



**HAL**  
open science

# PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTÈME DE PARCS ÉOLIENS MIXTES : APPLICATION EN MILIEU INSULAIRE

Alexandre Teninge

► **To cite this version:**

Alexandre Teninge. PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTÈME DE PARCS ÉOLIENS MIXTES : APPLICATION EN MILIEU INSULAIRE. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009. Français. NNT: . tel-00473142

**HAL Id: tel-00473142**

**<https://theses.hal.science/tel-00473142>**

Submitted on 14 Apr 2010

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

pour obtenir le grade de

**DOCTEUR DE L'Institut polytechnique de Grenoble**

***Spécialité : « Génie Électrique »***

préparée au laboratoire : Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble

dans le cadre de l'**Ecole Doctorale**

« Électronique, Électrotechnique, Automatique & Traitement du Signal »

présentée et soutenue publiquement

par

**Alexandre TENINGE**

le 4 décembre 2009

**PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTÈME  
DE PARCS ÉOLIENS MIXTES :  
APPLICATION EN MILIEU INSULAIRE**

*Thèse encadrée par :*

***Daniel ROYE***  
***Seddik BACHA***

JURY

Pr. Brayima DAKYO	Président et Rapporteur
Pr. Abdellatif MIRAOUI	Rapporteur
Pr. Daniel ROYE	Directeur
Pr. Saddik BACHA	Directeur
M. Haritza CAMBLONG	Examineur
M. Jérôme Duval	Examineur



## ***REMERCIEMENT***

Rien ne sert de broder.

Un grand merci des plus sincère envers mes directeurs, les Professeurs ***Daniel Roye*** et ***Seddik Bacha***, avec qui je l'espère, je continuerai à travailler, à discuter et à échanger.

Je salue également les membres de mon jury, avec :  
comme président et rapporteur, le Professeur *Brayima Dakyo*,  
pour rapporteur également , le Professeur *Abdellatif Miraoui*,  
pour examinateur, M. *Haritza Camblong*,  
et comme examinateur et correspondant EDF, M. *Jérôme Duval*

Une révérence particulière aux enseignants qui tout au long de mes études m'ont inspiré et orienté vers la recherche et l'enseignement.

Un chapeau au labo, une ola à IDEA.

Un coucou aux collègues. Pour les frustrés :

Merci à ..... (et si ils ne veulent pas se sentir seul)

, ..... (utiliser la marge si nécessaire)

Et que dire des copains ? Pour certains j'éviterai les insultes publiques anonymes ou non, ils n'y trouveraient que plaisir et jouissance. Merci à tous pour l'attention apportée à mon égard, je ne dirai qu'une chose : *c'est super !*

Une pensé à la famille.

...



# Table des matières

Table des matières .....	I
Table des symboles .....	IV
<b>Introduction générale</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Énergie éolienne et réseau électrique</b> .....	<b>5</b>
1. L'énergie éolienne : contexte .....	5
1.1 Éolien au 1 <sup>er</sup> janvier 2009 .....	5
1.2 Facteur favorable au développement de l'éolien .....	6
1.2.1. Facteur environnemental .....	7
1.2.2. Stratégie énergétique .....	7
1.2.3. Volonté politique .....	7
1.3. Bilan .....	7
2. Intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques .....	8
2.1. Système d'énergie électrique .....	8
2.1.1. Architecture du réseau électrique .....	8
2.1.2. Fonctionnement du système d'énergie électrique .....	10
2.1.2.1. Réglage hiérarchisé de la fréquence .....	10
2.1.2.2. Réglage hiérarchisé de la tension .....	14
2.1.2.3. Compensation d'énergie réactive .....	16
2.1.2.4. Maintien du plan de tension sur les réseaux de distribution .....	18
2.2. Impact de l'intégration de GED dans les réseaux électriques .....	19
2.2.1. Impacts sur la tension .....	19
2.2.1.1. Problèmes de tension liés à l'insertion de GED .....	19
2.2.1.2. Solution pour le réglage de tension dans les réseaux de distribution .....	21
2.2.2. Impacts sur la fréquence .....	22
2.3. Conclusion .....	23
3. Les systèmes éoliens : principes de fonctionnement .....	23
3.1. Principe de conversion .....	23
3.2. La turbine .....	24
3.3. Zones de fonctionnement .....	25
3.4. Éoliennes à vitesse de rotation fixe .....	26
3.5. Éoliennes à vitesse de rotation variable .....	27
3.5.1. Éolienne à base de MASDA .....	27
3.5.2. Éoliennes entièrement interfacée à base de MS à aimants permanents .....	29
3.6. Conclusion sur les différentes structures d'éolienne .....	30
4. Aspect économique : parcs éoliens mixtes .....	30
5. Conclusion .....	31
<b>Chapitre 2 : Modélisation des systèmes éoliens</b> .....	<b>33</b>
1. Turbine .....	34
1.1. Génération du couple éolien .....	34
1.2. Modèle du coefficient de puissance $C_p$ .....	35
1.3. Contrôle de la turbine .....	36
1.3.1. Contrôle en charge partielle .....	36
1.3.2. Contrôle en pleine charge .....	37
1.3.3. Fonctionnement des éoliennes .....	37
1.4. Modèle et contrôle de la rotation des pales .....	38
2. Transmission .....	39
2.1. Transmission « flexible » .....	39
2.2. Transmission « rigide » .....	40
3. Génératrices .....	41
3.1. Machine ASynchrone à Double Alimentation (MASDA) .....	41
3.2. Machine Asynchrone (MAS) .....	44
3.3. Machine Synchrone (MS) .....	45

4. Modélisation de l'interface d'électronique de puissance .....	46
4.1. Modèle topologique de l'onduleur de tension .....	47
4.2. Modèle moyen et contrôle des courants du convertisseur côté machine .....	48
4.2.1. Structure MS .....	48
4.2.2. Structure MASDA .....	49
4.3. Modèle moyen et contrôle du convertisseur côté réseau .....	50
4.4. Modélisation des pertes dans un onduleur de tension .....	51
5. Fonctionnement des structures .....	53
5.1. Éolienne à base de MAS .....	53
5.2. Éolienne à base de MASDA .....	53
5.3. Éolienne à base de MS .....	55
6. Conclusion .....	56

**Chapitre 3 : Étude de la gestion du réactif de parcs éolien mixtes : participation au réglage de tension et tenue aux creux de tension .....** 57

1. Contraintes inhérentes à la gestion d'énergie réactive par les parcs éoliens raccordés au réseau de distribution .....	58
1.1. France .....	58
1.1.1. Réseau de distribution .....	59
1.1.2. Réseau de transport .....	59
1.2. Autres pays européens .....	59
1.2.1. Irlande .....	59
1.2.2. Allemagne .....	60
1.2.3. Danemark .....	60
1.3. Conclusion .....	60
2. Moyens et capacités de gestion de la puissance réactive des différentes technologies d'éoliennes .....	61
2.1. Éolienne à base de MS .....	61
2.1.1. Contrôle de la puissance réactive .....	61
2.1.2. Dimensionnement du convertisseur côté réseau .....	63
2.1.3. Fonctionnement global .....	63
2.2. Éolienne à base de MASDA .....	65
2.2.1. Contrôle de la puissance réactive .....	65
2.2.2. Dimensionnement du convertisseur côté réseau .....	66
2.2.3. Fonctionnement global .....	68
3. Composition de parc éolien mixte sur critère de capacité en réactif .....	69
3.1. Détermination des capacités d'une éolienne à base de MASDA .....	70
3.1.1. Dimensionnement du CCR pour un parc éolien mono-technologie de type MASDA .....	70
3.1.2. Parc éolien mixte combinant les technologies MASDA et MAS .....	71
3.2. Détermination de la composition d'un parc constitué d'éolienne à base de MAS et MS .....	72
3.2.1. Dimensionnement du CCR pour un parc éolien mono-technologie de type MS .....	72
3.2.2. Parc éolien mixte combinant les technologies MS et MAS .....	73
3.3. Conclusion .....	73
4. Participation au réglage de tension .....	74
5. Tenue aux creux de tension .....	76
5.1. Système électrique pour l'étude de la tenue aux creux de tension .....	77
5.2. Tenue aux creux de tension .....	78
5.2.1. Éoliennes à base de MAS .....	78
5.2.2. Éoliennes à base de MASDA .....	81
5.2.3. Éoliennes à base de MS .....	84
5.2.4. Tenue aux creux de tension d'un parc éolien mixte .....	86
6. Conclusion .....	90

<b>Chapitre 4 : Analyse sur la tenue aux variation de fréquence et sur les moyens de participation au réglage de fréquence</b> .....	91
1. Tenue aux variations de fréquence .....	92
1.1. Enjeux et réglementation .....	92
1.2. Comportement des différentes technologies d'éoliennes .....	93
1.2.1. Éolienne à base de MAS .....	93
1.2.2. Éolienne à base de MASDA .....	94
1.2.3. Éolienne à base de MS .....	95
1.2.4. Conclusion .....	96
2. Moyens de participation au réglage de fréquence .....	97
2.1. Conditions techniques sur la gestion de la puissance active .....	97
2.2. Contrôle des éoliennes pour la participation au réglage de fréquence .....	99
2.2.1. Contrôle de l'angle de calage .....	100
2.2.2. Contrôle de la vitesse : réserve + stockage inertiel .....	103
2.2.2.1. Principe du stockage inertiel .....	103
2.2.2.2. Fonctionnement à décharge constante .....	105
2.2.2.3. Fonctionnement à stockage d'énergie cinétique constant .....	109
2.2.3 Conclusion sur les moyens de contrôle des éoliennes pour la participation au réglage de fréquence .....	113
3. Conclusion .....	114
 <b>Chapitre 5 : Étude de l'insertion de parcs éoliens mixtes en milieu insulaire : application du réglage primaire de fréquence</b> .....	115
1. Les systèmes insulaires .....	116
2. Système insulaire étudié .....	117
2.1. Description du système .....	117
2.2. Description des modèles constituant les éléments du système insulaire .....	119
2.2.1. Alternateurs .....	119
2.2.2. Système d'excitation .....	119
2.2.3. Système d'entraînement .....	120
2.2.3.1. Groupe diesels .....	120
2.2.3.2. Centrales Hydroélectrique .....	121
2.2.3.3. Turbine à combustion .....	121
2.2.4. Modèles de charge .....	122
2.2.5. Systèmes éoliens .....	122
3. Étude de la participation de parcs éoliens mixtes au réglage de fréquence .....	123
3.1. Conditions globales de simulation .....	124
3.1.1. Groupes de production classique .....	124
3.1.2. Parcs éoliens .....	125
3.2. Participation des parcs éoliens au réglage de fréquence .....	125
3.2.1. Description des scénarios .....	126
3.2.2. Conditions de simulation .....	126
3.2.3. Analyse des résultats .....	126
3.2.4. Conclusion .....	129
3.3. Parcs éoliens mixtes : comportement des éoliennes .....	129
3.3.1. Analyse des résultats .....	129
3.3.2. Conclusion .....	133
3.4. Parcs éoliens mixtes avec contrôle de la réserve de puissance par action sur la vitesse de rotation des éoliennes à vitesse variable .....	133
3.4.1. Conditions de simulation .....	135
3.4.2. Analyse des résultats .....	135
3.4.3. Conclusion .....	136
4. Conclusion .....	136
 <b>Conclusions et perspectives</b> .....	137
<b>Bibliographie</b> .....	139
<b>Annexes</b> .....	145



## Table des symboles

---

### Symboles spécifiques à la turbine :

$C_P$	Coefficient de puissance	$v$	Vitesse du vent
$\beta$	Angle de calage	$P_T$	Puissance de la turbine
$\rho$	Densité volumique de l'air	$\Omega_T$	Vitesse de rotation de la turbine
$\lambda$	Rapport de vitesse	$\Gamma_T$	Couple de la turbine

### Symboles spécifiques à la transmission :

$\Gamma_T$	Couple axe lent	$N$	<i>Rapport de transformation</i>
$\Gamma_G$	Couple axe rapide	$J_T$	<i>Inertie axe lent</i>
$\Gamma_{tors}$	Couple de torsion	$J_G$	<i>Inertie axe rapide</i>
$\theta_T$	Angle axe lent	$D_T$	<i>Atténuation axe lent</i>
$\theta_G$	Angle axe rapide	$D_G$	<i>Atténuation axe rapide</i>
$\theta_{tors}$	Angle de torsion	$D_e$	<i>Atténuation transmission</i>
$\Omega_T$	Vitesse axe lent	$K_T$	<i>Raideur transmission</i>
$\Omega_G$	Vitesse axe rapide		

### Autres symboles électriques et mécaniques:

$\vec{v}$	Vecteur de tension		
$V, v$	Tension		
$\vec{i}$	Vecteur de courant		
$I, i$	Courant		
$\vec{\Phi}$	Vecteur de flux		
$\Phi, \varphi$	Flux		
$U_C$	Tension bus continu		
$I_{Cond}$	Courant continue côté onduleur		
$I_{Cred}$	Courant continu côté redresseur		
$f$	Fréquence		
$\omega$	Pulsation		
$P$	Puissance active		
$Q$	Puissance réactive		
$g$	Glissement		
$\Omega$	Vitesse de rotation		
$\Gamma$	Couple		
$R$	Résistance		
$L$	Inductance		
$C$	Condensateur		
$M$	Mutuelle inductance		
$\sigma$	Coefficient de dispersion		
$m$	Rapport de transformation		

	<b>Indices associés :</b>
$S$	Grandeur statorique réelle
$r$	Grandeur statorique « ramenée » au rotor
$R$	Grandeur rotorique « ramenée » au stator
$2$	Grandeur rotorique réelle
$m$	Mutuelle cyclique entre stator et rotor vue du stator
$'_m$	Mutuelle cyclique entre stator et rotor vue du rotor
$d$	Composante directe (Park)
$q$	Composante quadratique (Park)
$mag$	Magnétisant
$elm$	Electromagnétique
$elec$	Electrique
$mec$	Mécanique
$pu$	Per unit

## *Introduction Générale*

---

Le développement à grande échelle de l'énergie éolienne a tout d'abord commencé en Europe à la fin des années 90. Son expansion se poursuit toujours à l'heure actuelle, en Europe, mais aussi à travers le monde, notamment en Amérique du Nord avec les États-Unis et en Asie avec la Chine et l'Inde. La puissance totale installée atteignait fin 2008 un peu plus de *120 GW*, dont environ *50%* situés en Europe, dépassant ainsi les prévisions : en 2005 on espérait voir *60 GW* de puissance installée à l'horizon 2010.

Les facteurs tels que la réduction des gaz à effet de serre et la dérégulation du marché de l'électricité en Europe (1996), dans un contexte économique favorable, ont permis l'essor de l'énergie éolienne avec comme conséquence, l'intégration massive de ces moyens de production au niveau des réseaux de distribution. Du fait de la conception verticale des réseaux électriques, les producteurs raccordés au réseau de distribution sont considérés comme décentralisés et souvent désignés sous le terme de « génération d'énergie dispersée » ou GED.

Tant que les moyens de production raccordés au réseau de distribution restaient marginaux, en terme de puissance, ils n'avaient que peu d'influence sur le fonctionnement des réseaux, c'est pourquoi leurs seules « contraintes » étaient de produire quand cela était possible et de se découpler du réseau en cas de défaut sur celui-ci. L'augmentation de leur insertion commence à être ressentie sur le fonctionnement des systèmes électriques, limitant entre autre la poursuite de leur intégration. Les moyens et stratégies de réglage employés jusqu'à présent ne sont plus adaptés pour garantir le bon fonctionnement du système. Il est donc nécessaire que ces nouveaux producteurs rendent service au système auquel ils sont raccordés. Pour cela, les conditions techniques de raccordement évoluent et de nouvelles stratégies de gestion des systèmes électriques sont à l'étude.

Dans ce contexte de forte mutation des réseaux de distribution électrique, le groupement d'intérêt économique Inventer la Distribution Électrique de l'Avenir (GIE IDEA regroupant Schneider Electric, EDF et le G2Elab) a lancé depuis déjà quelques années, en parallèle des études menées sur les réseaux de distribution du futur, une activité de recherche sur l'insertion de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution et en milieu insulaire. Cette activité a débuté avec la thèse de Nicolas Laverdure « *Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires* » [Lav 05]. Cette thèse a permis l'étude et la modélisation (ainsi que la validation des modèles) de trois technologies d'éolienne représentatives de la diversité actuellement présente sur le marché :

- Une structure à vitesse fixe à base de machine asynchrone à cage d'écureuil directement raccordée au réseau.
- Une structure à vitesse variable basée sur une génératrice à double alimentation dont le rotor est raccordé au réseau par une interface d'électronique de puissance de taille réduite ( $\approx 30\%$  de la puissance nominale de la machine).
- Une structure à base de machine synchrone à aimants permanents entièrement interfacée par de l'électronique de puissance permettant une grande plage de variation de vitesse.

Les thèmes étudiés dans ces premiers travaux concernaient essentiellement les aptitudes et capacités de chaque technologie en terme de qualité d'énergie, de tenue aux creux de tension et de contribution aux services système. La notion de parc éolien mixte a également été introduite dans le cadre de l'étude sur la qualité d'énergie. Ces études ont permis de mettre en évidence les difficultés, voir incapacités, rencontrées par les éoliennes à vitesse fixe à répondre à différentes exigences de raccordement (du fait du peu de moyens de contrôle qu'offre cette structure) et de mettre en avant la flexibilité de contrôle qu'offre une structure d'éolienne entièrement interfacée par rapport à une structure à double alimentation.

Les travaux présentés dans cette thèse prolongent ceux effectués par Nicolas Laverdure. Ils ont pour objectif d'approfondir le concept de mixité, qui consiste à faire cohabiter différentes technologies au sein d'un même parc : une technologie à vitesse fixe et une technologie à vitesse variable. Les principales motivations pour l'étude d'une telle structure de parc éolien sont les suivantes:

- L'éventualité de voir s'étendre ou « rénover » les parcs éoliens existants, basés sur une technologie à vitesse fixe, n'est pas à exclure. Auquel cas, ils devront répondre aux nouvelles exigences de raccordement. L'adjonction d'éoliennes à vitesse variable pour apporter des réponses convenables à ces nouvelles contraintes paraît être une bonne solution.
- Il peut être judicieux de concevoir un projet éolien en y intégrant directement une mixité technologique, dans le but de réduire son coût d'investissement, les éoliennes à vitesse fixe étant de par leur simplicité moins onéreuses que celles à vitesse variable.

Le premier chapitre de cette thèse permet de définir et justifier les motivations de ces travaux de thèse, en présentant plus en détail le contexte de l'énergie éolienne et, l'architecture et le fonctionnement du système électrique dans lequel les parcs éoliens sont intégrés. Ceci permettra de mieux comprendre l'influence de leur insertion sur le fonctionnement du système. Les différentes technologies d'éoliennes existantes et leur principe (de base) de fonctionnement seront également présentés.

La modélisation des systèmes éoliens exploités dans cette activité de recherche ainsi que leur commande seront présentées au second chapitre. Ces modèles ayant été développés au cours des travaux de thèse de Nicolas Laverdure seuls les éléments nécessaires à la compréhension des études qui suivront seront décrits.

Nous pourrions alors nous attacher aux études concernant la stabilité en tension et en fréquence. Les simulations permettant de répondre aux différents éléments concernant ces aspects ont été réalisées avec le logiciel Matlab/Simulink.

Le Chapitre 3 se focalisera sur les contraintes et capacités de gestion de la puissance réactive, de la participation au réglage de tension et de la tenue aux creux de tension des parcs éoliens. Un tour d'horizon de quelques réglementations existantes en Europe sera effectué. Nous traiterons également la question du dimensionnement de parcs éoliens mixtes et apporterons des solutions de contrôle pour la tenue aux creux de tension.

Les contraintes en matières de gestion de la puissance active et de participation au réglage de fréquence feront l'objet du Chapitre 4. Ce chapitre présentera également les moyens mis en œuvre pour chaque technologie afin d'aboutir à leur participation au réglage primaire de fréquence.

L'étude de l'intégration de parcs éoliens mixtes en milieu insulaire sera présentée Chapitre 5. Cette étude réalisée à l'aide du logiciel EUROSTAG, se focalisera sur la participation au réglage de fréquence des parcs éoliens dans un réseau de type insulaire.

Enfin comme le veulent les us, nous clôturerons cette thèse par les conclusions de ce travail et les perspectives qui pourront y faire suite.



# Chapitre 1

## Énergie éolienne et réseau électrique

---

### 1. L'énergie éolienne : contexte

#### 1.1. Éolien au 1er janvier 2009

Depuis environ une décennie le développement de l'énergie éolienne se poursuit à un rythme soutenu sur l'ensemble du globe. On comptabilisait fin 2008 pas moins de 120 GW de puissance éolienne installée, contre 17 GW à la fin de l'année 2000 [GWE 09]. Les pays comme les Etats-Unis et la Chine, en confirmant leur fort développement, rattrapent le retard qu'ils avaient par rapport à l'Europe. Ils ont respectivement installé 30,9% et 23,3% des nouvelles capacités en 2008, permettant ainsi aux États-Unis de passer devant l'Allemagne qui était jusqu'alors la 1ère nation en terme de puissance éolienne installée. L'Europe n'en reste pas moins active avec l'installation en 2008 de 8,4 GW sur l'ensemble des 27 pays constituant l'Union Européenne, atteignant ainsi une capacité totale de 65 GW. Quant à la France, elle poursuit son développement en se classant au 7ème rang mondial avec une capacité de 3,4 GW. La **Figure 1.1** illustre l'évolution de la capacité totale installée dans les pays leader en 2008 (Etats-Unis, Allemagne, Espagne et Chine) et en France, entre les années 2000 et 2008.

En Europe les capacités de production éolienne représentaient fin 2008 8,13% de la capacité totale de production d'énergie électrique, et l'énergie éolienne a couvert 4,2% de la demande de consommation d'énergie électrique [EWE 09].

Pour la France, qui en comparaison de ses voisins européens a pris un peu de retard, la production d'énergie éolienne a couvert 1,15% de la demande en 2008 [RTE 09]. Notons que les principales causes de ce retard proviennent des lourdeurs administratives, ainsi que des problèmes d'acceptation par la population de voir l'installation d'une ferme éolienne « près » de chez eux. Toutefois le Comité opérationnel du Grenelle de l'Environnement a établi un objectif optimiste pour l'éolien, avec en vue une capacité totale installée de 25 GW à l'horizon 2020 (ce qui représente 40% des capacités nucléaires actuelles) [ADE 09]. Pour atteindre cet objectif des mesures sont mises en œuvre afin de faciliter le développement des projets de création de ferme éolienne.

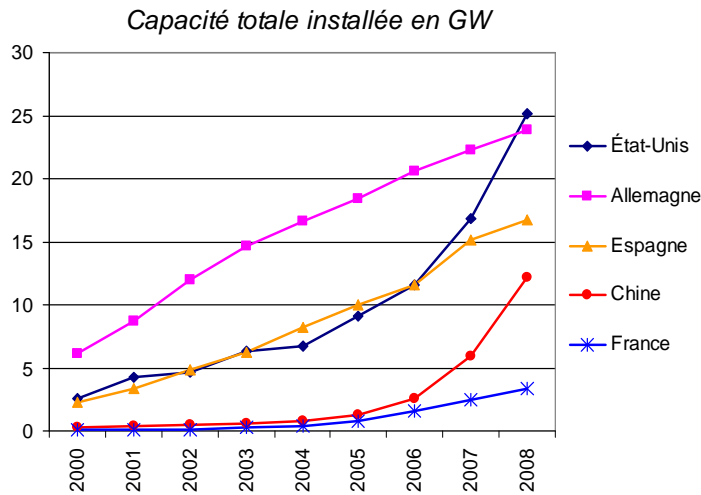


Figure 1.1 : Évolution des puissances éoliennes installées

On peut donc constater que la filière éolienne se porte bien. Signe de son bon développement, les premiers scénarii élaborés pour l'Europe en terme de puissance installée et de couverture énergétique ont été atteints avant l'heure. Aujourd'hui EWEA (European Wind Energy Association) prévoit pour l'Europe une capacité totale installée de 180 GW et une couverture énergétique au alentour de 13% à l'horizon 2020.

## 1.2. Facteur favorable au développement de l'éolien

L'essor qu'a connu le secteur éolien et sa bonne santé actuelle a été rendu possible grâce à différents facteurs. Ceux-ci sont de natures diverses mais résultent essentiellement d'orientations politiques dans un contexte économique jusqu'alors favorable.

### 1.2.1. Facteur environnemental

La prise de conscience par les politiques des problèmes environnementaux, et plus particulièrement celui du réchauffement climatique, ont amené les pays développés à réfléchir aux moyens à mettre en œuvre dans le but de limiter l'impact environnemental de la donne énergétique. De là, différentes initiatives ont vu le jour afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). On trouve parmi ces initiatives : le protocole de Kyoto (2005), les objectifs de l'Europe pour 2020 de réduire de 20% les émissions de GES (par rapport à 1990) et d'atteindre une part de 20% d'énergies renouvelables dans consommation globale d'énergie (2007), ... Selon l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) l'électricité représente environ 16% de la consommation mondiale d'énergie, mais sa production engendre environ 40% des émissions de GES [EWE 08]. C'est donc un secteur dans lequel de nombreux efforts peuvent être menés et où l'éolien a une place non marginale à prendre.

En effet l'énergie éolienne ne génère ni déchet, ni GES dans son processus de production d'électricité : elle permet donc de réduire les émissions de GES. En France d'après le scénario élaboré par RTE les émissions évitées grâce à l'éolien sont estimées à 300 g de CO<sub>2</sub> par kWh. Ce-ci

reste toutefois une estimation, donc dépendante de nombreux paramètres et souvent exempt d'impartialité. Selon EWEA par exemple, la production de 142 TWh en 2008 aurait permis d'éviter l'émission de 108 Mt de CO<sub>2</sub>, soit environ 760 g/kWh [EWE 09].

### 1.2.2. Stratégie énergétique

Par le passé les stratégies politiques en matière énergétique se portaient principalement sur les ressources fossiles – et le nucléaire pour certains pays. Aujourd'hui après plusieurs crises liées à ces ressources, la prise de conscience des limites des réserves, des problèmes géopolitiques qu'elles peuvent engendrées et bien entendu des problèmes environnementaux que l'exploitation abondante des ressources fossiles entraîne, ces stratégies s'orientent vers une mixité énergétique. Et pour cause ! Le fait de multiplier les ressources permet de limiter les crises liées à l'une d'elles. De plus l'exploitation des ressources locales contribue à l'indépendance énergétique. L'éolien se situe donc dans les axes stratégiques actuels de part son abondance sur une grande partie du globe.

### 1.2.3. Volonté politique

Pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, de nombreux états ont mis en place des systèmes de rémunération spécifiques pour assurer la rentabilité des projets, et donc favoriser les investissements dans les secteurs concernés. Concernant l'éolien, de nombreux pays dont la France ont mis en place une obligation d'achat à un tarif garanti (avantageux) sur les premières années d'exploitation.

Le secteur de l'éolien a fortement profité de ces mesures, favorisé par le fait que l'énergie éolienne est la plus compétitive de toutes les énergies renouvelables productrices d'électricité non conventionnelles. En effet, le coût de production de l'éolien est estimé autour de 8 c€/kWh [EWE 09]; en comparaison, le coût de production d'une centrale photovoltaïque de 200 kW est estimé au environ de 35 c€/kWh [ADE 09]. Cet avantage s'explique entre autre par un taux de disponibilité des machines de plus de 98%, et du fait que les éoliennes modernes (fin 80 début 90) se soient développées sur la base de technologies matures, réduisant ainsi leur coût de développement.

## 1.3. Bilan

Aujourd'hui l'énergie éolienne est donc bien implantée dans le paysage des producteurs d'énergie électrique. Son essor a été permis grâce aux orientations politiques guidées par différents facteurs (environnemental, stratégique, économique, ...), mais aussi parce que l'éolien recèle un potentiel énergétique important et que le coût de production d'électricité à partir de cette énergie est des plus compétitif. Toutefois une telle intégration dans les réseaux électriques n'est pas sans conséquences sur son fonctionnement et son exploitation. Le paragraphe suivant s'attache à décrire le système d'énergie électrique dans lequel l'énergie éolienne est intégrée, ce qui permettra par la suite de mieux cerner les problèmes liés à son insertion et ainsi introduire les objectifs de cette thèse.



## 2. Intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques

En Europe, la volonté de voir se développer les sources d'énergie renouvelable de part ses engagements en matière d'environnement, liée l'ouverture du marché énergétique (1996), a conduit à de nombreux changements sur les réseaux électriques, avec notamment la possibilité pour les nouveaux producteurs de se raccorder aux réseaux de distribution et de vendre l'énergie produite aux gestionnaires de ces réseaux. Ce contexte à vu l'émergence de nouveaux producteurs, bouleversant ainsi le fonctionnement du système électrique à l'origine conçu sur une architecture et divers contrôles hiérarchisés verticalement – l'énergie électrique allait des producteurs centralisés sur le réseau de transport, vers les consommateurs en passant les réseaux de distribution – garantissant le maintien de la tension, de la fréquence et la continuité de service.

N'étant pas raccordés au réseau de transport ces nouveaux producteurs sont considérés comme des productions décentralisées, également connus sous la dénomination de « *production* » ou « *génération* » « *d'énergie dispersée* » (PED ou GED). L'insertion grandissante des GED réduit leur marginalité, apportant de nouveaux problèmes sur les réseaux. C'est pourquoi depuis quelques années les contraintes techniques de raccordement des PED évoluent, avec pour objectif de garantir le bon fonctionnement du système électrique tout en permettant l'insertion de nouveaux producteurs. L'éolien qui met en œuvre des capacités de production importantes – la moyenne d'un parc éolien français est d'environ *10 MW* – est donc fortement concerné par ces modifications, et se doit de pouvoir y répondre tout en restant économiquement viable.

### 2.1. Système d'énergie électrique

Un réseau électrique est un système dynamique complexe qui met en œuvre de nombreux acteurs et possède bien entendu ses propres limites physiques. Il a pour objectif de satisfaire l'alimentation des consommateurs tout en garantissant une qualité de l'énergie électrique, et la sécurité des biens et des personnes. Pour cela il doit être correctement dimensionné et contrôlé.

#### 2.1.1. Architecture du réseau électrique

La plupart des réseaux électriques, qu'ils soient continentaux ou insulaires, ont été conçus pour des raisons techniques et économiques sur une hiérarchie descendante (**Fig. 1.2**) [Pie 84]. La description qui suit présente le cas du réseau d'énergie électrique français.

Au sommet de cette hiérarchie se trouvent les systèmes de production dits classiques. Ces systèmes de forte puissance sont principalement des centrales nucléaires, thermiques et hydroélectriques. Ces producteurs sont centralisés de par leur connexion au réseau de transport maillé à très haute et haute tension : HTB (de *400 kV* à *63 kV*). Ce réseau a une envergure nationale et est dimensionné pour transporter de grande quantité d'énergie électrique sur de grande distance avec un minimum de pertes. Il est connecté aux autres réseaux nationaux européens. L'exploitation de ce réseau sous forme maillé accroît la sûreté de fonctionnement puisqu'elle permet d'assurer la

continuité de service en cas d'incident sur une ligne ou sur une unité de production. Les liens entre les différents niveaux de tension sont assurés par l'intermédiaire de transformateurs.

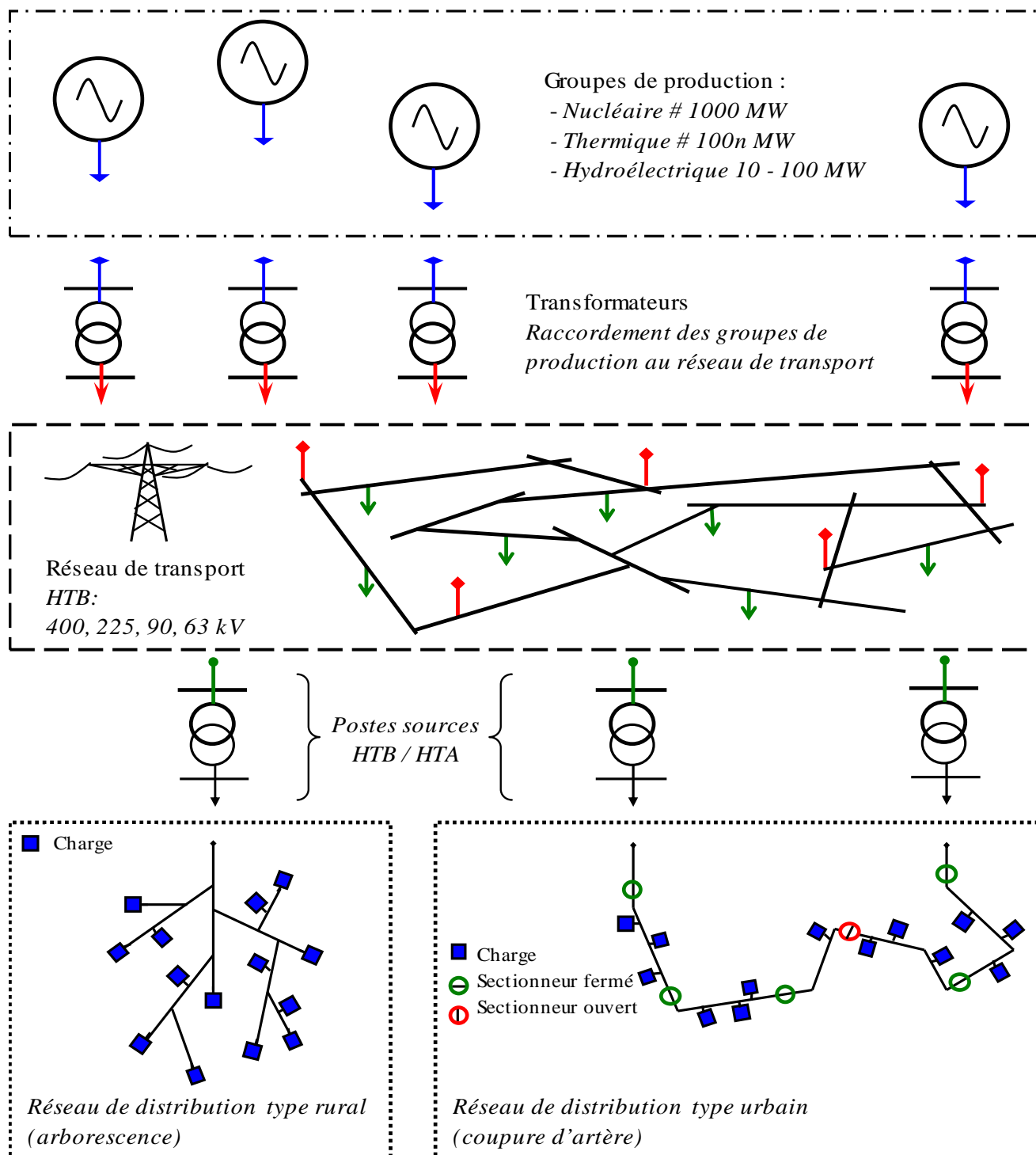


Figure 1.2 : Architecture des réseaux électriques

L'énergie électrique est ensuite acheminée vers les consommateurs raccordés en basse tension (BT) (400 / 230 V) à travers les réseaux de distribution qui fonctionnent généralement sous une tension de 20 kV (HTA). Ces réseaux sont raccordés au réseau de transport via des postes sources et sont principalement exploités sous forme radiale en milieu rural (arborescence) et en coupure d'artère en milieu urbain (boucle ouverte).

Avec ce type d'architecture les flux de puissance transitant sur les réseaux de distribution sont unidirectionnels. Ces réseaux ont donc été dimensionnés à cet effet et disposaient des moyens de contrôle nécessaires pour assurer une bonne fourniture d'énergie électrique aux consommateurs. Bien qu'il existait déjà des moyens de production raccordés sur ces réseaux, ceux-ci restaient marginaux et n'affectaient pas leur bon fonctionnement mais l'augmentation de l'insertion de GED a fait naître de nouveaux problèmes. L'exploitation de ces réseaux et les conditions de raccordement des GED ne peuvent se poursuivre comme alors. Des changements doivent être apportés pour continuer à garantir le bon fonctionnement du système électrique et permettre l'insertion de nouveaux producteurs.

Pour mieux comprendre les problèmes et les évolutions des contraintes de raccordement liés à l'insertion de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques, nous allons maintenant décrire le fonctionnement d'un système d'énergie électrique tel qu'il vient d'être exposé, (intégration verticale) en présentant les principaux réglages garants de son bon état de marche.

### **2.1.2. Fonctionnement du système d'énergie électrique**

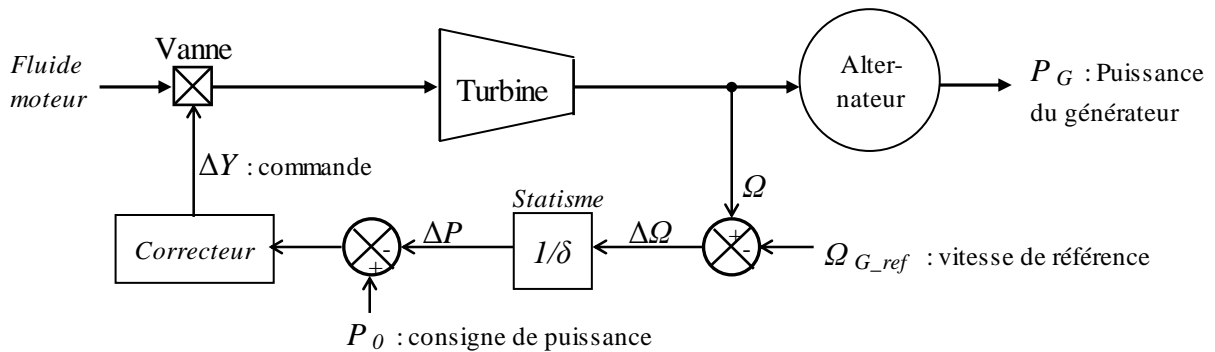
Un système d'énergie électrique peut être caractérisé par sa fréquence et ces différents niveaux de tension. La stabilité de ces grandeurs à l'intérieur de valeurs contractualisées assure la stabilité du système dans son intégralité. Pour cela les producteurs centralisés se doivent de répondre à ce que l'on appelle les services système, c'est-à-dire qu'ils participent entre autres au réglage de tension et de fréquence en des termes définis par les gestionnaires du réseau de transport auquel ils sont raccordés. Il existe également différents dispositifs mis en œuvre sur l'ensemble du réseau, et plus particulièrement sur les réseaux de distribution, qui permettent de maintenir la tension dans sa plage contractuelle. De plus un réseau électrique n'est pas exempt d'aléas, qu'ils soient d'origine naturelle, matérielle ou humaine, le système électrique doit pouvoir y faire face en retrouvant rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de désagréments pour le consommateur.

#### **2.1.2.1. Réglage hiérarchisé de la fréquence**

En fonctionnement normal la fréquence d'un système d'énergie électrique est identique à un instant donné sur l'ensemble du réseau, elle représente la vitesse des groupes de production synchrones – tous les alternateurs tournent à la même vitesse électrique. La stabilité de la fréquence est assurée par l'équilibre entre la production et la consommation. En conséquence, une variation de charge ou de production a donc pour effet de modifier la fréquence du système : une production supérieure à la consommation entraînera une augmentation de fréquence et inversement. Les groupes de productions sont donc régulés pour garantir la stabilité de la fréquence et son maintien à une valeur nominale de référence (50 Hz en Europe). Ce-ci est rendu possible grâce à la constitution de réserves de puissance réparties sur différents groupes de production et aux différents réglages hiérarchisés, intervenant successivement, qui leurs sont associés : les réglages primaire, secondaire et tertiaire (*Fig. 1.5*).

### Réglage primaire de fréquence : RPF

Le réglage primaire de fréquence est une correction automatique qui intervient rapidement pour rétablir l'équilibre production / consommation et maintenir la fréquence proche de sa valeur de référence. Ce réglage agit directement sur la vitesse des alternateurs par l'intermédiaire des boucles de régulation (**Fig. 1.3**) : rappelons que la vitesse d'un groupe synchrone est une image directe de la fréquence. À la fin de ce réglage la fréquence est différente de la fréquence de référence.



**Figure 1.3** : Intégration d'un statisme dans une boucle de régulation de vitesse (en pu)

Tous les groupes de production classiques raccordés au réseau de transport ont l'obligation de participer à ce réglage. Le régulateur de vitesse impose une variation linéaire entre la fréquence et la puissance active du groupe (**Fig. 1.4**), ce qui donne à ce réglage une caractéristique statique. Cette loi de réglage statique est définie par :

$$\frac{(P - P_0)}{P_N} = -\frac{1}{\delta} \frac{(f - f_0)}{f_N} \quad (1.1)$$

Ou :

$$(P - P_0) = -K(f - f_0) \quad (1.2)$$

Avec :  $P_0$  : puissance active fournie à la fréquence nominale, MW

$P$  : puissance fournie par le groupe en mode quasi stationnaire, MW

$P_N$  : puissance nominale du groupe, MW

$f$  : fréquence du réseau, Hz

$f_N$  : fréquence nominale du réseau, Hz

$K$  : « énergie réglante » du groupe, MW/Hz

$\delta$  : statisme du groupe, %

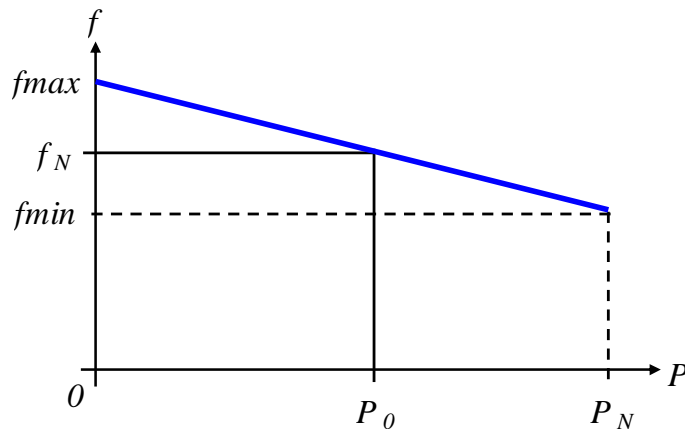


Figure 1.4 : Statisme

Cette stratégie de réglage fait apparaître deux notions, celle de réserve primaire et celle d'« énergie réglante » primaire.

La première correspond à la capacité du système à rétablir l'équilibre production / consommation lorsque la consommation se trouve excédentaire. Pour cela le système doit disposer d'une réserve de puissance suffisante. La réserve primaire d'un groupe correspond donc à la différence entre la puissance active fournie à la fréquence nominale :  $P_0$ , et sa puissance de limitation (si un groupe participe à différents réglages, sa puissance de limitation est inférieure à sa puissance nominale afin qu'il dispose d'une réserve nécessaire pour participer aux autres réglages). L'UCTE préconise pour le réseau européen une réserve primaire de  $3000\text{ MW}$ , ce qui permet de compenser la perte de deux des plus gros groupes (trois tranches nucléaires).

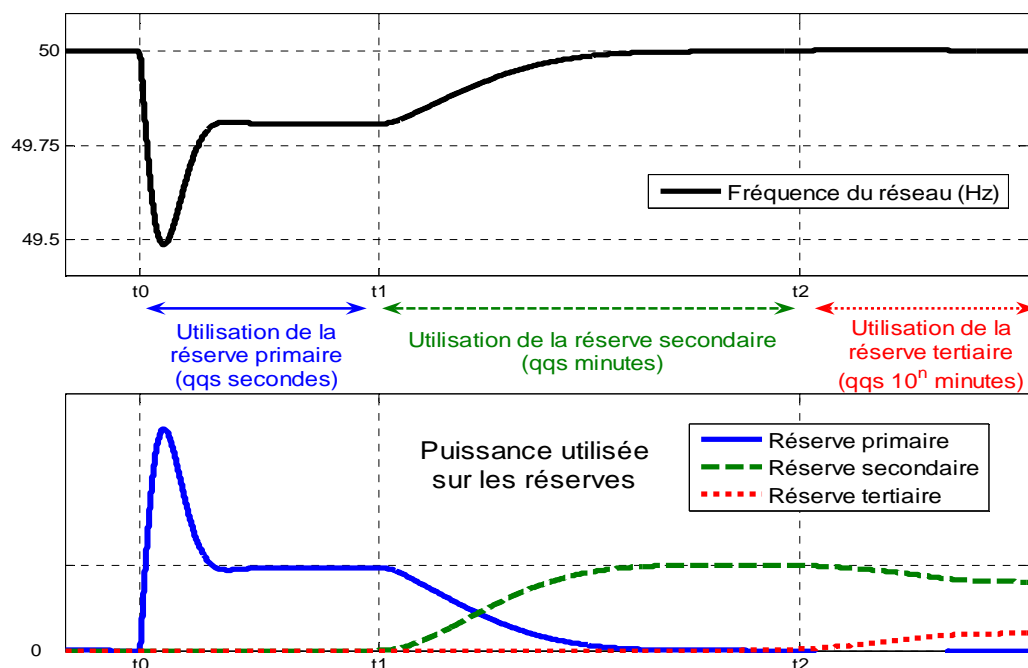
L'énergie réglante,  $K$ , correspond à la variation de puissance par rapport à la variation de fréquence. Plus cette « énergie » est grande moins la déviation de fréquence après le réglage primaire sera important. L'énergie réglante d'un groupe de production est inversement proportionnelle à son statisme comme le montre l'équation (1.3). Pour un réseau cette énergie correspond à la somme des énergies réglantes de chaque groupe de production. En Europe cette valeur est périodiquement révisée par l'UCTE : depuis 2005 elle est fixée pour l'ensemble du système européen à  $21000\text{ MW/Hz}$ .

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{P_N}{f_N} \quad (1.3)$$

### Réglage secondaire de fréquence : RSF

L'objectif du réglage secondaire est de ramener la fréquence à sa valeur nominale tout en rétablissant les échanges de puissance entre les partenaires à leur valeur contractuelle. Pour cela un réglage automatique centralisé dans les centres nationaux de dispatching envoie de nouvelles consignes de puissance aux groupes participants au RSF. Ces groupes sont choisis selon leurs capacités dynamiques à moduler leur production et leur coût. Les RSF est plus lent que le réglage primaire (quelques minutes) et il intervient une dizaine de seconde après la stabilisation de la

fréquence par le réglage primaire. Il permet également aux groupes ne participant pas à ce réglage de reconstituer leur réserve primaire en se replaçant à leur point de fonctionnement initial (*Fig. 1.5*).



*Figure 1.5 : Réglage hiérarchisé de fréquence : emploi des différentes réserves suite à un défaut*

### Réglage tertiaire de fréquence : RTF

Le réglage tertiaire est manuel : il est effectué par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Cette réserve tertiaire permet d'une part de compléter le RSF si cette réserve s'est trouvé insuffisante pour ramener la fréquence à sa valeur nominale, mais également de compenser la différence entre production et consommation lors de variation lente de cet écart. Cette réserve doit être mobilisable dans un délai de 15 minutes.

En somme, les réserves secondaire et tertiaire doivent être dimensionnées pour faire face aux pointes de consommations, alors que la réserve primaire doit faire face aux variations rapides de fréquence.

### Situation critique : délestage de charge

Lors de situations critiques engendrées par la perte brutale d'une partie conséquente de la production, il se peut que le réglage primaire ne soit pas suffisant pour limiter la chute de fréquence. Dans ce cas certaines charges sont délestées dans le but de stabiliser le système le plus rapidement possible. Ce délestage est effectué de manière automatique par des automates programmés en conséquence. Le réglage de ces automates dépend de la sensibilité des charges alimentées : les administrations et centre hospitaliers ne seront affectés qu'en dernier recours, alors qu'un quartier résidentielle sera visé en priorité. En milieu insulaire où de telles situations surviennent plus fréquemment, le réglage des automates est régulièrement revisité afin de ne pas affecter les mêmes consommateurs à chaque défaut.

#### 2.1.2.2. Réglage hiérarchisé de la tension : réseau de transport

Les charges présentes sur le réseau électrique consomment d'une part une certaine quantité de puissance active et généralement une quantité plus ou moins importante de puissance réactive selon leurs types.

Cette puissance réactive consommée est en partie fournie par les groupes de productions essentiellement connectés au réseau de transport, et en partie par des dispositifs de compensations d'énergie réactive généralement placés au plus près de la consommation pour éviter les transits élevés de puissance réactive dans le réseau de transport vers le réseau de distribution. En effet, en HTB, les lignes ont un caractère plus inductif que résistif et le transit de puissance réactive induit de forte chute de tension. De plus, le fait de faire transiter de la puissance réactive dans une ligne diminue la puissance active maximale transmissible par celle-ci [RTE 04].

Du fait de l'étendue du réseau HTB les contrôles en tensions s'effectuent de manière hiérarchisée dans le temps et de manière distribuée dans l'espace (*Fig. 1.6*).

#### **Réglage primaire de tension : RPT**

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. Le RPT est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Grâce à cet asservissement les générateurs actuels, essentiellement des alternateurs, fixent la tension à une valeur de consigne sur leur point de raccordement. Le principe est d'agir sur l'excitation de ces machines pour garder le niveau de tension désirée. Ceci est réalisable dans les limites propres de chaque alternateur. Le RPT permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes (en réactif), de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension. [Cra.1 03].

#### **Réglage secondaire de tension : RST**

Le réglage secondaire de tension a pour but de faire face de manière coordonnée à de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le RST est automatisé et centralisé par régions (dites zones de réglage). Ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au RST. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier a un temps de réponse nettement plus long que le précédent : il est de l'ordre de la minute. [Cra.1 03].

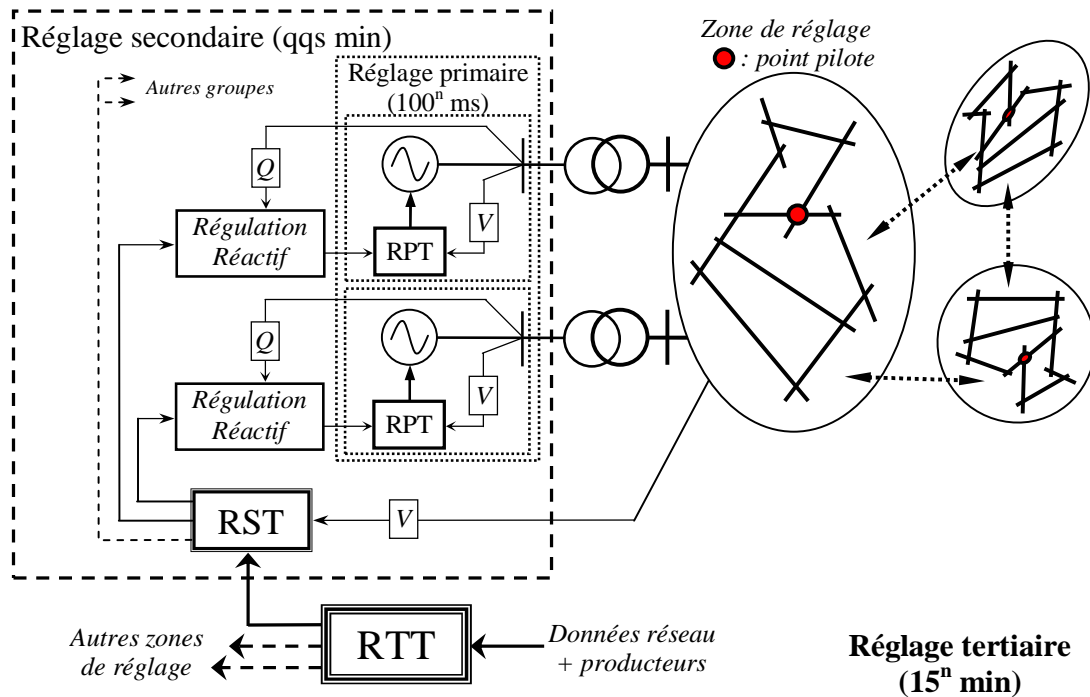


Figure 1.6 : Réglage hiérarchisé de tension

### Réglage tertiaire de tension : RTT

Le réglage tertiaire, manuel, effectué en France par le dispatching national, consiste à réévaluer, à intervalles de quinze minutes, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants [RTE 04]:

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par un « *optimal power flow* », ou OPF, en tenant compte des critères précédemment cités. [Cra.1 03].



### 2.1.2.3. Compensation locale d'énergie réactive

Il existe sur le réseau électrique français des organes de réglage de la tension répartis depuis les groupes de productions jusqu'aux consommations. Ces installations sont :

- des dispositifs de compensation de l'énergie réactive
- des dispositifs de tenue en tension capable de fournir ou d'absorber de la puissance réactive pour un contrôle local de la tension.

Ces dispositifs permettent de soulager le contrôle des productions et limite ainsi le transit de puissance réactive indésirable sur les réseaux en amont. Ces systèmes ne sont pas coordonnés, se sont des automates dont les réactions sont calibrées en fonction de contraintes sur l'onde en tension.

## **Moyens de compensation classiques**

### *Les inductances*

Les inductances sont souvent utilisées pour absorber la puissance réactive produite par de longue ligne dans le réseau de transport. Elles peuvent être raccordées en direct ou via le tertiaire de transformateurs. Leur puissance peut aller de 50 à 400 MVar.

### *Les condensateurs*

Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVar. Ils sont utilisés pour corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur HTB/HTA en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale toutes les 10min. En règle générale une batterie de condensateur est composée de 3 gradins, chaque gradin étant lui-même composé de 6 éléments [Koc 97].

### *Les compensateurs synchrones*

Cette solution utilise des générateurs du réseau pour produire ou absorber du réactif. En effet, une machine synchrone peut être commandée de manière à préserver la tension via la puissance réactive qu'elle produit. Le principe du contrôle est le même que celui des machines soumises au réglage primaire avec un régulateur en charge du maintien de la tension. Aujourd'hui ce type de compensation n'est plus d'usage, ils sont remplacés par des systèmes à base d'électronique de puissance de type SVC et autres SVG, SVC LIGHT, ... (voir plus loin).

### *Les transformateurs avec prises réglables en charge*

Un régleur en charge est un transformateur capable d'adapter son rapport de transformation dans une plage définie. Ceci permet de régler, en fonction du transit de puissance et/ou de la tension mesurée, la tension du secondaire du transformateur. Un régleur en charge peut être avec ou sans compoundage [Can 00]. Le régleur en charge sans compoundage change de prise lorsque la tension mesurée au secondaire du transformateur est supérieure ou inférieure à un écart de tension par rapport à une consigne donnée pendant un temps donné. Le régleur en charge avec compoundage

effectue en plus une mesure de courant. La tension comparée aux tensions limites est une somme vectorielle de la tension au secondaire et de la chute de tension dans la résistance de compoundage. Ceci permet d'avoir une image de la puissance transitée via le transformateur et donc de l'état de charge du réseau aval. L'introduction de cette résistance permet d'estimer la chute de tension en un point du réseau.

### Systèmes FACTS (*Flexible alternative Current Transmission Systems*)

Les systèmes FACTS (ou D-FACTS en réseau de distribution : *Distribution FACTS*) ont été développés pour maintenir la tension dans les limites admissibles et limiter les transits de puissance réactive. Ces systèmes à base d'électronique de puissance utilisent les performances de contrôle offertes par l'utilisation de cette technologie.

Une liste non exhaustive des moyens de réglages par compensation d'énergie réactive va être donnée. On s'intéresse ici uniquement aux compensateurs les plus connus. Le fonctionnement de ces systèmes ne sera pas développé, le lecteur pourra cependant trouver plus d'informations dans les ouvrages suivants [Cra.2 03], [Gom 05].

#### Les moyens de compensation par compensateur statique

L'électronique de puissance a permis la réalisation de compensateurs statiques composés de capacités et d'inductances commandées.

Le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) ainsi que le SVC (*Static Var Compensator*) sont des systèmes basés sur ce principe (**Fig. 1.7**). Ces compensateurs fournissent ou consomment de l'énergie réactive grâce à une commande de thyristor. Les applications de ces systèmes sont diverses, ils servent notamment à améliorer le maintien de la tension, réduire les oscillations de puissance ou encore augmenter le transfert de puissance [Cra.2 03].

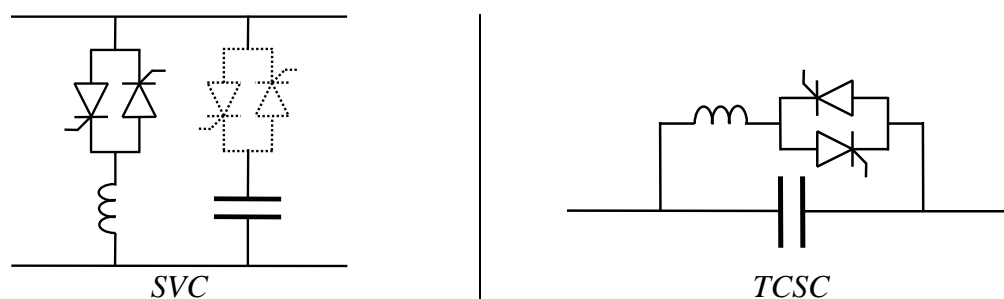


Figure 1.7 : structure de compensateurs statiques : SVC et TCSC

#### Les moyens de compensations utilisant un convertisseur

Ces systèmes comme le SVG (*Static Var Generator*) ou STATCOM ou le UPFC (*Unified Power Flow Controller*) utilisent des convertisseurs AC\DC ou DC\AC pour réaliser une source de tension commandable (**Fig. 1.8**).

Le SVG met en oeuvre un convertisseur DC\AC avec un élément de stockage, généralement une capacité sur le bus continu. Cet onduleur est connecté en parallèle (connexion shunt) sur le

réseau. Le contrôle de l'onduleur permet de faire fonctionner ce système soit en récepteur, soit en générateur de puissance réactive.

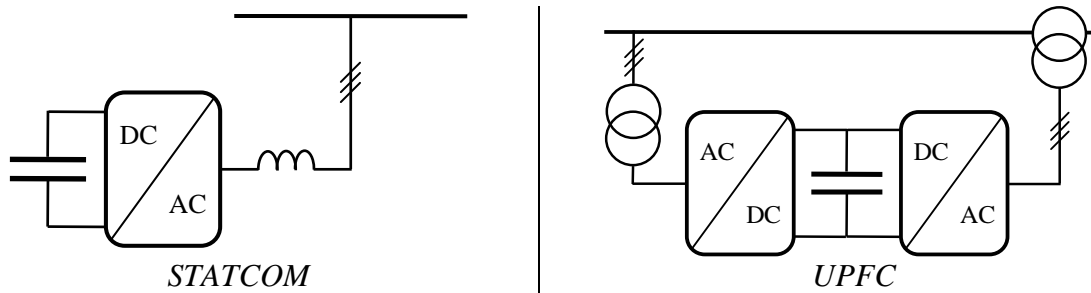


Figure 1.8 : Structure de FACTS avec convertisseurs : STATCOM et UPFC

L'UPFC lui est composé de deux convertisseurs avec un bus continu en commun. Le premier convertisseur est un convertisseur AC\DC relié au réseau par une connexion shunt. Le deuxième est un convertisseur DC\AC relié au réseau avec une connexion série. Grâce à ce type de système il va être possible d'utiliser un des deux convertisseurs pour intervenir sur la tension du réseau en se servant du deuxième pour alimenter le bus continu. La connexion shunt permet de se servir de l'UPFC comme d'un SVG et donc de gérer l'injection ou l'absorption de puissance réactive et également la charge du bus continu. La connexion série permet de gérer indirectement les puissances active et réactive transmises par la ligne via l'injection d'une tension en série.

#### 2.1.2.4. Maintien du plan de tension sur les réseaux de distribution

Les gestionnaires des réseaux de distribution doivent garantir le maintien de la tension dans sa plage contractuelle. En France ces réseaux fonctionnent sous une tension de 20 kV qui doit être en tous points maintenue à  $\pm 5\%$ . Avec une exploitation « normale » de ces réseaux, à flux de puissances unidirectionnels, la tension décroît du poste source à son extrémité. Pour pouvoir garantir le plan de tension, ces réseaux sont généralement équipés d'un poste source avec transformateur régulateur en charge auquel peut être associé une ou plusieurs batteries de condensateurs. La connaissance de l'architecture du réseau et des charges qui y sont raccordées permet aux gestionnaires de régler les automates des différents dispositifs de contrôle de tension pour garantir le plan de tension, mais également de prévoir le renforcement de ce dernier quand celui-ci est exploité proche de ces limites. De plus, pour limiter les transits de puissance réactive, donc les chutes de tension, les consommateurs raccordés en aval du poste source (HTA et BT) sont contraints à ce que leur installation électrique ne fonctionne pas en dessous d'un certain facteur de puissance (en générale  $\tan\varphi < 0,4$ ).

Avec une architecture de réseau électrique intégré verticalement, du producteur vers le consommateur, ces moyens de contrôle permettent de garantir la stabilité du système en tension et en fréquence, et assurent une bonne fourniture d'énergie électrique aux consommateurs. L'ouverture des marchés énergétiques a fait naître l'émergence de producteurs s'intégrant au niveau des réseaux de distribution, à la base non prévus pour les recevoir. Nous allons maintenant présenter les principaux problèmes liés à l'intégration de la GED, ce qui expliquera la nature et le sens des évolutions des contraintes de raccordement de ces producteurs.

## 2.2. Impacts de l'intégration de GED dans les réseaux électriques

Nous nous intéressons ici à l'intégration de l'énergie éolienne en tant que GED, c'est-à-dire raccordé au réseau de distribution. Ces réseaux à la base non conçus pour recevoir des producteurs voient donc leur fonctionnement se modifier et laisse apparaître des problèmes liés à la tension. De plus ces nouveaux producteurs considérés comme marginaux par rapport aux moyens de production classique possèdent des critères de connexion particuliers qui peuvent, à partir d'un certain taux de pénétration, impacter la stabilité en fréquence du système électrique.

### 2.2.1. Impacts sur la tension

Les réseaux de distribution avaient pour rôle de fournir l'énergie électrique puisée sur le réseau de transport et de l'acheminer vers les consommateurs ; les flux de puissance étaient alors unidirectionnels. Les moyens de contrôle mis en œuvre permettaient de maintenir la tension dans sa plage contractuelle de fonctionnement sur l'ensemble du réseau. Bien qu'il existât déjà des moyens de production raccordés sur ces réseaux, ceux-ci restaient marginaux et n'affectaient pas le bon fonctionnement de ce système. L'insertion de GED grandissant celle-ci est à l'origine de divers problèmes impactant le fonctionnement de ces réseaux ; les flux de puissance deviennent bidirectionnels, les systèmes de contrôle existants ne sont plus à même de pouvoir garantir le plan de tension à tout instant et les systèmes de protection sont affectés par la modification du courant de court-circuit [Can 00].

#### 2.2.1.1. Problèmes de tension liés à l'insertion de GED

Pour illustrer les problèmes de tension dus à l'insertion de GED nous présentons en **Figure 1.9** un modèle équivalent monophasé d'une ligne triphasé. Ce modèle est valable pour des lignes courtes et moyennes ou les phénomènes de propagation peuvent être négligés mais aussi bien sûr en faisant l'hypothèse d'un régime équilibré, ce qui est notre cas dans cette étude.

A partir du diagramme de Fresnel associé à cette ligne on peut déterminer l'expression de la chute de tension en fonction complexe ( $\Delta V$ ) de la tension, du courant et des paramètres de la ligne comme suit :

$$\bar{V}_{res} - \bar{V} = (R + j\omega L)\bar{I} \quad (1.4)$$

$$\Delta V = \frac{1}{3} \frac{PR + QL\omega}{V} \quad (1.5)$$

$$\delta V = \frac{1}{3} \frac{-QR + PL\omega}{V}$$

Avec :  $R$  et  $L$  : résistance et inductance totale de la ligne

$V$  et  $I$  : la tension au nœud considéré et le courant transitant dans le ligne

$P$  et  $Q$  : les puissances active et réactive au nœud considéré

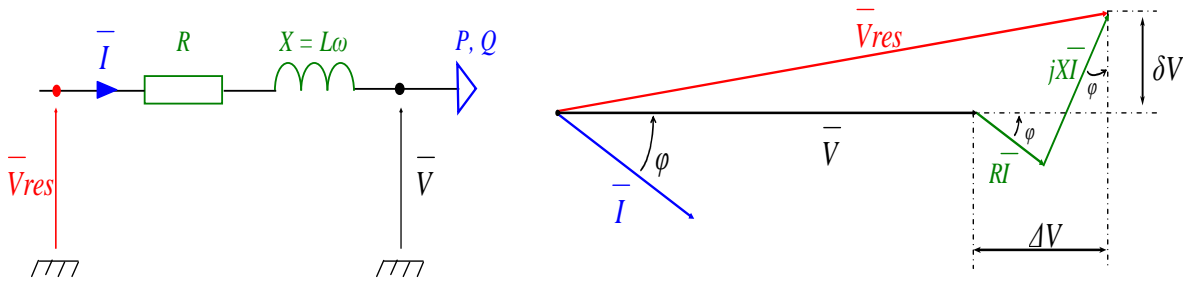


Figure 1.9 : Modèle d'une ligne

Les expressions de  $\Delta V$  illustrent un des principaux problèmes lié à la connexion de GED sur un réseau : l'injection de puissance, active ou réactive, va induire une élévation de la tension au noeud de connexion. Dans les réseaux de distribution la valeur de la réactance est proche de celle de la résistance  $L\omega \approx R$  : cela explique pourquoi la puissance active injectée par les GED a autant d'impact sur la modification de tension. Donc selon la structure du réseau, les caractéristiques du poste source, le point de raccordement et la puissance injectée par la GED, la tension peut être élevée au point de raccordement, pouvant même dépasser la limite admissible.

On peut remarquer ici que ce phénomène ne se retrouve pas sur le réseau de transport puisque dans ce cas la réactance est très supérieure à la résistance :  $L\omega \gg R$ . En tenant compte de cette caractéristique les expressions de chute de tension peuvent être simplifiées et se ramener au système d'équation (1.6). La puissance active a donc une influence négligeable sur la tension. Ce découplage entre puissance active et puissance réactive facilite ainsi le contrôle et la gestion des producteurs.

$$\Delta V \approx \frac{1}{3} \frac{Q L \omega}{V}$$

$$\delta V \approx \frac{1}{3} \frac{P L \omega}{V}$$
(1.6)

De plus la présence de GED sur les réseaux HTA peut également induire des problèmes de fonctionnement des régleurs en charge. Dans le cas de régleurs en charge avec compoundage, une forte production de GED entraîne une mesure de courant moins importante dans la résistance et une chute de tension à ses bornes moins élevée. Ceci est interprété comme un état de charge faible, provoquant un changement de prise dans le but de baisser la tension du transformateur, [Can 00]. Ce changement de configuration peut être critique pour les départs adjacents sans GED qui peuvent se voir imposées des tensions trop basses.

Les problèmes de tension se compliquent dans le cas où la source d'énergie primaire des GED est de nature renouvelable et intermittente (cas de l'éolien) : la production des GED est non permanente ce qui peut provoquer une fluctuation imprévue de la tension.

### 2.2.1.2. Solutions pour le réglage de tension dans les réseaux de distribution

Concernant les problèmes de surtension, il est possible d'utiliser les GED pour absorber ou produire de la puissance réactive afin de participer au réglage de tension. De nombreuses études ont été menées pour faire face aux problèmes de tension dans les réseaux de distribution dus à l'intégration de GED. Des contrôles de GED en puissance et en tension existent déjà : le principe de ceux-ci diffère en fonction du type de GED utilisée à savoir le raccordement direct d'une machine synchrone ou la présence d'une interfaçage d'électronique de puissance [Las 98].

La participation au réglage de tension ainsi que la proposition de solutions pour les problèmes liés à l'introduction des GED sont des sujets de recherche très présents dans la littérature, que se soit pour la réorganisation du système de protection, pour une meilleure gestion de l'énergie ou pour des réglages de fréquence et de tension. Généralement ces récentes études se placent dans un contexte futur de forte intégration de GED et proposent des solutions innovantes à ces problèmes.

Dans la problématique du contrôle de tension sur les réseaux BT et HTA, deux axes de recherche se dégagent :

- le premier axe envisage un contrôle de tension grâce à une coordination des GED.
- le deuxième envisage un contrôle de tension sans coordination et réalisé par une adaptation des productions de puissances autonome et locale de chacune des GED.

La première solution envisage donc une coordination des GED. Chaque GED est contrôlée en puissance ou en tension. Dans ce cas, chaque GED doit être capables de communiquer avec un centre de dispatching centralisant les informations et, en fonction de celles-ci, à même de fournir les consignes en puissance ou en tension optimales pour chaque GED. Ces systèmes de coordination optimale de production peuvent avoir des objectifs divers comme la réduction de pertes sur le réseau tout en conservant la tension dans les limites contractuelle [Cai 04] ou encore la conservation du plan de tension [Cal 05] [Ric 06] [Ber 09]. Ce concept de gestion est plus communément appelé : *centrales virtuelles* ou *smart grid*. Ces solutions bien que très innovantes sont également très futuristes puisque qu'elles considèrent un système développé de mesures et de communication.

Le deuxième axe de recherche consiste à intégrer à chaque GED un système de contrôle intelligent et autonome pour une gestion locale de la régulation tension. Aujourd'hui cette solution est plus facilement réalisable puisqu'elle ne nécessite pas de moyens de mesure et de communication avancés. Le principe de ce contrôle est de réguler la GED en puissance ou en tension en fonction du niveau de contraintes mesurées au point de connexion de la GED [Kip 03]. De plus ce type de contrôle est indépendant des configurations du réseau.

### 2.2.2. Impacts sur la fréquence

L'incident survenu le 4 novembre 2006 sur le réseau européen (UCTE) [UCT 07] illustre bien l'impact que peut avoir la production éolienne sur la fréquence.

Suite à une succession de défaillances, le réseau européen c'est retrouvé scindé en trois zones (*Figure 1.10*). À cette époque les parcs éoliennes n'étaient pas tenus de rester connectés suite à des variations de fréquence. En France par exemple leur domaine de fonctionnement en fréquence était compris entre  $49,5\text{ Hz}$  et  $50,5\text{ Hz}$  : au-delà de cette plage de fréquence les éoliennes pouvaient se découpler du réseau [Arr 03]. En plus de cela la majorité de la production éolienne n'était pas visible par les opérateurs de réseaux et ces derniers n'avaient aucun moyen de contrôler directement leur couplage ou découplage.



*Figure 1.10 : Séparation du réseau UCTE le 4 novembre 2006*

La zone Sud-Est a été peu affectée par cette séparation : la fréquence chutera d'environ  $200\text{ mHz}$  ( $\approx 49,8\text{ Hz}$ ), due à une sous-production d'environ  $770\text{ MW}$ . La situation a vite été rétablie par l'utilisation des réserves disponibles et la mise en service, automatique, de plusieurs centrales hydroélectrique. La stabilisation du système n'a pas sollicitée l'intervention des opérateurs (plan de défense non activé). De plus le rétablissement de la fréquence a été favorisé par une décroissance rapide de la consommation lors de l'évènement.

La zone Ouest s'est retrouvée avec un déséquilibre de sous-production de  $8940\text{ MW}$ . La fréquence est passée en dessous des  $49,5\text{ Hz}$  et de nombreuses unités de production ont été déconnectées du réseau (éolienne et co-génération) augmentant ainsi le déséquilibre ; la fréquence a fini par se stabiliser à  $49\text{ Hz}$   $8\text{ s}$  après la séparation ( $-125\text{ mHz/s}$ ). Dans ces conditions, un délestage de charges a été effectué par les automates (activation du plan de défense) et au total ce sont  $18290\text{ MW}$  de charge qui seront déconnectées. La perte totale de production est de  $10910\text{ MW}$  dont  $45\%$  en provenance de production éolienne –  $75\%$  de la production éolienne de cette zone à été déconnectée. Malgré ces pertes de production, le retour de la fréquence s'est fait assez rapidement

( $\approx 15\text{min}$ ) par la mise en service de  $16800\text{ MW}$  de réserves (centrales hydroélectrique principalement). Même si la situation a été vite rétablie, la perte des petites unités de production a tout de même engendré un grand nombre de délestage de charge :  $12\%$  en France,  $10\%$  en Espagne,  $18\%$  dans l'ouest de l'Autriche.

Pour la zone Nord-Est, le problème lié à la production éolienne a été différent. Cette zone c'est retrouvée avec un surplus de production de  $10000\text{ MW}$ , soit environ  $17\%$  de la production totale au moment des faits. Ce surplus a entraîné une augmentation rapide de la fréquence :  $51,4\text{ Hz}$ . Cette dernière est rapidement retombée à  $50,3\text{ Hz}$  grâce à différentes actions automatiques (réglage primaire standard ou d'urgence, activation du contrôle de vitesse de certaines unités de production), et par le déclenchement automatique des générateurs sensible aux sur-fréquences. Le découplage de la production éolienne a été estimé à  $6200\text{ MW}$ . Cette perte de production a joué un rôle important dans les premières secondes après la séparation, et a permis la décroissance rapide de la fréquence. A ce stade des événements le rétablissement de la fréquence était en bonne voie mais n'était toujours pas acceptable (en fonctionnement normal un dépassement de  $180\text{ mHz}$  est autorisé). Or certains parcs éoliens se sont reconnectés automatiquement au réseau entraînant une faible augmentation de la fréquence. Ce comportement des parcs éoliens est contraire à la situation mais les opérateurs n'ont aucun moyen d'action sur ces derniers. Par conséquent ils doivent agir manuellement sur les autres centrales pour rétablir l'équilibre. Le comportement des parcs éoliens ainsi que d'autres facteurs ont considérablement compliqué le retour à un fonctionnement normal ( $\approx 45\text{ min}$ ).

### 2.3. Conclusion

Le système électrique tel qu'il a été conçu n'est pas adapté pour recevoir un grand nombre de production décentralisée. Même si aujourd'hui la situation est encore acceptable, il n'est plus possible de continuer l'intégration comme elle se faisait jusqu'alors. C'est pourquoi les contraintes techniques de raccordement des fermes éoliennes évoluent et qu'il est nécessaire d'évaluer les capacités des différentes technologies d'éolienne à répondre à ces contraintes. Ceci fait l'objet des préoccupations de cette thèse. L'évolution des contraintes liées à la tension sera détaillée au cours du **Chapitre 3** et celle des contraintes liée à la fréquence lors du **Chapitre 4**.

## 3. Les Systèmes éoliens : principes de fonctionnement

### 3.1. Principe de conversion

Un système éolien, quelque soit sa technologie convertit l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes :

- la conversion d'une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique ; cette conversion se fait au niveau de la turbine
- la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique au niveau de la génératrice



Suivant la technologie utilisée la connexion de la génératrice au réseau se fait soit directement, soit par l'intermédiaire total ou partiel d'une interface d'électronique de puissance. Une transmission mécanique assure la liaison entre la turbine et le rotor des la génératrice.

Ce principe général de conversion est illustré sur la *Figure 1.11*.

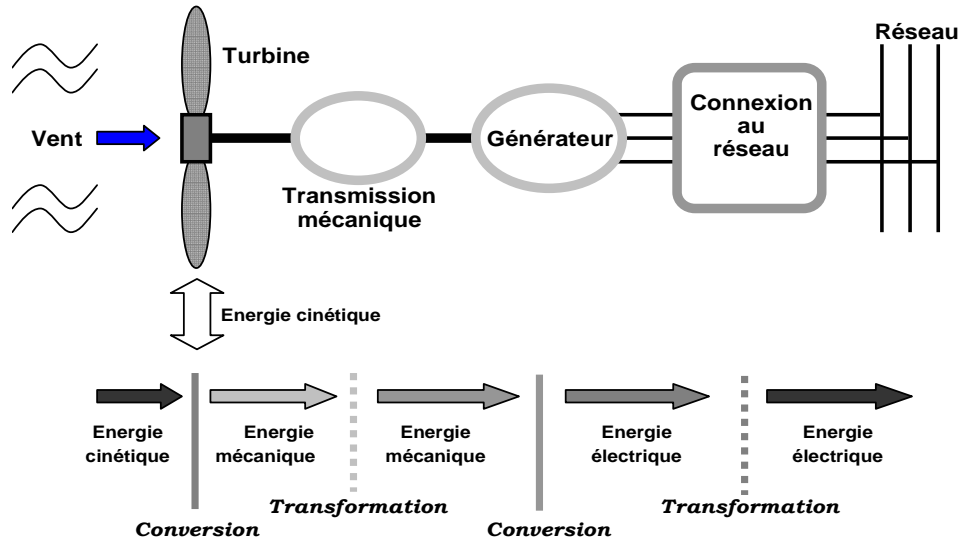


Figure 1.11 : Principe de la conversion d'énergie d'une éolienne

### 3.2. La Turbine

La majorité des éoliennes ont une turbine généralement constituée de trois pales (parfois deux pour les éoliennes de petite taille [VER]). Ces pales ont un profil aérodynamique identique à celui des ailes d'avion (Fig. 1.12). Elles exploitent donc la différence de pression qui créé une force de portance pour mettre en rotation la turbine et ainsi extraire une partie de l'énergie cinétique du vent.

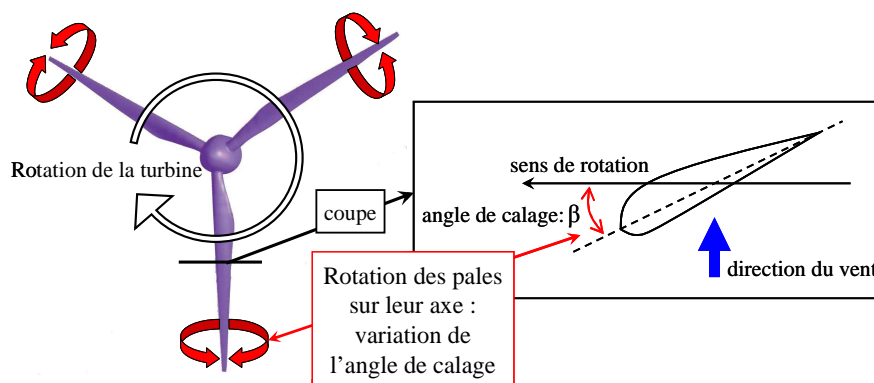


Figure 1.12 : Profil aérodynamique d'une pale

La puissance disponible sur une surface  $S$  s'exprime par la dérivation de l'énergie cinétique de la masse d'air traversant cette surface:

$$P_{dispo} = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \quad (1.7)$$

La turbine ne récupère qu'une fraction de cette puissance. Cette fraction est définie par la surface balayée par les pales  $S = 2 \cdot \pi \cdot R_T^2$ , le coefficient de puissance  $C_P$  qui caractérise chaque turbine et qui dépend à la fois de la position angulaire de l'axe de la pale caractérisée par son angle de calage  $\beta$  et du rapport de vitesse  $\lambda$ .

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{v} \quad (1.8)$$

La puissance captée par la turbine s'écrit donc :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_P(\lambda, \beta) \quad (1.9)$$

Le contrôle de la conversion effectuée au niveau de la turbine peut se faire par celui de l'angle de calage  $\beta$  (*Pitch Control* en anglais). Cette technologie autorise une variation de  $\beta$  de  $0^\circ$  à  $20^\circ$  ou  $30^\circ$ . Il permet en fonction de sa position de réduire ou d'augmenter la puissance captée par la turbine. Le principe de fonctionnement de cette technologie sera abordé plus en détail dans le chapitre concernant la modélisation des systèmes éoliens (*Chapitre 2*).

Toutes les éoliennes ne sont pas équipées du *pitch control*. Il existe d'autres solutions technologiques telles que l'*active stall* qui utilise également l'angle de calage mais sur de plus petites variations d'angle ( $3^\circ$  à  $5^\circ$ ) ou le *passive stall* utilisé essentiellement avec les éoliennes à vitesse fixe [Lav 05]. Ces deux solutions font usage de profils de pale spécifiques, qui permet un décrochage aérodynamique (effacement de la force de portance) passif et progressif avec l'augmentation de la vitesse du vent. Ces technologies ne sont pas considérées dans ces travaux.

### 3.3. Zones de fonctionnement

À la vue de la conversion réalisée par la turbine on va distinguer deux zones principales de fonctionnement en fonction de la vitesse du vent (*Fig. 1.13*).

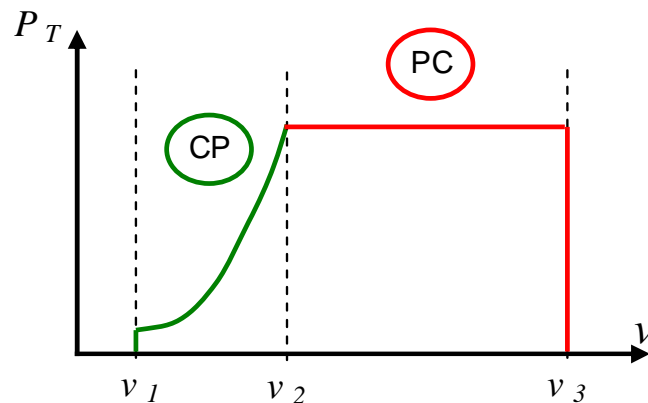


Figure 1.13 : Zones de fonctionnement des éoliennes

La zone de fonctionnement à **Charge Partielle (CP)** est une zone où la puissance disponible est suffisamment élevée pour que l'éolienne soit en fonctionnement. La vitesse de vent de démarrage  $v_I$  est située suivant les technologies entre  $2,5 m/s$  et  $4 m/s$ . Le fait qu'une technologie puisse faire varier sa vitesse de rotation permet d'optimiser la puissance extraite pour cette zone de fonctionnement. Cette fonctionnalité sera abordée plus en détail au **Chapitre 2**.

La zone de fonctionnement à **Pleine Charge (PC)** correspond aux vitesses de vent pour lesquelles la puissance captée par la turbine est maximale. Dans ce cas, la puissance disponible est élevée, il est donc nécessaire de limiter la puissance captée par la turbine. Cette action est réalisée par le contrôle de l'angle de calage comme nous le verrons **Chapitre 2**.

Pour des vitesses de vent supérieures à  $v_3$  ( $\approx 25 m/s$ ), l'éolienne est stoppée pour des raison d'efforts mécaniques sur les pales. En deçà de la vitesse de vent de démarrage, l'éolienne peut se mettre en rotation mais la puissance disponible n'est pas assez importante pour permettre la production d'énergie électrique.

### 3.4. Éoliennes à vitesse de rotation fixe

Ces systèmes éoliens (**Figure 1.14**) sont constitués d'une turbine éventuellement équipée d'un système de contrôle de l'angle de calage des pales, d'un multiplicateur de vitesse et d'un générateur. Ce générateur est principalement une machine asynchrone à cage directement couplée au réseau et fonctionnant en hyper synchronisme à la vitesse  $\Omega_{Sync}(1-g)$ , où  $g$  est le glissement de la machine ( $g < 0$  dans ce cas). La machine étant couplée directement au réseau, la vitesse de synchronisme étant imposée par ce dernier, la vitesse de rotation est par conséquent quasiment constante – à titre d'exemple le glissement nominal d'une machine de  $1,5 MW$  est de l'ordre de  $1\%$ .

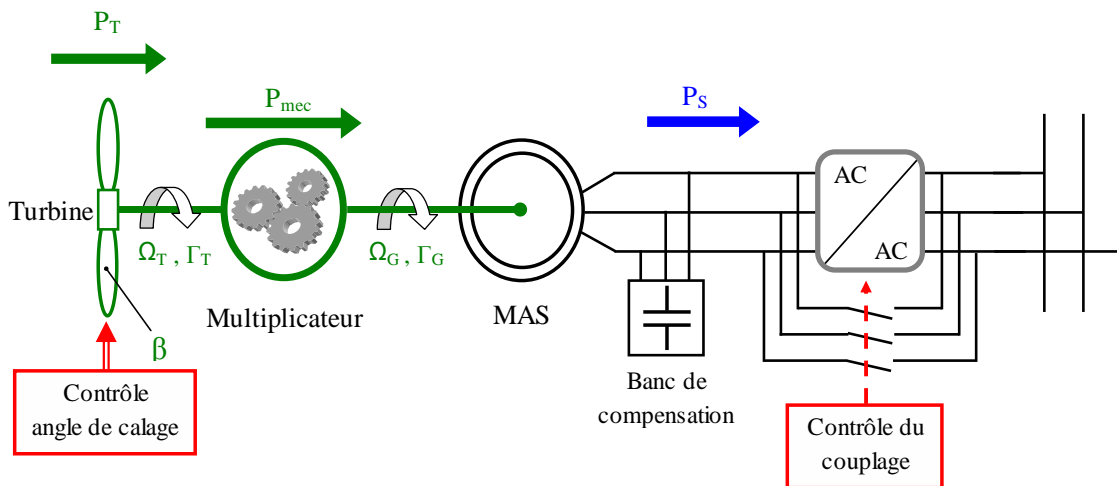


Figure 1.14 : Structure d'une éolienne à vitesse fixe

On peu noter dans certains cas la présence d'un convertisseur statique de type gradateur entre le réseau et la génératrice. Ce convertisseur sert uniquement à limiter le fort appel de courant dû à la magnétisation au moment du couplage sur le réseau. Une fois le couplage effectué ce convertisseur est court-circuité. La machine est alors directement raccordée au réseau. On note

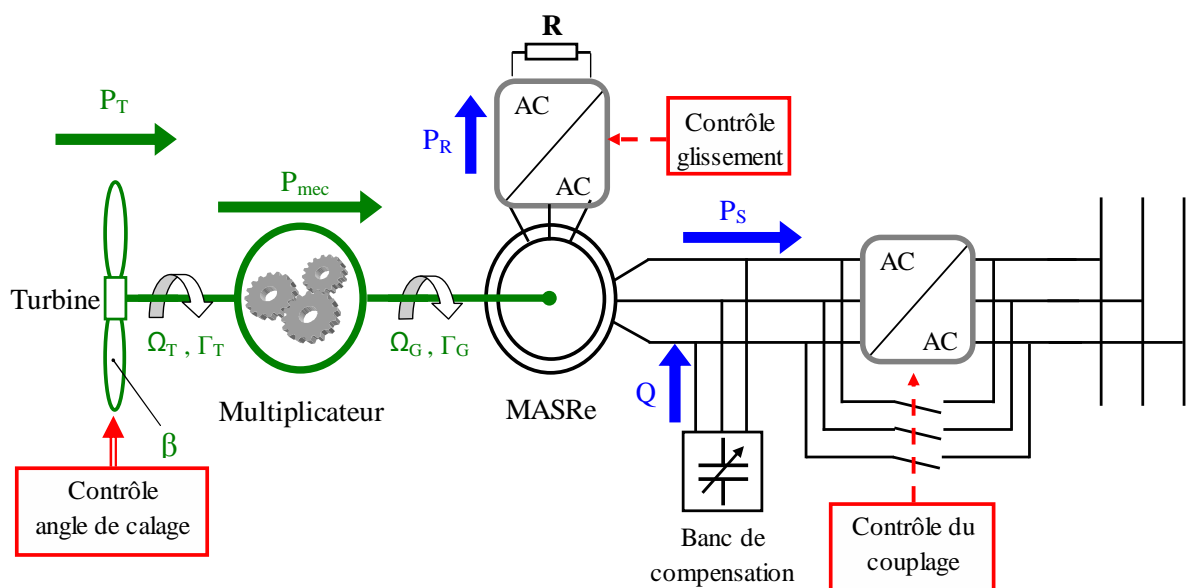
également la présence de batterie de condensateur pour compenser la puissance réactive consommée par le maintien de la magnétisation de la machine.

Les principaux avantages de cette technologie sont sa robustesse et son faible coût notamment dû à l'utilisation de machines standards. Par contre la puissance captée n'est pas optimisée (pas de contrôle du générateur), le coût de maintenance essentiellement imputé au multiplicateur est élevé et on ne peut pas contrôler l'énergie réactive. Par ailleurs la connexion directe de l'enroulement statorique de la génératrice au réseau entraîne une très forte sensibilité lors de la présence de défaut sur celui-ci.

On retrouve encore cette technologie chez certains constructeurs tels que VESTAS [VES], VERGNET [VER], SUZLON [SUZ] ou encore MITSUBISHI [MIT].

### 3.5. Éoliennes à vitesse de rotation variable

On distingue différents types d'éoliennes à vitesse variable, classés en fonction de la plage de variation de vitesse qu'elles s'autorisent. Une technologie basée sur une machine asynchrone à rotor bobiné auquel est raccordé un dispositif de contrôle de dissipation d'énergie permet une variation de vitesse de +10% à +16% (**Fig. 1.15**) (VESTAS, SUZLON).



**Figure 1.15** : Structure d'une éolienne à vitesse variable ( $\approx +10\%$ ) par résistance rotorique variable

NORDEX [NOR] et SUZLON mettent en œuvre une structure à vitesse variable avec machine asynchrone constitué de deux et trois paires de pôles.

Ces technologies considérées comme intermédiaires ne seront pas retenues dans ces travaux. Seuls le seront les structures à base de machine asynchrone à double alimentation et les structures « direct drive » entièrement interfacées.

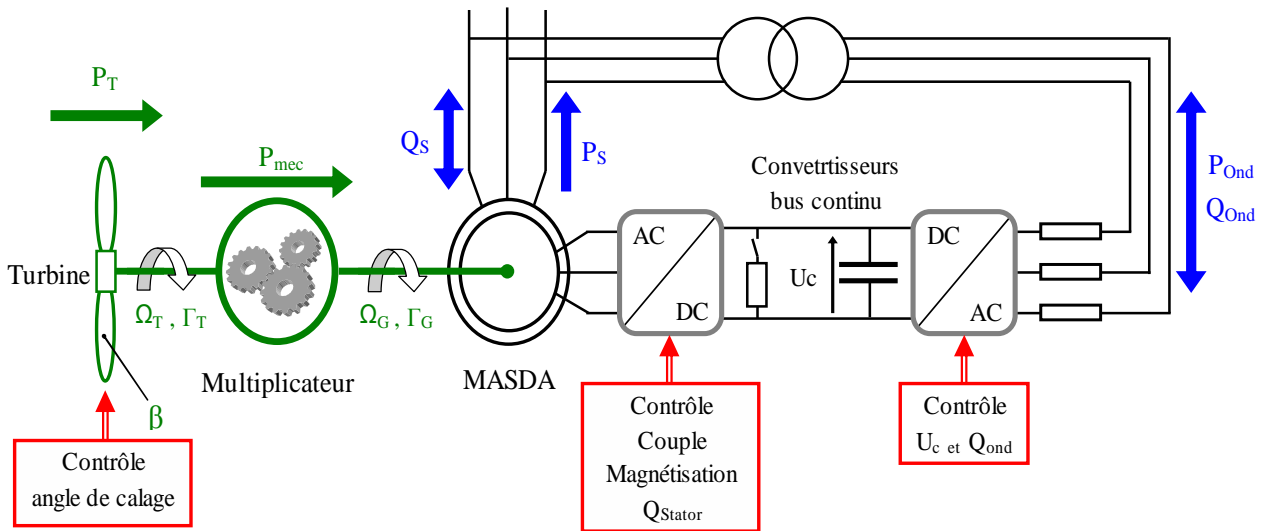
### 3.5.1. Éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation

Une machine asynchrone à double alimentation est une machine asynchrone dont le rotor (bobiné) est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance. Cette interface adapte l'amplitude et la fréquence des courants rotoriques en contrôlant la tension aux bornes du rotor en fonction du point de fonctionnement de la machine. On s'autorise ainsi une variation de vitesse de  $\pm 30\%$  autour de la vitesse de synchronisme. Le stator est lui directement connecté au réseau.

L'interface d'électronique de puissance est constituée de deux convertisseurs (onduleurs réversibles à base de composants semiconducteurs commandables IGBT ou IGCT contrôlés par Modulation de Largeur d'impulsions (*MLI* ou *PWM* en anglais)), l'un connecté au rotor et l'autre connecté au réseau. Ils sont reliés entre eux par un « bus continu ». Le convertisseur connecté au rotor de la génératrice permet de contrôler la conversion électromécanique en contrôlant le couple donc la vitesse de la machine. Il permet également de maîtriser l'état magnétique de la génératrice, il est donc possible de contrôler la puissance réactive échangée entre le stator et le réseau.

Le rôle principal du convertisseur connecté au réseau est de réguler la tension du bus continu. Cette régulation assure les échanges de puissance active entre le rotor et le réseau. Il est possible également d'employer ce convertisseur pour fournir ou absorber de la puissance réactive au réseau.

La structure de cette technologie et les moyens de contrôle associés sont présentés sur la **Figure 1.16**.



**Figure 1.16** : Structure d'une éolienne à base de MASDA ( $\approx \pm 20\text{-}30\%$  de variation de vitesse)

Cette structure largement répandue chez les constructeurs (VESTAS, GAMESA [GAM], GE [GE], REPOWER [RE], NORDEX) a l'avantage d'utiliser des machines standard mais qui demandent un certain entretien (présence de contacts glissants balais/bagues pour assurer l'alimentation du bobinage rotorique). Le dimensionnement de l'interface d'électronique de puissance se situe entre 20% et 30% de la puissance de la machine. Il dépend en fait du glissement

maximal autorisé. Ces éoliennes sont également capables de gérer la puissance réactive : elles peuvent par conséquent participer au réglage de la tension. Cependant la mise en œuvre de l'ensemble du contrôle/commande est complexe.

### 3.5.2. Éolienne entièrement interfacée à base de machine synchrone à aimants permanents (MS)

On s'intéresse ici à une structure d'éolienne entièrement interfacée par un dispositif d'électronique de puissance constitués de deux convertisseurs (généralement maintenant des onduleurs réversibles à base de composants semiconducteurs commandables IGBT ou IGCT contrôlés par MLI (*PWM*), l'un connecté au stator et l'autre connecté au réseau. La génératrice de référence considérée ici est une machine synchrone à aimants permanents possédant un grand nombre de paires de pôle (*Fig. 1.17*) ce qui permet la réduction ou la suppression du multiplicateur de vitesse. Cette structure permet une variation de vitesse de 0% à 100% de la vitesse nominale de rotation.

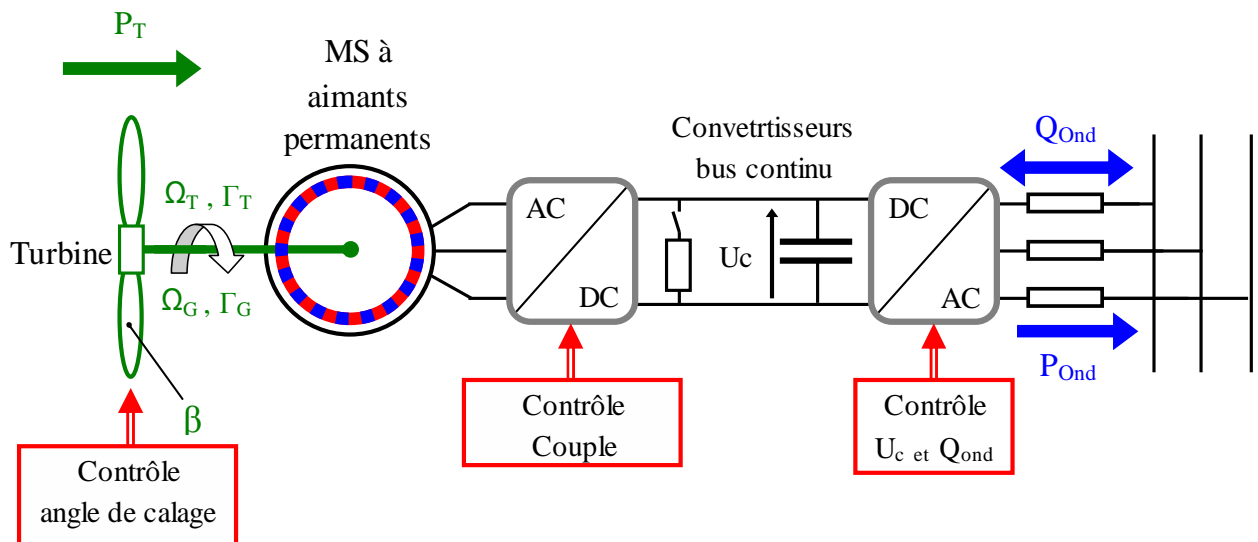


Figure 1.17 : Structure d'une éolienne à base de MS à aimants permanents

Le convertisseur connecté au stator de la machine contrôle le couple de la machine et donc sa vitesse de rotation. Celui connecté au réseau assure le transfert de puissance entre la génératrice et le réseau ainsi que l'échange de puissance réactive avec ce dernier. Cette interface offre un découplage presque total entre le réseau et la génératrice : un défaut sur le réseau ne viendra pas (ou très peu) perturber le fonctionnement de la génératrice.

Cette technologie offre de nombreux avantages : souplesse de contrôle, découplage entre réseau et génératrice, optimisation de la production grâce à une grande plage de vitesse, gestion possible du réactif. Tout ceci entraîne un coût plus élevé : l'interface dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine et la machine synchrone est spécialement conçue pour cette utilisation.

Remarque : Les structures entièrement interfacées ne sont pas encore forcément à aimants permanents ou à grand nombre de paires de pôle. De même il existe différentes solutions technologiques concernant le convertisseur connecté à la génératrice. ENERCON par exemple utilise depuis plusieurs années des générateurs synchrones en « anneau » multipolaires avec inducteurs bobinés alimentés indépendamment et un redresseur à diodes plus hacheur pour sa connexion au bus continu. VESTAS et GE commence à proposer une technologie avec multiplicateur de vitesse et machine synchrone à aimants. SIEMENS [SIE] propose actuellement une structure entièrement interfacée avec machine asynchrone à cage et multiplicateur de vitesse. Des générateurs à aimants sont annoncés chez GAMESA.

### 3.6. Conclusion sur les différentes structures d'éolienne

Aujourd'hui la tendance va vers des structures entièrement interfacées avec ou sans multiplicateur de vitesse suivant le type de machine. Cette solution a l'avantage de pouvoir optimiser au mieux la production d'énergie et offre grâce à son interface une grande souplesse d'adaptation aux conditions techniques de raccordement. Les machines à aimants permanents vont certainement se généraliser. Si l'on considère une vision plus lointaine, le multiplicateur de vitesse qui est source de nombreux incidents tendra à disparaître ou être fortement réduit : c'est déjà le cas chez deux constructeurs, ENERCON [ENE], WINWIND [WIN] et MULTIBRID [MUL].

Avec les grandes avancées technologiques en matière d'électronique de puissance et le prix en constante diminution, les solutions à base de MASDA seront progressivement remplacées par des solutions entièrement interfacées.

Les technologies à base de MAS n'offrant pas de moyen pour répondre aux contraintes de raccordement tendront à disparaître (même si certain producteur les proposent encore). Toutefois cette technologie reste encore avantageuse à l'heure actuelle pour leur simplicité de mise en œuvre, leur robustesse et le prix qui en découle.

Les trois technologies, équipées du *Pitch Control*, retenues dans ces travaux sont :

- Une structure à vitesse fixe donc basée sur une MAS
- Une structure basée sur la technologie MASDA
- Une structure avec MS à aimants permanents sans multiplicateur de vitesse

## 4. Aspect économique : parcs éoliens mixtes

L'étude des aspects économiques d'un projet éolien est complexe. Elle repose sur de nombreux paramètres qui diffèrent suivant le type et le lieu du projet. Pour être fiable et réaliste il est nécessaire d'avoir une bonne connaissance des prix d'achat des équipements, des conditions de rémunération, du taux d'intérêt de l'emprunt, du potentiel énergétique du site d'implantation, ...

Des logiciels ou applications comme celle proposé par RETScreen® [RET] permettent l'analyse de projets éoliens. Cette application tient compte :

- des caractéristiques éoliennes d'un site, des paramètres d'une technologie d'éolienne pour le calcul du productible
- l'analyse des coûts à partir des coûts d'investissement (étude de faisabilité, développement, ingénierie, équipements énergétiques, infrastructures connexes, ...), des frais annuels (exploitation et entretien) et des coûts périodiques (remplacement de pièce)
- des paramètres financiers : rémunération, taux et durée d'emprunt, taux d'indexation de l'énergie d'inflation et d'actualisation, ...

Tout ceci permet d'évaluer différents critères déterminant la validité du projet : valeur actualisée net, taux de rentabilité interne, retour sur investissement, ...

Ces travaux n'ont pas pour objectif de rentrer dans une telle analyse. On se propose ici d'étudier une solution technologique qui permettrait de réduire le coût d'investissement lié à l'achat des éoliennes, à savoir : mixer différentes technologies au sein d'un même parc éolien.

Les parcs éoliens mixtes seraient donc constitués d'éoliennes à vitesse fixe (peu onéreuses) et d'éoliennes à vitesse variable qui sont plus chère mais permettraient de garantir les conditions techniques de raccordement, ce à quoi, de par leur manque de contrôlabilité, les éoliennes à vitesse fixe ne sont pas capables de répondre.

De plus cette solution pourrait être envisagée dans le cadre d'amélioration de parcs existants. En effet, les premiers parcs éoliens installés repose essentiellement sur des technologies à vitesse fixe, il serait donc possible d'améliorer leur intégration en y ajoutant de nouvelles éoliennes ou en en substituant d'anciennes.

## **5. Conclusion**

L'énergie éolienne fait aujourd'hui partie du paysage des producteurs d'électricité. C'est une énergie propre utilisant des ressources locales et qui a atteint un coût d'exploitation lui permettant d'être compétitive. Cependant l'intégration des les systèmes électriques n'est pas sans conséquence sur leur fonctionnement. C'est pourquoi, pour garantir la sûreté du système et permettre la poursuite de l'intégration cette énergie (et d'autres), les conditions techniques de raccordement évoluent.

Ce travail se focalise sur la faisabilité de parcs mixtes capable de répondre aux services exigés par le réseau. Les capacités de chaque technologie en matière de réglage de tension et de fréquence, et tenue aux creux de tension et variations de fréquence, devront être évaluées. Ceci devrait permettre de mieux cerner les faiblesses des éoliennes à vitesse fixe et déterminer quelle technologie à vitesse variable serait la plus adaptée dans le cadre de parc mixte.

Avant d'entrer directement dans cette étude les modèles des systèmes éoliens considérés vont être présenté dans le *Chapitre 2*.





## Chapitre 2

### Modélisation des systèmes éoliens

---

*La modélisation d'un système va dépendre de l'usage pour lequel il est envisagé (simulation, commande, dimensionnement...), de l'objet (phénomènes étudiés), de la précision souhaitée et de la complexité acceptée. Les travaux présentés ici font suite à ceux effectués par Nicolas Laverdure [LAV 05], où les modélisations des trois structures éoliennes considérées ont été développées pour l'étude de l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques. Les mêmes modèles sont utilisés et principalement exploités avec le logiciel Matlab/Simulink.*

*Ce chapitre présente donc, de manière épurée, la modélisation des différents éléments constituant les trois structures d'éoliennes étudiées et des commandes qui leur sont associées. Il a pour objectif de fournir les éléments nécessaires à la compréhension des travaux qui feront suites.*

## 1. La Turbine

Le modèle de la turbine permet de déterminer la puissance extraite par la turbine en fonction de la vitesse (incidente) du vent, de sa vitesse rotation et de la position de l'angle de calage des pales. Il sera ainsi possible de déduire le couple appliqué par la turbine sur l'arbre lent de l'éolienne. Il s'attache donc à décrire le coefficient de puissance de la turbine  $C_p$  (ou son rendement énergétique dans le cas d'une éolienne sans carène).

Le modèle développé dans [Lav 05] est paramétrable ; il peut donc être adapté à différentes turbines à partir de données bibliographiques ou fournies par les constructeurs. Dans cette étude la même turbine, d'une puissance nominale de 660 kW, est utilisée pour les trois technologies d'éoliennes considérées.

### 1.1. Génération du couple éolien

Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique a été présenté au *Chapitre 1*. On rappelle sur la *Figure 2.1* l'allure générale d'une turbine à axe horizontal ainsi que le profil des pales. On notera également que la turbine modélisée dans cette étude dispose de moyen de contrôle de l'angle de calage (*Pitch Control*).

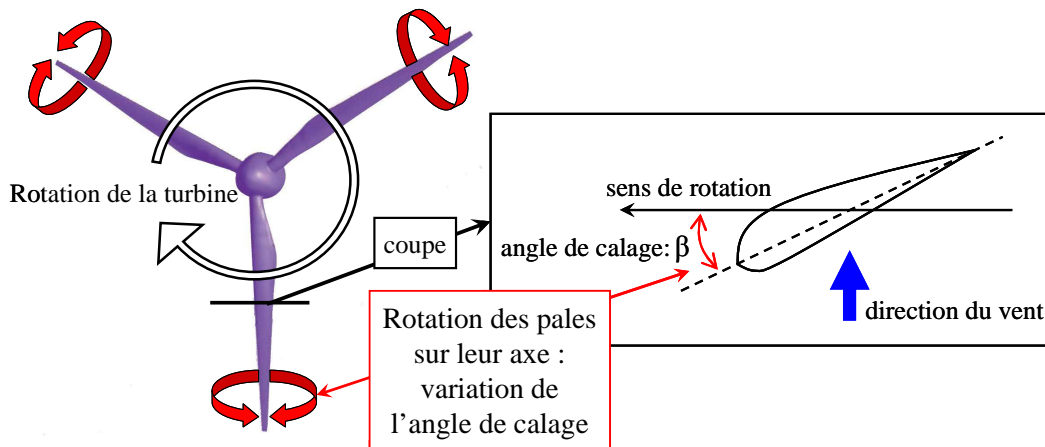


Figure 2.1 : Profil aérodynamique d'une pale

Comme il est d'usage dans l'étude de l'intégration de systèmes éoliens au réseau électrique, ce modèle considère une répartition uniforme du vent sur toute la surface balayée par les pales de la turbine. On considère donc un vent équivalent à partir duquel on peut déterminer la puissance disponible à la surface  $S$  de la turbine.

$$P_{dispo} = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.1)$$

La turbine ne récupère qu'une fraction de cette puissance. Cette fraction est définie par le coefficient de puissance  $C_P$  de la turbine qui dépend à la fois du rapport de vitesse  $\lambda$  et de la position angulaire de la pale par rapport à son axe longitudinal qui est caractérisée par l'angle de calage  $\beta$ .

Puissance captée par la turbine :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_P(\lambda, \beta) \quad (2.2)$$

Rapport de vitesse :

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{v} \quad (2.3)$$

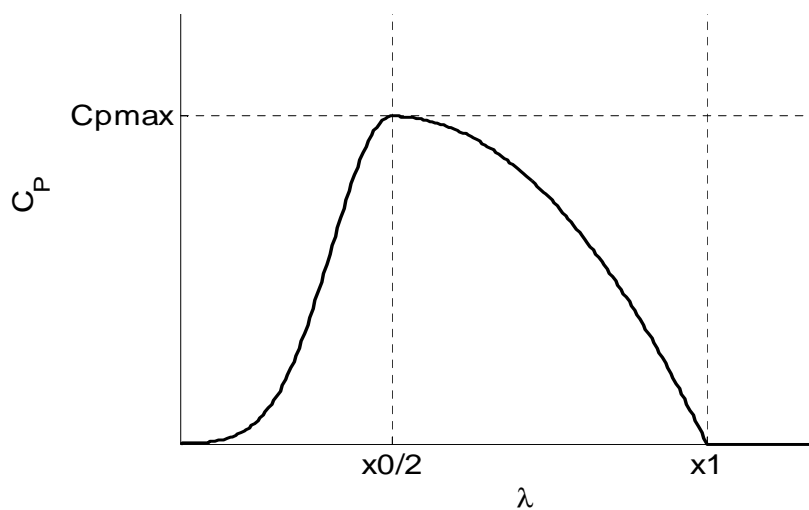
À partir de cette puissance et de la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_T$  il est donc possible de déterminer le couple exercé par la turbine.

$$C_T = \frac{1}{2} \cdot S \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \frac{C_P(\lambda, \beta)}{\Omega_T} \quad (2.4)$$

La modélisation de la turbine passe donc par la caractérisation du coefficient de puissance.

## 1.2. Modèle du coefficient de puissance $C_P$

Le modèle du coefficient de puissance doit tenir compte de la position de l'angle de calage qui modifie la portance de la pale et permet donc de contrôler la puissance captée par la turbine. L'allure générale du coefficient de puissance en fonction du rapport de vitesse, pour un angle de calage donné, est illustrée **Figure 2.2**. Elle est décrite par les équations (2.5) et (2.6) qui représentent respectivement les parties  $\lambda \leq \frac{x_0}{2}$  et  $\lambda \geq \frac{x_0}{2}$ .



**Figure 2.2 :** Allure du coefficient de puissance

Pour  $\lambda \leq \frac{x_0}{2}$  :

$$C_P(\lambda, \beta) = C_{P_{max}}(\beta) \frac{(-4)}{x_0(\beta)^2} \lambda(\lambda - x_0(\beta)) \cdot e^{\left( \frac{-\left(\lambda - \frac{x_0(\beta)}{2}\right)^2}{a_0} \right)} \quad (2.5)$$

Pour  $\lambda \geq \frac{x_0}{2}$  :

$$C_P(\lambda, \beta) = C_{P_{max}}(\beta) \frac{(-4)}{(2x_I(\beta) - x_0(\beta))^2} [(\lambda - x_I(\beta))(\lambda - (x_0(\beta) - x_I(\beta)))] \quad (2.6)$$

Avec :

$$x_0(\beta) = 2\lambda_0 + \frac{8}{\beta_{max}^2} (\lambda_{max} - \lambda_{opt}) \beta (\beta_{max} - \beta) \quad (2.7)$$

$$x_I(\beta) = \frac{(x_I)_0}{(x_0)_0} x_0(\beta) \quad (2.8)$$

$$C_{P_{max}}(\beta) = C_{P_{MAX}} - \Delta C(\beta - b\beta^\alpha) \quad (2.9)$$

En ajustant les paramètres de ce modèle il est possible de représenter de manière au moins qualitative l'évolution du coefficient de puissance à partir de courbes issues de la littérature ou de données fournies par les constructeurs. Les paramètres utilisés dans ces travaux sont présentés **Annexe A-1**.

### 1.3. Contrôle de la turbine

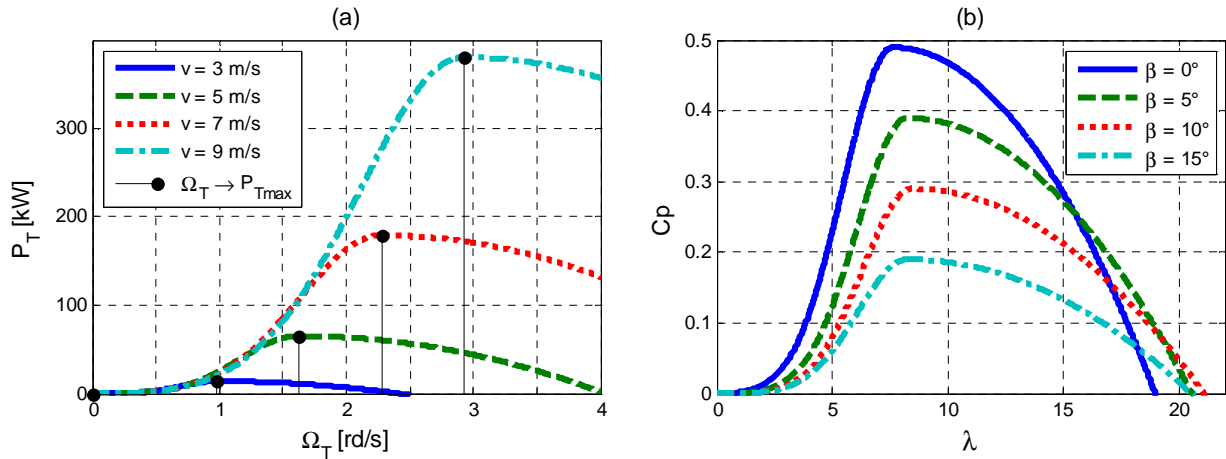
Le contrôle de la conversion d'énergie cinétique du vent en énergie mécanique se fait par celui de la vitesse de la turbine et de l'angle de calage, en fonction des possibilités offertes par la technologie de l'éolienne considérée et des conditions de fonctionnement. On va ainsi distinguer deux types de contrôle.

#### 1.3.1. Contrôle en charge partielle

Une recherche du point maximum de conversion pour les éoliennes à vitesse variable lorsqu'elles fonctionnent en charge partielle (structure MASDA et MS). La **figure 2.3 (a)** montre pour différentes valeurs de vitesse de vent l'évolution de la puissance captée par la turbine en fonction de la vitesse de rotation de la turbine (en charge partielle l'angle de calage est nul). On constate que pour chaque vitesse de vent il existe une vitesse de rotation de la turbine pour laquelle la puissance captée est maximale. Ces technologies emploient donc un système permettant d'ajuster la vitesse de rotation afin d'optimiser la production de l'éolienne. Ce système est nommé : *Maximum Power Point Tracking (MPPT)*. Il existe différentes manières de réaliser ce *MPPT*

[Mun 08] [Bra.1 08]. Dans les modèles d'éoliennes à vitesse variable nous considérerons un *MPPT* parfait, la vitesse de référence  $\Omega_{Tref}$  est calculée à partir de la vitesse du vent et du rapport de vitesse  $\lambda_{max}$  correspondant au maximum de la courbe  $C_p$ .

$$\Omega_{Tref} = \frac{\lambda_{max} \cdot v}{R_T} \quad (2.10)$$



**Figure 2.3 :** Contrôle de la turbine. À gauche : puissance captée par la turbine pour différente vitesse de vent en fonction de sa vitesse de rotation et pour un angle de calage nul. À droite : coefficient de puissance pour différentes valeurs de l'angle de calage  $\beta$  en fonction du rapport de vitesse  $\lambda$

### 1.3.2. Contrôle en pleine charge

Il est également possible de réduire la puissance captée par la turbine en faisant varier l'angle de calage (**Fig. 2.3 (b)**). Le contrôle de l'angle de calage (pitch control en anglais), pour les éoliennes qui en sont équipées (cas considéré pour les trois structures étudiées dans ces travaux), permet de limiter la puissance captée par la turbine à sa valeur nominale ; il est donc employé en pleine charge. Cet angle peut varier jusqu'à  $20^\circ$  à  $30^\circ$ .

Toutes les éoliennes ne sont pas équipées du pitch control. Il existe d'autres solutions technologiques telles que l'*active stall* qui utilise également l'angle de calage mais sur de plus petites variations d'angle ( $3^\circ$  à  $5^\circ$ ), ou le *passive stall* utilisé essentiellement avec les éoliennes à vitesse fixe [Lav 05]. Ces deux solutions font usage du profil de pale spécifique, qui permet un décrochage aérodynamique (disparition de la portance) passif et progressif avec l'augmentation de la vitesse du vent.

### 1.3.3. Fonctionnement des éoliennes

La différence de fonctionnement en charge partielle entre une éolienne à vitesse fixe et une éolienne à vitesse variable est illustrée **Figure 2.4**. On constate qu'avec les éoliennes à vitesse variable il est possible, en contrôlant la vitesse, d'optimiser la puissance extraite par la turbine sur une grande partie de la zone de fonctionnement en charge partielle :  $C_P = C_{Pmax}(\beta)$ .

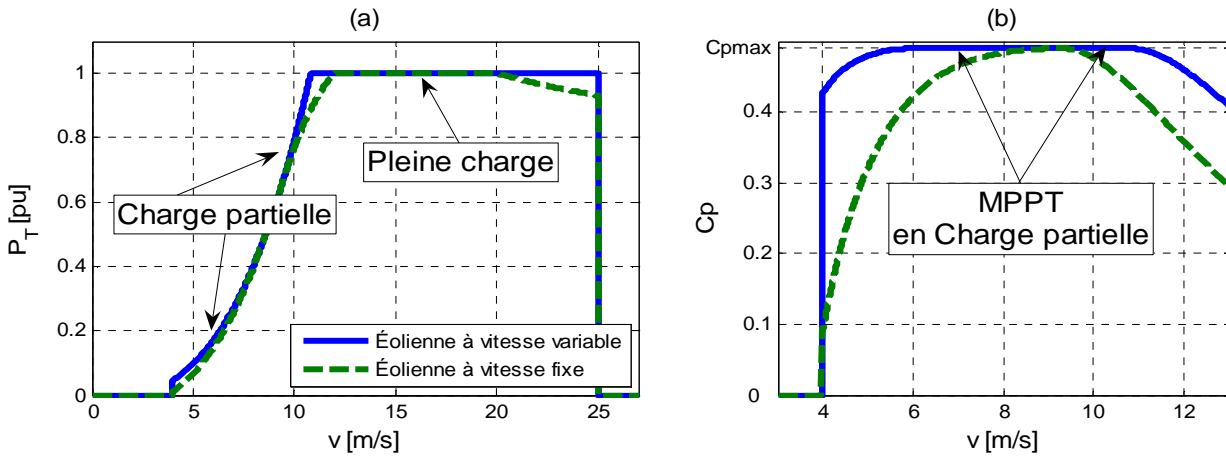


Figure 2.4 : Optimisation de la puissance extraite pour les éoliennes à vitesse variable

### 1.4. Modèle et contrôle de la rotation des pales

Le modèle de rotation des pales, des boucles de régulation permettant leur contrôle et de la régulation de puissance est illustré **Figure 2.5**.

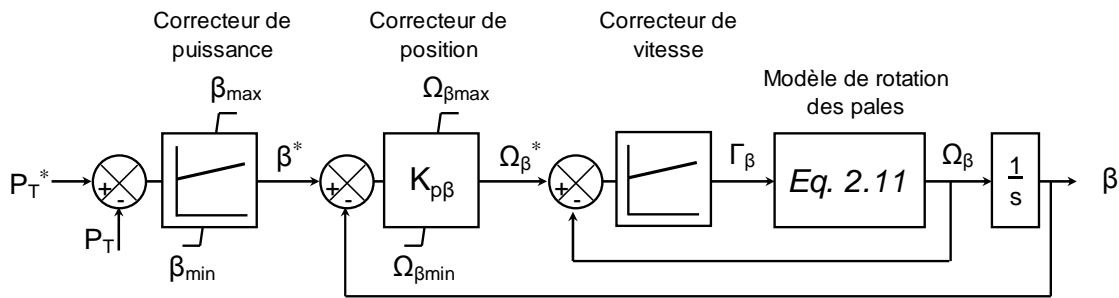


Figure 2.5 : Système de régulation des pales

Le modèle de rotation des pales a été identifié comme une fonction de transfert du premier ordre (Eq. 2.11). Dans ce modèle le couple résistant dû au vent a été négligé (par manque d'informations). La valeur de l'inertie  $J_d$  et du coefficient de frottement  $D_d$  ont été estimées, pour la turbine considérée, à :  $533 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$  et  $83,3 \text{ N}\cdot\text{m}\cdot\text{s}$ .

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{1}{\Gamma_{\beta}} \cdot \frac{1}{D_d + J_d \cdot s} \quad (2.11)$$

Le régulateur de vitesse est de type proportionnel intégral (PI) (Eq. 2.12). Il limite également la vitesse de variation de l'angle de calage à  $\pm 10\%$ , ce qui est réaliste étant donné l'emploi d'actionneurs électriques pour réaliser cette fonction.

$$C(s) = k_p \cdot \frac{1 + \tau \cdot s}{\tau \cdot s} \quad (2.12)$$

Le régulateur de position est de type proportionnel, ce choix a été validé dans [Lav 05].

Enfin le régulateur de puissance est lui de type PI.

Les valeurs des paramètres de ces régulateurs sont données **Annexe B-1**.

## 2. Transmission

Pour la modélisation des systèmes éoliens pris en compte dans ces travaux, on utilise deux modèles de transmission. Un modèle de transmission dit « flexible » pour les éoliennes possédant un multiplicateur de vitesse (structure MAS et MASDA) et un modèle dit « rigide » pour la structure MS dont la génératrice est directement couplée à la turbine.

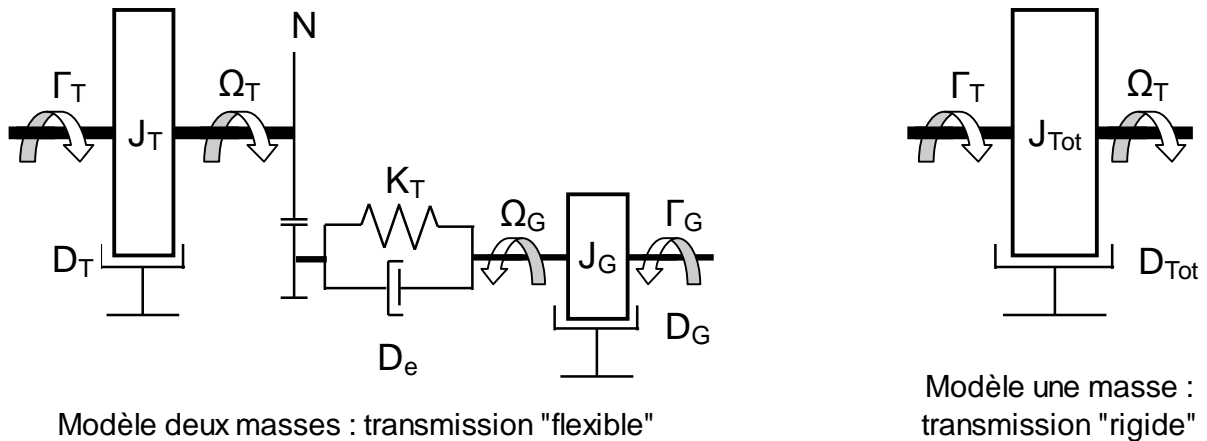


Figure 2.6 : Modèles de transmission

### 2.1. Transmission « flexible »

La vitesse de la turbine est limitée par les contraintes mécaniques exercées sur les pales mais aussi par la vitesse en bout de pale qui est élevée et source de bruit d'origine aérodynamique (bruit qui peut être réduit par un profil adapté). La vitesse nominale de la turbine se situe en général aux alentours de 15 à 20 tr/min. Pour le cas des structures MAS et MASDA les génératrices employées sont conventionnelles. La vitesse nominale de ces générateurs est généralement de 1500 tr/min ou 1000 tr/min (à 50 Hz lorsqu'elles sont connectées directement au réseau). Dans ce cas un multiplicateur de vitesse fait le lien entre la turbine et la génératrice.

Le système de transmission est constitué d'un arbre lent auquel sont raccordées la turbine et l'entrée du multiplicateur et d'un arbre rapide à la sortie du multiplicateur qui entraîne la génératrice. Ce type de transmission peut induire de fortes oscillations si une variation brutale de couple apparaît d'un côté ou de l'autre du multiplicateur de vitesse. Cette flexibilité apparente est principalement due à la différence de vitesse entre l'arbre lent et l'arbre rapide (rapport de transformation élevé : de  $\approx 50$  à  $\approx 100$ ) mais est aussi la conséquence de l'architecture même de la transmission : montage du multiplicateur sur « suspensions », jeu des engrenages, ...

Pour tenir compte de ce phénomène dans l'étude de l'intégration des systèmes éoliens aux réseaux électrique il est d'usage d'employer un modèle simplifié de transmission à « deux masses » [Ack 05] [Lav 05] une masse regroupant la turbine et l'arbre lent et l'autre l'arbre rapide et la génératrice (Fig. 2.6). Ce modèle est décrit par les équations suivantes (la définition des paramètres est donnée *Tableau 2.1* ; la valeur des paramètres : *Annexe A-2*) :



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

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

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

avec  $\theta_{tors} = N\theta_T - \theta_g$

Les fonctions de transfert déduites de ce modèle sont du troisième ordre. Le système présente donc une fréquence de résonance  $f_r$  (Eq. 2.16) et deux fréquences d'antirésonance, l'une correspondant à la fréquence d'oscillation du rotor  $f_{OG}$  (Eq. 2.17) et l'autre à celle de la turbine  $f_{OT}$  (Eq. 2.18).

$$f_r = 2,57 \text{ Hz} \quad (2.16)$$

$$f_{OG} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{K_T}{J_G}} = 2,39 \text{ Hz} \quad (2.17)$$

$$f_{OT} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{N^2 K_T}{J_T}} = 0,95 \text{ Hz} \quad (2.18)$$

Ces caractéristiques peuvent provoquer des situations dangereuses si la fréquence de résonance venait à être excitée. Une attention particulière doit donc être apportée, notamment sur les éoliennes à vitesse variable.

Paramètre / Variable	Symbole	Unité	Paramètre / Variable	Symbole	Unité
Couple axe lent	$\Gamma_T$	N.m			
Couple axe rapide	$\Gamma_G$	N.m	Rapport de transformation	$N$	-
Couple de torsion	$\Gamma_{tors}$	N.m	Inertie axe lent	$J_T$	kg.m <sup>2</sup>
Angle axe lent	$\theta_T$	rad	Inertie axe rapide	$J_G$	kg.m <sup>2</sup>
Angle axe rapide	$\theta_G$	rad	Atténuation axe lent	$D_T$	N.m.s
Angle de torsion	$\theta_{tors}$	rad	Atténuation axe rapide	$D_G$	N.m.s
Vitesse axe lent	$\Omega_T$	rad.s <sup>-1</sup>	Atténuation transmission	$D_e$	N.m.s
Vitesse axe rapide	$\Omega_G$	rad.s <sup>-1</sup>	Raideur transmission	$K_T$	N.m.rad <sup>-1</sup>

Tableau 2.1 : Paramètres du modèle deux masses de transmission

## 2.2. Transmission « rigide »

Ce modèle de transmission est employé sur la structure MS où le multiplicateur de vitesse est absent ou de faible rapport :  $N < 10$  (ces machines étant spécifiquement dimensionnées pour cette application). La turbine et la génératrice se trouvant sur le même arbre, la flexibilité s'en trouve fortement réduite. Au vu des efforts d'exerçant sur la turbine, les constructeurs ont certainement laissé une souplesse sur l'arbre. Néanmoins ce modèle reste adapté aux études qui vont être menées.

Le modèle employé est donc un modèle à une masse (**Fig. 2.6**) se représentant par l'équation (*Eq. 2.19*). Dans notre cas la liaison entre la turbine et le générateur étant directe, le rapport de transformation  $N$  est égal à 1.

$$\frac{\Gamma_T}{N} - \Gamma_G = \left( \frac{J_T}{N^2} + J_G \right) \cdot \frac{d\Omega_G}{dt} + \left( \frac{D_T}{N^2} + D_G \right) \cdot \Omega_G \quad (2.19)$$

### 3. Génératrices

Trois types de générateur sont modélisés dans cette étude : une machine asynchrone (MAS), une machine asynchrone à double alimentation (MASDA) et une machine synchrone à aimants permanents multipolaire (MS). Dans le but de comparer les différentes structures toutes ces machines ont la même puissance nominale : 660 kW.

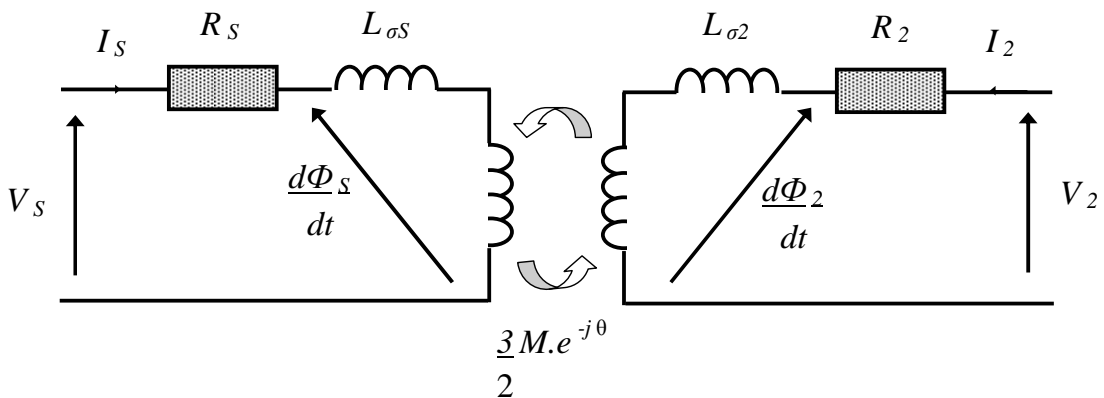
#### 3.1. Machine Asynchrone Double Alimentation (MASDA)

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

Une représentation vectorielle de ces machines a été mise en œuvre dans [LAV 05], avec les hypothèses suivante :

- Répartition sinusoïdale des conducteurs des phases statoriques et rotoriques : création d'ondes de champs magnétiques sinusoïdales.
- Entrefer constant.
- Perméabilité infinie du circuit magnétique.
- Non prise en compte de la saturation.

Le modèle vectoriel de base est décrit par le schéma équivalent illustré **Figure 2.7**. Ce schéma est représenté en convention récepteur. Les paramètres du modèle sont résumés **Tableau 2.2** (la valeur de ces paramètres sont données **Annexe A-3**)



**Figure 2.7** : Modèle vectoriel de base pour MAS et MASDA

Les équations de ce modèle de base sont :

$$\overline{v}_s = R_s \cdot \overline{i}_s + \frac{d\overline{\varphi}_s}{dt} \quad (2.20)$$

$$\overline{v}_2 = R_2 \cdot \overline{i}_2 + \frac{d\overline{\varphi}_2}{dt}$$

$$\overline{\varphi}_s = L_s \cdot \overline{i}_s + \frac{3}{2} M \cdot e^{-j\theta} \cdot \overline{i}_2 \quad (2.21)$$

$$\overline{\varphi}_2 = L_2 \cdot \overline{i}_2 + \frac{3}{2} M \cdot e^{-j\theta} \cdot \overline{i}_s$$

$$\Gamma_{elm} = p \cdot \frac{3}{2} M \cdot I_{mag} \left[ \overline{i}_s \cdot \overline{i}_2 \cdot e^{-j\theta} \right] \quad (2.22)$$

Paramètre	Symbole	Unité
Rapport de transformation	$m = \sqrt{\frac{L_s}{L_2}}$	-
Inductance cyclique statorique	$L_s = m \cdot \frac{3}{2} M + L_{\sigma s}$	H
Inductance de fuite statorique	$L_{\sigma s}$	H
Mutuelle inductance stator/rotor	$\frac{3}{2} M$	H
Résistance statorique	$R_s$	$\Omega$
Inductance cyclique rotorique	$L_2 = \frac{1}{m} \cdot \frac{3}{2} M + L_{\sigma 2}$	H
Inductance de fuite rotorique	$L_{\sigma 2}$	H
Résistance rotorique	$R_2$	$\Omega$
Position du rotor (angle électrique)	$\theta$	Rad
Nombre de paires de pôles	$p$	-

**Tableau 2.2 :** Paramètres du modèle vectoriel des MAS et MASDA

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

$$\begin{aligned} R_l &= \frac{1}{m^2} \cdot R_s & L_l &= \frac{1}{m^2} \cdot L_s = L'_m + L_{\sigma l} \\ L'_m &= \frac{1}{m} \cdot \frac{3}{2} M & L_{\sigma l} &= \frac{1}{m^2} \cdot L_s \cdot \left( 1 - \frac{\frac{3}{2} \cdot M}{\frac{1}{m} \cdot L_s} \right) \end{aligned} \quad (2.23)$$

Pour se placer dans un référentiel lié au rotor, les variable statorique sont modifiées comme suit :

$$\overline{v}_1 = \frac{1}{m} \cdot \overline{v}_S \cdot e^{-j\theta} \quad \overline{i}_1 = m \cdot \overline{i}_S \cdot e^{-j\theta} \quad \overline{\Phi}_1 = \frac{1}{m} \cdot \overline{\Phi}_S \cdot e^{-j\theta} \quad (2.24)$$

Les équations du modèle dans ce nouveau référentiel s'écrivent donc :

$$\overline{v}_1 = R_1 \cdot \overline{i}_1 + \frac{d\overline{\Phi}_1}{dt} + j \cdot \frac{d\theta}{dt} \cdot \overline{\Phi}_1 \quad (2.25)$$

$$\overline{v}_2 = R_2 \cdot \overline{i}_2 + \frac{d\overline{\Phi}_2}{dt}$$

$$\overline{\Phi}_1 = L_1 \cdot \overline{i}_1 + L'_m \cdot \overline{i}_2 \quad (2.26)$$

$$\overline{\Phi}_2 = L_2 \cdot \overline{i}_2 + L'_m \cdot \overline{i}_1$$

$$\Gamma_{elm} = p \cdot L'_m \cdot I_{mag} \left[ \overline{i}_1 \cdot \overline{i}_2^* \right] \quad (2.27)$$

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

$$V_{1d} = 0 \quad (2.28)$$

$$V_{1q} = \left| \overline{v}_1 \right|$$

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

$$V_{1d} = 0 = (R_1 \cdot I_{1d}) + \frac{d\Phi_{1d}}{dt} - (\omega_S \cdot \Phi_{1q}) \quad (2.29)$$

$$V_{1q} = (R_1 \cdot I_{1q}) + \left( \frac{d\Phi_{1q}}{dt} \right) + \omega_S \cdot \Phi_{1d}$$

$$V_{2d} = R_2 \cdot I_{2d} + \sigma \cdot L_2 \cdot \frac{dI_{2d}}{dt} - \omega_R \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2q} + \frac{L'_m}{L_1} \frac{d\Phi_{1d}}{dt} - \left( \omega_R \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1q} \right)$$

$$V_{2q} = R_2 \cdot I_{2q} + \sigma \cdot L_2 \cdot \frac{dI_{2q}}{dt} + \omega_R \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2d} + \left( \frac{L'_m}{L_1} \frac{d\Phi_{1q}}{dt} \right) + \omega_R \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1d} \quad (2.30)$$

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

$$\Phi_{1d} = L'_m \cdot I_{2d} + L_1 \cdot I_{1d} \quad (2.31)$$

$$(\Phi_{1q}) = L'_m \cdot I_{2q} + L_1 \cdot I_{1q} \cong 0$$

$$\Gamma_{elm} = -p \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1d} \cdot I_{2q} + \left( p \cdot \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1q} \cdot I_{2d} \right) \cong p \cdot \Phi_{1d} \cdot I_{1q} \quad (2.32)$$

Les puissances active et réactive s'expriment donc :

$$P_1 \cong V_{1q} \cdot I_{1q} \cong -\frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{1q} \cdot I_{2q} \quad (2.33)$$

$$Q_1 \cong V_{1q} \cdot I_{1d} \cong \frac{1}{L_1} \frac{V_{1q}^2}{\omega_s} - \frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{1q} \cdot I_{2d}$$

$$\Phi_{1d} \cong V_{1q} / \omega_s \quad (2.34)$$

$$\omega_R = \omega_s - p \cdot \Omega$$

$$P_2 \cong R_2 \cdot I_2^2 + \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1d} \cdot I_{2q} \quad (2.35)$$

$$Q_2 \cong \omega_R \sigma L_2 I_2^2 + \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1d} \cdot I_{2d}$$

On peut en déduire la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine :

$$Q_{mag} = Q_1 + \frac{Q_2}{g} \cong \omega_s \Phi_{1d} \cdot I_{1d} + \omega_s \sigma L_2 \cdot I_{2q}^2 + \omega_s \frac{L'_m}{L_1} \cdot \Phi_{1d} \cdot I_{2d} \quad (2.36)$$

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

### **Remarque :**

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

$$P_{1mag} \cong \frac{(\omega_s \Phi_1)^2}{R_{1mag}} \quad P_{2mag} \cong \frac{(\omega_R \Phi_2)^2}{R_{2mag}} \quad (2.37)$$

## 3.2. Machine Asynchrone (MAS)

Pour le modèle de la MAS ( $\equiv$  MASDA) les équations  $V_{2d}$  et  $V_{2q}$  sont nulles ainsi que  $P_2$  et  $Q_2$ . Ceci entraîne en particulier que :

$$Q_{mag} = Q_1 \quad (2.38)$$

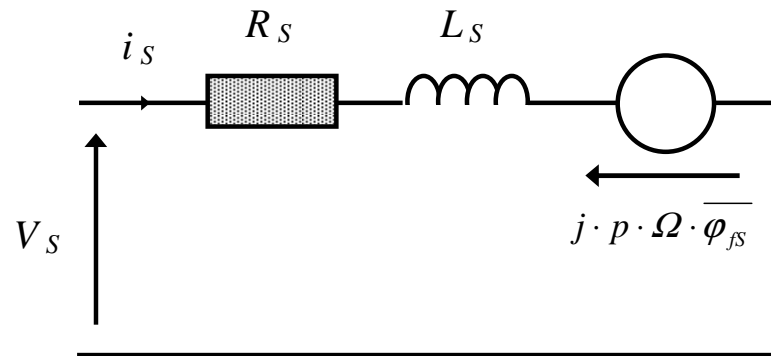
La puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine est obligatoirement fournie par le réseau au stator.

### 3.3. Machine Synchrone (MS)

La génératrice considérée dans la structure MS en une machine synchrone à aimants permanents (type de machine retenu par plusieurs constructeurs pour les développements actuels). Dans ce cas les phénomènes transitoires ou sub-transitoires ne sont pas notables au contraire des machines synchrones à inducteur bobiné avec cage amortisseur (cas des alternateurs). La modélisation est donc fortement simplifiée. Les hypothèses suivantes sont faites :

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

Le modèle employé est donc un modèle de type Behn-Eschenburg. Il est représenté (convention moteur) **Figure 2.8**, avec  $\overline{\varphi_{fs}}$  le vecteur flux inducteur.



**Figure 2.8 :** Modèle de Behn-Eschenburg

Les équations décrivant le fonctionnement de la machine sont :

$$\overline{v_s} = R_s \cdot \overline{i_s} + L_s \frac{d\overline{i_s}}{dt} + \frac{d\overline{\varphi_{fs}}}{dt} \quad (2.39)$$

$$\Gamma_{elm} = p \cdot I_{mag} \left[ \overline{i_s} \cdot \overline{\varphi_{fs}}^* \right] \quad (2.40)$$

Les paramètres de ce modèle sont présentés **Tableau 2.3**, leurs valeurs numériques sont données **Annexe A-4**.

Paramètre	Symbole	Unité
Inductance cyclique statorique	$L_s$	H
Résistance statorique	$R_s$	$\Omega$
Nombre de paires de pôles	$p$	-
Résistance rotorique	$R_2$	$\Omega$
Flux inducteur	$\varphi_{fs}$	V.s

**Tableau 2.3:** Paramètres du modèle de la MS

Comme pour le modèle de la MAS et de la MASDA, le modèle vectoriel de la MS est exprimé dans un référentiel tournant lié au rotor (convention moteur). L'axe ( $d$ ) est orienté suivant la direction du vecteur  $\overline{\varphi_{fs}}$ . Ce modèle donne en plus la possibilité de tenir compte des irrégularités de l'entrefer introduites généralement par le montage des aimants au rotor. Dans le cas d'une machine à aimants  $\Phi_{fs} = \left| \overline{\varphi_{fs}} \right|$  est constant, le modèle s'exprime donc :

$$V_{sd} = R_s \cdot I_{sd} + L_d \frac{dI_{sd}}{dt} - \frac{d\theta}{dt} L_q \cdot I_{sq} \quad (2.41)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot I_{sq} + L_q \frac{dI_{sq}}{dt} - \frac{d\theta}{dt} L_d \cdot I_{sd} + \frac{d\theta}{dt} \Phi_{fs}$$

$$\Gamma_{elm} = p \left[ (L_d - L_q) I_{sq} \cdot I_{sd} + \Phi_{fsd} \cdot I_{sq} \right] \quad (2.42)$$

Pour cause de manque d'information précise la machine est considérée isotrope dans cette étude, donc  $L_d = L_q = L_s$ .

L'angle d'autopilotage est choisi égal à  $\pi/2$  de manière que le couple ne dépende que de  $I_{sq}$ . **La puissance active peut donc être contrôlée par la composante d'axe ( $q$ ) du courant transformé  $I_{sq}$  :**

$$I_{sd} = 0 \quad P_s = V_{sq} \cdot I_{sq} \quad Q_s = -V_{sd} \cdot I_{sq} \quad (2.43)$$

### **Remarque :**

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

$$P_{mag} \cong \frac{(\omega_s \Phi_s)^2}{R_{mag}} \quad (2.44)$$

## **4. Modélisation de l'interface d'électronique de puissance**

Les structures à vitesse variable possèdent une interface d'électronique de puissance (IEP) composée de deux onduleurs de tension à base de composants semiconducteurs commandables IGBT contrôlés par Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI ou PWM en anglais). Le convertisseur connecté à la génératrice (CCG) permet le contrôle de la conversion d'énergie et celui connecté au réseau (CCR) assure le l'échange de puissance entre la machine et le réseau. Cet échange est unidirectionnel dans le cas de la structure MS et bidirectionnel pour la structure MASDA.

#### 4.1. Modèle topologique de l'onduleur de tension

Ce modèle, appelé aussi modèle « exact », permet de traduire les phénomènes liés à la commutation des interrupteurs dans le comportement de l'onduleur. Les hypothèses suivantes sont généralement émises :

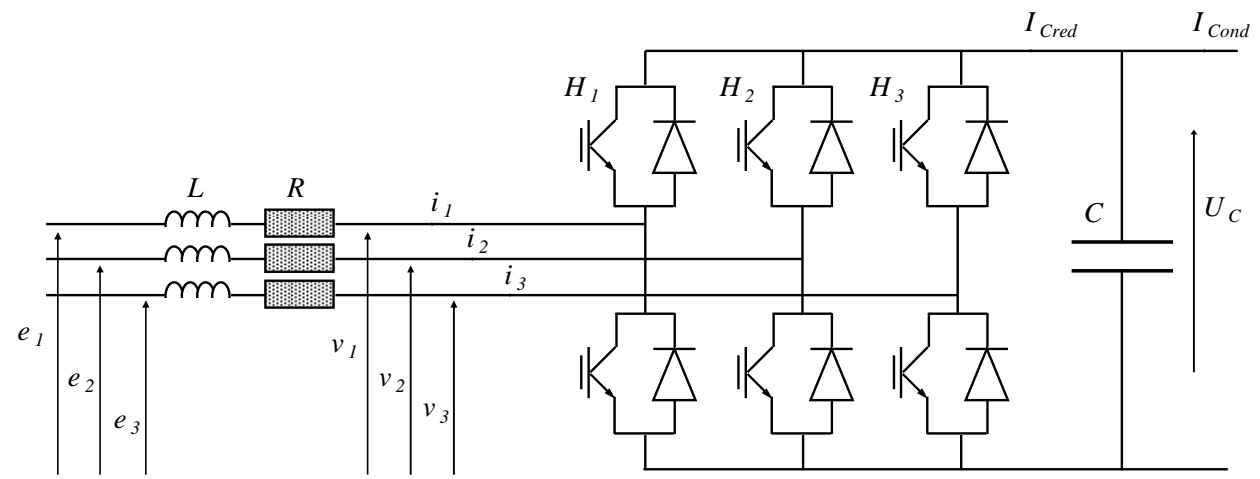
- Les interrupteurs sont supposés parfaits.
- Les sources sont considérées parfaites
- Les éléments passif sont supposés linéaires et invariants

Un onduleur de tension composé d'IGBT peut être utilisé aussi bien en mode onduleur qu'en mode redresseur. La **Figure 2.9** présente l'onduleur de tension pour un fonctionnement en mode redresseur.

Pour l'onduleur connecté à la machine, les paramètres  $R$  et  $L$  représentent respectivement, dans le cas de la MS, la résistance  $R_S$  et l'inductance cyclique  $L_S$  d'un enroulement statorique et, dans le cas de la MASDA ceux d'un enroulement rotorique ( $R_2, L_2$ ). Pour l'onduleur connecté au réseau ces paramètres sont ceux du filtre ( $R_f, L_f$ ).

Les tensions simples notées  $e_i$  sont soit les tensions du réseau dans le cas du CCR, soit les FEM induites dans les phases (du stator pour la MS et du rotor pour la MASDA) de la génératrice pour le cas du CCG. Les tensions simples  $v_i$  celles en sortie du convertisseur (CCG : MS -  $v_S$  ; MASDA -  $v_2$  et CCR :  $v_{Ond}$ ).

$I_{Cred}$  est le courant continu délivré par le convertisseur considéré sur le bus continu et  $I_{Cond}$  le courant continu délivré par l'autre convertisseur.



**Figure 2.9 :** Onduleur de tension triphasé fonctionnant en mode redresseur

On obtient ainsi après avoir exprimé les tensions  $v_i$  en fonction de la tension du bus continu  $U_c$ , et effectué un changement de variable sur les commandes afin de les découpler ( $\tilde{u}$  représente la fonction de commutation de l'interrupteur haut de chaque bras  $H_k$ ), la formulation du comportement du système suivante :



$$k = [1; 2; 3] \quad (2.45)$$

$$L \cdot \frac{di_k}{dt} = e_k - \tilde{u}_k \frac{U_c}{2} - R \cdot i_k$$

$$C \frac{dU_c}{dt} = \sum_{k=1}^3 \left( \frac{\tilde{u}_k \cdot i_k}{2} \right) - I_{Cond} \quad (2.46)$$

## 4.2. Modèle moyen et contrôle des courants du convertisseur côté machine

Le modèle moyen triphasé est obtenu en effectuant une moyenne glissante sur une période de découpage (fréquence de commutation constante ou variant faiblement) en ne prenant en compte que l'harmonique de rang 0. On applique ensuite la même transformation de Park que celle effectuée pour la machine considérée.

### 4.2.1. Structure MS

#### Modèle moyen

Le modèle moyen dans le repère de Park pour l'onduleur de tension côté génératrice dans le cas de la structure MS est donc :

$$L_S \frac{dI_{Sd}}{dt} = -R_S \cdot I_{Sd} + L_S \cdot \omega \cdot I_{Sq} + \frac{U_c}{2} \cdot \beta_{Sd} \quad (2.47)$$

$$L_S \frac{dI_{Sq}}{dt} = -E_{sSq} - R_S \cdot I_{Sq} - L_S \cdot \omega \cdot I_{Sd} + \frac{U_c}{2} \cdot \beta_{Sq}$$

$$C \frac{dU_c}{dt} = -I_{Cred} + I_{Cond} \quad I_{Cred} = \frac{1}{2} [\beta_{Sd} \cdot I_{Sd} + \beta_{Sq} \cdot I_{Sq}] \quad (2.48)$$

Où toutes les grandeurs sont « moyennes » et où  $\beta_{Sd}$  et  $\beta_{Sq}$  sont les composantes de Park du vecteur tournant :

$$\overline{\beta}_S = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ \beta_{S1} + \beta_{S2} \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}} + \beta_{S2} \cdot e^{-j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (2.49)$$

#### Contrôle des courants

La commande de l'onduleur est composée de deux boucles de contrôle, contrôlant indépendamment  $I_{Sd}$  et  $I_{Sq}$  (**Fig. 2.10**). En pratique ces courants sont obtenus par l'application de la transformation de Park des courants mesurés. Ces boucles mettent en œuvre des termes de découplage ce qui permet d'obtenir deux systèmes monovariables indépendants et facilite l'étude des correcteurs qui sont ici de type PI (*Eq. 2.12*) : la modification d'une consigne sur l'un des courant n'aura pas d'influence sur l'autre. Les paramètres des correcteurs sont donnés **Annexe B-3**.

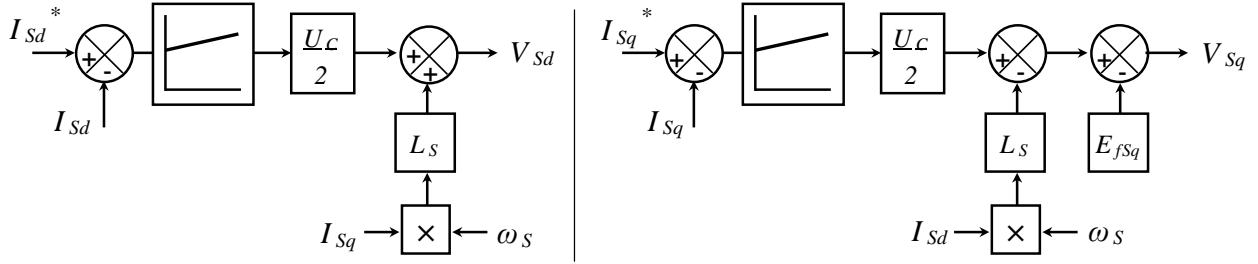


Figure 2.10 : Contrôle des courants du convertisseur côté machine (MS)

#### 4.2.2. Structure MASDA

##### Modèle moyen

Le modèle moyen du convertisseur connecté au rotor de la MASDA est lui :

$$\beta_{2d} \frac{U_c}{2} = R_2 \cdot I_{2d} + \sigma \cdot L_2 \frac{dI_{2d}}{dt} - \omega_R \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2q} + \left( \frac{L'_m}{L_1} \frac{d\phi_{1d}}{dt} \right) - \left( \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \phi_{1q} \right) \quad (2.50)$$

$$\beta_{2q} \frac{U_c}{2} = R_2 \cdot I_{2q} + \sigma \cdot L_2 \frac{dI_{2q}}{dt} + \omega_R \cdot \sigma \cdot L_2 \cdot I_{2d} + \omega_R \frac{L'_m}{L_1} \phi_{1d} + \left( \frac{L'_m}{L_1} \frac{d\phi_{1q}}{dt} \right)$$

$$C \cdot \frac{dU_c}{dt} = I_{Cond} - I_{Cred} \quad I_{Cred} = \frac{I}{2} [\beta_{2d} \cdot I_{2d} + \beta_{2q} \cdot I_{2q}] \quad (2.51)$$

Comme précédemment, toutes les grandeurs sont des grandeurs « moyennes » et les composantes  $\beta_{2d}$  et  $\beta_{2q}$  sont les composantes de Park du vecteur tournant :

$$\overline{\beta_2} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ \beta_{21} + \beta_{22} \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}} + \beta_{23} \cdot e^{-j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (2.52)$$

##### Contrôle des courants

De la même manière que pour la structure MS, ici la commande de ce convertisseur est structurée autour de deux boucles de contrôle des courants rotoriques transformés  $I_{2d}$  et  $I_{2q}$  qui intègrent des termes de découplage (Fig. 2.11). Les valeurs des paramètres des correcteurs sont données Annexe B-2.

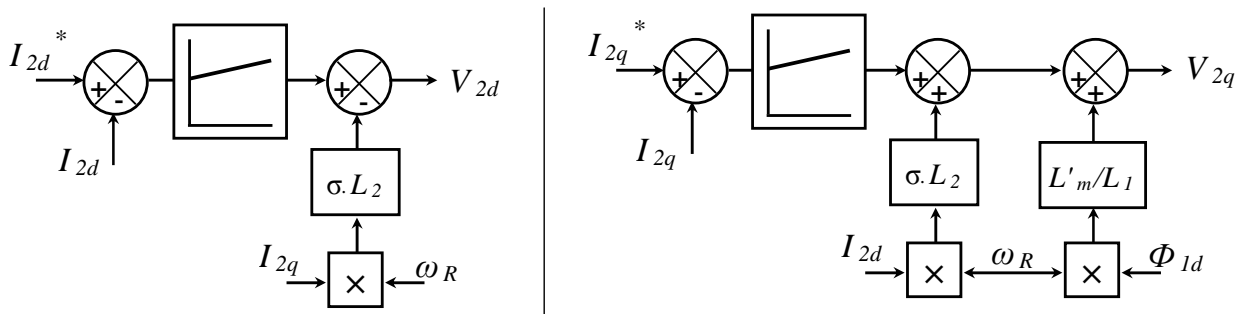


Figure 2.11 : Contrôle des courants du convertisseur côté machine (MASDA)

### 4.3. Modèle moyen et contrôle du convertisseur côté réseau

#### Modèle moyen

En appliquant le même raisonnement que précédemment et en orientant le repère de Park de façon à ce que l'axe ( $d$ ) soit colinéaire avec le vecteur tension du réseau (Eq. 2.53), on obtient ainsi le modèle moyens de l'onduleur côté réseau dans le référentiel de Park (Eq. 2.54) et (Eq. 2.55).

$$V_d = |\bar{v}_1| = \sqrt{\frac{3}{2}} V_m \quad (2.53)$$

$$V_q = 0$$

$$L_f \frac{dI_{Ondd}}{dt} = \sqrt{\frac{3}{2}} V_m - R_f \cdot I_{Ondd} + L_f \cdot \omega \cdot I_{Ondq} - \frac{U_c}{2} \beta_d \quad (2.54)$$

$$L_f \frac{dI_{Ondq}}{dt} = -R_f \cdot I_{Ondq} - L_f \cdot \omega \cdot I_{Ondd} - \frac{U_c}{2} \beta_q$$

$$C \cdot \frac{dU_c}{dt} = I_{Cond} - I_{Cred} \quad I_{Cond} = \frac{1}{2} [\beta_d \cdot I_{Ondd} + \beta_q \cdot I_{Ondq}] \quad (2.55)$$

Comme précédemment, toutes les grandeurs sont des grandeurs « moyennes » et les composantes  $\beta_d$  et  $\beta_q$  sont les composantes de Park du vecteur tournant :

$$\bar{\beta} = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[ \beta_1 + \beta_2 \cdot e^{-j\frac{2\pi}{3}} + \beta_3 \cdot e^{-j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (2.56)$$

De cette manière les puissances active et réactive délivrées par l'onduleur peuvent être contrôlées indépendamment par la composante d'axe ( $d$ ) et celle d'axe ( $q$ ) :

$$\begin{aligned} P_{Ond} &= V_d \cdot I_{Ondd} \\ Q_{Ond} &= V_d \cdot I_{Ondq} \end{aligned} \quad (2.57)$$

#### Contrôle du convertisseur

Que ce soit pour la structure MS ou ma structure MASDA, l'objectif de ce convertisseur est d'assurer le bon fonctionnement de l'électronique de puissance en régulant la tension du bus continu à une valeur suffisamment élevée. Cette régulation permet naturellement d'assurer le transfert de puissance active entre la machine et le réseau dans le cas de la structure MS et dans les deux sens pour la structure MASDA. Il est également possible d'employer ce convertisseur pour moduler l'échange de puissance réactive avec le réseau, cette fonctionnalité sera abordée en détail dans le *Chapitre 3*.

Comme pour le contrôle des convertisseurs côté générateur, la commande des courants est réalisée dans un référentiel de Park identique à celui utilisé pour sa modélisation (*Fig. 2.12*).

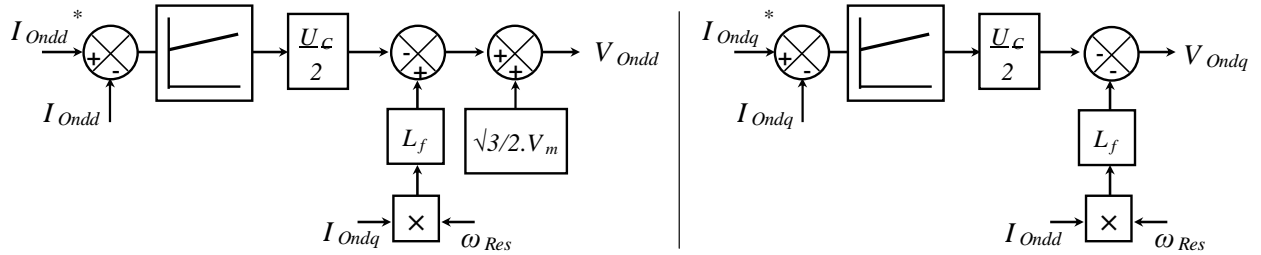


Figure 2.12 : Contrôle des courants du convertisseur côté réseau

La régulation de la tension du bus continu se fait par l'intermédiaire du contrôle de la composante d'axe ( $d$ ) du courant transformé  $I_{Ondd}$ . Le correcteur utilisé est de type PI, les valeurs des paramètres utilisées pour chaque technologie sont données **Annexe B-2** et **B-3**.

#### 4.4. Modélisation des pertes dans un onduleur de tension

Comme pour les machines il est nécessaire d'introduire des modèles de pertes dans tous les convertisseurs afin de pouvoir établir des bilans de puissances [Riv 00]. Pour cela il faut analyser le fonctionnement réel « en commutation » des convertisseurs.

L'onduleur de tension est contrôlé en modulation de largeur d'impulsion de fréquence :  $f_m = 1/T_m$ . Les interrupteurs sont bidirectionnels et dissymétriques (Fig. 2.13).

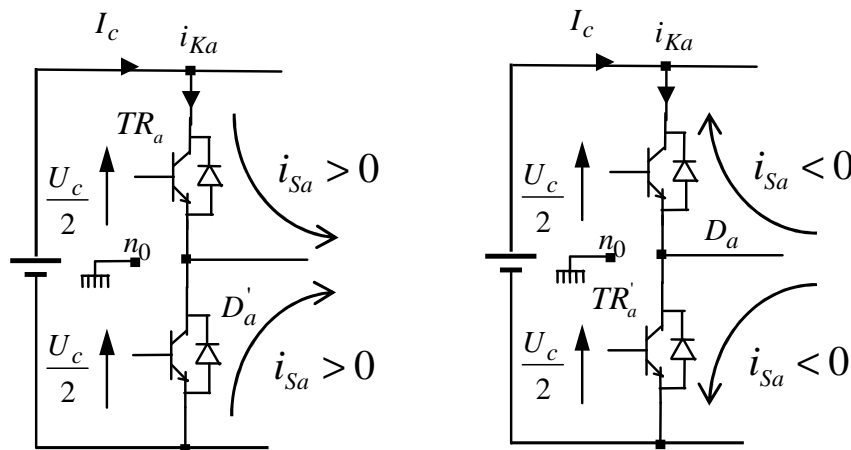


Figure 2.13 : Fonctionnement d'un bras d'onduleur

Sur une période de modulation  $[nT_m, (n+1)T_m]$  les deux interrupteurs, celui du haut et celui du bas sont commandés. Suivant le signe du courant c'est un des transistors qui est effectivement passant. Pour l'autre interrupteur c'est la diode.

Un calcul simplifié des pertes par conduction des composants de l'onduleur est possible. A l'état passant la tension à leur bornes n'est pas nulle:  $V_{transistor} = V_{TR} \approx 3 \text{ V}$ ,  $V_{diode} = V_D \approx 1 \text{ V}$ . Les pertes par conduction peuvent être calculées à partir des valeurs des courants dans les phases. Et des évolutions des tensions (assimilées aux modulantes d'une MLI intersective) (Fig. 2.14).

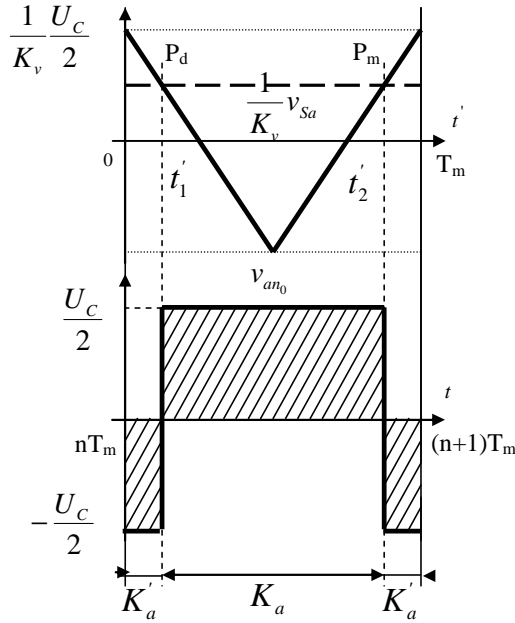


Figure 2.14 : MLI intersective

Sur une période de modulation les points d'intersection d'une modulante (supposée constante à cette échelle de temps) avec l'onde porteuse triangulaire  $P(t)$  sont :

$$t'_1 = \frac{T_m}{2} \left[ \frac{1}{2} - \frac{v_{Sa}}{U_c} (t'_1) \right] \quad t'_2 = \frac{T_m}{2} \left[ \frac{3}{2} - \frac{v_{Sa}}{U_c} (t'_2) \right] \quad (2.58)$$

Entre ces deux instants (niveau modulante > niveau porteuse) c'est par convention l'interrupteur supérieur  $K_a$  qui est commandé « passant ». Sur le reste de la période c'est l'interrupteur inférieur  $K'a$ . Les commandes sont considérées complémentaires.

$$T_a = t'_2 - t'_1 = \frac{T_m}{2} \left( 1 + 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) \quad T'_a = t'_2 - t'_1 = \frac{T_m}{2} \left( 1 - 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) \quad (2.59)$$

On considère pour simplifier que le phénomène se reproduit à chaque alternance.

$$W_{TR} = V_{TR} \cdot |i_{Sa}| \cdot \frac{T_m}{2} \left( 1 + 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) \quad W_D = V_D \cdot |i_{Sa}| \cdot \frac{T_m}{2} \left( 1 - 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) \quad (2.60)$$

Les pertes pour un bras s'écrivent alors:

$$P_{Bras\_k} = 2 \left[ V_{TR} \cdot |i_{Sa}| \cdot \frac{T_m}{2} \left( 1 + 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) + V_D \cdot |i_{Sa}| \cdot \frac{T_m}{2} \left( 1 - 2 \frac{v_{Sa}}{U_c} \right) \right] \quad (2.61)$$

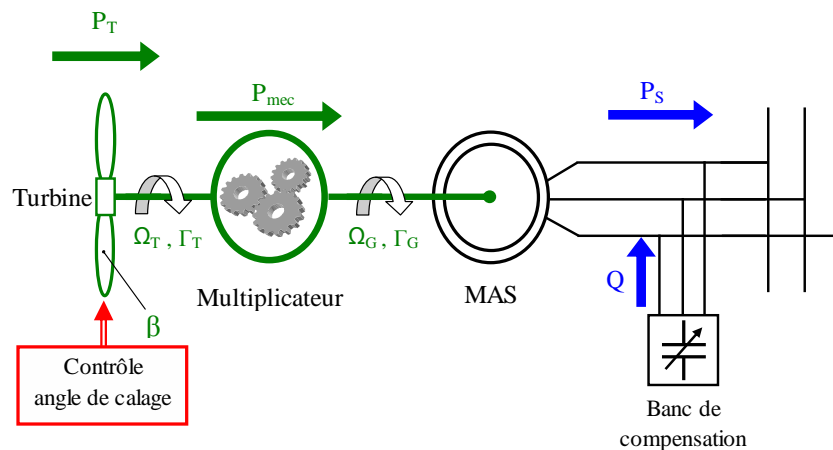
Le même calcul est mené pour les autres bras.

Les pertes par commutation sont calculées en considérant des fréquences de commutation de l'ordre 4 à 5 kHz. On fait l'hypothèse que l'ensemble des pertes d'un convertisseur est équitablement réparti entre conduction et commutation.

## 5. Fonctionnement des structures

### 5.1. Éolienne à base de MAS

La structure d'éolienne à vitesse fixe considérée dans ces travaux est constituée d'une turbine équipée d'un système de contrôle de l'angle de calage des pales, d'un multiplicateur de vitesse (modèle de transmission à deux masses) et d'une machine asynchrone (**Fig. 2.15**). On n'étudiera pas dans ces travaux les phases de couplage et découplage de l'éolienne, par conséquent le gradateur utilisé pour réduire les appels de courant lors du couplage n'est pas modélisé.



**Figure 2.15 :** Structure MAS

La machine étant génératrice, elle fonctionne en hyper-synchronisme à la vitesse  $\Omega_{Sync}(1-g)$ , où  $g$  est le glissement de la machine ( $g < 0$  dans ce cas) : la vitesse de rotation de l'arbre est supérieure à la vitesse du champ statorique imposée par la fréquence du réseau. La puissance convertie par la machine est donnée au rendement près par l'expression suivante :

$$P_s \cong \frac{1}{1-g} \cdot P_{mec} \quad (2.62)$$

Le seul contrôle possible est celui de l'angle de calage. Comme présenté précédemment, ce contrôle permet de limiter la puissance extraite par la turbine à sa valeur nominale (fonctionnement à pleine charge). La vitesse étant imposée par la fréquence du réseau et est quasiment constante sur toute la plage de fonctionnement. Il n'y a pas d'optimisation de la conversion de puissance en charge partiel (**Fig. 2.4**). De plus le contrôle de la puissance réactive ne peut se faire ici que par la gestion du banc de compensation. Il reste donc limité et ne peut agir que de façon discrète.

### 5.2. Éolienne à base de MASDA

La structure MASDA est présentée **Figure 2.16**. Elle comporte une turbine avec contrôle de l'angle de calage des pales, un multiplicateur de vitesse (modèle de transmission à deux masses), une MASDA et une interface d'électronique de puissance faisant le lien entre le réseau et le rotor de la machine.

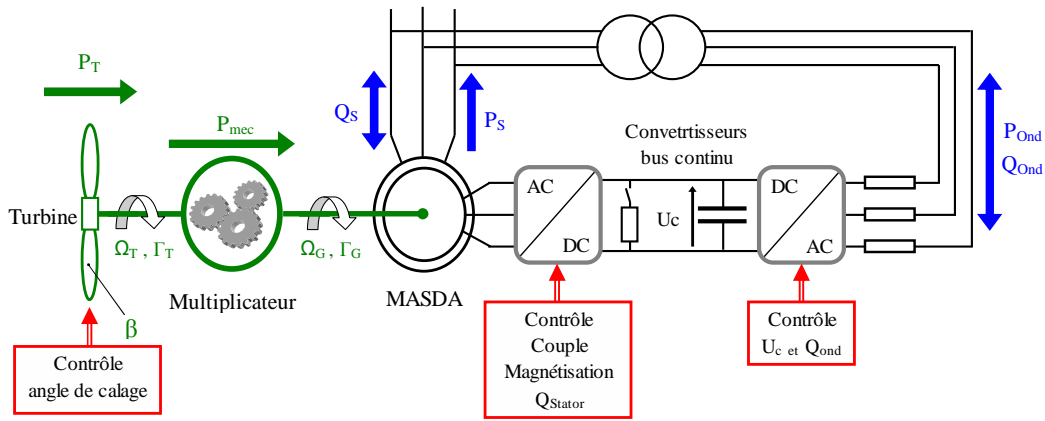


Figure 2.16 : Structure MASDA

L’interface d’électronique de puissance est dimensionnée en fonction de la puissance qui transite par le rotor. Cette puissance dépend du glissement que l’on s’autorise ( $\approx \pm 30\%$ ) :

$$P_R \cong -\frac{g}{1-g} \cdot P_{mec} \tag{2.63}$$

L’interface offrant la possibilité d’alimenter le rotor il est donc possible de fonctionner en hypo-synchronisme. Dans ce cas une partie de la puissance fournie par le stator est employée pour l’alimentation du rotor (Fig. 2.17).

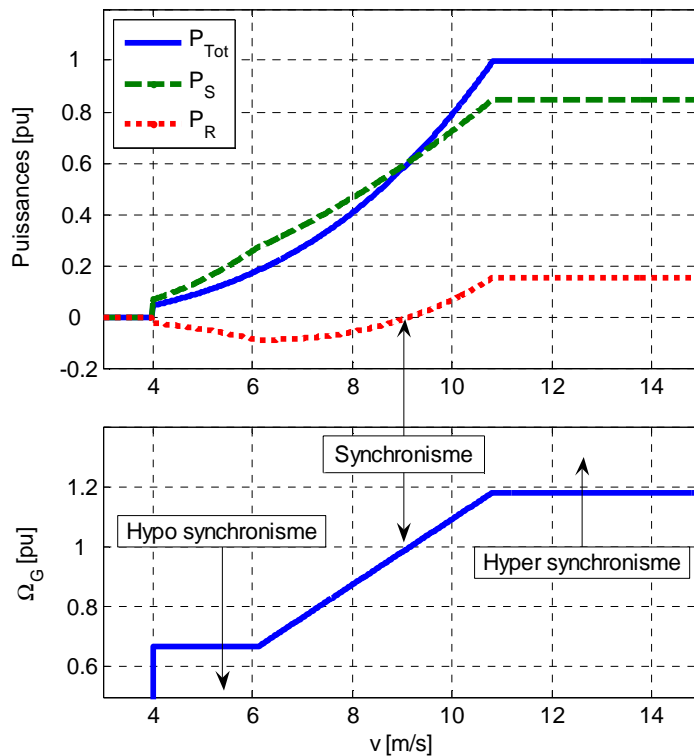


Figure 2.17: Fonctionnement d'une MASDA

Le contrôle de la conversion d’énergie est effectué en charge partielle par celui de la vitesse : la référence de vitesse est fournie par le MPPT. Le correcteur de vitesse est de type PI (paramètres fournis Annexe B-2), il fournit le couple de référence du quel est déduit la référence de

la composante d'axe ( $q$ ) du courant rotorique transformé  $I_{2q}$  (Eq. 2.31). A pleine charge la vitesse est maintenue constante (valeur maximale) et la puissance captée par la turbine est limitée à sa valeur nominale par l'action sur l'angle de calage.

Comme il a été précisé lors de la modélisation de la MASDA, l'échange de puissance réactive entre le stator de la machine et le réseau est contrôlé la composante d'axe ( $d$ ) du courant rotorique transformé  $I_{2d}$  (Eq. 2.32). Ce contrôle sera détaillé lors du **Chapitre 3**.

Le schéma synoptique de la modélisation de l'ensemble du système éolien à base de MASDA est présenté **Figure 2.18**.

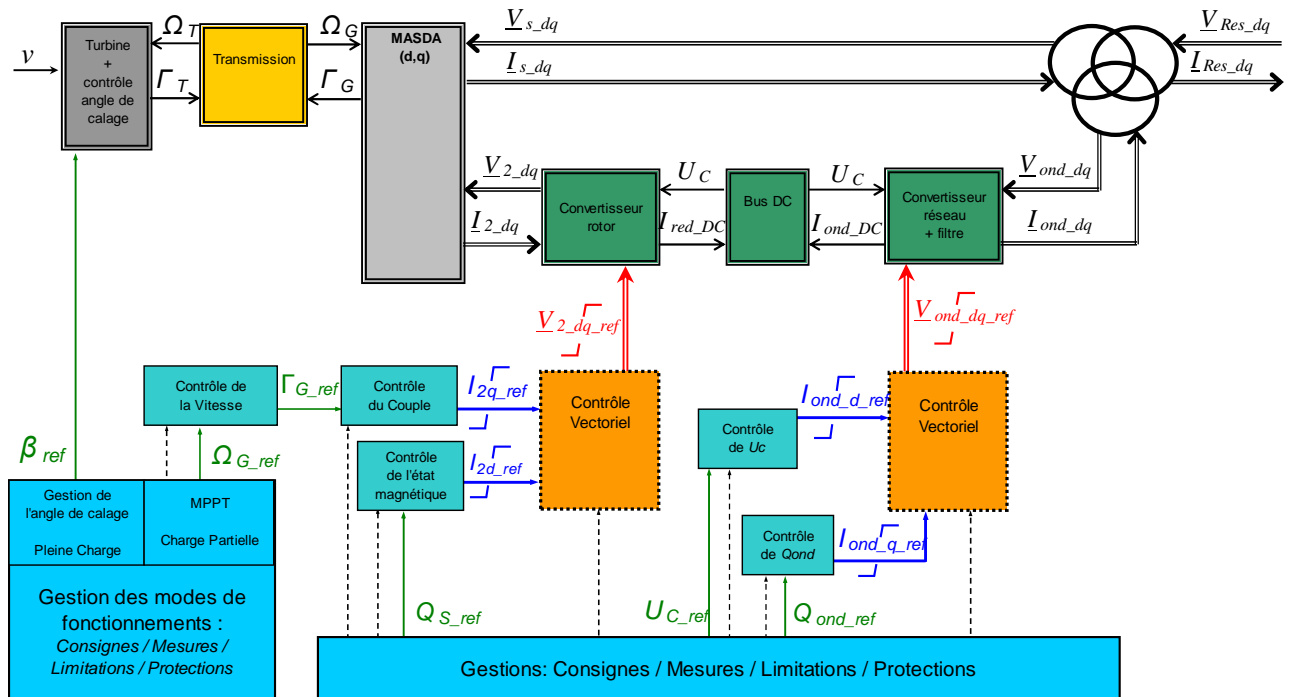


Figure 2.18: Schéma synoptique du modèle de la structure MASDA

### 5.3. Éolienne à base de MS

La machine considérée dans cette structure (**Fig. 2.19**) est une machine à aimants permanents possédant 64 paires de pôles. Cette machine spécifique permet de supprimer le multiplicateur de vitesse, le modèle de transmission utilisé est donc un modèle à une masse. L'angle de calage des pales est contrôlable et l'interface de puissance est dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine (660 kW).

Comme pour la MASDA, ce convertisseur permet de contrôler la vitesse de la génératrice. En charge partielle l'extraction de puissance est optimisée (**Fig. 2.4**) par la fonction MPPT qui fournit la référence de vitesse. Le correcteur de vitesse, de type PI (paramètres **Annexe B-3**), génère la référence de couple à partir de laquelle est déduite la référence de la composante d'axe ( $q$ ) du courant transformé  $I_{sq}$  (Eq. 2.37). En pleine charge, la vitesse est maintenue constante et c'est l'angle de calage qui limite la puissance captée par la turbine.



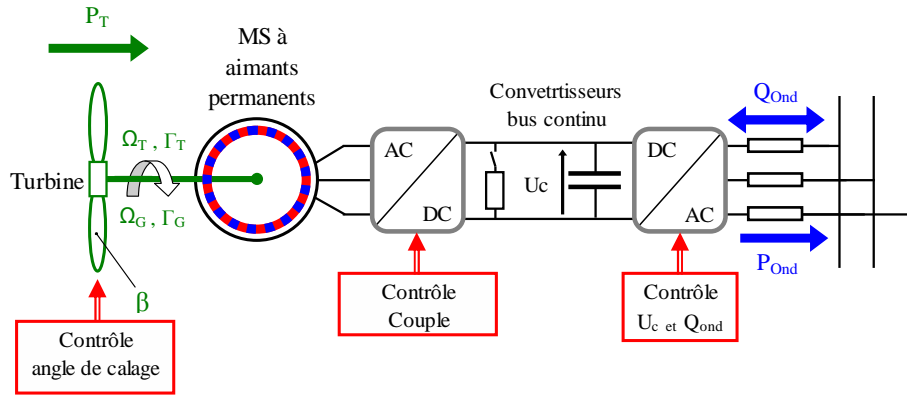


Figure 2.19 : Structure MS

Cette structure est capable de moduler la puissance réactive qu'elle échange avec le réseau par le contrôle des courants du convertisseur côté réseau. Cette fonctionnalité sera abordée en détail **Chapitre 3**.

Le schéma synoptique du modèle de cette structure est présenté ci-dessous.

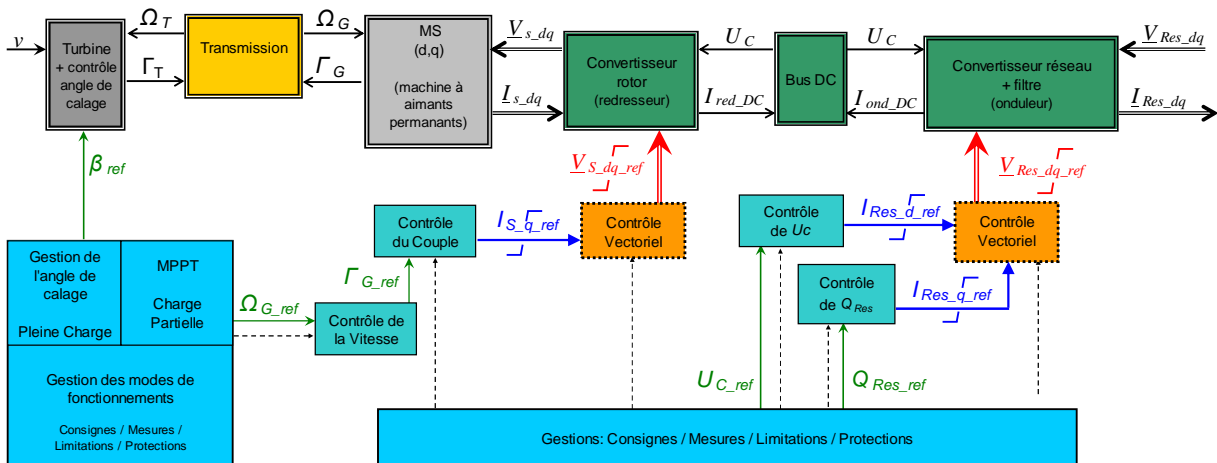


Figure 2.20: Schéma synoptique du modèle de la structure MS

## 6. Conclusion

Ce chapitre a présenté la modélisation des trois structures d'éoliennes considérées dans ces travaux ; une structure à vitesse fixe à base de MAS, et deux structures à vitesse variable, l'une à base de MASDA et l'autre à base de MS. Cette modélisation ayant été effectuée dans des travaux précédemment réalisés, seuls les éléments nécessaires à la compréhension des études qui vont suivre ont été présentés. Ainsi il sera possible de mieux appréhender les compléments ou modifications de commande qui seront apportés :

- pour l'étude de la gestion de la puissance active et la participation au réglage de fréquence dans le **Chapitre 4**
- pour l'étude de la gestion de puissance réactive en fonctionnement normal ou en régime perturbé qui va maintenant être présentée (**Chapitre 3**)

## Chapitre 3

### *Étude de la gestion du réactif de parcs éoliens mixtes*

#### *Participation au réglage de tension Tenue aux creux de tension*

---

*Le bon fonctionnement des réseaux électriques est assuré par les producteurs raccordés au réseau de transport qui répondent aux services système. Ces services ont pour principaux objectifs de garantir la stabilité en fréquence et en tension du système.*

*Pour cela des contraintes techniques de raccordement sont spécifiées. Jusqu'alors les producteurs décentralisés ne possédaient pas, ou peu, de contraintes par rapport à ceux raccordés au niveau du réseau de transport. Ils n'avaient pas de services à rendre au système, leur seul « objectif » était de produire dès que cela était possible.*

*Le taux d'intégration des producteurs décentralisés étant de plus en plus élevé, leur marginalité s'en trouve réduite et leur présence commence à se faire ressentir sur le fonctionnement du système. C'est pourquoi, en fonction des retours d'expérience et avant d'atteindre des situations critiques, les conditions techniques de raccordement de ces producteurs évoluent, avec pour objectifs d'assurer le bon fonctionnement du système et de permettre l'intégration de nouveaux producteurs décentralisés.*

*Ce chapitre s'intéresse donc aux contraintes liées à la gestion de la puissance réactive et au réglage de tension. Après un état des lieux non exhaustif des réglementations existantes en Europe, il sera présenté une étude sur les moyens et capacités de réglages de chaque technologie. Le dimensionnement de parcs éoliens mixtes sera ensuite abordé sur la base des capacités de gestion de la puissance réactive du parc. Enfin nous traiterons la participation au réglage de tension ainsi que l'étude sur à la tenue aux creux de tension des éoliennes et des parcs éoliens mixtes.*

## 1. Contraintes inhérentes à la génération d'énergie réactive par les parcs éoliens raccordés au réseau de distribution.

Les conditions techniques de raccordement des producteurs décentralisés se font de plus en plus contraignantes afin de ne pas détériorer le bon fonctionnement du réseau. Cette partie présente les contraintes liées à la gestion de la puissance réactive et/ou du réglage de tension que l'on rencontre chez différents gestionnaires de réseau ou dans différentes législations, à travers l'Europe.

### 1.1. France

Les dernières réglementations en matière de raccordement d'installations de production sur les réseaux publics de distribution et de transport datent d'avril 2008 [Arr.1 08] [Arr.2 08]. Elles définissent les capacités de gestion de puissance réactive auxquelles doivent répondre les moyens de production.

#### 1.1.1. Réseau de distribution

Pour les réseaux de distribution, cette réglementation est définie par l'arrêté du 25 avril 2008 [Arr.1 08]. Il s'applique à toute installation dont la demande de raccordement est postérieure à sa publication. Ces installations doivent pouvoir absorber  $Q = -0,35 P_{max}$ , et fournir  $Q = 0,4 P_{max}$ , et ce, pour toute tension comprise dans la plage de  $\pm 5\%$  de la tension nominale.

L'article 17 précise que les installations considérées comme non marginales en terme de gestion et de conduite des réseaux, doivent être reliées à un centre de conduite afin d'échanger des informations et de répondre à des demandes d'action d'exploitation concernant entre autre le contrôle de la puissance réactive et de la tension au point de livraison. Les installations considérées comme non marginales sont :

- Les installations raccordées sur un départ HTB/HTA dédié, dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25% de la puissance nominale du transformateur du poste source.
- Les installations raccordées sur départ non dédié dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 25% de la charge moyenne du départ (charge moyenne calculée sur les trois années précédant la demande de raccordement).
- Les installations dont la puissance active maximale est supérieure ou égale à 5 MW.

Cet article ne met pas à l'exception les moyens de production éolien. Les fermes éoliennes concernées par cet arrêté ont donc l'obligation de répondre à ces exigences. Jusqu'alors, elles se devaient uniquement de fonctionner avec un facteur de puissance minimal défini lors de l'étude de raccordement (qui peut être révisé en cours d'exploitation) [Arr 03].

### 1.1.2. Réseau de transport

La réglementation définie dans [Arr.2 08] concernant les capacités de gestion de puissance réactive des installations de production raccordées au réseau de transport précise que, pour toute la plage de tension considérée en fonctionnement normal ( $\pm 5\%$  de  $V_{Nom}$ ), les installations de production doivent pouvoir absorber  $Q = -0,35 P_{max}$  et fournir  $Q = 0,32 P_{max}$ . Pour une tension égale à  $0,9 pu$  l'installation doit pouvoir fournir au minimum  $Q = 0,3 P_{max}$ .

De plus, un dispositif de régulation de tension asservissant la production ou la consommation d'énergie réactive dans les limites des capacités présentées ci-dessus doit être installé.

On remarquera que les arrêtés concernant le raccordement de production aux réseaux de distribution ou de transport ne font pas de distinction entre les différents moyens de productions. Toute installation se doit donc de répondre à ces exigences.

## 1.2. Autres Pays Européens

Le nombre de conditions de raccordement concernant l'éolien est aussi divers et varié que celui de gestionnaires de réseau. Certaines réglementations vont maintenant être présentées.

### 1.2.1. Irlande

Le cas irlandais est intéressant de par sa situation insulaire. La réglementation présentée ici est issue du *Grid Code* (réglementation technique de raccordement) du gestionnaire de réseaux de distribution ESB networks [ESB 07].

Les parcs éoliens d'une puissance inférieure à 5 MW se doivent tous de fonctionner avec un facteur de puissance comme défini sur la **Figure 3.1 (a)**. Les parcs d'une puissance supérieure ou égale à 5 MW doivent quant à eux participer au réglage de tension avec une capacité constructive de gestion de la puissance réactive illustrée sur la **Figure 3.1 (b)**.

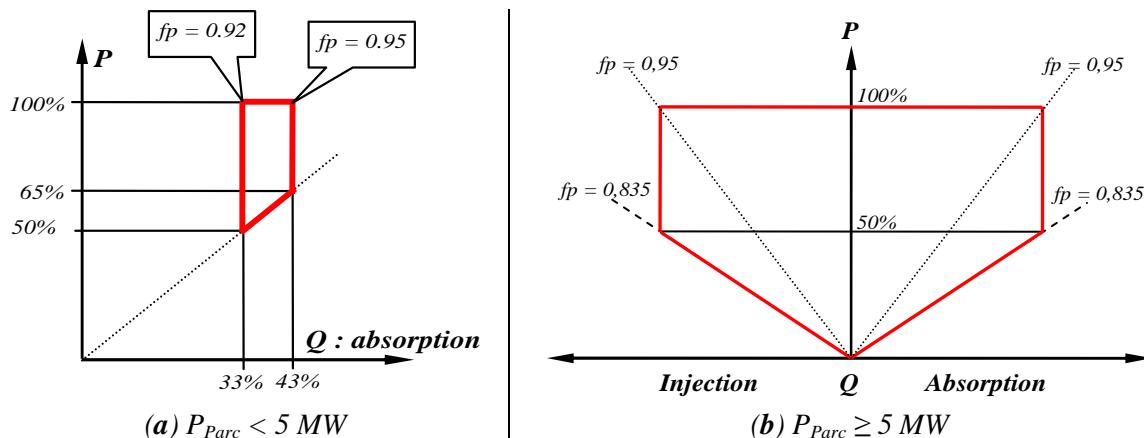


Figure 3.1 : Capacités de la gestion de puissance réactive : Grid Code Irlandais

### 1.2.2. Allemagne

Pour l'Allemagne on s'intéresse aux prescriptions techniques du gestionnaire E-On Netz [EOn 06]. Pour ce gestionnaire, les fermes éoliennes doivent pouvoir fonctionner avec un facteur de puissance égale à 0,95 en comportement inductif, et égale à 0,925 en comportement capacitif.

Suivant les cas il peut être demandé à ce que la ferme éolienne fonctionne soit à facteur de puissance constant, soit à une puissance réactive donnée ou encore participer au réglage de tension. Pour ces trois modes de fonctionnement les valeurs de consigne sont pilotées depuis un centre de contrôle.

### 1.2.3. Danemark

Les capacités de gestion de la puissance réactive définies dans le *Grid Code* danois [Ene.1 04], pour le raccordement des fermes éoliennes à une tension inférieure à 100 kV, sont présentées sur la *Figure 3.2*. À de telles tensions, il n'est pas demandé aux éoliennes de réguler la tension ou la puissance réactive à leur point de livraison, ce qui n'est pas le cas pour celles raccordées à des tension supérieures ou égales [Ene.2 04].

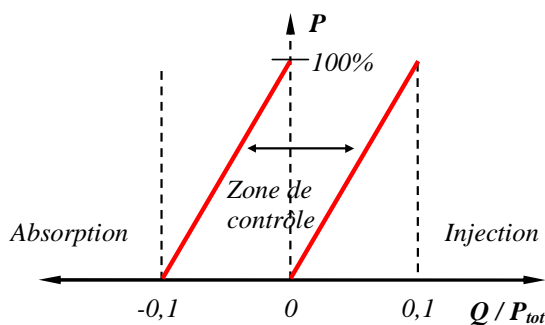


Figure 3.2 : Contrainte des capacités en réactif : Grid Code danois

## 1.3. Conclusions

Les conditions techniques de raccordement ne sont pas harmonisées au niveau européen. De plus, chaque gestionnaire de réseau définit ses propres conditions en accord avec leur réglementation nationale. Ceci explique la diversité des contraintes qui existent (*Tableau 3.1*) et le problème auquel sont confrontés les constructeurs pour pouvoir satisfaire l'ensemble de ces contraintes.

Pays	Législation - gestionnaire	Absorption $fp_{max} =$	Fourniture $fp_{max} =$
France	[Arr-1 08] distribution	0,944	0,928
	[Arr-2 08] transport	0,944	0,928
Irlande	ESB networks	$P_{tot} < 5MW$	N/A
		$P_{tot} \geq 5MW$	0,95
Allemagne	E-On Netz	0,925	0,95
Danemark	Energinet	0,995	0

Tableau 3.1 : Résumé des capacités constructives en réactif présentes dans diverses réglementations européennes, facteurs de puissance donnés pour un fonctionnement à puissance nominale.

## 2. Moyens et capacités de gestion de la puissance réactive des différentes technologies éoliennes.

Il a été présenté au *Chapitre 2*, la composition, le fonctionnement et la modélisation des trois structures d'éoliennes considérées dans ces travaux. L'analyse de ces différentes structures a permis de mettre en évidence les possibilités de contrôle offertes par chacune d'elle. Par conséquent, nous savons que les éoliennes à base de machine asynchrone (MAS) ne possèdent aucun moyen de réglage de la puissance réactive (hors banc de compensation), de fait, cette structure ne sera pas abordée dans cette partie. On s'intéresse donc ici aux moyens de réglage du réactif offerts par les interfaces d'électronique de puissance des structures à vitesse variable.

La structure à base de machine asynchrone à double alimentation (MASDA) offre deux possibilités de gestion de la puissance réactive. Le convertisseur connecté au rotor permet de contrôler l'état magnétique de la machine donc l'échange de puissance réactive entre le stator et le réseau. Le convertisseur côté réseau est quant à lui capable de moduler l'échange de puissance réactive à l'image d'un FACTS (§ 2.1.2.3 *Chapitre 1*). Pour la structure à base de machine synchrone (MS), le seul lien avec le réseau étant un convertisseur, c'est par le contrôle des courants de ce dernier que sera réalisé la gestion de la puissance réactive.

Pour ces deux structures nous nous attacherons au dimensionnement du convertisseur connecté au réseau afin que ces systèmes éoliens puissent répondre aux capacités constructives de gestion de la puissance réactive définies dans la réglementation française [Arr.1 08].

### 2.1. Éolienne à base de MS.

#### 2.1.1. Contrôle de la puissance réactive

Les éoliennes à base de machine synchrone sont totalement interfacées par un dispositif d'électronique de puissance. L'onduleur de tension connecté au réseau est l'unique moyen pour cette structure de moduler la puissance réactive échangée avec le réseau. Cela est rendu possible en contrôlant la composant réactive du courant injecté sur le réseau. De par le référentiel choisi pour la modélisation de l'onduleur (*Chapitre 2*), la puissance réactive est directement proportionnelle à la composante réactive du courant  $I_{Ondq}$  en sortie de l'onduleur (Eq. 3.1).

$$Q_{Ond} = V_{Re_s_q} \cdot I_{Ondq} \quad (3.1)$$

En fonction de la tension du réseau et de la puissance active transitant par le convertisseur, les capacités de gestion de puissance réactive sont modifiées. De manière à exploiter au mieux le convertisseur on met en place une limitation de la consigne de puissance réactive (*Fig. 3.3*) qui tient compte de la puissance active transférée ; cette dernière étant bien entendu prioritaire en

fonctionnement normal par rapport à la puissance réactive, ainsi que de la tension aux bornes du convertisseur. La fonction de limitation se résume à :

$$Q_{Ond}^* = \text{signe}(Q_{\acute{e}ol}^*) \cdot \min(|Q_{\acute{e}ol}^*|; Q_{Ond\_MAX}) \tag{3.2}$$

avec

$$Q_{Ond\_MAX} = V_{Res\_q} \cdot \sqrt{I_{Ond\_N}^2 - I_{Ond\_d}^2} \tag{3.3}$$

Où :  $Q_{\acute{e}ol}^*$  est la consigne de puissance réactive

$I_{Ond\_N}$  est le courant nominal de l'onduleur de tension côté réseau

$I_{Ond\_d}$  est la composante active du courant transformé de l'onduleur

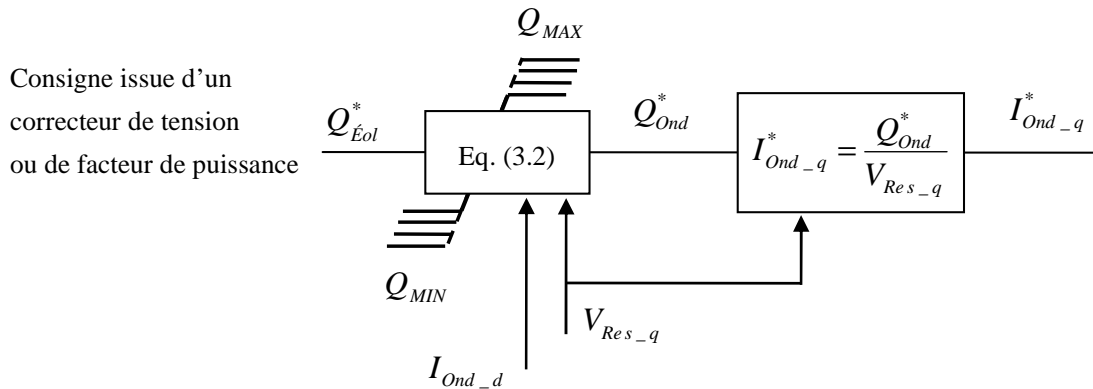


Figure 3.3 : Gestion du réactif dans la commande de l'onduleur côté réseau

Les capacités d'échange de puissance réactive sont illustrées sur la **Figure 3.4**. On remarque que pour une puissance active donnée les capacités d'absorption ou de fourniture sont identiques et c'est pour un fonctionnement à puissance nominale qu'elles sont les plus limitées.

De plus, une diminution de la tension entraîne une réduction des capacités en réactif. Cette constatation doit être prise en compte pour le dimensionnement du convertisseur.

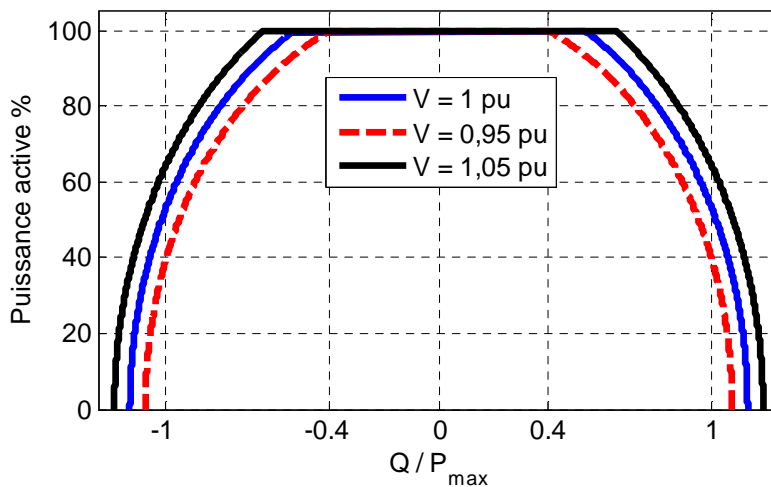


Figure 3.4 : Capacités de gestion de la puissance réactive d'une éolienne à base de machine synchrone ( $I_{Ond} = 1pu$ )

### 2.1.2. Dimensionnement du convertisseur côté réseau

Afin que les producteurs soient en mesure de respecter les exigences de raccordement en matière de gestion du réactif sur toute la plage de tension, le convertisseur doit être correctement dimensionné. En se basant sur le cas français ( $Q_{min} = -0,35 \cdot P_{max}$  et  $Q_{max} = 0,4 \cdot P_{max}$ ) [Arr.1 08] et à la vue des capacités qu'offre l'onduleur, les conditions à prendre en compte pour le dimensionnement sont :

- le contrainte maximale en réactif : fourniture de  $Q = 0,4 \cdot P_{max}$
- un fonctionnement à puissance nominale
- une tension égale à  $0,95 pu$ .

À partir de ces considérations il est possible de déterminer le dimensionnement minimal du convertisseur connecté au réseau (CCR) de la manière suivante.

En unité réduite nous avons :

$$\begin{aligned} S_N &= V_N \cdot I_N \\ P_N &= S_N \cdot fp \end{aligned} \quad (3.4)$$

On exprime la capacité de puissance réactive en fonction de la tension :

$$Q = \sqrt{(V_{pu} \cdot S_N)^2 - P_N^2} \quad (3.5)$$

Ce qui signifie qu'à tension et puissance active nominale, le convertisseur doit pouvoir fonctionner avec un facteur de puissance défini par l'équation (3.6), où  $\tan\varphi_c$  est la contrainte correspondant à  $Q = 0,4 \cdot P_{max}$  ( $\tan\varphi_c = 0,4$ )

$$fp \geq \frac{V_{pu}^2}{\tan^2 \varphi_c + 1} \approx 0,8821 \quad (3.6)$$

Dans le cas présent le dimensionnement du convertisseur doit être d'au moins 113,3% de la puissance active nominale ( $S_{CCR} = 1,133 \cdot P_{Nom}$ ).

### 2.1.3. Fonctionnement global

Cette structure offre également la possibilité d'échanger de la puissance réactive en absence de production éolienne. Dans ce cas, seul le convertisseur connecté au réseau fonctionne. Ce mode de fonctionnement est donc identique à celle d'un STATCOM (*Static Synchronous Compensator*). Il implique que l'on s'autorise à consommer la puissance active nécessaire fonctionnement du convertisseur (Fig. 3.5). Certains *Grid Codes* envisagent d'ailleurs la possibilité d'utiliser cette fonctionnalité et certains constructeurs la proposent déjà, comme GE qui commercialise une telle solution sous le nom de « *Zero Power Voltage Regulation* » [GE].



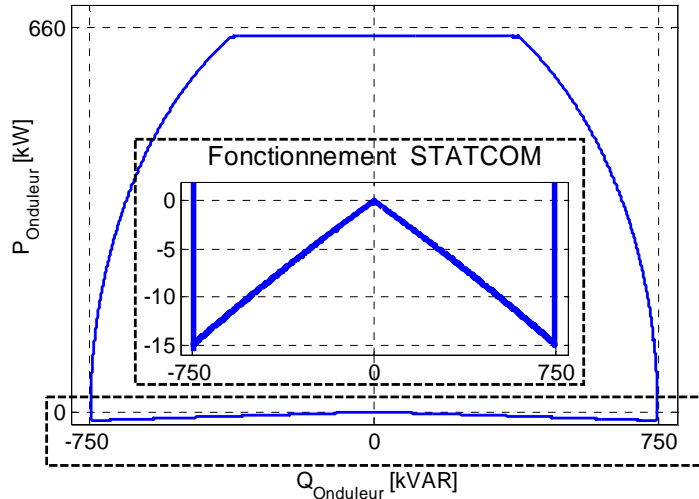


Figure 3.5 : Diagramme  $P, Q$  de l'onduleur côté réseau

La production ou l'absorption de puissance réactive engendre des pertes dans le convertisseur ainsi que dans le filtre qui lui est associé. En fonctionnement STATCOM, ces pertes représentent d'ailleurs l'intégralité de la puissance active consommée. Les modèles de pertes pris en compte (*Chapitre 2*) permettent d'évaluer l'impact de la gestion de la puissance réactive sur le rendement du convertisseur. La figure ci-dessous illustre l'évolution des pertes pour différents points de fonctionnement et compare le rendement du système « convertisseur réseau + filtre » pour des fonctionnements à  $Q_{Ond} = 0$ ,  $Q_{Ond} = 0,4 \cdot P_{Nom}$  et  $Q = Q_{max}$ .

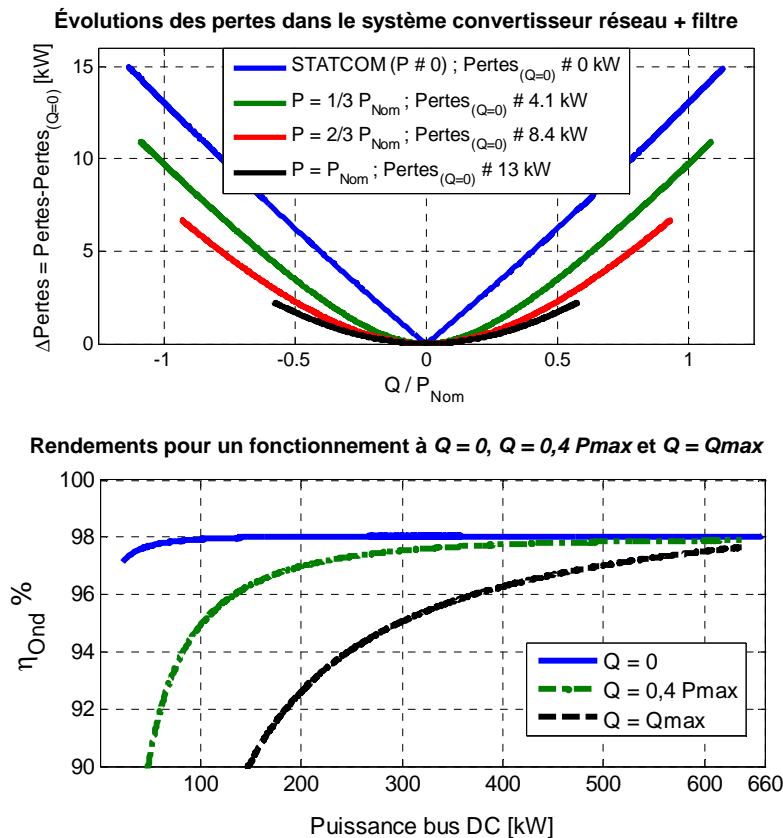


Figure 3.6 : Influence de la modulation de puissance réactive sur le convertisseur (+ filtre)

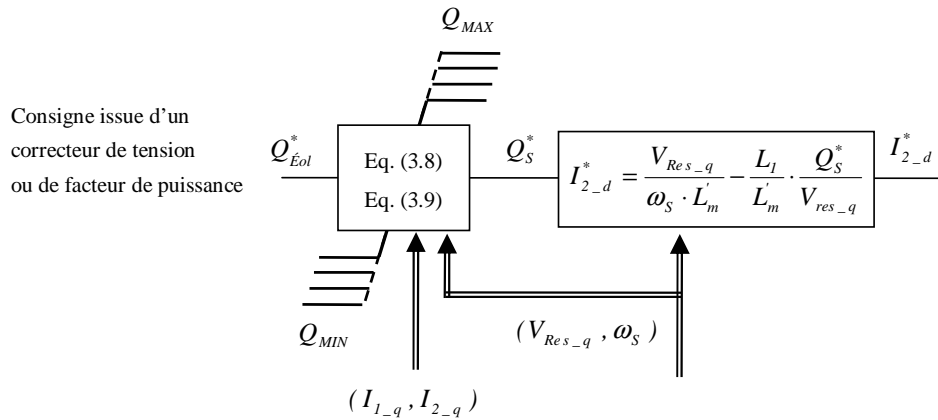
## 2.2. Éolienne à base de MASDA

### 2.2.1. Contrôle de la puissance réactive

Les éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation possèdent deux moyens de gestion de l'énergie réactive. Le convertisseur connecté au réseau permet l'échange de puissance réactive de la même manière que pour les éoliennes à base de MS. Toutefois on se retrouve ici limité par le dimensionnement du convertisseur qui est en générale compris entre 25% ou 30% de la puissance nominale de la machine. Il est également possible de gérer l'échange de puissance réactive entre le réseau et le stator de la machine par l'intermédiaire du contrôle des courants rotoriques : comme le montre l'équation (3.7). La composante réactive du courant rotorique transformé  $I_{2q}$  permet de contrôler la puissance réactive statorique  $Q_S$ .

$$Q_S \cong V_{Res\_q} \cdot I_{1-q} \cong \frac{1}{L_1} \cdot \frac{V_{Res\_q}^2}{\omega_S} - \frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{Res\_q} \cdot I_{2-d} \quad (3.7)$$

La gestion de la puissance réactive par le stator doit tenir compte des limites des courants statoriques et rotoriques (**Fig. 3.7**) [Lun 07][Zho 08]. Pour une exploitation aux limites des capacités de la MASDA, on intègre des fonctions de limitation qui tiennent compte de la tension aux bornes du stator (tension du réseau) ainsi que du transit de puissance active au stator et au rotor de la machine.



**Figure 3.7 :** Gestion de la puissance réactive statorique d'une MASDA

La fourniture de puissance réactive est limitée par les courants rotoriques. La fonction de limitation (*Eq. (3.8)*) est déterminée à partir de l'équation (3.7). Les courants statoriques vont eux, limiter l'absorption d'énergie réactive (*Eq. (3.9)*).

$$\text{Si } Q_{Éol}^* > 0$$

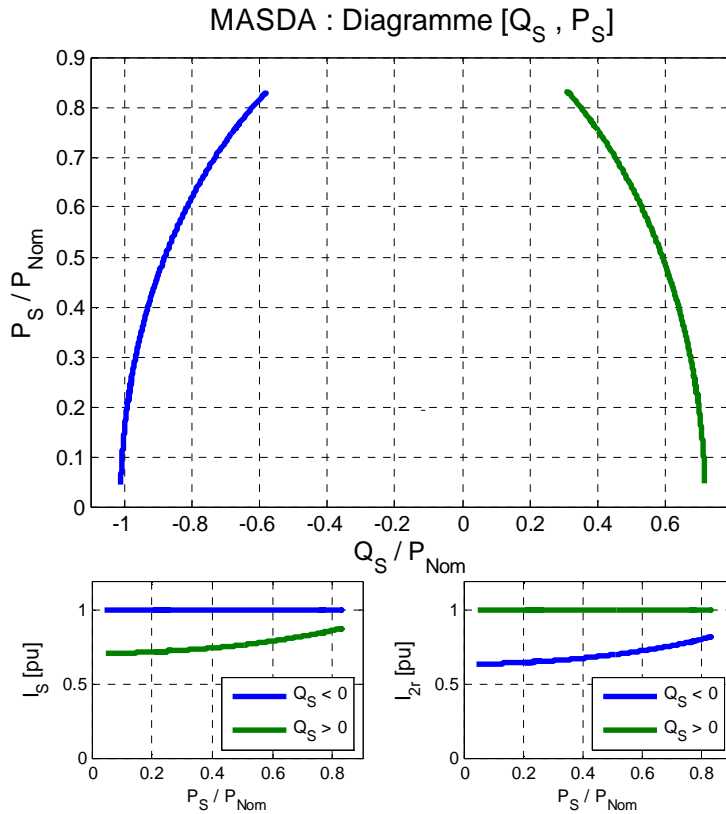
$$Q_S^* = \min( Q_{Éol}^* , - [ \frac{1}{L_1} \cdot \frac{V_{Res\_q}^2}{\omega_S} - \frac{L'_m}{L_1} \cdot V_{Res\_q} \cdot \sqrt{I_{2-N}^2 - I_{2q}^2} ] ) \quad (3.8)$$

$$\text{Si } Q_{Éol}^* < 0$$

$$Q_S^* = \min( Q_{Éol}^* , -V_{Res\_q} \cdot \sqrt{I_{1-N}^2 - I_{1q}^2} ) \quad (3.9)$$

Les capacités de fourniture et d'absorption de puissance réactive par le stator de la MASDA, ne sont pas symétrique (**Fig 3.8**). Du fait de sa nature inductive, la MASDA possède une capacité d'absorption de puissance réactive plus importante que celle d'injection.

La contrainte en fonctionnement inductif,  $Q = -0,35 \cdot P_{max}$ , peut être assurée par le stator. Par contre l'utilisation du seul du stator ne suffit pas à satisfaire la contrainte en fonctionnement capacitif ( $Q = 0,4 \cdot P_{max}$ ), il est donc nécessaire d'y associer le convertisseur côté réseau (CCR) dans la gestion du réactif et d'en l'étudie de son dimensionnement.



**Figure 3.8 :** Limitations de la puissance réactive modulable par le stator de la MASDA (haut)  
Courants statoriques (bas gauche) et courants rotoriques (bas droite)

### 2.2.2. Dimensionnement du convertisseur côté réseau

L'utilisation et les limites de ce convertisseur pour la modulation du réactif sont identiques à celles présentées pour la structure MS.

Le dimensionnement de l'interface d'électronique de puissance d'une éolienne à base de MASDA dépend du glissement autorisé (puissance rotorique). Il peut varier entre 20% et 35% de la puissance maximale transmise par le stator [Kay 07]. Dans notre cas, le maximum de puissance active transmise par l'interface se trouve être pour un fonctionnement à puissance nominale. Connaissant la vitesse maximale du générateur, il est possible d'approximer cette puissance par les équations (3.10) présentées pages suivantes.

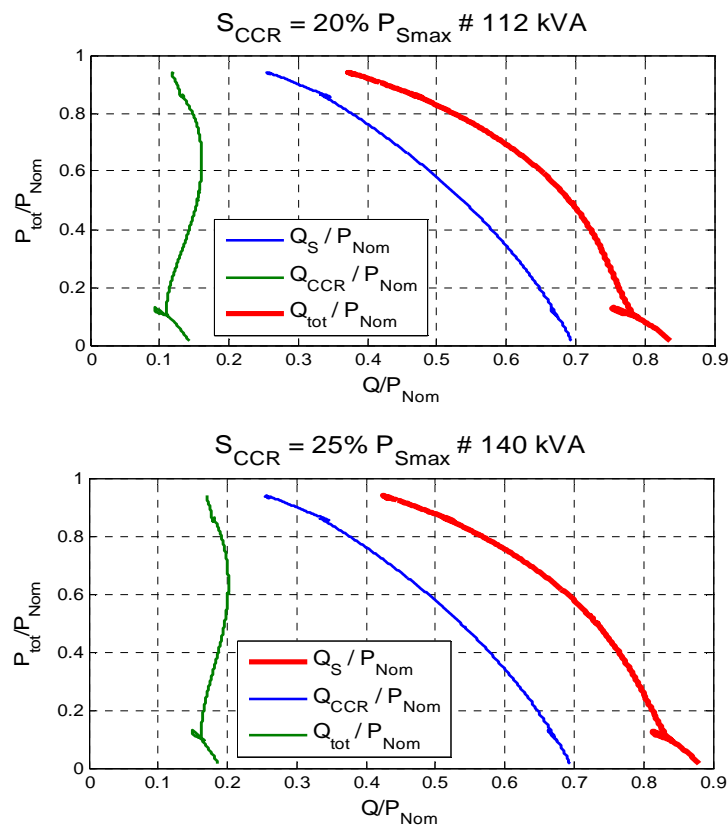
$$P_S = \frac{1}{1-g} \cdot P_{mec\_N}$$

$$P_R = \frac{-g}{1-g} \cdot P_{mec\_N}$$
(3.10)

Dans notre cas, on a :

- Puissance mécanique nominale :  $P_{mec\_N} = 660$  kW
- Glissement à vitesse maximale :  $g(\Omega_{max}) \approx -0,1793$

Le dimensionnement minimale de l'interface doit être d'au moins 18% de la puissance transitant par le stator ( $P_{Smax}$ ). On considère que le dimensionnement optimal de l'interface est égal à 20% de  $P_{Smax}$ , Soit une puissance apparente nominale de :  $S_{CCR} \approx 112$  kVA.



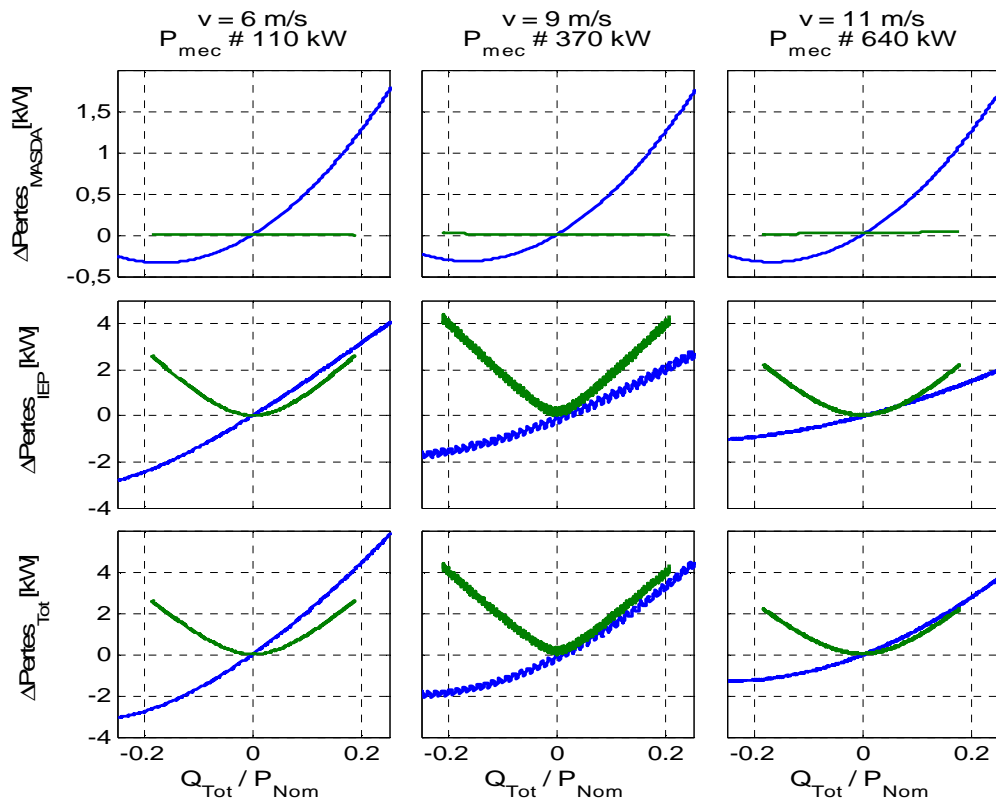
**Figure 3.9 :** Dimensionnement du convertisseur côté réseau ( $V_{Res} = 0,95$  pu).  $Q_S$  est la puissance réactive fournie par le stator,  $Q_{CCR}$  celle fournie par le CCR et  $Q_{tot}$  la puissance réactive totale fournie par l'éolienne

Avec le dimensionnement optimal du CCR, la contrainte maximale en réactif n'est pas respectée [Arr.1 08], le CCR doit donc être surdimensionné. Dans notre cas un dimensionnement du CCR à 25% ( $S_{CCR} \approx 140$  kVA) de la puissance maximale transitant par le stator permet, avec l'utilisation conjointe du stator et du CCR, de fournir  $Q = 0,4 \cdot P_{max}$  à une tension égale à  $0,95$  pu (Fig. 3.9). Nous reviendrons plus en détail sur le dimensionnement de ce convertisseur lors de l'étude sur la composition des parcs éoliens mixte (§3).

### 2.2.3. Fonctionnement global

Une stratégie de gestion de la puissance réactive entre le stator et le convertisseur côté réseau doit être définie. On trouve dans la littérature différentes stratégies :

- L'utilisation principale du convertisseur côté machine, plus le soutien du convertisseur côté réseau, dans le cas où les capacités statoriques ont été atteintes, ou inversement [Kay 07].
- Répartir la consigne de puissance réactive entre le stator et le CCR afin de minimiser les pertes [Rab 03].
- L'emploi d'une répartition de la puissance réactive au prorata des puissances entre stator et rotor.



**Figure 3.10 :** Variation des pertes dues à la gestion de la puissance réactive (par rapport à un fonctionnement à  $fp = 1$ ). Comparaison entre l'emploi unique soit du stator (bleus), soit du CCR (vertes).

À première vue la proposition faite dans [Rab 03] paraît être la plus intéressante, mais cette étude ne tient pas compte des pertes dans la machine. La **Figure 3.10** permet de comparer la différence entre une gestion du réactif exclusivement par le stator et par le CCR. Ces résultats de simulation ont été obtenus pour différentes vitesses de vent : 6 m/s, 9 m/s et 11 m/s, correspondant respectivement à un fonctionnement : hypo-synchronisme, proche du synchronisme et hypersynchronisme.

On remarque que pour une absorption d'énergie réactive il est préférable d'utiliser uniquement le stator car ceci mène à une réduction de pertes (par rapport au fonctionnement à  $fp = 1$ ) quelque soit le point de fonctionnement. Cette réduction provient majoritairement du convertisseur côté machine.

Pour ce qui est de l'injection de puissance réactive il pourrait être avantageux d'employer un système de répartition de la consigne de puissance réactive entre stator et CCR afin de minimiser les pertes. Toutefois compte tenu des limites du CCR, dues à son faible dimensionnement, et du faible écart entre les pertes engendrées par l'emploi d'une stratégie ou d'une autre, nous considérons dans cette étude l'utilisation prioritaire du stator, soutenu par celle du convertisseur côté réseau quand le stator est en limitation (*Fig. 3.11*).

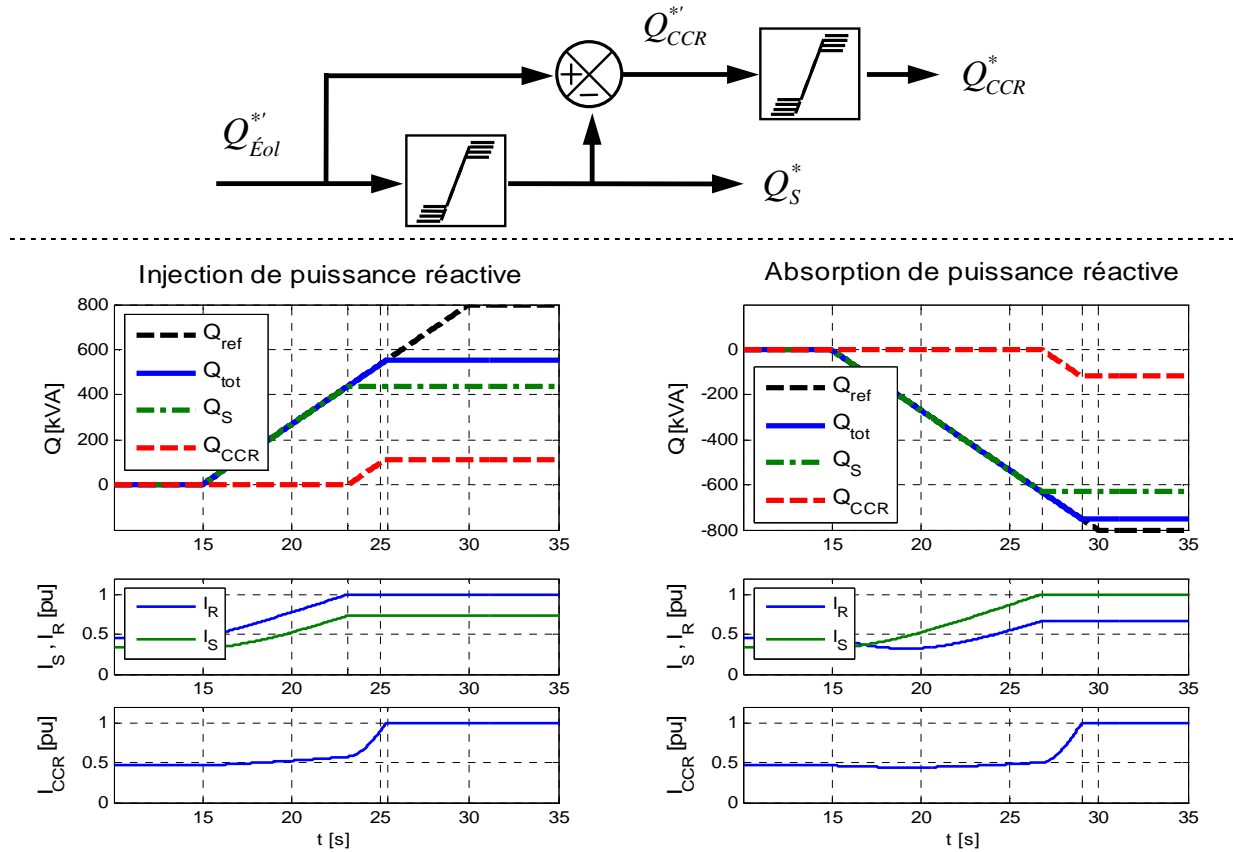


Figure 3.11 : Gestion du réactif entre stator et CCR : priorité stator, complément CCR

### 3. Composition de parc éolien mixte sur critère de capacité en réactif

Avec la diversité des contraintes existantes et leur évolution permanente, les constructeurs doivent adapter en conséquence le dimensionnement des systèmes éoliens [Mai 07]. Dans le cadre de cette thèse nous considérons une mixité technologique au sein d'une même ferme éolienne : éoliennes à vitesse fixe et éolienne à vitesse variable. On s'intéresse ici au dimensionnement de tels parcs en se basant sur la contrainte des capacités en réactif d'une installation de production. Pour cela on considère les deux réglementations suivantes (Tableau 3.2).

	Q < 0		Q > 0	
	fp	tanφ	fp	tanφ
Arrêté du 23 avril 2008	0,944	-0,35	0,928	0,4
Réseaux de distribution irlandais : ESB Networks	0,95	-0,329	0,95	0,329

Tableau 3.2 : Contraintes en réactif pour un fonctionnement à puissance nominale

### 3.1. Détermination des capacités d'une éolienne à base MASDA

Les capacités en réactif des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation ont été abordées dans la partie précédente. Il a été vu que le dimensionnement du convertisseur côté réseau était déterminant pour satisfaire les contraintes de gestion de réactif.

En considérant les caractéristiques de l'éolienne (vitesse de rotation maximale, courants nominaux, ...) il est possible de déterminer à partir des équations (3.7) et (3.10) la valeur maximale de la puissance réactive que peut fournir le stator  $Q_{S\_max}$  à une tension donnée :

$$Q_{S\_max} = \frac{I}{1-g} P_{Nom} \tan \varphi_S \quad (3.11)$$

On note  $d_{CCR}$  le **dimensionnement du convertisseur côté réseau par rapport à la puissance transitant par le rotor** en fonctionnement nominal, de telle sorte que :

$$S_{CCR} = P_{R\_Nom} (1 + d_{CCR}) \quad (3.12)$$

On exprime ainsi la puissance réactive fournie par le convertisseur :

$$Q_{CCR} = \frac{-g(\dot{a} P_{Nom})}{1-g} P_{Nom} \tan \varphi_{CCR} \quad (3.13)$$

Avec

$$\tan \varphi_{CCR} = \sqrt{V_{pu}^2 (1 + d_{CCR})^2 - 1} \quad (3.14)$$

Ainsi le **surdimensionnement par rapport à l'optimal**  $sd_{CCR}$  s'exprime :

$$sd_{CCR} = \frac{-g(\dot{a} P_{Nom})}{0,2} \cdot (1 + d_{CCR}) - 1 \quad (3.15)$$

Et  $D_{CCR}$  le **dimensionnement par rapport à la puissance maximale transitant par le stator** :

$$D_{CCR} = -g(1 + d_{CCR}) \quad (3.16)$$

#### 3.1.1. Dimensionnement du CCR pour un parc éolien mono-technologie de type MASDA

À partir des équations (3.13) et (3.14) on exprime le dimensionnement nécessaire au respect d'une contrainte  $\tan \varphi_c$  :

$$d_{CCR} = \sqrt{\frac{(P_{Nom} \cdot \tan \varphi_c - Q_S)^2 + P_R^2}{P_R^2 \cdot V_{pu}^2}} - 1 \quad (3.17)$$

Pour les deux réglementations considérées dans cette partie, le dimensionnement du convertisseur côté réseau pour l'éolienne doit être ( $V_{pu} = 0,95 pu$ ) :

	$\tan\varphi_c$	$d_{CCR}$	$sd_{CCR}$	$D_{CCR}$
Arrêté du 23 avril 2008	0,4	29,2%	15,8%	23,2%
ESB Networks	0,329	8,32%	-3%	19,4%

**Tableau 3.3 :** Dimensionnement du CCR d'une éolienne à base de MASDA, pour répondre aux exigences de gestion du réactif

Ces résultats montrent qu'il n'y a pas besoin de surdimensionnement pour respecter la réglementation irlandaise, et que le surdimensionnement nécessaire pour le respect des exigences française reste raisonnable.

### 3.1.2. Parc éolien mixte constitué des technologies MASDA et MAS

On cherche ici à déterminer la part de mixité de telle sorte que le parc éolien mixte réponde aux contraintes de gestion de réactif.

On définit «  $n$  » comme la part d'éoliennes à base de MASDA constituant le parc.

$$n = \frac{Nb_{MASDA}}{Nb_{Tot}} \quad (3.18)$$

On tient compte de la compensation des MAS des éoliennes à vitesse fixe.

$$Q_{MAS} = P_{Nom} \cdot \tan \varphi_{MAS} \quad (3.19)$$

Les capacités de fourniture de réactif du parc fonctionnant à puissance nominale sont :

$$\tan \varphi_{Parc} = \frac{Q_S + Q_{CCR} + Q_{MAS}}{Nb_{Tot} \cdot P_{Nom}} \quad (3.20)$$

À partir des équations précédentes on peut exprimer, pour un dimensionnement donné des éoliennes à base de MASDA, la part minimale nécessaire au respect d'une contrainte donnée  $\tan\varphi_c = \tan\varphi_{Tot}$  :

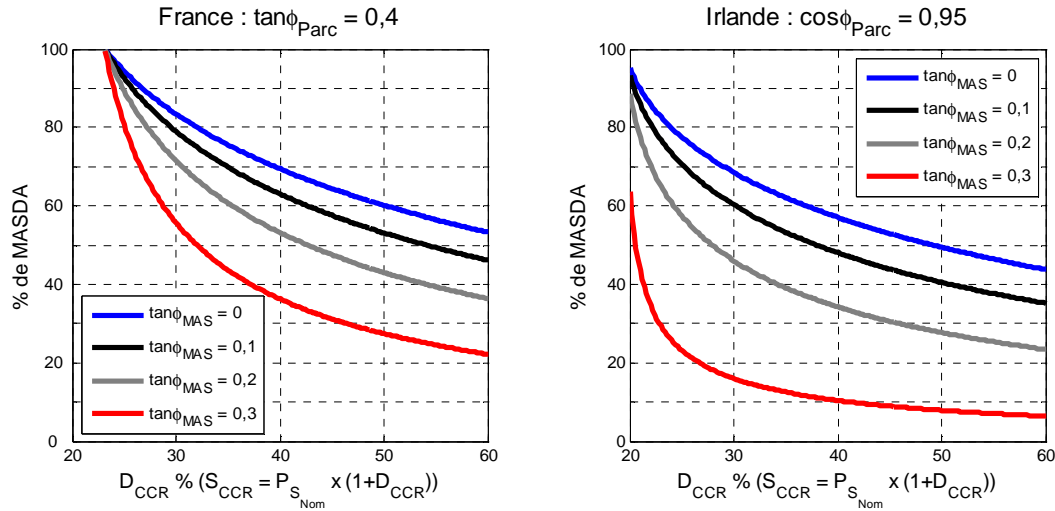
$$n \geq \frac{(\tan \varphi_{Tot} - \tan \varphi_{MAS}) \cdot (1 - g)}{\tan \varphi_S - g \cdot \tan \varphi_{CCR} - (1 - g) \tan \varphi_{MAS}} \quad (3.21)$$

Ou alors, le dimensionnement minimal du convertisseur connecté au réseau pour une part de mixité «  $n$  » souhaitée :

$$d_{CCR} \geq \sqrt{\frac{\left[ \frac{1}{n \cdot g} \cdot (n \cdot \tan \varphi_S - (1 - g) \cdot ((1 - n) \tan \varphi_{MAS} + \tan \varphi_{Tot})) \right]^2 + 1}{V_{pu}^2} - 1} \quad (3.22)$$



La **Figure 3.12** présente la part minimale d'éolienne à base de MASDA au sein d'un parc mixte permettant de respecter les contraintes de gestion du réactif. Cette part est donnée en fonction du dimensionnement du convertisseur ( $D_{CCR}$ ) et pour différentes valeurs de compensation des machines asynchrones ( $\tan\phi_{MAS}$ ).



**Figure 3.12 :** Composition d'un parc mixte : MAS – MASDA

### 3.2. Détermination de la composition d'un parc constitué d'éoliennes à base de MAS et MS

Comme précédemment on s'intéresse ici au dimensionnement du convertisseur connecté au réseau. On note le facteur de surdimensionnement de celui-ci :  $d_{CCR}$ .

$$S_{CCR} = P_{Nom} (1 + d_{CCR}) \quad (3.23)$$

#### 3.2.1. Dimensionnement du CCR pour un parc éolien mono-technologie de type MS

Les capacités de gestion de réactif étant symétrique, le dimensionnement du CCR est étudié pour les contraintes la plus élevée, c'est-à-dire :

- fonctionnement à puissance nominale
- tension égale à  $0,95 pu$
- $\tan\phi = 0,4$  pour le cas français
- $\cos\phi = 0,95$  pour le cas irlandais

$$S_{CCR} = P_{Nom} (1 + d_{CCR}) \quad (3.24)$$

Pour le cas français, le surdimensionnement (Eq. (3.24)) doit être d'au moins  $13,3\%$ , et  $10,8\%$  pour le cas irlandais. Les informations que l'on trouve chez les constructeurs [ABB 07] laissent paraître que pour ce type d'éolienne le CCR est capable de fonctionner avec un facteur de puissance de  $0,9$  (inductif et capacitif) à tension nominale, ce qui représente un surdimensionnement d'environ  $11\%$ . Ce dimensionnement n'est pas suffisant pour le respect de la réglementation française.

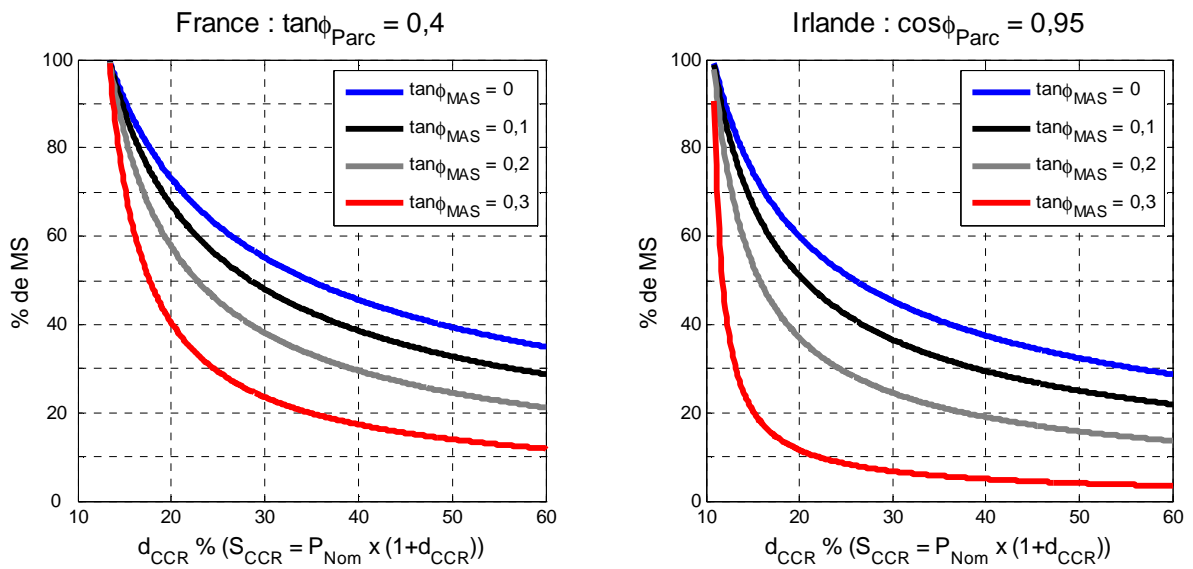
### 3.2.2. Parc éolien mixte combinant les technologies MS et MAS

La détermination de la mixité en fonction du dimensionnement du convertisseur (Eq. (3.25)), ou inversement (Eq. (3.26)) s'expriment :

$$n \geq \frac{\tan \varphi_{Tot} - \tan \varphi_{MAS}}{\tan \varphi_{CCR} - \tan \varphi_{MAS}} \quad (3.25)$$

$$d_{CCR} \geq \sqrt{\frac{(\tan \varphi_{Tot} - (1-n)\tan \varphi_{MAS})^2 + 1}{V_{pu}^2}} - 1 \quad (3.26)$$

Le pourcentage d'éolienne à vitesse variable en fonction du dimensionnement du CCR satisfaisant les contraintes de fourniture de réactif pour les réglementations française et irlandaise est illustré **Figure 3.13**.



**Figure 3.13** : Composition d'un parc mixte : MAS - MS

### 3.3. Conclusion

Une approche de la composition de deux types de parc éolien mixte (MAS-MASDA ou MAS-MS) a été abordée dans cette partie. Elle se base sur les critères de gestion de l'énergie réactive définis par les gestionnaires de réseaux, et permet de déterminer la part de chaque technologie constituant un parc mixte. Elle ne peut valider à elle seule la composition de tels parcs, ces derniers doivent également satisfaire d'autres contraintes, ce qui peut compromettre cette approche de dimensionnement.

On constate également que la disparité entre les différentes réglementations n'amène pas au même dimensionnement des convertisseurs, que ce soit pour un parc à technologie unique ou pour un parc mixte. La problématique d'insertion de production dans les réseaux de distribution étant récente, ces réglementations ne sont pas figées. Les constructeurs doivent non seulement faire face à cette diversité de réglementation, mais également s'adapter à leur évolution.

**Remarque :**

Pour parfaire cette étude il serait nécessaire d’analyser en détail les aspects économiques afin de définir un optimum entre dimensionnement des convertisseurs connectés au réseau et banc de capacité. L’étude menée dans [Bra 08], sur l’analyse du coût et du bénéfice que peut apporter la gestion de l’énergie réactive par les convertisseurs présents dans les éoliennes, montre qu’il est économiquement plus avantageux d’utiliser un convertisseur que d’employer des moyens statiques classiques (inductances, condensateurs), si le temps annuelle de fonctionnement à pleine charge de ces dispositifs n’est pas trop élevé ( $\approx 2000\text{h/an}$ ). Une étude détaillée demanderait donc d’évaluer les besoins annuels de production et consommation d’énergie réactive d’un parc éolien.

**4. Participation au réglage de tension**

Après la présentation des moyens et stratégies de gestion de la puissance réactive des éoliennes à vitesse variable, nous allons maintenant illustrer les performances de chacune d’elle au réglage de tension. Pour cela on considère le système électrique suivant :

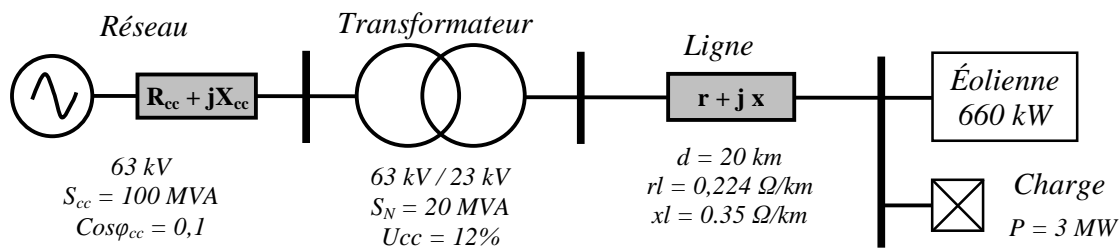


Figure 3.14 : Système électrique modélisé pour l’étude de l’utilisation de la puissance réactive

La référence de puissance réactive  $Q_{\text{Éol}}^*$  provient d’un correcteur de tension (de type proportionnel intégral : les paramètres sont donné **Annexe B**) qui régule la tension au point de raccordement (ici identique au nœud de charge). Dans les résultats qui vont être présentés la tension est réglée à sa valeur nominale ( $20\text{ kV}$ ,  $1\text{ pu}$ ) et le réglage est activé à  $t = 10\text{ s}$ . On considère également une surcharge de 30% à  $t = 15\text{ s}$ .

Les premiers résultats (**Fig. 3.15**) montrent le comportement des deux types d’éolienne à vitesse variable lorsque ces dernières fonctionnent à puissance nominale. Dans ce cas la puissance injectée sur le réseau est quasiment constante, il n’y a donc pas de fluctuations de tension dues aux variations de la vitesse du vent.

À l’activation du réglage de tension les éoliennes amènent rapidement ( $< 1\text{ s}$ ) cette dernière à sa valeur de consigne. La puissance réactive est absorbée par le stator de la MASDA (a) et par le convertisseur côté réseau (CCR) pour la structure MS (b). Les limitations ne sont pas atteintes.

Au moment de la surcharge ( $t = 15\text{ s}$ ), la tension est maintenue, après un court transitoire, à sa valeur de référence. On remarque que pour la structure MASDA la limite de fourniture en réactif du stator a été atteinte, et que le besoin supplémentaire est fourni par le CCR, ce qui n’affecte aucunement le temps de réponse du système.

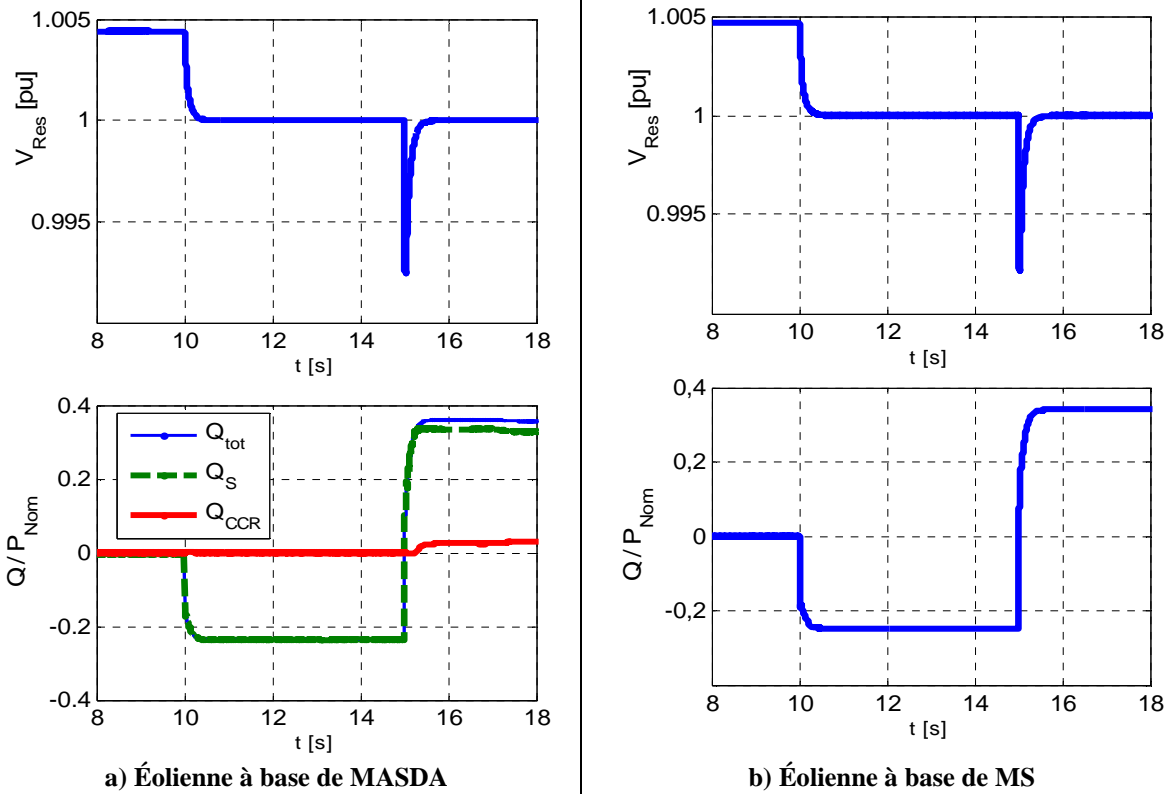


Figure 3.15 : Évolution de la tension et de la puissance réactive au point de raccordement pour un fonctionnement à pleine charge

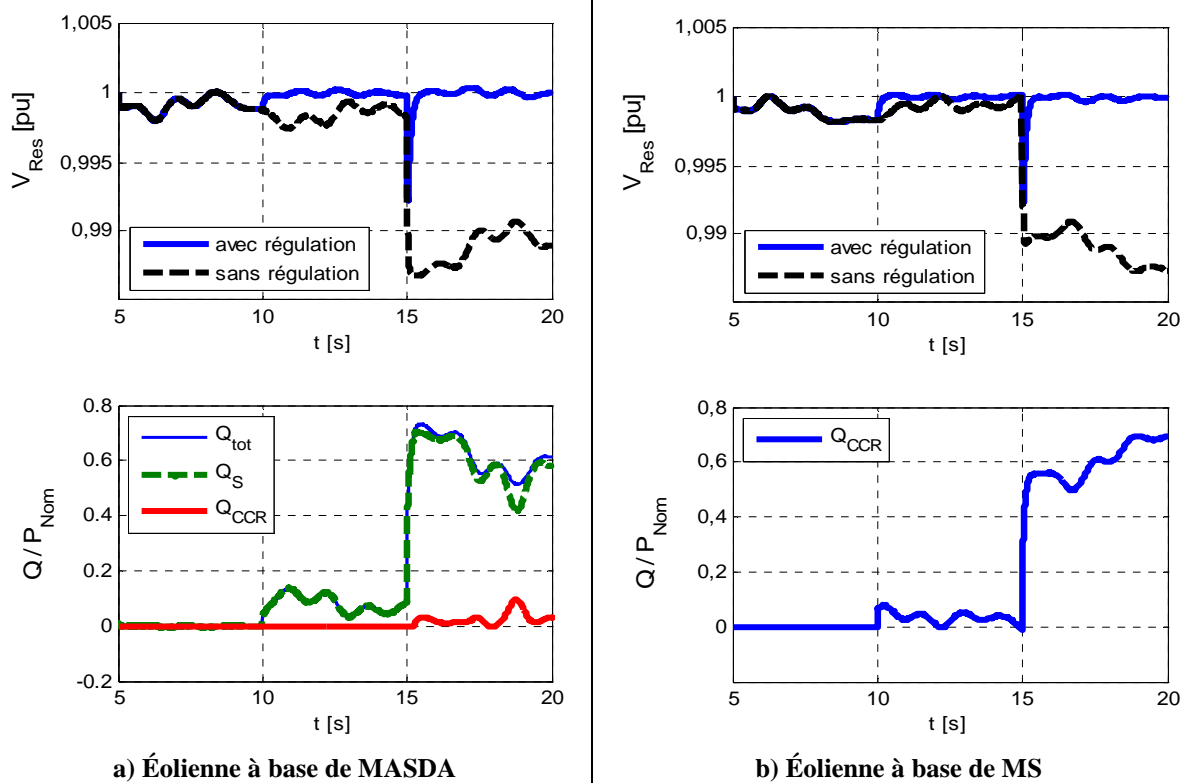


Figure 3.16 : Évolution de la tension et de la puissance réactive au point de raccordement pour un fonctionnement à charge partielle

Les résultats présentés sur la **Figure 3.16** ont été obtenus pour un fonctionnement à charge partielle, avec vent variable. Cette fois-ci la puissance active injectée n'est pas constante, ce qui fait fluctuer la tension du réseau. Alors qu'avec la participation des éoliennes au réglage de tension, la tension est maintenue proche de sa valeur de référence.

Les éoliennes à vitesse variable peuvent participer au réglage de tension sans recours à des dispositifs auxiliaires. La gestion de la puissance réactive par l'intermédiaire de dispositifs d'électronique de puissance est tout à fait naturelle, toutefois le dimensionnement de ces interfaces détermine les capacités globales de chacune d'elle en la matière.

## 5. Tenue aux creux de tension

Une des exigences techniques de raccordement les plus contraignante pour les générateurs éoliens est la tenue aux creux de tension. Elle impose à ces générateurs de rester connectés au réseau et de retrouver un fonctionnement normal suite à un tel défaut. On définit cette capacité par le terme de **reprise au vol**, ou en anglais : **Low Voltage Ride Through**. Avant cela les éoliennes n'étaient pas tenues à rester connectées, et étaient découplées à la détection d'un creux de tension. Or un défaut peut engendrer un creux de tension visible sur une grande partie du réseau, et la pertes de plusieurs dizaines de méga watt éoliens n'est pas souhaitable pour la stabilité du système [Led 01]. C'est pourquoi, avec l'augmentation de la puissance éolienne installée, il est spécifié dans les conditions techniques de raccordement que ces générateurs tiennent les creux de tension. Comme pour les capacités de gestion de la puissance réactive, il existe en Europe une grande diversité de gabarits de creux de tension définis par différents gestionnaires ou différentes législations (**Fig. 3.18**) [Arr.1 08] [SEI.1 08] [ESB 07] [Eon 06] [Min 06] [Ene.1 04].

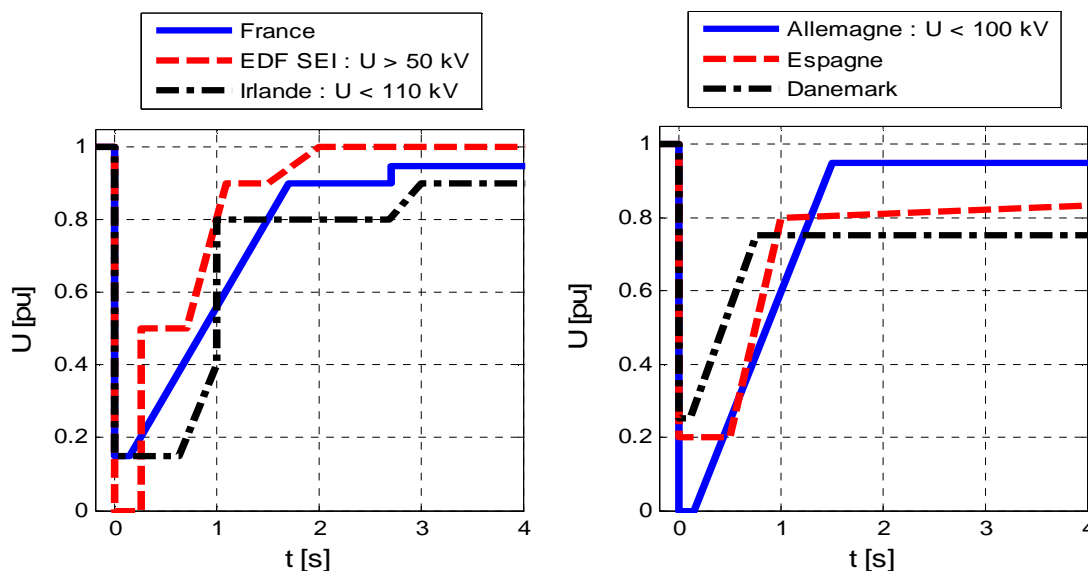
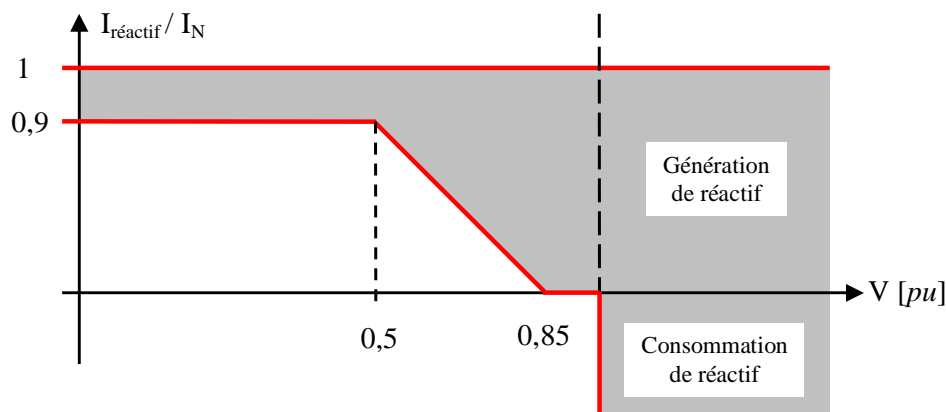


Figure 3.17 : Gabarits de creux de tension européens

En plus de cette contrainte, les *Grid Codes* espagnol, allemand et danois précisent que les parcs éoliens doivent contribuer au retour de la tension en injectant de la puissance réactive sur le réseau pendant un creux de tension. Pour l'Allemagne [Eon 06], dès que le tension est inférieure à

10% de sa valeur nominale les installations de production se doivent de fournir une composante réactive de courant de 2% du courant nominal pour chaque pourcent de chute tension, et ce, jusqu'à atteindre une composante réactive de courant égale au nominal (pour 50% de creux de tension). La contrainte espagnole [Min 06] est presque identique, elle est illustrée par la *Figure 3.18*.



*Figure 3.18* : Grid Code espagnol : fourniture de réactif en cas de creux de tension

La demande de fourniture de puissance réactive pendant un creux de tension, pouvant amener la composante réactive du courant à être égale au courant nominal implique que le transfert de puissance active doit être limité, voir annulé. Le système doit donc être en mesure de limiter, stocker et/ou dissiper cette puissance lors de creux de tension.

Au Danemark, il n'y a pas de demande de production de réactif pendant le défaut pour les éoliennes raccordées sur des réseaux dont la tension est inférieure à 100 kV [Ene.1 04]. Par contre pour celles raccordées à des tensions égales ou supérieures [Ene.2 04], il est demandé de fournir un minimum de puissance active en fonction de la tension, et de fournir le maximum de puissance réactive de sorte à ce que le courant soit égal à sa valeur nominale.

### 5.1. Système électrique pour l'étude de la tenue aux creux de tension

Un creux de tension n'aura pas le même effet sur les aérogénérateurs suivant l'impédance de court-circuit du réseau auquel ils sont raccordés [Gaz 06]. Les situations les plus critiques étant pour des impédances fortes, nous nous plaçons directement dans ce cas de figure en se basant sur la méthode définie dans le *Grid Code* danois (*Fig. 3.19*) [Ene.2 04]. La méthode définit les conditions de simulation pour l'étude de reprise au vol de la manière suivante :

- Les éoliennes doivent être en condition de fonctionnement nominal avant le défaut. On notera que c'est dans ces conditions que la reprise au vol est la plus difficile, notamment à cause de l'accélération de la turbine [Teu 06].
- La puissance de court-circuit du réseau amont ( $S_{cc}$ ) doit être égale à 10 fois la puissance active nominale de l'éolienne et avec un rapport  $R/X = 0,1$ .
- La source de tension parfaite correspond au gabarit de creux de tension utilisé, ajusté d'un coefficient  $K$  permettant d'obtenir une tension de  $1 pu$  au point de raccordement avant le défaut.

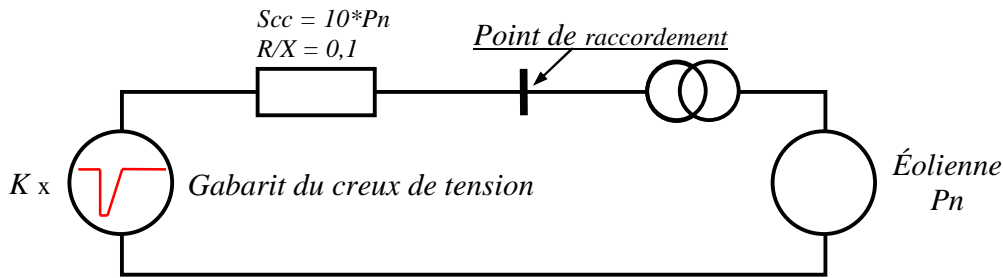


Figure 3.19 : Schéma électrique pour la simulation de tenue aux creux de tension

Le gabarit de creux de tension que nous considérons dans cette étude et basé sur celui défini en Allemagne par E-On Netz (**Fig. 3.19**). Il possède les caractéristiques suivantes :

- 0 pu pendant 150 ms.
- Remonté linéaire jusqu'à 1 pu sur une durée de 1,4 s.

Cette remonté progressive est représentative des charges inductives présentes sur le réseau (principalement des MAS). Après élimination du défaut, ces charges ont une forte demande de puissance réactive, ce qui limite le retour de la tension. Ceci justifie la forme des gabarits de creux de tension présentés précédemment.

## 5.2. Tenue aux creux de tension

Un creux de tension a pour conséquence de limiter la puissance transmise au réseau ( $P_{Res}$ ). Au moment de son apparition, la puissance captée par la turbine ( $P_T$ ) peut être considéré constante. Le problème réside donc dans la gestion de l'excès de puissance à l'intérieur du système :  $\Delta P = P_T - P_{Res}$  (aux pertes près). Pour assurer la reprise au vol cet excès de puissance ne doit pas amener les grandeurs électriques et mécaniques au-delà de leur seuil de protection.

### 5.2.1. Éoliennes à base de MAS

Le générateur à vitesse fixe étant directement couplé au réseau, il subit donc une réduction immédiate de la tension à ces bornes. Cette chute de tension a pour conséquence la démagnétisation de la machine. Comme le flux ne peut diminuer instantanément, le générateur dans son processus de démagnétisation fournit de la puissance réactive. Les courants transitoires qui en résultent sont très importants (quelques pu), mais la machine possède les capacités thermiques pour les supporter. La démagnétisation réduit les capacités de conversion électromécanique de la génératrice ; le couple générateur s'en trouve fortement diminué. La puissance captée par la turbine reste quant à elle constante (hypothèse réaliste au regard de la durée du défaut). L'excès de puissance est donc stocké mécaniquement, ce qui se traduit par l'accélération de la turbine : c'est un stockage inertiel.

Au retour de la tension, la génératrice se re-magnétise et consomme une grande quantité de puissance réactive. Le réseau amont étant fortement inductif, cela provoque une chute de tension additionnelle, retardant ainsi le retour de la tension au point de connexion. Si la tension n'est pas rétablie rapidement, il y a un risque de voir la machine décrocher et donc entraîner le système dans un état instable. Ce phénomène de décrochage est clairement expliqué dans **[Gaz 06]**. Il dépend essentiellement du glissement au moment du retour de la tension.

### Solutions pour la reprise au vol et résultats de simulations

Le risque de décrochage peut être fortement limité si le retour de la tension se fait rapidement. Pour cela on trouve dans la littérature différentes solutions : dimensionnement adapté du banc de compensation [Kan 08] ou adjonction d'un dispositif d'électronique de puissance pour la production de réactif (STATCOM ou DVR). Cette adjonction peut être individuelle (chaque éolienne) ou globale (parc éolien) et les dispositifs peuvent posséder, ou non, un système de stockage (batterie, ...) [Gaz.1 07] [Gaz.2 07] [Har 08] [Muy 09].

Ici nous nous attachons à n'utiliser que les capacités offertes par cette technologie. Le seul moyen à disposition est le contrôle de l'angle de calage des pales. Il va permettre de réduire la puissance captée par la turbine pendant le défaut, réduisant ainsi l'énergie à stocker et donc l'augmentation de vitesse (Fig. 3.20). Cette action réduit le risque de déclenchement de la protection en survitesse, mais aussi de décrochage de la machine.

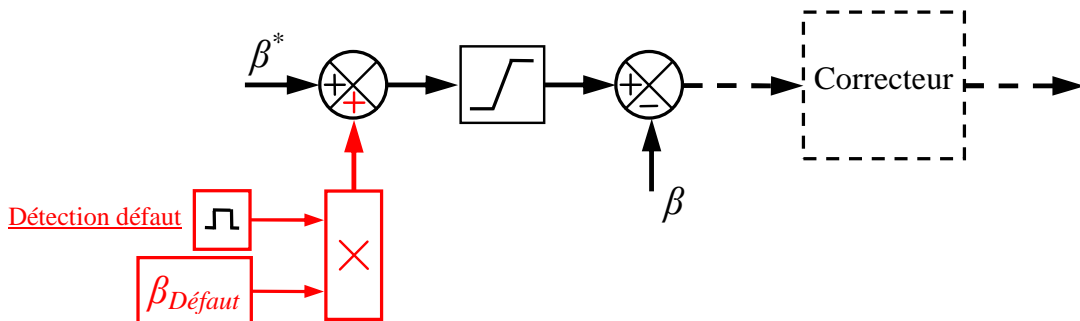


Figure 3.20 : Action sur l'angle de calage pendant le défaut

Les résultats de simulations sont présentés sur la Figure 3.21. On y observe l'apport de l'action de l'angle de calage, puisque dans ce cas de figure il permet la reprise au vol.

Pour le cas où l'action n'est pas menée, la vitesse de la turbine augmente rapidement et au moment du retour de la tension le glissement est trop important ; la machine décroche. Ce décrochage se traduit par une très forte consommation de puissance réactive, ce qui aggrave d'autant plus la chute de tension au point de raccordement. La vitesse continue à croître et les oscillations dues à la « flexibilité » du multiplicateur de vitesse s'accroissent ; le système est totalement instable. Dans une telle situation le système de protection (non pris en compte dans l'étude) interviendrait sur la détection de survitesse ou de surintensité prolongée. L'éolienne serait déconnectée du réseau et stoppée en urgence (mise en drapeau des pales et activation du frein à disque au niveau de la transmission).

L'action sur l'angle de calage limite fortement l'accélération de la turbine. Le glissement est suffisamment faible au retour de la tension pour que la machine ne décroche pas. Sa re-magnétisation retarde le retour de la tension, mais l'augmentation rapide du couple ralentit efficacement la turbine : le système se stabilise après de fortes oscillations.

Les forts courants qui apparaissent lors du défaut, causés par la re-magnétisation et le retour rapide du couple, sont de courte durée. La machine a les capacités thermiques de les supporter. D'ailleurs le système de protection en surintensité est temporisé pour ne pas intervenir sur ce type de transitoire. Il en est de même pour la phase de retour de puissance active ( $P < 0$ ) [Pré 96].



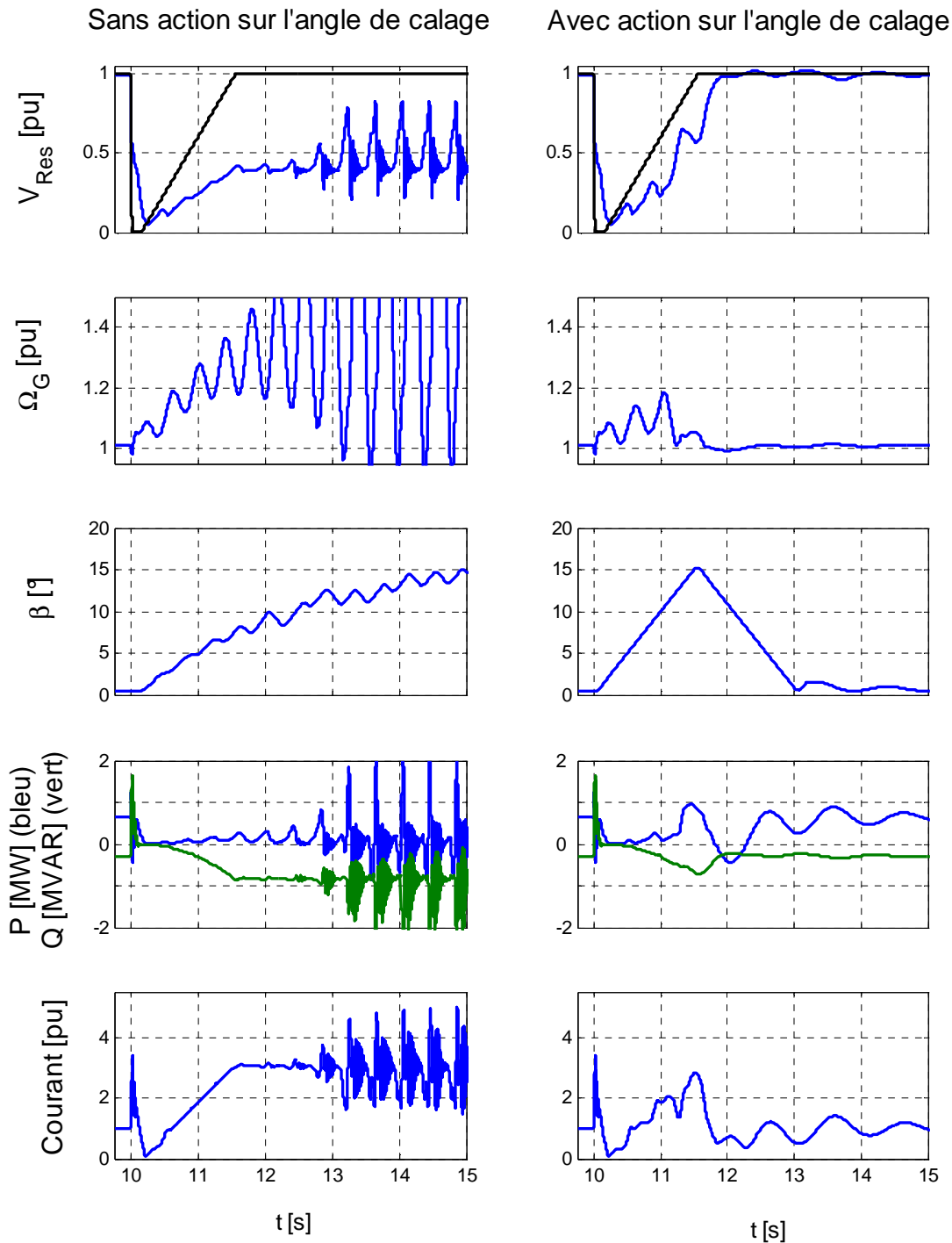


Figure 3.21 : Tenue aux creux de tension d'une éolienne à vitesse fixe

### Conclusion

Les éoliennes à vitesse fixe équipées d'un système de contrôle de l'angle de calage peuvent tenir un creux de tension à partir du moment où le retour de tension se fait assez rapidement et que le glissement maximal atteint pendant le défaut n'est pas trop élevé. Cependant, même avec une action sur l'angle de calage, la reprise au vol n'en est pas assurée pour autant, ce qui peut justifier l'emploi de dispositifs d'électronique de puissance pour les soutenir [Gaz 06]. Dans un parc éolien mixte nous tâcherons d'employer les capacités offertes par les éoliennes à vitesse variable pour améliorer la tenue au creux de tension de cette technologie.

### 5.2.2. Éoliennes à base de MASDA

Les éoliennes à base de machine à double alimentation ont le stator directement couplé au réseau, il y aura par conséquent augmentation de vitesse et modification de l'état magnétique. De plus il faut s'assurer du maintien de la tension du bus continu de l'interface d'électronique de puissance afin de garantir le bon fonctionnement des convertisseurs.

On tachera également à ce que l'éolienne fournisse un maximum de puissance réactive pendant le défaut. Les capacités de fourniture de réactif pendant le défaut seront comparées au minimum requis par le *Gird Code* d'E-on Netz (réduction de la part de puissance active de 2% pour chaque pourcent de chute de tension) [Eon 06]. La stratégie de contrôle de l'éolienne pendant le défaut sera d'ailleurs mise en œuvre à cet effet.

#### Solutions pour la tenue aux creux de tension

Comme pour les éoliennes à vitesse fixe, une action est menée sur l'angle de calage afin de limiter la puissance captée par la turbine et maintenir sa vitesse en dessous du seuil de protection.

Pour répondre à la contrainte en réactif que nous nous sommes imposée, on va agir sur la commande du couple de la machine. Celui-ci étant l'image de la puissance active, il sera réduit en conséquence de manière à ce que le stator puisse fournir un maximum de puissance réactive pendant le défaut. Pour cela on agit linéairement sur la référence du courant transformé  $I_{2q}$  de telle sorte à ce que le couple soit nul pour une tension inférieure ou égale à  $0,5 pu$  (Chap. 2, Eq. 2.32). Pour ces valeurs de tension le couple sera donc nul, par conséquent la vitesse ne sera limitée que par l'action sur l'angle de calage. Ceci implique que pendant le défaut le système fonctionne en boucle ouverte du point de vue de la régulation de vitesse de la machine.

Les convertisseurs sont protégés par leurs commandes qui limitent les courants à leur valeur nominale. Le bus continu est quant à lui protégé par une résistance de dissipation dont la commande limite la tension aux environs de  $1,2 \cdot U_{C_{NOM}}$  (Fig. 3.22).

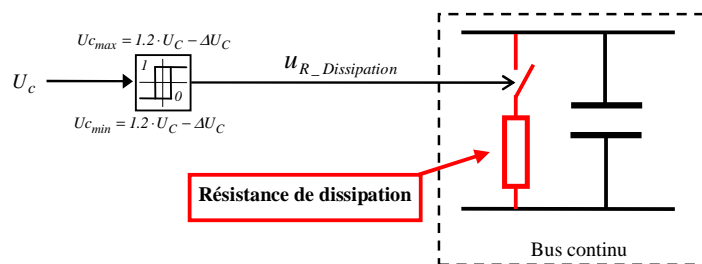
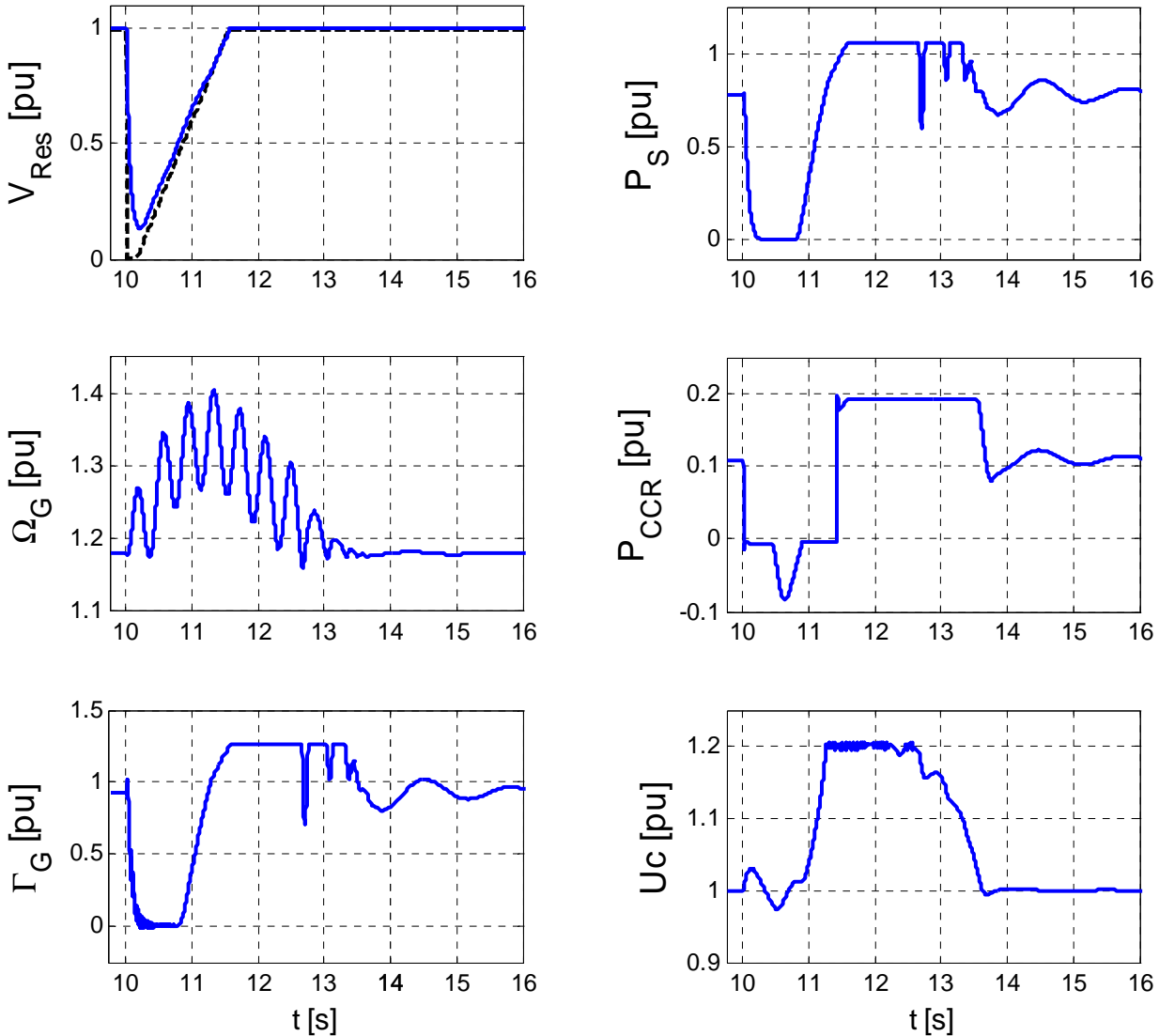


Figure 3.22 : Protection du bus continu

Afin que le convertisseur connecté au réseau fournisse un maximum de puissance réactive pendant le défaut, on interdit le transfert de puissance active du bus continu vers le réseau. Dans ce cas de figure, le convertisseur côté réseau fonctionne en STATCOM et le maintien de la tension du bus continu est assuré par le dispositif de dissipation. Le transfert inverse, qui correspond à un besoin d'alimentation du rotor, est autorisé afin de garantir le bon fonctionnement des convertisseurs en régulant la tension du bus continu. Cette action est réalisée en intervenant sur la référence de la composante active du courant transformé du convertisseur :  $I_{Ond\_d}$  (Chap. 2, Eq. 2.12).

**Résultats :**

Pour la simulation le dimensionnement du convertisseur côté réseau est celui déterminé pour que l'éolienne puisse fonctionner à  $\tan\varphi = 0,4$ , à une tension de  $0,95 pu$  :  $S_{CCR} = 23,2\% \cdot P_{S\_Nom}$ , soit à environ  $130 kVA$ . Les résultats de simulation présentés sur la **Figure 3.23** montrent les capacités de cette technologie à tenir les creux de tension.



**Figure 3.23 :** Reprise au vol d'une éolienne à base de MASDA

L'accélération de la turbine est accentuée du fait que le couple  $\Gamma_G$  soit annulé pendant les premiers instants du défaut ( $V_{Res} < 0,5 pu$ ). La vitesse de rotation est également affectée par les oscillations dues à la « flexibilité » de la transmission. Elle reste toutefois limitée par l'action sur l'angle de calage : son maximum est d'environ 40% de la vitesse de synchronisme de la machine et correspond à une augmentation de  $\approx 18,6\%$  par rapport à sa valeur avant défaut. On peut supposer que pour cette technologie cette valeur est tolérable, notamment du fait de sa courte durée. À partir du moment où la tension est revenue au-dessus de  $0,5 pu$ , le contrôle du couple reprend ce qui contribue au ralentissement de la turbine.

Le convertisseur connecté au réseau n'injecte pas de puissance active ( $P_{CCR}$ ) pendant le défaut. En début de défaut le rotor a besoin d'être alimenté, cela se traduit par une diminution de la tension du bus continu ( $U_c$ ). Cette dernière est régulée par l'intermédiaire du CCR qui assure le transfert de puissance nécessaire vers le rotor. Au retour du couple la puissance fournie par le rotor est dissipée au niveau du bus continu, la tension est maintenue autour de  $1,2 \cdot U_{CNOM}$  (le transfert de puissance active vers le réseau est interdit).

Après la disparition du défaut on observe sur le couple et donc sur les puissances actives statorique ( $P_S$ ) et rotorique ( $P_{CCR}$ ) une phase de fonctionnement à valeur constante. Durant cette phase la turbine ralentie, elle libère donc l'énergie cinétique qu'elle a stocké pendant le défaut. Cet excès de puissance ne peut être intégralement transféré sur le réseau du fait des limitations des courants dans les convertisseurs. Même si une partie de cette énergie est dissipée au niveau du bus continu, ces limitations retardent le retour de la vitesse à sa valeur d'avant défaut.

La fourniture de puissance réactive pendant le creux de tension est illustrée **Figure 3.24**. Le contrôle de la puissance réactive provient de la régulation de tension présentée dans la partie précédente. On constate une forte production de puissance réactive en début de défaut, ce qui limite fortement la chute de tension au niveau de l'éolienne. Ce pic est dû à la démagnétisation de la machine. Au retour du couple les capacités de fourniture de puissance réactive s'en trouvent d'autant plus limitées. Toutefois, maintenir un couple nul sur une plus grande période ne s'avèrerait pas judicieux, cela augmenterait le risque de voir l'éolienne se déconnecter suite au déclenchement de la protection en survitesse.

La comparaison des capacités de fourniture de réactif pendant le défaut avec la réglementation du gestionnaire de réseau allemand (E-on Netz) est illustrée sur la **Figure 3.24** (à droite). On constate que l'éolienne considérée dans cette étude n'est pas en mesure de respecter cette contrainte, même avec la stratégie mise en place.

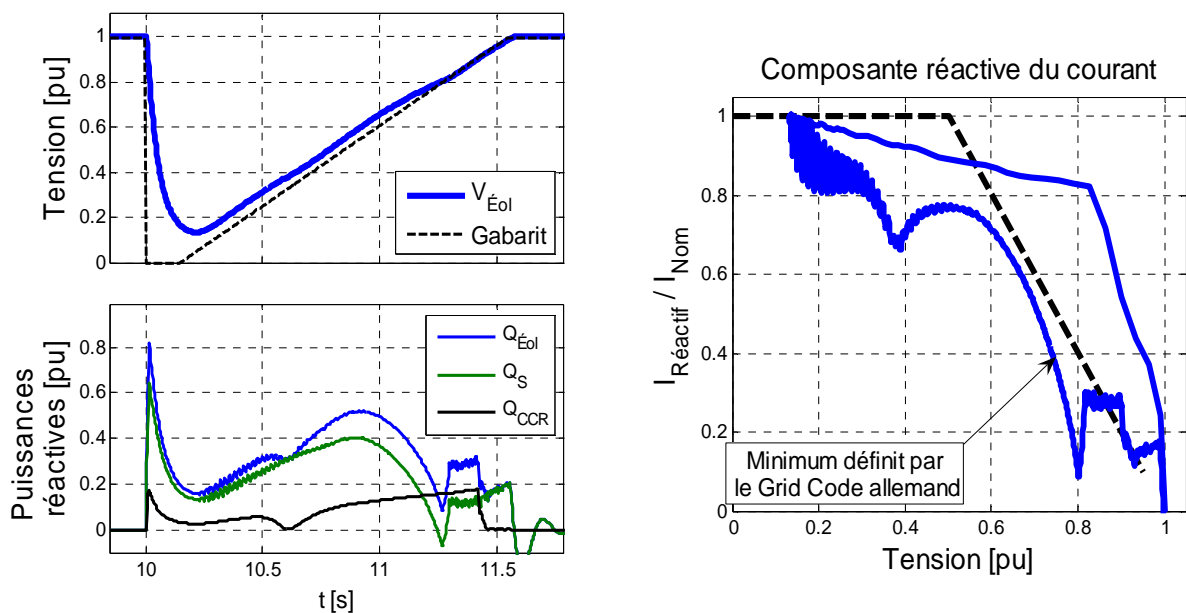


Figure 3.24 : Capacité en réactif d'une MASDA pendant un creux de tension

## **Conclusion**

Les éoliennes à vitesse variable basées avec une MASDA, sont capables de tenir les creux de tension. La mise en œuvre d'une stratégie pour la fourniture de puissance réactive pendant les creux de tension les retranchent dans leurs limites (vitesse acceptable mais excessive) sans pour autant arriver à répondre à l'attente. Il serait toutefois possible de reconsidérer le dimensionnement de l'interface d'électronique de puissance dans son intégralité, mais cela remettrait en cause l'intérêt économique de cette technologie. Ce type d'éolienne semble donc peu approprié à être employé dans le cadre de parcs éoliens mixtes.

### **5.2.3. Éoliennes à base de MS**

Le seul lien qui existe entre le réseau et cette technologie est l'onduleur. L'objectif ici est donc de maintenir la tension du bus continu, de dissiper l'excédant de puissance et de fournir un maximum de puissance réactive pendant le défaut.

## **Solutions pour la tenue aux creux de tension**

La génératrice étant totalement découplée du réseau, le creux de tension n'aura aucune incidence sur son fonctionnement à partir du moment où la tension du bus continu est maintenue à une valeur acceptable. Le creux de tension limitant le transfert de puissance sur le réseau, la puissance excédantaire doit être dissipée. Comme pour l'interface de la MASDA, une résistance de dissipation est placée sur le bus continu et est contrôlée de la même manière que précédemment [Lav 05] [Con 07].

De manière à répondre à la contrainte de fourniture en réactif pendant le creux de tension, on limite le transfert de puissance active vers le réseau en agissant de façon identique à l'action menée sur le couple de la MASDA. Pour cela on adapte la référence de la composante active du courants transformé de l'onduleur côté réseau  $I_{ondd}$  (Chap. 2, Eq. 2.12). Dans cette phase de fonctionnement la tension du bus continu est assurée par le dispositif de dissipation. Pour des tensions inférieures à  $0,5 pu$  l'éolienne doit fournir uniquement de la puissance réactive, le convertisseur fonctionne donc tel un STATCOM.

## **Résultats**

Le convertisseur connecté au réseau est dimensionné afin de pouvoir fournir une puissance réactive égale à  $0,4 \cdot P_{NOM}$  sous une tension de  $0,95 pu$ . ( $S_{CCR} = 113\% \cdot P_{Nom}$ ).

Cette technologie n'a aucun mal à tenir les creux de tension (**Fig. 3.25**). Son interface découple totalement la génératrice du réseau : elle n'est par conséquent nullement affectée par le défaut. La tension du bus continu est maintenue grâce à la dissipation de la puissance provenant de la génératrice.

La stratégie mise en place pour la fourniture de réactif est efficace, elle permet de répondre à la contrainte fixée par le *Grid Code* d'E-On Netz (**Fig. 3.26**).

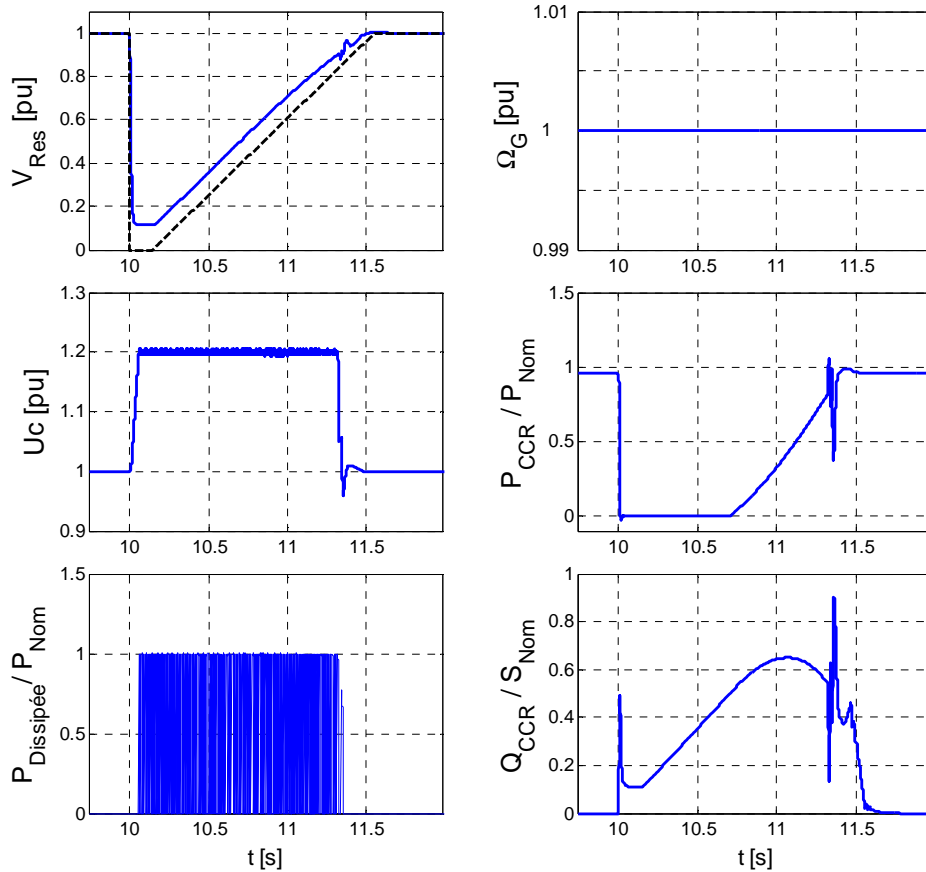


Figure 3.25 : Tenue au creux de tension d'une éolienne à base de MS

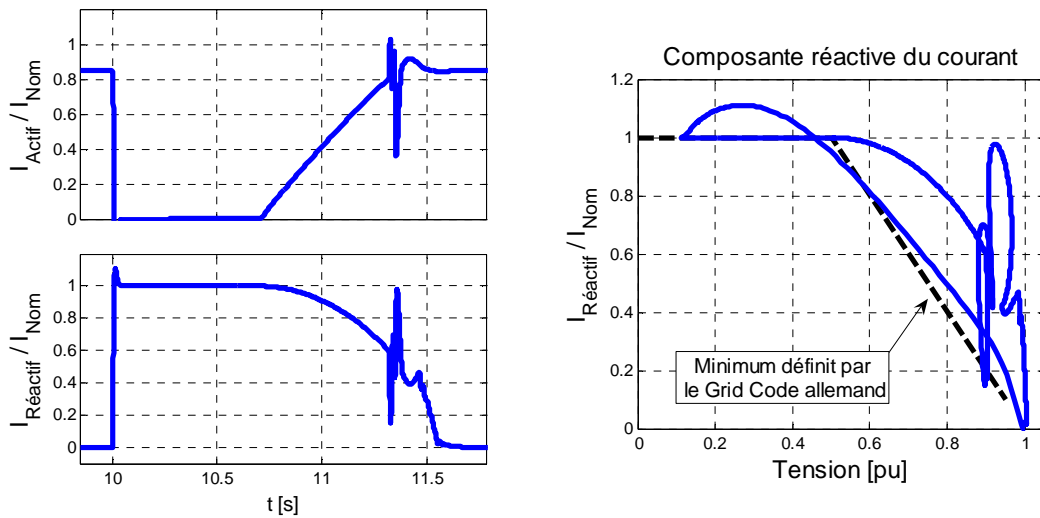


Figure 3.26 : Capacité en réactif d'une éolienne à base de MS pendant un creux de tension

### Conclusion

Les éoliennes à base de MS sont amplement capables de tenir les creux de tension. L'interface d'électronique de puissance découple totalement la génératrice du réseau, elle n'est donc pas affectée par celui-ci. De plus il est aisé de maîtriser les courants injectés dans le réseau grâce à la souplesse de contrôle de l'onduleur. Il est donc possible d'adapter la commande pour répondre aux contraintes en réactif pendant le défaut.

#### 5.2.4. Tenue aux creux de tension d'un parc éolien mixte

Il a été montré que les éoliennes à vitesse fixe équipées d'un contrôle de l'angle de calage des pales étaient en mesure de tenir un creux de tension dans les conditions de simulation définies par le *Grid Code* danois [Ene.2 04]. Toutefois ces éoliennes n'étant pas capables de répondre aux contraintes de gestion de la puissance réactive, il peut s'avérer économiquement viable de les associer au sein d'un même parc avec des technologies à vitesse variable, de manière à pouvoir satisfaire cette exigence de raccordement. Le dimensionnement d'un tel parc a d'ailleurs été étudié précédemment.

L'étude qui vient d'être présentée concernant la tenue aux creux de tension de chaque technologie a permis d'écarter l'emploi d'éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à double alimentation dans le cadre de parcs éoliens mixtes. Donc, les parcs éoliens mixtes présentés dans cette partie seront donc composés d'éoliennes à base de MAS et d'éoliennes à base de MS.

De manière à mieux illustrer l'apport de cette association dans le cadre de la tenue aux creux de tension et se mettre dans les conditions les plus défavorables, la puissance de court-circuit du réseau sera divisée par deux (par rapport aux conditions du *Grid Code* danois), elle sera donc égale à cinq fois la puissance active nominale du parc. De plus nous considérerons qu'au moment du creux de tension les éoliennes à vitesse fixe ne sont pas compensées, augmentant ainsi le risque de décrochage.

Les parcs éoliens considérés dans cette partie sont constitués de dix turbines, soit une puissance nominale de 6,6 MW.  $S_{cc}$  est alors égale à 33 MVA.

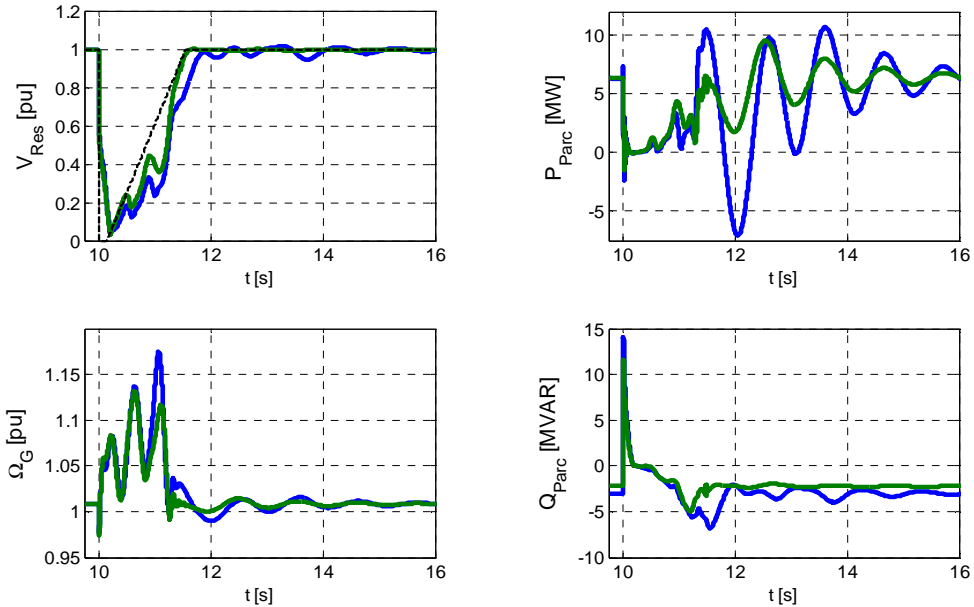
#### **Apport de la mixité**

La figure présentée ci-dessous (**Fig. 3.27**) compare un parc éolien constitué exclusivement d'éoliennes à vitesse fixe (EVF), avec un parc mixte constitué à 25% d'éoliennes à vitesse variable (EVV) (75% EVF). Dans cette simulation le dimensionnement du convertisseur côté réseau est de 130% la puissance nominale de l'éolienne ( $S_{CCR} = 858 \text{ kVA}$ ). Pour cette mixité ce dimensionnement correspond à celui nécessaire pour que le parc puisse répondre à la contrainte de fourniture de puissance réactive de la réglementation française ( $\tan\phi = 0,4$  ;  $V = 0,95 \text{ pu}$ ) si les machines asynchrones possèdent un moyen de compensation permettant de fonctionner avec un  $\tan\phi = 0,3$  (**Fig. 3.13**). Ce dimensionnement n'est pas excessif puisque aujourd'hui, pour s'adapter aux contraintes de gestion de réactif, ces convertisseurs sont dimensionnés à hauteur de 120% de la puissance nominale [Mai 07].

Pour cette simulation la gestion de la puissance réactive des EVV est identique à celle qui vient d'être présentée. On constate l'amélioration notable qu'apporte la mixité sur le comportement du parc pendant le creux de tension :

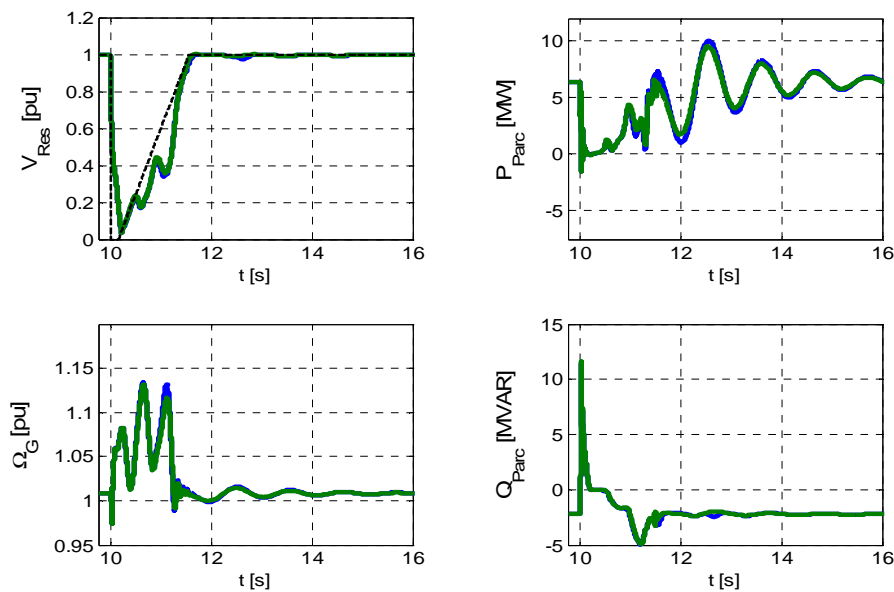
- le retour de la tension se fait plus rapidement au niveau du parc ( $V_{Res}$ )
- le maximum de vitesse est moins élevé (MAS)
- les oscillations de puissance sont fortement réduites, leur amortissement est plus prononcé et il n'y a plus de phase de retour de puissance ( $P < 0$ ).

Cet essai a également été réalisé pour une proportion de 20% d'EVV avec  $S_{CCR} = 135\% \cdot P_{Nom}$ . Ce cas apporte également une amélioration mais il reste tout de même de fortes oscillations ( $P_{min} \approx -2,5 MW$ ). Par contre du fait du réglage de tension ces dernières sont plus rapidement amorties.



**Figure 3.27 :** Amélioration de la tenue aux creux de tension des MAS par introduction de la mixité. En bleu : parc composé à 100% d'EVF. En Vert : parc composé à 75% d'EVF et 25% d'EVV ( $S_{CCR} = 130\% \cdot P_{Nom}$ )

L'exemple suivant (**Fig. 3.28**) montre la faible influence du dimensionnement du convertisseur des éoliennes à base de MS. On retrouve le parc précédent : EVV 25%  $S_{CCR} = 130\% \cdot P_{Nom}$  (courbes vertes), comparer à un parc de même mixité mais avec un dimensionnement du convertisseur de  $113\% \cdot P_{Nom}$  (courbes bleues). On constate qu'il n'y a pas de grande différence entre ces deux simulations.



**Figure 3.28 :** Influence di dimensionnement du convertisseur des EVV. Parc composé de 75% EVF et 25% EVV. Bleu :  $S_{CCR} = 113\% \cdot P_{Nom}$ . Vert :  $130\% \cdot P_{Nom}$



Ces deux essais montrent que la proportion de mixité est plus influente que le dimensionnement des convertisseurs. Ce qui est logique puisque l'augmentation des capacités d'injection de réactif pendant le défaut est plus importante par la substitution d'une éolienne à vitesse fixe (par une à vitesse variable), que par un surdimensionnement de l'onduleur des EVV.

### Importance de la stratégie de contrôle du convertisseur

Dans les exemples précédents le contrôle de la puissance réactive des éoliennes à vitesse variables se faisait selon la stratégie présentée dans l'étude sur leur tenue aux creux de tension des éoliennes à base de MS (§ 5.2.3). Cette stratégie a été mise en œuvre pour que cette technologie puisse respecter la contrainte définie par le gestionnaire de réseau allemand E-On Netz [Eon 06]. Nous l'appellerons : *stratégie « E-On »*.

Cette gestion de la puissance réactive annule la composante active du courant pour des tensions inférieures à  $0,5 pu$ . Dans cette phase de fonctionnement l'onduleur fonctionne en STATCOM. Au retour de la tension ( $> 0,5 pu$ ) les capacités de fourniture de puissance réactive se trouvent être limitées de par la reprise du transfert de puissance active. Or, comme le réseau amont est majoritairement inductif, il serait préférable d'employer les capacités de l'onduleur à fournir de la puissance réactive sur une plus grande période. C'est pourquoi une seconde stratégie a été développée, la *stratégie STATCOM* [Teu.1 09]. Elle consiste à annuler l'injection de puissance active sur le réseau pendant toute la durée de détection du creux de tension ( $V < 0,9 pu$ ). A la fin du creux, le retour de l'injection de puissance active est limité pour éviter que de forts transitoires de courants viennent perturber la tension. Pour ce faire, on adapte la référence de la composante active du courant transformé :  $I_{ondd}$ .

Le fonctionnement de ces deux stratégies est illustré par la figure ci-dessous :

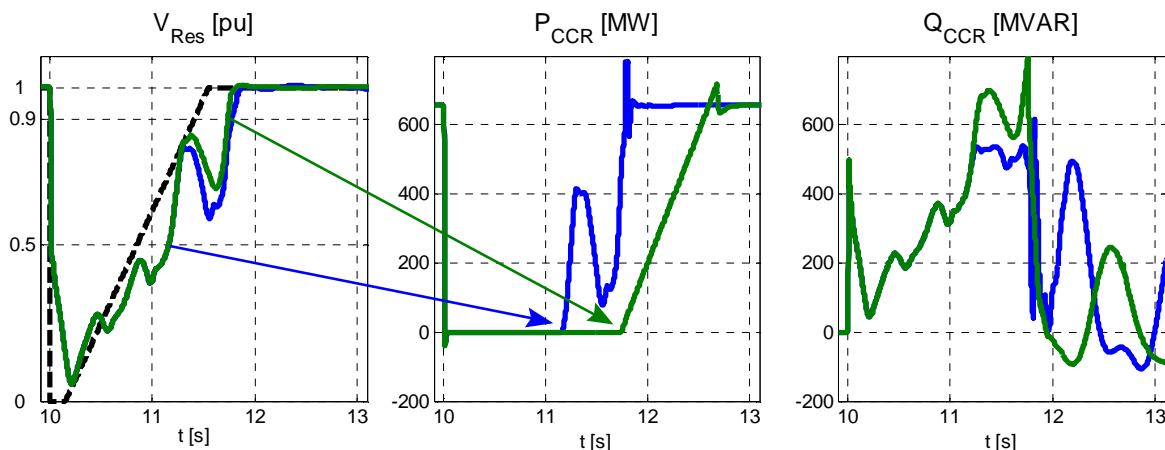
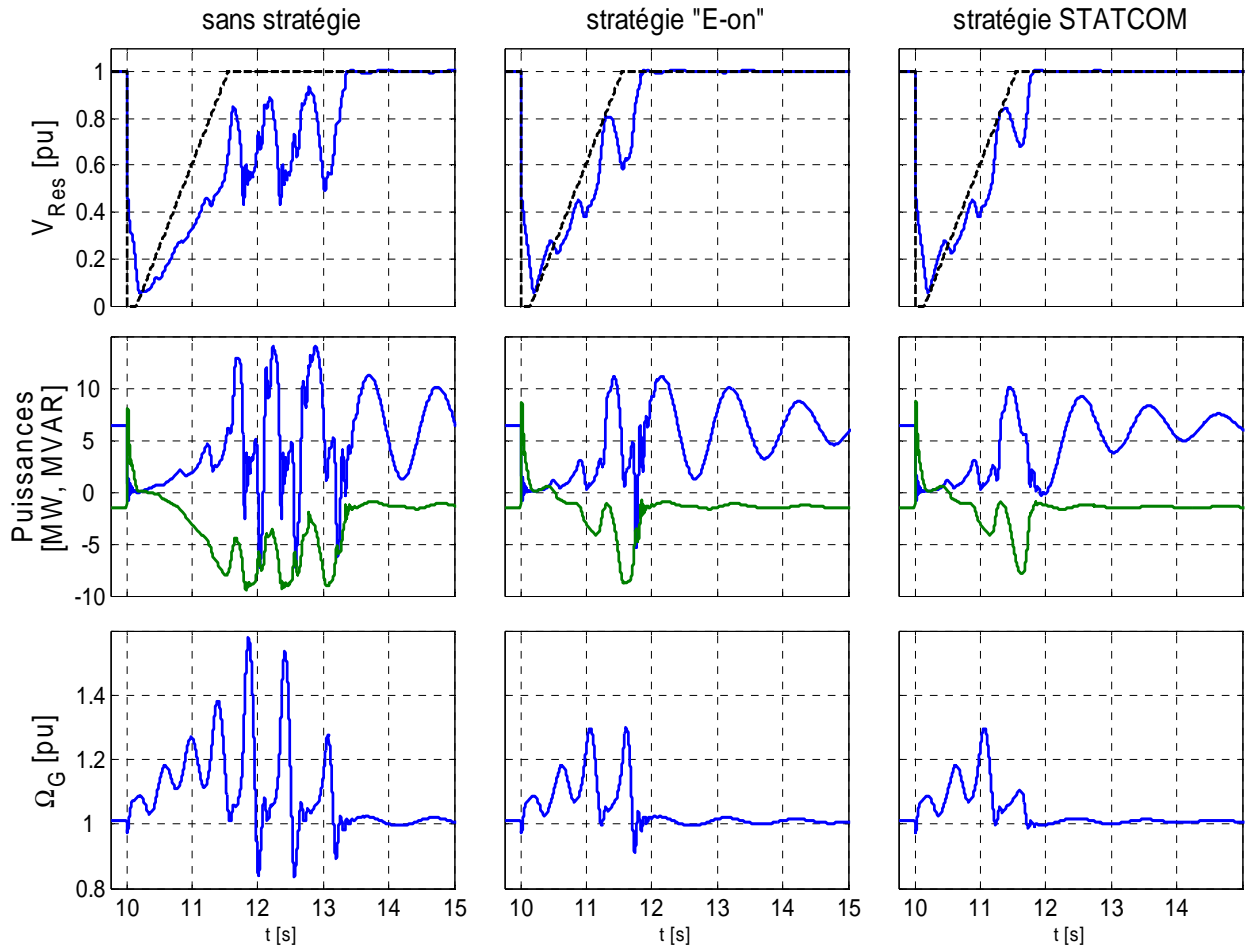


Figure 3.29 : Fonctionnement de l'onduleur pour la stratégie « E-On » (bleu) et STATCOM (vert)

On choisit un cas critique pour présenter l'importance de ces stratégies de contrôle. Le parc éolien mixte est constitué de 50% de chaque technologie (avec  $S_{CCR} = 117\% \cdot P_{Nom}$ ). Pour augmenter le risque de décrochage des machines asynchrones on annule l'action sur l'angle de calage des pales en cas de creux de tension (cf : § 5.2.1).

Trois situations sont simulées (**Fig. 3.30**):

- *sans stratégie* : la régulation de tension est activée, mais il n'y a pas d'action menée sur  $I_{ondd}$ . La priorité est donnée à la puissance active.
- la *stratégie « E-On »* : il y a effacement de la puissance active avec la diminution de tension, jusqu'à son annulation pour des tensions  $< 0,5 pu$
- la *stratégie STATCOM* : on annule le transfert de puissance active pendant toute la durée du défaut. À la fin du défaut la puissance active est rétablie progressivement.



**Figure 3.30** : Parc mixte composé de 50%EVF et 50%EVV.  
 Comparaison de différentes stratégies de contrôle des EVV  
 (Puissances : bleue = active ; vert = réactif)

Les résultats de la simulation *sans stratégie* montre tous les signes de décrochage des machines asynchrones : vitesse élevée, fortes oscillations, absorption importante de puissance réactive et instabilité (passagère ici). Avec de tels résultats tout laisse à penser que le système de protection intervient et découple l'éolienne ; la reprise au vol n'est pas assurée.

Les deux autres stratégies permettent la reprise au vol du parc. La production de réactif pendant le creux de tension permet un retour suffisamment rapide de la tension évitant le décrochage des machines asynchrones.

La *stratégie STATCOM* permet un meilleur retour de la tension, on constate d'ailleurs que la vitesse des génératrices asynchrones revient plus rapidement à sa valeur nominale, et que les oscillations de puissances s'atténuent également plus rapidement. Cette stratégie apporte donc un plus par rapporte à la *stratégie « E-On »*.

Cet exemple illustre bien le soutien que peut apporter les éoliennes à vitesse variable aux éoliennes à base de machine asynchrone. L'emploi de stratégies de contrôle pour la gestion du réactif des EVV pendant le défaut est bénéfique à la stabilité du parc. L'injection de puissance réactive limite les chutes de tension, réduisant le risque de décrochage des MAS.

### **Conclusion**

La présence d'éoliennes à vitesse variable au côté d'éoliennes à vitesse fixe améliore nettement la tenue au creux de tension. Les éoliennes à vitesse fixe se stabilisent plus rapidement après le défaut grâce à la stabilisation de la tension par les éoliennes à vitesse variable. Le dimensionnement du convertisseur des éoliennes à vitesse variable influe peu sur le comportement du parc suite à un creux de tension. Celui-ci doit donc être déterminé en fonction des capacités de gestion de puissance réactive en fonctionnement normal.

Il est donc possible d'avoir un parc éolien majoritairement constitué d'éoliennes à vitesse fixe, capable de répondre aux contraintes de gestion de puissance réactive en fonctionnement normal, et dont la tenue aux creux de tension peut être garantie. Par contre, la présence de machines asynchrones dans de telles proportions ne permet la production de réactif en grande quantité pendant le défaut.

Enfin, il y a lieu d'investiguer d'autres stratégies de contrôle de réactif de manière par exemple à donner plus d'importance à l'amortissement des diverses oscillations.

## **6. Conclusion**

Ce chapitre a présenté différentes réglementations européennes en terme de gestion de puissance réactive. Cela a permis de constater leur diversité et de mettre en avant les difficultés, en terme de dimensionnement, auxquels sont confrontés les constructeurs pour pouvoir satisfaire l'ensemble de ces contraintes. Les études menées ont permis de constater que les éoliennes à vitesse variable étaient tout à fait capables de participer au réglage de tension et que leurs capacités de gestion de la puissance réactive étaient déterminées par le dimensionnement de leur convertisseur connecté au réseau. Concernant le tenue aux creux de tension, cette étude a permis de mettre en avant la structure MS pour cohabiter avec les éoliennes à vitesse fixe et de constater l'apport bénéfique de leur soutien en présence de tel défaut. De plus, une approche théorique permettant de valider la composition de parcs éoliens mixte sur les critères de capacité en réactif du parc a également été abordée.

## Chapitre 4

### *Analyse sur la tenue aux variations de fréquence et sur les moyens de participation au réglage de fréquence*

---

*La participation au réglage de tension permet une meilleure intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques mais ne répond pas à elle seule aux problèmes liés à l'insertion, en quantité non marginale, de cette énergie. Avec la perspective d'avoir de forts taux de pénétration de production éolienne, sur des périodes plus ou moins longues, il devient de plus en plus nécessaire de s'assurer de leur comportement lors de défaut impactant la fréquence, voir même de les faire participer au réglage primaire de fréquence.*

*On trouvera donc dans ce chapitre une partie concernant les réglementations de tenue aux variations de fréquence, puis sera étudiée la mise en œuvre de contrôles sur les différentes technologies éoliennes pour leur participation a ce réglage.*

## 1. Tenue aux variations de fréquence.

### 1.1. Enjeux et réglementations

Le maintien de la fréquence à sa valeur nominale se traduit par l'ajustement en temps réel de l'équilibre entre production et consommation. En cas de perte d'un moyen de production ou d'un délestage intempestif ou encore suite à d'autres défauts, cet équilibre est mis à mal et les moyens de productions participant aux réglages de fréquence agissent en conséquence pour stabiliser le système et ramener la fréquence à sa valeur nominale (voir **Chapitre 1**). Le retour à un fonctionnement normal ne doit pas être perturbé par les installations ne participant pas à ces réglages. Pour cela ces installations doivent respecter des critères de découplage qui sont fonction des excursions de fréquence au-delà de la plage de fonctionnement normal.

L'analyse du comportement de la production éolienne lors de l'évènement du 4 novembre 2006 (§ 2.2.2. **Chapitre 1**) permet de mieux évaluer son impact lors de situations critiques pour le système électrique. Depuis, dans de nombreux pays les réglementations techniques de raccordement ont évolué de manière à ne plus être confrontés à de tels problèmes. Elles définissent un temps minimal pour lequel les éoliennes doivent restées connectées au réseau en fonction d'une plage de fréquence donnée. Ces contraintes sont illustrées sur la **Figure 4.1**. Certaines réglementations précisent également que les parcs éoliens dont la puissance est suffisante (généralement  $>5MW$ ) doivent pouvoir réduire leur puissance sur ordre du gestionnaire du réseau. Cela implique qu'ils soient équipés de moyens de communication avec un centre de contrôle et de moyens de contrôle adéquats. Les opérateurs auraient donc une vision de ces productions éoliennes et peuvent également agir sur celles-ci.

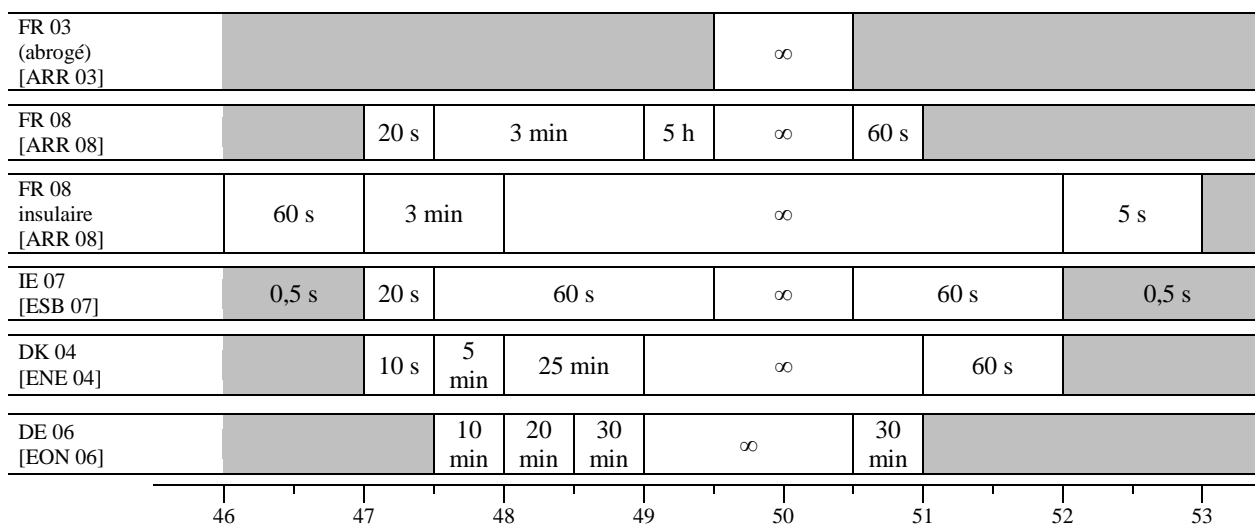


Figure 4.1 : Contraintes de tenue aux variations de fréquence

En Irlande [ESB 07], pour des fréquences au-dessus de 52 Hz, toutes les éoliennes doivent être déconnectées. Leur reconexion doit se faire seulement à partir du moment où la fréquence est retombée en dessous de 50,2 Hz et leur production reprendre le plus rapidement possible. Il doit également y avoir déconnexion pour une vitesse de variation de fréquence supérieure ou égale à + 0,55 Hz/s.

La réglementation française sur la tenue aux variations de fréquence concernant les systèmes insulaires est des plus contraignantes [Arr.1 08]. La plage de fréquence correspondant à un fonctionnement normal est comprise entre 48 Hz et 52 Hz. De plus il est précisé que les parcs éoliens peuvent être déconnectés du réseau à la demande du gestionnaire de réseau à partir du moment où la production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire (éolien et solaire) est supérieure à 30% de la puissance totale transitant sur le réseau.

## 1.2. Comportement des différentes technologies d'éoliennes

On s'intéresse ici à l'étude du comportement des trois technologies d'éoliennes considérées dans ces travaux lors de variations de fréquence. L'objectif étant d'évaluer leur capacité à rester connectées au réseau suite à une telle variation. Les résultats de simulations présentés ont été obtenus pour une variation de fréquence susceptible d'être rencontrée sur un système électrique insulaire : chute rapide de la fréquence ( $\approx -1$  Hz/s), creux profond (47,8 Hz) et grande amplitude des oscillations avant stabilisation. Les caractéristiques des génératrices éoliennes ont été présentées *Chapitre 2*, par ailleurs, le réseau est supposé de puissance infinie.

### 1.2.1. Éolienne à base de MAS

Pour ce type de structure la machine est directement couplée au réseau et ne possède aucun moyen de contrôle au niveau de la génératrice. La vitesse de rotation de la MAS est donc imposée par la fréquence du réseau, ce qui rend cette structure sensible aux variations de fréquence : une variation de fréquence va avoir pour effet de modifier le point de fonctionnement de la machine. Le comportement de cette structure est illustré dans la *Figure 4.2*.

On constate que la variation de fréquence n'entraîne pas la machine dans un fonctionnement instable, ou à un point de fonctionnement nécessitant son découplage, dans la mesure où la diminution de la vitesse peut être assez rapide pour limiter les variations du glissement. Les grandeurs électriques et mécaniques varient alors dans des proportions acceptables et finissent par se stabiliser à un nouveau point de fonctionnement. La présence du multiplicateur de vitesse dans la transmission fait apparaître des oscillations qui sont rapidement amorties une fois que la fréquence commence à se stabiliser.

Cette structure possède la capacité à tenir les variations de fréquence. Lorsqu'un tel défaut apparaît sur le réseau, le point de fonctionnement est modifié sans pour autant déstabiliser le système. La variation brutale du point de fonctionnement en début de défaut entraîne dans les premiers instants une importante injection de puissance active après quoi ce point de fonctionnement évolue en fonction de la variation de fréquence.

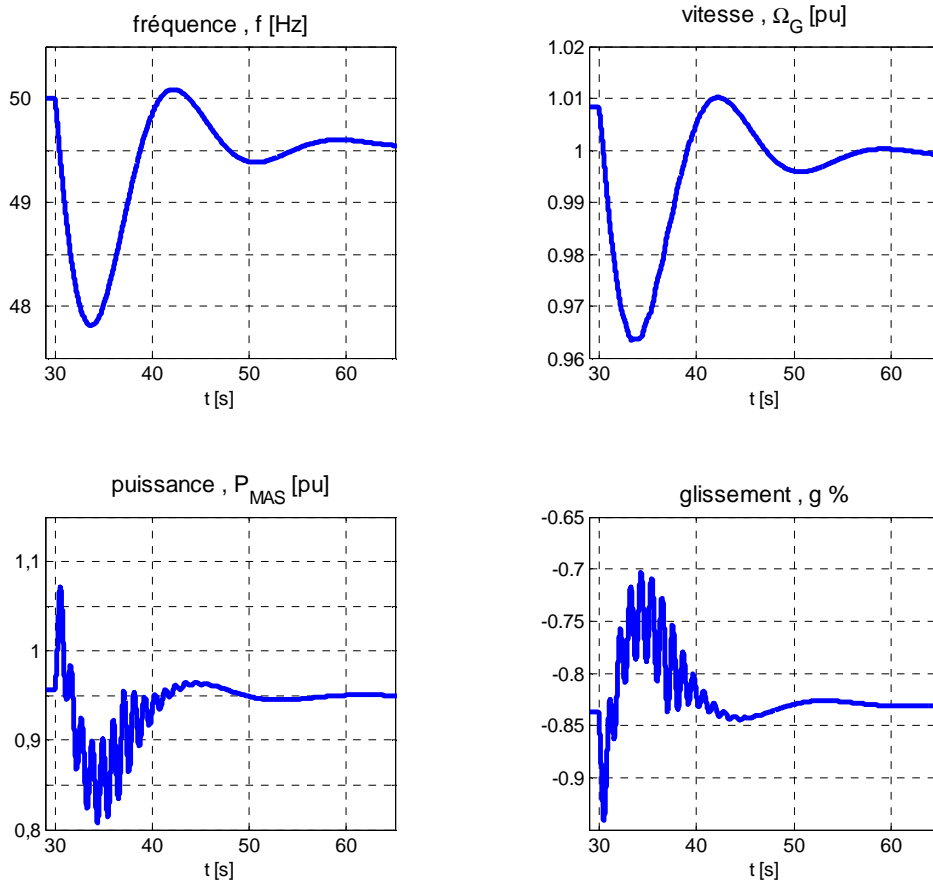


Figure 4.2 : Variation de fréquence : comportement d'une éolienne à vitesse fixe

### 1.2.2. Éolienne à base de MASDA

Ici, la vitesse de rotation de la machine est contrôlée par l'intermédiaire du convertisseur connecté à ses bobinages rotoriques. En fonctionnement normal, cette vitesse est adaptée en fonction de la vitesse du vent afin d'optimiser la conversion d'énergie. Une variation de fréquence aura donc peu d'influence sur cette structure puisque la variation de vitesse du champ tournant statorique sera compensée par celle du champ tournant rotorique afin de maintenir la vitesse de rotation à sa valeur de référence. Par conséquent, la seule grandeur affectée par la variation de fréquence est le glissement  $g$  (Fig. 4.3).

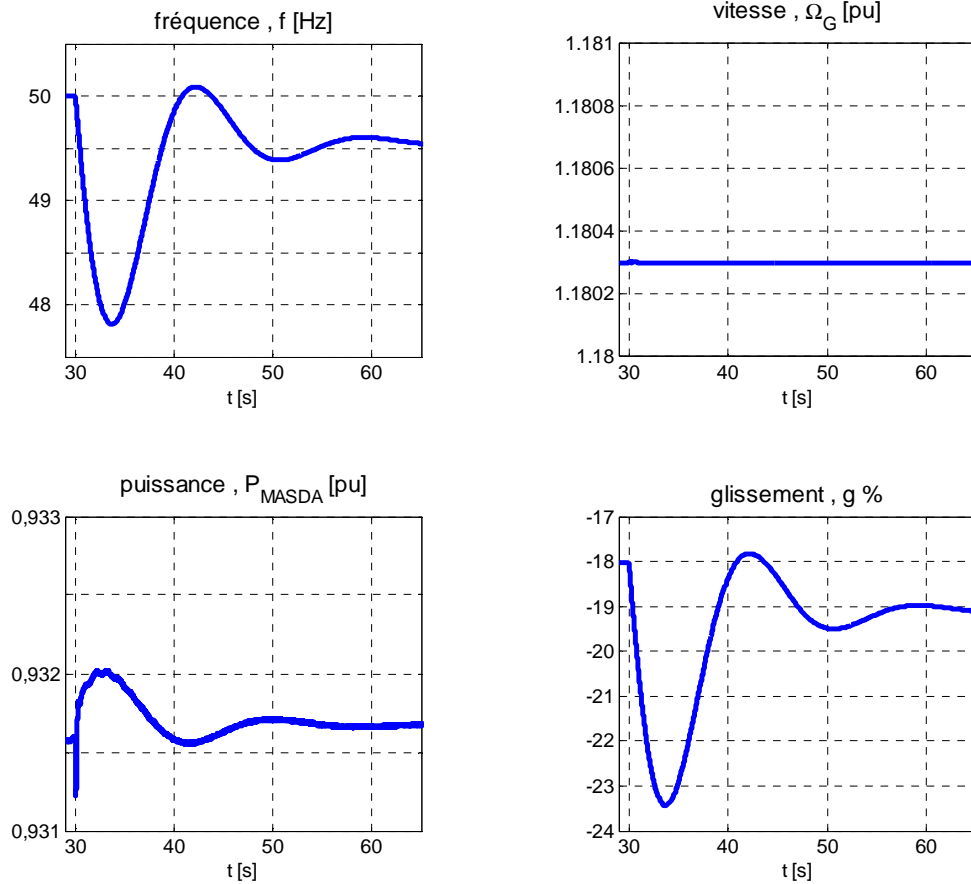


Figure 4.3 : Variation de fréquence : comportement d'une éolienne à base de MASDA

Le glissement étant modifié, la répartition de puissance entre le rotor  $P_R$  et le stator  $P_S$  le sera également (Eq. 4.1) mais il n'en résultera pas de variations significatives de la puissance injectée sur le réseau  $P_{MASDA}$ .

$$P_S \cong \frac{1}{1-g} \cdot P_{mec} \quad (4.1)$$

$$P_R \cong -\frac{g}{1-g} \cdot P_{mec}$$

### 1.2.3. Éolienne à base de MS

L'interface d'électronique de puissance des éoliennes à base de MS offre un découplage parfait entre le réseau et la génératrice. Les variations de fréquence ne se font pas ressentir en amont du convertisseur connecté au réseau. La commande de ce dernier s'adapte automatiquement à la fréquence du réseau grâce à la boucle à verrouillage de phase (PLL), la tension du bus continu est maintenue constante, le convertisseur connecté à la machine peut donc fonctionner sans altération.



Il en résulte qu'aucune grandeur n'est affectée par la variation de fréquence (**Fig. 4.4**). Cette conclusion est donc vraie pour tout type de machine employé dans les structures d'éolienne entièrement interfacée.

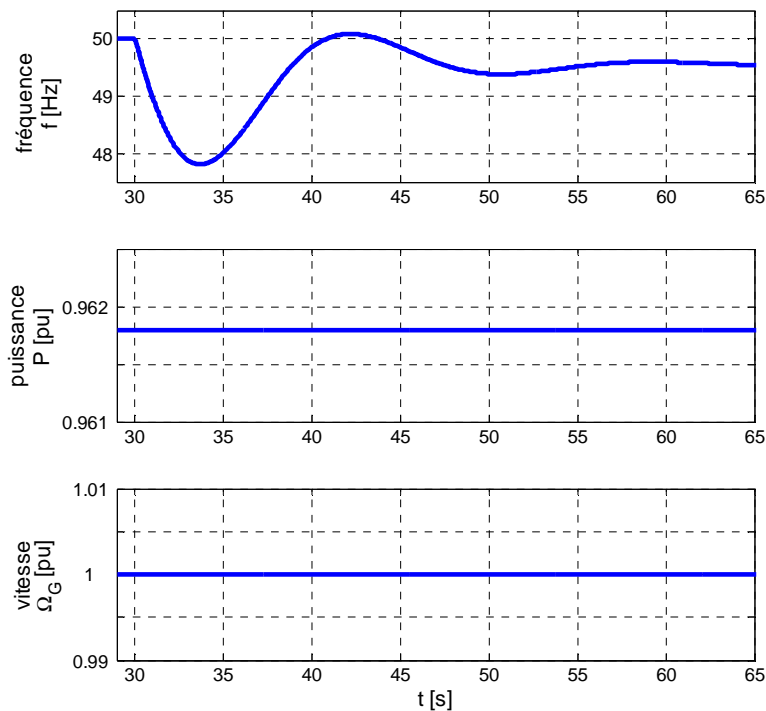


Figure 4.4 : Variation de fréquence : comportement d'une éolienne à base de MS

#### 1.2.4. Conclusion

Toutes les structures d'éolienne ont les capacités de tenir les variations de fréquence. Du fait de leur régulation de vitesse les structures à vitesse variable ne sont pas affecté par les variations de fréquence (très faiblement pour les structures à base de MASDA), elles s'adaptent automatiquement aux nouvelles conditions d'alimentation. En revanche cela supprime leur réponse inertielle, elles ne participent donc pas naturellement au maintien de la fréquence. Comme nous le verrons dans la partie suivante, il sera toutefois possible d'adapter la régulation de vitesse pour faire intervenir l'inertie de ces systèmes.

Les structures à vitesse fixe sont plus sensibles à ce type de défaut, leur point de fonctionnement est modifié et il en résulte l'apparition d'oscillations qui sont toutefois rapidement amorties lorsque la dynamique de variation de la vitesse de rotation peut suivre la dynamique de variation de la fréquence.

Des simulations complémentaires ont montré que toutes ces structures sont en mesure de fonctionner dans la plage de fréquence imposée dans les système électriques insulaires français :  $48 \text{ Hz} < f < 52 \text{ Hz}$ . Cette contrainte ne pose donc pas de problème à leur intégration.

## **2. Moyens de participation au réglage de fréquence**

Avec l'augmentation de la puissance éolienne installée, le taux de pénétration de la puissance éolienne (puissance éolienne produite / puissance électrique consommée) est de moins en moins marginale. Dans la situation où les éoliennes ne participent pas au réglage de fréquence, la réserve de puissance primaire devra être augmentée pour pouvoir faire face à d'éventuels événements qui effaceraient une grande partie de la production éolienne. Ceci augmente le coût d'exploitation du parc de production et devient de moins en moins acceptable aussi bien du point de vue économique que pour la sûreté du système. C'est pourquoi à l'avenir les éoliennes devront participer à ce réglage. Il apparaît d'ailleurs chez certains gestionnaires de réseau des contraintes techniques qui vont dans ce sens.

La participation des éoliennes au réglage de fréquence requiert de posséder une réserve de puissance. Le moyen le plus simple pour les éoliennes de disposer de cette réserve est de fonctionner en dessous des capacités offertes par la vitesse du vent. Du fait du caractère fatal et gratuit de cette source d'énergie il en résulte donc un manque à gagner.

Après la présentation de conditions techniques de raccordement faisant apparaître une demande de participation au réglage primaire de fréquence des parcs éoliens, nous nous attacherons à étudier les différentes solutions offertes par les technologies d'éoliennes considérées pour participer à ce réglage.

### **2.1. Conditions techniques sur la gestion de la puissance active**

Les réglementations irlandaise [ESB 07] et danoise [Ene.1 04] [Ene.2 04] précisent que les parcs éoliens doivent pouvoir participer au maintien de la fréquence, même si dans l'immédiat ils n'y sont pas forcément sollicités. Les parcs éoliens ne constituant pas de réserve doivent tout de même réduire leur puissance en cas de sur-fréquence. Pour l'Irlande seuls les parcs éoliens d'une puissance supérieure ou égale à 5 MW doivent répondre à ce service, le *Grid Code* danois ne fait pas mention d'une telle spécification.

L'allure de cette participation est donnée en *Figure 4.5*. Les paramètres de la courbe fréquence/puissance peuvent être ajustés en temps réel à la demande de l'opérateur.

Les conditions techniques de raccordement françaises [Arr.1 08] [Arr.2 08] et allemande [Eon 06] ne prévoient pas la participation des parcs éoliens au réglage de fréquence. En revanche il est demandé qu'il y ait effacement de production plus ou moins rapide en cas de sur-fréquence.

Concernant les milieux insulaires français le gestionnaire de réseau peut demander aux producteurs mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire (éolienne et photovoltaïque) de se déconnecter du réseau en cas de taux de pénétration trop important. Ce taux est actuellement établi à 30% [Arr.1 08].

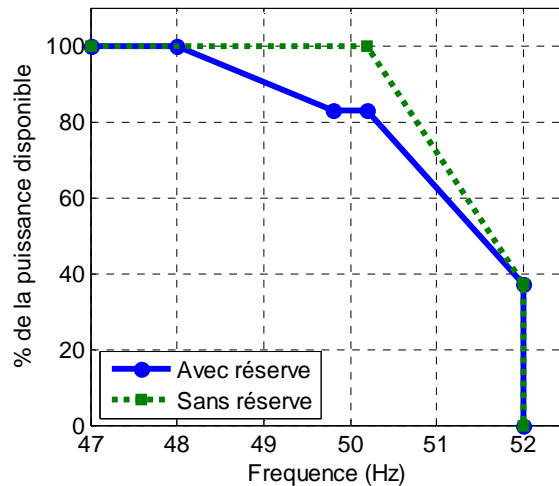


Figure 4.5 : Allure de la participation au réglage de fréquence

On trouve également dans le *Grid Code* danois relatif à la connexion de parcs éoliens raccordés à des tensions supérieures ou égales à 100 kV [Ene.2 04] différents types de contrôles de la puissance active. Ces fonctions peuvent être demandées par le gestionnaire du réseau en fonction de l'état et des conditions d'exploitation de ce dernier. Ces fonctionnalités sont au nombre de cinq (Fig. 4.6) :

**Limitation de puissance ( « Absolute power constraint » ) :** pour ce type de contrôle, la puissance injectée par le parc éolien est limitée à un maximum défini par le gestionnaire de réseau. En dessous de cette puissance les éoliennes peuvent fonctionner normalement. La principale raison de cette contrainte provient du fait que les gestionnaires de réseau doivent payer les producteurs éoliens même s'il n'y a pas de demande pour cette énergie. En cas de faible demande énergétique et de forte production éolienne, les gestionnaires se voient dans l'obligation d'évacuer l'excédent de production vers les pays voisins, et ce, sans contrepartie financière [Ale 06].

**Fonctionnement avec réserve ( « Delta production constraint » ) :** la production doit être limitée à un pourcentage de la puissance disponible. C'est ce mode de fonctionnement qui est utilisé pour que les éoliennes puissent participer au réglage primaire de fréquence.

**Contrôle de puissance ( « Balance control » ) :** dans ce cas, le parc éolien doit être en mesure d'augmenter ou de diminuer rapidement sa puissance à une valeur de consigne fixée. Cette fonctionnalité a son utilité au cas où les opérateurs auraient à agir rapidement pour assurer le maintien de l'équilibre production/consommation.

**Limitation du gradient de puissance ( « Power gradient constraint » ) :** ici l'augmentation de puissance est limitée à une certaine vitesse MW/s. Les moyens de production classique ayant une réaction beaucoup moins rapide que les éoliennes, cela permet de limiter leur contribution au réglage de fréquence lors de forte variation de vent. On remarquera que sans anticipation il n'est pas possible de limiter les réductions de puissance. Pour parvenir à cette fonctionnalité il faudrait que le parc soit doté d'un bon outil de prédiction de vent à très court terme (de l'ordre de la dizaine de seconde).

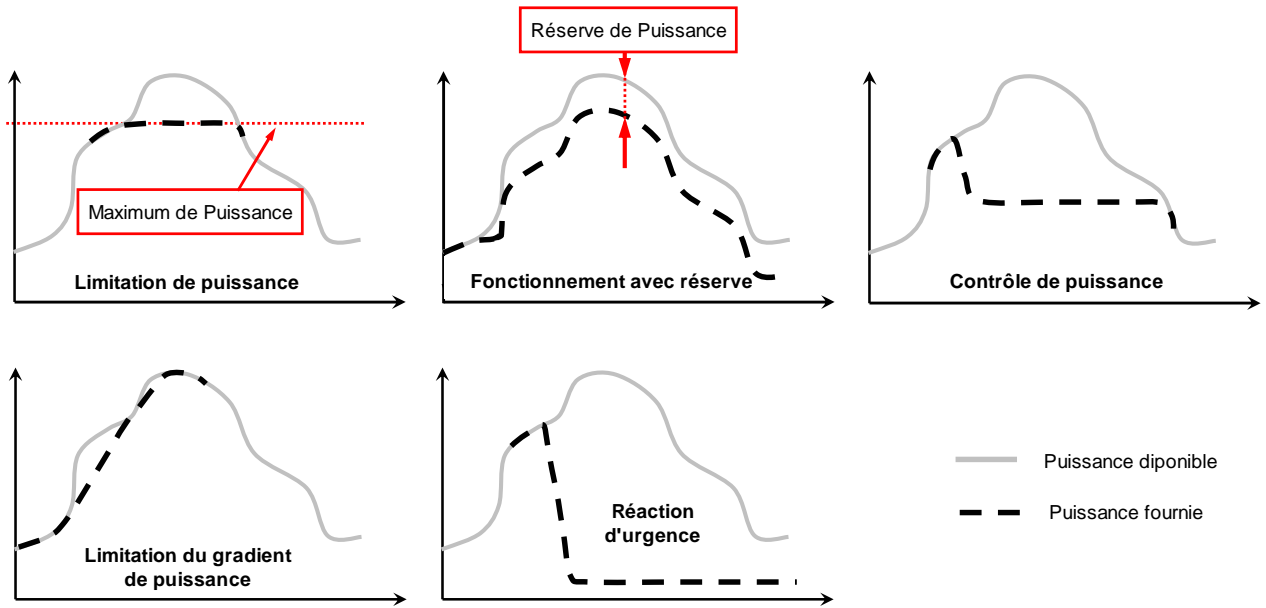


Figure 4.6 : Contraintes sur les capacités de gestion de la puissance active

**Réaction d'urgence (« System protection »)** : Il peut être demandé aux parcs éoliens de réduire rapidement leur puissance en cas de surproduction sur le réseau. Les éoliennes doivent pouvoir s'effacer totalement en moins de 30s si nécessaire, sinon la puissance est maintenue constante jusqu'à disparition du signal d'urgence transmit par le centre de contrôle. La valeur de cette puissance est prédéfinie et mise à jour par les opérateurs du réseau.

## 2.2. Contrôle des éoliennes pour la participation au réglage de fréquence

Le seul moyen de faire participer les éoliennes au réglage de fréquence est de réduire la puissance captée par la turbine afin de pouvoir augmenter la puissance en cas de chute de fréquence. Le fonctionnement avec réserve de puissance «  $\Delta P_T$  » implique que la puissance extraite par la turbine  $P_T$  soit inférieure à la puissance disponible en fonctionnement normal  $P_{Tdispo}$  (Fig. 4.7).

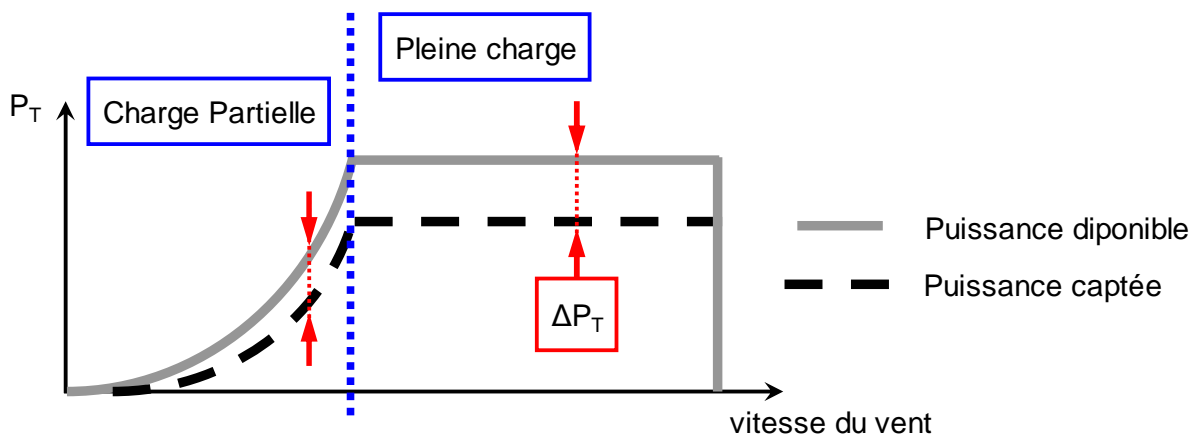


Figure 4.7 : Fonctionnement d'une éolienne avec réserve de puissance

On distingue trois modes de fonctionnement pour créer cette réserve. Ils ne s'appliquent pas à toutes les technologies et dépendent également de la zone de fonctionnement (charge partielle ou pleine charge) :

- La réduction de la puissance extraite par la turbine en **contrôlant l'angle de calage** des pales. Cette solution la plus triviale est la plus répandue et est utilisable sur toute la zone de fonctionnement de l'éolienne [**Bou 06**] [**Boe 07**].
- La modification du point de fonctionnement de l'éolienne par le contrôle de la vitesse de rotation. Pour les éoliennes à vitesse variable fonctionnant normalement à coefficient de puissance maximal il est possible d'augmenter la vitesse de rotation de la turbine ce qui a pour effet de réduire la puissance captée par la turbine et permet également de disposer d'une réserve d'énergie cinétique stockée au niveau de la turbine. Cette stratégie s'applique uniquement en charge partielle [**Teu.2 09**].
- Le fonctionnement en volant d'inertie [**Bou 06**] [**Boe 07**]. Cette solution peu être employer pour de très faibles vitesses de vent. Elle ne s'applique qu'aux éoliennes à vitesse variable, même si elle est moins bien adaptée aux structures MASDA.

Les deux premiers modes de fonctionnement vont maintenant être détaillés en appliquant les contrôles appropriés à chaque technologie. L'étude de la participation effective des éoliennes au réglage de fréquence en milieu insulaire fait l'objet du *Chapitre 5* : nous nous intéressons ici uniquement aux capacités techniques qu'ont les éoliennes à participer à ce réglage. Les résultats de simulation ont donc été obtenus en dehors de tout contexte d'intégration à un réseau électrique.

### **2.2.1. Contrôle de l'angle de calage**

En fonctionnement normal le contrôle de l'angle de calage «  $\beta$  » permet de limiter la puissance captée par la turbine à sa valeur nominale. L'augmentation de l'angle de calage diminue la portance de la pale ce qui réduit le couple de la turbine et donc la puissance extraite. C'est ce que l'on constate sur les caractéristiques  $C_p(\lambda, \beta)$ , lorsque  $\beta$  augmente,  $C_p$  diminue et inversement. Quelle que soit la vitesse du vent il est donc possible d'agir sur l'angle pour augmenter ou diminuer la puissance extraite par la turbine [**Lav 05**] [**Ram 07**].

Pour parvenir à la gestion de la puissance active des éoliennes en vue de leur participation au réglage de fréquence, on introduit un statisme au niveau du contrôle de puissance de la turbine. Pour tenir compte du caractère aléatoire de la source d'énergie ce statisme diffère de celui que l'on trouve sur les moyens de production classiques, à savoir que la puissance maximale considérée ici est la puissance disponible «  $P_{Tdispo}$  » et non pas la puissance nominale de la machine (**Fig. 4.8**).

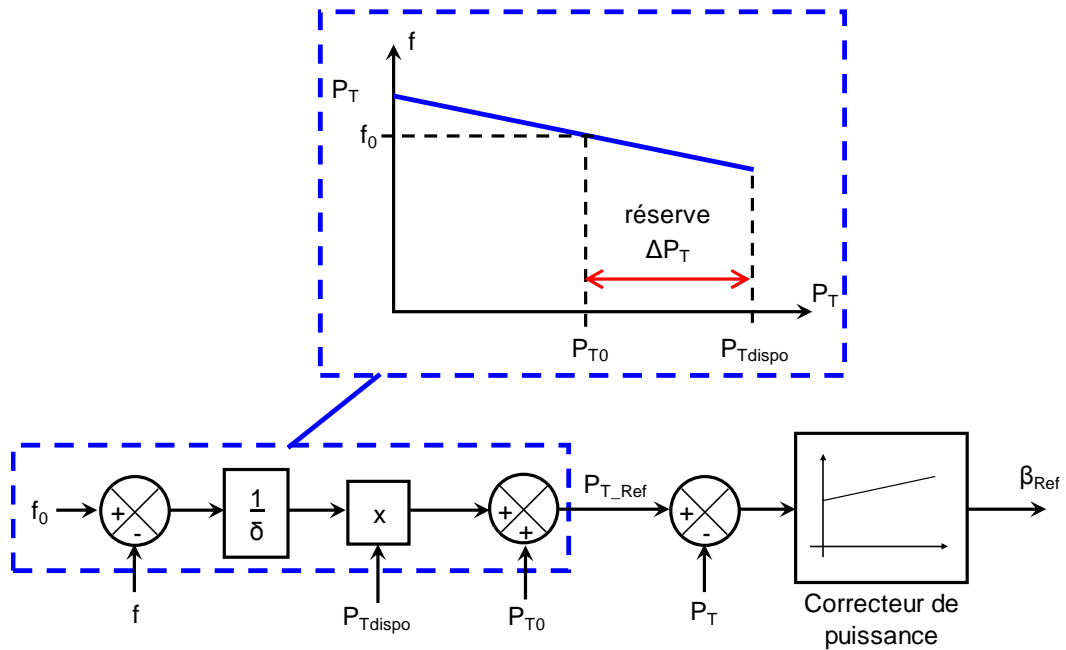


Figure 4.8 : Implantation du contrôle de fréquence

Les résultats de simulation pour les trois technologies d'éoliennes sont illustrés **Figure 4.9**. Pour les essais présentés on se place dans les conditions suivantes :

- Statisme de 5%
- Réserve de puissance de 15%
- Fonctionnement à pleine charge (vitesse du vent autour de  $v = 17\text{m/s}$ )

La variation de fréquence utilisée dans ces essais est similaire à ce qui pourrait se produire sur un réseau en cas de perte d'un générateur ou d'une surcharge [Lav 05]. Le retour de la fréquence à  $t = 30\text{s}$ , correspond à l'action du réglage secondaire (dans cette étude on fait l'hypothèse que les éoliennes ne participent pas à ce réglage). Pour des raisons de temps de simulation il intervient ici seulement une dizaine de seconde après le défaut.

Le contrôle de l'angle de calage offre une bonne maîtrise de la puissance active. Les éoliennes répondent correctement au réglage de fréquence en augmentant rapidement leur puissance en fonction de la variation de fréquence grâce à l'implantation du statisme. Les éoliennes répondent très rapidement à la variation de consigne. Ne participant qu'au réglage primaire de fréquence, la réserve de puissance est reconstituée avec le retour de la fréquence à sa valeur nominale par l'action du réglage secondaire.

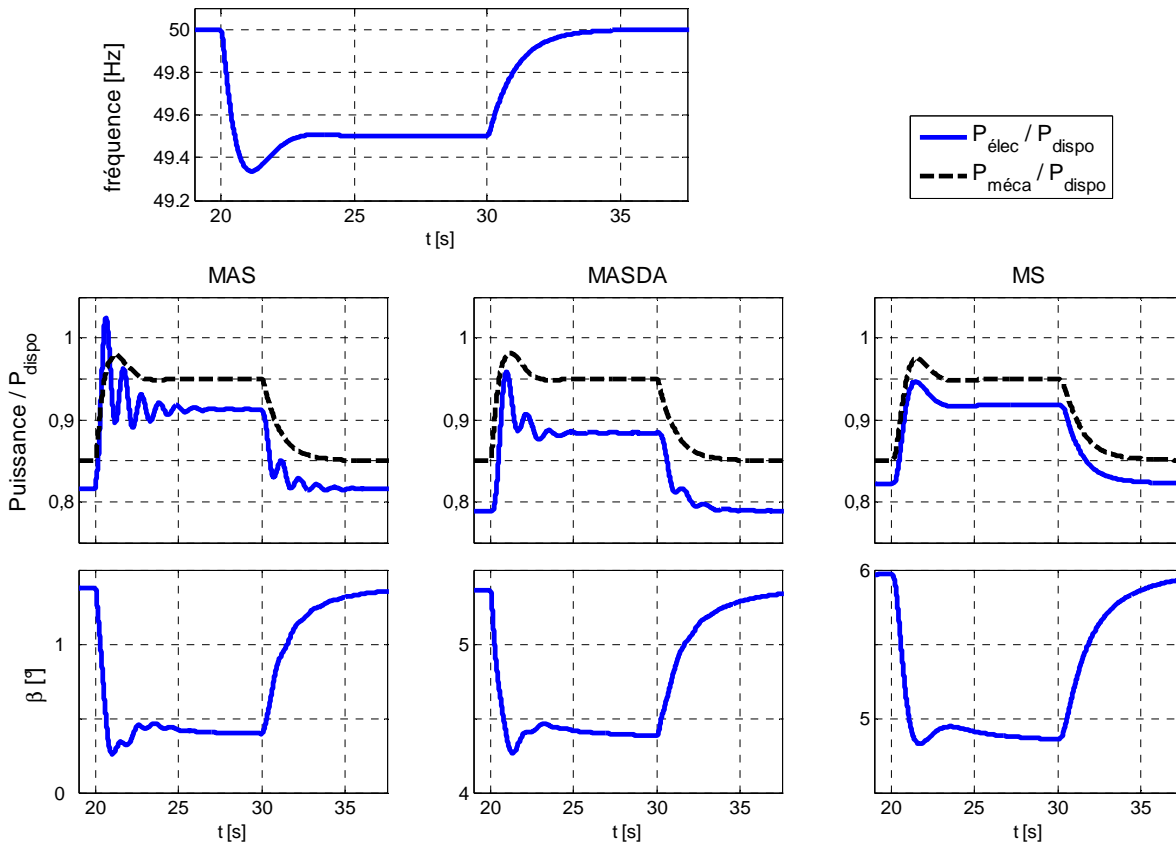


Figure 4.9 : Participation des éoliennes au réglage de fréquence par action sur l'angle de calage

### Structure MAS

On observe sur cette structure un transitoire au niveau de la puissance électrique. La machine asynchrone étant directement couplée au réseau, la variation du glissement se fait ressentir instantanément ce qui entraîne une augmentation immédiate de la puissance ( $P_{élec} > P_{méca}$ ). Ce phénomène est identique à celui observé lors de l'étude sur la tenue aux variations de fréquence. Les variations de couple qui s'exercent de chaque côté du multiplicateur de vitesse font apparaître, du fait de la « flexibilité » de la transmission mécanique, des oscillations à la fréquence d'antirésonance de la turbine  $f_{OT}$ .

### Structure MASDA

Le transitoire observé sur la structure MASDA est quant à lui dû à la flexibilité de la transmission mécanique. En effet, même si le stator de la machine est directement couplé au réseau la variation de fréquence ne modifie quasiment pas le fonctionnement de la machine. Le convertisseur connecté au rotor adapte automatiquement le point de fonctionnement de la machine aux conditions d'alimentation. Ceci a également été constaté lors de l'étude sur la tenue aux variations de fréquence. Comme pour la structure MAS, on remarque les oscillations à la fréquence d'antirésonance de la turbine  $f_{OT}$ . Ces oscillations sont plus rapidement amorties que dans le cas de la structure MAS du fait de l'action conjointe de l'angle de calage et de la régulation de vitesse.

### Structure MS

Du fait du couplage direct entre la turbine et la génératrice et du découplage total entre le réseau et la génératrice, cette structure répond parfaitement au réglage de fréquence. On note que la suppression du multiplicateur de vitesse élimine les transitoires en début de défaut.

### Conclusion sur le contrôle de la puissance par l'angle de calage

Les trois structures, MAS, MASDA et MS peuvent contrôler la puissance active injectée sur le réseau par le contrôle de l'angle de calage. L'implantation d'un statisme dans le contrôle de l'extraction de puissance permet leur participation au réglage primaire de fréquence.

Des essais réalisés pour des fonctionnements à charge partielle ou pour des augmentations de fréquence ont montré des résultats aussi convenables que ceux qui viennent d'être présentés. Une description du comportement d'une structure MS avec ce type de réglage pour un tel point de fonctionnement sera présentée au *Chapitre 5*.

#### **2.2.2. Contrôle de la vitesse : réserve + stockage inertiel**

Cette stratégie est applicable uniquement aux éoliennes à vitesse variable et pour des fonctionnements en charge partielle. Elle consiste à augmenter la vitesse de rotation de la turbine pour y stocker une part d'énergie cinétique qui pourra ensuite être exploitée pour la participation au réglage de fréquence [Teu.2 09].

##### 2.2.2.1. Principe du stockage inertiel

À charge partielle les éoliennes à vitesse variable optimisent l'extraction de puissance en ajustant leur vitesse. Ce principe de recherche du maximum de puissance a été décrit au *Chapitre 2* (MPPT) : son objectif est de venir placer le point de fonctionnement de la turbine au maximum de sa caractéristique  $C_p$ . Pour décrire le principe de stockage inertiel on fait l'hypothèse que l'angle de calage est maintenu nul et constant ; il n'existe donc qu'une seule caractéristique de  $C_p$  sur laquelle se déplace le point de fonctionnement.

Pour une vitesse de vent donnée il correspond une vitesse optimale  $\Omega_{Opt}$  permettant d'extraire le maximum de puissance :  $C_p = C_{pmax}$ . En tenant compte de la valeur maximale de rotation autorisée, il est possible de venir augmenter la vitesse de rotation de la turbine créant ainsi un stockage d'énergie cinétique  $E_{CS}$ . En notant cette nouvelle vitesse de rotation  $\Omega_2$  la valeur de cette énergie s'exprime par l'équation (Eq. 4.2). Il sera ensuite possible d'utiliser cette énergie pour injecter de la puissance supplémentaire en cas de défaut en contrôlant la décélération de la turbine (Eq. 4.3).

$$E_{CS} = 0,5 \cdot J_T \cdot k_J \cdot (\Omega_2^2 - \Omega_{Opt}^2) \quad ; \quad kWh \quad (4.2)$$

$$\text{avec } k_J = 2,777 \cdot 10^{-7} [ kWh \cdot J^{-1} ]$$

$$P_T(\Omega) = P_T(\Omega) - P_{inj}(\Omega) + Pertes(\Omega) \quad \text{avec} \quad -P_{inj}(\Omega) = J_T \cdot \Omega \cdot \frac{d\Omega}{dt} \quad (4.3)$$



Du point de vue de la turbine, l'augmentation de vitesse entraîne l'augmentation du rapport de vitesse  $\lambda$  (la définition  $\lambda$  est rappelée Eq. 4.3). Le point de fonctionnement de la turbine se déplace donc sur la droite de la caractéristique  $C_P$  pour venir se placer au point  $(C_{P2}; \lambda_2)$  : il y a donc réduction de la puissance captée par la turbine. On dit que la turbine est déchargée (**Fig. 4.10**). De cette manière on obtient donc une réserve d'énergie physique, stockée mécaniquement au niveau de la turbine et une réserve de puissance disponible en augmentant le rendement de la turbine ( $C_P$ ).

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{v} \quad (4.4)$$

Avec ce contrôle on distingue deux types de participation au réglage de fréquence : une participation à court terme et une à long terme. La réserve de puissance obtenue par la dégradation du point de fonctionnement permet aux éoliennes à vitesse variable de participer au réglage de fréquence à long terme – réglage primaire – puisque l'augmentation de puissance peut-être maintenue aussi longtemps que nécessaire [Ram 07] [Alm 06] [Cou 08]. La réserve d'énergie cinétique étant limitée, son utilisation se fera sur une courte période en début de défaut donc pour une participation à court terme [Ram 07] [Ana 06].

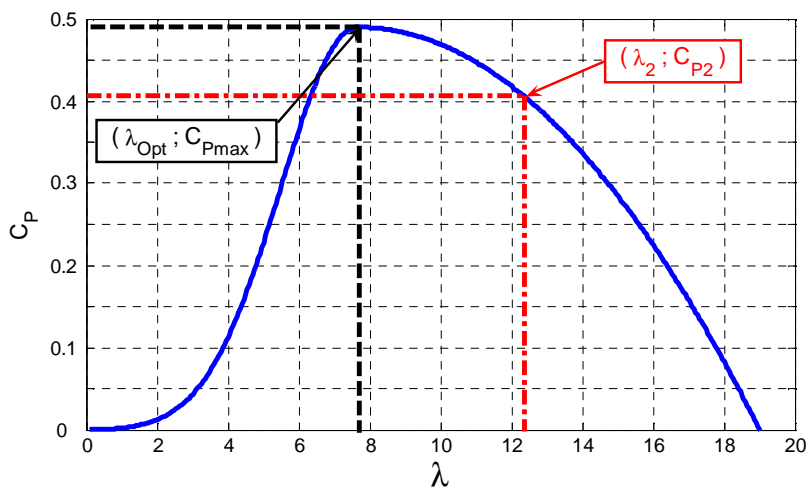


Figure 4.10 : Déplacement du point de fonctionnement pour le stockage inertiel

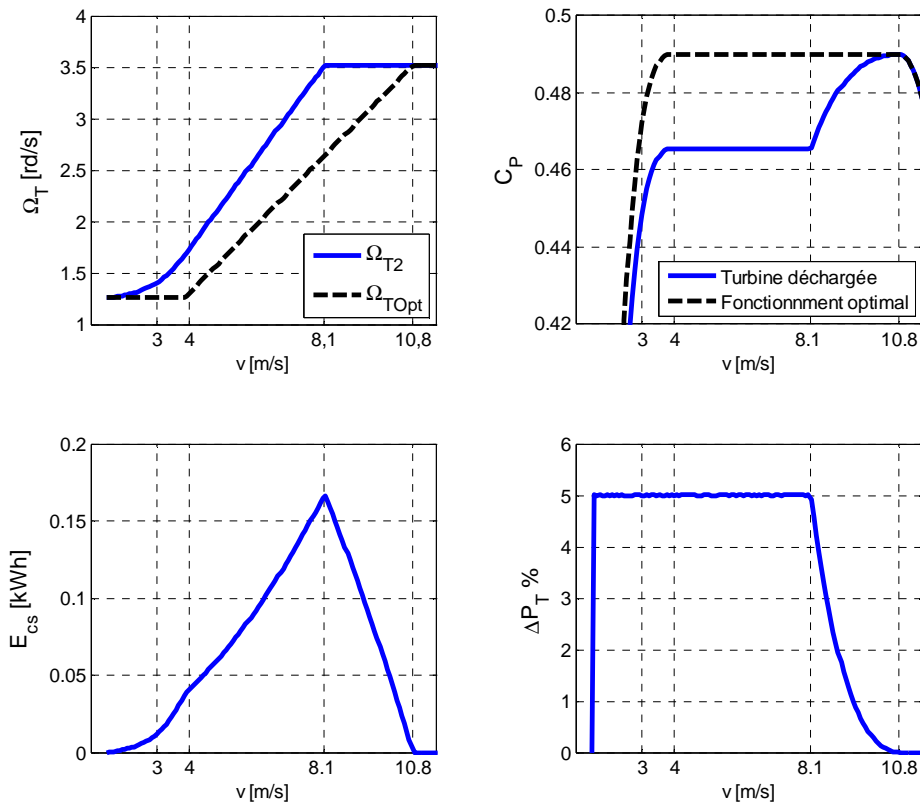
En tenant compte des attentes du réseau il va être possible d'opérer suivant deux modes de fonctionnement. Une participation au réglage primaire qui demande que l'on puisse disposer d'une réserve de puissance utilisable sur le long terme : on va donc opérer avec un *fonctionnement à décharge constante*. D'un autre côté il pourrait être demandé aux éoliennes de participer au maintien de la fréquence uniquement sur du court terme afin d'éviter les creux de fréquence trop important ; dans ce cas une réserve constante d'énergie disponible devra être créée : *fonctionnement à stockage constant*.

2.2.2.2. Fonctionnement à décharge constante

**Principe**

La **Figure 4.11** montre le fonctionnement d'une éolienne avec une décharge de la turbine  $\Delta P_T$  de 5% par rapport au fonctionnement normal. On note qu'il est possible d'atteindre ce fonctionnement dès le démarrage de l'éolienne, qui se situe généralement pour des vitesses de vent avoisinant les 3 m/s ou 4 m/s. En revanche, une fois la limite de rotation maximale de la turbine atteinte (ici  $v = 8,1$  m/s) il n'est plus possible de maintenir la décharge de la turbine, avec l'augmentation de la vitesse du vent. Son point de fonctionnement remonte progressivement jusqu'à atteindre son maximum. Si la réserve ne peut pas être entièrement créée par le contrôle de la vitesse il faudra alors compléter le manque en agissant sur l'angle de calage.

Avec ce type de contrôle la réserve d'énergie cinétique  $E_{CS}$  va varier en fonction de la vitesse du vent et de la réserve souhaitée. Pour un fonctionnement à pleine charge la vitesse de rotation est maximale : on ne dispose donc plus de cette réserve.



**Figure 4.11** : Fonctionnement à décharge constante (turbine déchargé à 5%)

**Contrôle**

Comme pour la stratégie de contrôle par l'angle de calage, l'éolienne répond à un statisme qui délivre la puissance de référence de la turbine  $P_{T\_Ref}$ . À partir de cette référence et d'une identification de la caractéristique de la turbine pour un angle de calage nul, on obtient la vitesse de référence de la génératrice (**Fig. 4.12**).

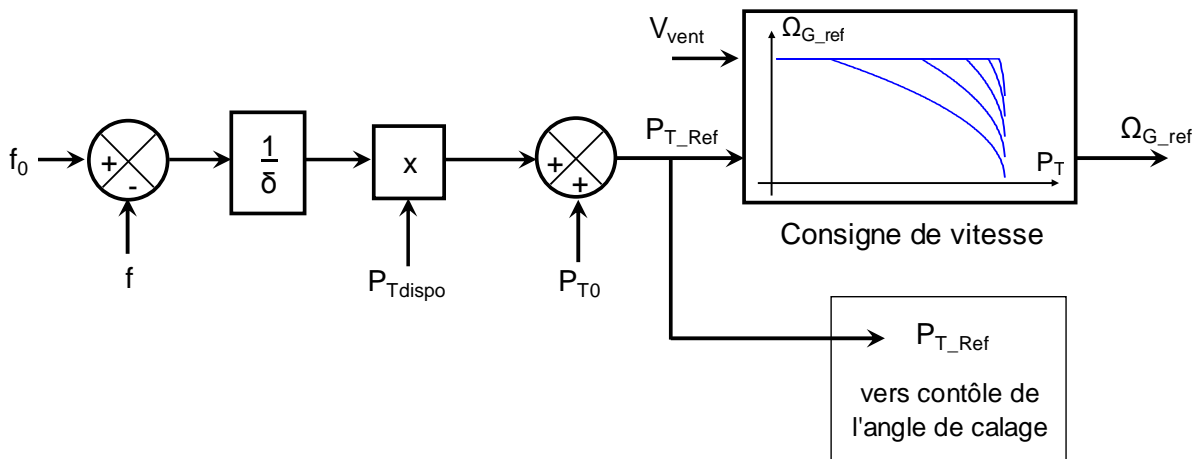


Figure 4.12 : Contrôle de la fréquence par action sur la vitesse de rotation

Pour couvrir toute la plage de fonctionnement la référence de puissance issue du statisme est également utilisée pour le contrôle de l'angle de calage. Ceci permet aussi de compléter la réserve au cas où la vitesse maximale serait atteinte.

Enfin, pour éviter des variations trop brutales de la vitesse et donc de la puissance, la vitesse de référence est filtrée en cas de détection de défaut. Le filtre employé est un filtre du premier ordre.

### Résultats : cas de la structure MS

Deux cas d'étude sont présentés afin d'analyser le comportement de l'éolienne au réglage mis en place. Dans les deux cas le statisme est de 5% et la vitesse de vent considérée constante ( $v = 7 \text{ m/s}$ ). Pour le *Cas 1*, la réserve demandée est de 10% de la puissance disponible alors que pour le *Cas 2* elle est de 15%. Dans la première situation la réserve de puissance est entièrement obtenue par l'action sur la vitesse. Dans le deuxième la vitesse maximale est atteinte et la réserve est complétée par l'action de l'angle de calage  $\beta$  (Fig 4.13).

À l'apparition du défaut ( $t = 10\text{s}$ ) la puissance de référence augmente (presque identique à  $P_T$  dans les deux cas). Dans les deux cas la référence de vitesse diminue en conséquence, mais celle-ci est limitée par l'action du filtre ce qui explique le ralentissement progressif de la turbine. Ce ralentissement engendre l'augmentation du coefficient de puissance (Fig. 4.14) et libère l'énergie cinétique stockée dans la turbine (Fig. 4.15) ce qui explique que la puissance injectée sur le réseau  $P_{Elec}$  est supérieure à la puissance mécanique  $P_T$ .

Le contrôle de la vitesse étant ralenti par l'action du filtre sur sa référence, on remarque pour le *Cas 2* que l'angle de calage vient corriger une erreur sur la puissance de la turbine. Dans cette situation il est préférable que ce soit l'angle de calage qui intervienne car une action trop brutale menée sur la vitesse de la turbine se répercuterait de façon notable sur la puissance électrique.

À  $t = 50\text{s}$  le réglage secondaire intervient et les réserves de puissance (dégradation de  $C_p$ ) et d'énergie sont reconstituées (stockage de  $E_{CS}$ ) (Fig. 4.14 et 4.15). Pendant cette phase, la chute de puissance électrique (Fig. 4.13) s'explique par le fait que la vitesse, bien que limitée par l'action du filtre, augmente trop rapidement ce qui entraîne une variation d'énergie cinétique non négligeable

(Eq. 4.3). En réalité l'action du réglage secondaire est beaucoup moins rapide (délais raccourci ici pour des raisons de temps de simulation) : il n'entraînerait pas d'effet notable de la variation d'énergie cinétique et l'angle de calage n'interviendrait pas dans *Cas 1*.

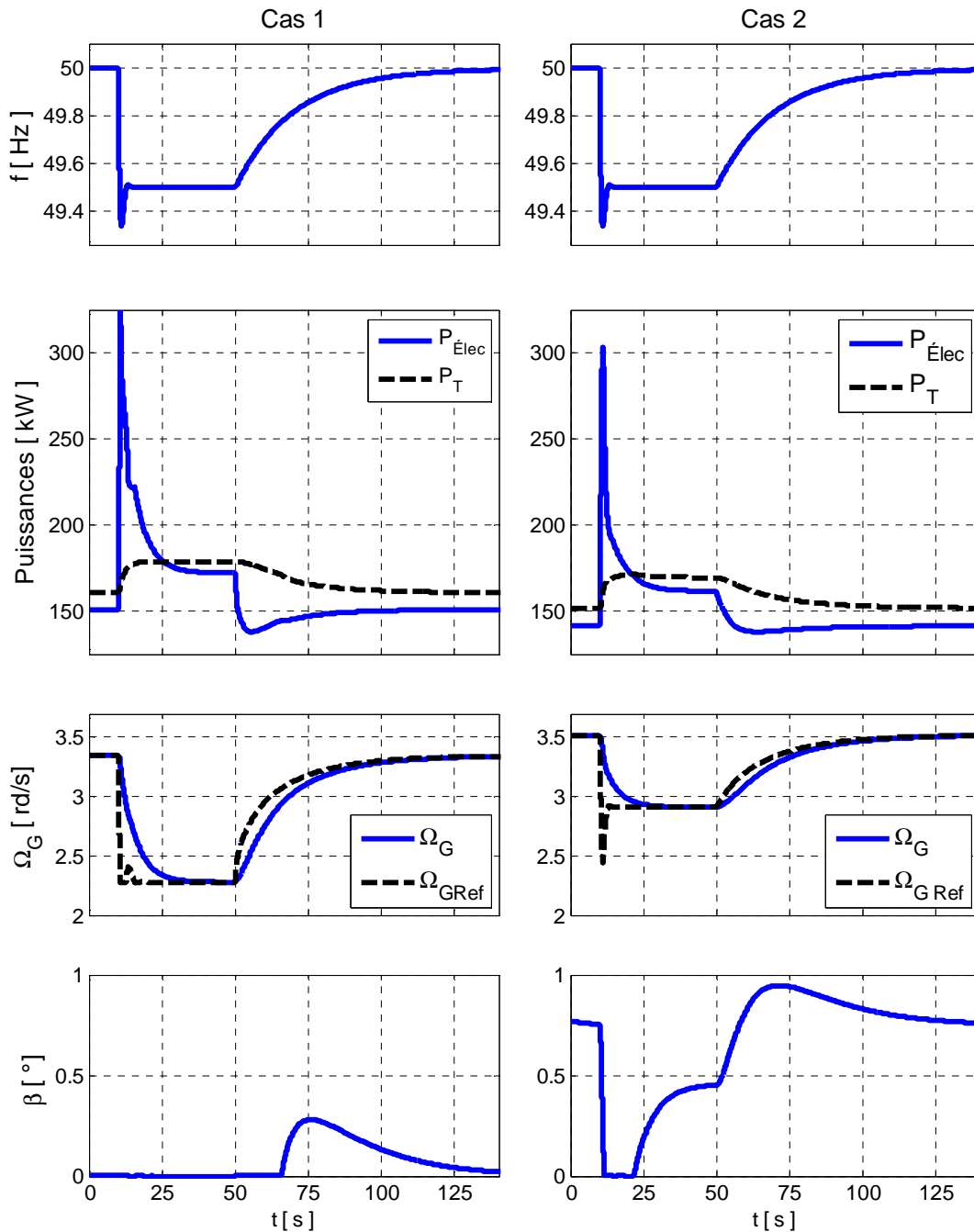


Figure 4.13 : Comportement de la structure MS fonctionnant à charge partielle face à une variation de fréquence, avec gestion de la puissance active par contrôle de la vitesse de rotation

La **Figure 4.14** illustre le déplacement du point de fonctionnement de la turbine pour les deux cas présentés. Pour le premier cas ce point se déplace sur la caractéristique de  $C_P$  à angle de calage nul (hormis au retour de la fréquence pour les raisons expliquées précédemment). Toutes la réserve est utilisée :  $CP = C_{Pmax}$  à  $f = 49,5 \text{ Hz}$ . Dans le *Cas 2* l'action de l'angle de calage écarte le point de fonctionnement de la caractéristique  $C_P$  à  $\beta = 0^\circ$ .

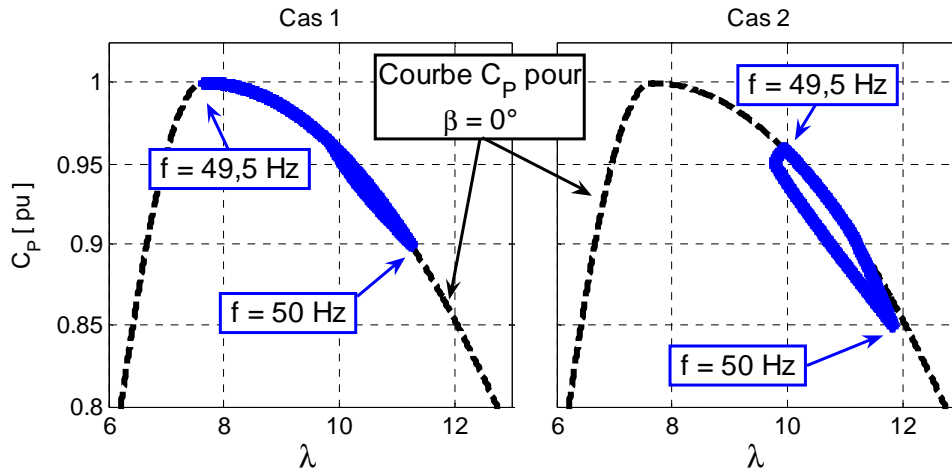


Figure 4.14 : Variation du point de fonctionnement

La variation de l'énergie cinétique stockée dans la turbine est présentée dans la **Figure 4.15**. Dans le premier cas elle est entièrement utilisée, la vitesse de rotation au plus fort du défaut est optimale ( $C_P = C_{Pmax}$ ). Pour le *Cas 2* la réserve de puissance étant suffisamment importante par rapport à la variation de fréquence, la réserve d'énergie n'est pas totalement épuisée lorsque  $f = 49,5 \text{ Hz}$ .

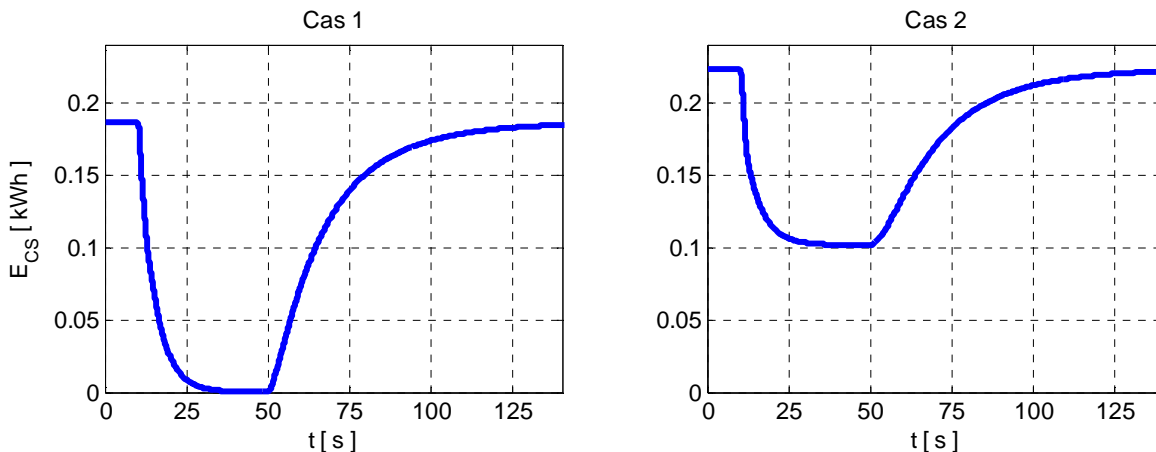


Figure 4.15 : Variation de l'énergie cinétique stockée au niveau de la turbine

### **Conclusion sur le fonctionnement à décharge constante**

La mise en place d'un statisme est d'une stratégie de contrôle de la vitesse de la turbine et de l'angle de calage permet de répondre au réglage primaire de fréquence sur toute la plage de fonctionnement de l'éolienne – charge partielle et pleine charge. Le contrôle de la vitesse de rotation pour créer une réserve de puissance permet un stockage d'énergie cinétique au niveau de la turbine. Un contrôle adapté de la vitesse en cas de défaut sur le réseau permet de libérer cette énergie en début de défaut et ainsi de fournir une puissance supplémentaire pour soutenir le réseau.

Une étude similaire a été menée sur la structure MASDA. Les conclusions sur son comportement son identique à la structure MS, à ceci prêt qu'elle est plus sensible aux variations de vitesse et que l'on retrouve lors des transitoires les oscillations due à la « flexibilité » de sa transmission. La **figure 4.16** est donnée à titre d'exemple pour illustrer ces résultats.

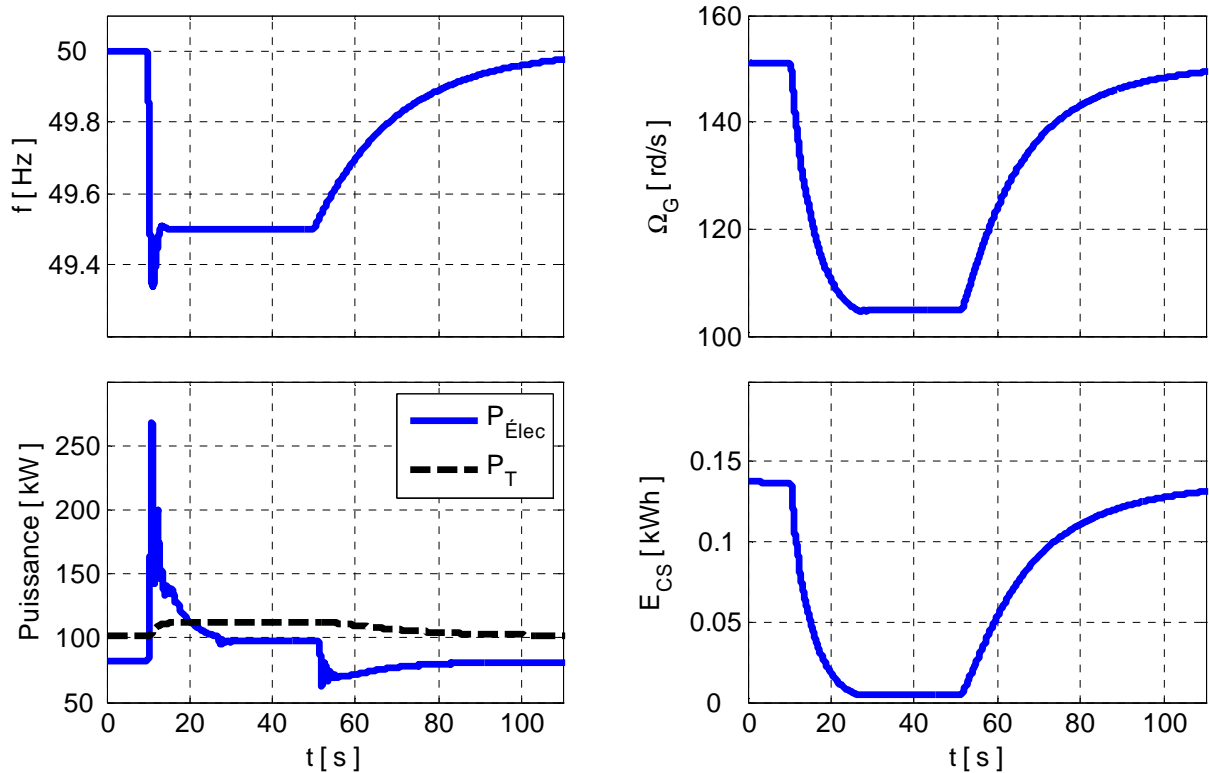


Figure 4.16 : Comportement de la structure MASDA fonctionnant à charge partielle face à une variation de fréquence, avec gestion de la puissance active par contrôle de la vitesse de rotation

### 2.2.2.3. Fonctionnement à stockage d'énergie cinétique constant

On se place ici dans un contexte où les éoliennes ne participent pas en tant que telles au réglage primaire de fréquence (RPF). On peut envisager qu'en cas de faible taux de pénétration ou pour une faible production d'un parc éolien par rapport à sa puissance nominale, les éoliennes n'ont pas à disposer d'une réserve de puissance pour la participation au RPF. Il peut être toutefois intéressant de les voir participer à un réglage à court terme, en début de défaut afin de limiter les creux ou pics de fréquence. Dans ce cas il est possible de les faire fonctionner avec une réserve d'énergie cinétique constante, exploitable en cas de défaut, et de limiter ainsi les pertes de production.

#### Contrôle et principe

Comme précédemment on va venir agir sur la vitesse de rotation, mais cette fois-ci en contrôlant la réserve d'énergie cinétique  $E_{CS}$  stockée. À partir de l'équation (Eq. 4.2) et de la vitesse optimale issue du MPPT  $\Omega_{G\_opt}$  il est possible de déterminer la vitesse correspondant au stockage désiré  $\Omega_{G2}$  (Eq. 4.5). La différence de vitesse entre ces deux points de fonctionnement peut ainsi être utilisée pour participer à court terme au maintien de la fréquence (Fig. 4.17).

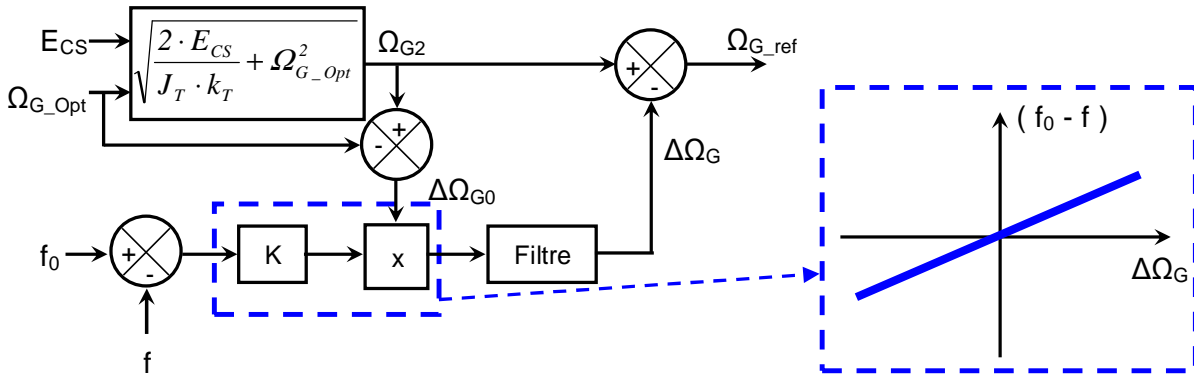


Figure 4.17 : Implantation du contrôle de puissance à stockage d'énergie cinétique constant

Comme pour la stratégie précédente, afin de limiter les variations brutales de puissance en cas de défaut, la consigne d'écart de vitesse  $\Delta\Omega_G$  est filtrée (filtre du premier ordre). La référence de vitesse s'exprime donc :

$$\Omega_{G2} = \sqrt{\frac{2 \cdot E_{CS}}{J_T \cdot k_T} + \Omega_{Opt}^2} \quad (4.5)$$

$$\Omega_{G\_ref} = \Omega_{G2} - \Delta\Omega_G$$

$$\text{avec : } \Delta\Omega_G = (f_0 - f) \cdot K \cdot \Delta\Omega_{G0} \cdot \frac{1}{1 + \tau s} \quad (4.6)$$

$$\Delta\Omega_{G0} = \Omega_{G2} - \Omega_{Opt}$$

La comparaison du fonctionnement à décharge constante et de celui-ci présenté ici est illustrée **Figure 4.18**. Elle est faite entre une décharge constante de 10% et un stockage constant de 0,1 kWh. Cette énergie bien que faible pourrait permettre de délivrer une puissance supplémentaire constante d'environ 35 kW pendant 10s ( $\approx 70$  kW pendant 5s), ce qui sur un parc constitué de dix éoliennes représente tout de même 350 kW à 700 kW. Ces temps correspondent à ceux des chutes de fréquence (avant stabilisation par le réglage primaire) que l'on peut rencontrer sur les réseaux insulaires.

Dans l'exemple présenté, à faible vitesse de vent le stockage de 0,1 kWh demande une augmentation de vitesse plus importante que pour la décharge de la turbine de 10%. Toutefois, à ces vitesses de vent la puissance produite est faible ( $\approx 10\% P_{Nom}$  à  $v = 5,2$  m/s) : il est probable que le taux de pénétration soit important et donc que les éoliennes sont fortement sollicitées. Dans ce cas les réserves de puissance et/ou d'énergie pourraient être fortement réduites.

L'intérêt de fonctionner avec un stockage d'énergie cinétique constant apparaît à partir du moment où la dégradation de puissance est moins importante qu'avec une réserve de puissance constante. Cela permet de réduire la décharge de la turbine et de limiter ainsi les pertes de production.

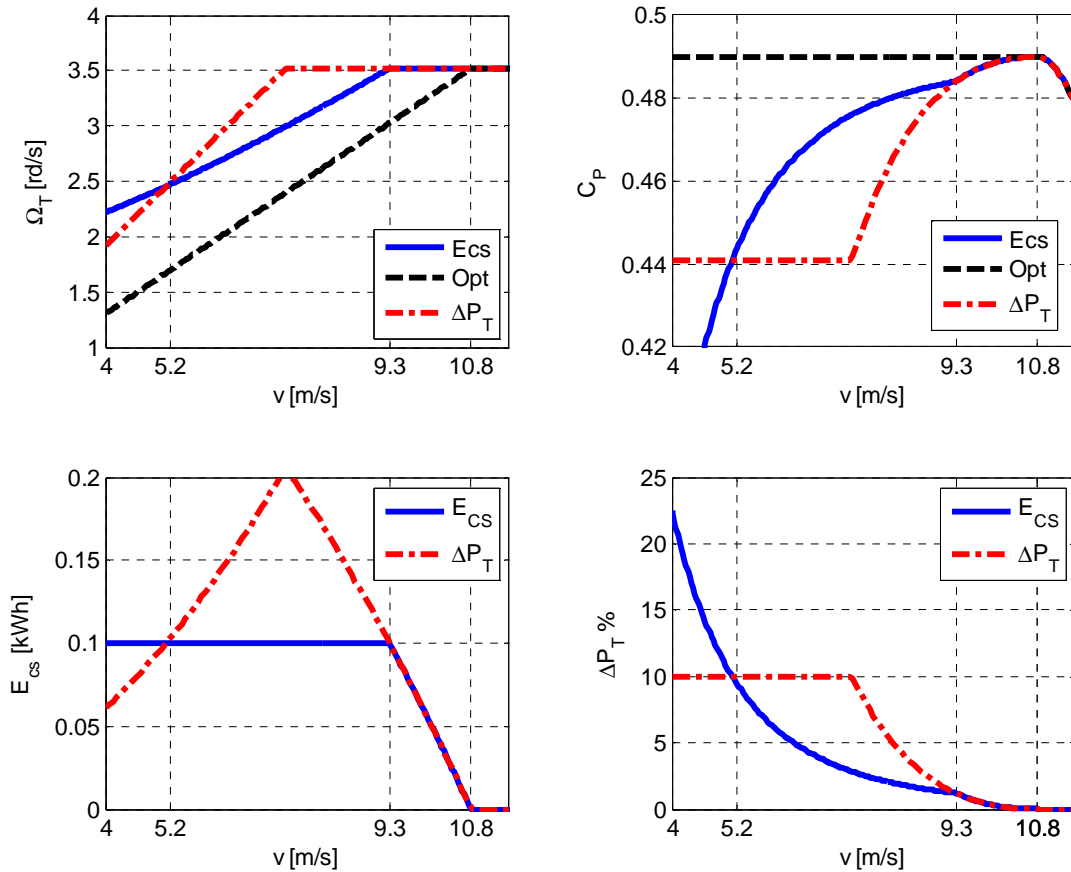


Figure 4.18 : Fonctionnement avec stockage constant ( $E_{CS}$ ) comparaison avec fonctionnement à décharge constante ( $\Delta P_T$ )

### Résultats : cas de la structure MS

Le comportement d'une éolienne à base de MS lors d'une variation de fréquence est présenté sur la **Figure 4.19**. Ici la réserve d'énergie stockée est réglée à  $0,1 kWh$  et le réglage mis en place permet de libérer toute l'énergie stockée pour une chute de fréquence de  $2 Hz$ . On observe que l'éolienne répond à la variation de fréquence en libérant l'énergie cinétique stockée au niveau de sa turbine par diminution de sa vitesse de rotation. Du point de vue électrique cela se traduit par une forte augmentation de puissance ( $P_{Elec} > P_T$ ).

En ralentissant la turbine change également de point de fonctionnement ( $C_p, \lambda$ ) (**Fig. 4.20**) et augmente ainsi son rendement, c'est pourquoi il y a augmentation de la puissance de la turbine  $P_T$  avec la chute de fréquence. Ce comportement identique à celui rencontré avec la stratégie de contrôle à décharge constante ne correspond pas vraiment à un réglage primaire classique, puisqu'on ne contrôle pas  $P_T$  et que la relation entre  $P_T$  et  $\Omega_T$  n'est pas linéaire (caractéristique de la turbine  $C_p$ ).



Avec le retour de la fréquence, la réserve d'énergie cinétique est reconstituée. Les même remarque que précédemment peuvent être faites. Pour des raisons de temps de simulation le retour de fréquence a été réduit : ceci a pour effet de faire ressentir le stockage d'énergie cinétique sur la puissance électrique qui chute rapidement. Avec un retour plus lent (plus réaliste) la recharge d'énergie aurait beaucoup moins d'impact sur la puissance électrique.

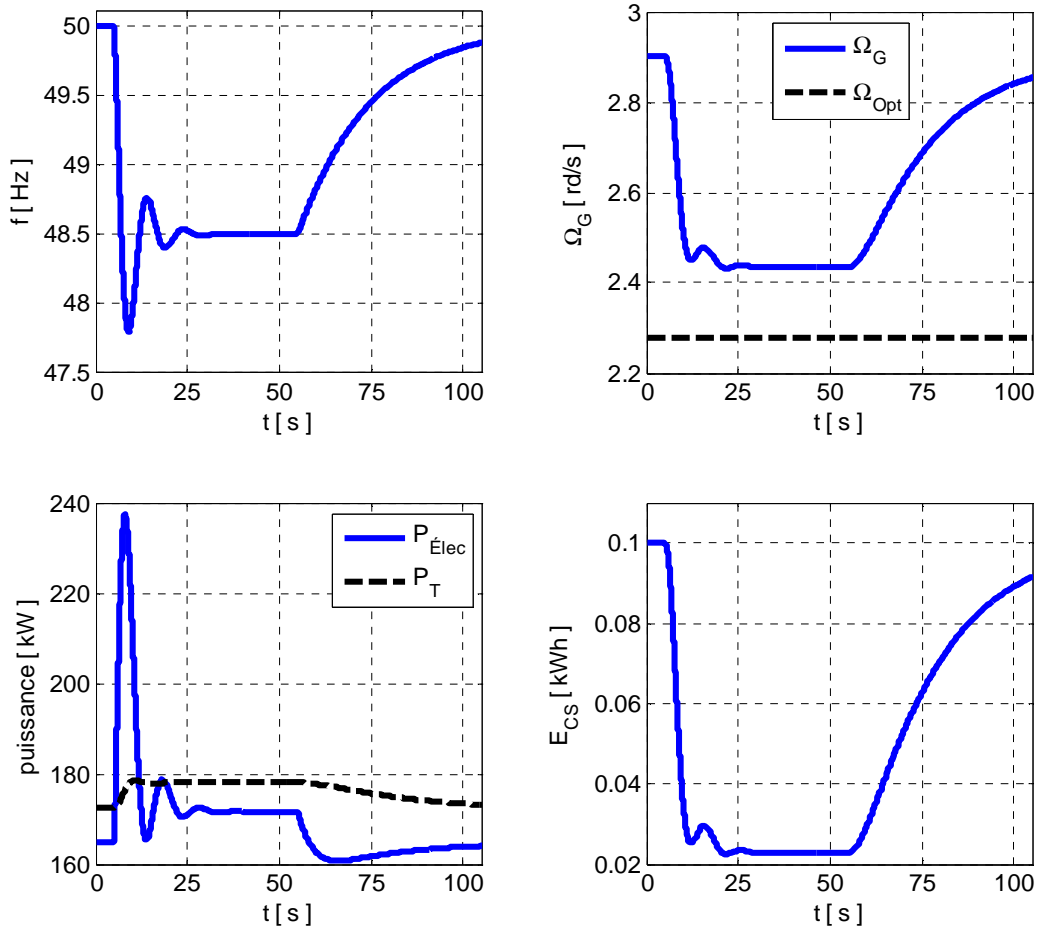


Figure 4.19 : Comportement de la structure MS fonctionnant avec contrôle de stockage d'énergie cinétique constant

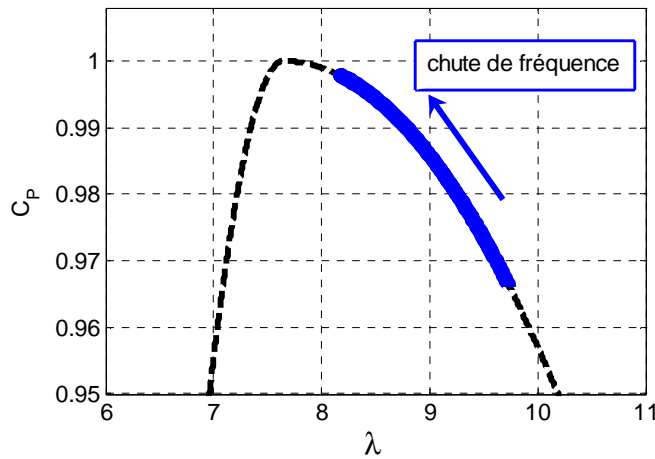
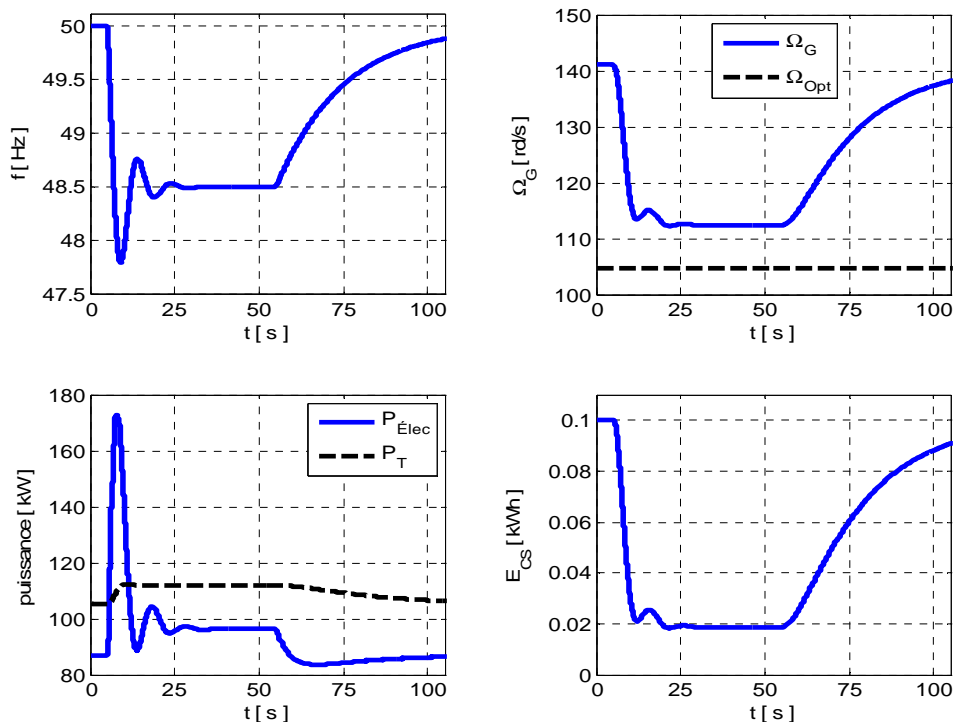


Figure 4.20 : Variation du point de fonctionnement

### Conclusion sur le fonctionnement à stockage d'énergie cinétique constant

Le contrôle de l'énergie stockée au niveau de la turbine peut permettre de réduire les pertes de production par rapport à un fonctionnement avec une réserve de puissance constante. La mise en place d'un contrôle de cette réserve permet aux éoliennes à vitesse variable de participer au maintien de la fréquence à court terme, en libérant l'énergie stockée en début de défaut.

La même stratégie de contrôle a été implantée sur la structure MASDA. Les résultats obtenus sont comparables à ceux de la structure MS. Sur la *figure 4.21* on peut observer le comportement de cette structure. Ici la variation de fréquence est plus lente qu'avec la stratégie précédente c'est pourquoi il n'apparaît pas d'oscillations dues à la transmission.



*Figure 4.22 : Comportement de la structure MASDA fonctionnant avec contrôle de stockage d'énergie cinétique constant*

### **2.2.3. Conclusion sur les moyens de contrôle des éoliennes pour la participation au réglage de fréquence**

Les trois technologies prises en compte dans ces travaux ont la capacité de participer au réglage primaire de fréquence. Différentes solutions ont été mises en œuvre pour parvenir à répondre à ce service. Le contrôle de l'angle de calage des pales, applicable aux trois structures, permet de contrôler la puissance captée par la turbine et donc la puissance injectée sur le réseau. Ce contrôle est disponible sur toute la plage de fonctionnement des éoliennes. Pour les structures à vitesse variable il est possible en charge partielle d'effectuer le contrôle de la puissance active par celui de la vitesse de rotation. Les stratégies mises en œuvre permettent soit une participation à long terme (réglage primaire classique) soit une participation à court terme avec la gestion de l'énergie cinétique stockée au niveau de la turbine. L'intérêt qui réside dans cette seconde stratégie est de pouvoir réduire les pertes de production tout en participant au maintien de la fréquence.

### **3. Conclusion**

L'étude sur la tenue aux variations de fréquence a montré que les éoliennes étaient capables de subir des variations importantes. Elles peuvent donc fonctionner dans les plages de fréquence définies par les différentes réglementations pour ne pas venir perturber le système en cas de défaut ; exemple de l'évènement du 4 novembre 2006.

En plus de cela, nous avons pu constater que les trois technologies prises en compte dans ces travaux ont la capacité de participer au réglage primaire de fréquence. Différentes solutions ont été mises en œuvre pour parvenir à répondre à ce service. Le contrôle de l'angle de calage des pales, applicable aux trois structures, permet de contrôler la puissance captée par la turbine et donc la puissance injectée sur le réseau. Ce contrôle est disponible sur toute la plage de fonctionnement des éoliennes. Pour les structures à vitesse variable il est possible, en charge partielle, d'effectuer le contrôle de la puissance active par celui de la vitesse de rotation. Les stratégies développées permettent soit une participation à long terme (réglage primaire classique), soit une participation à court terme avec la gestion de l'énergie cinétique stockée au niveau de la turbine. L'intérêt qui réside dans cette seconde stratégie est de pouvoir réduire les pertes de production tout en participant au maintien de la fréquence.

Il ne reste plus qu'à étudier l'apport des éoliennes à la participation au réglage primaire de fréquence. Cette étude fait l'objet du *Chapitre 5*.

## Chapitre 5

### *Étude de l'insertion de parcs éoliens mixtes en milieu insulaire*

#### *Application du réglage primaire de fréquence*

---

*Maintenant que les capacités et moyens de gestion des puissances réactive et active ont été présentées et que la structure MS a été retenue pour accompagner les éoliennes à vitesse fixe dans le cadre de parc éolien mixte, nous allons aborder l'étude de l'insertion de tels parcs en milieu insulaire. On s'intéressera plus particulièrement à la participation au réglage primaire de fréquence de ces parcs éoliens.*

*L'objectif ici est d'évaluer l'impact de l'énergie éolienne sur un système électrique de type insulaire lorsque celui-ci présente un défaut d'équilibre entre production et consommation. La réalisation de cette étude se fera avec l'utilisation d'EUROSTAG ; logiciel dédié à la simulation dynamique des réseaux électriques.*

*L'apport de la participation au réglage de fréquence des parcs éoliens mixte ainsi que leur comportement seront abordés. Les différentes méthodes de contrôle de la puissance active des éoliennes à vitesse variable, qui viennent d'être présentées Chapitre 4, seront également étudiées.*

*Pour commencer, nous allons apporter des précisions sur les spécificités des systèmes insulaires et présenterons le système considéré dans cette étude ainsi que sa modélisation.*

## 1. Les systèmes insulaires.

Les systèmes insulaires ont comme principale caractéristique d'être de petite taille et de ne posséder qu'un nombre limité de générateurs conséquents. Ils possèdent donc une faible puissance de court circuit et sont fortement sensibles aux variations de charge ou de production.

Les moyens de productions connectés à un réseau insulaire sont de faible puissance, de l'ordre de la  $100^{\text{e}}$  de MW. La faible inertie des générateurs connectés entraîne de fortes variations de fréquence lors de variations brutales de l'écart entre production et consommation. De plus la réserve de puissance nécessaire au réglage primaire de fréquence doit être répartie sur un nombre limité de générateurs, ce qui implique un compromis entre le surdimensionnement du parc de production (surcoût) et la minimisation des réserves de puissance au risque de voir augmenter la probabilité de délestage de charge.

La production d'électricité en milieu insulaire provient principalement de générateurs thermiques. La puissance de base est fournie par des groupes diesels qui ont un rendement élevé ( $\approx 38\%$ ) pour des gammes de puissances de l'ordre de la  $10^{\text{e}}$  de MW. Dans les systèmes insulaires d'une certaine taille il est d'usage que l'on trouve au sein du parc de production au moins une turbine à combustion. Du fait de son faible rendement ( $\approx 20\%$ ) ce type de production n'est employé qu'en cas d'urgence (mise en service rapide) ou lors de pointes de consommation car possédant une grande souplesse de contrôle (temps de réponse rapide). Par conséquent, les générateurs diesel sont les générateurs de prédilection des zones insulaires car ils possèdent de nombreux avantages : machine à piston donc rapide à démarrer, temps de réponse rapide et ne nécessitant pas de source froide pour son fonctionnement. Toutefois le coût du carburant (fioul) est élevé et est soumis à la variation des cours du pétrole.

En milieu insulaire le coût de l'énergie est donc élevé, conséquence de l'utilisation de combustibles coûteux sujets aux variations du cours du pétrole. Dans ce contexte les énergies renouvelables et celles produites localement ont de forts atouts. Le cas français (Corse + DOM TOM) illustre bien cela avec l'utilisation systématique des ressources hydrauliques lorsqu'elles sont disponibles, ainsi que celles de la biomasse dans les centrales charbon bagasse (résidu de la canne à sucre) aux Antilles et à la Réunion et de la géothermie comme à Bouillante en Guadeloupe par exemple. Les ressources solaires et éoliennes sont également abondantes dans ces régions insulaires et leur exploitation devient de plus en plus importante. EDF SEI (gestionnaire des réseaux insulaires français) prévoit en 2015 pour l'ensemble des systèmes insulaire français une production de 485 GWh à partir des ressources éoliennes et de 434 GWh pour le solaire. En 2006 celles-ci étaient respectivement de 89 GWh et 9 GWh, et la production totale de renouvelable avec en tête l'hydraulique, la bagasse et la géothermie représentait 24,3% de la production électrique [SEI 07]. Les zones insulaires apparaissent donc comme des zones d'innovation et de fort dynamisme dans le secteur des énergies renouvelables, notamment à cause du prix élevé du pétrole qui abaisse le seuil de compétitivité de ces technologies.

## 2. Système insulaire étudié.

L'étude de l'intégration de parcs éoliens en milieu insulaire a été réalisée avec le logiciel EUROSTAG. EUROSTAG [EUR] est un logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques. Il est basé sur un algorithme à pas variable et à ordre variable qui permet l'analyse de phénomènes électriques lents ou transitoires. Étant dédié à ce type d'étude il est par conséquent mieux adapté que MatLab/Simulink<sup>TM</sup>. De plus il possède tous les éléments nécessaires à l'étude du fonctionnement des réseaux électriques et offre un grand choix de modèles standard de régulation.

### 2.1. Description du système

Le réseau utilisé pour l'étude de l'intégration de parcs éoliens mixtes est un réseau fictif mais toutefois proche de ceux l'on peut rencontrer en milieu insulaire (**Fig. 5.1**). Il est constitué d'un réseau de transport de  $90\text{ kV}$  sur lequel on trouve des nœuds de charge (N90KV\_CHi) et de production (N90KV\_THi et N90KV\_H). Les paramètres du réseau (lignes et transformateurs) sont donnés **Annexe C-1**. Les moyens de productions classiques sont directement raccordés au réseau de transport par l'intermédiaire de leur propre transformateur régleur en charge ( $90\text{ kV} / 5,5\text{ kV}$ ). Ces moyens sont :

- 1 Turbine à combustion (TAC) d'une puissance de 20 MW (TAC)
- 4 groupes diesels d'une puissance de 8 MW chacun (DIES1, DIES2, DIES3, DIES4)
- 2 centrales hydroélectrique de 25 MW chacune (HYD1, HYD2)

De manière à simplifier le système électrique à simuler, les réseaux de distribution et les consommateurs qui y sont raccordés sont représentés par de simples charges. Ces charges agrégées, au nombre de trois, fonctionnent sous une tension de  $20\text{ kV}$  et sont raccordées aux réseau de transport par l'intermédiaire de transformateurs régleur en charge ( $90\text{ kV} / 21\text{ kV}$ ). Un dispositif de banc de compensation d'énergie réactive est également présent à chaque nœud de charge (NCHi).

Les productions thermiques sont regroupées en un point proche de la zone de consommation la plus conséquente (N90KV\_CH1), ce qui est typique des petits systèmes insulaires. Les productions hydroélectrique sont quant à elles écartées des zones de consommation (N90KV\_H).

Trois parcs éoliens d'une puissance nominale de  $5,28\text{ MW}$  sont insérés au niveau de chaque nœud de charge ( $20\text{ kV}$  : NCHi). Ils possèdent tous huit turbines de  $660\text{ kW}$ , ce qui représente une puissance totale installée de  $15,84\text{ MW}$ . Cette étude s'intéressant au réglage primaire de fréquence, donc à la gestion de la puissance active, les réseaux internes constituant les parcs éoliens n'ont pas été considérés. Ce choix se justifie du fait que la prise en compte ou non de ces lignes influencent peu les échanges de puissance active et que lors des défauts liés à l'équilibre production/consommation – de puissance active – la tension varie à priori peu.

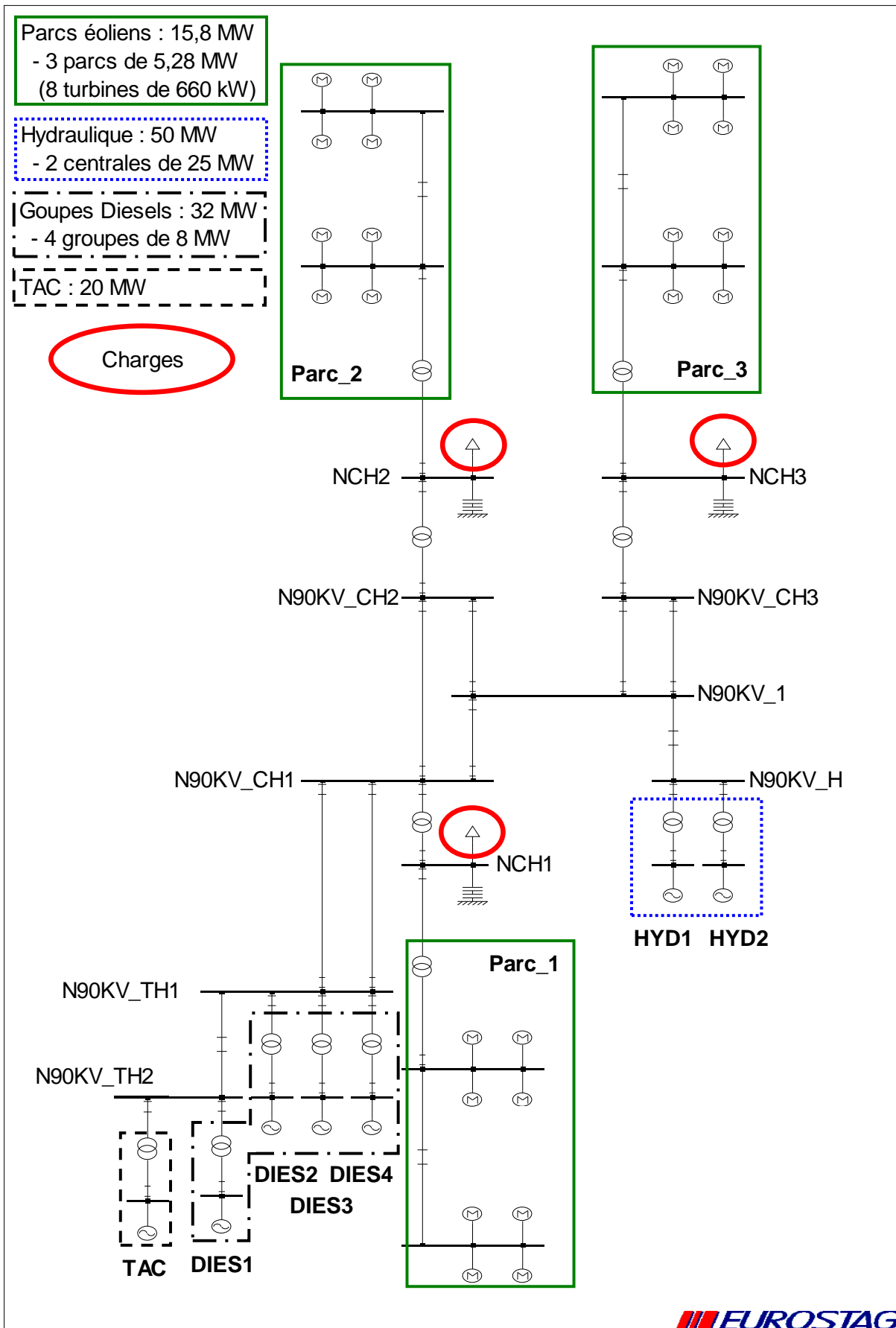
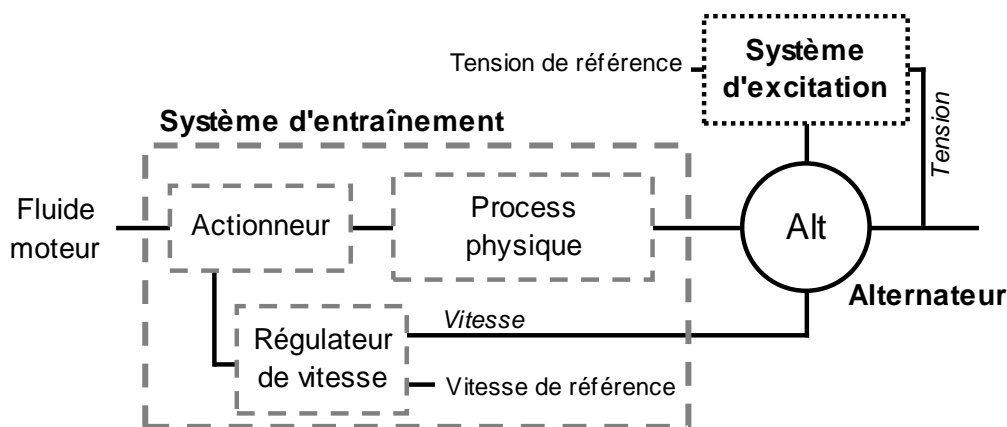


Figure 5.1 : Réseau insulaire

## 2.2. Description des modèles constituant les éléments du système insulaire

Dans cette étude les modèles doivent être suffisamment précis pour tenir compte des phénomènes électromécaniques et électromagnétiques qui apparaissent lors de transitoires dus à une variation brutale entre production et consommation. Le logiciel EUROSTAG étant notamment dédié à cet effet, il met à disposition des modèles adaptés à ce type d'étude. Ce sont ces modèles qui sont utilisés pour représenter l'ensemble des différents groupes de production classique (alternateur, système d'entraînement et d'excitation) (*Fig. 5.2*).



*Figure 5.2 : Eléments constituant la modélisation d'un groupe de production classique*

Tous ces modèles ont été développés sur les standards américains de l'IEEE (*Institut of Electrical and Electronic Engineers, Inc*), c'est pourquoi leur description n'entrera pas dans les détails. Le lecteur qui souhaiterait obtenir de plus amples informations au sujet de ces modèles est invité à consulter l'ouvrage de référence de ces standards : « *Power System Stability and Control* » [Kun 94].

### 2.2.1. Alternateurs

L'alternateur convertit l'énergie mécanique, fournie par une turbine ou un moteur, en énergie électrique. Le même modèle d'alternateur est utilisé pour tous les groupes de production classique (TAC, GD et CHy). Le modèle utilisé sous EUROSTAG est un modèle classique fortement répandu dans la littérature : sa description ne sera par conséquent pas détaillée. Il est défini par ses paramètres « externes » (réactance et constante de temps) et ne tient pas compte de la saturation. Les paramètres de chaque alternateur sont donnés en **Annexe C-2**. Pour la TAC la puissance nominale de l'alternateur est de 28,3 MVA, elle est de 10,1 MVA pour les groupes diesel et de 33,6 MVA pour les centrale hydroélectrique. Ils fonctionnent tous sous une tension de 5,5 kV.

### 2.2.2. Système d'excitation

Le système d'excitation d'un alternateur permet de contrôler son état magnétique donc d'assurer la conversion d'énergie et l'échange de puissance réactive avec le réseau. C'est par le biais de ce système que l'on va contrôler la tension aux bornes des alternateurs.



Le système d'excitation est constitué d'une boucle de régulation assurant le réglage primaire de tension. Cette boucle est plus communément connue par sous le nom d'*Automatic Voltage Regulation* (AVR).

Il comporte également une régulation permettant de stabiliser les oscillations de puissance (0,1 Hz et 2,5 Hz) : *Power System Stabilizer* (PSS). Cette régulation permet dans une certaine mesure de stabiliser l'angle rotorique de l'alternateur et ainsi de maintenir ou reprendre le synchronisme avec le système [STE 05].

Enfin il intègre des fonctions de limitation de sous-excitation et de sur-excitation.

Dans EUROSTAG on associe à chaque alternateur le macrobloc représentant ce système : AVR+PSS. La *figure 5.3* illustre ce système (l'intégralité du système ainsi que la valeur des paramètres est fournie *Annexe C-3*).

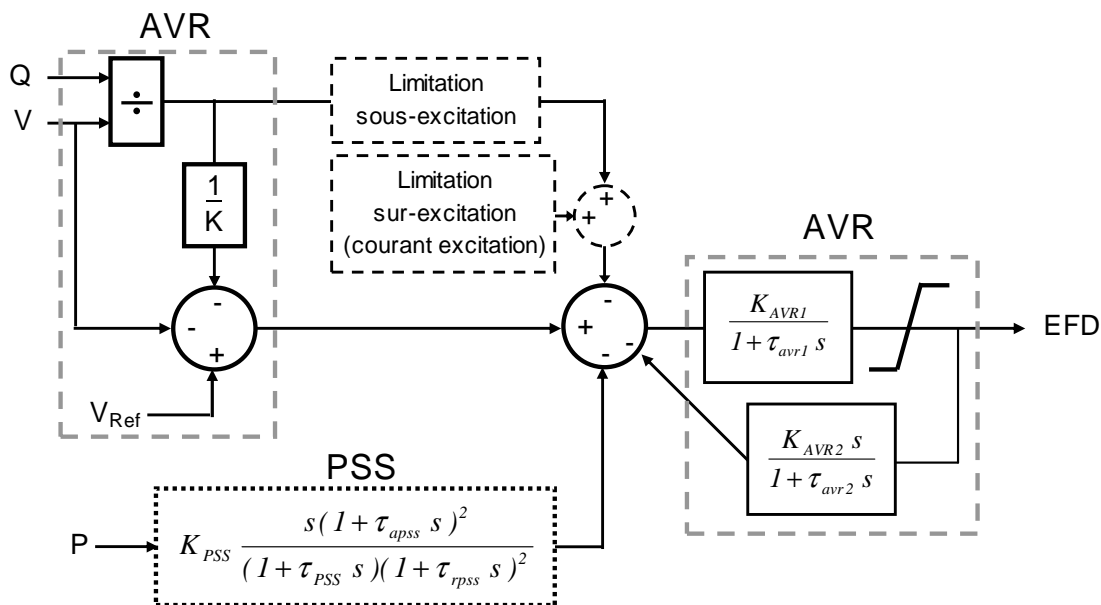


Figure 5.3 : Système d'excitation des alternateurs (AVR + PSS)

### 2.2.3. Systèmes d'entraînement

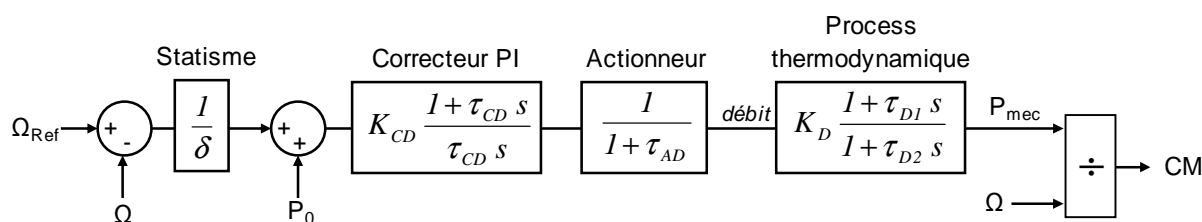
La modélisation du système d'entraînement d'un groupe de production doit tenir compte des caractéristiques dynamiques du système représenté. Il est constitué de l'actionneur permettant de contrôler le fluide moteur, du procédé physique assurant la conversion d'énergie en énergie mécanique (moteur ou turbine) et du régulateur de vitesse permettant le contrôle de la puissance active (*Fig. 5.2*). L'actionneur et le processus physique de conversion des différents types de production sont modélisés par une fonction de transfert qui traduit au mieux le comportement dynamique du système représenté.

#### 2.2.3.1. Groupes diesels

Le modèle des groupes diesels (DIESEL) possède un régulateur de vitesse intégrant le statisme et un dosage accélérométrique. L'actionneur de commande de débit des pompes d'injection est équivalent à une fonction de transfert du premier ordre et le process thermodynamique à une

fonction de transfert avance/retard (avec prise en compte d'une turbosoufflante). Le système d'entraînement simplifié est présenté sur la **Figure 5.4**.

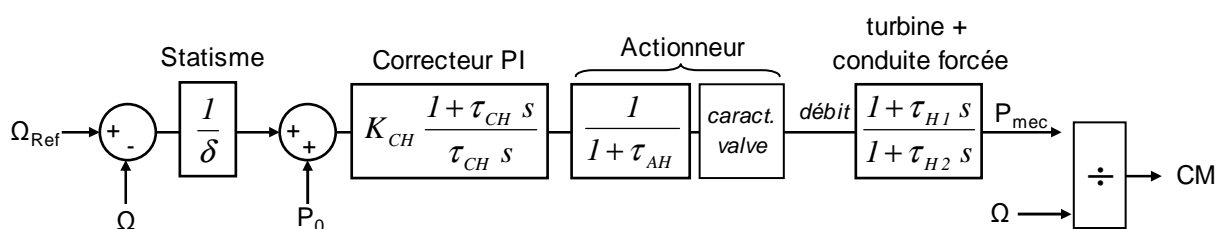
Sa modélisation complète ainsi que les valeurs des paramètres sont présentées **Annexe C-4**.



**Figure 5.4** : Système d'entraînement simplifié d'un groupe diesel

### 2.2.3.2. Centrales Hydroélectrique

Pour tenir compte du comportement dynamique des centrales hydroélectriques on utilise le modèle GOVHYDR. Il tient compte de la dynamique de la turbine et de celle de la conduite forcée (filtre avance/retard), de l'ouverture de la valve et du débit en fonction de la caractéristique de la valve. Il intègre aussi le régulateur de vitesse (proportionnel intégral) et le statisme (modèle complet et paramètres **Annexe C-5**).



**Figure 5.5** : Système d'entraînement simplifié d'un groupe hydraulique

### 2.2.3.3. Turbine à combustion

Le modèle simplifié d'une turbine à gaz, valable pour les systèmes à cycle simple avec un seul arbre, proposé par EUROSTAG (TURGAZ1) prend en compte :

- Un régulateur de vitesse classique avec statisme qui agit directement sur la commande du fioul ainsi qu'une limitation sur la vitesse de variation de puissance et d'accélération du groupe.
- Le système de commande de fioul utilisé pour répondre à la demande de puissance. Ce système intègre une régulation de la température d'échappement. La consigne de cette température est calibrée en temps réel pour tenir compte de la température ambiante.
- Le procédé de la turbine à gaz est modélisé par un filtre du premier ordre et une fonction algébrique liant la puissance mécanique au débit du fioul par rapport au débit de l'air. La constante du temps du filtre prend en compte le temps de combustion, la décharge du compresseur et les retards de transport et évacuation.

Ce modèle est valide pour des vitesses contenues dans la plage de 95% à 107%. On retrouvera le modèle complet et la valeur de ces paramètres **Annexe C-6**.

#### 2.2.4. Modèle de charge

Il existe de nombreux type de charge sur les réseaux électrique. Chaque type de charge possède un comportement qui lui est propre et qui doit être pris en compte dans sa modélisation. Dans l'étude des systèmes électriques de tailles conséquentes il est d'usage de regrouper une zone de charge et de ne la représenter que par un seul modèle. Ceci permet de réduire la complexité de l'ensemble du système tout en conservant une bonne approximation de son comportement.

On distingue généralement deux types de charge : les charges statiques et le charges dynamiques.

Les charges dynamiques sont majoritairement des charges mettant en œuvre des moteurs électriques : machines tournantes, climatisations, gros groupe de froid. Ces charges sont généralement représentées par un moteur de type asynchrone. On notera que l'emploi de plus en plus fréquent de dispositif d'électronique de puissance pour le contrôle des moteurs complexifie considérablement le comportement dynamique de ces charges et donc leur modélisation. Dans cette étude l'hypothèse est faite que la part de charge dynamique est négligeable devant celle des charges statiques, les seules charges modélisées sont donc des charges statiques.

Les charges statiques (éclairage, chauffage, cuisson, chauffe eau, ...) sont des charge dont les puissances varient instantanément avec les variation de tension ou de fréquence. Dans notre cas un modèle exponentiel est utilisé pour leur modélisation (Eq. 5.1).

$$\begin{aligned} P &= P_0 \cdot \left( \frac{U}{U_{nom}} \right)^\alpha \cdot \left( \frac{f}{f_{nom}} \right)^\gamma \\ Q &= Q_0 \cdot \left( \frac{U}{U_{nom}} \right)^\beta \cdot \left( \frac{f}{f_{nom}} \right)^\delta \end{aligned} \tag{5.1}$$

Les coefficients  $\alpha$ ,  $\gamma$ ,  $\beta$  et  $\delta$  de ce modèle dépendent du type de charge et peuvent varier suivant la période de l'année. Ici chaque charge représente l'ensemble réseau de distribution plus charges d'un départ HTB/HTA. La valeur des coefficients ont été fournis par EDF R&D et sont :

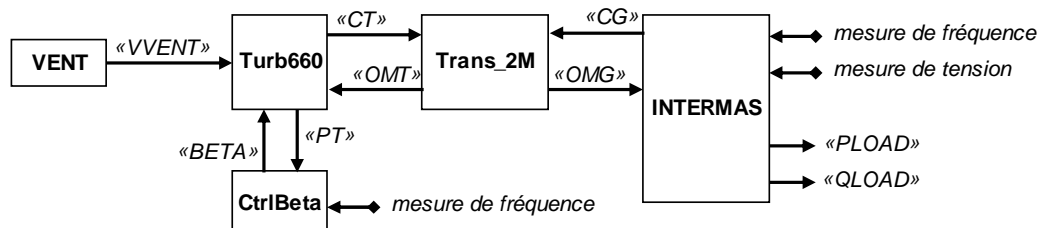
$$\alpha = 1 ; \beta = 2 ; \gamma = 1 ; \delta = 0 .$$

#### 2.2.5. Systèmes éoliens

Les systèmes éoliens considérés dans cette étude sont les structures MAS et MS. Leur modélisation est identique à celle utilisée sous Matlab/Simulink<sup>TM</sup> (Chapitre 2) et est réalisée sous EUROSTAG à l'aide de l'éditeur de modèle. L'intégration de chaque éolienne au réseau est réalisée par le biais d'un injecteur de puissance (P/Q) auquel sont rattachés les macroblocs correspondant au système éolien en question.

Pour plus de clarté et de flexibilité dans l'utilisation des modèles, les différents éléments constituant les systèmes éoliens ont été modélisés séparément. Les schéma « macro »-blocs constituant les deux structures d'éoliennes sont présentés pour un fonctionnement normal **Figure 5.6.**

### Structure MAS



### Structure MS

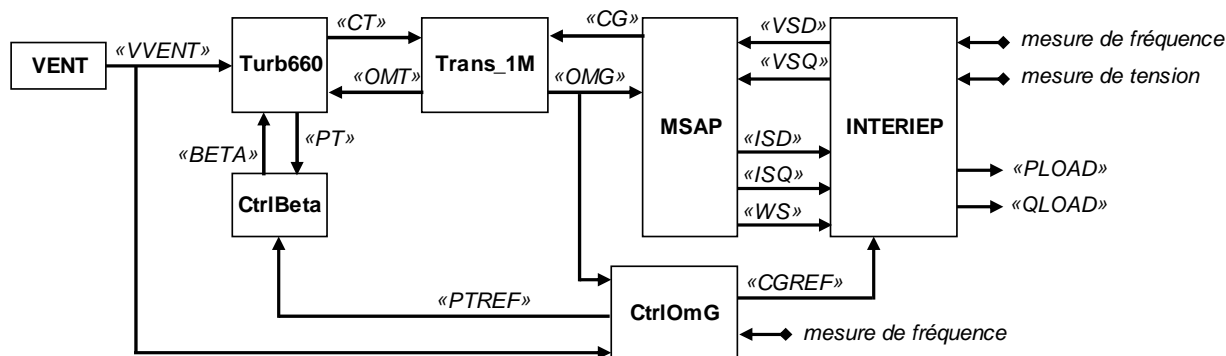


Figure 5.6 : Macroblocs constituant les structures MAS et MS (EUROSTAG)

- **Turb660** qui modélise la turbine. Il détermine le coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent (*VVENT*), de l'angle de calage (*BETA*) et de la vitesse de rotation de la turbine (*OMT*), et fournit la valeur du couple de la turbine (*CT*) au macrobloc représentant la transmission mécanique (**Trans\_1M** ou **Trans\_2M**).
- **CtrlBeta** représente la partie de contrôle de l'angle de calage et le comportement dynamique des pales à ce contrôle. Pour la participation au réglage primaire de fréquence on y intègre un statisme (*Chapitre 4 §2.2*).
- **Trans\_1M** et **Trans\_2M** sont respectivement les modèles de transmission mécanique à une masse, utilisé pour la structure MS, et celui à 2 masses dans le cas de la structure MAS.
- **INTERMAS** est le modèle de la machine asynchrone. C'est ce macrobloc qui fait le lien entre le système éolien et le réseau en fournissant les valeurs de puissance active et réactive (*PLOAD* et *QLOAD*) à l'injecteur de puissance.
- **MSAP** correspond au modèle de la machine synchrone à aimants permanents.
- **CtrlOmG** contient la régulation de vitesse de la structure MS et fournit la référence de couple (*CGREF*) contrôle du convertisseur côté machine. Il contient le MPPT ainsi que le contrôle de la puissance active pour la participation au réglage de fréquence (*Chapitre 4 §2.2*).
- **INTERIEP** représente l'ensemble de l'interface d'électronique de puissance de la structure MS : modèles et contrôle des convertisseurs et du bus continue. C'est lui qui est directement associé à l'injecteur de puissance.

Pour effectuer une simulation dynamique de réseau il est de rigueur de partir d'un point de fonctionnement donné correspondant à un régime permanent. Pour cela EUROSTAG initialise les variables du système à partir d'un calcul de répartition de charge (Load Flow). Il détermine ainsi les valeurs des tensions et courants ainsi que les puissances active et réactive au nœud bilan [EUR.1]. À partir de ces résultats les variables d'état des différents modèles sont initialisées de manière à obtenir l'état d'équilibre du système (entrée nulle des intégrateurs). Chaque modèle dispose donc de fonctions d'initialisation. Les fonctions d'initialisation des systèmes éoliens sont présentées **Annexe C-7**.

### **3. Étude de la participation de parcs éoliens mixtes au réglage de fréquence**

Cette étude propose d'étudier l'impact de l'insertion d'énergie éolienne sur la stabilité en fréquence du système insulaire présenté précédemment. Différents scénarios seront présentés afin d'aborder :

- L'apport de la participation au réglage de fréquence des parcs éoliens
- Le comportement des parcs éoliens mixtes
- L'influence de l'utilisation de l'inertie de la turbine en charge partielle pour les éoliennes à vitesse variable

#### **3.1. Conditions globales de simulation**

##### **3.1.1. Groupes de production classique**

Dans tous les résultats présentés ici l'état de charge du réseau sera considéré moyen ou faible, il ne sera par conséquent pas fait usage de la turbine à combustion. Le comportement dynamique de ce type de production en présence d'éolienne a été étudié dans [Eme 09].

Les groupes diesels et centrales hydroélectriques participent au réglage de fréquence avec un statisme respectif de  $\delta_D = 4\%$  et  $\delta_H = 5\%$ . L'énergie réglante (Eq. 5.2) d'un groupe diesel est donc de  $4 \text{ MW/Hz}$  et de  $10 \text{ MW/Hz}$  pour une centrale hydroélectrique.

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{P_{Nom}}{f_{Nom}} \quad (5.2)$$

### 3.1.2. Parcs éoliens

Hormis dans la partie concernant l'étude de la mixité, les trois parcs éoliens seront mixtes, composés de 50% d'éoliennes à vitesse fixe et 50% d'éoliennes à vitesse variable.

Les stratégies de contrôle de la puissance active des éoliennes ont été présentées **Chapitre 4**. Pour l'ensemble des simulations les éoliennes fonctionnent avec une réserve de puissance constante, le statisme implanté sur chaque éolienne est de  $\delta_E = 5\%$ . C'est donc la stratégie de fonctionnement à décharge constante qui est utilisée pour les éoliennes à base de MS (sauf, comme il le sera précisé, dans le cas de l'étude de la mixité). L'étude de l'apport inertiel se fera donc pour un fonctionnement à puissance réduite, ou seul la vitesse intervient dans le contrôle de la puissance active.

Avec le statisme mis en place pour les éoliennes (**Chapitre 4**) l'énergie réglante d'une éolienne dépend de la valeur du statisme et de la puissance maximale que peut extraire la turbine ( $P_{Tdispo}$ ) à une vitesse de vent donnée (Eq. 5.3).

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{P_{Tdispo}}{f_{Nom}}$$

avec

(5.3)

$$P_{Tdispo} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta)$$

On considèrera que toutes les éoliennes ont la même vitesse de vent et que celle-ci est constante pendant toute la durée de simulation. Cela facilite l'analyse du comportement de la production éolienne.

Enfin, dans le cas où des éoliennes à vitesse variable sont présentes au sein des parcs éoliens, ces dernières participent au réglage de tension. Le contrôle de la tension se fait au niveau du point de raccordement. La consigne de puissance réactive fournie par le correcteur  $Q_{Parc}^*$  est ensuite répartie équitablement entre les différentes éoliennes  $Q_{Ei}^*$ . Dans le cas où les éoliennes ne possèdent pas le même point de fonctionnement il est possible de répartir équitablement leur contribution en fonction de leur capacité  $Q_{Ei\_dispo}$  (Eq. 5.4) [Han 05].

$$Q_{Ei}^* = \frac{Q_{Ei\_dispo}}{Q_{Parc\_dispo}} \cdot Q_{Parc}^* \quad \text{avec} \quad Q_{Parc\_dispo} = \sum_{i=1}^n Q_{Ei\_dispo}$$
(5.4)

## 3.2. Participation des parcs éoliens mixte au réglage de fréquence

Pour évaluer l'apport de la participation des parcs éoliens au réglage primaire de fréquence trois scénarios ont été définies, pour lesquelles les groupes diesels et les centrales hydrauliques sont en fonctionnement et où la consommation totale des charges est de 50 MW. Le défaut simulé sera une perte de 4 MW de production, due à la déconnexion d'un groupe diesel.

### 3.2.1. Description des scénarios

Scénario 1 : dans ce scénario la production éolienne est nulle, il s'agit du scénario de référence. La répartition de la production est faite sur l'ensemble des groupes diesels et centrales hydrauliques.

Scénario 2 : ici nous considérerons un taux de pénétration de la production éolienne d'environ 24%. Les parcs éoliens ne participent pas au réglage de fréquence. Tous les autres moyens de production (hormis la TAC) sont en fonctionnement.

Scénario 3 : ce scénario est identique au précédent mis à part que les parcs éoliens participent au réglage de fréquence avec une réserve de puissance 10%, répartie équitablement sur chaque turbine.

La répartition de la production entre les différents types de production pour chaque scénario est présentée **Tableau 5.1**. On remarquera que la totalité de l'apport de la production éolienne (scénarios 2 et 3) est effacée des groupes diesels (scénario 1). Ceci se justifie économiquement si les réserves hydrauliques sont considérées suffisantes mais aussi par le fait que seuls les groupes diesels sont capables de répondre aux fluctuations de la production éolienne.

	Scénario 1		Scénario 2 et Scénario 3	
	P [MW]	%	P [MW]	%
Groupes Diesels	20,4	40,4	8,4	16,6
Centrales Hydrauliques	30	59,6	30	59,6
Parcs éoliens	0	0	12	23,8

**Tableau 5.1** : répartition de la production

### 3.2.2. Conditions de simulation

Dans cet exemple les éoliennes sont proches de leur fonctionnement nominal, la puissance totale disponible est de 13,3 MW. Avec un statisme de  $\delta_E = 5\%$ , l'énergie réglante de l'ensemble de la production éolienne est de  $K_E = 5,32 \text{ MW/Hz}$ .

L'énergie réglante d'un système électrique correspond à la somme des énergies réglante de chaque groupe. On a donc pour les scénarios 1 et 2 une énergie réglante totale, après la perte d'un groupe diesel, de  $K_{1,2} = 32 \text{ MW/Hz}$  et de  $K_3 = 37,32 \text{ MW/Hz}$  dans le cas du scénario 3.

### 3.2.3. Analyse des résultats

Pour les scénarios 1 et 2 l'énergie réglante étant identique, la perte de 4 MW de production devrait théoriquement conduire à une variation de fréquence après action du réglage primaire de  $\Delta f_{1,2} = 125 \text{ mHz}$ . Pour le scénario 3 cette variation devrait être de  $\Delta f_3 = 107,2 \text{ mHz}$ . D'après les résultats obtenus (**Fig. 5.7**) ces variations de fréquence sont d'environ  $\Delta f_{1,2} = 120,3 \text{ mHz}$  et  $\Delta f_3 = 106,3 \text{ mHz}$ . Cette légère différence est due à la variation de charge engendrée par le changement de fréquence.

### **Scénario 1 : analyse du comportement des groupes de production classique**

On trouve dans la *Figure 5.7* les puissances injectées par les différents types de production présentent après le défaut.

La réponse de la production hydraulique est particulière : l'inertie de l'alternateur étant forte, le pic de puissance aux premiers instants du défaut est important. Celui-ci masque en partie le comportement du procédé physique des groupes hydrauliques qui est qu'avec l'ouverture brutale de la vanne se crée une dépression dans la conduite, c'est pourquoi on observe d'abord (après la réponse inertielle de l'alternateur) une réduction de la puissance avant de la voir augmenter progressivement [UII 08]. Dans le cas d'une fermeture brutale de la vanne, c'est une surpression qui apparaît dans la conduite. Dans les deux cas ceci provoque un « coup de bélier » au niveau de la conduite. Il est donc important de contrôler au mieux le pilotage de la vanne afin de limiter les contraintes mécaniques exercées sur la conduite. Ceci se fait au détriment du temps de réponse du groupe.

Le pic de puissance des groupes diesels au premier instant du défaut est dû comme pour les groupes hydrauliques à la réponse inertielle de l'alternateur en réponse à la variation brutale de fréquence. On constate tout de même que la réponse de ces groupes est rapide puisque après l'effet inertielle la puissance augmente rapidement.

La présence d'une grande quantité de puissance hydraulique dans les réseaux aggrave les chutes de fréquence lors de tel défaut et ceci se fait ressentir sur les groupes de production diesels qui sont d'autant plus sollicités.

### **Comparaison entre les scénarios 1 et 2**

Pour ces deux cas, les groupes participant au réglage de fréquence sont identiques ce qui explique que la variation de fréquence présente la même allure. La différence entre ces deux scénarios provient de la fluctuation de la production éolienne. Comme nous l'avons vu *Chapitre 4* (§ 1.2), cette fluctuation provient du comportement des éoliennes à vitesse fixe en réponse à la variation de fréquence. Ceci entraîne donc une légère augmentation du creux de fréquence : 49,39 Hz contre 49,45 Hz dans le premier cas.

Si ici la différence n'est pas significative, il faut voir que l'augmentation du taux de pénétration éolien peut entraîner l'arrêt de groupes de production. Dans une telle situation, si le statisme des groupes n'est pas modifié, l'énergie réglante du système s'en trouvera diminuée et aggraver la variation de fréquence en cas de défaut.



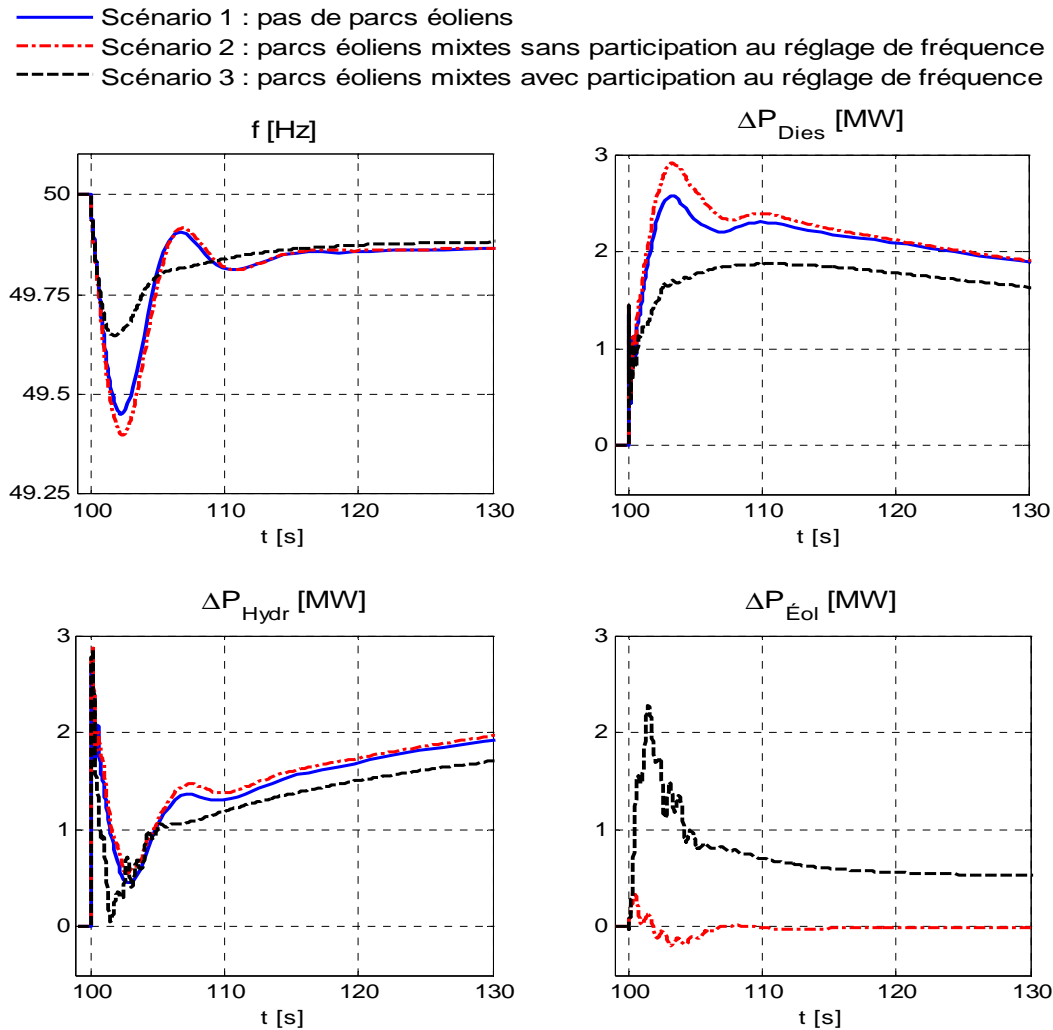


Figure 5.7 : Variation de fréquence et comportement dynamique des moyens de production suite à une perte de 4 MW de production.

### Scénario 3

La participation des parcs éoliens au réglage de fréquence améliore fortement le comportement du système électrique suite au défaut. La puissance injectée par les parcs éoliens compense le comportement des groupes hydraulique ; le creux de fréquence est fortement réduit : 49,64 Hz. Cela augmente également l'énergie réglante du système donc réduit la chute de fréquence après l'action du réglage primaire.

Le fait que les éoliennes à vitesse variable ne possèdent pas de comportement inertiel, du niveau d'un alternateur classique de puissance équivalente à celle du parc éolien dans son ensemble, réduit l'inertie totale du système, limitant ainsi les oscillations de fréquence pendant la phase transitoire.

Le temps de réponse rapide des éoliennes permet de réduire de manière significative la sollicitation des groupes diesels

Remarque : le comportement des différentes technologies d'éoliennes au sein des parcs sera étudié plus en détail ci-dessous.

### 3.2.4. Conclusion

Ces résultats montrent l'intérêt de voir participer les éoliennes au réglage primaire de fréquence. Elles améliorent significativement le comportement dynamique du système, compensent le comportement des groupes hydrauliques et limitent la sollicitation des groupes diesels.

On notera qu'il est toutefois important que les opérateurs du système ajustent en conséquence de la production éolienne : le plan de production, les réserves de puissance et l'énergie réglante du système.

### 3.3. Parcs éoliens mixtes : comportement des éoliennes

On cherche ici à monter le comportement des éoliennes au sein d'un parc éolien mixte lors de leur participation au réglage de fréquence (défaut : perte d'un groupe diesel produisant 4 MW). Pour évaluer l'apport de la mixité au sein du parc, trois simulations ont été réalisées dans les mêmes conditions d'exploitation du réseau (*Tableau 5.2*).

	P [MW]	%
Groupes Diesels	14,4	28,6
Centrales Hydrauliques	30	59,6
Parcs éoliens	6	11,90

*Tableau 5.2 : Répartition de la production*

Trois types de parc sont comparés : un type mixte (50/50), un type exclusivement composé d'éolienne à vitesse fixe et un uniquement d'éolienne à vitesse variable. Pour chaque simulation les trois parcs du réseau sont composés de la même manière.

Afin de mieux comparer le comportement de chaque technologie le contrôle de la puissance active se fait uniquement par celui de l'angle de calage (*Chapitre 4, § 2.2.1*). Autrement dit, la gestion de la réserve de puissance des éoliennes à vitesse variable n'est pas contrôlée par la vitesse de rotation. Le fonctionnement étant à charge partielle celle-ci répond donc à la consigne fournie par le *MPPT*.

#### 3.3.1. Analyse des résultats

La *figure 5.9* montre la variation de fréquence ainsi que de la puissance injectée par les parcs éoliens pour les trois simulations effectuées. Les conditions de simulation étant identiques pour tous les cas simulés (réserve de puissance, énergie réglante totale et statisme de chaque moyen de production), l'état du réseau après action du réglage primaire l'est également.

Quelque soit le type de parc employé, la variation de fréquence est à peu près la même. On notera toutefois que l'absence de comportement inertiel des éoliennes à vitesse variable réduit les oscillations de fréquence.

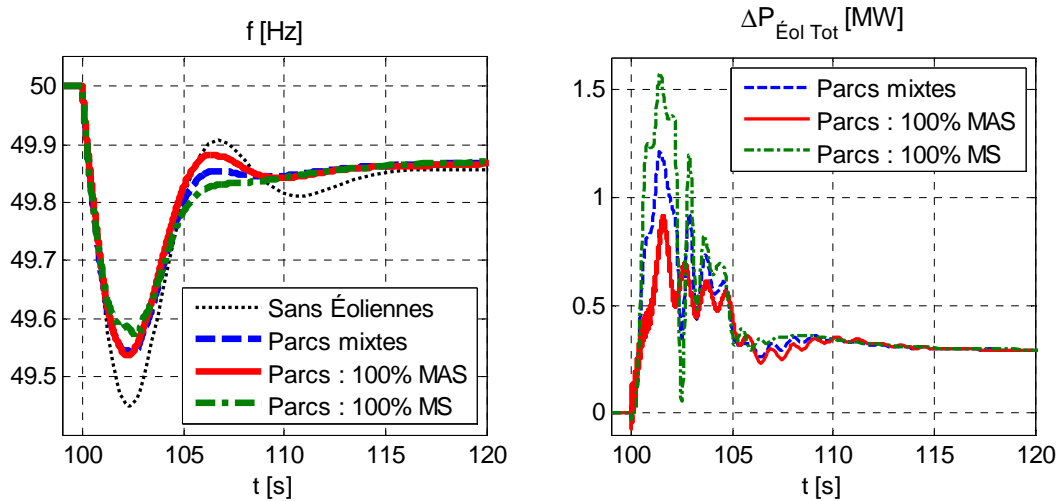


Figure 5.8 : Comparaison du comportement des différents types de parc éoliens

La puissance injectée par les parcs éoliens quand ceux-ci sont composés d'éoliennes à vitesse variable est plus importante que pour le cas de parcs constitués d'éoliennes à vitesse fixe. Ceci est dû à une réponse inertielle engendrée par la réaction du *MPPT* suite à la variation de l'angle de calage. Dans le cas de parc mixte les deux technologies cohabitent, les puissances fournies par chaque technologie s'additionnent, la puissance injectée est donc comprise entre les deux cas précédents. Le détail du comportement de chaque technologie sera abordé un peu plus loin.

### Apport du réglage de tension

La régulation de tension effectuée par les éoliennes à vitesse variable améliore grandement le comportement dynamique des éoliennes à vitesse fixe (**Fig. 5.9**). En effet, lorsque les parcs sont uniquement constitués d'éolienne à base de MAS, la variation de fréquence en début de défaut modifie brutalement le point de fonctionnement glissement/vitesse des machines. Cela entraîne des variations rapides de puissances active et réactive qui affectent la tension (**Fig. 5.9** et **5.10**), modifiant à son tour le point de fonctionnement... Des oscillations d'origine électromagnétique ( $\approx 50$  Hz) apparaissent sur les grandeurs électriques de la machine : allure de la puissance injectée.

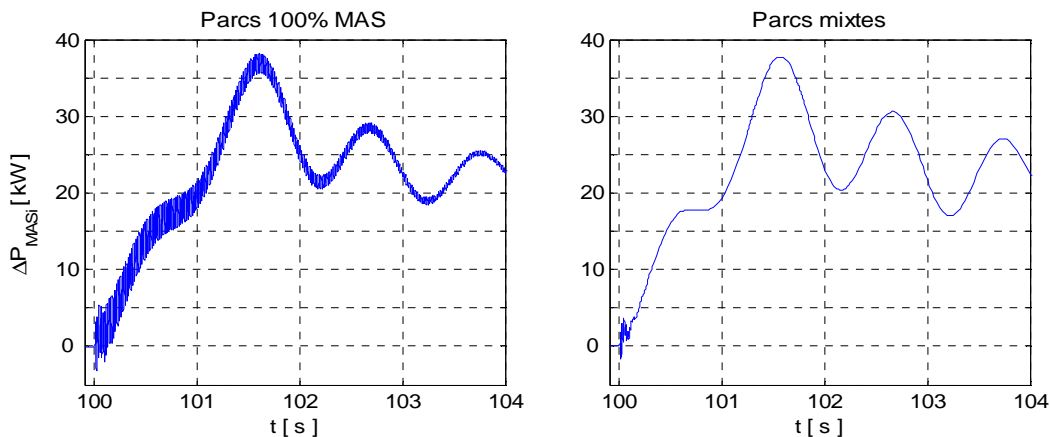


Figure 5.9 : Puissance injectée par une éolienne à vitesse fixe dans le cas de parc non mixte (gauche) et de parcs mixte (droite)

Dans le cas de parcs mixtes, la part d'éolienne à vitesse fixe est réduite, elles influencent donc moins la tension. De plus les éoliennes à vitesse variable régulent la tension au point de raccordement limitant ainsi ses oscillations (*Fig. 5.10*). Le phénomène oscillatoire observé dans le cadre de parcs composés uniquement de MAS apparaît en début de défaut mais est cette fois-ci rapidement amorti.

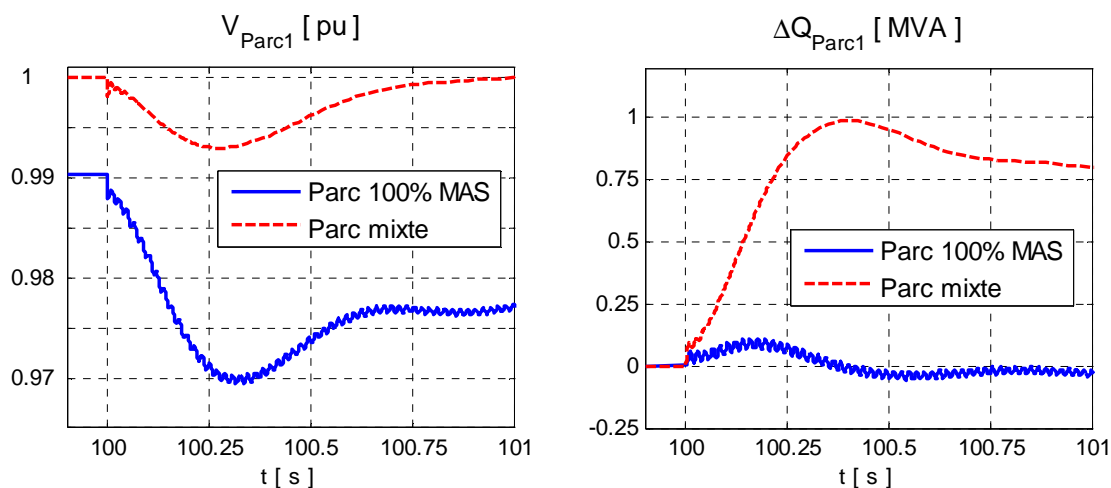


Figure 5.10 : Variation de tension et de puissance réactive (parcs 100% MAS et parcs mixtes)

### Comportement des deux technologies d'éoliennes

Dans les trois cas simulés le comportement dynamique de chaque technologie d'éolienne est identique. Le cas présenté *Figure 5.11* est tiré de la simulation effectuée avec des parcs mixtes. Nous rappelons que pour les deux technologies la gestion de la réserve de puissance est effectuée par le contrôle de l'angle de calage  $\beta$ .

La vitesse de la MAS étant imposée par la fréquence du réseau, celle-ci répond à sa variation. L'éolienne répond correctement au réglage de fréquence, l'angle de calage diminue, en réponse au statisme, pour augmenter la puissance captée par la turbine et donc la puissance active injectée sur le réseau. On retrouve sur la puissance électrique les oscillations dues à la présence du multiplicateur de vitesse.

La réserve de puissance étant de 10% et le statisme de 5%, toute la réserve est utilisée pour une variation de fréquence inférieure à  $-0,25$  Hz, c'est pourquoi l'angle de calage s'annule pendant le creux de fréquence (structure MAS et MS).

Le cas de la structure MS est plus complexe. La vitesse de rotation est contrôlé par le *MPPT* qui cherche à optimiser la puissance extraite de la turbine quelle que soit la valeur de l'angle de calage (*Chapitre 2*). Or le point de fonctionnement optimal de la turbine varie en fonction de l'angle de calage. Avec la diminution de l'angle de calage le point de fonctionnement optimal se déplace rapidement vers la gauche, ce qui correspond à une diminution de la vitesse optimale (*Fig. 5.12*). En ralentissant la turbine libère une partie de l'énergie cinétique qu'elle stocke ce qui entraîne un surplus de puissance injectée. Dès que la vitesse se stabilise il n'y a plus de variation

d'énergie cinétique ; la puissance chute brutalement. Les fortes oscillations constater à partir de cet instant sont dues aux faibles mais rapides oscillations de vitesse. Comme pour le fonctionnement à pleine charge il serait possible de supprimer ce comportement (*Chapitre 4*) en employant une vitesse de référence constante correspondant par exemple à la vitesse optimale pour un angle de calage nul : la détermination de la vitesse optimale se ferait en fonction d'une mesure ou d'une estimation de la vitesse du vent.

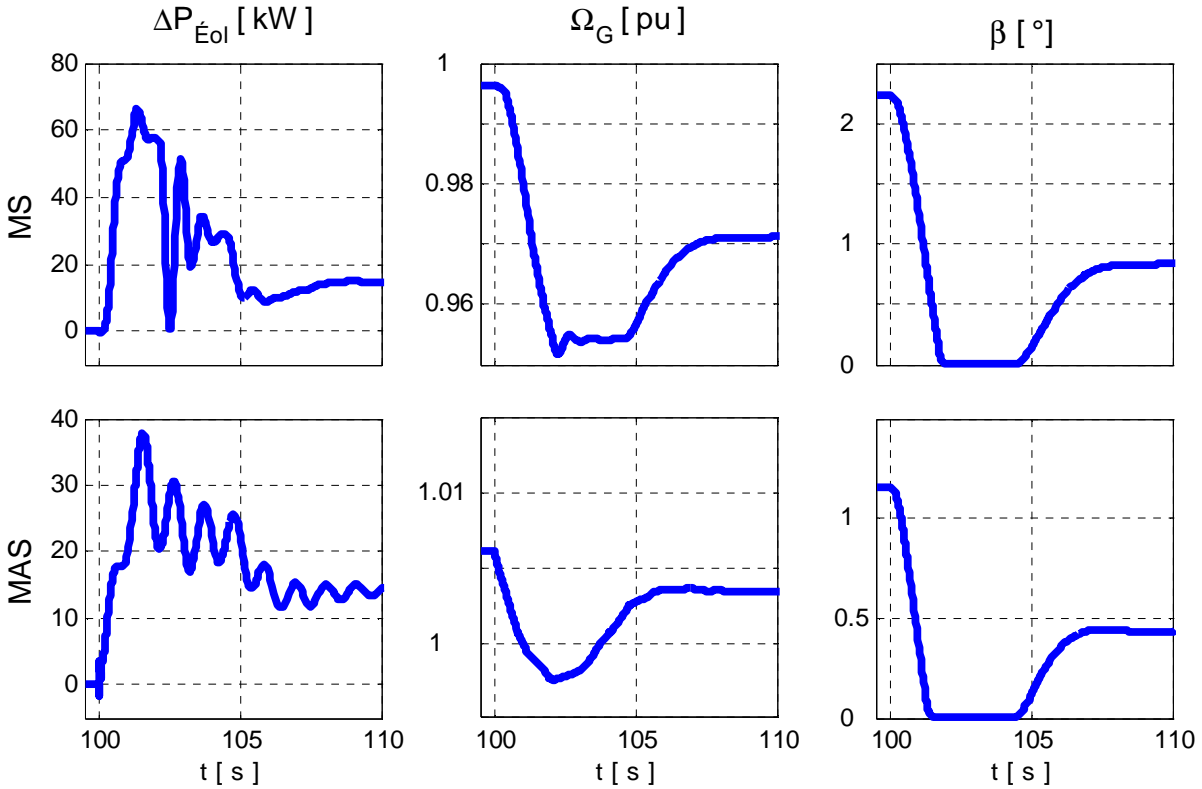


Figure 5.11 : Contrôle par angle de calage : comportement des structures MS et MAS

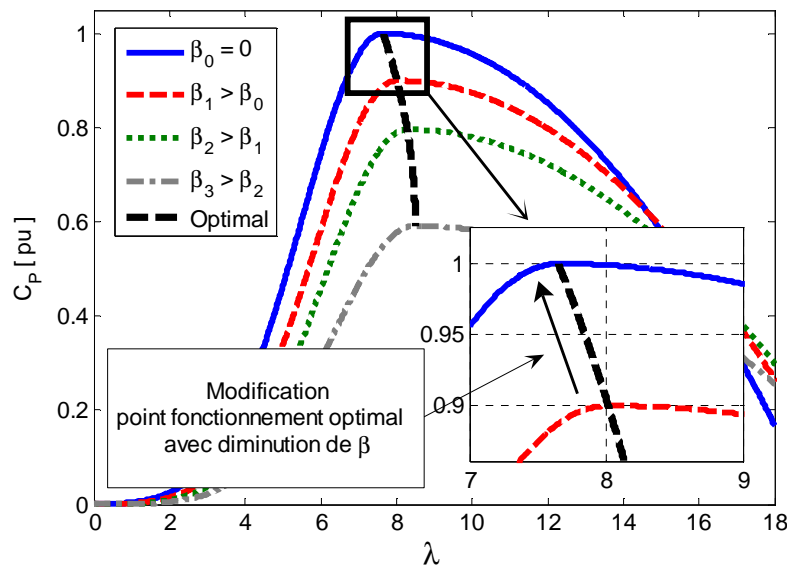


Figure 5.12 : Déplacement du point de fonctionnement optimal en fonction de l'angle de calage

### 3.3.2. Conclusion

Cette étude montre l'intérêt qu'apporte la mixité au comportement des éoliennes à vitesse fixe lors de défaut affectant la fréquence. La régulation de tension effectuée par les éoliennes à vitesse variable permet de supprimer les oscillations d'origine électromagnétique qui apparaissent sur les parcs éoliens à vitesse fixe.

Il a également été mis en évidence les interactions qu'il pouvait y avoir entre les différents contrôles de la structure MS. Dans cette étude l'identification de ces interactions a conduit à réagir de deux manières différentes. La première en proposant une modification de contrôle pour réduire les oscillations de puissance pendant la réponse au défaut. La seconde en s'interrogeant sur les limites des modèles employés pour décrire le système sans pour autant invalider les résultats obtenus.

### 3.4. Parcs éoliens mixtes avec contrôle de la réserve de puissance par action sur la vitesse de rotation des éoliennes à vitesse variable

Cette partie se consacre à la comparaison entre un contrôle de la réserve de puissance des éoliennes à vitesse variable par actions sur l'angle de calage et celui par le contrôle de la vitesse de rotation (fonctionnement à décharge constante mis en œuvre au **Chapitre 4**).

Le comportement de la structure MS pour ces deux stratégies de contrôle a été étudié précédemment, nous nous intéresserons ici uniquement à comparer l'apport de chacune d'elle.

#### 3.4.1. Conditions de simulation

Dans l'étude réalisée ici on se propose de fonctionner avec un fort taux de pénétration. Pour cela on réduit la puissance consommée à 20 MW et l'on supprime la production hydraulique donc seul les groupes diesel et les éoliennes sont en fonctionnement. Le défaut simulé sera toujours la perte de 4 MW suite au déclenchement d'un groupe diesel, soit 20% de la production totale.

Contrôle par angle de calage  $\beta$  : pour ce type de contrôle le taux de pénétration éolien est de 29,7% avec une réserve de 10% ( $\approx 667$  kW). Dans ces conditions l'énergie réglante des parcs éoliens est de  $K_\beta = 2,66$  MW/Hz.

Contrôle par la vitesse de rotation  $\Omega$  : ici le taux de pénétration est de 35,6% avec une réserve de 5% ( $\approx 379$  kW), ce qui donne une énergie réglante de la production éolienne de  $K_\Omega = 3,03$  MW/Hz.

Ces deux cas (résumés **Tableau 5.3**) sont différents mais cela n'empêchera pas la comparaison entre les deux stratégies et permettra d'ajouter un regard supplémentaire sur la gestion de la réserve et le choix du statisme.

	Contrôle de $\beta$		Contrôle de $\Omega$	
	P [MW]	%	P [MW]	%
Groupes Diesels	14,2	70,3	13	64,4
Parcs éoliens	6	29,7	7,2	35,6

Tableau 5.3 : Répartition de la production

### 3.4.2. Analyse des résultats

Pour le cas du contrôle par l'angle de calage, l'énergie réglante totale du système après la perte d'un groupe diesel est de  $K_{\beta Tot} = 14,66 MW/Hz$ , dans le second cas elle est de  $K_{\Omega Tot} = 15,03 MW/Hz$  ce qui voudrait théoriquement dire que la perte de 4 MW de production devrait conduire, après action du réglage primaire, à une fréquence de 49,727 Hz dans le premier cas et 49,734 Hz pour le second.

Cette fréquence est bien atteinte dans le premiers cas avec 49,73 Hz, mais ne l'est pas pour le second : 49,71 Hz. La raison de cette différence est due au fait que la réserve est rapidement utilisée : les 5% de réserves sont fournies pour  $f = 49,875 Hz$ . Une fois la réserve primaire d'une unité de production épuisée, celle-ci n'est plus en mesure d'assurer le service, l'énergie réglante du système est donc diminuée.

Dans le premier cas la réserve est totalement épuisée pour une fréquence de  $f = 49,725 Hz$  donc proche de la valeur de fréquence après la stabilisation du système par l'action du réglage primaire. En ajoutant à cela la variation de puissance consommée par les charges, cela explique le faible écart de fréquence entre la valeur théorique et la valeur obtenue.

La **Figure 5.13** présente les résultats des simulations. On constate qu'avec le contrôle de la puissance par la vitesse de rotation, la puissance injectée est plus importante qu'avec le contrôle de l'angle de calage. Cela limite donc plus le creux de fréquence : 49,37 Hz avec le contrôle de la vitesse et 49,31 Hz avec celui de l'angle de calage (le creux de fréquence pour la même consommation de puissance, sans production éolienne est de 49,19 Hz). Ceci est d'autant plus vrai si l'on réduit l'effet retard dû à la réaction du MPPT dans le cas du contrôle de l'angle de calage, comme il en a été question précédemment.

Dans les exemples présentés on ne constate pas de modification significative de la réponse des groupes diesels. On remarquera tout de même qu'à de tels taux de pénétration les fluctuations de puissances en provenance des parcs éoliens se font beaucoup plus ressentir sur la fréquence, donc sur les groupes compensant la fluctuation de la production éolienne.

Enfin nous noterons qu'en l'absence de production hydraulique, l'inertie du système se trouve fortement réduite ce qui supprime les oscillations de fréquence.

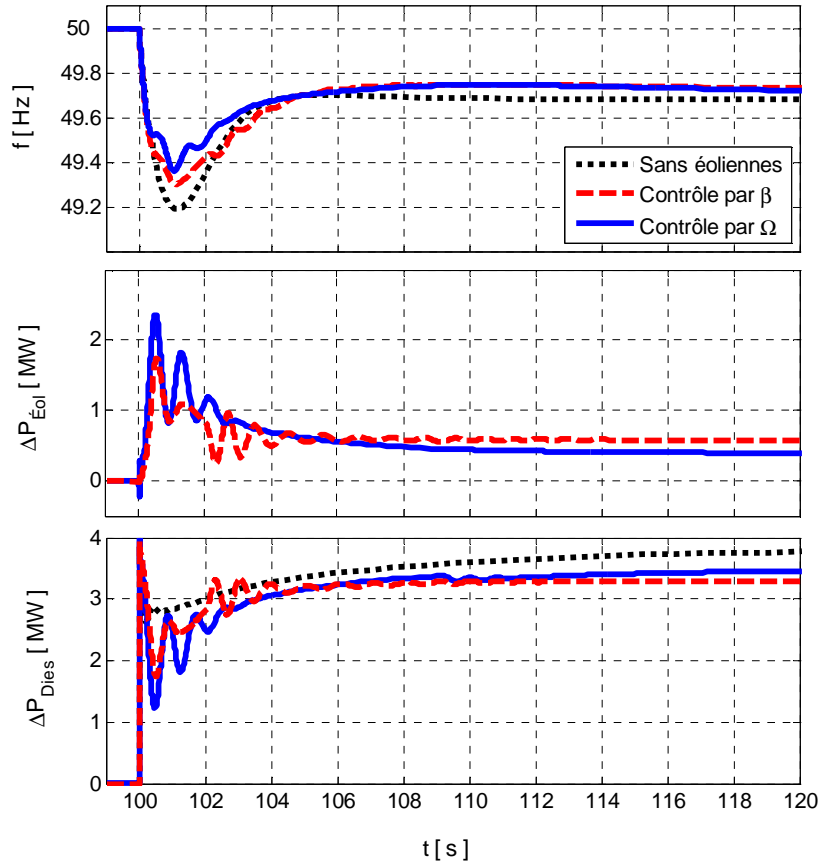


Figure 5.13 : Comportement dynamique du système insulaire pour différents contrôles des éoliennes à vitesse variable (contrôle par angle de calage ou par vitesse de rotation)

### 3.4.3. Conclusion

Il est possible de réduire les pertes de production, pour des fonctionnements en charge partielle, en minimisant la réserve de puissance sans pour autant dégrader la réponse du système. Toutefois la gestion des réserves et l'énergie réglante du système doit être bien maîtrisée afin d'éviter la perte de moyens de réglage pour de faibles variations de fréquence. Ceci est d'autant plus vrai dans les systèmes insulaires où les variations de fréquence suite à un défaut peuvent être importantes. En présence de production éolienne cette gestion ne peut se faire qu'avec de bonnes prévisions de la production éolienne ainsi que de la consommation.



## **4. Conclusion**

L'étude de la participation au réglage primaire de fréquence des parcs éoliens, dans un contexte insulaire, qui vient d'être présentée dans ce chapitre permet de conclure sur le fait que :

- La participation des parcs éoliens au réglage de fréquence permet d'assurer la stabilité du système sans dégrader le transitoire, voir en l'améliorant, suite à un défaut entraînant un déséquilibre entre la production et la consommation.
- La participation des parcs éoliens au réglage de fréquence autorise l'augmentation du taux de pénétration éolien. Ce type de situation demande toutefois que la réserve de puissance et l'énergie réglante du système restent maîtrisées. Cela sera rendu possible avec l'affinement des prédictions de production éolienne (à moyen et court terme :  $j-1$  et  $h-1$ ) qui permettra aux gestionnaires des réseaux d'avoir une meilleure visibilité sur la gestion des moyens de production.

Le concept de parc éolien mixte est tout à fait compatible avec la participation au réglage de fréquence. Avec les contrôles mis en place sur chaque technologie, les parcs éoliens mixtes répondent rapidement et efficacement aux variations de fréquence. Nous avons également pu comparer les deux stratégies de contrôles mises en place sur les structures à vitesse variable pour des fonctionnements à charge partielle et constater qu'une participation à court terme de ces éoliennes était tout aussi efficace et permettait de réduire la réserve de puissance des parcs éoliens, donc le coût de cette réserve.

## *Conclusions et perspectives*

---

L'intégration massive de production décentralisée a conduit à l'évolution des contraintes de raccordement de ces productions, afin de limiter leur impact sur le système électrique. De nos jours, les GED doivent donc posséder les capacités et moyens techniques pour répondre aux services système, à l'image des moyens classiques de production.

Cette thèse clôture l'activité de recherche lancée par le GIE IDEA sur l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution électrique. Elle avait pour objectif, compte tenu des travaux précédemment effectués, d'évaluer les faisabilités d'intégration de parcs éoliens mixtes capables de répondre aux services système. L'idée principale de cette mixité étant de faire cohabiter des éoliennes à vitesse fixe (structure MAS), qui seules ne peuvent répondre aux exigences de raccordement, avec des éoliennes à vitesse variable (structure MASDA ou MS), lesquelles possèdent les qualités requises pour répondre à ces contraintes, afin d'obtenir une structure de parc éolien capable de fournir globalement les services exigés par le système et qui serait a priori économiquement plus rentable qu'un parc mono-technologie basé uniquement sur des éoliennes à vitesse variable.

Ces travaux ont donc permis de faire un bilan des principales contraintes de raccordements existantes actuellement en Europe. À partir de là, les potentialités de chaque technologie ont pu être évaluées, ce qui a permis de déterminer quelle technologie à vitesse variable était la plus adaptée pour la constitution de parcs mixtes. Des solutions de contrôle ont été proposées pour répondre aux contraintes :

- de gestion de la puissance réactive et de la participation au réglage de tension, de la tenue aux creux de tension
- de la participation des parcs éoliens au réglage primaire de fréquence.

Ainsi nous avons pu constater que la structure à double alimentation (MASDA), est capable de répondre aux services demandés par le système mais qu'elle arrive dans certaine situation proche de ses limites, notamment en cas de creux de tension. En plus de cela, sa structure spécifique rend la mise en œuvre de contrôles dédiés plus délicate. Par conséquent son emploi dans le cadre de parcs éoliens mixtes ne semble pas être adapté. En revanche, la structure MS possède une grande souplesse de contrôle du fait du découplage qu'offre son interface de puissance entre le réseau et la génératrice. Il est donc plus aisé d'y adapter des contrôles spécifiques pour le soutien des éoliennes à vitesse fixe.

Les trois structures considérées étant capables de participer au réglage de fréquence, c'est donc la contrainte sur les capacités de gestion de la puissance réactive qui détermine essentiellement la constitution d'un parc éolien mixte. Cette dernière passe par un dimensionnement adapté des moyens de gestion du réactif de chaque structure : banc de compensation pour les éoliennes à vitesse fixe et convertisseur connecté au réseau pour celles à vitesse variable.

Enfin, l'étude menée sur l'intégration de parcs éoliens mixtes en milieu insulaire, réalisée à l'aide du logiciel EIROSTAG, a montré qu'il était acceptable d'autoriser de fort taux de pénétration de la production éolienne à partir du moment où celle-ci participe au réglage de fréquence.

Bien que ce travail clôture l'activité de recherche menée par IDEA, de multiples aspects demandent approfondissement ou exploration :

- Concernant le dimensionnement des parcs éoliens mixtes, une étude plus approfondie permettant de déterminer l'optimum technico-économique serait nécessaire.
- Une attention particulière devrait être portée à la gestion des consignes de puissances au sein du parc. Cet aspect a été en partie abordé au cours d'un stage de master recherche [Rau 09], avec l'adaptation d'un algorithme d'optimisation à la base développé pour le réglage de tension dans les réseaux de distribution [Ber 10]. (encadrement conjoint avec un autre doctorant).
- L'étude de l'architecture de parcs éoliens mixtes (prise en compte du réseau interne) et la mise en œuvre de contrôles spécifiques pour minimiser les fluctuations de puissances en fonctionnement normal ou suite à un défaut.
- En parallèle à cela, il devient urgent d'inclure dans la démarche de contrôle/commande les différentes méthodes de prédiction des ressources éoliennes ainsi que leur précision, afin de développer des outils adaptés à l'aide de la conduite des réseaux en présence de production éolienne conséquente (l'Espagne intègre déjà la vision et le contrôle de la production éolienne dans sa gestion des réseaux [REE]). Ceci devrait également permettre de mieux évaluer le coût de la création d'une réserve de puissance et ainsi de mieux évaluer l'étude économique d'un projet éolien.

## Bibliographie

---

- [**ABB 07**] ABB, « *ABB Advanced Power Electronic, MV Full Power Converter for Multibrid M5000 Turbine* », 2007.
- [**Acke 05**] T. Ackermann, « *Wind power in power system* », Wiley, 2005
- [**ADE 09**] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, « *Les Avis de l'ADEME. L'éolien* », www.ademe.fr, mars 2009
- [**Ale 06**] I.M. de Alegría, J. Andreu, J.L. Martín, P. Ibañez, J.L. Villate, H. Camblong, « *Connection Requirements for Wind Farms : Survey on Technical Requirements and Regulation* », Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp 1858-1872, 2006
- [**Alm 05**] R.G. de Almeida, J.A. Peças Lopes, « *Primary Frequency Control Participation Provided by Doubly Fed Induction Wind Generators* », 15<sup>th</sup> PSCC, Session 33, Paper 1, Liege, August 2005.
- [**Ana 06**] O. Anay-Lara, F.M. Hughes, N. Jenkins, G. Strbac « *Contribution of DFIG-Based Farms Power System Short-Term Frequency Regulation* », IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, IET, Vol. 153, N° 2, March 2006.
- [**Arr 03**] 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, Journal officiel de la République Française 2003.
- [**Arr.1 08**] Arrêté du 25 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.
- [**Arr.1 08**] Arrêté du 25 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.
- [**Ber 10**] B. Berseneff, « *Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur* », Thèse de doctorat INPG, 2010 (à paraître)
- [**Boe 07**] D. Boëda, A. Teninge, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, « *Contribution of wind farm to frequency control and network stability* », EWEC'07, BL3.241, Milano, May 2007.
- [**Bou 06**] P. Bousseau, r ; Belhomme ? N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, E. Monnot, D. Boëda, « *Contribution of windfarms to ancillary services* », CIGRE 2006, Session SC C6, Paris, août 2006
- [**Bra.1 08**] A.I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, B. Raison – Maximum Power Point Tracking of Grid-connected Photovoltaic Arrays by Using Extremum Seeking Control, *Control Engineering and Applied Informatics – Romanian Society of Control Engineering and Technical Informatics*, ISSN 1454-8658, Vol. 10, no. 4, 2008

- [Bra.2 08] M. Braun, « *Reactive Power Supplied by Wind Energy Converters – Cost-Benefit-Analysis* », EWEC'08, Brussels, 2008.
- [Cai 04] R. Caire, « *Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution* », Thèse de doctorat de l'INPG, Avril 2004.
- [Cal 05] R. Caldon, S.Spelta, V.Prandoni, R.Turri « *Co-ordinated voltage regulation in distribution networks with embedded generation* », CIRED, June 2005.
- [Can 00] J.F. Canard, « *Impact de la génération d'énergie dispersée dans le réseaux de distribution* », Thèse de doctorat de l'INPG, Décembre 2000.
- [Con 07] J.F. Conroy, R.Watson, « *Low Voltage Ride Through of a Full Converter Wind Turbine with Permanent Magnet Generator* », IET Renewable Power Generation, Vol. 1, Issue 3, pp 182-189, September 2007.
- [Cra.1 03] B. Crappe, « *Commande et régulation des réseaux électriques* », Hermes sciences, 2003.
- [Cra.2 03] B. Crappe, « *Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques* », Hermes sciences, 2003.
- [Eka 04] J. Ekanayake, N. Jenkins, « *Comparison of the Respons of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator to Changes in Network Frequency* », IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol.19, Issue 4, December 2004.
- [Eme 09] S. Emelin, « *Étude de stratégies de réglage coordonné des éoliennes d'une ferme pour la participation au réglage primaire de fréquence* », Master 2 Recherche de Génie Electrique de Grenoble Institut National Polytechnique, 2009
- [Ene.1 04] Energinet, « *Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Below 100 kV* », English version of *Technical Regulation TF 3.2.6*, May 2004.
- [Ene.2 04] Energinet, « *Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Above 100 kV* », *Technical Regulation TF 3.2.5*, December 2004.
- [Eon 06] E-on Netz, « *Grid Code, High and Extra High Voltage* », April 2006.
- [ESB 07] Distribution System Operator ESB Networks, « *Distribution Code* », version 2.0, October 2007.
- [EWE 08] European Wind Energy Association, « *Pure Power. Wind Energy Scebarios up to 2030* », www.ewea.org, mars 2008
- [EWE 09] European Wind Energy Association, « *The Economics of Wind Energy* », www.ewea.org, mars 2009
- [Gaz 06] H. Gaztañaga Arantzamendi, « *Étude des Structures d'Intégration des Systèmes de Génération Décentralisée : Application aux Microréseau* », Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2006.

- [Gaz.1 07]** H. Gaztañaga Arantzamendi, I. Etxeberria-Otadui, D. Ocnasu, S. Bacha « *Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype* », IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 22, Issue 2, pp 658-666, may 2007.
- [Gaz.2 07]** H. Gaztañaga Arantzamendi, I. Etxeberria-Otadui, S. Bacha, D. Roye « *Fixed-Speed Wind Farm Operation Improvement by Using DVR Devices* », IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2007. pp 2679-2684, June 2007.
- [Gom 05]** C. Gombert, « *Simulation temps réel des dispositifs d'électronique de puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique* » Thèse de doctorat de l'INPG, Septembre 2005.
- [GWE 09]** Global Wind Energy Council, « *Global Wind Energy Outlook 2008* », [www.gewec.net](http://www.gewec.net)
- [Han 05]** A.D. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, F. Blaagjerg, « *Centralised Power Control, of Wind Farm with Doubly Fed Induction Generators* », Elsevier Renewable Energy, August 2005.
- [Har 08]** S. Hartge, F. Fischer, « *FACTS Capabilities of Wind Energy Converters* », EWEC'06, Athens, 2008.
- [Kan 08]** M.G. Kanabar, S.A. Khaparde, « *Evaluation of Rotor Speed Stability Margin of a Constant Speed Wind Turbine Generator* », Power System Technology and IEEE Power India Conference, POWERCONI 2008, pp 1 – 6, October 2008.
- [Kay 07]** M. Kayikçi, J.V. Malinović, « *Reactive Power Control for DFIG-Based Plants* », IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 22, Issue 2, pp 389-396, June 2007.
- [Kip 03]** A.E. Kiprakis, A.R. Wallace, « *Hybrid control of distributed generation of distributed generators connected to weak rural networks to mitigate voltage variation* », CIRED, May 2003, Barcelone.
- [Koc 97]** D. Koch, « *Manœuvre et protection des batteries de condensateurs MT* », Cahier technique n°189, Shneider Electric, 1997
- [Kun 94]** P. Kundur, « *Power system stability and control* », McGrawHill, Inc., 1994.
- [Lal 05]** G. Lalor, A. Mullane, M. O'Malley, « *Frequency Control and Wind Turbine Technologies* », IEEE Transaction on Power Systems, Vol.20, Issue 4, November 2005.
- [Las 98]** R. H. Lasseter, « *Control of distributed resources* », Symp. Proc., Bulk-Power Power Systems Dynamics and Control IV Restructuring, 323-329, Santorini (Grecia), August 1998.
- [Lav 05]** N. Laverdure, « *Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires* », Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2005
- [Led 01]** P. Ledesma, « *Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica* », Thèse de doctorat de l'Université de Leganes, Espagne, 2001
- [Lun 07]** T. Lund, P. Sørensen, J. Eek, « *Reactive Power Capability of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator* », WILEY Wind Energy, 2007.

- [**Mai 07**] P. Maibach, A. Faulstich, M. Eichler, S. Dewar « *Full-Scale Medium-Voltage Converters for Wind Power Generator up to 7 MVA* », ABB, library.abb.com.
- [**Min 06**] Ministro de Industria Turismo y Comercio, Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3. Requisitos de respuesta frente la huecos de tensión de las instalaciones eólicas
- [**Mok 08**] M.. El Mokadem, V. Courtecuisse, B. Robyns, J. Deuse, « *Experimental Study of Variable Speed Generator Contribution to Primary Frequency Control* », Elsevier Renewable Energy, July 2008.
- [**Muy 09**] S.M. Muyen, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, M.H. Ali, Y. Matsumura, A. Kawayama, T. Matsumoto, « *Low Voltage Ride Through Capability Enhancement of Wind Turbine Generator System During Network Disturbance* », IET Renewable Power Generation, vol 3, 2009.
- [**Pie 84**] H. Persoz, « *Planification des réseaux électriques* », Eyrolles, 1984
- [**Pré 96**] C. Prévé, « *Guide des protection des réseaux industriels* », document Schneider Electric, décembre 1996.
- [**Rab 03**] B. Rabelo, W. Hofmann « *Control of an Optimized Power Flow in Wind Plant with Doubly-Fed Induction Generator* », IEEE 34<sup>th</sup> Annual Power Electronics Specialist Conference, PESC'03, pp 1563 – 1568, Vol. 4, June 2003.
- [**Ram 07**] G. Ramatharan, J.B. Ekanayake, N. Jenkins, « *Frequency Support from Doubly fed Induction Generator Wind Turbines* », IET Renewable Power Generation, Vol.1, Issue 1, March 2007.
- [**Ric 06**] O. Richardot, « *Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée* », Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, octobre 2006
- [**Riv 00**] C. Rivas, A. Rufer, « *Comparaison des pertes des convertisseurs pour système de production d'énergie à partir d'une pile à combustible* », EPF 2000, 8<sup>ème</sup> colloque électronique de puissance du futur, décembre 2000.
- [**RTE 04**] RTE, « *Mémento de la sûreté du système électrique* », 2004
- [**RTE 09**] Réseau de Transport d'Électricité, « *Le bilan électrique français 2008* », www.rte-france.com, janvier 2009
- [**SEL.1 08**] EDF Système Énergétique Insulaire, « *Insertion de Production Éolienne et Photovoltaïque dans les Réseaux Publics des Zones non Interconnectées* », Référentiel Technique – SEI REF 03, V3, septembre 2008.
- [**SEL.2 08**] EDF Système Énergétique Insulaire, « *Actualisation du Bilan Prévisionnel de l'Équilibre Offre Demande En Corse et dans les DOM à l'horizon 2013, Actualisation du bilan 2007 réalisée à mi 2008* », 2008.

- [Ste 05] S. Strepu, « *Contrôle de performances de producteur indépendants pour une meilleure sécurité électrique* », Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, juillet 2005
- [Teu 06] A. Teninge, « *Étude du comportement dynamique des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation en présence de creux de tension* », Master 2 Professionnel Conception des Systèmes d'Énergie Électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble – Université Joseph Fourier, 2006.
- [Teu.1 09] A. Teninge, D. Roye, S. Bacha, J. Duval « *Low voltage ride-through of wind plant combining different turbine technologies* », EPE 2009, DS1-8, Barcelona, September 2009
- [Teu.2 09] A. Teninge, C. Jecu, D. Roye, S. Bacha, J. Duval, R. Belhomme « *Contribution to Frequency Control Through Wind Turbine Inertial Energy Storage* », IET Renewable Power Generation, Vol. 3, Issue 3, pp 358-370, September 2009
- [Ull 08] R. Ullah, T. Thiringer, D. Karlsson, « *Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines – Potential and Applications* », IEEE Transaction on Power Systems, Vol.23, Issue 2, May 2008.
- [UCT 07] « *Final Report. System Disturbance on 4 November 2006* », UCTE, January 2007.
- [Zho 08] Y. Zhou, P. Bauer, J.A. Ferreira, « *Reactive power limitation of doubly fed induction generator and its application on coordinated hybrid wind farm control* », EWEC'08, Brussels, 2008.

### Sites constructeurs

- [ENE] Enercon : [www.enercon.de](http://www.enercon.de)
- [GAM] Gamesa : [www.gamesacorp.com](http://www.gamesacorp.com)
- [GE] General Electric : [www.gepower.com](http://www.gepower.com)
- [MIT] Mitsubishi Power System: [www.mpshq.com](http://www.mpshq.com)
- [MUL] Multibride : [www.multibrid.com](http://www.multibrid.com)
- [NOR] Nordex : [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com)
- [RE] RePower : [www.repower.de](http://www.repower.de)
- [SIE] Siemens : [www.powergeneration.siemens.com](http://www.powergeneration.siemens.com)
- [SUZ] Suzlon : [www.suzlon.com](http://www.suzlon.com)
- [VER] Vergnet : [www.vergnet.fr](http://www.vergnet.fr)
- [VES] Vestas : [www.vestas.com](http://www.vestas.com)
- [WIN] Windwind : [www.winwind.fi](http://www.winwind.fi)

### Autre

- [EUR] EUROSTAG, [www.eurostag.be](http://www.eurostag.be)
- [REE] Red Eléctrica de España, [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [RET] RETScreen® International, [www.etscreen.net](http://www.etscreen.net)





## Annexes

---

### Annexe A : Paramètres des modèles des systèmes éoliens

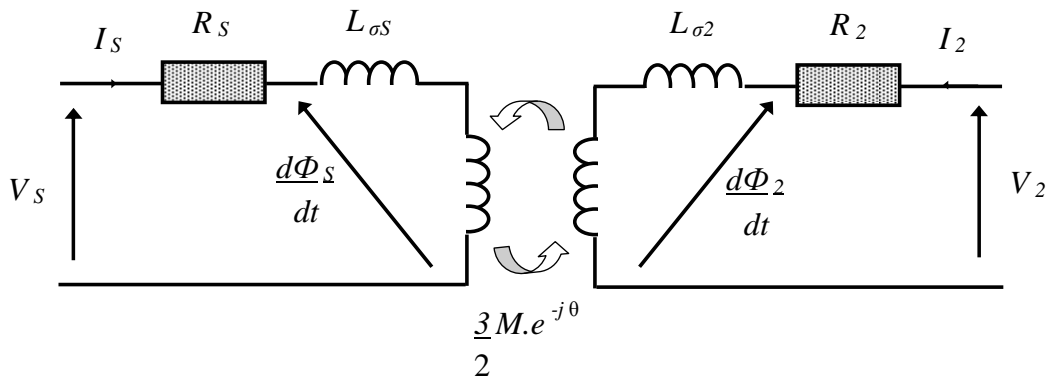
#### Annexe A-1 : Paramètres du modèle de la turbine

$R_T$	Rayon de la turbine	23,5	m
$\rho$	Densité volumique de l'air	1,225	kg/m <sup>3</sup>
$\beta_{max}$	Valeur maximale de l'angle de calage	20	°
$\lambda_0$	Rapport de vitesse optimal pour $\beta = 0$	7,65	-
$\lambda_m$	Rapport de vitesse maximal	8,5	-
$a_0$	Paramètre lié à l'inflexion	11	-
$x_0$	$x_0(\beta)$ pour $\beta = 0$	15,3	-
$x_I$	$x_I(\beta)$ pour $\beta = 0$	19	-
$b$	Paramètre de la fonction $C_{Pmax}(\beta)$	0	-
$\Delta C$	Paramètre de la fonction $C_{Pmax}(\beta)$	0,02	-
$C_{PMAX}$	Paramètre de la fonction $C_{Pmax}(\beta)$	0,49	-
$\alpha$	Paramètre de la fonction $C_{Pmax}(\beta)$	1,5	-

#### Annexe A-2 : Paramètres des modèles de transmission

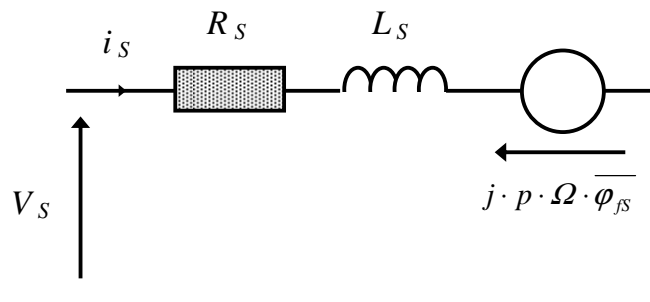
$J_T$	Moment d'inertie de la turbine	222963	kg.m <sup>2</sup>
$D_T$	Coefficient de frottement de l'arbre lent	743,21	N.m.s
$N$	Rapport de transformation	52,63	-
$K_T$	Coefficient de raideur de la transmission « ramené » à l'arbre rapide	2854	N.m/rad
$D_e$	Coefficient de frottement de la transmission « ramené » à l'arbre rapide	0	N.m.s
$J_G$	Moment d'inertie de la machine (MAS et MASDA)	12,68	kg.m <sup>2</sup>
$D_G$	Coefficient de frottement de l'arbre rapide (pour les structure MAS et MASDA)	0,2675	N.m.s
$J_G$	Moment d'inertie de la MS	3800	kg.m <sup>2</sup>
$D_G$	Coefficient de frottement de l'arbre rapide pour la structure MS	26,75	N.m.s

### Annexe A-3 : Paramètres du modèle de la MAS et la MASDA



$P_n$	Puissance nominale	660	kW
$m$	Rapport de transformation : stator / rotor	2,404	-
$R_S$	Résistance statorique	6,9	m $\Omega$
$R_R$	Résistance rotorique	6,1	m $\Omega$
$L_S$	Inductance statorique	6,78	mH
$L_R$	Inductance rotorique	6,84	mH
$L_m$	Inductance magnétisante	6,68	mH
$p$	Nombre de paires de pôle	2	-

### Annexe A-4 : Paramètres du modèle de la MS



$P_n$	Puissance nominale	660	kW
$R_S$	Résistance statorique	10	m $\Omega$
$L_S$	Inductance statorique ( $L_S = L_d = L_q$ )	1	mH
$\varphi_{fs}$	Flux inducteur	2,57	V.s
$p$	Nombre de paires de pôle	64	-

## **Annexe B : Paramètres pour la commande des systèmes éoliens**

---

On présente ici les paramètres des correcteurs utilisés pour le contrôle des différents éléments des structures éoliennes. Ces correcteurs sont tous de type Proportionnel Intégral (PI), sauf un qui est de type Proportionnel (P)

$$\text{Correcteur de type PI : } C_x(s) = k_x \cdot \frac{1 + \tau_x \cdot s}{\tau_x \cdot s} \quad \text{Correcteur de type P: } C_x(s) = k_x$$

### **Annexe B-1 : Contrôle de la turbine**

<u>Correcteur de puissance de la turbine <math>P_T</math></u>	$k_{PT} = -5,6 \cdot 10^{-7}$ $\tau_{PT} = 0,015$
<u>Correcteur de position de la l'angle de calage <math>\beta</math></u>	$k_{P\beta} = 10$
<u>Correcteur de vitesse de la l'angle de calage <math>\beta</math></u>	$k_{V\beta} = 2,1 \cdot 10^{-4}$ $\tau_{V\beta} = 0,01$

### **Annexe B-2 : Contrôle de la structure MASDA**

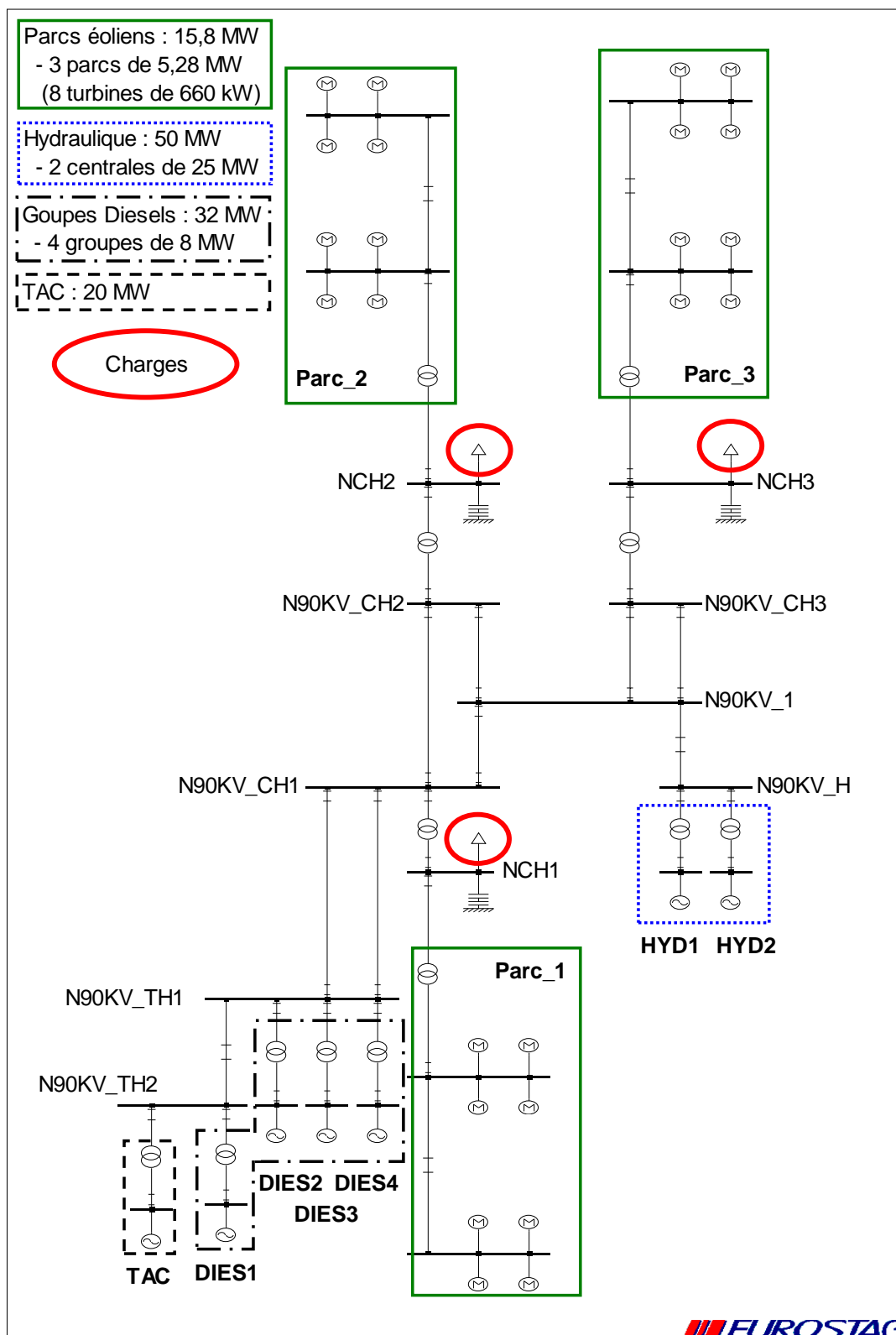
<u>Correcteur des courants <math>I_{2d}</math> et <math>I_{2q}</math></u>	$k_{I2} = 0,18$ $\tau_{I2} = 0,001$
<u>Correcteur de vitesse <math>\Omega_G</math></u>	$k_{\Omega} = 820$ $\tau_{\Omega} = 0,22$
<u>Correcteur des courants <math>I_{ondd}</math> et <math>I_{ondq}</math></u>	$k_{I_o} = 0,22$ $\tau_{I_o} = 0,001$
<u>Correcteur de tension du bus DC <math>U_C</math></u>	$k_{U_C} = 5,4$ $\tau_{U_C} = 0,07$
<u>Correcteur de tension du réseau <math>V_{Res}</math></u>	$k_{V_{res}} = 30000$ $\tau_{V_{res}} = 0,05$

### Annexe B-3 : Contrôle de la structure MS

<u>Correcteur des courants <math>I_{sd}</math> et <math>I_{sq}</math></u>	$k_{Is} = 4$ $\tau_{Is} = 0,001$
<u>Correcteur de vitesse <math>\Omega_G</math></u>	$k_{\Omega} = 2.10^6$ $\tau_{\Omega} = 0,22$
<u>Correcteur des courants <math>I_{ondd}</math> et <math>I_{ondq}</math></u>	$k_{Io} = 0,075$ $\tau_{Io} = 0,001$
<u>Correcteur de tension du bus DC <math>U_C</math></u>	$k_{Uc} = 9,9$ $\tau_{Uc} = 0,07$
<u>Correcteur de tension du réseau <math>V_{Res}</math></u>	$k_{Vres} = 30000$ $\tau_{Vres} = 0,05$

## Annexe C : Paramètres des éléments du réseau insulaire utilisé pour les simulation sous EUROSTAG

L'architecture du réseau est illustrée ci-dessous :



## Annexe C-1 : Paramètres des lignes est transformateurs

### Lignes

Les valeurs sont données en « per unit ». La puissance de base est  $S_{base} = 100 \text{ MVA}$  et la tension est  $V_{base} = 90 \text{ kV}$ .

Ligne 90 kV	R [pu]	X [pu]	B [pu]	$P_{Nom}$ [MVA]
N90KV_TH1 - N90KV_CH1 (1)	0,003	0,1	2,49E-5	87
N90KV_TH1 - N90KV_CH1 (2)	0,003	0,1	2,49E-5	87
N90KV_CH1 - N90KV_CH2	0,001	0,01	2,23E-3	105
N90KV_CH1 - N90KV_1	0,001	0,01	1,00E-3	105
N90KV_CH2 - N90KV_1	0,002	0,02	1,00E-3	104
N90KV_CH3 - N90KV_1 (1)	0,01	0,1	1,00E-3	87
N90KV_CH3 - N90KV_1 (2)	0,01	0,1	1,00E-3	87

Les lignes N90KV\_TH1 - N90KV\_TH2 et N90KV\_1 - N90KV\_H sont de simple couplage.

### Transformateurs

Pour les transformateurs avec régleur en charge (NV90kV\_x – NCHx) la tension est réglée côté secondaire à 20,5 kV. NbP représente le nombre de prise du transformateur.

Transformateur	$S_{Nom}$ [MVA]	$U_1 / U_2$ [kV]	$U_{CC}$ %	$P_{cu}$ %	$P_{fer}$ %	$\Delta U$	NbP
NV90kV_x - TAC	25	94,5 / 11	11	0,5	0,05	-	-
NV90kV_x - DIESx	10	94,5 / 5,5	10	0,5	0,05	-	-
NV90kV_x – HYDx	36	94,5 / 5,5	12	0,5	0,05	-	-
NV90kV_x – NCHx	36	90 / 21	17	0,57	0,06	$\pm 14\%$	17
NCHx – Parc_x	12	20 / 0,69	6,5	1,1	0,15	-	-

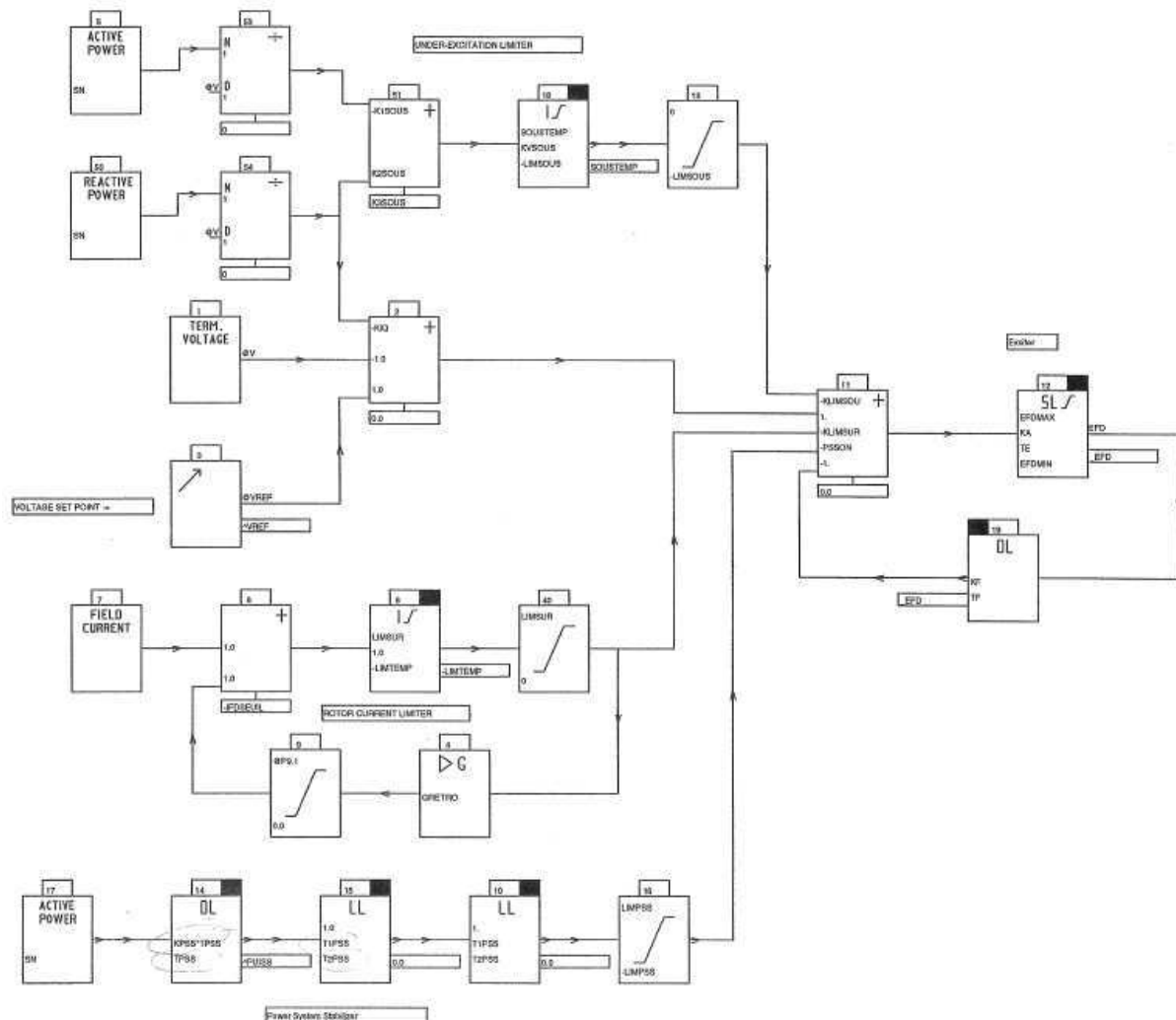
## Annexe C-2 : Paramètre des alternateurs

Le modèle EUROSTAG choisie pour les alternateurs se caractérisent par leurs paramètres externe.

Paramètre	TAC	DIESx	HYDx
$S_{Nom}$ [ MVA ]	28,3	10,1	33,6
$P_{Alt} / P_{Turb}$ [MW]	22 / 20	8 / 8	26,9 / 25
V [ kV ]	11	5,5	5,5
Nb enroulement	4	3	3
$R_s$ [ pu ]	0,003533	0	0,005
Fuite statorique [ pu ]	0,163	0,1	0,1
$X_d$ [ pu ]	2,18	1,66	1,3
$X_q$ [ pu ]	2,02	0,95	0,81
$X_d'$ [ pu ]	0,275	0,36	0,34
$X_q'$ [ pu ]	0,37	-	-
$X_d''$ [ pu ]	0,197	0,215	0,21
$X_q''$ [ pu ]	0,214	0,257	0,3
$\tau_d'$ [ s ]	7,5	4,7	5,5
$\tau_q'$ [ s ]	3,2	-	-
$\tau_d''$ [ s ]	0,037	0,038	0,1
$\tau_q''$ [ s ]	0,073	0,58	0,1
H [ MW.s/MVA ]	2,12	1,52	2,29

## Annexe C-3 : Modèle complet et paramètres du système d'excitation : AVR+PSS

Le modèle complet du système d'excitation EUROSTAG : AVR+PSS est :



Les paramètres sont identiques pour tous les alternateurs :

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
EFDMAX	6,2	KPSS	0,5
EFDMIN	0	KVSOU	0,3
GRETRO	100	LIMPSS	0,05
IFDLIM	3,05	LIMSOUS	10
IFDSEUIL	3,27	LIMSUR	10
K1SOUS	0	LIMTEMP	12
K2SOUS	1	PSSON	1
K3SOUS	0,1	SOUSTEMP	0
KA	150	T1PSS	0,043
KF	0,03	T2PSS	0,05
KIQ	0,03	TE	0,3
KLIMSOU	1	TF	1
KLIMSUR	0,06	TPSS	5

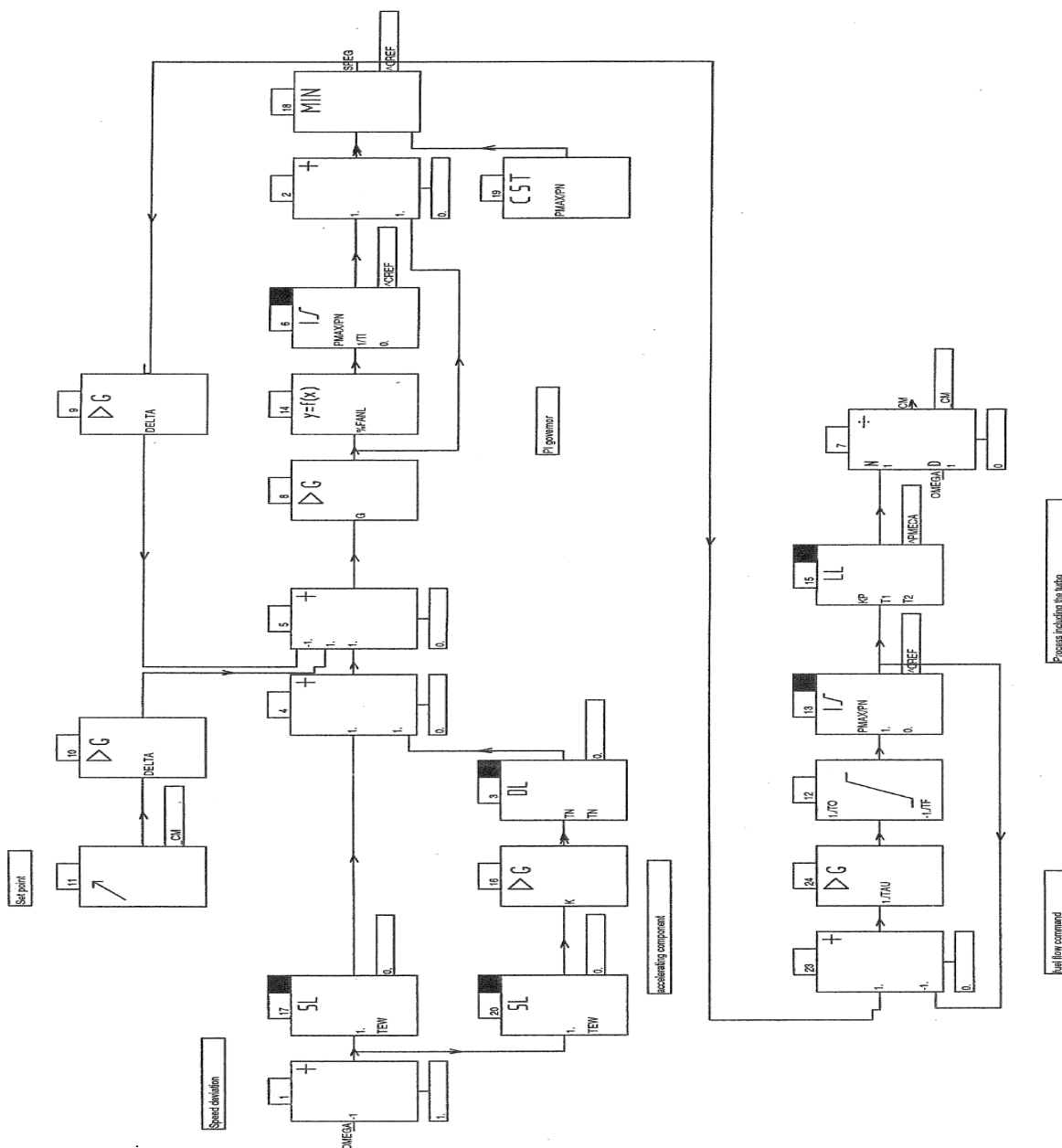


## Annexe C-4 : Modèle complet et paramètres d'un groupe diesel

Le modèle complet du système du système d'entraînement d'un groupe diesel EUROSTAG : DIES est ci-dessous. Les paramètres utilisés pour les groupes diesels sont :

Paramètre	Valeur	
%FANL	x	y
	-1	-4,96
	-0,01	-0,01
	0,01	0,01
	1	4,96
DELTA	0,04	
G	7,5	
K	2	
KP	1	

Paramètre	Valeur
PMAX	8,08
T1	5,56
T2	7,52
TAU	0,09
TEW	0,03
TF	0,1
TI	3,5
TN	0,05
TO	0,1

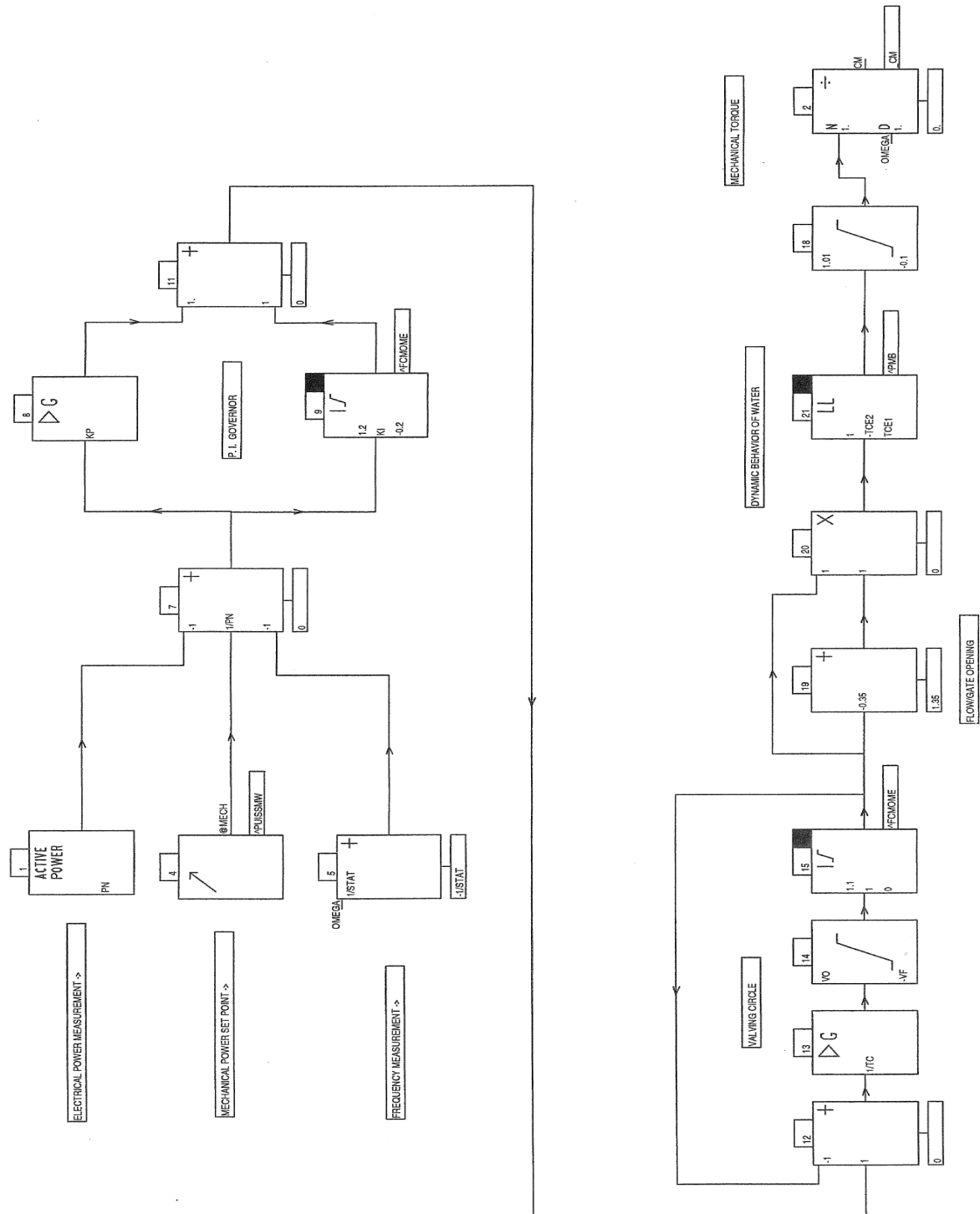


## Annexe C-5 : Modèle complet et paramètres d'une centrale hydraulique

Le modèle complet du système du système d'entraînement d'une centrale hydraulique EUROSTAG : DIES est présenté ci-dessous. Les paramètres sont :

Paramètre	Valeur
KI	0,014
KP	0,07
STAT	0,05
TC	0,3

Paramètre	Valeur
TCE1	0,5
TCE2	1
VF	0,045
VO	0,04

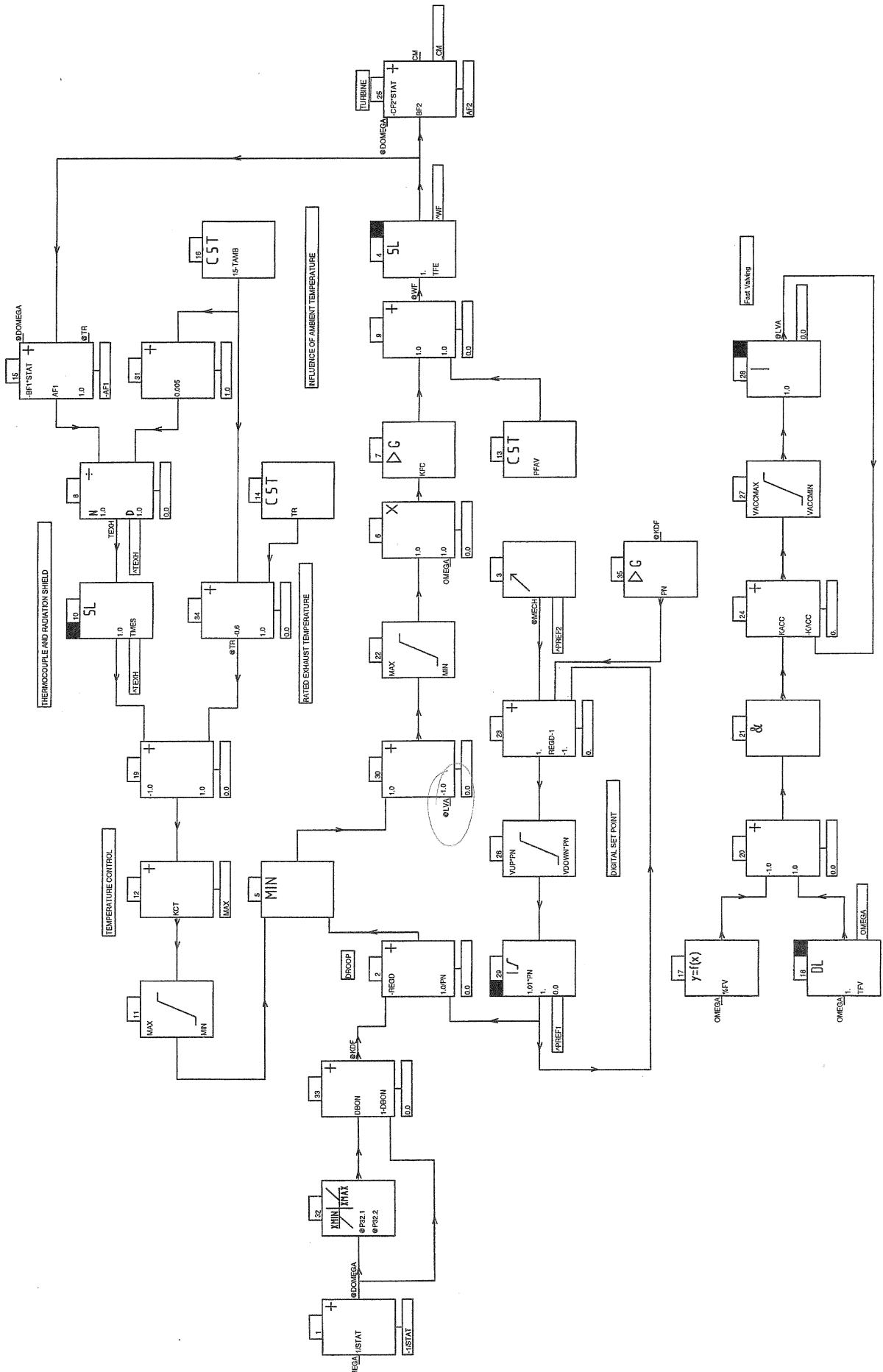


## Annexe C-6 : Modèle complet et paramètres d'une TAC (à gaz)

Le modèle complet du système du système d'entraînement d'une centrale hydraulique EUROSTAG : TURGAZ1 est présenté page suivante. Les paramètres sont :

Paramètre	Valeur	
%FV	0,999	1
	1	0,05
	1,06	0,05
	1,061	-1
AF1	390	
AF2	-0,3	
BF1	306	
BF2	1,3	
CF2	0,5	
DBON	1	
DEADB	0,001	
KACC	20	
KCT	0,08	
KFC	0,77	

Paramètre	Valeur
MAX	1,5
MIN	-0,1
PFAV	0,23
REGD	1
STAT	0,05
TAMB	15
TFE	0,75
TFV	0,05
TMES	4,5
TR	522
VACCMAX	3
VACCMIN	-0,5
VDOWN	-0,00006
VUP	0,00006



## Annexe C-6 : Modèle d'initialisation des structures éoliennes (Samuel Émelin)

### Initialisation des variables pour les éoliennes MAS

Pour effectuer les simulations sous EUROSTAG, il est nécessaire de partir d'un point de fonctionnement des éoliennes à puissance non nulle. Il faut pour cela réaliser les schémas d'initialisation pour les modèles des éoliennes. Le point de fonctionnement choisi donne des valeurs aux variables d'état pour lesquelles le système est en équilibre : entrées des intégrateurs sont nulles.

Sous EUROSTAG les grandeur  $xCOM$  sont celle vue par le rotor.

$\sigma = 1 - \frac{\frac{3}{2}M}{L_s L_r}$	
$a1m = \frac{R_{s\_com}}{\sigma \cdot L_{s\_com}}$	$a2m = \frac{R_{r\_com}}{\sigma \cdot L_{r\_com}}$
$b1m = \frac{L_{m\_com}}{L_{s\_com}}$	$b2m = \frac{L_{m\_com}}{L_{r\_com}}$
$c1m = \frac{L_{m\_com}}{\sigma \cdot L_{s\_com}}$	$c2m = \frac{L_{m\_com}}{\sigma \cdot L_{r\_com}}$

Equations électriques :

$$(\omega_r + \frac{1}{\sigma} \times (\omega_s - \omega_r)) \times I1Q - AIM \times I1D + BIM \times A2M \times I2D + CIM \times (\omega_s - \omega_r) \times I2Q = 0$$

$$(\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times (\omega_r - \omega_s)) \times I2Q - A2M \times I2D + B2M \times AIM \times I1D + C2M \times (\omega_r - \omega_s) \times I1Q = 0$$

$$\frac{CIM}{LMCOM} \times VSQ - (\omega_r + \frac{1}{\sigma} \times (\omega_s - \omega_r)) \times I1D - AIM \times I1Q + BIM \times A2M \times I2Q - CIM \times (\omega_s - \omega_r) \times I2D = 0$$

$$-\frac{CIM}{LRCOM} \times VSQ - (\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times (\omega_r - \omega_s)) \times I2D - A2M \times I2Q + B2M \times AIM \times I1Q - C2M \times (\omega_r - \omega_s) \times I1D = 0$$

$$PLOAD = -\frac{1}{660000} \times VSQ \times I1Q$$

$$QLOAD = -\frac{1}{660000} \times VSQ \times I1D$$

Equations mécaniques :

$$C_T - N \times K_T \times \theta_{tors} - D_L \times \Omega_T = 0$$

$$K_T \times \theta_{tors} - C_G - D_R \times \Omega_G = 0$$

$$N \times \Omega_T = \Omega_G$$

Equations aérodynamiques :

$$C_T \times \Omega_T = \frac{1}{2} \times \pi \times \rho \times R_T^2 \times v_{vent}^3 \times Cp\left(\frac{R_T \times \Omega_T}{v_{vent}}, \beta\right)$$

$$C_T \times \Omega_T \times (1 + reserve) = \frac{1}{2} \times \pi \times \rho \times R_T^2 \times v_{vent}^3 \times Cp\left(\frac{R_T \times \tilde{\Omega}_T}{v_{vent}}, 0\right)$$

Le coefficient de puissance de la turbine a pour expression :

$$Cp(\lambda, \beta) = \begin{cases} \frac{4 \times \lambda \times [CPMAX - DCP \times (\beta - B \times \beta^\alpha)] \times (\lambda - x_0)}{x_0^2} \times \exp\left(-\frac{I}{A_0} \times (\lambda - \frac{x_0}{2})^2\right) & \text{si } \lambda < \frac{x_0}{2} \\ \frac{4 \times [CPMAX - DCP \times (\beta - B \times \beta^\alpha)]}{x_0^2 \times \left(2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right)^2} \times \left[\frac{x_{10}}{x_{00}} \times x_0 - \lambda\right] \times \left[\lambda + \left(\frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right) \times x_0\right] & \text{si } \lambda \geq \frac{x_0}{2} \end{cases}$$

avec

$$x_0 = 2 \times \lambda_0 + 8 \times \beta \times \frac{(\lambda_{max} - \lambda_0) \times (\beta_{max} - \beta)}{\beta_{max}^2}$$

Sous EUROSTAG, les variables PLOAD et QLOAD sont des variables réservées aux injecteurs de puissance (machines utilisées pour représenter les éoliennes). Leur initialisation se fait à partir du load-flow d'initialisation, qui donne également VSQ. L'objectif de l'initialisation est donc de déterminer à partir de PLOAD et VSQ l'ensemble des valeurs des variables d'état du système à l'état initial. Pour les MAS, comme QLOAD dépend de PLOAD et VSQ, on est obligé de mettre une valeur dans le load-flow qui ne sera pas exactement la valeur de QLOAD aux premiers instants de la simulation, et on aura par conséquent une initialisation qui ne sera pas exacte. Toutefois cette manière de faire donne de bons résultats (peu d'oscillations avant l'équilibre au lancement de la simulation) si on entre dans le load-flow une valeur de QLOAD proche de celle du point de fonctionnement. D'autres approximations ont lieu à l'initialisation : On fait l'approximation que  $\tilde{\Omega}_T = \Omega_T$  car le glissement varie peu lors d'une petite augmentation de puissance, et celui-ci est également petit devant 1 : la vitesse du générateur change donc très peu. On utilise aussi (voir ci après) des fonctions affines par morceaux pour résoudre des équations non linéaires sous EUROSTAG, ce qui est une source d'imprécision supplémentaire.

Résolution :

$$\Omega_G = \Omega = \frac{\omega_s - \omega_R}{p}$$

On va exprimer la vitesse  $p$  en fonction de VSQ et PLOAD.

On peut écrire les équations électriques précédentes sous les formes matricielles suivantes :

$$\begin{bmatrix} -C1M \times p \times \Omega & B1M \times A2M \\ -\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega & -A2M \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I2D \\ I2Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{C1M}{LMCOM} \times VSQ \\ \frac{C1M}{LRCOM} \times VSQ \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -\omega_s + p \times \Omega \times (1 - \frac{1}{\sigma}) & -A1M \\ C2M \times p \times \Omega & B2M \times A1M \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I1D \\ I1Q \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} B1M \times A2M & C1M \times p \times \Omega \\ -A2M & \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I2D \\ I2Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -A1M & \omega_s + p \times \Omega \times (\frac{1}{\sigma} - 1) \\ B2M \times A1M & -C2M \times p \times \Omega \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I1D \\ I1Q \end{bmatrix}$$

Or on a:

$$\det \begin{bmatrix} -C1M \times p \times \Omega & B1M \times A2M \\ -\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega & -A2M \end{bmatrix} = A2M \times C1M \times p \times \Omega - B1M \times A2M \times \left(-\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega\right)$$

$$\det \begin{bmatrix} B1M \times A2M & C1M \times p \times \Omega \\ -A2M & \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \end{bmatrix} = B1M \times A2M \times \left(\omega_s - \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega\right) + A2M \times C1M \times p \times \Omega$$

On constate que le déterminant de ces deux matrices est identique, notons le  $D(\Omega)$ .

$$\begin{bmatrix} -C1M \times p \times \Omega & B1M \times A2M \\ -\omega_s + \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega & -A2M \end{bmatrix}^{-1} = \frac{1}{D(\Omega)} \times \begin{bmatrix} -A2M & -B1M \times A2M \\ \omega_s - \frac{1}{\sigma} \times p \times \Omega & -C1M \times p \times \Omega \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} B1M \times A2M & C1M \times p \times \Omega \\ -A2M & \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \end{bmatrix}^{-1} = \frac{1}{D(\Omega)} \times \begin{bmatrix} \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} & -C1M \times p \times \Omega \\ A2M & B1M \times A2M \end{bmatrix}$$

Notons  $M_1(\Omega)$  et  $M_2(\Omega)$  les matrices suivantes :

$$M_2(\Omega) = \begin{bmatrix} -A2M & -B1M \times A2M \\ \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} & -C1M \times p \times \Omega \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -\omega_s + p \times \Omega \times (1 - \frac{1}{\sigma}) & -A1M \\ C2M \times p \times \Omega & B2M \times A1M \end{bmatrix}$$

$$M_1(\Omega) = \begin{bmatrix} \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} & -C1M \times p \times \Omega \\ A2M & B1M \times A2M \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -A1M & \omega_s + p \times \Omega \times (\frac{1}{\sigma} - 1) \\ B2M \times A1M & -C2M \times p \times \Omega \end{bmatrix}$$

C'est-à-dire

$$M_2(\Omega) = \begin{bmatrix} -A2M \times \left( p \times \Omega \times (1 - \frac{1}{\sigma}) - \omega_s \right) - B1M \times A2M \times C2M \times p \times \Omega & A1M \times A2M - B1M \times B2M \times A1M \times A2M \\ \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) \times \left( p \times \Omega \times (1 - \frac{1}{\sigma}) - \omega_s \right) - C1M \times C2M \times p^2 \times \Omega^2 & -A1M \times \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) - A1M \times B2M \times C1M \times p \times \Omega \end{bmatrix}$$

$$M_1(\Omega) = \begin{bmatrix} -A1M \times \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) - C1M \times B2M \times A1M \times p \times \Omega & \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) \times \left( \omega_s + p \times \Omega \times (\frac{1}{\sigma} - 1) \right) + C1M \times C2M \times p^2 \times \Omega^2 \\ -A1M \times A2M + B1M \times B2M \times A1M \times A2M & A2M \times \left( \omega_s + p \times \Omega \times (\frac{1}{\sigma} - 1) \right) - B1M \times A2M \times C2M \times p \times \Omega \end{bmatrix}$$

En égalant les deux expressions de  $\begin{bmatrix} I2D \\ I2Q \end{bmatrix}$ , on obtient :

$$[M_2(\Omega) - M_1(\Omega)] \times \begin{bmatrix} I1D \\ I1Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -A2M & -B1M \times A2M \\ \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} & -C1M \times p \times \Omega \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} -\frac{C1M}{LMCOM} \times VSQ \\ \frac{C1M}{LRCOM} \times VSQ \end{bmatrix}$$

Notons  $\begin{bmatrix} m_1(\Omega) & m_2(\Omega) \\ m_3(\Omega) & m_4(\Omega) \end{bmatrix} = M_2(\Omega) - M_1(\Omega)$

On obtient une équation en  $\Omega$  par la combinaison linéaire suivante :

$$m_3(\Omega) \times \text{ligne1} - m_1(\Omega) \times \text{ligne2}$$

L'équation est :

$$m_2(\Omega) \times m_3(\Omega) \times \frac{I1Q}{VSQ} - m_4(\Omega) \times m_1(\Omega) \times \frac{I1Q}{VSQ} - m_3(\Omega) \times \left( \frac{1}{LMCOM} - \frac{B1M}{LRCOM} \right) \times A2M \times C1M$$

$$- m_1(\Omega) \times \left( \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) \times \frac{C1M}{LMCOM} - p \times \Omega \times \frac{C1M^2}{LRCOM} \right) = 0$$

avec

$$m_1(\Omega) = -m_4(\Omega) = -A2M \times \left( p \times \Omega \times \left(1 - \frac{1}{\sigma}\right) - \omega_s \right) - B1M \times A2M \times C2M \times p \times \Omega$$

$$+ A1M \times \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) + C1M \times B2M \times A1M \times p \times \Omega$$

$$m_2(\Omega) = m_3(\Omega) = A1M \times A2M - B1M \times B2M \times A1M \times A2M$$

$$- \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) \times \left( \omega_s + p \times \Omega \times \left( \frac{1}{\sigma} - 1 \right) \right) - C1M \times C2M \times p^2 \times \Omega^2$$

$$I1Q = - \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ}$$

On obtient une équation du quatrième ordre en  $p\Omega$  :

$$C_4 \times (p\Omega)^4 + C_3 \times (p\Omega)^3 + C_2 \times (p\Omega)^2 + C_1 \times (p\Omega) + C_0 = 0$$

avec

$$C_4 = - \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times \frac{(\sigma - 1)^2}{\sigma^4} \times \left( 1 + 2 \times C1M \times C2M \times \frac{\sigma^2}{\sigma - 1} + (C1M \times C2M)^2 \times \frac{\sigma^4}{(\sigma - 1)^2} \right)$$

$$C_3 = \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times 2 \times \omega_s \times \left( C1M \times C2M + \frac{\sigma - 1}{\sigma^2} \right)$$

$$C_2 = - \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times 2 \times \left( C1M \times C2M + \frac{\sigma - 1}{\sigma^2} \times (A1M \times A2M \times (B1M \times B2M - 1) + (\omega_s)^2) + (\omega_s)^2 \right)$$

$$- \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times \left( A1M \times B2M \times C1M - A2M \times \left(1 - \frac{1}{\sigma}\right) - B1M \times A2M \times C2M - \frac{A1M}{\sigma} \right)^2$$

$$+ \left( A1M \times B2M \times C1M - A2M \times \left(1 - \frac{1}{\sigma}\right) - B1M \times A2M \times C2M - \frac{A1M}{\sigma} \right) \times \left( \frac{C1M}{LMCOM \times \sigma} - \frac{C1M^2}{LRCOM} \right)$$

$$+ \left( C1M \times C2M + \frac{\sigma - 1}{\sigma^2} \right) \times A2M \times C1M \times \left( \frac{1}{LMCOM} - \frac{B1M}{LRCOM} \right)$$

$$C_1 = \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times 2 \times \omega_s \times A1M \times A2M \times (B1M \times B2M - 1) + 2 \times (\omega_s)^3$$

$$- \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times \left( A1M \times B2M \times C1M - A2M \times \left(1 - \frac{1}{\sigma}\right) - B1M \times A2M \times C2M - \frac{A1M}{\sigma} \right) \times \omega_s \times (A1M + A2M)$$

$$- \left( A1M \times B2M \times C1M - A2M \times \left(1 - \frac{1}{\sigma}\right) - B1M \times A2M \times C2M - \frac{A1M}{\sigma} \right) \times \frac{C1M \times \omega_s}{LMCOM}$$

$$+ \omega_s \times (A1M + A2M) \times \left( \frac{C1M}{LMCOM \times \sigma} - \frac{C1M^2}{LRCOM} \right) - \omega_s \times A2M \times C1M \times \left( \frac{1}{LMCOM} - \frac{B1M}{LRCOM} \right)$$

$$C_0 = - \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times (A1M \times A2M \times (1 - B1M \times B2M) - (\omega_s)^2)^2$$

$$- \frac{660000 \times PLOAD}{VSQ^2} \times (\omega_s)^2 \times (A1M + A2M)^2 - \frac{C1M}{LMCOM} \times (\omega_s)^2 \times (A1M + A2M)$$

$$(A1M \times A2M \times (B1M \times B2M - 1) + (\omega_s)^2) \times A2M \times C1M \times \left( \frac{1}{LMCOM} - \frac{B1M}{LRCOM} \right)$$



La résolution d'une équation du quatrième ordre est impossible sous EUROSTAG, mais comme les

coefficients de l'équation ne dépendent que de  $\frac{PLOAD}{VSQ^2}$ , on peut utiliser le bloc 'fonction' sur EUROSTAG qui est une fonction linéaire par morceau qui comprend au maximum 21 points.

On prend comme entrée  $1000000 \times \frac{PLOAD}{VSQ^2}$  et on obtient en sortie le glissement en valeur absolue exprimé en pour mille afin d'obtenir des grandeurs proches de l'unité (pour des questions de précision sous EUROSTAG).

Cette résolution nous donne donc la valeur de la vitesse de rotation de la génératrice pour le point de fonctionnement souhaité. Ceci nous permet de déterminer les valeurs des courants correspondants (pour des questions de précision lors de la création du schéma d'initialisation sous EUROSTAG nous allons utiliser  $g_{abs}$  qui est la valeur absolue du glissement, qui est liée à la vitesse de rotation de la machine asynchrone par la relation  $2\pi f \times (1 + g_{abs}) = p\Omega$ ).

Les valeurs des courants permettent de déterminer le couple :

$$C_G = p \times LMCOM \times (I1D \times I2Q - I1Q \times I2D)$$

$$I1Q = -\frac{660000 \times PLOAD}{VSQ}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} I1D = -\frac{m_2}{m_1} \times I1Q + \frac{A2M \times C1M}{m_1} \times \left( \frac{1}{LMCOM} - \frac{B1M}{LRCOM} \right) \times VSQ \\ m1 = -A2M \times (g_{abs} \times \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma}) + (C1M \times B2M \times A1M - B1M \times A2M \times C2M) \times p\Omega + A1M \times (\omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma}) \\ m2 = A1M \times A2M \times (1 - B1M \times B2M) - C1M \times C2M \times (p\Omega)^2 + (\omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma}) \times (g_{abs} \times \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma}) \end{cases}$$

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} I2D \\ I2Q \end{bmatrix} = \frac{1}{B1M \times A2M \times \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) + A2M \times C1M \times p \times \Omega} \times \begin{bmatrix} -A1M \times \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) - C1M \times B2M \times A1M \times p \times \Omega & \left( \omega_s - p \times \frac{\Omega}{\sigma} \right) \times \left( \omega_s + p \times \Omega \times \left( \frac{1}{\sigma} - 1 \right) \right) + C1M \times C2M \times p^2 \times \Omega^2 \\ -A1M \times A2M + B1M \times B2M \times A1M \times A2M & A2M \times \left( \omega_s + p \times \Omega \times \left( \frac{1}{\sigma} - 1 \right) \right) - B1M \times A2M \times C2M \times p \times \Omega \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I1D \\ I1Q \end{bmatrix}$$

On peut ensuite déduire les valeurs des variables d'état mécaniques :

$$\Omega_T = \frac{\Omega_G}{N}$$

$$K\theta_{tors} = C_G + D_R \times \Omega_G$$

$$C_T = N \times K\theta_{tors} + D_L \times \Omega_T$$

D'où on obtient la vitesse du vent en utilisant sous EUROSTAG une fonction linéaire par morceaux :

$$C_T \times \Omega_T \times (1 + reserve) = \frac{1}{2} \times \pi \times \rho \times R_T^2 \times \Omega_T^3 \times \frac{Cp(\lambda, 0)}{\lambda^3}$$

C'est-à-dire

$$\frac{C_T \times (1 + reserve)}{\Omega_T^2} - \frac{\pi \times \rho \times R_T^5}{2} \times \frac{C_p(\lambda, 0)}{\lambda^3} = 0$$

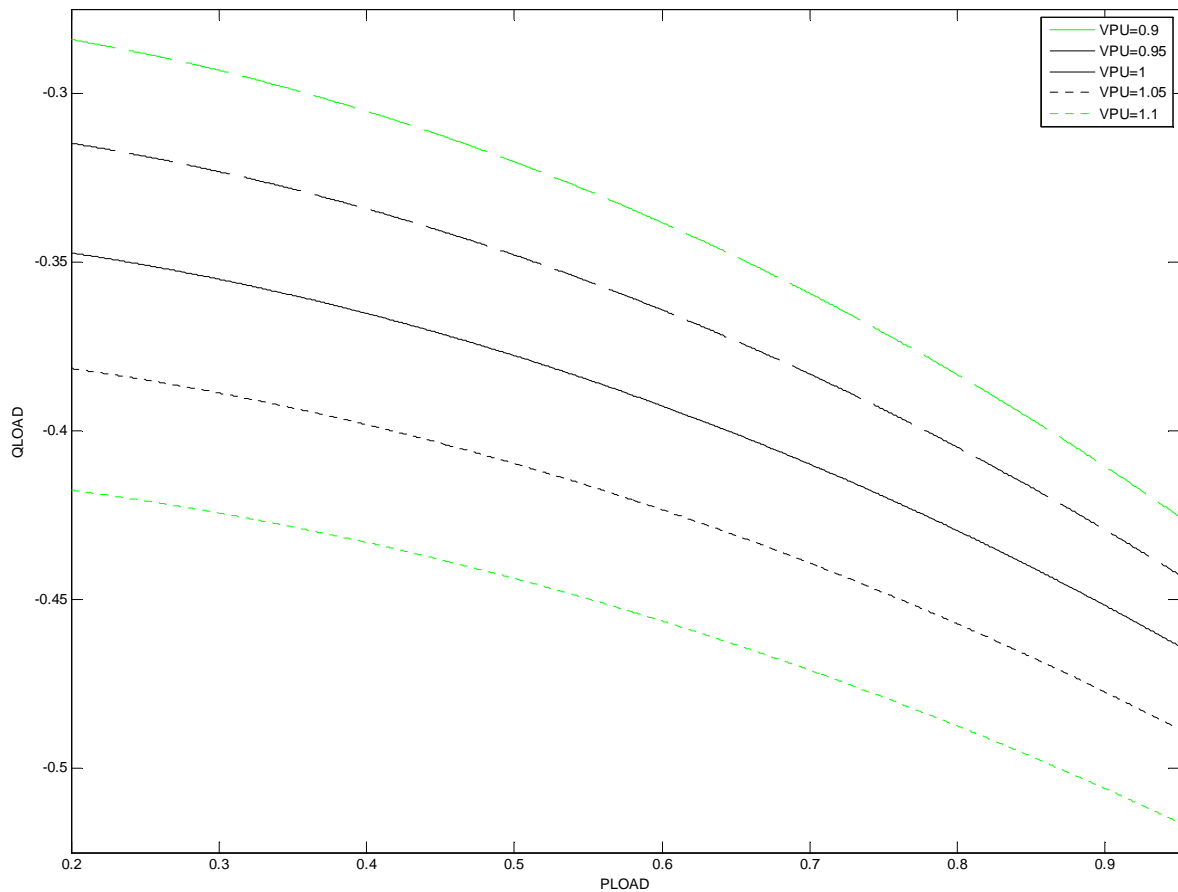
On va donc prendre comme entrée de la fonction la variable  $\frac{C_T \times (1 + reserve)}{\Omega_T^2}$  et comme sortie  $\lambda$ .

Enfin, pour obtenir  $\beta$  on utilise l'équation

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, 0)}{1 + reserve}$$

On utilise la encore une fonction linéaire par morceau avec comme entrée  $\lambda$  et comme sortie  $\beta$ . On ne peut par contre pas entrer la valeur de la réserve comme variable de la fonction et il faut donc utiliser une fonction différente pour chaque valeur de réserve désirée.

La valeur de QLOAD peut être calculée grâce aux équations précédentes, et peut être lue sur l'abaque suivant :



## Initialisation des éoliennes MS

En partant des équations des entrées des intégrateurs qui doivent être nulles, on obtient les relations suivantes coté réseau :

$$\begin{cases} IOD = -\frac{660000 \times PLOAD}{V_{RES}} \\ IOQ = -\frac{660000 \times QLOAD}{V_{RES}} \end{cases}$$

$$\Rightarrow \begin{cases} VOD = V_{RES} - R_{FILTRE} \times IOD - L_{FILTRE} \times \omega_{res} \times IOQ \\ VOQ = -R_{FILTRE} \times IOQ - L_{FILTRE} \times \omega_{res} \times IOD \end{cases}$$

$$\Rightarrow IODC = \frac{VOD \times IOD + VOQ \times IOQ}{U_c}$$

Coté machine synchrone, les équations sont les suivantes :

$$\frac{VSD}{L_D} - \frac{R_S}{L_D} \times ISD + \frac{L_Q}{L_D} \times ISQ \times \omega_s = 0$$

$$\frac{VSQ}{L_Q} - \frac{FFSD}{L_Q} \times \omega_s - \frac{L_D}{L_Q} \times ISD \times \omega_s - \frac{R_S}{L_Q} \times ISQ = 0$$

$$C_G = p \times (FFSD - LDMLQ \times ISD) \times ISQ$$

$$IRED = IODC$$

L'équation mécanique est :

$$C_T + C_G - D_{TOT} \times \Omega_G = 0$$

De plus le MPPT impose :

$$\lambda_{opt} = \frac{R_T \times \omega_s}{p \times v_{vent}} = \lambda_0 + 4 \times \beta \times \frac{(\lambda_{max} - \lambda_0) \times (\beta_{max} - \beta)}{\beta_{max}^2}$$

Comme  $C_p(\lambda_{opt}, \beta) = CPMAX - DCP \times \beta = \frac{Cp(\lambda_{opt}, 0)}{1 + reserve} = \frac{CPMAX}{1 + reserve}$ , on a

$$\beta = \frac{CPMAX}{DCP} \times \frac{reserve}{1 + reserve}$$

On obtient une relation entre  $C_G$  et  $\omega_s$  :

$$VSQ = \frac{I_{RED} \times U_c}{ISQ} = \frac{I_{RED} \times U_c}{C_G} \times p \times FFSD$$

$$\Rightarrow \frac{I_{RED} \times U_c \times p \times FFSD}{L_Q \times C_G} - \frac{FFSD}{L_Q} \times \omega_s - \frac{L_D}{L_Q} \times ISD \times \omega_s - \frac{R_S}{L_Q} \times ISQ = 0$$

$$\Rightarrow CG = -\frac{p \times FFSD^2 \times \omega_s}{2 \times R_S} \times \left( 1 - \sqrt{1 + 4 \times \frac{I_{RED} \times U_c \times R_S}{FFSD^2 \times \omega_s^2}} \right)$$

$$D'o\grave{u} \quad P_T = D_{TOT} \times \frac{\omega_s^2}{P^2} + \frac{FFSD^2 \times \omega_s^2}{2 \times R_S} \times \left( 1 - \sqrt{1 + 4 \times \frac{I_{RED} \times U_C \times R_S}{FFSD^2 \times \omega_s^2}} \right)$$

$$Or \quad P_T = \frac{CPMAX}{1 + reserve} \times \frac{1}{2} \times \pi \times \rho \times R_T^2 \times v_{vent}^3$$

En \u00e9galant les deux expressions on obtient une \u00e9quation en  $\omega_s$  :

$$\omega_s = C_1 + C_2 \times \sqrt{1 + \frac{C_3}{\omega_s^2}}$$

avec

$$C_1 = \frac{\lambda_{opt}^3 \times \left( \frac{D_{TOT} \times p}{R_T^3} + \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3} \right)}{\frac{CPMAX}{1 + reserve} \times \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2}$$

$$C_2 = - \frac{\lambda_{opt}^3 \times \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3}}{\frac{CPMAX}{1 + reserve} \times \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2}$$

$$C_3 = 4 \times \frac{I_{RED} \times U_C \times R_S}{FFSD^2}$$

Cette \u00e9quation peut \u00eatre chang\u00e9e en :

$$\left( \frac{2 \times R_S \times R_T^3}{FFSD^2 \times p^3} \right)^2 \times \left( \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2 \right)^2 Y^4 - 2 \times \frac{\frac{D_{TOT} \times p}{R_T^3} + \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3}}{\left( \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3} \right)^2} \times \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2 \times Y^3 + \left( \left( \frac{\frac{D_{TOT} \times p}{R_T^3} + \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3}}{\frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3}} \right)^2 - 1 \right) \times Y^2 - X = 0$$

avec

$$Y = \frac{\omega_s}{\lambda_{opt}^3} \times \frac{CPMAX}{1 + reserve}$$

$$X = 4 \times \frac{I_{RED} \times U_C \times R_S}{FFSD^2 \times \lambda_{opt}^6} \times \left( \frac{CPMAX}{1 + reserve} \right)^2$$

-1000xX sera l'entrée d'une fonction linéaire par morceaux sur EUROSTAG (afin de se rapprocher de l'unité), et 1000xY sa sortie. Les variables d'état de l'éolienne se déduisent alors simplement de Y.

Dans le cas où la réserve est créée en se plaçant à une vitesse de rotation plus élevée, ce qui vient également dégrader le coefficient de puissance de la turbine, la vitesse de rotation n'est plus fixée par la grandeur  $\lambda_{opt}$  comme précédemment mais par la grandeur  $\lambda_{res}$ , qui est définie par les équations ci après si la vitesse de rotation n'est pas arrivée à sa vitesse maximale.

$$Cp(\lambda_{res}, \beta = 0) = \frac{CPMAX}{1 + reserve}$$

avec

$$Cp(\lambda, \beta = 0) = \frac{CPMAX}{\lambda_0^2 \times \left(2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right)^2} \times \left[2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} \times \lambda_0 - \lambda\right] \times \left[\lambda + 2 \times \left(\frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right) \times \lambda_0\right] \text{ pour } \lambda \geq \lambda_0$$

On obtient donc l'équation :

$$\left[2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} \times \lambda_0 - \lambda_{res}\right] \times \left[\lambda_{res} + 2 \times \left(\frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right) \times \lambda_0\right] = \frac{\lambda_0^2 \times \left(2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right)^2}{1 + reserve}$$

C'est-à-dire :

$$-\lambda_{res}^2 + 2 \times \lambda_{res} \times \lambda_0 + \lambda_0^2 \times \frac{4 \times \left(\frac{x_{10}}{x_{00}}\right)^2 \times reserve - 4 \times \left(\frac{x_{10}}{x_{00}}\right) \times reserve - 1}{1 + reserve} = 0$$

On en déduit :

$$\lambda_{res} = \lambda_0 \times \left(1 + \left(2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right) \times \sqrt{\frac{reserve}{1 + reserve}}\right)$$

Dans le cas où la vitesse de rotation est arrivée à sa valeur maximale (soit  $\Omega_{T \max} = 3,52 \text{ rad / s}$ ), cette expression devient :

$$\lambda_{res} = \min \left( \lambda_0 \times \left(1 + \left(2 \times \frac{x_{10}}{x_{00}} - 1\right) \times \sqrt{\frac{reserve}{1 + reserve}}\right), \frac{RT}{v_{vent}} \times \Omega_{T \max} \right)$$

On obtient alors une équation similaire à la partie précédente :

$$\omega_s = C_1 + C_2 \times \sqrt{1 + \frac{C_3}{\omega_s^2}}$$

avec

$$C_1 = \frac{\lambda_{res}^3 \times \left( \frac{D_{TOT} \times p}{R_T^3} + \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3} \right)}{\frac{CPMAX}{1 + reserve} \times \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2}$$

$$C_2 = - \frac{\lambda_{res}^3 \times \frac{FFSD^2 \times p^3}{2 \times R_S \times R_T^3}}{\frac{CPMAX}{1 + reserve} \times \frac{\pi}{2} \times \rho \times R_T^2}$$

$$C_3 = 4 \times \frac{I_{RED} \times U_C \times R_S}{FFSD^2}$$

On peut déduire de cette équation toutes les variables d'état de l'éolienne.

Dans le cas où la vitesse de rotation atteint sa valeur limite, la réserve de puissance doit être complétée via une action sur l'angle de calage, en utilisant une fonction affine par morceau permettant la résolution de l'équation :

$$Cp \left( \frac{R_T}{v_{vent}} \times \Omega_{T \max}, \beta \right) = \frac{CPMAX}{1 + reserve}$$

## **Titre**

---

Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire

## **Résumé**

---

Le fort développement qu'a connu l'énergie éolienne cette dernière décennie en Europe se retrouve aujourd'hui au niveau mondial. Cette croissance a été rendue possible grâce à divers facteurs qui ont guidés les volontés de politique énergétique en faveur de cette énergie. Or un tel développement amène à repenser son intégration dans les systèmes d'énergie électrique. C'est pourquoi les conditions de raccordement qui lui sont imposées évoluent et tendent à ce qu'elle participe aux services système. Ces travaux de thèse s'intéressent à la mise en œuvre de parcs éoliens basés sur une mixité technologique, capables de satisfaire les nouvelles et futures exigences de raccordement. L'aptitude de différentes technologies d'éoliennes à répondre à différents services est analysée afin de définir les solutions envisageables pour la création de tels parcs éoliens. Ces travaux se concluent sur une étude d'intégration de parcs éoliens mixtes en milieu insulaire.

## **Mots-clefs**

---

Générateurs éoliens, réseaux électriques, services système, réglage de tension, réglage de fréquence, creux de tension

## **Title**

---

Contribution to ancillary services of mixed wind plant: implementation in island power system

## **Abstract**

---

The strong growth that has seen wind energy this past decade in Europe now finds itself present at global level. This was made possible thanks to various factors including the establishment of energy policies for this energy. However this development has led to rethinking of the integration wind energy in power systems. To reduce its impact on the power systems, grid code requirements are changing and now wind farms must participate to ancillary services as do classical power plants. This work concerned with the implementation of wind power plants based on technology mix, shows that it is possible to meet new and future grid code requirements including: voltage and frequency regulation, and low voltage ride through capabilities.

## **Keywords**

---

Wind generator, power system, ancillary services, voltage control, frequency control, low voltage ride through