inertielle. P_{sg-ref} dépend ainsi de l'état énergétique du système de stockage d'énergie, c'est-à-dire sa vitesse N_v , et de la valeur filtrée ou non de la puissance active débitée par le générateur éolien, respectivement P_{gef} .

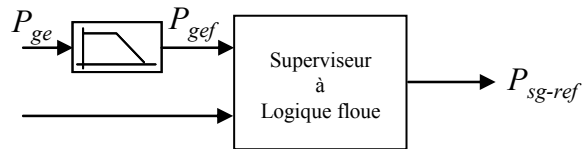


Fig. 7.29. Superviseur à logique floue.

La détermination d'un superviseur à logique floue se décompose en trois parties (Cf. Annexe F) :

- **Fuzzyfication** : les fonctions d'appartenance normalisées des variables d'entrées sont présentées à la Fig. 7.30. Trois ensembles flous sont considérés : Petit (S), Moyen (M) et Grand (B).

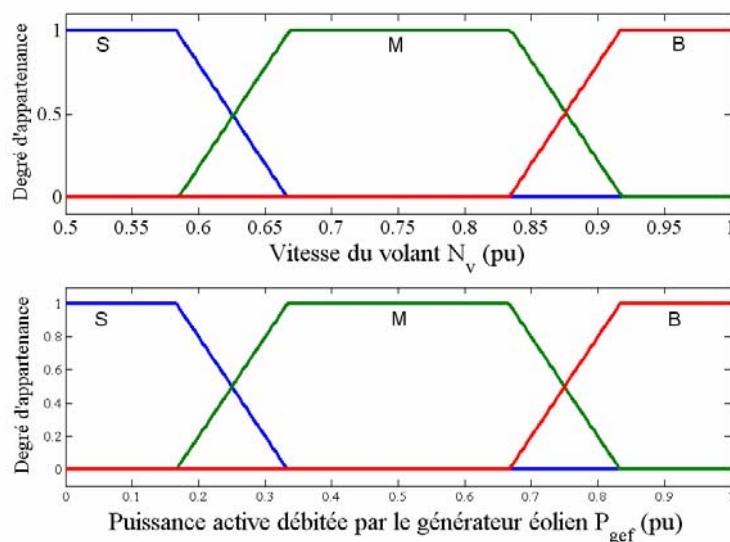


Fig. 7.30. Fonctions d'appartenance des variables d'entrées.

Avec :

$$N_v(pu) = \frac{N_v}{N_{vmax}} \text{ et } P_{gef}(pu) = \frac{P_{gef}}{P_n} ;$$

$P_n = 600 \text{ kW} ;$

- **Inférence** : Les règles floues sont déterminées à partir du tableau 7.1. Sept ensembles flous sont considérés pour les variables de sorties : Très petit (VS), Petit (S) ; Petit – Moyen (SM), Moyen (M), Moyen – Grand (MB), Grand (B) et Très Grand (VB).

Les lois d'inférence ont été déterminées en partant des règles suivantes :

- Si la vitesse du volant est petite, alors on favorise le stockage en générant peu de puissance vers le réseau ;
- Si la vitesse du volant est moyenne, alors on génère une puissance modérée vers le réseau ;
- Si la vitesse du volant est grande, alors on favorise la puissance générée vers le réseau ;

	P_{gef}			
Vitesse du volant (N_v)	P_{sg-ref}	Petit	Moyen	Grand
Petit		VS	SM	MB
Moyen		S	M	B
Grand		SM	MB	VB

Tableau 7.1. Tableau d'inférence.

- **Defuzzification** : Les fonctions d'appartenance normalisées des variables de sortie sont présentées à la Fig. 7.31. La méthode de Défuzzification utilisée est celle de la détermination du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante.

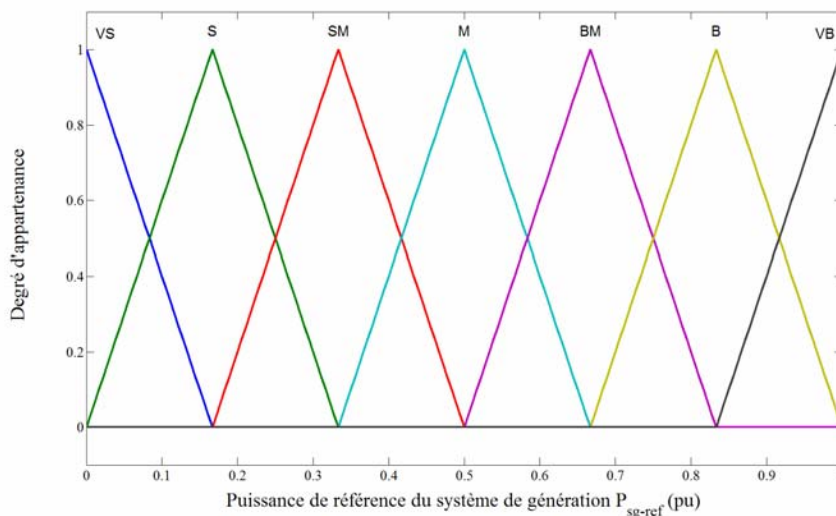


Fig. 7.31. Fonctions d'appartenance de la variable de sorties.

$$\text{Avec : } P_{sg-ref}(pu) = \frac{P_{sg-ref}}{P_n}$$

La surface de sortie de ce superviseur est donnée à la Fig. 7.32.

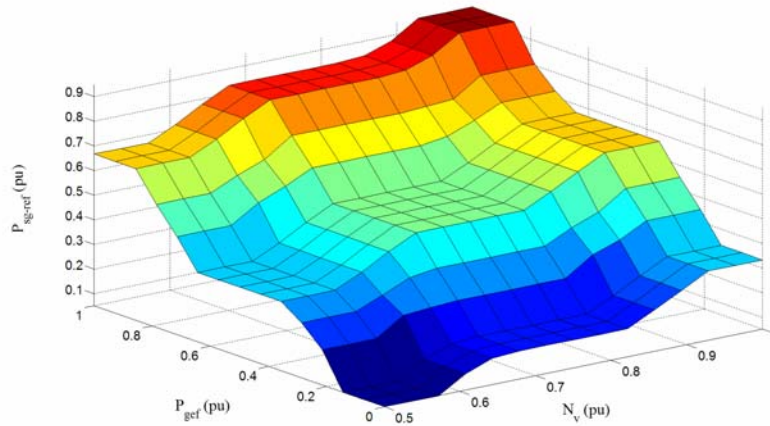


Fig. 7.32. $P_{sg-ref} = f(P_{gef}; N_v)$.

On rappelle que la régulation de P_{sg-ref} n'est possible qu'en réseau connecté. Dans le cas d'un îlotage, P_{sg} dépend de la puissance consommée par les charges mais la répartition de la puissance totale consommée par celles – ci, entre les différents systèmes de génération, dépend du type de superviseur utilisé.

2) Réseau 1

a) Configuration

La même configuration de réseau et le même scénario avec les vitesses de vent variables que ceux considérés dans le réseau 1 ont été simulés ceci afin d'illustrer l'effet du superviseur à logique floue pour la détermination de P_{sg-ref} et de le comparer au superviseur 1. La fréquence f_{sg-ref} des tensions de référence u_{c1-ref} et u_{c2-ref} est fixée à une valeur de 50 Hz [DAV06b].

b) Simulations

Les résultats sont présentés de la Fig. 7.33 à Fig. 7.37. La Fig. 7.33 montre les puissances actives P_{sg1} , P_{sg2} et P_{sg3} générées par les trois systèmes de génération (initialement $P_{sg1} = P_{sg2} = P_{sg3}$) et $P_{réseau}$ la puissance au niveau du réseau. La Fig. 7.34 présente les vitesses des volants des trois systèmes de stockage inertiel. La Fig. 7.35 montre les puissances actives générées par les trois générateurs éoliens P_{ge1} , P_{ge2} , P_{ge3} (mesurée à la sortie du convertisseur 1 de chaque système de génération). La Fig. 7.36 représente les tensions composées efficaces au niveau des quatre jeux de barres. La Fig. 7.37 montre les fréquences de chacun des systèmes de génération et celle du réseau.

b.1) Réseau connecté

De $t = 0$ s à $t = 150$ s, le réseau de puissance infinie, les systèmes de génération et une partie des charges sont connectés. Les systèmes de génération débitent une puissance supérieure à la puissance consommée par les charges comme le montre la Fig. 7.33. La Fig. 7.34 montre que la vitesse des volants de SG2 et SG3 tend à augmenter parce que les systèmes de stockage se chargent contrairement à celles du superviseur 1 où elles diminuaient (Fig. 7.16) tandis que celle de SG1 décroît (beaucoup moins vite qu'en utilisant le superviseur 1 : Fig. 7.16) car le système de stockage se décharge parce que le vent appliqué au générateur éolien de SG1 est trop faible. On peut noter que la puissance active débitée par les générateurs éoliens est toujours lissée (Figs. 7.33 et 7.35) mais de façon un peu moins accentuée qu'en utilisant le superviseur 1 (Figs 7.14 et 7.33). Les tensions efficaces composées à chacun des jeux de barres restent proches de 20 kV en réseau connecté (Fig. 7.36) mais avec plus de fluctuations par rapport à celles obtenues avec le superviseur 1 (Fig. 7.17). Ceci en raison d'un lissage de puissance qui est moins performant avec le superviseur 2. La fréquence des systèmes de génération est beaucoup plus fluctuante (mais toujours d'amplitude très faible) autour de 50 Hz par rapport à celle obtenue avec le superviseur 1 (Figs 7.18 et 7.37). Ceci est du à un changement de référence plus fréquent (Cf. chapitre 6).

b.2) Réseau déconnecté : îlotage

A $t = 150$ s, le réseau est déconnecté. Seuls les systèmes de génération alimentent les charges. Entre $t = 180$ s et $t = 270$ s, la charge varie. Avec le superviseur à logique floue, tous les systèmes de stockage sont à un niveau haut alors qu'avec le superviseur 1, le système de stockage de SG1 est à un niveau bas comme le montre respectivement les Fig. 7.16 et 7.34. En comparant les Fig. 7.14 et 7.33, il peut être noté que la façon de déterminer P_{sg-ref} a une influence significative sur la répartition des puissances générées par les systèmes de génération lors d'un îlotage même si la référence n'est plus suivie. Le superviseur à logique floue permet d'avoir, en îlotage, un haut niveau de stockage même si le vent est faible. La Fig. 7.13 et la Fig. 7.35 montrent que la puissance de référence P_{ge-ref} du générateur éolien est plus vite limitée avec le superviseur à logique floue. Ceci en raison d'un niveau de stockage qui atteint un niveau haut plus vite puisqu'il est mieux géré. La tension et la fréquence sont maintenues respectivement à 20 kV (Fig. 7.36) et 50 Hz (Fig. 7.37).

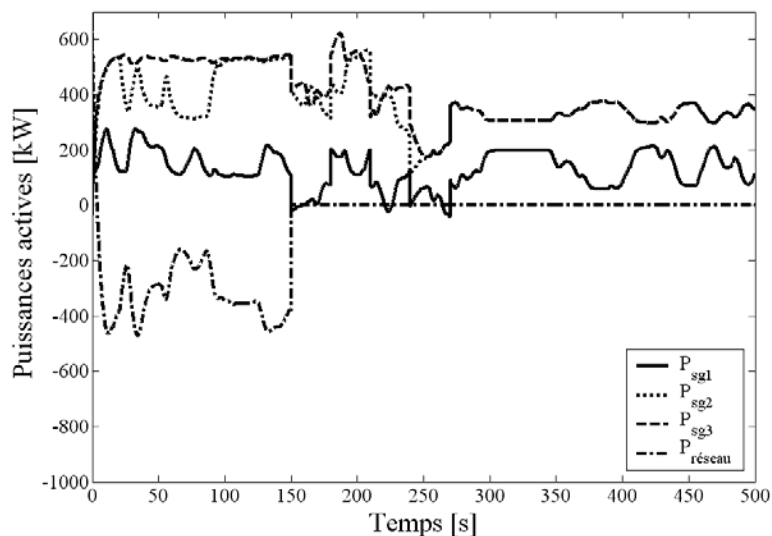


Fig. 7.33. Puissances actives des sources.

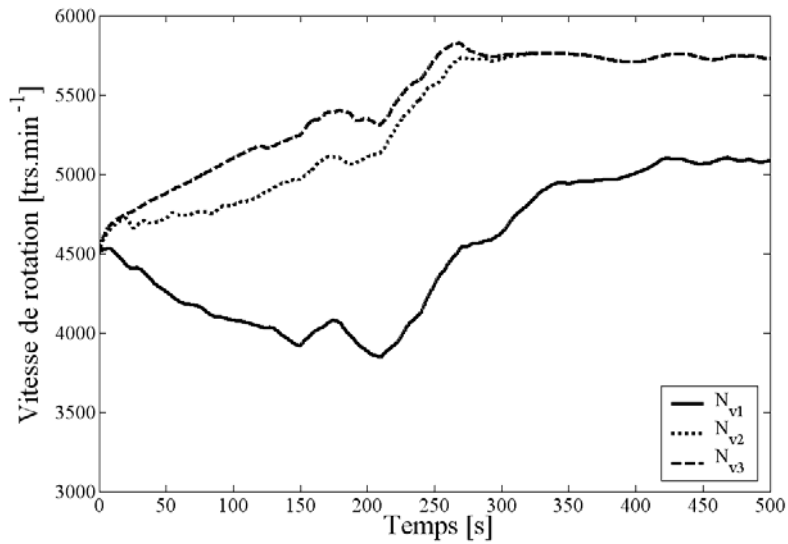


Fig. 7.34. Vitesses des volants d'inertie.

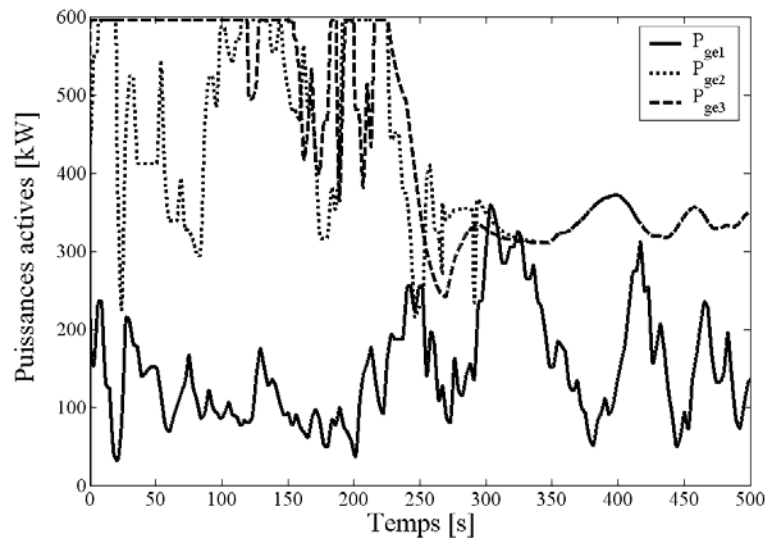


Fig. 7.35. Puissances actives des générateurs éoliens.

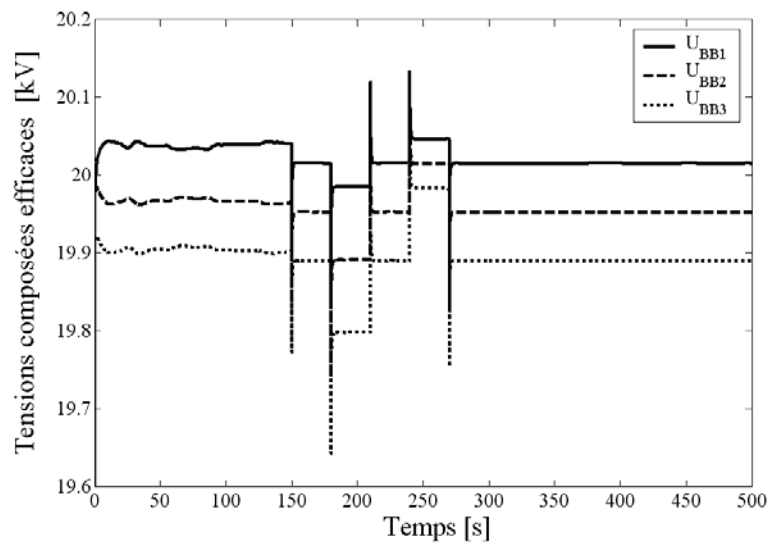


Fig. 7.36. Tensions à chaque jeu de barres.

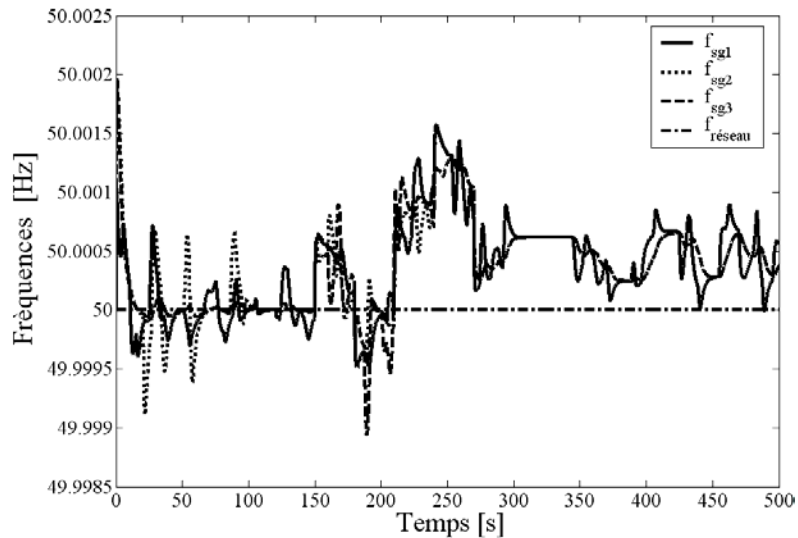


Fig. 7.37. Fréquences des sources.

3) Conclusion

Le superviseur 2, à logique floue, permet de gérer le stockage à un niveau haut lorsque le réseau est présent. Cependant il a été remarqué que le stockage du système de génération dont le générateur éolien débite une puissance active faible (turbine soumise à un vent faible) n'est pas géré correctement puisque le niveau de stockage diminue. Par ailleurs, la priorité au niveau de stockage entraîne une petite diminution du lissage de la puissance générée ce qui a pour effet de créer de petites variations de tension. La modification régulière de la puissance P_{sg-ref} crée plus de variation de fréquence qu'avec le superviseur 1. Néanmoins le gain en réserve d'énergie est plus important que les perturbations créées.

C. Superviseur 3

1) Principes généraux

Afin de gérer un stockage à un niveau haut même si la puissance active débitée par le générateur éolien est faible, le superviseur 2 est repris en modifiant seulement les fonctions d'appartenance de la grandeur d'entrée P_{gef} (Fig. 7.38). Le domaine de l'ensemble flou « petit » sera augmenté tandis que le domaine des autres ensembles diminuera. Ceci, pour avoir une puissance de référence à débiter P_{sg-ref} « petite » lorsque la vitesse de stockage et la puissance active du générateur éolien sont « petites » (Fig. 7.39).

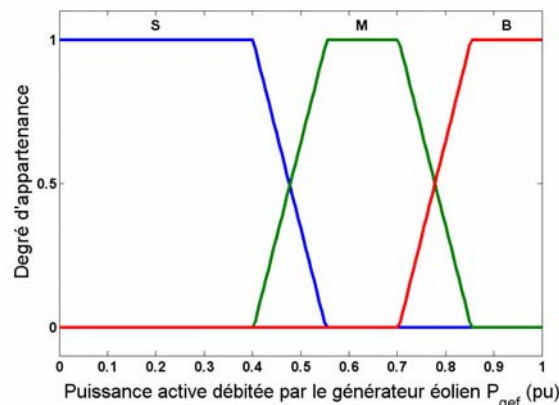


Fig. 7.38. Fonctions d'appartenance des variables d'entrées.

La surface de ce superviseur est donnée à la Fig. 7.39.

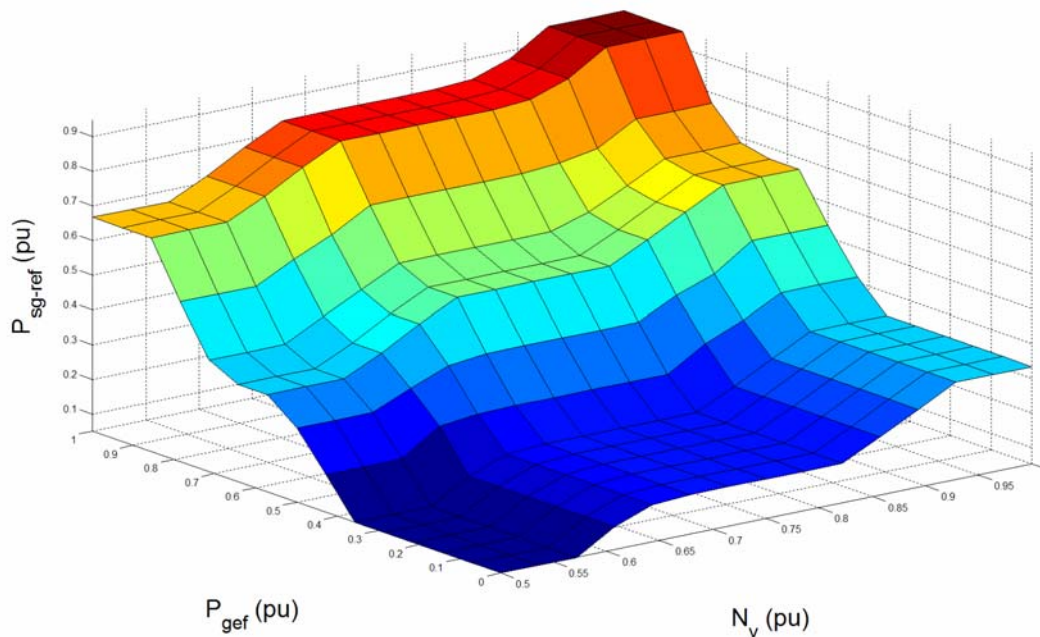


Fig. 7.39. $P_{sg-ref} = f(P_{gef}; N_v)$.

2) Réseau 1

a) Configuration

La même configuration de réseau et le même scénario avec les vitesses de vent variables que ceux considérés dans le réseau 1 ont été simulés sur un temps de 400 s (en raison d'une limitation de la mémoire du PC) pour comparer l'action du superviseur 3 avec le superviseur 2. Afin de vérifier le comportement des commandes du système de génération lors de variation de fréquence, un modèle de source à fréquence variable a été implanté (**Cf. chapitre 6**). Le réseau ne fonctionnant plus à une fréquence stable, il n'est plus possible de fixer la fréquence des tensions de référence u_{c1-ref} et u_{c2-ref} à 50 Hz comme cela était réalisé dans de précédents travaux [DAV04] [DAV06a] [DAV06b] [LEC04a] [LEC04b]. En effet lors d'une variation de fréquence sur le réseau, il n'y aura plus de concordance entre la fréquence des tensions u_{c1} , u_{c2} aux bornes des condensateurs de notre système et celle des tensions du réseau. On se retrouvera dans une situation similaire à la perte de synchronisme des groupes standards connectés au réseau mais sans possibilité de correction. Pour éviter ce phénomène, les tensions u_{c1-ref} et u_{c2-ref} doivent être élaborées à l'aide de la mesure de la fréquence du réseau. Pour cela, il est possible d'utiliser une boucle à verrouillage de phase (PLL) [PAN04]. Dans notre simulation, ayant accès à la valeur de la fréquence de la source variable à tout instant, il sera utilisé cette information pour élaborer les tensions u_{c1-ref} et u_{c2-ref} en réseau connecté. Cette information étant déconnectée lors du passage en îloté. Comme la fréquence des tensions de notre système n'est plus référencée en réseau séparé, il a fallu introduire une reconfiguration de la commande lors du passage en îlotage pour contrôler la fréquence des tensions u_{c1} et u_{c2} (Fig. 7.40). Pour cela un dispositif de détection de l'îlotage est nécessaire. Plusieurs méthodes existent [DEM06a] [DEM06b] [HOF06] [PAN04]. Dans nos simulations elles n'ont pas été implantées pour une question de temps de simulations. On se limitera à considérer que la détection de l'îlotage s'effectuera au bout de dix périodes

réseaux [PAN04]. Lorsque l'îlotage est détecté, la commande bascule sur une fréquence de référence à 50 Hz.

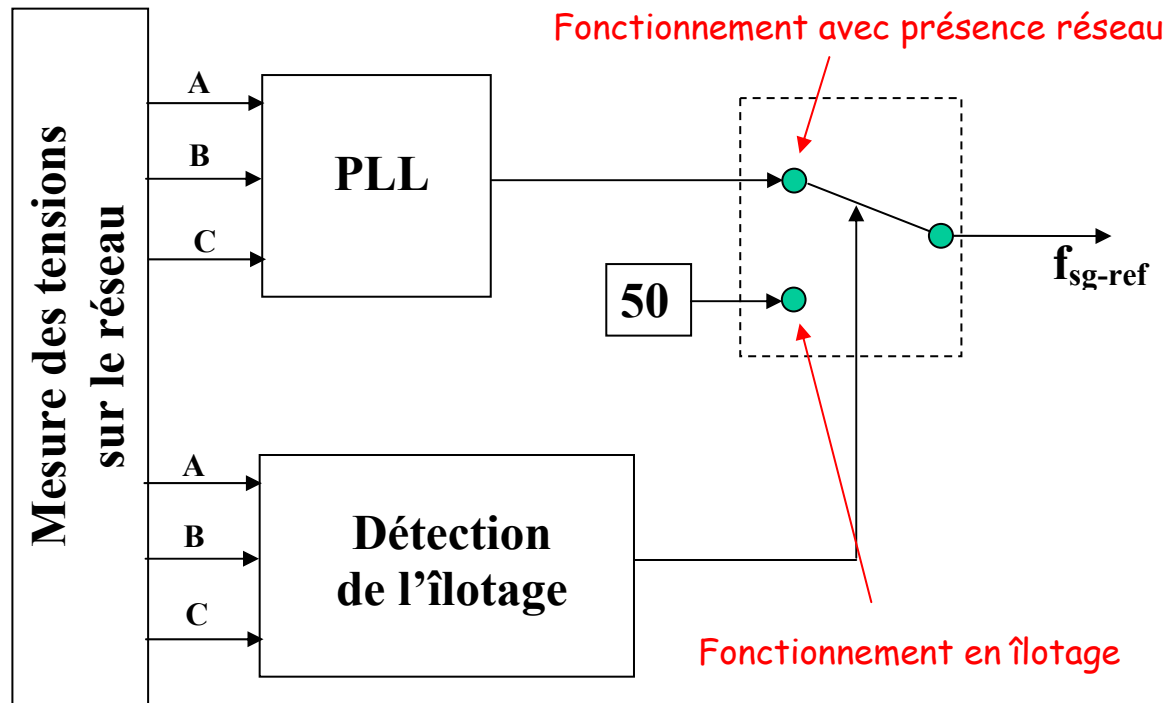


Fig. 7.40. Principe de la reconfiguration de la commande.

b) Simulations

Les résultats sont présentés de la Fig. 7.41 à Fig. 7.47. La Fig. 7.41 montre les vitesses de vent sur 400 secondes. La Fig. 7.42 illustre les puissances actives P_{sg1} , P_{sg2} et P_{sg3} générées par les trois systèmes de génération (initialement $P_{sg1} = P_{sg2} = P_{sg3}$) et $P_{réseau}$ la puissance au niveau du réseau. La Fig. 7.43 représente les vitesses des volants des trois systèmes de stockage inertiel. La Fig. 7.44 montre les puissances actives générées par les trois générateurs éoliens P_{ge1} , P_{ge2} , P_{ge3} (mesurée à la sortie du convertisseur 1 de chaque système de génération). La Fig. 7.45 présente la puissance active totale générée par les trois systèmes de génération. La Fig. 7.46 illustre les fréquences de chacun des systèmes de génération et celle du réseau. La Fig. 7.47 représente la fréquence des systèmes de génération pendant l'îlotage.

La Fig. 7.42 montre que les puissances actives débitées par les systèmes de génération sont moins lissées que celle du superviseur 2 (Fig. 7.33). La répartition des puissances actives entre les sources lors de l'îlotage est différente de celle des précédents superviseurs (Figs. 7.14, 7.33 et 7.42). Par contre l'état des systèmes de stockage est mieux géré comme le montrent les Figs 7.16, 7.34 et 7.43. En îloté, la puissance débitée par les générateurs éoliens de SG2 et SG3 est plus vite limitée, car leurs systèmes de stockage atteignent un niveau haut plus rapidement (Fig. 7.44). La puissance débitée par l'ensemble des systèmes de génération est lissée (Fig. 7.45) mais de façon moins accentuée qu'en utilisant le superviseur 1 (Fig. 7.14). Les systèmes de génération suivent les variations de fréquence du réseau comme le montre la Fig. 7.46. Les variations de fréquence du réseau ont

été choisies exagérées afin de vérifier le comportement du système. Ceci a été réalisé en considérant une puissance nominale de la source à fréquence variable présentée au chapitre 6 à 10 MVA et une puissance de référence à 50 Hz de 800 kW. La Fig. 7.47 montre les fréquences des trois systèmes de génération qui restent très proches de 50 Hz pendant l'îlotage.

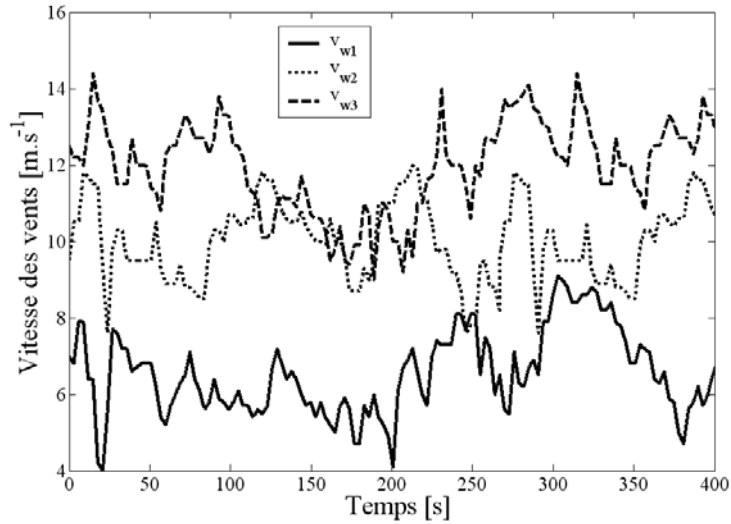


Fig. 7.41. Vitesse des vents.

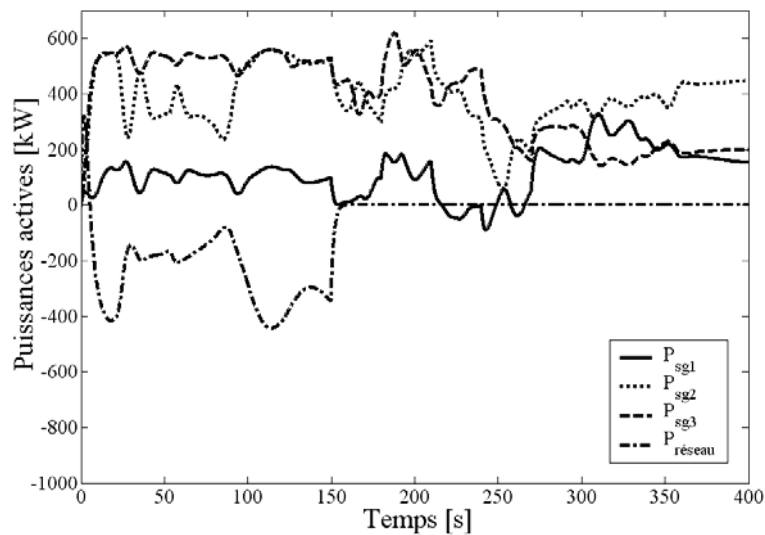


Fig. 7.42. Puissances actives des sources.

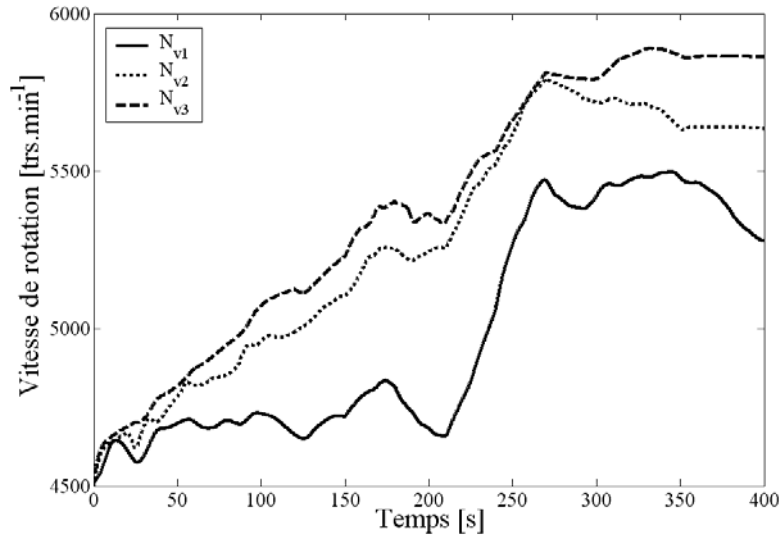


Fig. 7.43. Vitesses des volants d'inertie.

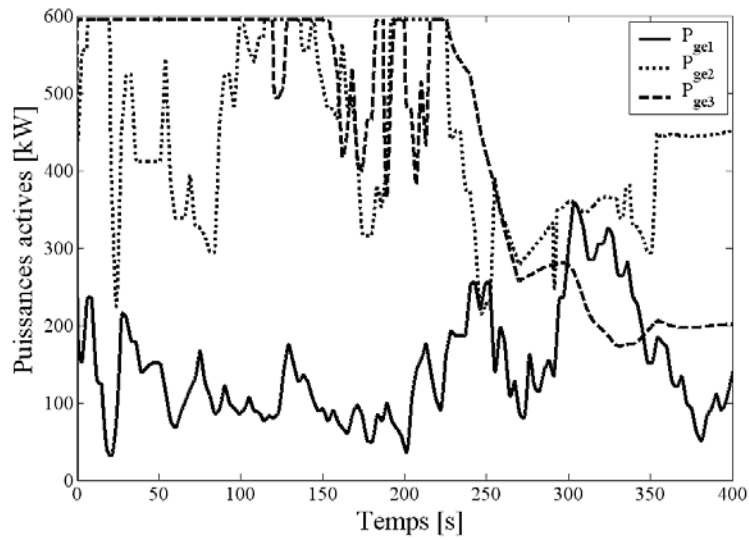


Fig. 7.44. Puissances actives des générateurs éoliens.

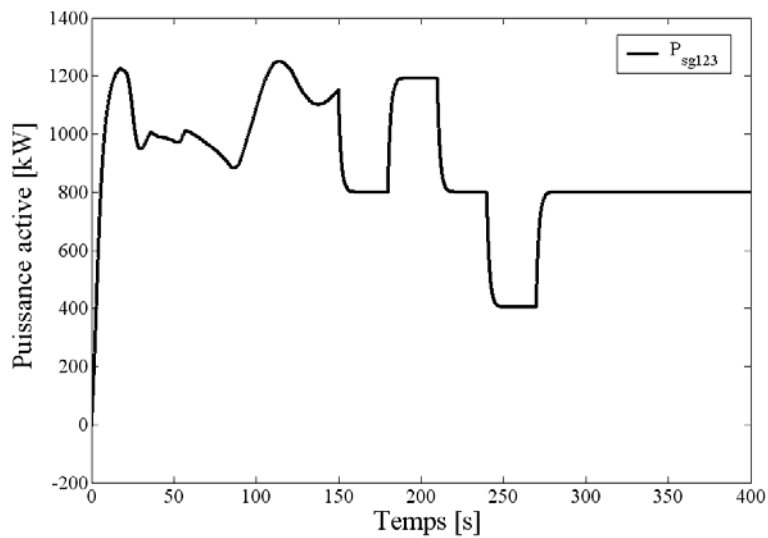


Fig. 7.45. Puissance active débitée par la ferme éolienne.

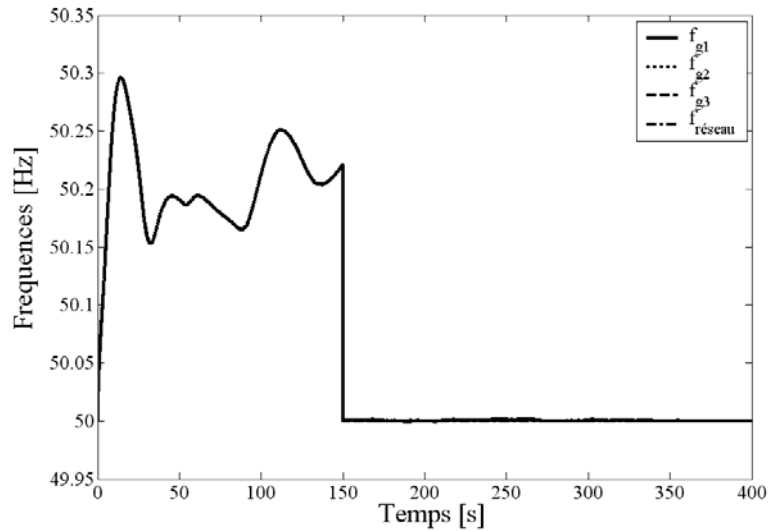


Fig. 7.46. Fréquences des sources.

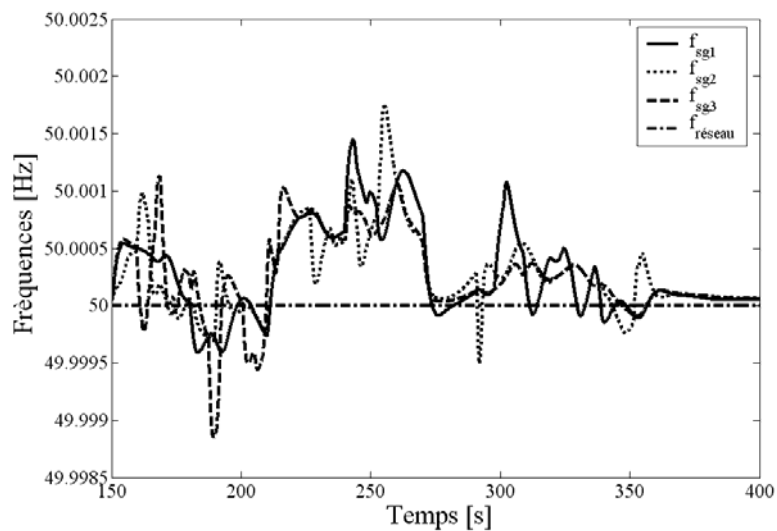


Fig. 7.47. Fréquences des systèmes de génération pendant l'îlotage.

3) Conclusion

Le superviseur 3, à logique floue, permet de gérer correctement le stockage à un niveau haut lorsque le réseau est présent afin de disposer d'une réserve de puissance lors d'un îlotage. Cette gestion se fait encore un peu plus au détriment du lissage de la puissance débitée par le système de génération par rapport au superviseur 2. Néanmoins cela reste encore acceptable par rapport au gain en réserve d'énergie.

Le système de génération réagit bien aux variations de fréquence. La reconfiguration de la commande permet de passer d'un fonctionnement sur réseau à fréquence variable à un fonctionnement en îlotage.

III. Conclusion

Les divers simulations et superviseurs présentés dans ce chapitre ont montré que :

- le système de génération étudié pourrait fonctionner en source de tension sur réseau connecté avec des variations de fréquence ;
- le système de génération étudié est capable de fonctionner en réseau séparé, tant qu'il y a du vent et que la charge est inférieure à la puissance que peuvent débiter les systèmes, tout en imposant la tension et la fréquence même avec de fortes variations de charge,
- L'utilisation de la logique floue permet de mieux gérer le niveau de stockage afin de pouvoir répondre à un besoin ou problème du réseau,
- Le type de superviseur utilisé influe sur la répartition des puissances actives débitées en îloté par les systèmes de génération.

Dans le prochain chapitre, nous testerons les commandes des différents organes du système de génération et son fonctionnement en îloté à l'aide d'un banc expérimental de 3 kW développé dans notre laboratoire.

Chapitre 8

Emulateur temps réel d'un système de génération à base d'un générateur éolien et d'un stockage inertiel d'énergie

I. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de décrire un banc d'essais de 3 kW, basé sur la structure présentée à la Fig. 8.1. Cette plate-forme d'essais permet d'expérimenter, en temps réel, le comportement d'une éolienne à vitesse variable reliée au réseau alternatif ou connectée à des charges isolées, ainsi que la commutation du premier cas au second, correspondant à l'îlotage. Dans une première partie, nous ferons la description physique et matérielle de ce banc, en spécifiant le matériel retenu pour la réalisation des différentes parties : l'Emulateur de Turbine Eolienne (ETE), la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP), le Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE) et la Connexion Au Réseau (CAR). Puis, dans une seconde partie, nous étudierons plus particulièrement leur modélisation et leur commande. Pour chacune de ces parties, des relevés expérimentaux réalisés sur ce banc d'essais seront présentés.

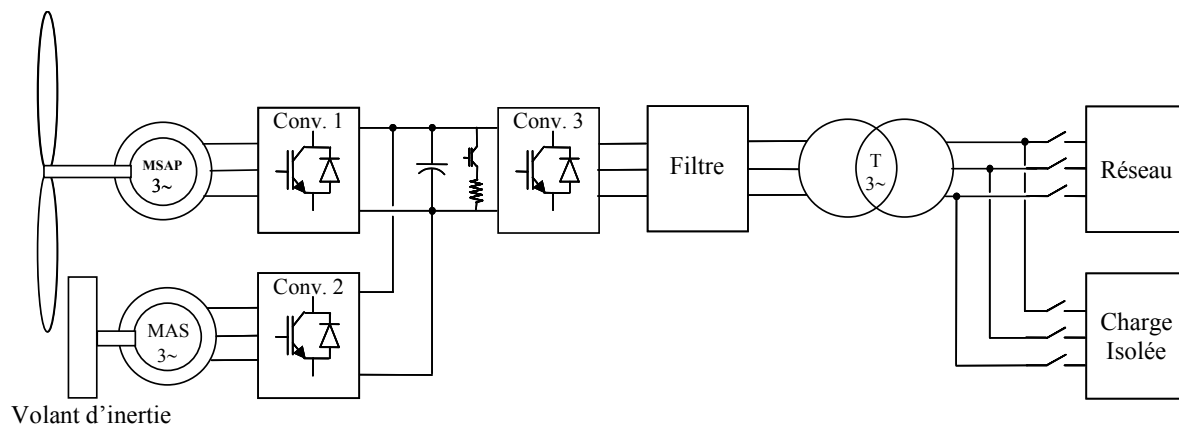


Fig.8.1. Schéma du système étudié.

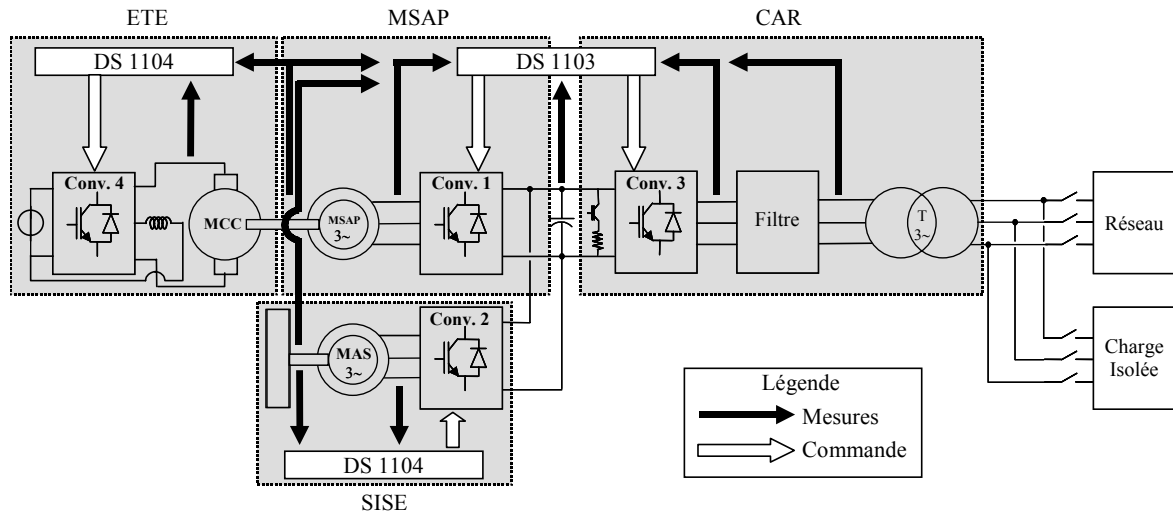


Fig. 8.2. Description de la plate-forme expérimentale.



Fig. 8.3. Plate-forme expérimentale.

II. Présentation de la plate-forme d'essais

Cette plate-forme, dont la description est présentée à la Fig. 8.2, comporte quatre parties : un ETE, représentant le comportement d'une turbine éolienne réelle, une MSAP dont le fonctionnement en génératrice permet de convertir l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique, un SISE et la connexion de cet ensemble de production d'énergie au réseau 230V triphasé de notre laboratoire, assurée par un filtre, de type L ou LC. Tous les convertisseurs à Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) utilisés sur cette plate-forme sont identiques, de marque SEMIKRONTM, construits autour d'IGBT 1200V/50A. Les interfaces de commande et de mesure associées à chaque convertisseur sont réalisées respectivement sur un modèle unique, offrant ainsi un aspect modulaire à ce banc d'essai.

A. L'Emulateur de Turbine Eolienne : ETE

La base de cet émulateur est une Machine à Courant Continu (MCC) de 3 kW, 1500 trs.min⁻¹, alimentée par un convertisseur à MLI (Conv.4) : l'induit de la machine par deux bras du convertisseur (hacheur quatre quadrants) et l'excitation par le troisième bras. Ce dernier point a son importance, car lorsque le banc sera amené à travailler à puissance nominale, il sera nécessaire de réduire l'excitation de la MCC afin de lui faire atteindre des vitesses proches de 3000 trs.min⁻¹, vitesse de fonctionnement nominale de la machine

synchrone. La commande de cet ensemble est assurée par une carte dSPACE™ 1104 (PowerPC603e/TI DSPTMS320F240). Une interface de commande est placée entre cette carte et les drivers des IGBT, afin d'adapter les signaux présentés ou reçus des organes de commande (ordre de commutation et signaux d'erreur) et de réaliser de façon matérielle les ordres complémentaires de commutation des interrupteurs. Une interface de mesure composée d'un capteur de tension et de trois capteurs de courant LEM™ permet les relevés nécessaires à la commande de la machine. Enfin, une mesure de vitesse est réalisée grâce à un codeur incrémental implanté sur la MSAP, connecté à un port dédié sur la carte DS 1104.

B. La Machine Synchrone à Aimants Permanents : MSAP

La MSAP (2,8 kW/3000 trs.min⁻¹) comporte trois paires de pôles. Elle est entraînée mécaniquement par la MCC émulant la turbine éolienne. L'énergie qu'elle fournit est envoyée vers le bus de tension continue de 400V, constitué de condensateurs associés en série et en parallèle, offrant une capacité équivalente de 2200µF et une tension maximale de 800V. Ce transit de puissance est réalisé via un convertisseur MLI commandé par une carte dSPACE™ 1103 (PowerPC604e/TI DSPTMS320F240). Un codeur incrémental est nécessaire à la capture de la vitesse de la génératrice. Celui-ci est connecté à un slot dédié sur le bornier d'extension de la carte DS1103.

C. Le Système Inertiel de Stockage d'Énergie : SISE

Le SISE est constitué d'une Machine Asynchrone (MAS) de 3kW, 1500 trs.min⁻¹ reliée au bus de tension continue 400V par un convertisseur MLI [CIM05]. Ce dernier est contrôlé par une carte dSPACE™ 1104 (PowerPC603e/TI DSPTMS320F240). La mesure de vitesse est effectuée grâce à un codeur incrémental connecté à un slot dédié sur le bornier d'extension de la carte DS1104. Cette MAS entraîne un volant d'inertie de 40kg, 0.2 kg.m², pouvant tourner à une vitesse maximale de 3000 trs.min⁻¹.

D. La connexion au réseau : CAR

Cet ensemble de production d'énergie est connecté au réseau triphasé 230V du laboratoire via un convertisseur MLI et un transformateur, entre lesquels s'insère un filtre triphasé. Celui – ci peut être du type L, constitué de trois inductances de 3mH chacune ou de type LC [LEC04a].

III. L'émulateur éolien

A. Modèle

Afin de simuler le comportement de la turbine éolienne, il est nécessaire de déterminer le couple que cette dernière exerce sur l'arbre mécanique.

La puissance mécanique P extraite de l'éolienne s'exprime selon (8.1), où ρ est la masse volumique de l'air en kg.m⁻³, S la surface balayée par la turbine en m², v la vitesse du vent en m.s⁻¹ et C_p , le coefficient de puissance.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3 \quad (8.1)$$

Le coefficient de puissance C_p représenté à la Fig. 8.4 est tracé en fonction de l'angle de calage des pales, β , et du ratio de vitesse λ dont l'expression est donnée par (8.2), où R_t est le rayon de la turbine exprimé en m et Ω_t la vitesse mécanique de la turbine en rad.s^{-1} .

$$\lambda = \frac{R_t \cdot \Omega_t}{v} \quad (8.2)$$

Le couple de la turbine peut alors être obtenu en divisant l'expression de la puissance (8.1) par la vitesse de rotation de l'arbre mécanique Ω_t :

$$Cem_{mcc} = \frac{P}{\Omega_t} = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^3}{2 \cdot \Omega_t} \quad (8.3)$$

L'expression (8.3) n'est pas satisfaisante dans la mesure où une indétermination du couple Cem_{mcc} au démarrage existe : en ce point de fonctionnement, la vitesse Ω_t est nulle, ainsi que le coefficient C_p .

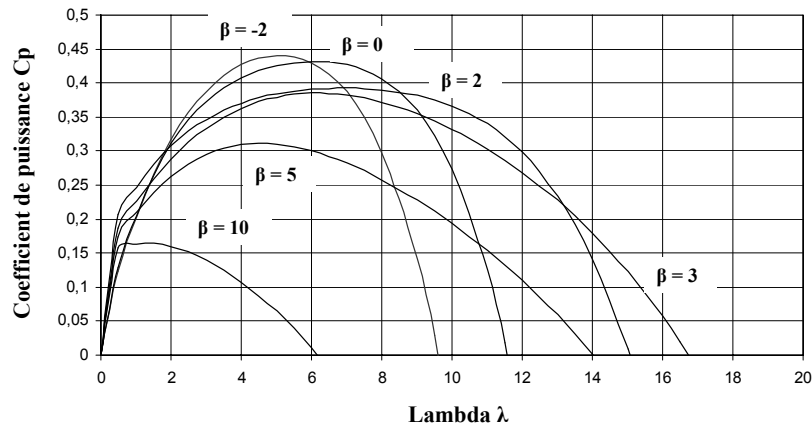


Fig. 8.4. Coefficient de puissance [HAU00].

L'introduction du ratio de vitesse λ dans l'équation (8.3) mène à l'écriture (8.4) :

$$Cem_{mcc} = \frac{\rho \cdot S \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v^2 \cdot R_t}{2 \cdot \lambda} \quad (8.4)$$

ou encore à l'expression (8.6) en posant :

$$C_m = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (8.5)$$

$$Cem_{mcc} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_t^3 \cdot C_m(\lambda, \beta) \cdot v^2 \quad (8.6)$$

C_m est appelé coefficient de couple. Son allure est représentée à la Fig. 8.5. L'ordonnée à l'origine, correspondant à λ nul, étant fixée arbitrairement [KAN01].

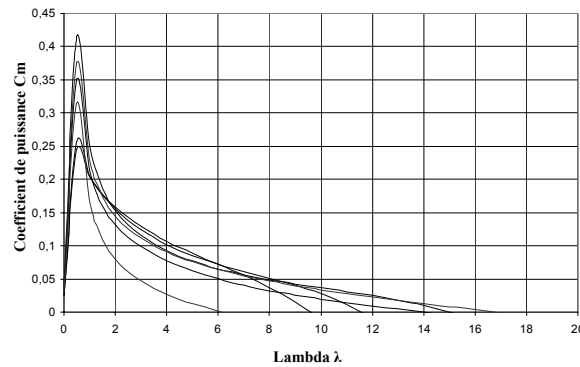


Fig. 8.5. Coefficient de couple [HAU00].

B. Commande

La MCC et la MSAP, accouplées mécaniquement, sont de caractéristiques différentes (respectivement $3\text{kW}/1500\text{ trs.min}^{-1}$ et $2,8\text{ kW}/3000\text{ trs.min}^{-1}$). Aussi est-il nécessaire d'envisager une régulation du courant d'excitation de la MCC, afin de réduire le flux produit par son inducteur, et de permettre ainsi un fonctionnement en survitesse (vitesse supérieure à 1500 trs.min^{-1}). Le couple électromagnétique de la MCC est réglé en régulant le courant d'induit. Le schéma bloc de la Fig. 8.6 est introduit afin d'élaborer la consigne du couple électromagnétique permettant de reproduire sur l'arbre mécanique de la MCC le couple d'une turbine éolienne. L'expression du couple est obtenue à partir de (8.6) et de la courbe du coefficient de couple représentée à la Fig. 8.5.

Le bloc $v=f(t)$ est un tableau numérique reprenant des valeurs de vents faibles, moyen ou fort mesurées sur un site réel. Dans notre cas, il s'agit du site éolien de Dunkerque (Chapitre 4).

La loi $\beta_{\text{ref}} = f(\Omega_{t-\text{mes}})$ est identique à celle présentée au chapitre 4.

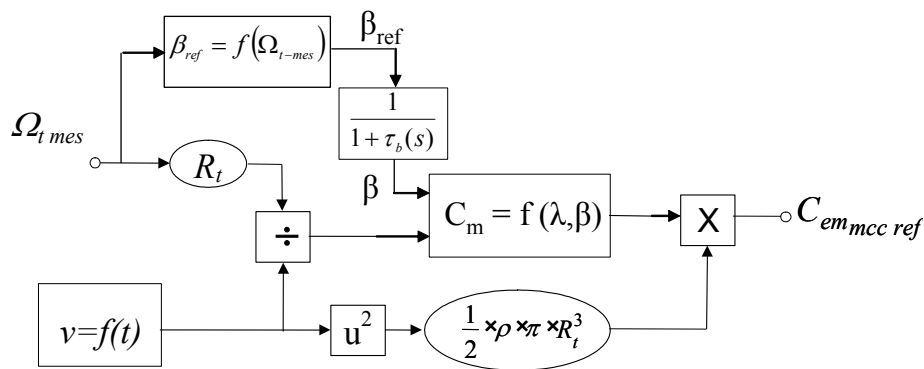


Fig. 8.6. Schéma bloc implanté sous Simulink™.

C. Résultats expérimentaux

La Fig. 8.7 représente l'évolution de la vitesse du vent, v , pendant 180 secondes. Cette courbe est obtenue par association de fichiers de vents de force variable.

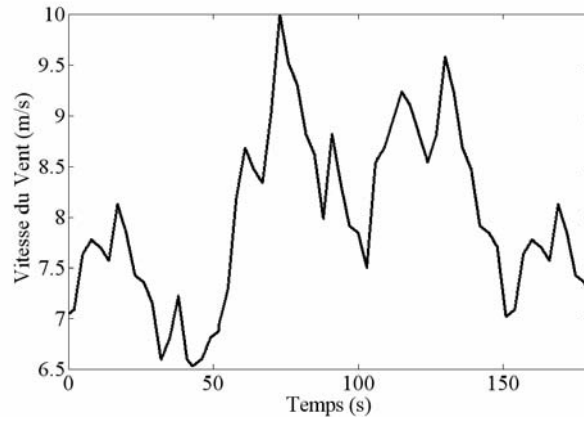


Fig. 8.7. Courbe de vent.

La Fig.8.8 montre l'évolution de la vitesse de la MCC, commandée par un couple de référence obtenu selon le schéma de la Fig.8.6.

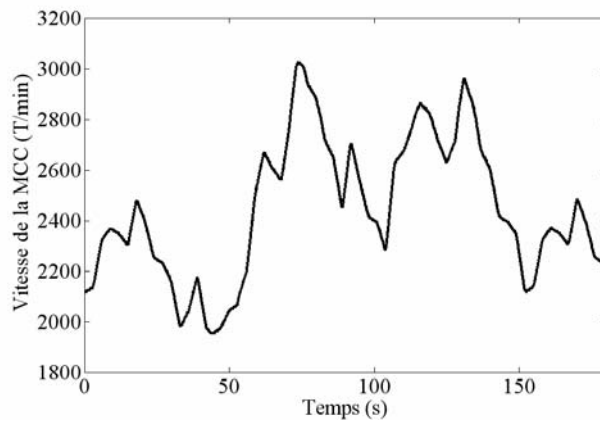


Fig. 8.8. Vitesse de la MCC.

Une turbine tournant à une telle vitesse suppose la présence d'un multiplicateur mécanique.

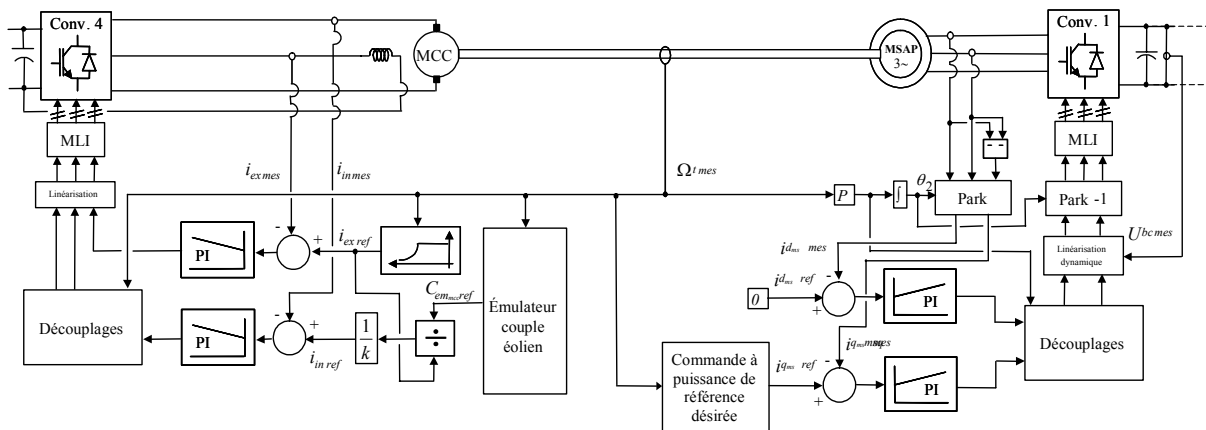


Fig. 8.9. Schéma de commande du générateur éolien.

IV. La Machine Synchrone à Aimants Permanents

A. Modèle

En vue de sa commande, la MSAP présentant des pôles saillants est modélisée dans le repère de Park par (8.7), (8.8) et (8.9) :

$$U_{d_{ms}} = R_{s_{ms}} \cdot i_{d_{ms}} + L_{d_{ms}} \frac{di_{d_{ms}}}{dt} - p_{ms} \cdot \Omega_t \cdot L_{q_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (8.7)$$

$$U_{q_{ms}} = R_{s_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} + L_{q_{ms}} \frac{di_{q_{ms}}}{dt} + p_{ms} \cdot \Omega_t \cdot L_{d_{ms}} \cdot i_{d_{ms}} + \Omega_t \cdot k_{t_{ms}} \quad (8.8)$$

$$C_{em_{ms}} = k_{t_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} + p_{ms} (L_{d_{ms}} - L_{q_{ms}}) \cdot i_{d_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (8.9)$$

Où les différents paramètres sont définis en Annexe G.

B. Commande

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à une machine synchrone, celle qui consiste à imposer une référence du courant direct $i_{d_{ms}}$ à zéro est la plus répandue [ROB95]. L'expression (8.9) du couple électromagnétique se réduit alors à (8.10). Ce dernier est alors réglé en agissant sur le courant en quadrature, $i_{q_{ms}}$.

$$C_{em_{ms}} = k_{t_{ms}} \cdot i_{q_{ms}} \quad (8.10)$$

La valeur du courant de référence dans la machine d'axe q, $i_{q_{msref}}$ est déterminé par le couple électromagnétique de référence $C_{em_{msref}}$, comme suit :

$$i_{q_{msref}} = \frac{C_{em_{msref}}}{\sqrt{3} \cdot k_{t_{ms}}} \quad (8.11)$$

Le couple de référence est élaboré selon la stratégie de commande à puissance de référence désirée décrite au chapitre 4. La Fig. 8.9 illustre la commande de la MSAP.

C. Résultats expérimentaux

Les Fig. 8.10, 8.11 et 8.12 représentent respectivement le vent appliqué à l'émulateur éolien, un relevé de la puissance active au point de connexion au réseau, et la vitesse de rotation de la MSAP. Cet essai a été réalisé sans le système de stockage inertiel. Le système de génération est commandé en source de courant à travers le filtre L [ELM07]. La commande de la MSAP est identique à celle présentée dans ce mémoire (chapitre 4). La puissance active au point de connexion est donc, aux pertes près, la puissance débitée par la MSAP. La puissance de référence de la MSAP est fixée à - 2,2 kW. Si le vent le permet, la MSAP débite la puissance de référence ($P_{ref} \leq P_{nominale}$ de la MSAP) et la vitesse de rotation de la turbine (émulateur éolien) est limitée à l'aide du pitch control. Dans le cas contraire, elle débite le maximum de puissance active qui peut être extrait du vent.

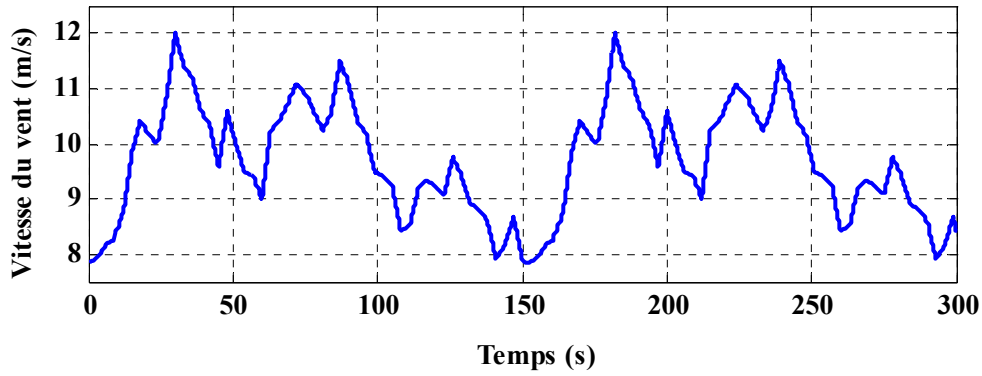


Fig. 8.10. Vitesse de vent.

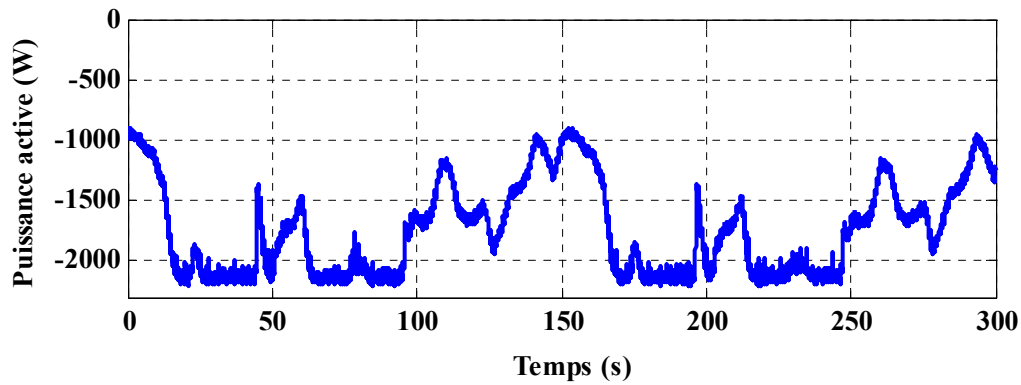


Fig. 8.11. Puissance renvoyée au réseau ou puissance de la MSAP aux pertes près.

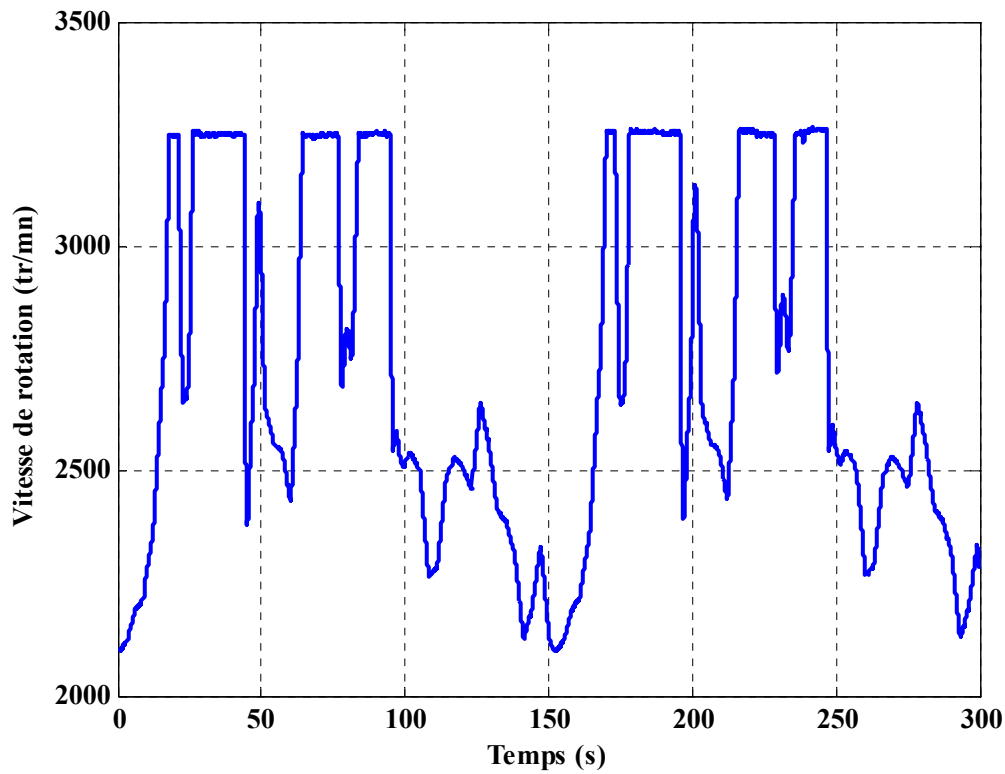


Fig. 8.12. Vitesse de rotation de la MSAP.

V. Le Système Inertiel de Stockage d'Énergie

A. Modèle

La commande retenue pour la MAS repose sur le contrôle vectoriel à flux rotorique orienté. La modélisation de cette machine, représentée par les expressions (8.12) à (8.16), est donc menée dans le repère de Park, orienté selon le flux rotorique ($\Phi_{rq} = 0$ et $\Phi_{rd} = \Phi_r$) :

$$\begin{aligned} v_{sd\text{ mas}} &= R_{s\text{ mas}} \cdot i_{sd\text{ mas}} \\ &+ \sigma_{mas} \cdot L_{s\text{ mas}} \frac{di_{sd\text{ mas}}}{dt} + \frac{M_{mas}}{L_{r\text{ mas}}} \frac{d\Phi_r}{dt} \\ &- \omega_s \cdot \sigma_{mas} \cdot L_{s\text{ mas}} \cdot i_{sq\text{ mas}} \end{aligned} \quad (8.12)$$

$$\begin{aligned} v_{sq\text{ mas}} &= R_{s\text{ mas}} \cdot i_{sq\text{ mas}} \\ &+ \sigma_{mas} \cdot L_{s\text{ mas}} \frac{di_{sq\text{ mas}}}{dt} + \omega_s \cdot \frac{M_{mas}}{L_{r\text{ mas}}} \cdot \Phi_r \\ &+ \omega_s \cdot \sigma_{mas} \cdot L_{s\text{ mas}} \cdot i_{sd\text{ mas}} \end{aligned} \quad (8.13)$$

$$M_{mas} \cdot i_{sd\text{ mas}} = \Phi_r + \frac{L_{r\text{ mas}}}{R_{r\text{ mas}}} \frac{d\Phi_r}{dt} \quad (8.14)$$

$$\begin{aligned} \omega_s &= p_{mas} \cdot \Omega_{mas} + \frac{M_{mas} \cdot R_{r\text{ mas}}}{L_{r\text{ mas}}} \frac{i_{sq\text{ mas}}}{\Phi_r} \\ &= p_{mas} \cdot \Omega_{mas} + \omega_{sr} \end{aligned} \quad (8.15)$$

$$C_{em\text{ mas}} = p_{mas} \frac{M_{mas}}{L_{r\text{ mas}}} \Phi_r \cdot i_{sq\text{ mas}} \quad (8.16)$$

où Ω_{mas} représente la vitesse de rotation de la MAS, ω_s la pulsation des grandeurs statoriques de la MAS, et ω_{sr} la pulsation de glissement, exprimées en rad.s^{-1} . Les autres paramètres sont définis en Annexe G.

B. Commande

Parmi les stratégies de commande vectorielle appliquées à la MAS, la commande vectorielle à flux rotorique orienté est la plus utilisée, car elle fournit les équations les plus simples. Les vitesses nominales de la MAS et du volant d'inertie étant respectivement égales à 1500 et 3000 trs.min^{-1} , un fonctionnement en régime défluxé de la MAS est considéré dans notre application afin d'entraîner celle-ci à des vitesses voisines de 3000 trs.min^{-1} . Ce mode de commande permet également à la MAS de fonctionner à puissance constante sur toute la plage de vitesse retenue, soit sur l'étendue 1500 à 3000 trs.min^{-1} . En négligeant les pertes dans la MAS, une loi de défluxage à puissance constante peut être développée à partir de (8.16) pour aboutir à l'expression (8.17) du flux rotorique dans la MAS :

$$\Phi_r(\Omega) = \frac{P_{mas} \cdot L_{r\text{ mas}}^*}{p_{mas} \cdot M_{mas}^* \cdot i_{sq\text{ mas max}}} \cdot \frac{1}{\Omega_{mas\text{ mes}}} \quad (8.17)$$

avec P_{mas} la puissance nominale de la MAS. Les paramètres marqués d'une astérisque sont des paramètres estimés.

C. Résultats expérimentaux : Echange d'énergie entre le SISE et le réseau

L'essai présenté illustre le principe du défluxage développé précédemment. Les Fig. 8.14 et 8.15 représentent respectivement le flux imposé à la MAS, dont l'évolution est régie par (8.17), et la vitesse de la MAS, évoluant sur la plage 1500 à 3000 trs.min⁻¹. Pour réaliser cet essai une commande en source de courant du système de génération a été réalisée (Fig. 8.13) [REE04] [LEC04a].

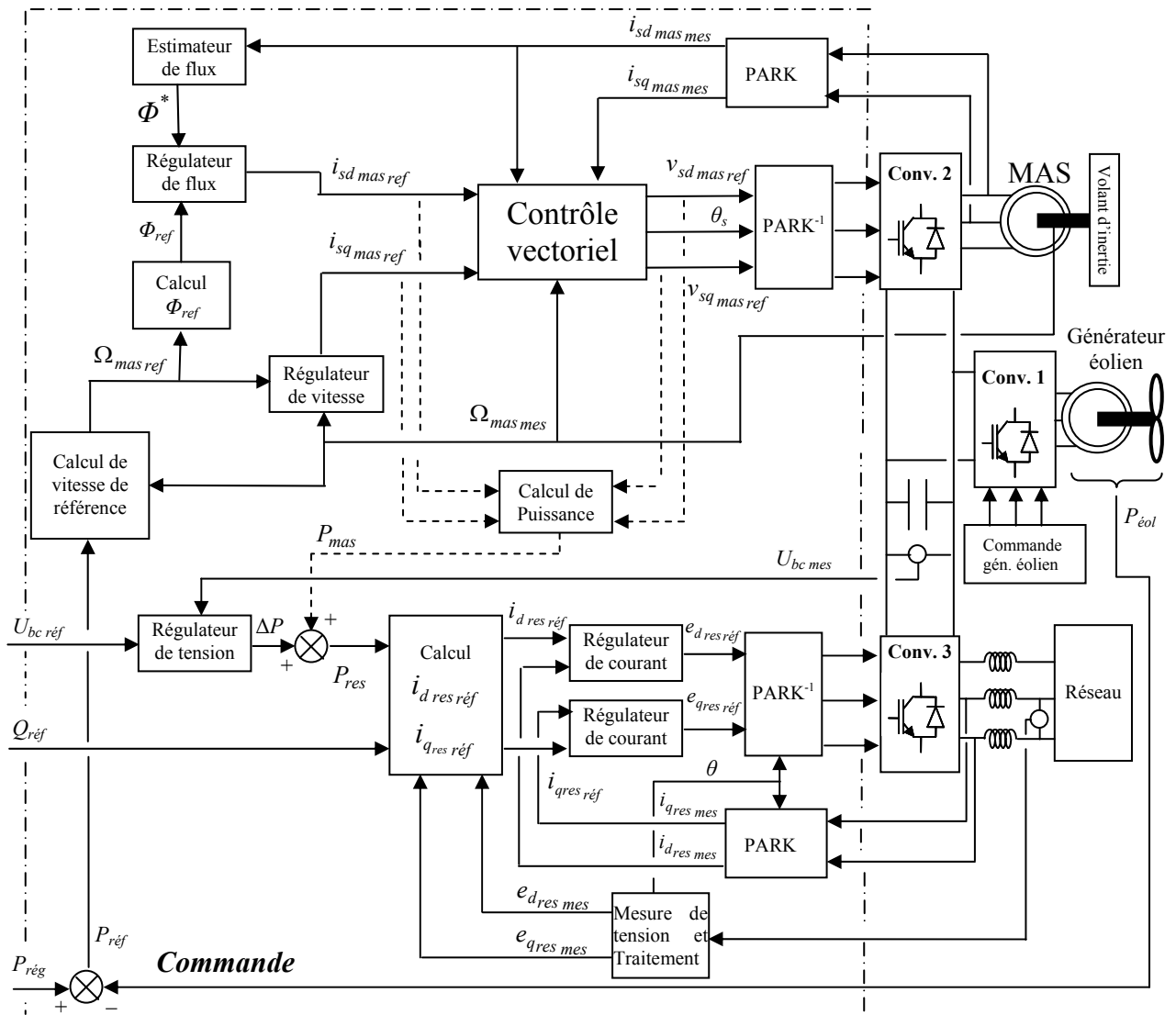


Fig. 8.13. Schéma de commande du SISE et du convertisseur connecté au réseau.

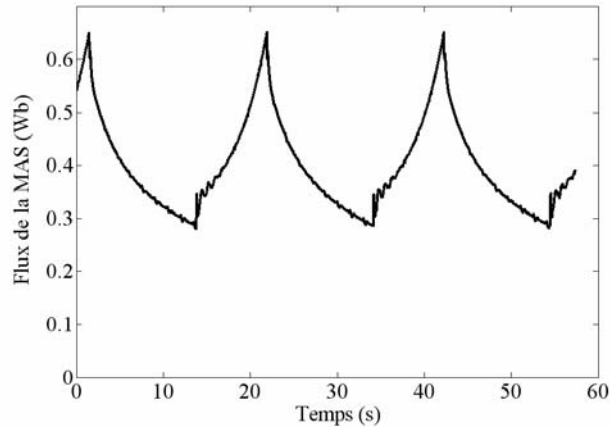


Fig. 8.14. Flux de la MAS.

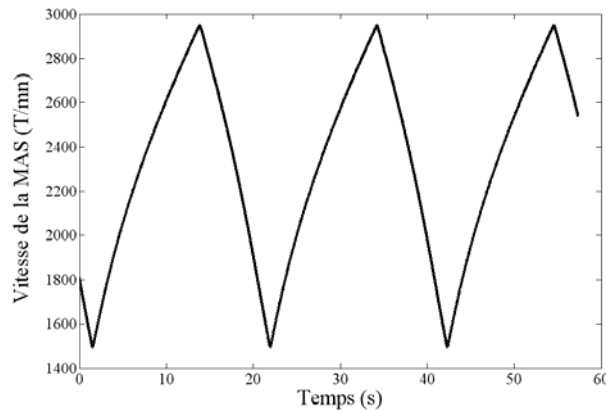


Fig. 8.15. Vitesse de la MAS.

VI. La connexion au réseau : CAR

A. Implantation

La structure de commande présentée au chapitre 6 a été implantée au niveau du contrôleur du convertisseur 3 du banc d'essais (Fig. 8.16). La tension du bus continu a été réglée à 400 V à l'aide d'un auto-transformateur et d'un convertisseur PD3.

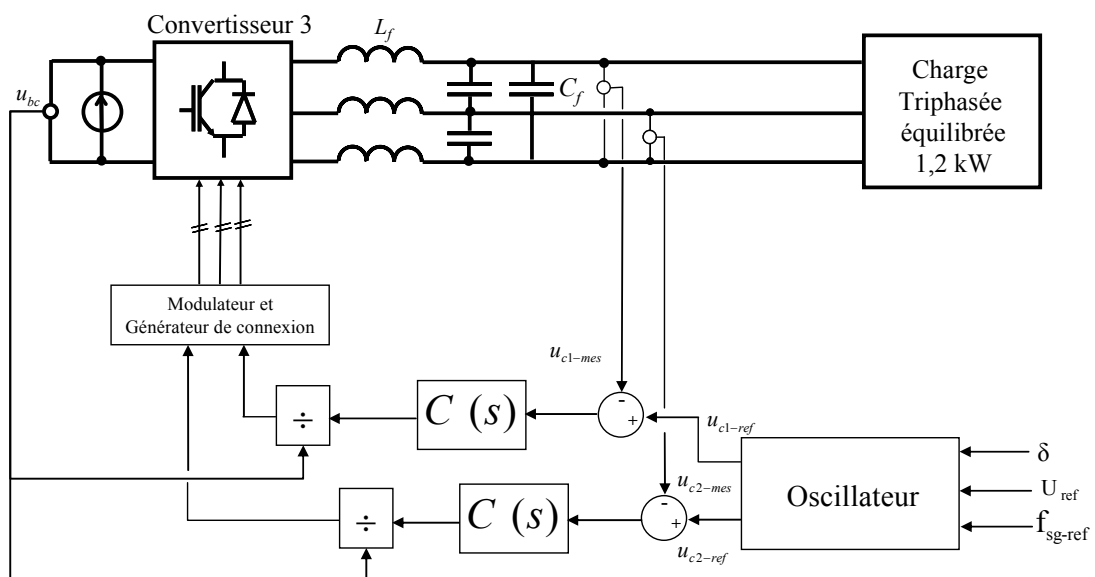


Fig. 8.16. Schéma de l'interface réseau.

B. Résultats expérimentaux

1) Essai en îloté, charge équilibrée

La valeur efficace des tensions u_{c1-ref} et u_{c2-ref} est réglée à 220 V (U_{ref}) et l'angle δ à 0. La puissance absorbée par la charge est réglée à 1200 W. La fréquence f_{sg-ref} est fixée à 50 Hz. La Fig. 8.17 montre la mesure de la tension en sortie du convertisseur u_{m1} ainsi que la tension u_{c1} . La Fig. 8.18 présente la mesure du courant en sortie du convertisseur, i_{f1} . La Fig. 8.19 illustre la mesure du courant traversant un condensateur. La Fig. 8.20 présente la mesure du courant dans une phase de la charge i_{ch} . La Fig. 8.21 montre la mesure des fonctions de conversion. La Fig. 8.22 illustre la puissance absorbée par la charge. La Fig. 8.23 présente les tensions de référence et mesurées aux bornes des condensateurs. La Fig. 8.24 montre les courants en sorties du convertisseur i_{f1} , i_{f2} et i_{f3} . La Fig. 8.25 présente la tension du bus continu. Les Fig 8.16 à 8.20 ont été relevées à l'aide d'un oscilloscope. Les Fig. 8.21 à 8.25 ont été relevées par l'intermédiaire de la carte DS 1104.

La tension du bus continu est réglée à 400 V (Fig. 8.25). Les tensions et les courants au niveau de la charge sont assez bien filtrés (Figs. 8.17 et 8.20). Les Figs. 8.18 et 8.24 montrent que les relevés par l'intermédiaire de la carte DSPACE sont filtrés. Les références en tension sont bien suivies, mais il apparaît une déformation de l'onde sinusoïdale lorsqu'elle atteint son maximum positif et négatif (Fig. 8.23) qui pourrait être due à la bande passante des capteurs ou à la présence d'un filtre. En analysant les Figs. 8.18 et 8.24, il est constaté la présence de l'harmonique 3 dans l'onde des courants de sortie du convertisseur. Cet harmonique devrait être absent avec l'utilisation d'un convertisseur MLI triphasé. Il peut être du aux fonctions de conversion qui ne sont pas parfaitement équilibrées (Fig. 8.21) ou à une capacité du filtre LC qui n'aurait pas une valeur identique aux autres. Néanmoins, les Figs 8.18, 8.19 et 8.20 montrent que l'harmonique 3 reste présent dans le courant qui traverse les condensateurs, mais il disparaît au niveau du courant absorbé par la charge. Ceci en raison de la présence des trois capacités couplées en triangle qui piègent la composante homopolaire.

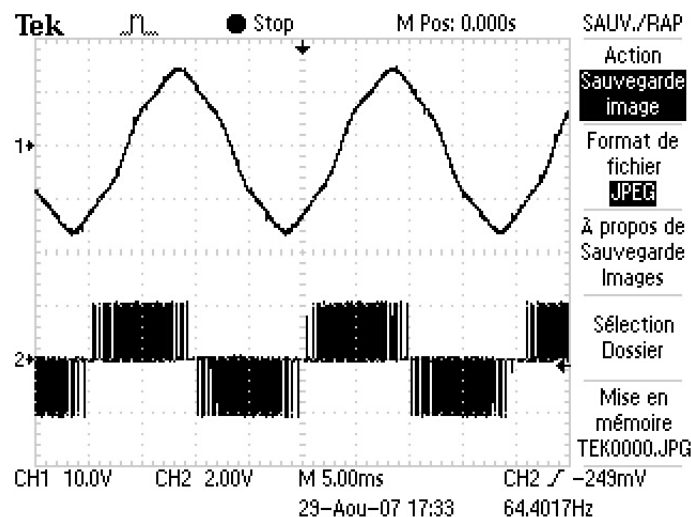


Fig. 8.17. Allure de la tension en sortie du convertisseur (bas) et aux bornes des condensateurs (haut).

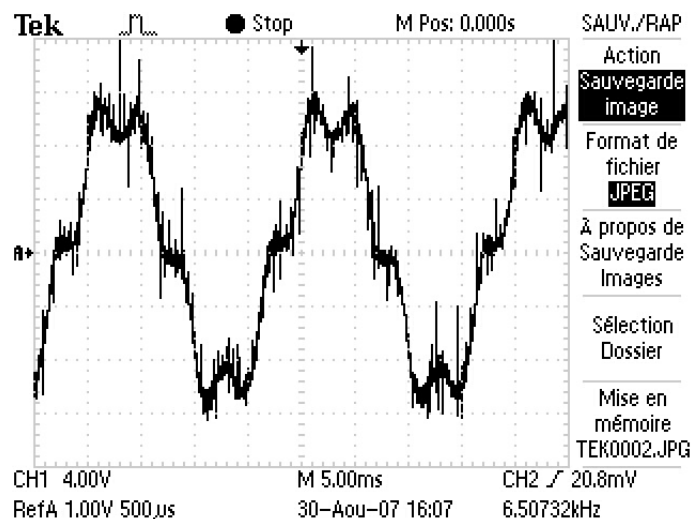


Fig. 8.18. Allure du courant en sortie du convertisseur i_c .

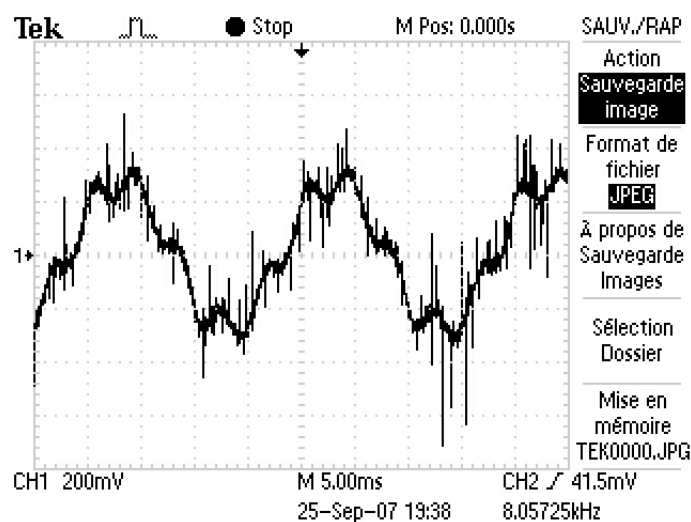


Fig. 8.19. Allure du courant traversant les condensateurs.

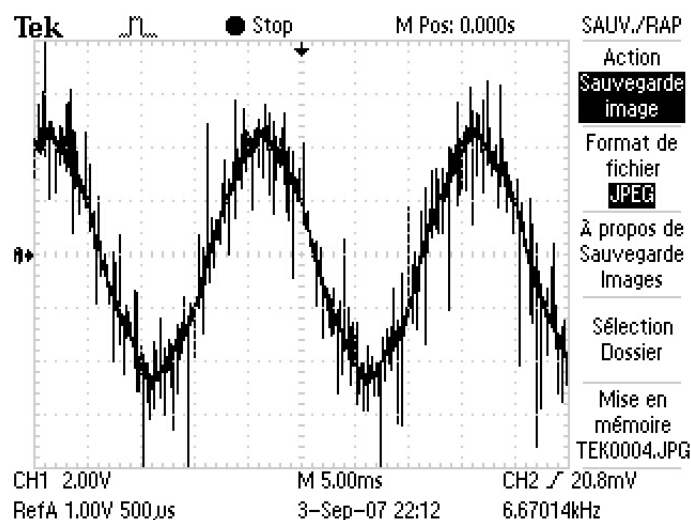


Fig. 8.20. Allure du courant dans la charge i_{ch} .

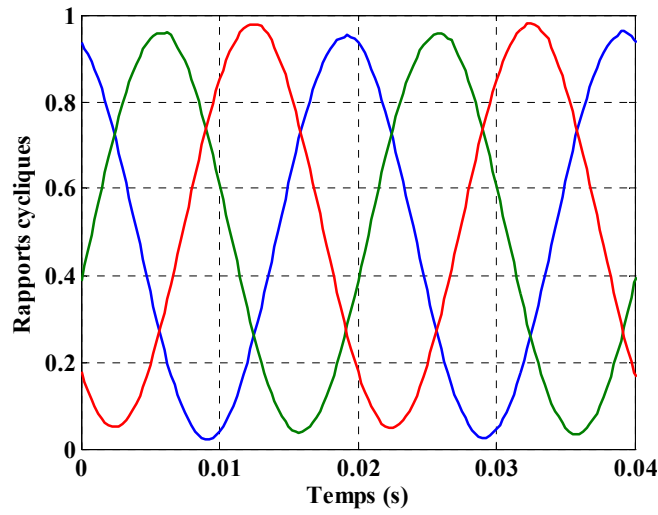


Fig. 8.21. Fonctions de conversion.

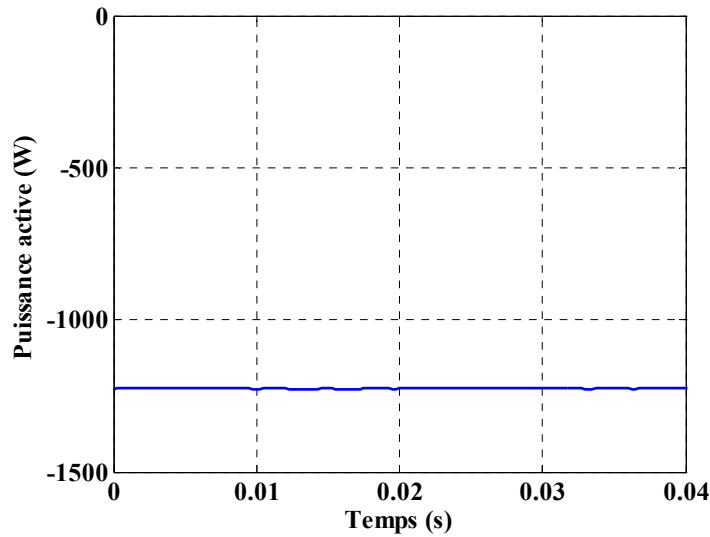


Fig. 8.22. Puissance absorbée par la charge.

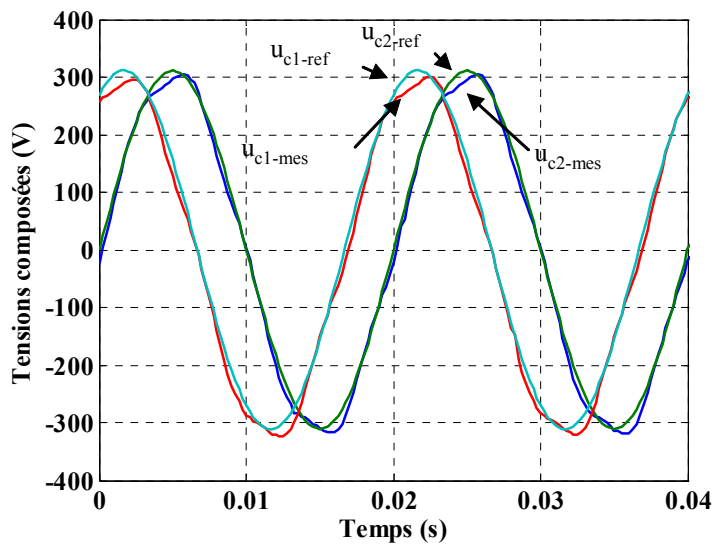


Fig. 8.23. Tensions u_{c1-ref} et u_{c1-mes} (à gauche) et u_{c2-ref} et u_{c2-mes} (à droite).

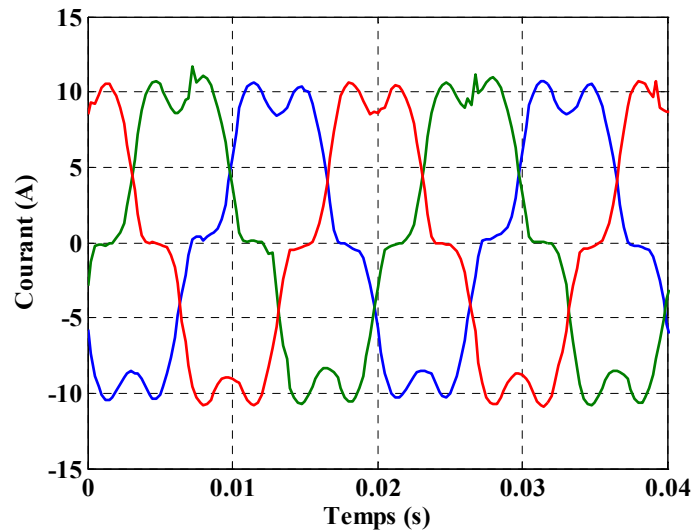


Fig. 8.24. Courants dans les trois phases en sortie du convertisseur i_f .

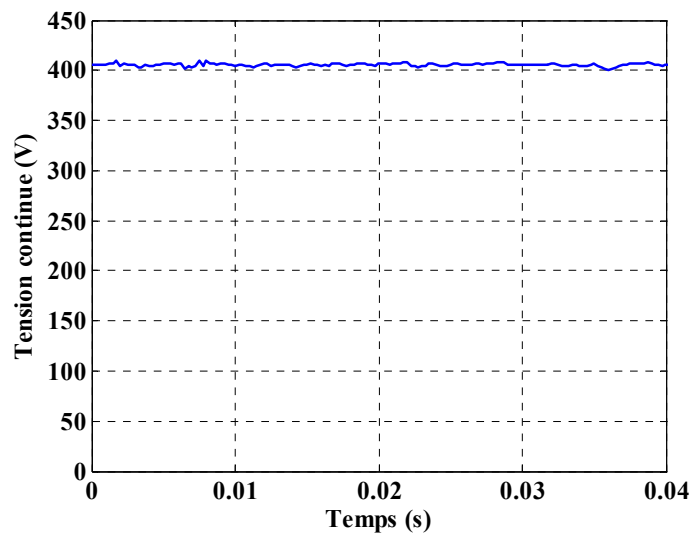


Fig. 8.25. Tension du bus continu u_{bc} .

2) Essai en îloté, charge déséquilibrée

L'essai précédent est repris en déconnectant une phase de la charge. La Fig. 8.26 montre les tensions de référence et mesurées aux bornes des condensateurs. La Fig. 8.27 montre les courants en sorties du convertisseur i_{f1} , i_{f2} et i_{f3} .

Malgré le déséquilibre de la charge, les tensions u_{c1} et u_{c2} restent équilibrées (Fig. 8.26) ce qui confirme l'intérêt de régler les tensions composées. On constate la même déformation des ondes de tension au niveau de leur valeur maximale. Les courants de sortie du convertisseur sont déséquilibrés (Fig. 8.27). On constate toujours la présence de l'harmonique 3.

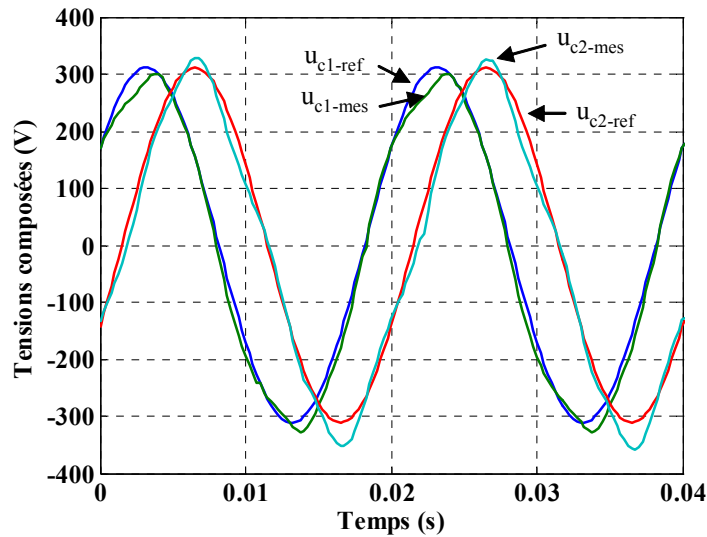


Fig. 8.26. Tensions u_{c1-ref} et u_{c1-mes} (à gauche) et u_{c2-ref} et u_{c2-mes} (à droite).

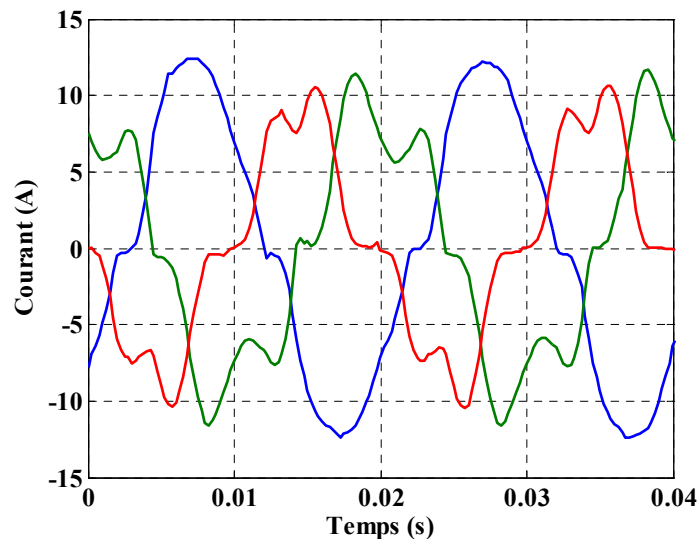


Fig. 8.27. Courants dans les trois phases en sortie du convertisseur i_c .

VII. Conclusion

Les différentes parties de la plate-forme expérimentale, l'Emulateur de Turbine Eolienne (ETE), la Machine Synchronique à Aimant Permanents (MSAP), le Système Inertiel de Stockage d'Énergie (SISE), et la Connexion Au réseau (CAR) ont été décrites dans ce chapitre. Les différents relevés expérimentaux présentés permettent de valider leurs fonctionnements respectifs, de façon indépendante ainsi que les simulations numériques des précédents chapitres. La poursuite du développement de cette plate-forme va consister à réaliser la connexion au réseau en utilisant la configuration de la Fig. 8.16 en mesurant la fréquence du réseau à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase. Ensuite le fonctionnement de l'ensemble des parties sera réalisé sur réseau et en îlotage. Les différents superviseurs développés dans ce mémoire pourront alors être testés. Enfin, La détection de l'îlotage fera également l'objet d'études et d'expérimentations sur cette plate-forme afin de pouvoir réaliser le passage d'un fonctionnement sur réseau à un fonctionnement en îloté.

Conclusion de la troisième partie

Les simulations numériques présentées dans cette partie ont permis de montrer que le système de génération étudié pouvait fonctionner sur différentes configurations de réseau à fréquence fixe ou variable. Il est capable de fonctionner, tant qu'il y a du vent, en réseau séparé tout en réglant la tension et la fréquence du réseau avec des charges fixes ou variables. Un superviseur, utilisant la logique floue, a été développé pour maintenir l'état du système de stockage inertiel à un niveau haut en réseau connecté. Ceci afin de disposer d'une réserve d'énergie lors d'un passage en réseau îloté. Les résultats expérimentaux concernent les différentes parties du système de génération, prises de façon isolée. La commande de l'interface réseau a été expérimentée en îloté, sur charge équilibrée ou déséquilibrée. Ces essais ont permis de valider les commandes des différents systèmes développés dans ce mémoire.

Conclusion générale et Perspectives

L'impact des générateurs éoliens actuels sur les réseaux électriques a été discuté. De nos jours peu de stratégies de commande de ces générateurs prennent en compte les problèmes liés à la sûreté des réseaux. Néanmoins, des solutions émergent.

Ensuite, une structure associant un générateur éolien à vitesse variable, constitué d'un générateur synchrone à aimants permanents, et d'un système de stockage inertiel d'énergie a été proposée. Elle offre une possibilité pour les systèmes de génération à base d'éolien de participer aux services système. Les points essentiels du système de génération proposé sont :

- un fonctionnement équivalent à une source de tension en réseau séparé (ou îloté) ou connecté ;
- un contrôle de la puissance active renvoyée au réseau et un réglage de la tension au point de connexion en réseau connecté ;
- un fonctionnement en réseau séparé, si le vent le permet, tout en alimentant des charges fixes ou variables et en contrôlant la valeur efficace et la fréquence de la tension ;
- une utilisation de correcteurs résonnants permettant de contrôler directement les grandeurs alternatives (tensions) permettant au système d'alimenter des charges équilibrées ou déséquilibrées ;
- une adjonction d'un système de stockage inertiel permettant de lisser la puissance active et d'avoir à disposition une réserve d'énergie en cas de besoin au niveau du réseau ;
- une utilisation d'un superviseur à logique floue permettant de gérer le stockage à un niveau haut afin de se retrouver dans une configuration permettant d'aider au mieux le réseau lors d'une sollicitation en puissance comme une participation au réglage primaire de fréquence ou lors d'un passage en îlotage.

Enfin, des résultats expérimentaux ont permis de valider les commandes du générateur éolien et du système de stockage inertiel ainsi que la commande de l'interface réseau en îloté.

Cependant, plusieurs points restent à explorer :

- Intégrer un superviseur permettant de participer au réglage primaire de fréquence proche de ceux développés dans de précédents travaux [COU06] [COU07a] [COU07b] [DAV07] ;
- Développer une commande du système de génération avec deux boucles de correcteur résonnant en cascade, une sur les courants et l'autre sur les tensions [LEC03c]. Une telle commande pourrait permettre un meilleur contrôle du

courant lors d'un défaut sur le réseau (court – circuit, creux de tension). Cette configuration fonctionne avec un réseau à fréquence fixe. Elle doit être étudiée pour un réseau à fréquence variable. Il reste à régler le problème de la saturation des courants où le risque est d'envoyer une référence constante et non sinusoïdale ;

- Une autre possibilité de commande du système de génération est d'avoir un fonctionnement en source de courant en réseau connecté et un fonctionnement en source de tension en réseau séparé. Ceci à l'aide de correcteurs résonnants. La reconfiguration de la commande lors du passage du réseau connecté au réseau séparé nécessitera une détection de l'îlotage ;

- Gérer des échanges d'énergie entre les systèmes de génération pendant l'îlotage notamment lorsqu'une éolienne est soumise à un vent faible, que le stockage associé est à un niveau bas et que les autres systèmes peuvent fournir. Il a déjà été étudié qu'il était possible de réaliser un tel échange de l'énergie. Il reste à développer un superviseur ;

- Comprendre la répartition des puissances en réseau séparé selon le type de superviseur étudié.

Bibliographie

. Livres, Articles, Revues....

A.

- [ACK05] T. Ackermann, « Wind power in power systems », Wiley, 2005, ISBN 0-470-85508-8.
- [ARR01a] Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, www.legifrance.gouv.fr.
- [ARR01b] Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique, www.legifrance.gouv.fr.
- [ARR03a] Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique, www.legifrance.gouv.fr.
- [ARR03b] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique, www.legifrance.gouv.fr.
- [ARR03c] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique, www.legifrance.gouv.fr.
- [ARR03d] Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Arrêté du 22 avril 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique », Ministère de l'économie des finances et de l'industrie. www.legifrance.gouv.fr.
- [ASS94] Patrick Assailly, « Postes à haute et très haute tension : installation de conduite et de contrôle », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 576, Juin 1994.

B.

- [BAR96] P. Bartholomeus, P. Lemoigne, C. Rombaut, « Etude des limitations en puissance des convertisseurs et apport des techniques multiniveaux », actes du colloque Electronique de puissance du futur, EPF'96, Grenoble, 1996, pp. 121 – 126.
- [BAR04] J.P. Barton, D.G. Infield, « Energy storage and its use with intermittent renewable energy », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, N°2, juin 2004, pp. 441 – 448.
- [BAS96] Patrick Bastard, Michel Meunier, « Le réglage fréquence – puissance dans un réseau d'énergie », la revue 3EI, Vol. 6, 1996, pp. 3-9.
- [BEA00] www.beaconpwr.com

Bibliographie

- [BER03] François Bernaut, « Modulations MLI et MPI », Techniques de l'ingénieur, Traité d'électronique, E3967, Mars 2003.
- [BER06] L. Berthet, X. Mamo, X. Yang, « Evolution de la qualité de l'énergie électrique », journées de la section électrotechnique du club EEA, Supélec, Gif – sur – Yvette, Mars 2006.
- [BOR98] P. Borne, J. Rozinoer, J. Y Dieulot, L. Dubois, « Introduction à la commande floue », Editions Technip, 1998, ISBN 2-7108-0721-1.
- [BOR00] Pierre Bornard, « Conduite d'un système de production – transport », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 080, Novembre 2000.
- [BOR01] U.Borup, F.Blaabjerg, P.N.Enjeti, « Sharing of Nonlinear Load in Parallel-Connected Three-Phase Converters », IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, n°6, pp. 1817-1823, November/December 2001.
- [BOR05] Pierre Bornard, Michel Pavard, Georges Testud, « Réseaux d'interconnexion et de transport : réglages et stabilité », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 092, Aout 2005.
- [BOU00] Alain Bouscayrol, Xavier Guillaud, Jean – Paul Hautier, Philippe Delarue, « Macro Modélisation des conversions électromécaniques – Application à la commande des machines électriques », RIGE, Volume 3, n°2/2000, pp. 257 – 282.
- [BOU06] Bousseau P., Belhome R., Monnot E., Laverdure N., Boëda D., Rove D., Bacha S., « Contribution of wind farms to ancillary service », CIGRE 2006, Paris.
- [BUH94] Hansruedi Bühler, « Réglage par logique floue », Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Collection Electricité, 1994, ISBN 2 – 88074-271-4.

C.

- [CAI05] Raphaël Caire, Nicolas Retiere, Nouredine Hadjsaid, Sylvain Martino, « Distribution network impact assessment of low voltage distributed generation », RIGE, Volume 8, N°3-4/2005, pp. 355 – 376.
- [CAM03] Camblong, Haritza, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable ». Th : Automatique : Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Bordeaux : 2003, 274 p.
- [CAR95] J. P. Caron, J. P. Hautier, « Modélisation et commande de la machine asynchrone », Editions Technip, 1995, ISBN 2-7108-0683-5.
- [CHA05] Stéphane Chatelier, « Intégration de l'éolien dans le système électrique – Etude de fonctionnement dynamique sur creux de tension », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [CHE99] R. Chedid, F. Mirad et M. Basma, « Intelligent control of a class of wind energy conversion systems », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, 1999, n°4.

Bibliographie

- [CIM04a] G. Cimuca, M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns, « Performance analysis of an induction machine based flywheel energy storage system associated to a variable speed wind generator », Proceedings of the 9th International Conference on Optimization of electric and electronic Equipment, OPTIM 04, Brasov, Roumanie, 20-23 mai 2004.
- [CIM04b] G. Cimuca, M. Radulescu, C. Saudemont, B. Robyns, « Losses and efficiency of a flywheel energy storage system with permanent magnet synchronous machine associated to a variable speed wind generator », Proceedings of the 16th International Conference on Electrical Machines, ICEM 2004, Cracovie, 6-8 septembre 2004 (CD rom).
- [CIM05] G. Cimuca, « Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens », Th : Génie Electrique : Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers, Lille, 2005, 182 p.
- [CLE00] Jean pierre Clerfeuille, Sylvain Vitet, Cyril Lebrevelec, « Plan de défense des réseaux contre les incidents majeurs », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 807, Aout 2000.
- [COR95] Claude Corroyer et Pierre Duveau, « Protection des réseaux de transport et de répartition » ; Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 805, Mars 1995.
- [COE02] E.A.A.Coelho, P.C.Cortizo, P.F.D.Garcia, « Small-Signal Stability for Parallel-Connected Inverters in Stand Alone AC Supply Systems », IEEE Transactions on Industrial Applications, Vol. 38, n°2, pp. 533-542, March/April 2002.
- [COU02] J. Courault, « Production d'énergie sur ferme éolienne offshore », REE n°11, décembre 2002, pp. 80 – 89.
- [COU06] Vincent Courtecuisse, Benoît Robyns, Sophie Plumel, Bruno François, Jacques Deuse, « Capacity of a variable wind speed turbine to participate in primary frequency control », Sixth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Octobre 2006.
- [COU07a] Vincent Courtecuisse, Benoît Robyns, Bruno François, Sophie Plumel, Jacques Deuse, « Fuzzy logic based primary frequency control of variable speed wind generators », International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG07, Setubal, Portugal, 12-14 avril 2007.
- [COU07b] Vincent Courtecuisse, Mostafa El Mokadem, Benoît Robyns, Bruno François, Marc Petit, Jacques Deuse, « Association of wind turbine based dispersed generators and storage systems to participate in primary frequency control », 12th Conference EPE 2007, Aalborg, 2 – 5 septembre 2007.
- [CRA02] M. Crappe, « Contraintes techniques de l'intégration de la production décentralisée aux réseaux électriques », REE, N°11, Décembre 2002, pp. 69-79.
- [CRA03] Michel Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Hermès, Lavoisier 2003, ISBN 2-7462-0606-4.
- [CRE00] www.cre.fr.
- [CUN01] Guy Cuntz, « Eoliennes et aérogénérateurs, guide de l'énergie éolienne », Edisud - 2001, pp. 11 – 13.

D.

- [DAN01] Gundolf Dany, « Power reserve in interconnected systems with high wind power production », IEEE Power Tech Conference, 10th – 13th September, Porto, Portugal, 2001.
- [DAU07] Maxime Dauby, « Les mécanismes de défense du réseau de transport français », recueil de la journée SRBE – SEE « 4 novembre 2006 : retour d’expérience d’un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [DAV04] **A. Davigny, L. Leclercq, A. Ansel, B. Robyns, « Wind and storage system based dispersed generation contribution to a power grid ancillary services and network reliability », 2nd International conference on Securing Critical Infrastructures, CRIS 2004, October 25-27, 2004, Grenoble, France.**
- [DAV06a] **A. Davigny, B. Robyns, « Variable speed turbine based wind farm including storage system connected to a power grid or islanded », International Conference on Renewable Energy and Power Quality, ICREPQ’06, April 5-7, 2006, Palma de Mallorca.**
- [DAV06b] **A. Davigny, B. Robyns, « Fuzzy logic based supervisor of a wind farm including storage system and able to work in islanding mode », The 32nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 06, November 7-10, 2006.**
- [DAV07] **Davigny Arnaud, Courtecuisse Vincent, El Mokadem Mostafa, Robyns Benoît, Deuse Jacques, « Minimisation des fluctuations de fréquence dues aux générateurs éoliens », Electrotechnique du Futur 2007 (EF 2007), ENSEIHT, 6-7 Septembre 2007, Toulouse.**
- [DEB07] Karel De Brabandere, Bruno Bolsens, Jeroen Van den Keybus, Achim Woyte, Johan Driesen and Ronnie Belmans, « A voltage and frequency droop control method for parallel inverters », IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 22, N°4, July 2007, pp.1107-1115.
- [DEC00] Décret n° 2000 – 1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d’installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l’obligation d’achat d’électricité, article 2, Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie.
- [DEC03a] Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, Décret n°2003 – 588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport, www.legifrance.gouv.fr.
- [DEC03b] Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, Décret n°2003 – 229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution, www.legifrance.gouv.fr.
- [DEL93] Jean – Michel Delbarre, « Postes à haute et très haute tension », Techniques de l’ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 570, décembre 1993.
- [DEM06a] Francesco De Mango, Marco Liserre, Antonio Dell Aquila and Alberto Pigazo, « Overview of Anti – islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods », EPE-PEMC 2006, Portoroz, Slovenia, August 30 – September 1, 2006.

Bibliographie

- [DEM06b] Francesco De Mango, Marco Liserre, Antonio Dell Aquila, « Overview of Anti – islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods », EPE-PEMC 2006, Portoroz, Slovenia, August 30 – September 1, 2006.
- [DEU05] Jacques Deuse, « Services Système et Energie éolienne », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [DEU06] Jacques Deuse, Peter Van Meirhaeghe, « Production éolienne et fonctionnement du système », Revue E tijdschrift, N°2, juin 2006, pp. 21 – 25.
- [DIR01] Directive 2001/77/GE du parlement Européen et du conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de source d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
- [DOH05] Roman Doherty, Mark O'Malley, « A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity », IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N°2, May 2005, pp. 587 – 595.
- [DOU97] Alain Doulet, « Réseaux de distribution : Exploitation », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 230, février 1997.

E.

- [EDF00] Site Internet www.edf.fr.
- [EDF01] « Le contrat EMEURAUDE qualité des fournitures HTA », www.edf.fr.
- [ELA02] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, « Modélisation des générateurs éoliens à vitesse variable connectés à un bus continu commun », Forum International sur les Energies Renouvelables, FIER 2002, Tétouan, Maroc, 8-10 mai 2002, CD.
- [ELA04] El Aimani, Salma, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension ». Th : Génie Electrique : Ecole Centrale, Lille : 2004, 225 p.
- [ELM06] Mostafa, El Mokadem, « Modélisation et simulation d'un système hybride pour un site isolé. Problématique liée aux fluctuations et variations d'énergie au point de couplage ». Th : Génie électrique : Université du Havre : 2006, 131 p.
- [ELM07] M. El Mokadem, V. Courtecuisse, C. Saudemont, B. Robyns et J. Deuse, « Experimental Study of Wind Generator Participation to Primary frequency Control », Electromotion 2007, International Aegean Conference on Electric Machines, Power Electronics and Electromotion Joint Conference, Bodrum, Turkey, 9-2007.
- [EON00] « Wind report 2005 », www.eon.com.
- [ERL06] I. Erlich, K. Rensch, F. Shewarega, « Impact of large wind power generation on frequency stability », IEEE Power Engineering Society General Meeting, 18-22 June 2006.
- [EUR01] Energy storage. A key technology for decentralized power, power quality and clean transport, European committees, 2001, ISBN 92-894-1561-4.

F.

- [FOC00] Henri Foch, François Forest, Thierry Meynard, « Onduleurs de tension, Mise en œuvre », Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D 3 177, Août 2000.
- [FRA02] J-L. Fraisse, « Le raccordement de la production décentralisée en HTA et BT », REE, N°7, Juillet 2002, pp. 34-46.
- [FRA05a] B. François, B. Robyns, E. De Jaeger, F. Minne, « Technologies d'éolienne de forte puissance connectée au réseau de moyenne tension », REE, n°5, mai 2005, pp 65-74.
- [FRA05b] Bruno François, Emmanuel Dejaeger, « Solutions pour la connexion et l'apport aux services « système » d'éoliennes connectées au réseau moyenne tension », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [FRA99] Bruno François, Jean Paul Hautier, « Commande d'un onduleur triphasé de tension par modulateur de largeur et de position d'impulsions », RIGE, Volume 2 – N°3/1999, pp. 359 – 387.
- [FUL01] Didier Fulchiron, « Choix de base des réseaux MT de distribution publique », Cahier technique Schneider – Electric N°203, mars 2001.

G.

- [GAC97] Louis Gacogne, « Eléments de logique floue », Hermes, 1997, ISBN 2-866601-618-1.
- [GAI93] Emile Gain, « Réseaux de distribution : conception et dimensionnement », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 220, décembre 1993.
- [GAU05] Eric Gautier, Pierre Bousseau, Régine Belhomme, Samuel Nguefeu, « Revue de solutions pour l'intégration de l'éolien dans les réseaux électriques », REE, N°5, Mai 2005, pp. 59-64.
- [GOS06] J. Gosset, T. Ranchin, « Bilan et prospective de la filière éolienne française Rapport final », Contrat ARMINES/ADEME n°50722, 10 février 2006, Mines de Paris, Centre Energétique et Procédés.
- [GRA05] Jean – Yves Grandidier, « Eolien et Hydraulique, des fiançailles réussies », Revue Systèmes solaires, N°165, 2005, pp.39-42
- [GRE01] Damien Grenier, Francis Labrique, Hervé Buyse, Ernest Matagne, « Electromécanique – Convertisseurs d'énergie et actionneurs », Dunod, ISBN 2-10-005325-6, 2001.
- [GUI99] Xavier Guillaud, Jean Paul Hautier, Jean Pierre Caron, Philippe Degobert, « Commande en vitesse d'une charge entraînée par un ensemble machine à courant continu, hacheur en pont, Documents des journées 3EI 1999 PARIS.

H.

- [HAU97] J. P. Hautier, J. P. Caron, « Systèmes automatiques – TOME 2 – Commande des processus », éditions ellipses, 1997.
- [HAU99a] J. P. Hautier, J. P. Caron, « Convertisseurs statiques – Méthodologie causale de modélisation et de commande », Editions Technip, 1999, ISBN 2-7108-0745-9
- [HAU99b] JP. Hautier, X. Guillaud, F. Vandecasteele, M. Wulveryck: « contrôle de grandeurs alternatives par des correcteurs résonnants », revue internationale de génie électrique-vol2-n°2/1999.
- [HAU99c] Jean Paul Hautier, Jean Faucher, Jean – Pierre Carron, « Le graphe informationnel Causal, un outil pour analyser, comprendre, représenter », Documents des journées 3EI 1999 PARIS.
- [HAU00] E. Hau, Wind turbines, Springer, 2000.
- [HEB02] R. Hebner, J. Beno, A. Walls, « Flywheel batteries come around, IEEE spectrum », Avril 2002, pp. 46 – 51.
- [HEI06] Siegfried Heier, « Wind Energy Conversion Systems », Wiley 2006, ISBN 0-470 – 86899 - 6.
- [HOF06] Erik. S. Hoff, Lars E. Norum, « Islanding for distributed generation », The 32nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 06, November 7-10, 2006, CNAM, Paris, France.
- [HOL04] Hannele Holtinen, « The impact of large scale wind power production on the Nordic electrical system », VTT Processes, Finlande, Décembre 2004.

I.

- [IOA05] Serban, Ioan, « Contributions to the control of variable speed generators for renewable energy ». Th : Génie Electrique : University Polilthenica of Timisoara, Faculty of Electrical Engineering, Timisoara : 2005.

J.

- [JEN00] N. Jenkins, R.Allan, P.Crossley, D.Kirschen and G.Strbac, « Embedded generation », The Institution of Electrical Engineers (IEE), London, 2000, ISBN 0-85296-774-8.

K.

- [KAN01] C. Kana, M. Thamodharan, A. Wolf, « *System management of a wind-energy converter* », IEEE on Power Electronics, vol. 16, no 3, may 2001.
- [KUN94] Prabha Kundur, « Power system stability and control », McGraw-Hill, Inc, ISBN 0-07-035958-X, 1994.

- [KUS05] Alexander Kusko, John Dedad, « Short term, long term, Energy storage methods for standby electric power systems », IAS 2005, Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005, Volume 4, Issue , 2-6 Oct. 2005 Page(s): 2672 - 2678 Vol. 4.

L.

- [LAB95] Francis Labrique, Guy Segulier, Robert Bausière, « Les convertisseurs de l'électronique de puissance, La conversion continu – alternatif », Tome 4, 2^{ème} édition, TECHNIQUE & DOCUMENTATION – LAVOISIER, 1995.
- [LAD02] Philippe Ladoux, Michel Metz, « Utilisation de l'onduleur de tension MLI pour la correction du facteur de puissance », Revue 3EI, n°28, Mars 2002, pp. 5 – 15.
- [LAL05] Gillian Lalor, Alan Mullane and Mark O'Malley, « Frequency control and wind turbine technologies », IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 20, NO. 4, November 2005, pp. 1905 – 1913.
- [LAR02a] Ake Larsson, « Flicker emission of wind turbines during continuous operation », IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, No 1, March 2002, pp.114 – 118.
- [LAR02b] Ake Larson, « Flicker emission of wind turbines caused by switching operations », IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, No 1, March 2002, pp.119 – 123.
- [LAR05] C. Larouci, « L'énergie éolienne : état de l'art », Revue 3EI, n°40, Mars 2005, pp. 33-40.
- [LAV04] N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, « Technologie des systèmes éoliens – Intégration dans les réseaux électriques », Revue 3EI, n°39, décembre 2004, pp. 14-25.
- [LEC01] Philippe Leconte, Marc Rapin, Edmond Szechenyi, « Eoliennes », Techniques de l'ingénieur, BM 4640, janvier 2001.
- [LEC03a] L. Leclercq, B. Robyns, J. M. Grave, « Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators », Mathematics and computers in simulation, 63, 2003, pp. 271 – 280.
- [LEC03b] L. Leclercq, C. Saudemont, B. Robyns, G. Cimuca, « Flywheel energy storage system to improve the integration of wind generators into a grid », Electromotion, Vol. 10, N°4, 2003, pp. 641 -646.
- [LEC03c] Ludovic Leclercq, Aymeric Ansel, Benoît Robyns, « Autonomous high power variable speed wind generator system », EPE 2003, 2-4 septembre, Toulouse, France.
- [LEC04a] Leclercq, Ludovic, « Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes ». Th : Génie Electrique : Université des Sciences et Technologies de Lille, Villeneuve d'Asq, 2004, 171 p, n°3563.

- [LEC04b] L. Lelcercq, A. Davigny, A. Ansel, B. Robyns, « Grid connected or islanded operation of variable speed wind generators associated with flywheel energy storage systems », **Proceedings of the 11th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE – PEMC 2004, Riga, 2-4 septembre 2004.**
- [LEO02] Werner Leonhard, « Feeding the grid from regenerative sources, the way to a sustainable Energy Supply ? », EPE journal, Vol 12, N°3, August 2002.
- [LES81] J. Lesenne, F. Notelet, G. Séguier, « Introduction à l'électrotechnique approfondie », Technique et Documentation, 1981, ISBN 2-85206-089-2
- [LEV07a] Clotilde Levillain, « Le 4 novembre 2006 : Un samedi soir pas comme les autres », recueil de la journée SRBE – SEE_ L2EP « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [LEV07b] Clotilde Levillain, « Incident du 4 novembre 2006 : Recommandations », recueil de la journée SRBE – SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [LOI00] Loi n°2000 – 108 du 10 février 2000, Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, www.legifrance.gouv.fr.
- [LUO06] Changling Luo, Boon – Teck Ooi, « Frequency deviation of thermal power plants due to wind farms », IEEE Transactions on power systems, vol. 21, n° 3, September 2006, pp. 708-716.

M.

- [MAN05] J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L Rogers, « Wind Energy Explained. Theory, Design and application », Wiley 2005, ISBN 0 – 471 – 49972 – 2.
- [MAR03] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, Techniques de l'ingénieur, Traité de Génie Electrique, mai 2003, D4030.
- [MAR06] T. Margotin, P. Juston, M.P. Houry, « Les services systèmes : l'expérience RTE », journées de la section électrotechnique du club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », Supélec, Gif – sur – Yvette, Mars 2006.
- [MEN03] Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy, « L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés: des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés », Cahier de recherche LEPII, série EPE, N.32, mars 2003, www.upmf-grenoble.fr/iepe.
- [MEM04] RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », Edition 2004, www.rte-france.com.
- [MER05] A. Merlin, « Renewables : to what extent can the existing French system cope with dispersed generation ? », Electra (CIGRE), N° 219, avril 2005, pp. 4-11.
- [MOR05a] Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, « Rides through of wind turbines with doubly fed induction generator during a voltage dip », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n°2, JUNE 2005, pp.435-441.

Bibliographie

- [MOR05b] Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, J.A. Ferreira, « Contribution of DG units to primary frequency control », Future Power Systems, 2005 International Conference on Volume , Issue , 16-18 Nov. 2005.
- [MOR06a] Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, J. A. Ferreira, « Primary Power/Frequency Control with Wind turbines and fuel cells », IEEE PES General Meeting 2006, Montreal, Canada, June 2006.
- [MOR06b] Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, W.L. King, J. A. Ferreira, « Wind turbines Emulating inertia and supporting primary frequency control », IEEE Transactions on power systems, vol. 21, n° 1, February 2006, pp. 433 – 434.
- [MUL04] B. Multon, X.Roboam, B.Dakyo, C.Nichita, O.Gergaud, H.Ben Ahmed, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'ingénieur, D3960, 2004.
- [MUL05a] Alan Mullane, Gordon Lightbody, R. Yacamini, « Wind turbine fault ride – through enhancement », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n°4, november 2005, pp.1929-1937.
- [MUL05b] Mullane A., O'Malley M., « The inertial response of induction machine based wind turbines », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n° 3, 2005, pp 1496-1503.

N.

- [NOU84] Marcel Nougaret, « Principes généraux de correction », Techniques de l'ingénieur, R7405, Avril 1984.

P.

- [PAL05] B. Paluch, « Introduction à l'énergie éolienne », REE, n°5, mai 2005, pp. 35-50.
- [PAN04] Yann Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque ». Th : Génie Electrique : Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Lille : 2004, 148 p.
- [PIE01] J. Pierquin, B. Vulturescu, A. Bouscayrol, J. P. Hautier, « Behaviour Model Control Structures for an Electric Vehicle », EPE 2001, GRAZ
- [PIE05] J. Pierquin, B. Robyns, « Variable speed wind generator network interface power control based on resonant controller », Electromotion 2005, 27 – 29 septembre, Lausanne, Suisse.
- [PLU07] Sophie Plumel, « Les attentes du régulateur français après la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006 », recueil de la journée SRBE – SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [POI03] Poitiers, Frédéric, « Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne ». Th : Electronique et génie électrique : Université de Nantes : 2003, 166 p.

Bibliographie

- [POL00] Dubois M, H Polinder, J A Ferreira, « Comparison of generator topologies for direct-drive wind turbines ». In: NorPIE/2000 workshop proceedings. 2000 IEEE Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (Aalborg, June 13-16, 2000), Aalborg University, Aalborg, 2000, p. 22-26. ISBN: 87-89179-29-3, cat. c, Project code: ET00-13.
- [POL05] Henk Polinder, Sjoerd W.H de Haan, Maxime R. Dubois, Johannes G. (Han) Slootweg, « Basic Operation Principles and Electrical Conversion Systems of Wind Turbines », EPE Journal, Vol. 15, n°4, December 2005, pp. 43 – 50.
- [PUR91] Christian PURET, « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Cahier technique Schneider – Electric N°155, septembre 1991.

R.

- [RAI02] Bertrand Raison, Ana Morales, Michel Crappe, Jacques Trecat, « L'énergie électrique éolienne. Partie I. Présentation générale et approche probabiliste », RIGE, Vol 5, N°3-4/2002, pp. 455 – 483.
- [RAP05] Carole Rap, « Variable localement, Régulière globalement », Revue Systèmes solaires, N°165, 2005, pp.36-38
- [REE03] Accumulateur : 40 MW pendant 7 minutes, REE, N°10, novembre 2003, pp. 8.
- [REE04] C. Saudemont, L. Leclercq, B. Robyns, G. Cimuca, M. Radulescu, «Développement d'un émulateur Temps Réel d'un Système de Génération Eolienne Associé à un Stockage Inertiel d'Énergie », REE, n°11, pp. 49-59, Décembre 2004.
- [ROB95] B. Robyns, Y. Fu, F. Labrique, H. Buyse, « Commande numérique de moteurs synchrone à aimants permanents de faible puissance », Journal de Physique III, T. 5, N°8, August 1995, pp. 1255-1268.
- [ROB00] B. Robyns, « Commande vectorielle du moteur asynchrone – Développement d'une étude théorique de la sensibilité paramétrique », Habilitation à Diriger les Recherches, USTL, 2000.
- [ROB04] Benoît Robyns, Patrick Bastard, « Production décentralisée d'électricité : contexte et enjeux techniques », La revue 3EI, N°39, Décembre 2004, pp. 5-13.
- [ROB05a] **Benoît Robyns, Aymeric Ansel, Arnaud Davigny, Christophe Saudemont, Gabriel Cimuca, Mircea Radulescu, Jean Michel Grave, « Apport du stockage de l'énergie à l'intégration des éoliennes dans les réseaux électriques. Contribution aux services systèmes. », REE, N°5, Mai 2005, pp. 73-83.**
- [ROB05b] **Benoît Robyns, Aymeric Ansel, Arnaud Davigny, Christophe Saudemont, Gabriel Cimuca, Mircea Radulescu, Jean-Michel Grave, Bruno François, « Contribution du stockage de l'énergie électrique à la participation aux services systèmes des éoliennes », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.**

- [ROB06] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Actes des journées 2006 de la section Electrotechnique du Club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », les 15 et 16 mars 2006, Supélec, Gif-sur-Yvette, France et J3EA, Vol. 5 – Hors Série 1 (2006), DOI: 10.1051/j3ea :2006028.
- [ROB07a] Benoît Robyns, Vincent Courtecuisse, Arnaud Davigny, Mostafa El Mokadem, Christophe Saudemont, « Comportement de l'éolien », recueil de la journée SRBE – SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [ROB07b] Benoît Robyns, Bruno François, Philippe Degobert, Jean – Paul Hautier, « Commande vectorielle de la machine asynchrone – Désensibilisation et optimisation par la logique floue », Editions Technip, 2007, ISBN 978 – 2 – 7108 – 0834 – 3.
- [ROD02] J. L. Rodriguez – Amenedo, S. Arnalte et J. C. Burgos, « Automatic generation control of wind farm with variable speed wind turbine », IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, 2002, n°2.
- [ROG04] Rogez, Vincent, « Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études dynamiques des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. », Th : Génie Electrique : Université d'Artois, Béthune : 2004, 208 p.
- [RTE00] Site Internet www.rte-france.com.
- [RTE01] « Référentiel technique RTE », www.rte-france.com.
- [RTE02] RTE, Dossier « Un débat public amont pour un projet d'infrastructure », www.rte-france.com.
- [RTE03] « Service qualité + », www.rte-france.com.
- [RTE04] « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité de France », Edition 2005, pp. 64-67, www.rte-france.com
- [RTE05] RTE, Dossier « Les chemins de l'électricité », www.rte-france.com.
- [RUN06] Jesper Runge Kristoffersen, « the horns rev wind farm and the operational experience with the wind farm Main controller », Revue E tijdschrift, N°2, juin 2006, pp. 26 – 31.

S.

- [SAB06a] Jean – Claude Sabonnadière, « Nouvelles technologies de l'énergie 1 », Hermès lavoisier, 2006, pp. 137 – 178, ISBN Volume 1 : 2-7462-1376-1.
- [SAB06b] Jean – Claude Sabonnadière, « Nouvelles technologies de l'énergie 2 : Stockage et technologie à émission réduite », Hermès Lavoisier, 2006, pp. 27 – 74, ISBN Volume 2 : 978-2-7462-1502-3.
- [SCH05] Daniel Schlecht, « Large Scale Integration of Wind Power into the German Electricity System », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [SEG04] Guy Seguier, Robert Bausière, Francis LABRIQUE, « Electronique de puissance », Dunod, 2004, ISBN 2100485008.

Bibliographie

- [SER04a] S. Serpu, Y. Besanger, N. Hadjsaid, « Performance control for better power systems security in a regulated environment : a survey », Proceedings of the 2nd International Conference on securing Critical Infrastructures, CRIS 2004, Grenoble, 25 – 27 October 2004.
- [SER04b] S. Serpu, Y. Besanger, N. Hadjsaid, « Reactive power control and performance », Proceedings of the 2nd International Conference on securing Critical Infrastructures, CRIS 2004, Grenoble, 25 – 27 October 2004.
- [SIN99] Raymond Sinius, « Structure d'alimentation des grandes agglomérations en France et à l'étranger », REE N°1, janvier 1999.
- [SLO03a] J.G. Sloopweg, H. Polinder and W.L. Kling, « Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations », IEEE Transactions on Energy Conversion, December 2003, pp. 516-524.
- [SLO03b] J. G. Sloopweg, W. L. Kling, « Is the answer Blowing in the wind ? », IEEE power & energy magazine, November/December 2003, pp. 26 – 33.
- [SYS04] Revue « Systèmes Solaires » n°159, 2004, pp. 1 et 6.
- [SYS06] Revue « Systèmes solaires n°171, 2006, pp. 24 – 28.

T.

- [TEC07] « Le dimensionnement du filtre LC de sortie de l'onduleur », Revue Technologie, n° 159, Avril 2007, pp. 59.
- [TOU00] A. Tounzi, « Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité », La Revue 3EI n°20, mars 2000, pp. 24 – 38.
- [TUL00] A.Tuladhar, H.Jin, T.Unger, K.Mauch, « Control of Parallel Inverters in Distributed AC Power Systems with Consideration of Line Impedance Effect », IEEE Transactions on Industrial Applications, Vol. 36, n°1, pp. 131-137, January/February 2000.

U.

- [UCT00] Site Internet www.ucte.org.
- [UCT01] « Final Report of the investigation Committee on the 28 september 2003 Blackout in Italy », UCTE, avril 2004, www.ucte.org.
- [UCT02] Seven actions for a successful integration of wind power into European electricity system, UCTE, 17 mai 2005, www.ucte.org

V.

- [VAL96] Georges Valentin, René Fondeur, Bernard Joyeux – Bouillon, Jean – Claude Turpain, « Postes à moyenne tension », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Electrique, vol. D4 600, septembre 1996.

Bibliographie

- [VAN07] Thierry Van Cutsem, « Fonctionnement dégradé des grands systèmes d'énergie électrique », recueil de la journée SRBE – SEE « 4 novembre 2006 : retour d'expérience d'un blackout évité », HEI, Lille, mai 2007.
- [VIL02] Carolina Vilar Moreno, Hortensia Amaris Duarte, Julio Usaola Garcia, « Propagation of flicker in electric power networks due to wind energy conversions systems », IEEE transactions on energy conversion, vol. 17, No 2, june 2002, pp.267 – 272.

W.

- [WIJ05] S. Wijnbergen, S. W. H. de Haan, J. G. Slootweg, « A System for Dispersed Generator participation in voltage control and primary frequency control », Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC apos;05. IEEE 36th Volume, Issue, 2005 Page(s) :2918 – 2924.
- [WUL00] Marc Wulveryck, « Contrôle de courants alternatifs par correcteur résonnant multifréquentiel ». Th : Génie Electrique : USTL, Lille : 2000.

X.

- [XAV94] Pierre, Xavier, « Contribution à l'étude des redresseurs de forte puissance commandés en MLI ». Th : Génie Electrique : USTL, Lille : 1994, 140 p.

ANNEXE A

Le réseau électrique français

I. Le réseau de distribution publique HTA

A. Introduction

Les réseaux HTA sont alimentés par des postes sources et plus particulièrement à partir de transformateurs HTB (63 / 90 kV ou 225 kV) / HTA (21 kV). Ces postes possèdent différentes structures et sont constitués de matériels HTB et HTA. Ils sont généralement alimentés par deux ou trois lignes HTB. L'alimentation HTB est habituellement réalisée à partir des réseaux 63 ou 90 kV, voir 225 kV pour les postes des grandes agglomérations.

B. Les postes sources

On trouve des postes sources ayant des structures à deux (Fig. A.1), trois (Fig. A.2) ou quatre transformateurs (Fig. A.3) suivant la densité de charge de la zone à alimenter et la fiabilité de l'alimentation souhaitée [DEL93] [SIN99] [VAL96]. Dans les structures à deux ou trois transformateurs, un transformateur sert de secours. Les transformateurs ne fonctionnent que très rarement en parallèle (pendant des permutations de sources) en raison de puissance de court – circuit trop importante. En sortie du transformateur HTB / HTA, la puissance de court – circuit est comprise entre 250 MVA mini et 500 MVA maxi. Ces transformateurs peuvent fonctionner pendant quelques heures en surcharge. Ils sont équipés de régleurs en charge, situés sur le primaire, qui permettent d'ajuster la tension du réseau HTA dans une fourchette de $\pm 12\%$ à $\pm 17\%$ (généralement $\pm 15\%$).

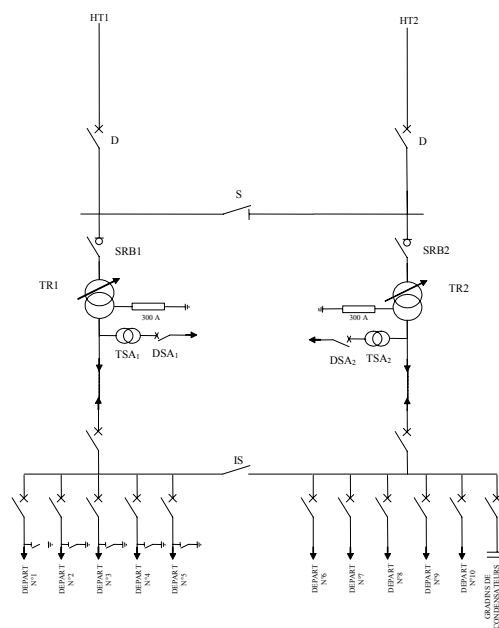


Fig. A.1. Structure à deux transformateurs.

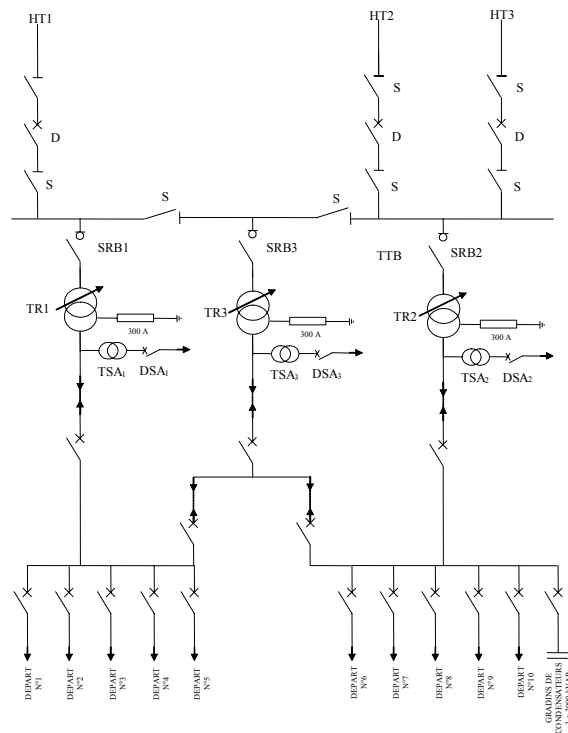


Fig. A.2. Structure à trois transformateurs.

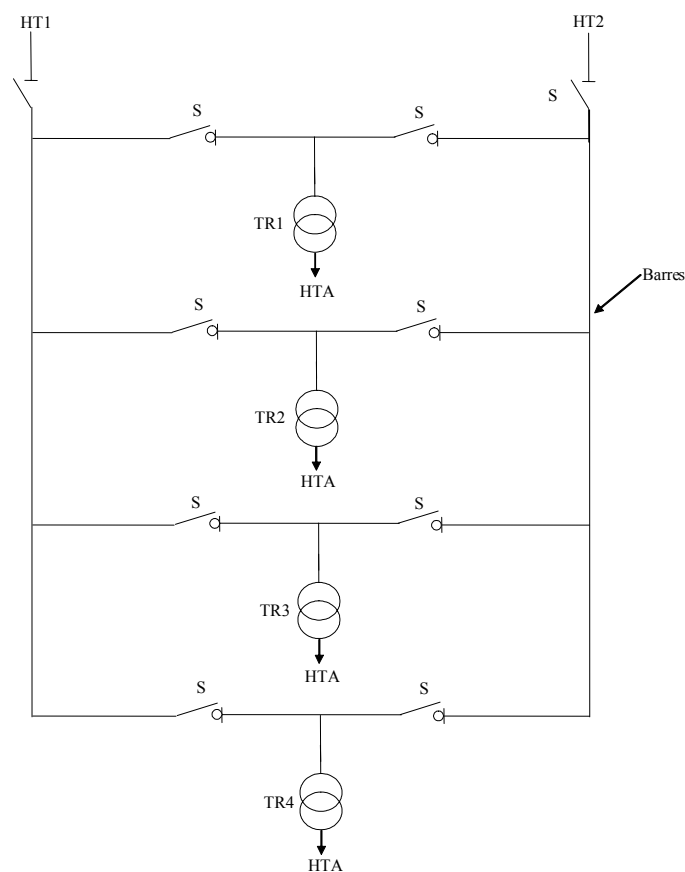


Fig. A.3. Structure à quatre transformateurs.

Le régime de neutre du transformateur est soit du type « neutre impédant », soit du type « neutre compensé » (solution qui remplacera à terme le neutre impédant en France) [FUL01] [GAI93] [PUR91]. Dans la première solution le neutre du transformateur du poste

source est mis à la terre par l'intermédiaire d'une impédance de faible ou moyenne valeur. Cette impédance est constituée d'une résistance si le neutre est accessible, d'une bobine triphasée suivie d'une résistance dans le cas contraire. L'impédance limite le courant de défaut monophasé à une valeur suffisante (sans préjudice pour le matériel) pour être détectée. Cette valeur est de 300 A pour les réseaux aériens ou mixtes et de 1000 A pour les réseaux souterrains (en pratique ces valeurs sont quelques fois dépassées). Dans la seconde solution la mise à la terre du neutre est réalisée par l'intermédiaire d'une bobine de compensation ou bobine d'extinction dite de « Petersen ». Dans ce type de configuration le courant de défaut monophasé est « étouffé » au niveau du poste source par cette bobine.

Des câbles assurent la liaison entre les transformateurs et le jeu de barres ou tableau HTA. Les câbles sont de section 630 mm² ou 1200 mm², unipolaires et en aluminium. Il peut y avoir une ou deux liaisons unipolaires par phase.

Le transformateur est protégé coté HTA par une cellule disjoncteur, d'un courant assigné de 1250 A, qui est un appareil de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit et en cas d'apparition d'un défaut tel que le court – circuit. En sortie de cette dernière on trouve la rame HTA. Elle est constituée de deux tableaux formant chacun une demi – rame. Une demi – rame HTA est constituée :

- d'une cellule disjoncteur d'arrivée transformateur,
- une cellule de sectionnement,
- douze disjoncteurs de départ en moyenne (normalement 10 cellules de départ en zone urbaine ou 14 cellules en zone rurale),
- S'il existe (réseau aérien), deux disjoncteurs shunt,
- une cellule disjoncteur de protection de condensateurs,
- une cellule de transformateur de potentiel.

Les caractéristiques d'une cellule disjoncteur de départ HTA sont les mêmes qu'une cellule disjoncteur d'arrivée transformateur sauf pour le courant assigné où la valeur est de 400 A habituellement et de 630 A exceptionnellement pour l'alimentation de certains industriels.

Pour compenser l'énergie réactive absorbée par les différentes installations de consommation connectées au réseau de distribution, des condensateurs sont montés en batterie constituée de un à trois gradins. Généralement un gradin à une puissance maximale de 3 MVAR ou 4,8 MVAR pour une alimentation en 20 kV. Les condensateurs HTA ont pour rôle de compenser la puissance réactive absorbée par les réseaux HTA. Ils sont commandés par un relais varométrique qui régule la $\text{tg } \varphi$ sur le jeu de barres au environ de 0,15.

Pour les clients de puissance souscrite importante raccordés en HTA (tarif vert), la compensation de l'énergie réactive doit être réalisée à leur niveau.

Le poste source alimente ses propres services auxiliaires, communs aux installations HTB et HTA d'un même poste, tels que les automatismes, les protections, la télécommande à 175 Hz. Ils sont alimentés par un transformateur HTA (21 kV) / BTA (400 V). La puissance de ce transformateur est de 50 kVA sans télécommande à 175 Hz et 160 kVA avec une télécommande de 63 kVA.

Les protections et les automatismes rencontrés habituellement dans les postes sont choisis parmi les suivants :

. Protections :

- Relais à maximum de courant et homopolaire à temps constants (détection défauts phase(s) – phase(s) ou phase(s) – terre),
- Buchholz ou équivalent (détection de niveau et dégagements gazeux à l'intérieur du transformateur),
- Masse (défaut phase - cuve du transformateur),
- EPATR : Ensemble de Protection Ampéremétrique de Terres Résistantes (Recherche de défauts impédants phase – terre).

. Automatismes :

- Régulateur de tension (régulation de la tension secondaire du transformateur en fonction de la charge),
- Permutation automatique des transformateurs (en cas de défaut sur l'un des transformateurs),
- Délestage (déconnexion de charge selon un programme établi),
- Réenclenchement rapides et lents, Recherche de Terres Résistantes (RATR) (pour l'élimination des défauts à la terre ou des arcs électriques),
- Disjoncteur shunt (élimination des arcs électriques),
- Automatismes de commande des gradins de condensateurs (pour la régulation du facteur de puissance).

C. Structure du réseau HTA [GAI93] [PUR91] [SIN99]

1) En zone rurale

En raison d'une faible densité de population et donc de charge, le réseau est essentiellement aérien. Il est de structure dite en « antenne » ou « radiale » (Fig. A.4). Dans ce type de réseau le coût a été privilégié au détriment de la continuité de service. Le courant de court - circuit maximal admissible par les appareils est de 8 kA.

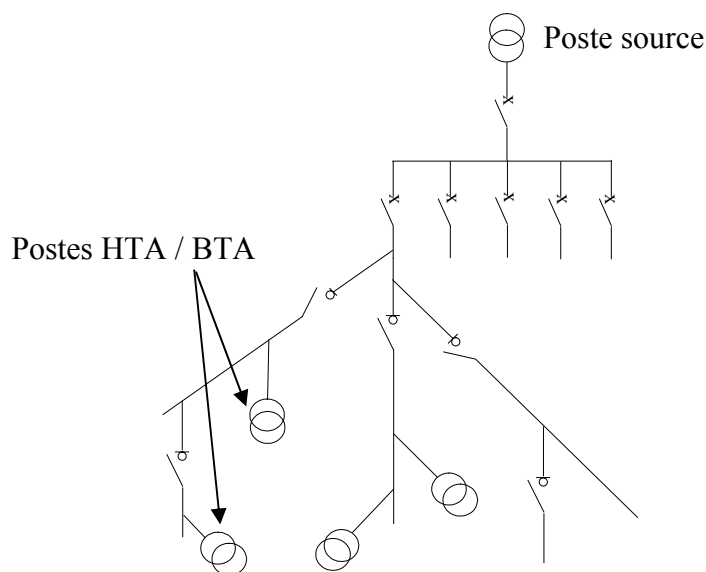


Fig. A.4. Schéma en « antenne » ou « radiale ».

2) En zone urbaine

Le réseau est souterrain. La densité de charge est élevée en raison de la densité de population et d'industrie. On trouve deux structures types : en « Boucle Ouverte » ou « Coupure d'Artère » (Fig. A.5) et « Double Dérivation » (Fig. A.6). On a privilégié ici la continuité de service. Le courant de court - circuit maximal admissible par les appareils est de 12,5 kA.

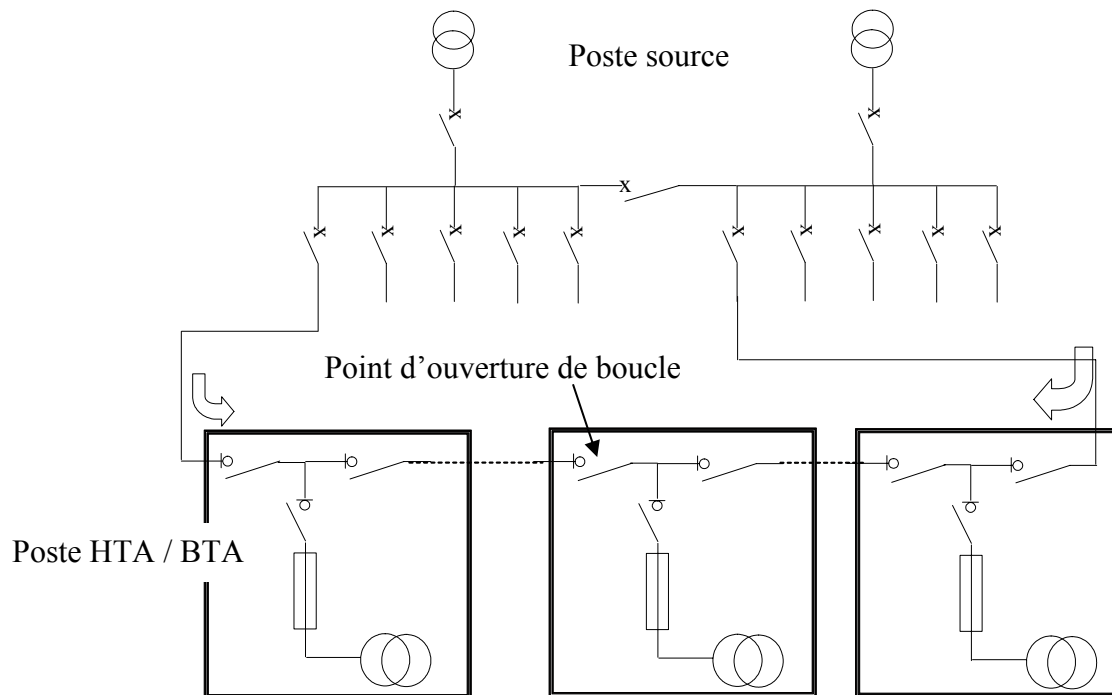


Fig. A.5. Schéma en «Boucle Ouverte » ou « Coupure d'Artère ».

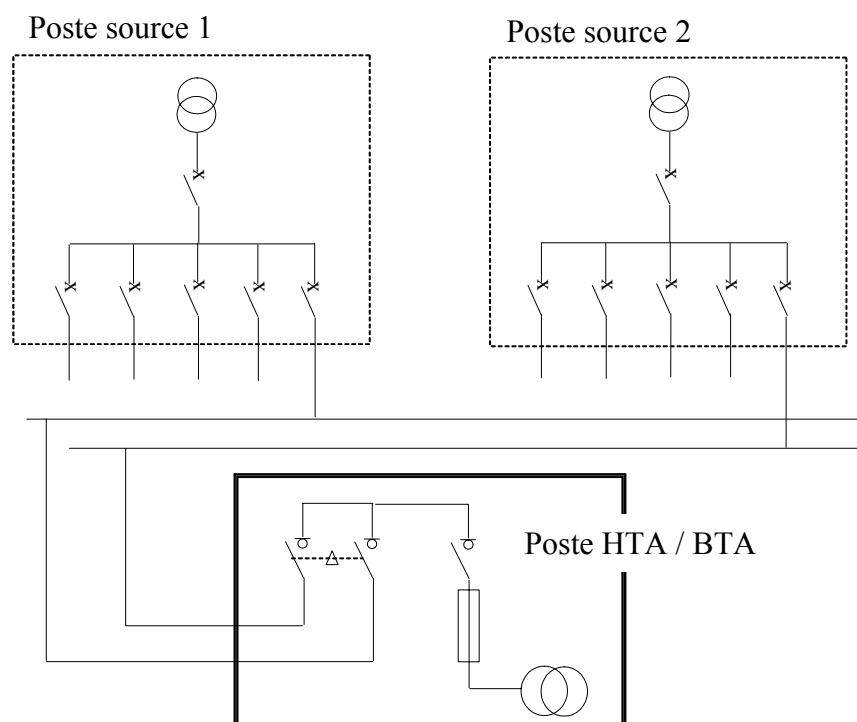


Fig. A.6. Schéma en «Double Dérivation ».

D. Les réseaux HTA aériens [FUL01] [PUR91]

1) Constitution

Les réseaux HTA aériens sont constitués de lignes triphasées réalisées essentiellement en conducteur nu (il peut y avoir des conducteurs isolés dans les régions boisées). La longueur développée d'un réseau aérien peut atteindre les 250 km mais la distance entre le poste source et un poste HTA / BTA ne dépasse pas 15 à 20 km pour les plus éloignés. On trouve deux types de lignes :

- Les lignes (ou artères) principales de forte section et de grande fiabilité (appelées FEEDER),
- Les lignes secondaires (ou artères) de faible section et de coût moindre et donc de fiabilité moindre.

Les postes HTA / BTA sont alimentés essentiellement par les lignes secondaires et plus rarement par les lignes principales. Des interrupteurs aériens du type IACM (Interrupteur Aérien à Commande Manuelle) et IAT (Interrupteur Aérien Télécommandé) permettent d'isoler les différents tronçons.

2) Caractéristiques des lignes aériennes

D'une façon générale, la capacité de transport en distribution est limitée par la chute de tension admissible plutôt que par la limite thermique résultant d'une trop forte intensité. Les caractéristiques des conducteurs nus utilisés sont données dans le tableau A.1.

Nature	Section (mm ²)	Nom	Résistance linéique (Ω/km)	Réactance linéique (Ω/km)	Intensité admissible (A)	Type de ligne
Almélec	54,6	ASTER	0,6	0,36	145	Secondaire
Almélec	75,5	ASTER	0,44	0,36	190	Secondaire
Almélec	117	ASTER	0,28	0,36	240	Principale
Almélec	148	ASTER	0,224	0,36	365	Principale
Almélec	228	ASTER	0,146	0,36	480	Principale
Almélec	288	ASTER	0,115	0,36		Principale

Almélec : Alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium.

Tableau A.1. Caractéristiques des conducteurs aériens.

3) Les interrupteurs aériens [GAI93]

Les interrupteurs servent à isoler certains tronçons du réseau en cas de défaut sur celui – ci. Il en existe deux types :

- Interrupteur Aérien à Commande Manuelle (IACM) (artère secondaire),
- Interrupteur Aérien Télécommandé (IAT) (artère principale).

E. Les Réseaux HTA souterrains

1) Constitution [GAI93]

Ils sont réalisés à l'aide de lignes triphasées réalisées en câbles unipolaires. Ces réseaux alimentent les villes.

2) Caractéristiques des câbles souterrains

Les caractéristiques des câbles utilisés sont données dans le tableau A.2.

Nature	Section (mm ²)	Résistance linéique (Ω/km)	Réactance linéique (Ω/km)	Intensité admissible (A)
Aluminium	50	0,64	0,13	190 à 220
Aluminium	95	0,32	0,13	260 à 310
Aluminium	150	0,21	0,13	330 à 400
Aluminium	240	0,125	0,13	440 à 535

Tableau A.2. Caractéristiques des câbles souterrains.

F. Les postes HTA / BTA

Au final le réseau HTA alimente les postes de distribution publique constitués de transformateur HTA (19 kV – 21 kV) / BTA (410 V). Les puissances de ces postes sont standardisées : 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA, 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA et 1MVA.

G. La conduite du réseau HTA [DOU97]

1) Définition

La conduite du réseau comprend l'ensemble des actions réalisées par un agent pour maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle – ci a été interrompue.

2) Rôle du chargé de conduite

- Sur un défaut après fonctionnement des protections et automatismes de remise sous tension : Prise en compte de l'état du réseau, réalimentation (parfois grâce à des groupes électrogènes), isolement des tronçons de réseau défectueux et élimination des surcharges, lancement des réparations grâce aux équipes d'astreintes ou aux entreprises sous contrat.
- Surveillance de la qualité de la tension délivrée : tension excessive ou trop faible.

3) Type de conduite

- Centralisée : les moyens de téléconduite et les zones centrales sont regroupés dans un centre de conduite,
- Décentralisée : les moyens de téléconduite peuvent être déportés sur le terrain (poste de conduite embarqué ou transportable).

4) Le poste de conduite

Ce poste regroupe les principaux moyens d'aide à la conduite du réseau HTA : télécommandes, alarmes, représentation des ouvrages, fonctions de calcul, aide au diagnostique...

II. Le réseau de transport public

A. Les lignes aériennes

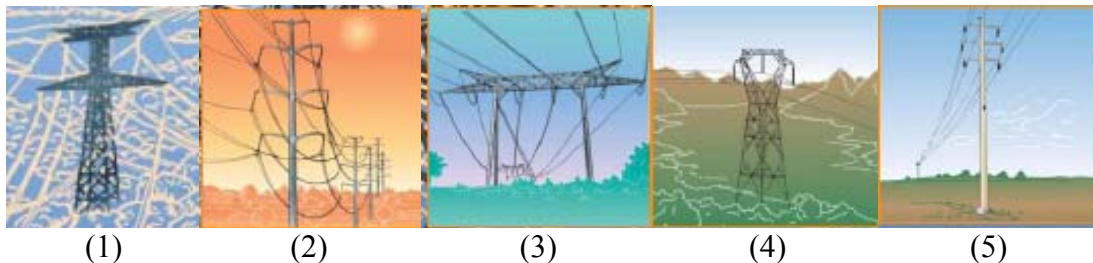
Une ligne aérienne est composée :

- de pylônes,
- de câbles conducteurs,
- d'isolateurs.

Sur le pylône on y trouve également un câble de garde et un réseau de télécommunications.

1) Les pylônes

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens. Le choix du pylône se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs (Fig. A. 7).



(1) Beaubourg (2) Muguet (3) Trianon (4) chat (5) poteau métallique ou béton

Fig. A.7. Les différents types de Pylônes [RTE05].

2) Les conducteurs

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont simples (un circuit) ou doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser une, deux, trois ou quatre câbles conducteurs, appelés faisceaux. Les câbles conducteurs sont nus c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

3) Les isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, assurent l'isolement électrique entre le pylône et le câble sous tension. Ils sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

4) Les câbles de garde

Ces câbles, qui ne transportent pas de courant, sont disposés au – dessus des câbles conducteurs et ont pour rôle de les protéger contre la foudre.

5) Les réseaux de télécommunications

Pour garantir la disponibilité des systèmes de protection et de conduite indispensables au transport de l'électricité, RTE utilise un réseau de télécommunication de sécurité qui lui est propre, indépendant des moyens de communications publics qui peuvent être défaillants ou saturés en situation de crise. Pour bénéficier pleinement des performances et de la fiabilité des techniques numériques, RTE a décidé de transférer ces fonctions de sécurité, à l'origine essentiellement Hertzien, sur des supports optiques, déployés sur ses propres ouvrages de transports, baptisé ROSE (Réseau Optique de Sécurité).

B. Les lignes souterraines [RTE05]

Alors que les conducteurs électriques sont « nus » en aérien, ils ont besoin d'un isolant spécifique en souterrain. Il s'agit de matériaux synthétiques (polyéthylène ou polyéthylène réticulé) dont l'épaisseur augmente avec la tension. Les câbles à isolants synthétiques constituent la technologie la plus couramment utilisée aujourd'hui. Ces câbles présentent des variations au niveau de leurs écrans (Plomb ou Aluminium), du diamètre et de la composition (Cuivre ou Aluminium) de leur âme. Cela conditionne leur poids et leur capacité à supporter des intensités plus ou moins élevées. En 400 kV, la technique souterraine est difficile à mettre à œuvre (emprise au sol, refroidissement du câble) et elle est mal adaptée aux contraintes d'exploitation du réseau interconnecté. Enfin, son coût, très élevé, reste un écueil majeur. Il existe plusieurs modes de pose en fonction de la nature du câble utilisé, du milieu traversé et des obstacles rencontrés : la pose en caniveau, la pose en fourreau, la pose en mortier maigre, la pose en galerie.

C. Les postes électriques [ASS94] [DEL93] [RTE05]

Les postes électriques sont des éléments clés du réseau qui reçoivent l'énergie électrique, la transforment (en passant d'une tension à une autre) et la répartissent. Ils sont les interfaces entre les différents réseaux électriques (400 kV, 225 kV...). Ils existent différents types de poste selon la surface disponible dans le milieu d'implantation (rural, péri – urbain, urbain) et la densité de charge.

Les postes contiennent un certain nombre d'appareils électriques qui participent au bon fonctionnement du réseau (Fig. A.8) :

- . Les transformateurs,
- . Les disjoncteurs,
- . Les sectionneurs : ils assurent la coupure visible d'un circuit électrique et aiguillent le courant dans le poste.

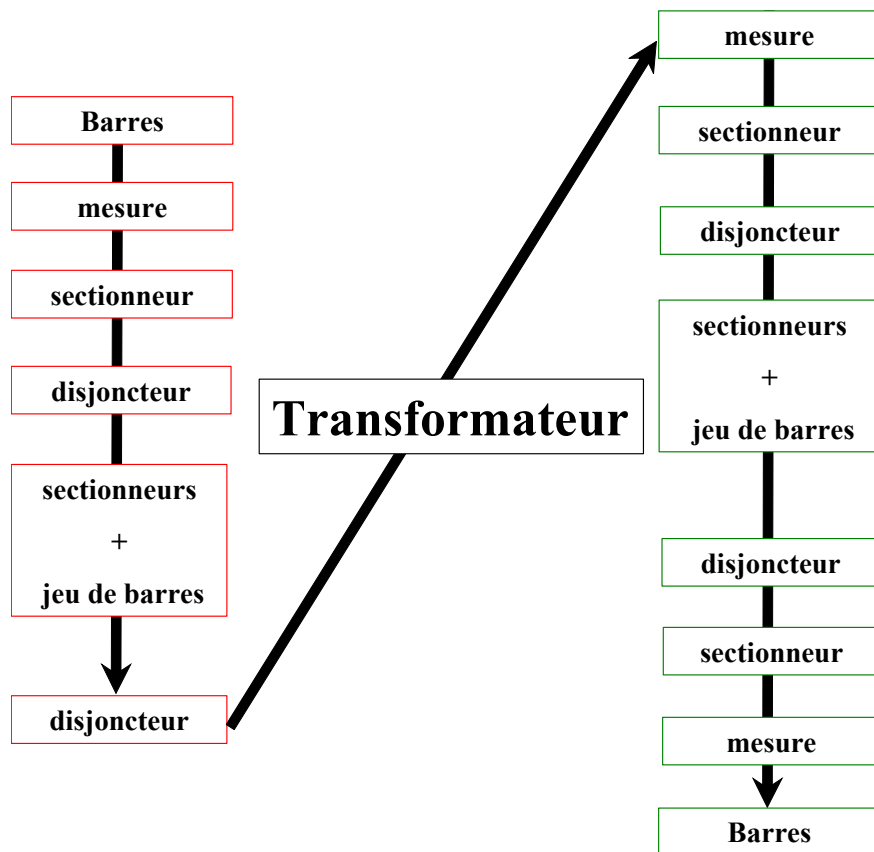


Fig. A.8. Structure d'un poste HTB / HTB.

D. Les protections et automatismes [COR95] [MEM04]

Au niveau de ce réseau on trouve des protections ayant des performances qui diffèrent selon le type d'ouvrage de transport (interconnexion à 400 kV, régional à 225 kV..). L'appareillage doit pouvoir supporter des courants de court – circuits maximal de 40 kA ou 63 kA. Pour garantir la sûreté du réseau, les protections doivent isoler les ouvrages en défaut de façon rapide, sûre et sélective. Les protections sont les suivantes :

- Protections des liaisons du réseau de transport contre les défauts d'isolement :
 - . Protection de distance (principe de mesure d'impédance du réseau),
 - . Protection différentielle de ligne (différence de courant),
 - . Protection à comparaison de phase (écart de phase tension / courant).
- Protections des bancs de transformation :
 - . Protection des transformateurs et équipements (Büchholz, masse cuve...)
 - . Protection de la liaison primaire (portion disjoncteur coté primaire et transformateur),
 - . Protection de la liaison secondaire (portion entre le secondaire et les réducteurs de mesures).
- Protections des jeux de barres :
 - . Protection différentielle de barres,
 - . Protection de débouclage de barres.

On trouve également des automatismes pour exécuter des manœuvres délicates ou décharger l'opérateur de certaines actions.

ANNEXE B

DONNEES DU SYSTEME DE GENERATION

I. Turbine éolienne

- Diamètre : 48 m ;
- Nombre de pales : 3 ;
- Vitesse de rotation : de 0 à 25 trs.min⁻¹ ;
- Vitesse initiale de turbine : 20 trs.min⁻¹ ;
- λ optimale : 5 ;
- $C_{pmax} = 0,44$;
- Vitesse de vent de démarrage : 3 m.s⁻¹ ;
- Vitesse de vent nominal : 13,5 m.s⁻¹ ;
- Masse volumique de l'air ρ : 1,22 kg.m⁻³ ;
- Couple dû aux frottements secs : 953 Nm ;
- Frottements dynamiques $T_v = 0$ N.m.rad.s⁻¹ ;
- Inertie totale (turbine + accouplement + machine synchrone) de la transmission mécanique : $J_{t+MSAP} = 100\ 000$ kg.m² ;

- Caractéristiques du coefficient de puissance $C_p = f(\lambda, \beta)$ [HAU00] :

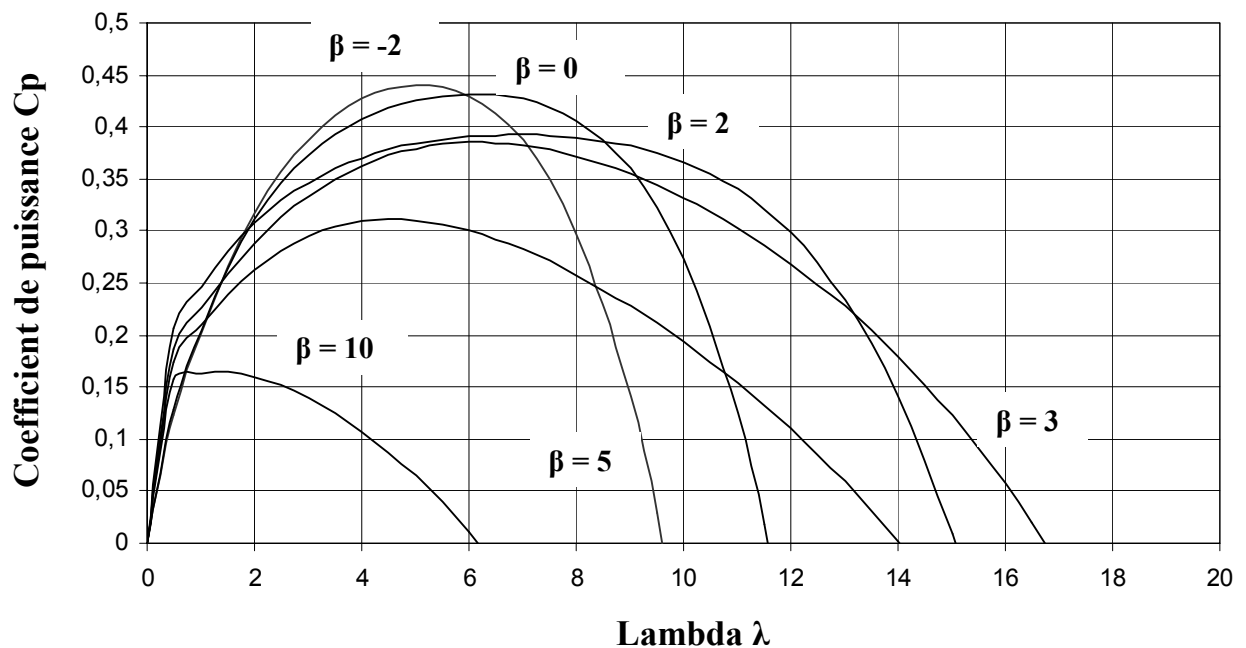


Fig. B.1. Allure de $C_p = f(\lambda, \beta)$.

$\lambda \backslash \beta$	-2	0	2	3	5	10
0	0	0	0	0	0	0
0,5	0,12244894	0,12832982	0,20665489	0,18713449	0,17412171	0,15724306
1	0,20265	0,2045125	0,2469625	0,22613	0,2101725	0,1635625
1,5	0,26675699	0,26439877	0,28015299	0,25984637	0,23970576	0,16427624
2	0,3175056	0,310836	0,307198	0,2886904	0,2633304	0,1601936
2,5	0,35720464	0,34634262	0,32898379	0,31304624	0,28161891	0,15199851
3	0,387736	0,3731081	0,3463113	0,3332754	0,2951073	0,1402495
3,5	0,41055469	0,39299297	0,35989609	0,34971672	0,30429516	0,12537969
4	0,4266888	0,4075288	0,3703684	0,3626864	0,3096456	0,1076968
4,5	0,43673954	0,41791822	0,37827309	0,37247799	0,31158531	0,08738316
5	0,4408812	0,4250349	0,3840697	0,3793624	0,3105045	0,0644957
5,5	0,43886119	0,42942357	0,38813239	0,38358787	0,30675696	0,03896594
6	0,43	0,4313	0,39075	0,38538	0,30066	0,0106
6,5	0,41319124	0,43055102	0,39212599	0,38494174	0,29249451	-0,02092139
7	0,3869016	0,4267345	0,3923785	0,3824534	0,2825049	-0,0560429
7,5	0,34917089	0,41907937	0,39154029	0,37807262	0,27089916	-0,09533461
8	0,297612	0,4064856	0,3895588	0,3719344	0,2578488	-0,139492
8,5	0,22941094	0,38752422	0,38629609	0,36415109	0,24348891	-0,18933594
9	0,1413268	0,3604373	0,3815289	0,3548124	0,2279181	-0,2458127
9,5	0,02969179	0,32313797	0,37494859	0,34398537	0,21119856	-0,30999396
10	-0,1095888	0,2732104	0,3661612	0,3317144	0,193356	-0,3830768
10,5	-0,28103656	0,20790982	0,35468739	0,31802124	0,17437971	-0,46638369
11	-0,4896	0,1241625	0,3399625	0,302905	0,1542225	-0,5613625
11,5	-0,74065451	0,01856577	0,32133649	0,28634212	0,13280076	-0,66958651
12	-1,0400024	-0,112612	0,298074	0,2682864	0,1099944	-0,7927544
12,5	-1,39387286	-0,27343138	0,26935429	0,24866899	0,08564691	-0,93269024
13	-1,808922	-0,4682819	0,2342713	0,2273984	0,0595653	-1,0913435
13,5	-2,29223281	-0,70188203	0,19183359	0,20436047	0,03152016	-1,27078906
14	-2,8513152	-0,9792792	0,1409644	0,1794184	0,0012456	-1,4732272
14,5	-3,49410596	-1,30584978	0,08050159	0,15241274	-0,03156069	-1,70098359
15	-4,2289688	-1,6872991	0,0091977	0,1231614	-0,0672375	-1,9565093
15,5	-5,06469431	-2,12966143	-0,07428011	0,09145962	-0,10616004	-2,24238081
16	-6,0105	-2,6393	-0,17135	0,05708	-0,14874	-2,5613
16,5	-7,07603026	-3,22290698	-0,28351551	0,01977249	-0,19542549	-2,91609414
17	-8,2713564	-3,8875035	-0,4123655	-0,0207356	-0,2467011	-3,3097159
17,5	-9,60697661	-4,64043963	-0,55957421	-0,06473963	-0,30308784	-3,74524336
18	-11,093816	-5,4893944	-0,7269012	-0,1125576	-0,3651432	-4,22588

Tableau B.1. Valeurs de $C_p = f(\lambda, \beta)$.

- Caractéristiques du coefficient de couple $C_m = f(\lambda, \beta)$ [HAU00] :

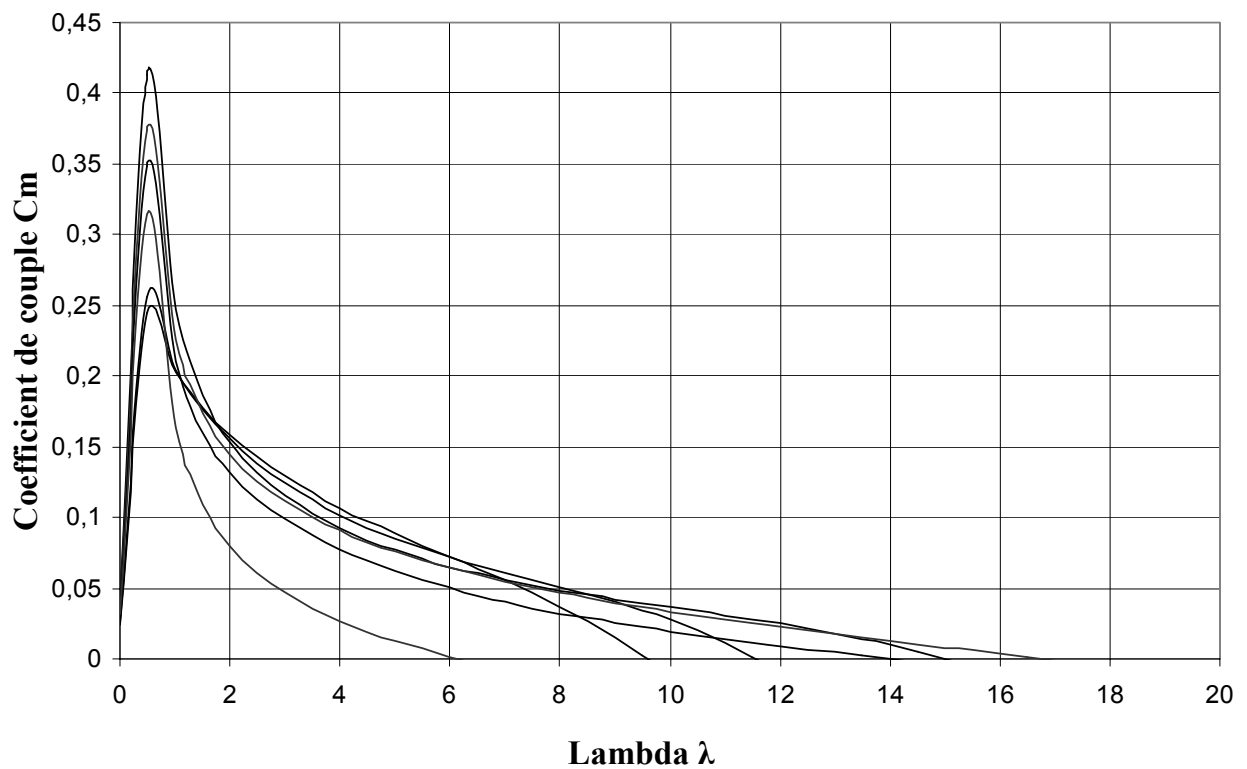


Fig. B.2. Allure de $C_m = f(\lambda, \beta)$.

$\lambda \backslash \beta$	-2	0	2	3	5	10
0	0,02448979	0,02566596	0,04133098	0,0374269	0,03482434	0,03144861
0,5	0,24489788	0,25665964	0,41330979	0,37426899	0,34824341	0,31448613
1	0,20265	0,2045125	0,2469625	0,22613	0,2101725	0,1635625
1,5	0,17783799	0,17626585	0,18676866	0,17323091	0,15980384	0,10951749
2	0,1587528	0,155418	0,153599	0,1443452	0,1316652	0,0800968
2,5	0,14288186	0,13853705	0,13159352	0,1252185	0,11264756	0,06079941
3	0,12924533	0,12436937	0,1154371	0,1110918	0,0983691	0,04674983
3,5	0,11730134	0,11228371	0,10282746	0,09991906	0,08694147	0,03582277
4	0,1066722	0,1018822	0,0925921	0,0906716	0,0774114	0,0269242
4,5	0,09705323	0,09287072	0,08406069	0,08277289	0,06924118	0,01941848
5	0,08817624	0,08500698	0,07681394	0,07587248	0,0621009	0,01289914
5,5	0,07979294	0,07807701	0,07056953	0,06974325	0,05577399	0,00708472
6	0,07166667	0,07188333	0,065125	0,06423	0,05011	0,00176667
6,5	0,06356788	0,06623862	0,06032708	0,05922181	0,04499915	-0,00321867
7	0,05527166	0,06096207	0,05605407	0,0546362	0,04035784	-0,00800613
7,5	0,04655612	0,05587725	0,05220537	0,05040968	0,03611989	-0,01271128
8	0,0372015	0,0508107	0,04869485	0,0464918	0,0322311	-0,0174365
8,5	0,02698952	0,04559108	0,0454466	0,04284131	0,02864575	-0,02227482
9	0,01570298	0,04004859	0,0423921	0,0394236	0,02532423	-0,02731252
9,5	0,00312545	0,03401452	0,03946827	0,03620899	0,02223143	-0,03263094
10	-0,01095888	0,02732104	0,03661612	0,03317144	0,0193356	-0,03830768
10,5	-0,02676539	0,01980094	0,03377975	0,03028774	0,01660759	-0,04441749
11	-0,04450909	0,0112875	0,03090568	0,02753682	0,01402023	-0,05103295
11,5	-0,06440474	0,00161441	0,0279423	0,02489931	0,01154789	-0,05822491

12	-0,08666687	-0,00938433	0,0248395	0,0223572	0,0091662	-0,06606287
12,5	-0,11150983	-0,02187451	0,02154834	0,01989352	0,00685175	-0,07461522
13	-0,13914785	-0,03602168	0,01802087	0,01749218	0,00458195	-0,0839495
13,5	-0,16979502	-0,05199126	0,0142099	0,01513781	0,00233483	-0,09413252
14	-0,20366537	-0,06994851	0,01006889	0,0128156	8,8971E-05	-0,10523051
14,5	-0,24097283	-0,09005861	0,00555183	0,01051122	-0,0021766	-0,11730921
15	-0,28193125	-0,11248661	0,00061318	0,00821076	-0,0044825	-0,13043395
15,5	-0,32675447	-0,13739751	-0,00479226	0,00590062	-0,00684904	-0,14466973
16	-0,37565625	-0,16495625	-0,01070937	0,0035675	-0,00929625	-0,16008125
16,5	-0,42885032	-0,1953277	-0,01718276	0,00119833	-0,01184397	-0,17673298
17	-0,48655038	-0,22867668	-0,02425679	-0,00121974	-0,01451183	-0,19468917
17,5	-0,54897009	-0,26516798	-0,03197567	-0,00369941	-0,01731931	-0,21401391
18	-0,61632311	-0,30496636	-0,0403834	-0,0062532	-0,02028573	-0,23477111

Tableau B.2. Valeurs de $C_p = f(\lambda, \beta)$.

$$\frac{\Delta\beta}{\Delta\Omega} \approx 114,6 \text{ s} \quad \text{et} \quad \Omega_m \approx 2,62 \text{ rad.s}^{-1}$$

$\tau_b = 1.2 \text{ s}$ pour une éolienne de 660 kVA ou 0.2 s pour une éolienne de 387.5 kVA [CHE99].

II. Machine Synchrone à Aimants Permanents

Puissance apparente nominale : $S_n = 800 \text{ kVA}$;

Vitesse de rotation nominale : 25 trs.min^{-1} ;

Tension composée nominale : 875 V ;

Courant nominal I_n : 528 A ;

$\cos \varphi_n = 0,937$;

Résistance d'un enroulement : $R_s = 0,01 \Omega$;

Coefficient d'aimantation k_a : $6,002 \text{ Vs.rad.s}^{-1}$ (calculé dans le système triphasé) ;

Inductance propre $L_s = 7,79 \text{ mH}$;

Nombre de paires de pôles : $p = 42$;

III. Bus continu

Tension u_{bc0} : 1500 V ;

Capacité C : 10 mF ;

IV. Machine Asynchrone

Tension nominale de la machine : $U_{mas}=230 \text{ V}$;

Puissance active nominale de la machine : $P_{nom-mas}=600 \text{ kW}$;

Nombre de paire de pôle : $P'=1$;

Flux rotorique d'axe d : $\psi_{rdnom}=1.27 \text{ Wb}$;

Résistance statorique : $R'_s = 6 \text{ m}\Omega$;

Résistance rotorique : $R_r = 5 \text{ m}\Omega$;

Inductance cyclique statorique : $L'_s = 0,6 \text{ m}\Omega$;

Inductance cyclique rotorique : $L_R = 0,3 \text{ m}\Omega$;

Inductance mutuelle statique : $M = 1,9 \text{ mH}$;

Inertie Volant + Arbre Machine asynchrone : $J_v = 243.1708 \text{ kg.m}^2$;

Coefficient de Frottements visqueux : $f_v = 0.00646412 \text{ Nm.rad.s}^{-1}$;

V. Filtre $R_f L_f C_f$

Résistance de l'inductance du filtre : $R_f = 0.01 \Omega$;
Inductance du filtre : $L_f = 1 \text{ mH}$;
Capacité du filtre : $C_f = 55 \mu\text{F}$;

VI. Inductance en sortie du filtre

$L_r = 0.1 \text{ mH}$;

VII. Source à fréquence variable

Statisme : $R = 0.05$;
Constante de temps du régulateur de vitesse : $T_G = 0.2 \text{ s}$;
Fraction de la puissance totale générée par la turbine haute pression : $F_{HP} = 0.3$;
Constante de temps du réchauffeur : $T_{RH} = 7 \text{ s}$;
Constante de temps du volume d'admission et du générateur de vapeur : $T_{CH} = 0.3 \text{ s}$;
Constante de temps d'inertie du rotor : $M = 70 \text{ s}$;
Coefficient d'amortissement de la charge : $D = 1$;

VIII. Paramètre du réseau amont

Puissance de court-circuit S_{cc} du réseau amont : 1132 MVA ;
Tension réseau HTB : $U_s = 65 \text{ kV}$;

IX. Paramètres du transformateur 63 kV / 20 kV

Résistance des enroulements ramenées au secondaire $R_2 = 61,2 \text{ m}\Omega$;
Réactance de fuite des enroulements ramenées au secondaire $L_2 = 2,08 \Omega$;

X. Lignes d'interconnexion

Résistance d'un conducteur en cuivre de 240 mm^2 / BTA : $R_E = 0,125 \Omega/\text{km}$;
Inductance d'un conducteur en cuivre de 240 mm^2 / BA : $L_E = 0,41380 \text{ mH}/\text{km}$;
Résistance d'un conducteur en almélec de 148 mm^2 / HTA : $L_I = 1,146 \text{ mH}/\text{km}$;
Inductance d'un conducteur en almélec de 148 mm^2 / HTA : $R_1 = 0,224 \Omega/\text{km}$;

XI. Paramètres des transformateurs « raccordement système de génération » 2 MVA - 690 V / 21 kV

Résistance équivalente ramenée au secondaire : $T_{slimr_2} = 1,93 \Omega$;
Inductance de fuite équivalente ramenée au secondaire : $T_{sliml_2} = 13,09 \Omega$.

ANNEXE C

MODELISATION DES CONVERTISSEURS

I. Modèle d'un convertisseur 3/2

La modélisation du convertisseur avec interrupteurs idéaux est tirée de [FRA99] [HAU99b]. Le convertisseur possède 3 cellules de commutations de deux interrupteurs comme représenté à la Fig. C.1. Le bus continu est représenté par une source de tension constante de valeur u_{bc} . Deux sources de courant alternatif, déphasées de 120° entre elles, caractérisent le coté alternatif.

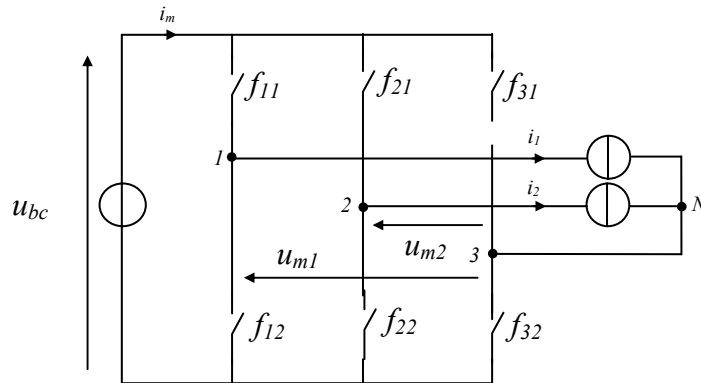


Fig. C.1. Structure du convertisseur 3/2.

Hypothèses :

Les pertes de conduction et de commutation des interrupteurs ne sont pas prises en compte ; les interrupteurs sont considérés idéaux, c'est à dire qu'ils ne présentent pas de chute de tension à l'état fermé et qu'il n'y a pas de courant de fuite à l'état ouvert mais aussi que le passage de l'état ouvert à l'état fermé est instantané.

Soit f_{ij} , la fonction de connexion de l'interrupteur j de la cellule de commutation i . $f_{ij} = 0$ représente l'état ouvert de l'interrupteur et $f_{ij} = 1$ représente l'état fermé de l'interrupteur. f_{ij} est une variable binaire qui ne prends alors que deux états : 0 ou 1.

Les interrupteurs d'une même cellule de commutation ne pouvant être fermés en même temps, on admet alors que :

$$f_{i1} + f_{i2} = 1 \quad (C.1)$$

D'après la Fig. C.1, on peut exprimer les trois tensions composées en fonction de la valeur de la source de tension :

$$u_{m1} = f_{11}f_{32}u_{bc} - f_{12}f_{31}u_{bc} \quad (C.2)$$

$$u_{m2} = f_{21}f_{32}u_{bc} - f_{22}f_{31}u_{bc} \quad (C.3)$$

Or d'après (C.1)

$$f_{i2} = 1 - f_{i1} \quad (\text{C.4})$$

En remplaçant (C.4) dans (C.2) et (C.3), on obtient :

$$u_{m1} = f_{11}(1 - f_{31})u_{bc} - (1 - f_{11})f_{31}u_{bc} \quad (\text{C.5})$$

$$u_{m2} = f_{21}(1 - f_{31})u_{bc} - (1 - f_{21})f_{31}u_{bc} \quad (\text{C.6})$$

Soit :

$$u_{m1} = (f_{11} - f_{31})u_{bc} \quad (\text{C.7})$$

$$u_{m2} = (f_{21} - f_{31})u_{bc} \quad (\text{C.8})$$

Sous forme matricielle on obtient en posant :

$$m_1 = f_{11} - f_{31} \quad (\text{C.9})$$

$$m_2 = f_{21} - f_{31} \quad (\text{C.10})$$

$$\begin{pmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} m_1 \\ m_2 \end{pmatrix} u_{bc} \quad (\text{C.11})$$

m_1, m_2 sont compris dans l'intervalle $[-1; 1]$.

De même pour le courant dans le bus continu :

$$i_m = f_{11}i_1 + f_{21}i_2 + f_{31}(-i_1) + f_{31}(-i_2) \quad (\text{C.12})$$

$$i_m = (f_{11} - f_{31})i_1 + (f_{21} - f_{31})i_2 \quad (\text{C.13})$$

Soit sous forme matricielle :

$$i_m = \begin{pmatrix} m_1 & m_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \end{pmatrix} \quad (\text{C.14})$$

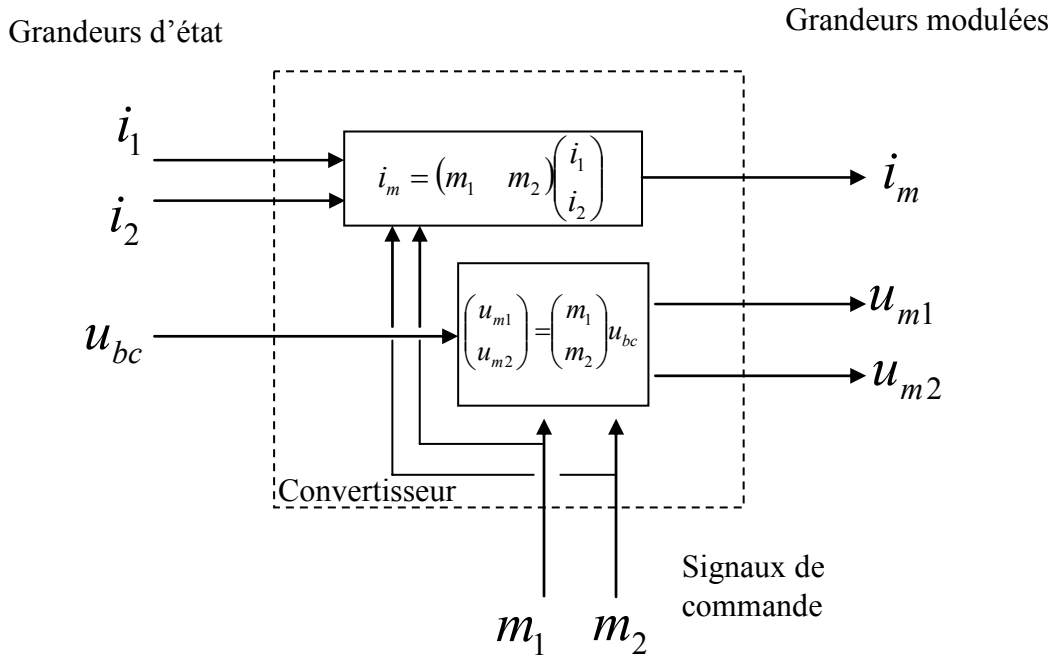


Fig. C.2. Modèle du convertisseur 3/2.

II. Modèle Moyen d'un convertisseur 3/2

La modélisation du convertisseur avec interrupteurs idéaux est tirée de [LAD02] en considérant la Fig. C.3.

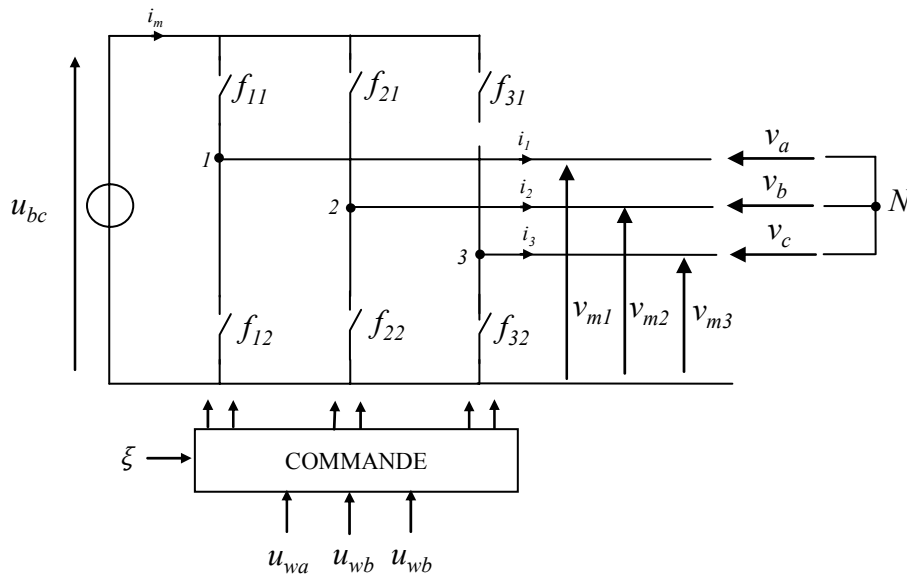


Fig. C.3. Structure du convertisseur 3/2.

u_{wj} représente les signaux de commande ($j = a, b$ ou c) et ξ représente le signal triangulaire.

On compare l'onde de modulation triangulaire ξ et les tensions de référence u_{wa} , u_{wb} et u_{wc} .

Les références u_{wa} , u_{wb} et u_{wc} , fixent les tensions v_{m1} , v_{m2} et v_{m3} définies à la Fig. C.3.

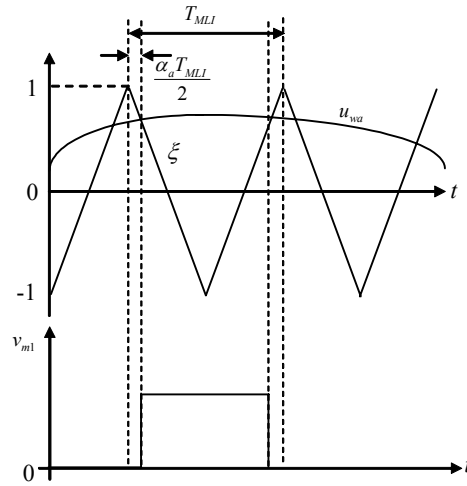


Fig. C.4 : Signaux MLI classique : Comparaison d'un signal triangulaire ξ et d'un signal sinusoïdal u_{wj} .

En supposant que le signal de référence u_{wa} varie peu durant une période MLI, c'est-à-dire que la période T_{MLI} de $\xi(t)$ est très petite devant la période T du signal u_{wa} ($f_{MLI} \gg f$), alors on peut calculer les tensions moyennes v_{m10} des tensions v_{mi} , (avec $i = 1, 2$ ou 3) sur une période de la MLI :

$$v_{m10} = \frac{1}{T_{MLI}/2} \int_{\alpha_a T_{MLI}/2}^{T_{MLI}/2} u_{bc} dt = u_{bc} (1 - \alpha_a) \quad (C.15)$$

On confond la valeur moyenne v_{m10} avec le fondamentale de v_{m1} appelé v_{m1f} . v_{m10} est une discrétisation de v_{m1f} .

A partir de (C.15), on a :

$$\alpha_a = \left(1 - \frac{v_{m1f}}{u_{bc}} \right) \quad (C.16)$$

D'après la Fig. C.4 :

- sachant que $\alpha_a \in [0,1]$ et que $u_{wa} \in [-1,1]$;
- en conservant l'hypothèse que $f_{MLI} \gg f$;
- en considérant les deux premières intersections de la porteuse triangulaire avec le signal de référence $u_{wa}(t)$;
- en considérant que la valeur de $u_{wa}(t)$ ne varie pas entre ces deux intersections, on a :

$$\alpha_a = \frac{1}{2}(1 - u_{wa}) \quad (C.17)$$

En égalisant les relations (C.16) et (C.17), on obtient :

$$v_{m1f} = \frac{1}{2} u_{bc} (1 + u_{wa}) \quad (C.18)$$

On obtient des expressions analogues pour v_{m2f} et v_{m3f} :

$$v_{m2f} = \frac{1}{2}u_{bc}(1 + u_{wb}) \quad (C.19)$$

$$v_{m3f} = \frac{1}{2}u_{bc}(1 + u_{wc}) \quad (C.20)$$

A la Fig. C.3, en appliquant la loi des mailles et en considérant que $v_{af} + v_{bf} + v_{cf} = 0$, on obtient :

$$v_{af} = \frac{2}{3}v_{m1f} - \frac{1}{3}v_{m2f} - \frac{1}{3}v_{m3f} \quad (C.21)$$

$$v_{bf} = \frac{2}{3}v_{m2f} - \frac{1}{3}v_{m1f} - \frac{1}{3}v_{m3f} \quad (C.22)$$

$$v_{cf} = \frac{2}{3}v_{m3f} - \frac{1}{3}v_{m1f} - \frac{1}{3}v_{m2f} \quad (C.23)$$

En introduisant (C. 18), (C. 19) et (C. 20) dans les relations (C. 21) (C. 22) et (C. 23), on trouve :

$$v_{af} = \frac{u_{bc}}{2}u_{wa} \quad (C.24)$$

$$v_{bf} = \frac{u_{bc}}{2}u_{wb} \quad (C.25)$$

$$v_{cf} = \frac{u_{bc}}{2}u_{wc} \quad (C.26)$$

En appliquant la loi de conservation de la puissance aux deux côtés du convertisseur :

$$u_{dc}i_m = v_{af}i_{1f} + v_{bf}i_{2f} + v_{cf}i_{3f} \quad (C. 27)$$

Par substitution de (C. 24) (C. 25) et (C. 26) dans (C. 27), on obtient :

$$i_m = \frac{1}{2}(u_{wa}i_{1f} + u_{wb}i_{2f} + u_{wc}i_{3f}) \quad (C.28)$$

Soit sous la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} = \frac{u_{bc}}{2} \begin{pmatrix} u_{wa} \\ u_{wb} \\ u_{wc} \end{pmatrix} \quad (C.29)$$

$$i_m = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} i_1 & i_2 & i_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{wa} \\ u_{wb} \\ u_{wc} \end{pmatrix} \quad (C.30)$$

III. Modèle continu équivalent d'un convertisseur 3/2

On part du modèle moyen du convertisseur en utilisant les équations (C.29) et (C.30) en les transposant dans le repère de PARK à l'aide de la matrice définie par :

$$(P) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (C.31)$$

On applique la transformation de Park inverse aux tensions de commande :

$$\begin{pmatrix} u_{wa} \\ u_{wb} \\ u_{wc} \end{pmatrix} = [P]^{-1} \begin{pmatrix} u_{wd} \\ u_{wq} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (C.32)$$

En appliquant la transformation de Park inverse aux deux membres de la relation (C. 29), on obtient :

$$\begin{pmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{pmatrix} = \frac{u_{bc}}{2} \begin{pmatrix} u_{wd} \\ u_{wq} \end{pmatrix} \quad (C.33)$$

u_{wd} , u_{wq} sont compris dans l'intervalle $\left[-\sqrt{\frac{3}{2}}; \sqrt{\frac{3}{2}}\right]$.

De même, en appliquant la transposé de la transformation de Park inverse aux courants statoriques, on a :

$$(i_1 \quad i_2 \quad i_3) = \sqrt{\frac{2}{3}} (i_{sd} \quad i_{sq} \quad 0) ([P]^{-1})^t \quad (C.34)$$

Au vue que la matrice $[P]$ est orthogonale :

$$[P]^t [P] = [I] \quad (C.35)$$

$$[P]^t = [P]^{-1} \text{ soit } ([P]^{-1})^t = [P] \quad (C.36)$$

avec $[I]$ la matrice identité.

Il est alors possible d'écrire la relation suivante :

$$(i_1 \quad i_2 \quad i_3) = (i_{sd} \quad i_{sq} \quad 0) (P) \quad (C.37)$$

En utilisant (C. 32) et (C. 37) dans (C. 30), on obtient :

$$i_m = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} i_{sd} & i_{sq} & 0 \end{pmatrix} (P)(P)^{-1} \begin{pmatrix} u_{wd} \\ u_{wq} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{C.38})$$

On trouve alors :

$$i_m = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} i_{sd} & i_{sq} & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{wd} \\ u_{wq} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{C. 39})$$

$$i_m = \frac{1}{2} (i_{sd} u_{wd} + i_{sq} u_{wq}) \quad (\text{C.40})$$

Le modèle continu équivalent d'un tel convertisseur peut alors se résumer à deux équations représentées à la Fig. C.5 qui lient les grandeurs d'état aux grandeurs modulées avec les signaux de commande. Ce modèle est directement représentable dans le repère de Park. On raisonne alors en termes de premier harmonique (fondamental).

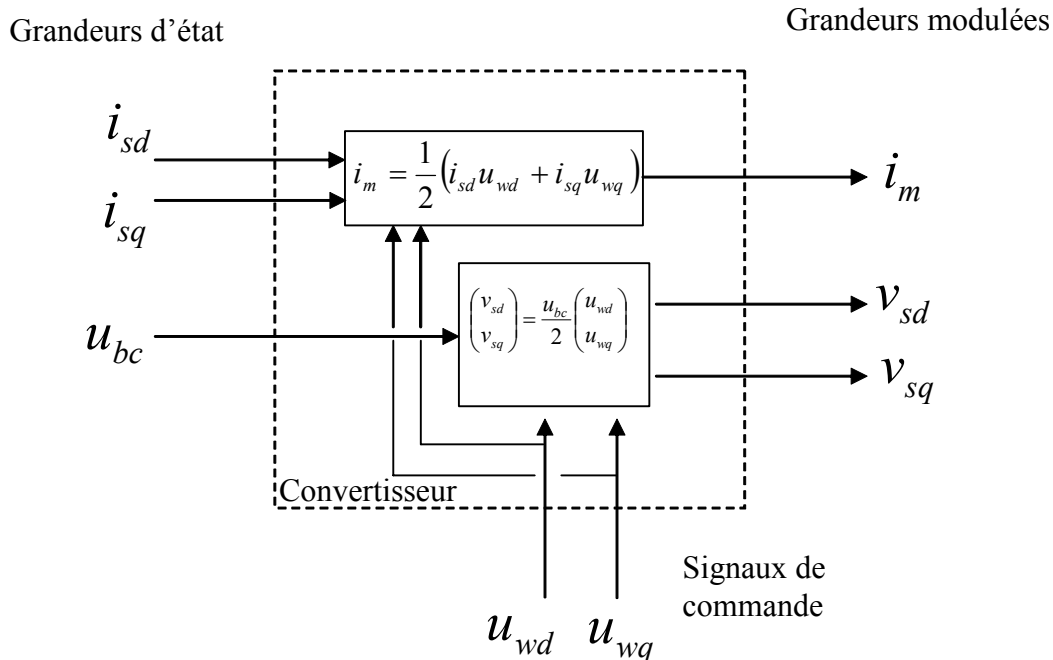


Fig. C.5 : Modèle continu équivalent du convertisseur.

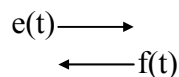
ANNEXE D

REPRESENTATION ENERGETIQUE MACROSCOPIQUE REM

La REM est une évolution du GIC. Lorsque le système est complexe, la représentation du modèle sous forme de GIC peut devenir illisible et perdre ses intérêts c'est-à-dire une compréhension et analyse aisées d'un processus. Dans ce cas, on préfère utiliser une REM qui permet de représenter un GIC sous une représentation graphique unique. Cette représentation a les mêmes intérêts que le GIC en ce qui concerne la modélisation et la détermination de la commande. Comme le GIC, l'inversion d'une REM permet d'obtenir la commande d'un système. La Représentation Énergétique Macroscopique est un formalisme qui permet de représenter les conversions énergétiques entre des structures de puissances [BOU00] [PIE01].

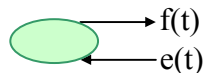
Les éléments graphiques sont les suivants :

- Variables d'action et de réaction :

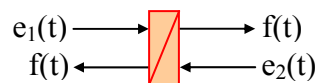


$e(t)$ représente une variable d'effort.
 $f(t)$ représente une variable de flux.

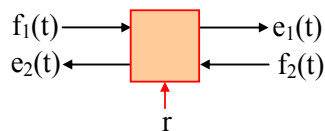
- Sources d'énergie:



- Accumulateur d'énergie :

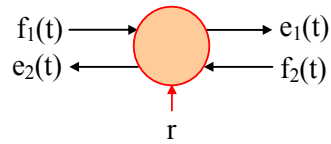


- Convertisseur électrique:

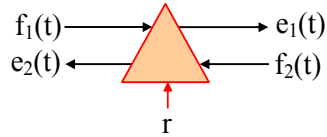


r : grandeur de réglage.

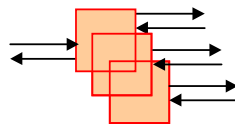
- Convertisseur électromécanique:



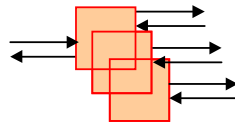
- Convertisseur mécanique:



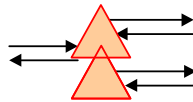
- Couplage électrique (double):



- Couplage électromécanique (simple):

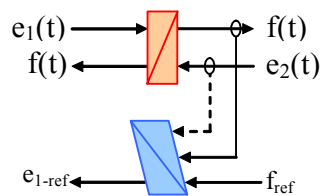


- Couplage mécanique (double):

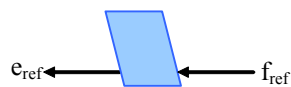


Les éléments graphiques utilisés pour la détermination de la commande d'un système sont les suivants :

- Inversion avec asservissement :



- Inversion directe sans asservissement :



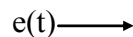
ANNEXE E

LE GRAPHE INFORMATIONNEL CAUSAL GIC

Le Graphe Informationnel Causal (GIC) est un outil graphique pour la modélisation des systèmes physiques et la conception de leur commande [CAR95] [GUI99] [HAU99b] [HAU99c] [ROB07b]. C'est une représentation graphique de l'information énergétique transitant au sein d'un système. Il permet d'obtenir un modèle d'un système qui respecte la causalité naturelle du processus et d'en faciliter l'analyse et la compréhension. Il propose une démarche systématique pour construire l'architecture de la commande par inversion du modèle GIC du système.

Les éléments graphiques utilisés pour la modélisation d'un système sont les suivants :

- Variable cinétique ou potentielle :



- Les processeurs :

. Processeur causal : pour la représentation des objets qui accumulent de l'énergie (causalité interne) : inductance, condensateur, inertie.... La variable de sortie dépend des valeurs présentes et passées des entrées.



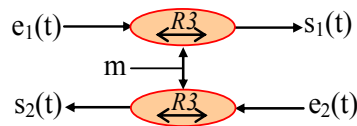
. Processeur rigide : Pour la représentation des objets qui n'accumulent pas d'énergie (causalité externe) : résistance, frottement... La variable de sortie dépend instantanément des grandeurs d'entrées.



- Modulateur ou Gyrateur (conversion sans pertes) :

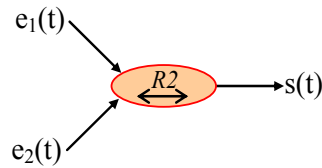
. Le Modulateur : Les variables de même nature énergétique sont modulées par un coefficient m caractéristique de l'objet : transformateur parfait, cellule de commutation parfaite, réducteur mécanique parfait....

. Le Gyrateur : Les variables de nature énergétique duale sont modulées par un coefficient k caractéristique de l'objet : Machine à courant continu....



- Les non linéarités :

. Non linéarité fonctionnelle : Résulte d'une opération mathématique entre les variables d'entrées (produit...):



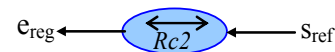
. Non linéarité intrinsèques : Résulte de la caractéristique propre de l'objet, les relations entre entrées et sorties sont non linéaires :



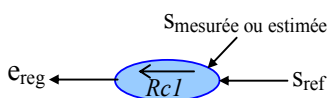
La lettre « R », suivie d'un chiffre ou d'un nombre, renvoie à une équation mathématique modélisant l'objet (relation entrées/sorties).

Les éléments graphiques utilisés pour la détermination de la commande d'un système sont les suivants :

- Inversion directe : la valeur d'entrée à appliquer est déterminée par inversion directe de la relation la liant à la sortie (pas d'asservissement) :



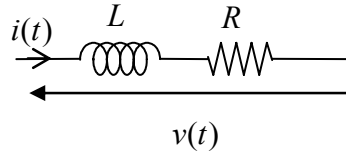
- Inversion indirecte : La valeur d'entrée à appliquer dépend de l'énergie accumulée dans le système (valeur initiale de la sortie du système) (asservissement) :



Les lettres « Rc », suivie d'un chiffre ou d'un nombre, renvoie à une équation mathématique de la commande.

Exemple simple :

Soit un système où l'on peut régler la tension $v(t)$:

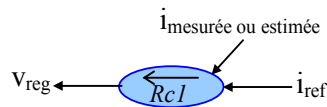


Le GIC de ce système est le suivant :



$$v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{R1})$$

Si l'on veut régler le courant $i(t)$, pour déterminer la commande il suffit d'inverser le GIC soit :



$$v_{reg} = C(i_{ref} - i_{mes \text{ ou } est}) \quad (\text{RC1})$$

C : Correcteur

ANNEXE F

LA LOGIQUE FLOUE

La logique floue a pour but de traduire sous une forme mathématique des règles linguistiques, dites règles floues, qui décrivent les observations et les réactions qu'aurait un opérateur humain lors du pilotage du processus [BOR98] [BUH94] [GAC97] [ROB07b]. Elle permet de représenter de façon souple des informations nuancées. Elle s'avère très utile lorsque qu'un système est difficilement modélisable.

La détermination d'un superviseur à logique floue comprend 3 étapes :

- La quantification « Floue » des entrées – sorties du système ou « Fuzzyfication » : Modélisation de chacune des entrées du système par des courbes ou fonctions normalisées donnant les degrés d'appartenance à différents états identifiés pour ces entrées appelés prédicats (Fig. F.1). Le nombre de ces prédicats dépend de la précision que l'on veut obtenir. On utilise habituellement 3, 5 ou 7 prédicats (si l'on veut classer une taille on peut utiliser par exemple 5 prédicats : très petit, petit, moyen, grand, très grand) ;

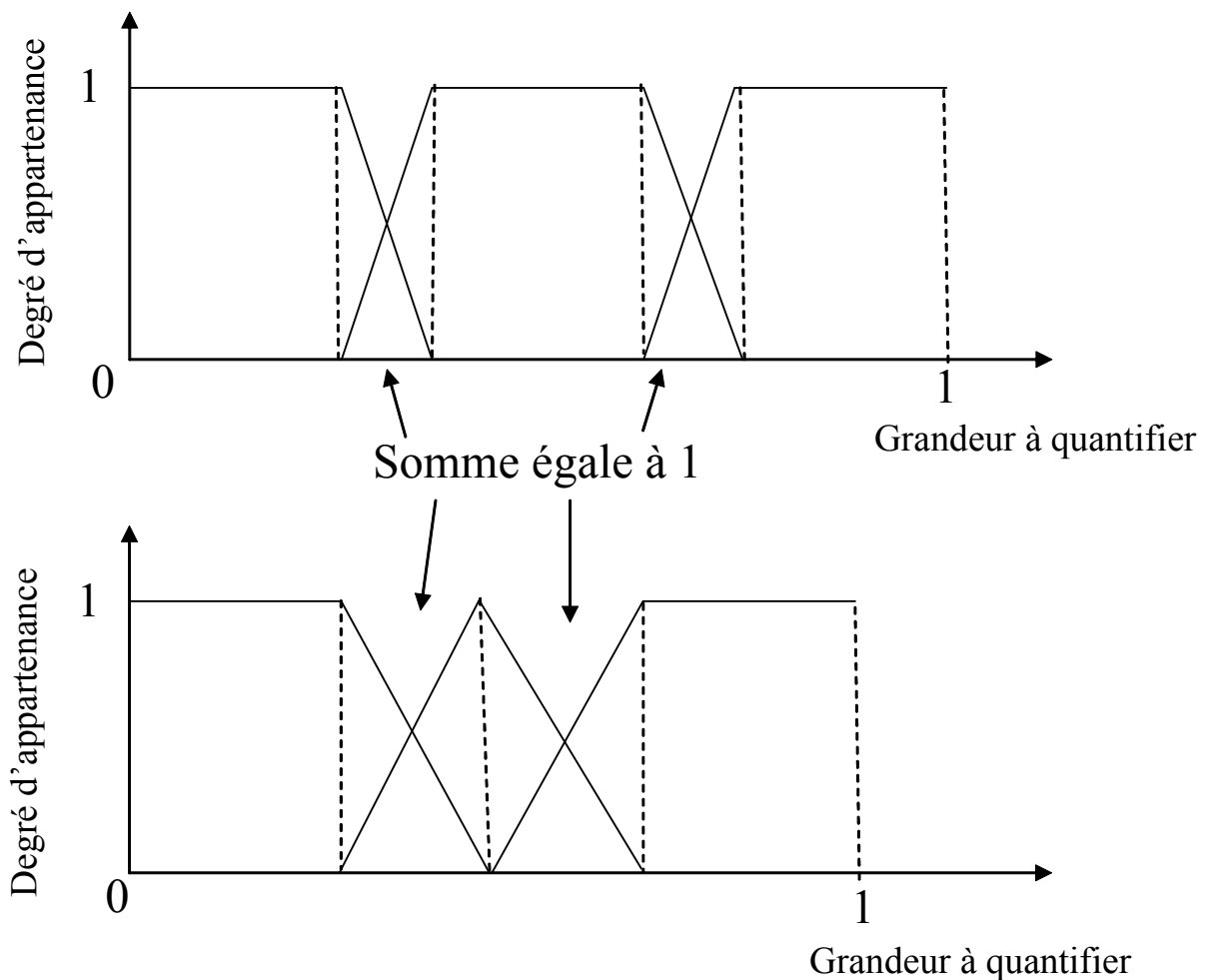


Fig. F.1. Exemples de fonctions d'appartenance.

Lorsque deux fonctions d'appartenance se chevauchent pour une même valeur de la grandeur à quantifier, la somme du degré d'appartenance de la première fonction avec celui de la deuxième doit toujours être égale à 1.

La fuzzyfication des variables d'entrée est une phase délicate du processus mis en œuvre par la logique floue. Elle est souvent réalisée de manière itérative et requiert de l'expérience.

- L'établissement des règles liant les sorties aux entrées ou « Inférence » : La logique floue fonctionne suivant le principe suivant : plus la condition sur les entrées est vraie, plus l'action préconisée pour les sorties doit être respectée. Les règles utilisées sont par exemple du type : si la température de l'eau est tiède alors chauffer un peu, si la température de l'eau est froide, alors chauffer beaucoup..... On choisit une règle en considérant la façon dont un opérateur humain devrait agir.

- La combinaison des règles pour la génération des sorties. Plusieurs méthodes : Mamdani (plus la condition sur les entrées est vraie, plus l'action préconisée pour les sorties doit être respectée), Sugeno, Larsen..

- Déquantification ou « Défuzzification » : On va passer ici d'un degré d'appartenance d'une commande à une valeur à donner à cette commande. La composition des règles doit tenir compte de toutes les règles qui sont validées au prorata de leur degré de validité. Il existe au moins 3 types de composition des règles :

. La technique ou principe du maximum : on considère pour chaque sortie que la règle présentant le maximum de validité : peu utilisée ;

. La technique de la moyenne pondérée ou des maxima : Elle considère, comme valeur de sortie, la moyenne des valeurs préconisées par chaque règle, pondérées par leurs degrés respectifs de validité. Cette méthode présente certaines ambiguïtés sur la valeur de sortie ;

. La technique du centre de gravité ou barycentrique : elle consiste à tracer, sur un même diagramme, les différentes zones trapézoïdales correspondant à chacune des règles, et à calculer le centre de gravité de la zone consolidée. Cette méthode, de loin la plus coûteuse en calcul, rallie aujourd'hui tous les suffrages et donne les meilleurs résultats.

La Fig. F.2 montre la procédure pour établir un réglage flou d'un processus.

La rapidité de conception dépendra de l'expertise que peut avoir le concepteur sur le système à régler.

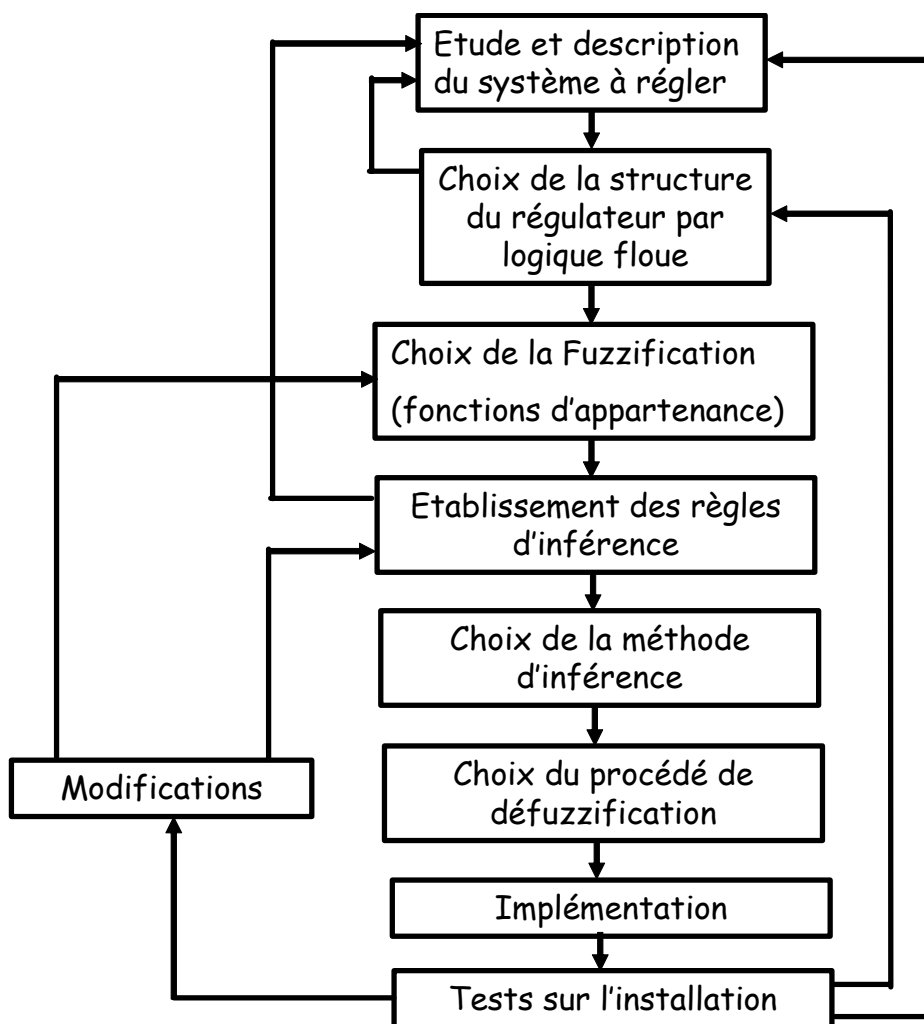


Fig. F.2. Procédure pour la conception d'un réglage floue [BUH94].

ANNEXE G

DONNEES DE LA PLATEFORME EXPERIMENTALE

I. La Machine à Courant Continu : ETE

Inductance d'inducteur: $L_{e\ mcc} = 47,8$ H;
Résistance d'inducteur : $R_{e\ mcc} = 226,7$ Ω ;
Courant nominal d'inducteur : $I_{e\ nom} = 0,65$ A ;
Inductance d'induit : $L_{i\ mcc} = 9,5$ mH;
Résistance d'induit : $R_{i\ mcc} = 1,4$ Ω ;
Courant nominal d'induit : $I_{i\ nom} = 14$ A ;
Coef. de force électromotrice : $k_{t\ mcc} = 1.115$ V.s.rad⁻¹;
Coef. de frottement visqueux : $k_{v\ mcc} = 0.0021$ Nm.s.rad⁻¹;
Coef. de frottement sec : $k_{s\ mcc} = 0.3387$ Nm;
Coefficient d'inertie de l'arbre : $J_{mcc} = 0.0223$ kg.m²;
Constante de temps de la commande du pitch control : $\tau_b : 0.2$ s ;

II. La Machine Asynchrone et le Volant d'Inertie : SISE

Nombre de paires de pôles : $p_{mas} = 2$;
Résistance statorique : $R_{s\ mas} = 0,76$ Ω ;
Résistance rotorique : $R_{r\ mas} = 0,76$ Ω ;
Inductance mutuelle : $M_{mas} = 77,67$ mH
Inductance de fuite : $N_{mas} = 7,30$ mH
Inductance statorique : $L_{s\ mas} = 81,32$ mH
Inductance rotorique : $L_{r\ mas} = 81,32$ mH
Coef. de dispersion : $\sigma_{mas} = 87,75.10^{-3}$
Courant nominal : $I_{mas} = 10,9$ A
Inertie du volant d'inertie : $J_{vol} = 0,2$ kg.m²;
Inertie du SISE (Volant + MAS) : $J_{sise} = 0,2271$ kg.m²;
Coef. de frottements visqueux : $k_{v\ sise} = 0,0022$ Nm.s.rad⁻¹;

III. La Machine Synchrone à Aimants Permanents : MSAP

Nombre de paires de pôles : $p_{ms} = 3$;
Résistance statorique : $R_{s\ ms} = 0,895$ Ω ;
Inductance directe : $L_{d\ ms} = 12,16$ mH ;
Inductance transversale : $L_{q\ ms} = 21,30$ mH ;
Coef. de Couple : $k_{t\ ms} = 0,9$ V.s.rad⁻¹ ;
Inertie : $J_{ms} = 1,41.10^{-3}$ kg.m²;
Coef. de frottements visqueux : $k_{v\ ms} = 0,001$ Nm.s.rad⁻¹;

IV. La Connexion au Réseau Electrique

Caractéristiques du filtre :

Inductance : $L_f = 3$ mH ;

Résistance : $R_f = 0,1$ Ω ;

Capacité : $C_f = 55$ μ F ;

Caractéristiques du transformateur :

Inductance de fuite équivalente : $L_{tr} = 0,923$ mH ;

Résistance équivalente des enroulements : $R_{tr} = 1,18$ Ω ;

V. Le Bus Continu

Capacité équivalente : $C_{bc} = 2200$ μ F ;

Tension maximale : $U_{bc\ max} = 800$ V.