

Optimisation des stratégies de réglage d'une installation de pompage-turbinage à vitesse variable

THÈSE N° 4789 (2010)

PRÉSENTÉE LE 8 OCTOBRE 2010

À LA FACULTÉ SCIENCES ET TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR
LABORATOIRE DE MACHINES ÉLECTRIQUES
PROGRAMME DOCTORAL EN ENERGIE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE

POUR L'OBTENTION DU GRADE DE DOCTEUR ÈS SCIENCES

PAR

Yves PANNATIER

acceptée sur proposition du jury:

Prof. J. R. Mosig, président du jury
Prof. J.-J. Simond, Dr B. Kawkabani, directeurs de thèse
Prof. F. Avellan, rapporteur
Prof. A. Foggia, rapporteur
Dr A. Schwery, rapporteur



ÉCOLE POLYTECHNIQUE
FÉDÉRALE DE LAUSANNE

Suisse
2010

Remerciements

Avant toute chose, je souhaite adresser un grand merci à toutes les personnes qui m'ont permis de réaliser cette thèse de doctorat dans de si bonnes conditions.

Je pense en particulier au Professeur Jean-Jacques Simond, directeur de thèse, qui m'a offert l'opportunité d'effectuer ce travail au sein de son laboratoire. Ça a été un réel plaisir de travailler pour lui ces dernières années et j'ai particulièrement apprécié nos discussions qui m'ont beaucoup appris. J'ai pu profiter pleinement de ses compétences et de son expérience qui ont très souvent permis d'apporter une solution aux différents problèmes que j'ai rencontrés.

Je souhaite exprimer toute ma reconnaissance au Docteur Basile Kawkabani, directeur de thèse, qui m'a encadré dans la réalisation de ce travail. La collaboration avec lui a été des plus agréables. J'ai spécialement apprécié sa grande disponibilité ainsi que ses précieux conseils qui ont toujours porté leurs fruits. Je le remercie encore pour tout le temps consacré à la relecture approfondie de cette thèse.

Je désire également remercier le Docteur Alexander Schwery d'ALSTOM Birr, membre du jury, pour son soutien et sa collaboration, en particulier durant les quelques réunions que nous avons eues. Ses idées et son expérience industrielle m'ont permis d'avancer toujours dans la bonne direction.

Je tiens aussi à remercier les autres membres du jury, Professeur François Avellan, Professeur Alberto Foggia et Professeur Juan Mosig pour le temps consacré à la relecture et à l'évaluation de ce travail ainsi que pour les remarques constructives formulées lors de la défense.

J'adresse mes remerciements au Docteur Christophe Nicolet qui a été d'une aide très précieuse dans tous les problèmes liés au domaine hydraulique. Sa patience et ses explications claires m'ont permis de me familiariser rapidement avec ce domaine qui ne m'était jusqu'alors que peu connu. J'en profite également pour remercier M. Jean-Loup Deniau, M. Jean-Bernard Houdeline et M. Sébastien Ruiz d'ALSTOM Grenoble qui m'ont aidé dans l'acquisition et le traitement des données hydrauliques. Merci encore au Docteur André Hodder qui m'a permis d'assimiler rapidement les bases du réglage de la partie électrique d'un groupe à vitesse variable.

Je souhaite remercier ALSTOM Power Hydro à Birr en Suisse et à Grenoble en France, la commission CTI ainsi que le centre de compétence CCEM pour leur soutien financier, grâce auquel la réalisation de cette thèse a été rendue possible.

Je remercie également tous mes collègues du LME qui ont su créer une ambiance de travail très agréable durant ces quelques années pendant lesquelles j'ai eu le plaisir de collaborer avec eux.

D'un point de vue plus personnel, je tiens à remercier du fond du cœur ma maman et mon papa qui m'ont offert la possibilité de faire ces études et qui m'ont toujours encouragé à aller de l'avant, même dans les moments de doutes. Merci aussi à ma sœur et à mon frère qui m'ont continuellement soutenu et sur lesquels j'ai toujours pu compter.

J'aimerais encore remercier sincèrement ma femme qui a été à mes côtés tout au long de cette aventure. Elle m'a encouragé et soutenu, a supporté mes sautes d'humeur avec une patience incroyable et a toujours su me redonner le sourire, même après une journée difficile.

Merci finalement à tous mes amis, l'équipe du week-end en Valais, celle des super sympas à Lausanne et tous les autres, pour tous les bons moments de détente qui m'ont permis de ne pas penser qu'à cette thèse durant ces dernières années.

Résumé

Durant les prochaines décennies, le secteur de la production d'électricité va connaître d'importantes évolutions. Cela est lié principalement à l'augmentation de la demande, à une limitation des ressources traditionnelles telles que les énergies fossiles ainsi qu'au développement des énergies renouvelables et plus particulièrement la multiplication des sites éoliens.

Les centrales hydrauliques de pompage-turbinage, qui permettent de stocker d'importantes quantités d'énergie et de compenser rapidement les fluctuations de puissance, vont alors jouer un rôle capital. Il est donc indispensable de trouver des solutions permettant d'optimiser au maximum les performances de ce type de centrale.

La majorité des installations de pompage-turbinage actuellement en service sont des groupes à vitesse fixe du type motogénérateur synchrone. La flexibilité et les performances dynamiques de ces centrales peuvent néanmoins être considérablement améliorées en recourant à des motogénérateurs à vitesse variable.

L'objectif majeur de ce travail est de proposer et développer des stratégies de réglage et des procédures d'exploitation d'une centrale de pompage-turbinage à vitesse variable permettant d'optimiser son fonctionnement et d'assurer la stabilité du réseau. Une telle étude nécessite trois principales étapes, à savoir le développement théorique, la modélisation et la validation par simulation.

La centrale considérée dans cette étude est modélisée de façon complète et détaillée, le modèle incluant le système électrique et les convertisseurs, la partie hydraulique ainsi que tous les équipements de contrôle-commande. Une simplification de la partie électrique et plus précisément le remplacement des convertisseurs par des sources de tension commandées, modèle pseudo-continu, permet en outre de réduire massivement le temps de simulation.

Les stratégies de réglage proposées permettent l'exploitation optimale du groupe à vitesse variable quelle que soit la configuration du réseau, interconnecté ou îloté, pour les deux modes de fonctionnement, turbine et pompe. Les performances dynamiques atteintes sont supérieures à celles d'un groupe équivalent à vitesse fixe, même lorsque d'importantes perturbations électriques surviennent sur le réseau. En outre, les procédures de démarrage et de synchronisation proposées pour la mise en service d'un groupe en mode pompe ne requièrent aucun équipement supplémentaire et permettent d'atteindre des temps de démarrage très courts. Ces différentes stratégies et procédures de contrôle ont été validées par des simulations réalisées à l'aide du logiciel SIMSEN.

Mots clés: vitesse variable, pompe-turbine, motogénérateur asynchrone, convertisseurs, stratégies de réglage, simulation dynamique.

Abstract

Important modifications of the electricity generation landscape are expected in the next decades. This is mainly due to the increase of the demand, the limitation of traditional resources as fossil fuel energy resources and the development of renewable energy resources, especially the wind power.

Consequently, hydraulic pumped storage power plants, whose main advantage is the ability to store big amounts of energy and to compensate very fast power fluctuations in the grid, will play a very important role. So it is essential to find and develop solutions to optimize the performances of this type of power plant.

Nearly all the pumped storage power plants in operation today are equipped with groups working at constant speed consisting of synchronous motor-generators. Nevertheless, efficiency and dynamic performances of such power plants can be significantly improved by using variable speed motor-generators.

The main objective of this work is to propose and develop control strategies and operation procedures for a variable speed pumped storage power plant in order to optimize its efficiency and to guarantee the stability of the grid. Such a study requires three main steps, which are theoretical development, modelling and validation through simulation results.

The power plant considered in this study is fully and in detail modelled, the model including the electrical system and the converters, the hydraulic part and the control equipments. The simplification of the electrical part, and more particularly the replacement of the converters by controlled voltage sources, pseudo-continuous model, leads to a drastic simulation time reduction.

Proposed control strategies enable the optimal operation of the variable speed group in the case of interconnected and isolated grid topologies and for both generating and pumping modes. The dynamic performances achieved are better than those obtained when considering an equivalent group working at constant speed, even if important electrical faults occur in the grid. Moreover the proposed procedures of start-up and synchronization related to the commissioning of the group operating in pumping mode do not require any supplementary equipment and enable to start the group in a short time. These different control strategies and procedures have been validated by simulations realized with the program SIMSEN.

Keywords: variable speed, pump-turbine, asynchronous motor-generator, converters, control strategies, dynamic simulation.

Table des matières

Chapitre 1 Introduction	1
1.1. Introduction.....	1
1.2. Comparaison entre les différents types de groupes à vitesse variable.....	4
1.3. Objectifs et structure de l'étude	6
Chapitre 2 Modélisation du groupe de pompage-turbinage type Varspeed.....	9
2.1. Introduction.....	9
2.2. Conventions de signe et équations de base	9
2.3. Système hydraulique.....	11
2.3.1. Analogie électrique	12
2.3.2. Pompe-turbine.....	13
2.3.3. Validation.....	17
2.4. Système électrique	18
2.4.1. Motogénérateur	19
2.4.2. Convertisseur VSI.....	20
2.4.3. Modèle pseudo-continu.....	22
2.4.4. Transformateur.....	23
Chapitre 3 Stratégies de réglage en réseau interconnecté.....	25
3.1. Introduction.....	25
3.2. Contrôle du convertisseur	25
3.2.1. Adaptation au modèle pseudo-continu.....	28
3.3. Contrôle de la pompe-turbine	29
3.4. Optimisation de rendement en mode turbine	31
3.4.1. Première méthode	32
Deuxième méthode	35
3.4.2. Problèmes d'instabilité liés aux discontinuités de surface	37
3.4.3. Origine des discontinuités et élimination	41
3.5. Optimisation de rendement en mode pompe.....	44
3.6. Contrôle global de la centrale hydroélectrique	45
3.6.1. Stratégies en mode turbine.....	45
3.6.2. Stratégie en mode pompe.....	47
3.7. Résultats de simulation	47
3.7.1. Grandeurs de référence	47
3.7.2. Stratégie 1 en mode turbine	49
3.7.3. Comparaison avec le modèle pseudo-continu	53
3.7.4. Stratégie 2 en mode turbine	54

3.7.5. Comparaison des stratégies en mode turbine	59
3.7.6. Stratégie en mode pompe.....	60
3.8. Conclusion	62
Chapitre 4 Etude de perturbations électriques	65
4.1. Introduction.....	65
4.2. Structure du réseau.....	65
4.3. Résultats de simulation	67
4.3.1. Court-circuit triphasé	67
4.3.2. Comparaison avec la machine synchrone	71
4.3.3. Creux de tension	77
4.4. Conclusion	82
Chapitre 5 Stratégies de réglage en réseau îloté	85
5.1. Introduction.....	85
5.2. Structure du réseau.....	85
5.2.1. Modélisation de la centrale thermique	86
5.2.2. Modélisation du champ d'éoliennes.....	87
5.2.3. Modélisation du réseau mixte	90
5.3. Adaptation des stratégies de réglage	91
5.4. Résultats de simulation	93
5.4.1. Grandeurs de référence et conventions de signe	93
5.4.2. Délestage en mode turbine	94
5.4.3. Comparaison avec le modèle pseudo-continu	98
5.4.4. Prise de charge en mode pompe.....	100
5.4.5. Compensation des variations de puissance éolienne en mode pompe	105
5.5. Conclusion	109
Chapitre 6 Procédures de démarrage et synchronisation en mode pompe ...	111
6.1. Introduction.....	111
6.2. Structure du réseau.....	111
6.3. Procédure de démarrage.....	113
6.3.1. Stratégie de réglage.....	113
6.3.2. Phase 1 : démarrage sous couple nominal.....	118
6.3.3. Phase 2 : diminution du flux statorique.....	121
6.3.4. Phase 3 : optimisation du courant rotorique transverse.....	122
6.3.5. Synthèse et limite	123
6.4. Procédure de synchronisation	125

6.4.1. Contrôle de l'amplitude de la tension statorique.....	125
6.4.2. Condition pour la synchronisation du groupe	127
6.4.3. Contrôle de la fréquence de la tension statorique	128
6.4.4. Contrôle de la phase de la tension statorique	128
6.4.5. Synthèse	128
6.5. Procédure globale	129
6.6. Résultats de simulation	131
6.6.1. Procédure globale.....	131
6.6.2. Procédure de démarrage.....	133
6.6.3. Procédure de synchronisation	135
6.6.4. Application à un cas réel.....	138
6.7. Conclusion	139
Chapitre 7 Procédure de mise en eau et prise de charge en mode pompe.....	141
7.1. Introduction.....	141
7.2. Structure du réseau.....	141
7.3. Procédure	142
7.4. Résultats de simulation	143
7.5. Conclusion	146
Chapitre 8 Conclusion.....	147
Bibliographie.....	149
Glossaire.....	153
Curriculum Vitae	157

Chapitre 1 Introduction

1.1. Introduction

La consommation d'électricité, qui est en constante augmentation, varie passablement selon les heures (jour/nuit), les jours (semaine/week-end) ou encore les saisons (été/hiver). Or un grand pourcentage de la production, appelé production de base, est assuré par des centrales thermiques, nucléaires ou encore au fil de l'eau qui ne sont techniquement exploitables qu'à puissance quasiment constante. Il s'avère donc nécessaire de pouvoir stocker l'énergie électrique de manière à couvrir les multiples fluctuations de la demande. En outre, le développement des énergies renouvelables et plus particulièrement la multiplication des sites éoliens importants, dont la production varie fortement suivant les conditions de vent, nécessite des capacités de stockage de plus en plus considérables.

Une alternative très intéressante au stockage direct d'énergie électrique, qui n'est pas économiquement envisageable pour de grandes quantités d'énergie, est le pompage-turbinage. En effet, cela permet d'une part de stocker de l'énergie potentielle par pompage lorsque la demande est inférieure à la production de base et d'autre part de couvrir les pics de consommation par turbinage.

La plupart des installations de pompage-turbinage actuellement en service sont équipées de machines synchrones et fonctionnent donc à vitesse fixe. La flexibilité et les performances dynamiques de ce type de centrale peuvent néanmoins être significativement améliorées en optant pour une technologie à vitesse variable [1], [2], [3]. En effet elle présente plusieurs avantages comparativement à la solution à vitesse fixe [4].

- Meilleur rendement à charge partielle et plus grande plage de fonctionnement en mode turbine

Les centrales de pompage-turbinage sont habituellement équipées de pompes-turbines de type Francis qui ont la particularité d'avoir une roue à géométrie fixe. Elles sont donc optimisées pour un point de fonctionnement bien défini, caractérisé par une hauteur de chute, un débit et une vitesse de rotation. Comme la hauteur de chute et le débit sont des grandeurs qui varient fortement en cours d'exploitation, un groupe à vitesse fixe fonctionne fréquemment à un rendement inférieur à sa valeur optimale. En revanche, si la vitesse du groupe est variable, il est alors possible de l'adapter continuellement selon la hauteur de chute et le débit de sorte à maximiser le rendement.

Cet avantage est illustré dans la Figure 1.1 qui représente des courbes de rendement en fonction de la puissance hydraulique pour différentes vitesses, sous hauteur de chute constante. Si le débit chute d'une valeur Q_1 à Q_2 , alors la puissance hydraulique $P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$ chute de P_{h1} à P_{h2} . Dans le cas d'une installation à vitesse fixe tournant à la vitesse $N_{synchron}$ le rendement diminue fortement tandis qu'avec un groupe à vitesse variable, une diminution de la vitesse de $N_{synchron}$ à N_2 permet de maintenir le rendement à une valeur proche de l'optimum.

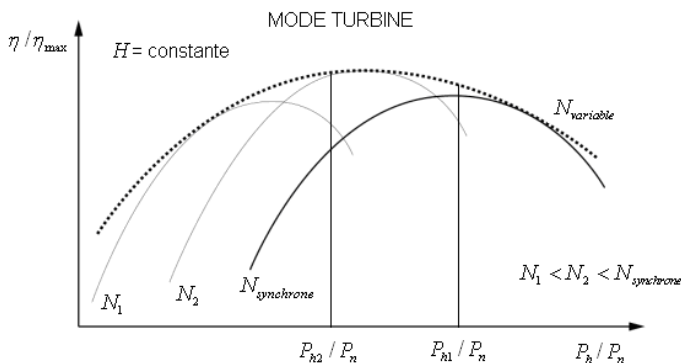


Figure 1.1: Comparaison des rendements en mode turbine selon que l'installation est à vitesse fixe ou variable

- Possibilité de réglage de la puissance active en mode pompe

Dans les pompes de type Francis, à géométrie de roue fixe, une modification de l'ouverture du distributeur n'a que très peu d'influence sur le débit et donc sur le point de fonctionnement de la pompe. En conséquence, pour une hauteur de chute donnée, la seule façon de modifier le débit et par conséquent la puissance hydraulique de la pompe est de varier sa vitesse.

Cela est illustré sur la Figure 1.2 qui représente la hauteur de chute en fonction du débit pour différentes vitesses. Pour une hauteur de chute $H_{opération}$, une installation à vitesse fixe tournant à $N_{synchron}$ ne peut fonctionner qu'à débit constant et donc à puissance hydraulique constante. En revanche, dans le cas d'un groupe à vitesse variable, il devient possible de modifier le débit et par conséquent la puissance en ajustant la vitesse.

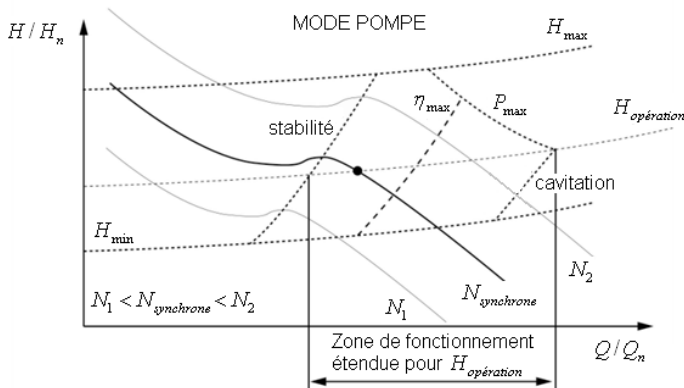


Figure 1.2: Variation de la puissance active en fonction de la vitesse et de la hauteur de chute en mode pompe

- Amélioration de la stabilité du réseau par injection rapide de puissance active (effet « flywheel »)

Sur un groupe à vitesse variable, une diminution de la vitesse se traduit par un transfert d'énergie cinétique des masses tournantes vers le réseau qui permet de ralentir la machine. Au niveau du réseau, ce transfert d'énergie se traduit par une injection de puissance active pendant toute la durée du changement de vitesse. Cette puissance supplémentaire et momentanée peut alors être utilisée pour améliorer la stabilité.

- Amélioration de la stabilité du réseau par injection de puissance réactive (fonctionnement en SVC)

Selon le type d'installation à vitesse variable (voir paragraphe 1.2), il est également possible de fournir ou d'absorber de la puissance réactive avec un temps de réponse très court, l'installation fonctionnant alors comme un compensateur statique de réactif ou SVC. Cela permet donc de maintenir la tension d'alimentation du groupe à sa valeur de consigne et de participer ainsi à la stabilité du réseau.

- Diminution des risques de cavitation et d'instabilité

L'exploitation d'une pompe-turbine de type Francis en-dehors du point de fonctionnement pour lequel elle a été dimensionnée n'entraîne pas seulement une diminution du rendement mais également une augmentation du risque de cavitation et d'instabilité. Comparativement à un groupe à vitesse fixe, une installation à vitesse variable permet donc de minimiser ce risque.

- Démarrage en pompe sans équipement supplémentaire

Dès lors que la vitesse de la pompe est réglable, il est possible sous certaines conditions de la démarrer sans équipement additionnel. Ceci n'est pas le cas pour une installation à vitesse fixe type machine synchrone qui, en mode pompe, ne peut pas être démarrée sans groupe auxiliaire ou sans enroulement amortisseur complet prévu pour le démarrage en asynchrone.

1.2. Comparaison entre les différents types de groupes à vitesse variable

Il existe principalement deux types de groupes à vitesse variable (Figure 1.3). La première variante consiste simplement en une machine synchrone alimentée à travers un convertisseur de courant permettant de varier la fréquence de la machine et par conséquent sa vitesse. L'inconvénient majeur est que l'électronique de puissance constituant le convertisseur doit être dimensionnée pour une puissance égale à la puissance nominale de la machine. Cette solution n'est donc ni techniquement ni économiquement réalisable pour des machines de très grande puissance.

Le deuxième type d'installation est constitué d'une machine asynchrone à rotor bobiné équipée d'une cascade rotorique comportant un convertisseur. Contrairement au cas précédent, la puissance active traversant le convertisseur se limite à la puissance de glissement qui ne vaut que 10 à 15% de la puissance nominale de la machine. Bien évidemment le dimensionnement du convertisseur doit également tenir compte du transit de puissance réactive à travers le rotor de la machine asynchrone.

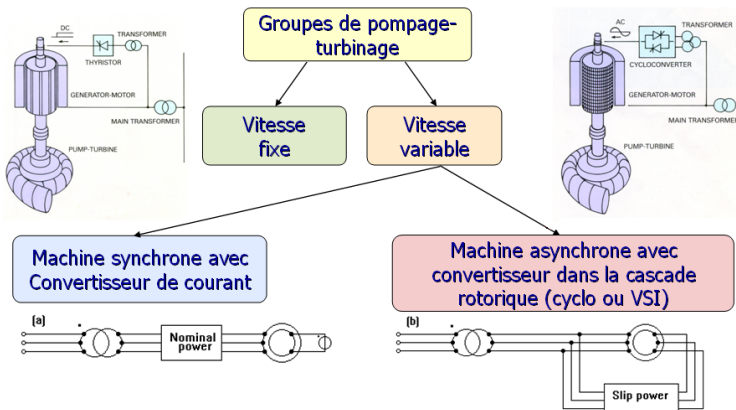


Figure 1.3 : Types d'installations à vitesse variable

Le convertisseur de la cascade rotorique peut être de type cycloconvertisseur ou convertisseur de tension (VSI, Voltage Source Inverter) (Figure 1.4). Le cycloconvertisseur est constitué de thyristors alors que le convertisseur VSI se compose de deux onduleurs à pulsations avec IGBT ou IGCT et d'un circuit continu commun qui peut être à deux ou trois niveaux.

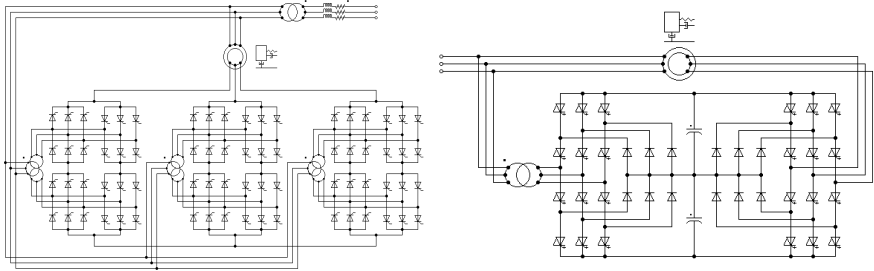


Figure 1.4 : Cycloconvertisseur (gauche) et convertisseur VSI à 3 niveaux (droite)

La variante VSI a les avantages suivants comparativement à la version cycloconvertisseur :

- un seul transformateur classique au lieu de trois transformateurs à trois enroulements (dans le cas des structures considérées dans la Figure 1.4),
- pas de sous-harmoniques,
- possibilité de produire du réactif, utilisation en compensateur statique de réactif (SVC),
- transit de réactif bidirectionnel à travers la cascade, d'où une machine plus petite pour un fonctionnement du système complet à $\cos(\varphi) = 1$ (Figure 1.5),
- possibilité de démarrer en mode pompe sans équipement supplémentaire.

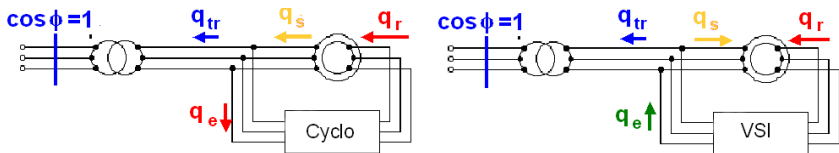


Figure 1.5 : Transits de réactif selon le type de convertisseur à $\cos(\varphi) = 1$

Ainsi l'installation à vitesse variable la plus adaptée pour des applications à grande puissance est la machine asynchrone à rotor bobiné avec cascade rotorique de type VSI et c'est par conséquent cette structure qui sera considérée dans cette étude.

1.3. Objectifs et structure de l'étude

La modélisation et l'analyse du comportement transitoire d'une centrale de pompage-turbinage à vitesse variable ont fait l'objet de différentes études au cours de la dernière décennie [5]-[9]. Parmi ces travaux, certains [2], [5], [6] présentent des modèles détaillés du système électrique, incluant notamment les systèmes de contrôle, et considèrent des modèles simplifiés du système hydraulique alors que d'autres [7]-[9] se focalisent uniquement sur la modélisation de la partie hydraulique. En outre ces différentes études ne tiennent pas compte de la modélisation des convertisseurs. Grotenburg *et al.* [2] présentent un modèle d'ordre réduit du motogénérateur asynchrone ainsi que la modélisation de différents régulateurs. Kuwabara *et al.* [5] décrivent des considérations sur les systèmes de contrôle d'un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable et présentent des résultats de tests effectués sur des centrales actuelles. Lung *et al.* [6] présentent un modèle mathématique détaillé de la machine asynchrone mais considère un modèle simplifié de la turbine. Souza Jr. *et al.* [7] présentent des modèles analogiques du système hydraulique (modèles non linéaires de la conduite forcée et de la turbine hydraulique) pour l'étude des transitoires hydrauliques consécutifs à un délestage. Fang *et al.* [8] décrivent des modèles non linéaires de la centrale hydroélectrique (conduite forcée, cheminées d'équilibre en amont et en aval, turbine Francis) ainsi que le développement d'un système de contrôle de vitesse pour la turbine hydraulique. Kopf *et al.* [9] étudient des stratégies de réglage en modes turbine et pompe et mettent en lumière les avantages des groupes à vitesse variable comparativement aux machines synchrones traditionnelles. L'étude du comportement transitoire d'une centrale hydroélectrique considérant à la fois des modèles précis pour les parties hydraulique et électrique ainsi que la prise en compte des convertisseurs et des systèmes de contrôle n'a à notre connaissance pas encore été traitée à ce jour.

Le but principal de ce travail est alors de présenter la modélisation, la simulation et l'analyse du comportement dynamique d'une centrale de pompage-turbinage à vitesse variable incluant le système hydraulique, les équipements électriques dont les convertisseurs, les masses mécaniques et les systèmes de contrôle. Plus précisément, il s'agit de développer et valider des stratégies de réglage permettant l'exploitation optimale d'un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable dans différentes configurations. Dans le cadre de ce travail, l'optimisation porte principalement sur la pompe-turbine dont il s'agit de maximiser le rendement quel que soit son point de fonctionnement défini par la hauteur de chute et la puissance échangée avec le réseau.

Le cas test utilisé tout au long de l'étude est la centrale hydroélectrique de Muju, située en Corée du Sud. Cette installation est en réalité un groupe à vitesse fixe et ses paramètres ont été adaptés en collaboration avec les spécialistes d'ALSTOM au

cas d'une exploitation à vitesse variable. Ce cas test a été choisi car les caractéristiques complètes et détaillées des pompes-turbines de la centrale de Muju étaient disponibles (mesures réalisées sur modèle). Tous les détails relatifs à la modélisation et au dimensionnement des parties hydraulique et électrique de cette installation sont présentés dans le Chapitre 2. Un modèle simplifié destiné à réduire le temps de simulation y est également détaillé.

Dans le Chapitre 3 sont présentées des stratégies de réglage permettant d'exploiter un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable dans un réseau interconnecté tout en maximisant le rendement de la pompe-turbine. Deux stratégies spécifiques à un fonctionnement en mode turbine et une relative à une exploitation en mode pompe sont développées, comparées et validées par des résultats de simulation.

Ces stratégies doivent également être testées dans le cas particulier où d'importantes perturbations surviennent sur le réseau, comme par exemple un court-circuit sur une ligne de transport ou un creux sur la tension du réseau. Différents scénarios sont simulés et discutés dans le Chapitre 4. Les performances du groupe à vitesse variable sont notamment comparées à celles d'un groupe standard à vitesse fixe.

Dans le cas d'un réseau îloté mixte comportant par exemple une centrale thermique, un champ d'éoliennes, un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable et un consommateur, la centrale hydraulique doit être exploitée de manière à maintenir la tension et la fréquence du réseau. Les stratégies spécifiques à un fonctionnement en réseau interconnecté doivent alors être adaptées de sorte que les bilans de puissances active et réactive soient équilibrés en permanence. Ces stratégies doivent être optimales et donc permettre de compenser très rapidement des variations importantes de la puissance éolienne ou de la charge tout en maximisant le rendement de la pompe-turbine. Elles sont présentées dans le Chapitre 5 et validées par la simulation de différents scénarios.

Un groupe de pompage-turbinage doit en outre pouvoir être démarré rapidement. Si cette opération ne pose pas de problème en mode turbine, le démarrage en mode pompe est plus complexe. L'objectif est donc le développement d'une procédure originale permettant de démarrer et de synchroniser au réseau une installation à vitesse variable exploitée en mode pompe à roue dénoyée de manière optimale, à savoir dans un temps minimal, sans impacts sur le réseau et sans équipement supplémentaire. Cette procédure est présentée et validée par des résultats de simulation dans le Chapitre 6.

Une fois que la pompe a été démarrée à roue dénoyée et synchronisée au réseau il reste à procéder à la mise en eau ainsi qu'à la prise de charge. Une procédure permettant de réaliser ces opérations de manière optimale, c'est-à-dire sans transitoires notoires ni répercussions importantes sur les groupes exploités en parallèle, est présentée et validée par des résultats de simulation dans le Chapitre 7.

Chapitre 2 Modélisation du groupe de pompage-turbinage type Varspeed

2.1. Introduction

L'installation de pompage-turbinage à vitesse variable considérée dans le cadre de ce travail a été dimensionnée sur les bases de la centrale hydroélectrique de Muju, en Corée du Sud, dont la structure est représentée dans la Figure 2.1 et a été implémentée dans le logiciel SIMSEN. Ce logiciel permet notamment la simulation du comportement transitoire de centrales hydroélectriques [10], [11].

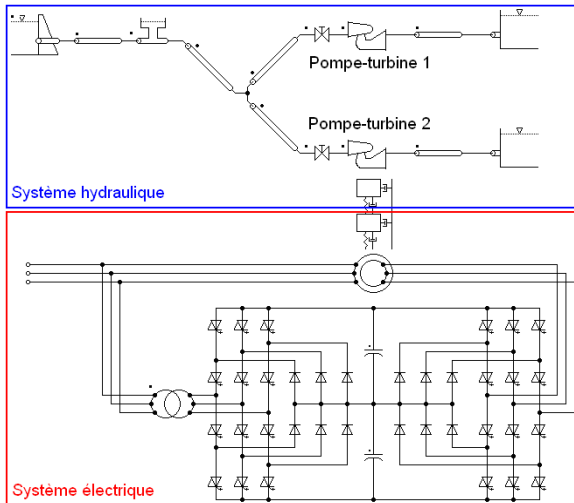


Figure 2.1 : Modèle complet de la centrale

2.2. Conventions de signe et équations de base

Avant de passer à la modélisation, il est nécessaire de définir les conventions de signe qui seront utilisées par la suite. Celles qui ont été choisies sont logiquement les mêmes que celles utilisées dans le logiciel SIMSEN. La Figure 2.2 indique le sens des puissances dans le cas où elles sont définies positivement et les Tableau 2.1 et Tableau 2.2 résument les conventions de signe relatives respectivement au motogénérateur et à la pompe-turbine.

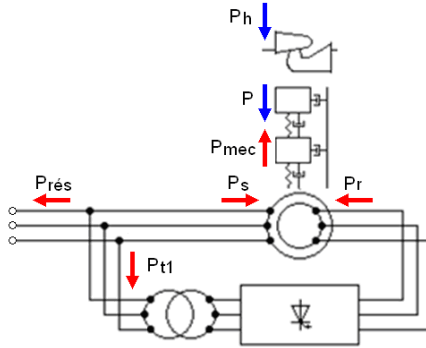


Figure 2.2 : Sens des puissances définies positives

Symbole	Quantité	Mode générateur	Mode moteur	Unité
$P_{rés}$	puissance réseau	>0	<0	W
P_s	puissance statorique	<0	>0	W
P_r	puissance rotorique	voir Figure 2.9		W
P_{tl}	puissance primaire transfo	voir Figure 2.9		W
P_{mec}	puissance mécanique	<0	>0	W
T_{em}	couple électromagnétique	<0	>0	Nm
N	vitesse	>0	>0	t/min

Tableau 2.1 : Conventions de signe pour le motogénérateur

Symbole	Quantité	Mode turbine	Mode pompe	Unité
P_h	puissance hydraulique	>0	<0	W
P	puissance mécanique	>0	<0	W
T	couple mécanique	>0	>0	Nm
N	vitesse	>0	<0	t/min
Q	débit	>0	<0	m ³ /s
H	hauteur de chute	>0	>0	m

Tableau 2.2 : Conventions de signe pour la pompe-turbine

Il faut noter que dans le cas du motogénérateur, la vitesse de la machine est, par convention, toujours considérée positive alors que le signe du couple électromagnétique change selon le mode de fonctionnement. En ce qui concerne la pompe-turbine, c'est le couple mécanique qui est toujours considéré positif et sa vitesse qui change de signe selon le mode de fonctionnement. Par conséquent, le

fait que les vitesses du motogénérateur et de la pompe-turbine soient de signes opposés et que les couples T_{em} et T soient de même signe en mode moteur/pompe, ce qui n'a physiquement aucun sens, est uniquement lié au choix des conventions de signe. Cette particularité est prise en compte en introduisant un rapport de vitesses égal à -1 entre les masses mécaniques du motogénérateur et de la pompe-turbine, dans le cas où le groupe est exploité en mode moteur/pompe. En mode générateur/turbine, les conventions sont en revanche tout à fait cohérentes.

Les différentes puissances représentées à la Figure 2.2 sont définies par les relations suivantes

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (2.1)$$

$$P = T \cdot \Omega \quad \text{avec } \Omega = \frac{2\pi}{60} \cdot N \quad (2.2)$$

$$P_{mec} = T_{em} \cdot \Omega \quad (2.3)$$

$$P_s \approx P_\delta = T_{em} \cdot \Omega_{synchronique} \quad \text{où } P_\delta \text{ est la puissance d'entrefer} \quad (2.4)$$

$$P_r = -s \cdot P_\delta = -s \cdot P_s \quad \text{avec } s = \frac{N_{synchronique} - N}{N_{synchronique}}, \text{ le glissement} \quad (2.5)$$

$$P_{mec} = P_s + P_r = (1-s) \cdot P_s \quad (2.6)$$

$$P_{rés} = -P_s - P_r = -P_{mec} \quad (2.7)$$

$$J \frac{d}{dt} \Omega = T_{em} + T \quad \text{où } J \text{ est l'inertie totale du groupe} \quad (2.8)$$

Ces relations ne prennent pas en compte les pertes mécaniques (pertes dans les paliers, pertes frottements, pertes liées au débit de fuite), les pertes dans le motogénérateur (pertes cuivre, pertes fer, pertes frottements et ventilation), ainsi que les pertes dans la cascade rotorique (pertes de commutation et pertes en conduction dans le convertisseur).

2.3. Système hydraulique

Le système hydraulique est représenté dans la Figure 2.3 et se compose d'un bassin amont, d'une galerie d'amenée de 600 mètres de longueur, d'une cheminée d'équilibre de 18 mètres de diamètre, d'une conduite forcée ou puits blindé de 900 mètres de longueur, de deux conduites d'entrée alimentant deux pompes-turbines de 320 MW de type Francis, de deux conduites de restitution ou canaux de fuite de 515 mètres de longueur et de deux bassins aval. Comme illustré à la Figure 2.1, seule la pompe-turbine numéro 2 est exploitée tandis que la vanne sphérique en amont de la pompe-turbine 1 est fermée.

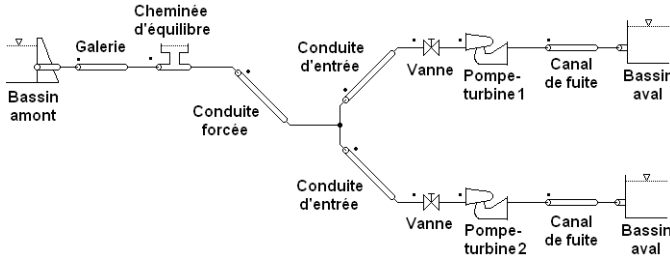


Figure 2.3 : Structure du système hydraulique

2.3.1. Analogie électrique

La modélisation dans le logiciel SIMSEN des différents composants du système hydraulique est basée sur une analogie électrique considérant une équivalence entre la pression et la tension ainsi qu'entre le débit et le courant. Cette analogie est liée au fait que les deux équations fondamentales de la dynamique des fluides, l'équation de la quantité de mouvement et celle de continuité, peuvent être simplifiées sous une forme équivalente à celle que prennent les équations des télégraphistes relatives au modèle d'une ligne de transport [11].

Modèle d'une ligne de transport	Modèle d'un segment de conduite
$\begin{cases} \frac{L}{2} \cdot \frac{di_1}{dt} = -\frac{R}{2} \cdot i_1 + u_1 - u_c \\ \frac{L}{2} \cdot \frac{di_2}{dt} = -\frac{R}{2} \cdot i_2 + u_c - u_2 \\ C \cdot \frac{du_c}{dt} = i_1 - i_2 \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{dx}{2gA} \cdot \frac{dQ_i}{dt} = -\frac{\lambda Q_i dx}{4gDA^2} \cdot Q_i + h_i - h_{i+1/2} \\ \frac{dx}{2gA} \cdot \frac{dQ_{i+1}}{dt} = -\frac{\lambda Q_{i+1} dx}{4gDA^2} \cdot Q_{i+1} + h_{i+1/2} - h_{i+1} \\ \frac{gA dx}{a^2} \cdot \frac{dh_{i+1/2}}{dt} = Q_i - Q_{i+1} \end{cases}$

Tableau 2.3 : Analogie entre les modèles d'une ligne de transport et d'un segment de conduite

Soit par exemple le cas d'un segment de conduite rempli d'eau de longueur dx , de section A et de vitesse d'onde a . En supposant que les distributions de pression et de vitesse sur la section de la conduite sont uniformes et en négligeant les termes

convectifs, les équations unidimensionnelles de quantité de mouvement et de continuité relatives à la modélisation du segment de conduite conduisent à un système d'équations ordinaires différentielles. Il se trouve que ce système d'équations est analogue à celui modélisant une ligne de transport représentée par un schéma équivalent en T. Il est donc possible d'établir un schéma équivalent similaire pour modéliser le segment de conduite, comme représenté dans le Tableau 2.3 [7], [11], [12], [13].

Les paramètres R , L et C du schéma équivalent du segment de conduite sont alors définis par

$$R = \frac{\lambda|Q|dx}{2gDA^2} \quad , \quad L = \frac{dx}{gA} \quad , \quad C = \frac{gAdx}{a^2} \quad (2.9)$$

La résistance hydraulique R , l'inductance hydraulique L et la capacité hydraulique C correspondent respectivement aux pertes énergétiques, à l'inertie et aux effets de stockage. Le modèle d'une conduite de longueur l est alors constitué d'un nombre Nb d'éléments basés sur le schéma équivalent d'un segment de conduite. Le système d'équations relatif à ce modèle peut alors être établi en utilisant les lois de Kirchhoff.

Cette modélisation basée sur l'établissement de schémas électriques équivalents peut être étendue aux autres éléments du système hydraulique [11], [13], [14], [15].

2.3.2. Pompe-turbine

La pompe-turbine Francis peut être modélisée par une source de pression qui convertit l'énergie hydraulique en travail mécanique, une inductance relative aux effets d'inertie de l'eau et une résistance modélisant les pertes de charges à travers les aubes directrices. Son schéma électrique équivalent est représenté à la Figure 2.4.

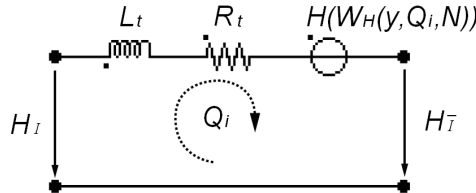


Figure 2.4 : Schéma électrique équivalent de la pompe-turbine Francis

La source de pression $H(W_H) = H(Q, N, y)$ dépend des caractéristiques de la pompe-turbine qui sont des fonctions non linéaires du débit Q , de la vitesse de rotation N et de l'ouverture du distributeur y . Ces caractéristiques de pompe-turbine sont obtenues à partir de données expérimentales issues de campagnes de mesures réalisées sur un modèle réduit de la pompe-turbine selon la norme

internationale IEC 60193 [16]. Ces mesures sont en effet effectuées à vitesse de rotation N constante pour différentes ouvertures du distributeur. Pour chaque ouverture y , la hauteur de chute H est variée dans une certaine plage de fonctionnement et les valeurs de débit Q et de couple T correspondantes sont mesurées. Ces campagnes résultent donc en des quintuplets (y, N, H, Q, T) de points de fonctionnement. Ces quintuplets sont finalement transformés en quadruplets $(y, N_{11}, Q_{11}, T_{11})$, N_{11} , Q_{11} et T_{11} étant des facteurs dimensionnels définis à partir de la vitesse N , du débit Q , du couple T , de la hauteur de chute H et du diamètre de référence de la pompe-turbine D_{ref} selon les formules suivantes :

$$N_{11} = \frac{N \cdot D_{ref}}{\sqrt{H}} \quad , \quad Q_{11} = \frac{Q}{\sqrt{H} \cdot D_{ref}^2} \quad , \quad T_{11} = \frac{T}{H \cdot D_{ref}^3} \quad (2.10)$$

Ces caractéristiques $(y, N_{11}, Q_{11}, T_{11})$ sont représentées à la Figure 2.5. A noter que si les campagnes de mesures sont réitérées à une vitesse de rotation différente, les quadruplets $(y, N_{11}, Q_{11}, T_{11})$ qui en découlent seront les mêmes. Cette propriété est issue des lois de similitude et plus particulièrement de la loi des triangles semblables appliquée aux triangles de vitesses.

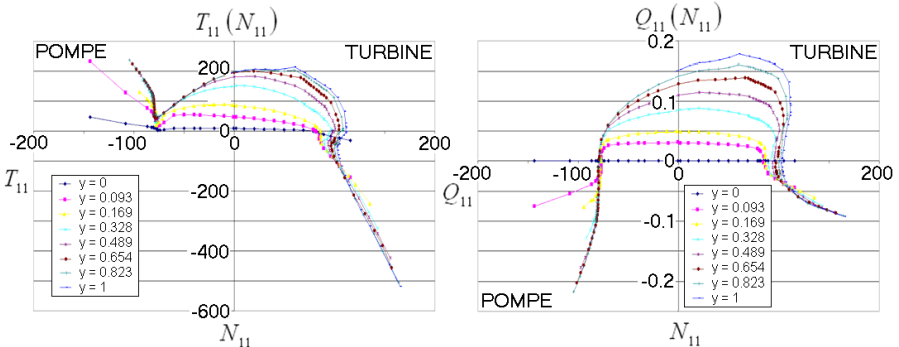


Figure 2.5 : Caractéristiques $(y, N_{11}, Q_{11}, T_{11})$ de la pompe-turbine

Ces caractéristiques permettent d'identifier le point de fonctionnement nominal de la pompe-turbine, qui est par définition le point de meilleur rendement. Il suffit en effet de calculer selon (2.11) ou (2.12), suivant le mode de fonctionnement, le rendement en chaque point des caractéristiques et d'en déduire le BEP (Best Efficiency Point).

$$\eta_{turbine} = \frac{P}{P_h} = \frac{(2 \cdot \pi \cdot N / 60) \cdot T}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H} = \frac{\pi \cdot T_{11} \cdot N_{11}}{30 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{11}} \quad (2.11)$$

$$\eta_{pompe} = \frac{P_h}{P} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{(2 \cdot \pi \cdot N / 60) \cdot T} = \frac{30 \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{11}}{\pi \cdot T_{11} \cdot N_{11}} \quad (2.12)$$

Les points BEP ainsi identifiés sont présentés dans le Tableau 2.4.

Symbole	Quantité	Valeur en turbine	Valeur en pompe	Unité
y_{BEP}	ouverture BEP	0.4891	0.6542	-
N_{11BEP}	facteur de vitesse BEP	74.519	-84.236	$[m^{1/2}/min]$
Q_{11BEP}	facteur de débit BEP	0.105	-0.119	$[m^{1/2}/s]$
T_{11BEP}	facteur de couple BEP	124.131	141.8348	$[kg/m^2s^2]$

Tableau 2.4 : Points BEP de la pompe-turbine

Les grandeurs nominales N_n , Q_n , T_n , H_n et P_n peuvent alors être calculées selon (2.10) à condition de fixer une de ces valeurs au préalable. Dans ce cas, la vitesse synchrone est choisie comme vitesse nominale. Les grandeurs nominales de la pompe-turbine sont listées dans le Tableau 2.5.

Symbole	Quantité	Valeur en turbine	Valeur en pompe	Unité
N_n	vitesse nominale	450	- 450	t/min
Q_n	débit nominal	54.38	- 54.52	m^3/s
T_n	couple mécanique nominal	$7.5503 \cdot 10^6$	$6.7516 \cdot 10^6$	Nm
H_n	hauteur de chute nominale	709.2	555.02	m
P_n	puissance mécanique nominale	355.8	- 318.16	MW
D_{ref}	diamètre de référence	4.41		m
J_{turb}	inertie	$1.39098 \cdot 10^5$		kgm^2

Tableau 2.5 : Valeurs nominales de la pompe-turbine

Les limites de la zone de fonctionnement autorisée de la pompe-turbine sont également définies directement sur la caractéristique $(y_{N_{11}T_{11}})$ pour les deux modes de fonctionnement, comme représenté sur la Figure 2.6. Il faut noter qu'en mode pompe, les courbes iso-ouvertures de la caractéristique $(y_{N_{11}T_{11}})$ situées dans la zone de fonctionnement sont très proches les unes des autres de telle sorte que la zone de fonctionnement peut être approximée par un segment. Cela coïncide avec le fait qu'en mode pompe, si la vitesse et la hauteur de chute sont données, le couple et donc la puissance en découlent automatiquement, une variation de l'ouverture du distributeur n'ayant que très peu d'influence sur le point de fonctionnement. Autrement dit pour une valeur de N_{11} donnée, seule une valeur de T_{11} est possible.

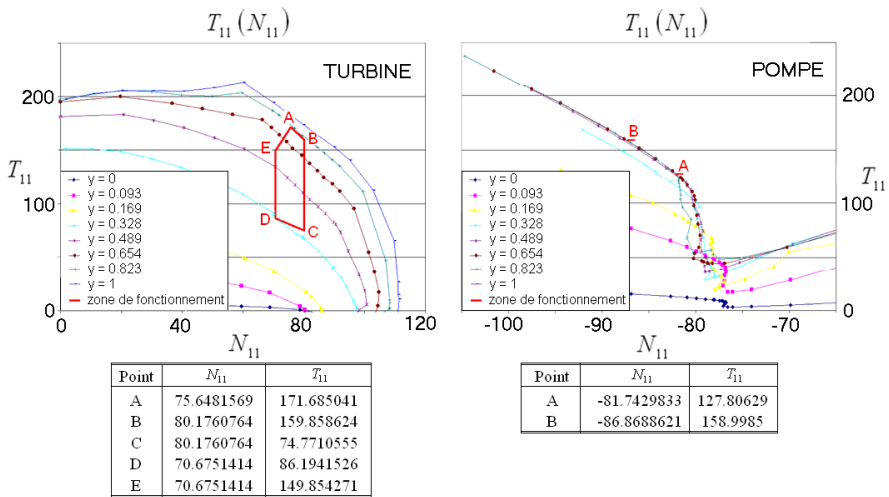


Figure 2.6 : Zones de fonctionnement de la pompe-turbine dans la caractéristique $(y N_{11} T_{11})$

Une représentation des ces zones de fonctionnement dans le plan (PH) permet d'identifier les limites de la pompe-turbine en termes de puissance et hauteur de chute.

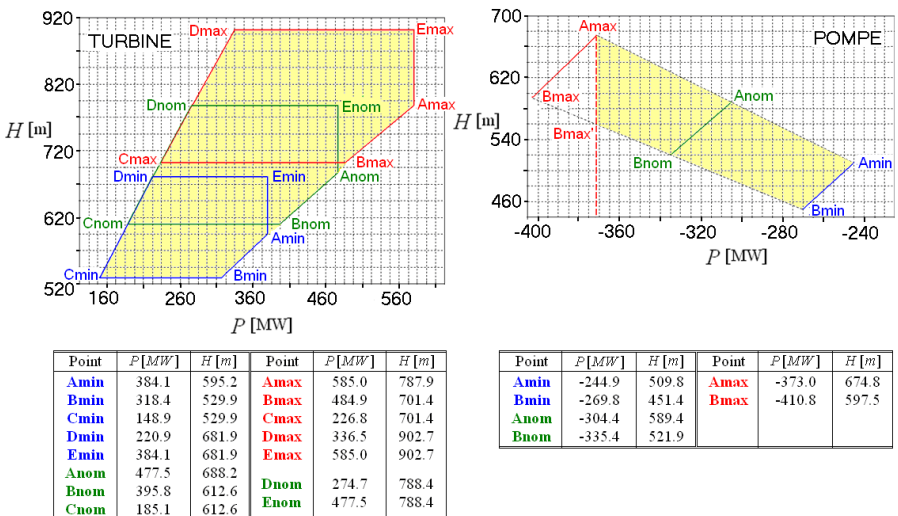


Figure 2.7 : Zones de fonctionnement de la pompe-turbine dans le plan (PH)

Il suffit de calculer la puissance et la hauteur de chute correspondant à chaque point de la caractéristique $(y_{N_{11}}, T_{11})$ délimitant les zones de fonctionnement à l'aide des formules (2.10). Il faut néanmoins connaître la vitesse pour effectuer ce calcul. Or comme la vitesse varie dans une certaine plage définie par le glissement maximal autorisé, il suffit de faire le calcul pour les vitesses minimale et maximale pour déterminer les zones de fonctionnement dans le plan (PH) . Ces zones sont représentées dans la Figure 2.7. Les données de couleur bleue caractérisent les zones de fonctionnement correspondant à la vitesse minimale, celles en rouge correspondent à la vitesse maximale et celles en vert à la vitesse nominale. Les zones de fonctionnement relatives à une exploitation à vitesse variable sont donc représentées en jaune, en précisant qu'en mode pompe, la puissance est limitée par le moteur à -372 MW.

Une comparaison des zones relatives à une exploitation à vitesse variable (jaune) et à un fonctionnement à vitesse fixe (vert) permet d'illustrer le fait que la plage de fonctionnement est bien plus étendue pour un groupe à vitesse variable. Cette comparaison permet également d'observer qu'avec une installation à vitesse variable il est possible, pour une hauteur de chute donnée, de varier la puissance en mode pompe, ce qui n'est pas le cas avec un groupe à vitesse fixe.

2.3.3. Validation

Le modèle de la Figure 2.3 a été validé par comparaison de résultats de simulation issus de transitoires hydrauliques standards avec des mesures relevées sur le site de la centrale de Muju. La démarche adoptée, le dimensionnement des différents éléments de ce circuit ainsi que les résultats de simulations se trouvent en détails dans [17].

2.4. Système électrique

Le système électrique est représenté dans la Figure 2.8 et se constitue d'une machine asynchrone à rotor bobiné équipée d'une cascade rotorique avec convertisseur de tension VSI à trois niveaux.

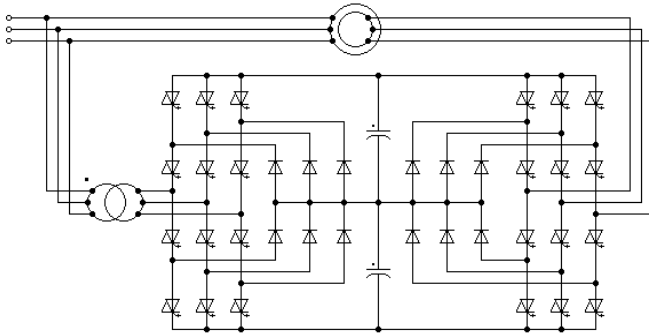


Figure 2.8 : Structure du système électrique

Cette structure avec cascade rotorique permet d'utiliser la machine asynchrone dans les quatre cas de fonctionnement illustrés à la Figure 2.9. Une machine asynchrone traditionnelle sans cascade ne peut quant à elle fonctionner qu'en régime moteur hyposynchrone ou générateur hypersynchrone.

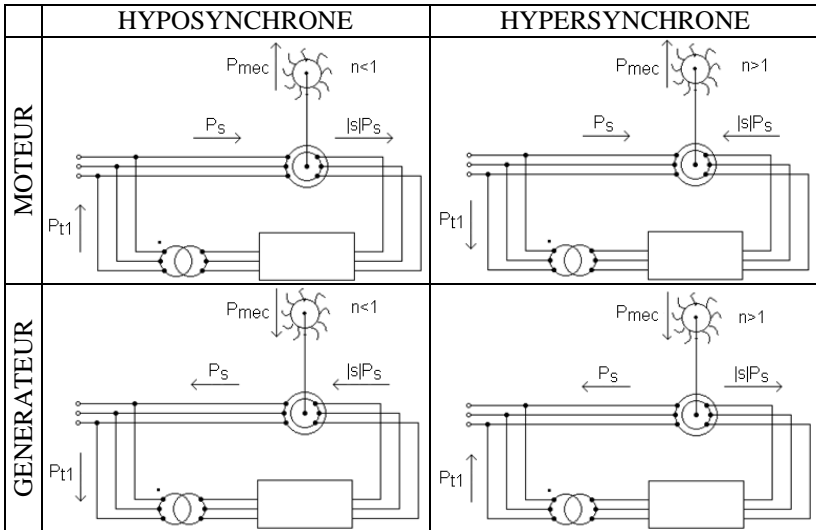


Figure 2.9 : Transits des puissances actives selon le mode de fonctionnement

2.4.1. Motogénérateur

Le motogénérateur est de type asynchrone et ses valeurs nominales et principales caractéristiques sont présentées dans le Tableau 2.6. Le schéma équivalent de la machine asynchrone est illustré dans la Figure 2.10 et ses paramètres sont définis dans le Tableau 2.7.

Symbole	Quantité	Valeur	Unité
N_n	vitesse nominale	450	t/min
S_n	puissance apparente nominale	380	MVA
U_{sn}	tension statorique nominale de ligne	18	kV
f_n	fréquence nominale	60	Hz
$2p$	nombre de pôles	16	-
$\ddot{u} = \frac{N_s k_{ws}}{N_r k_{wr}}$	rapport de transformation	0.589	-
s_{max}	glissement maximal	7	%
J_{asynch}	inertie	$2.661 \cdot 10^6$	kgm ²
	couplage	Yy	

Tableau 2.6 : Valeurs nominales du motogénérateur

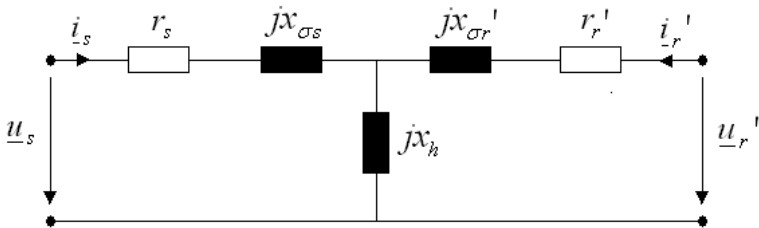


Figure 2.10: Schéma équivalent de la machine asynchrone

Symbole	Quantité	Valeur	Unité
r_s	résistance statorique	$1.74401 \cdot 10^{-3}$	pu
$x_{\sigma s}$	réactance de fuite statorique	0.26037	pu
x_h	réactance de champ principal	4.19759	pu
$x_{\sigma r'}$	réactance de fuite rotorique	0.272099	pu
r_r'	résistance rotorique	$2.01494 \cdot 10^{-3}$	pu

Tableau 2.7 : Paramètres du schéma équivalent

Les équations relatives à la modélisation de la machine asynchrone sont données ici en valeurs relatives (pu) dans le référentiel synchrone [18], [19].

$$\underline{u}_s = r_s \dot{i}_s + j f_s \underline{\psi}_s + \frac{1}{\omega_n} \frac{d}{dt} \underline{\psi}_s \quad (2.13)$$

$$\underline{u}_r' = r_r' \dot{i}_r' + j f_r' \underline{\psi}_r' + \frac{1}{\omega_n} \frac{d}{dt} \underline{\psi}_r' \quad (2.14)$$

$$\underline{\psi}_s = x_s \dot{i}_s + x_h \dot{i}_r' \quad \text{avec } x_s = x_h + x_{\sigma s} \quad (2.15)$$

$$\underline{\psi}_r' = x_r' \dot{i}_r' + x_h \dot{i}_s \quad \text{avec } x_r' = x_h + x_{\sigma r}' \quad (2.16)$$

$$t_{em} = \text{Im}(\underline{\psi}_s^* \cdot \dot{i}_s) = \frac{x_h}{x_s} \text{Im}(\underline{\psi}_s \cdot \dot{i}_r'^*) \quad (2.17)$$

$$\frac{d}{dt} \cdot n = \frac{1}{T_m} (t_{em} + t_{ext}) \quad \text{avec } T_m = \frac{J_{asynch} \cdot (N_n \cdot \pi / 30)^2}{S_n} \quad (2.18)$$

$$\underline{s}_s = p_s + j \cdot q_s = \underline{u}_s \cdot \dot{i}_s^* \quad (2.19)$$

Dans la suite de ce travail, l'indice prime qui signifie que les grandeurs rotoriques sont rapportées au stator sera omis.

Il y a lieu de préciser que la machine asynchrone prise en exemple et décrite dans le Tableau 2.6 a été modélisée à partir d'une machine synchrone existante, la raison étant que les caractéristiques de la pompe-turbine étaient disponibles (essais sur modèle). Le fait qu'aucune machine asynchrone de 380 MVA à 450 t/min n'a été réalisée à ce jour n'est pas gênant dans le cadre de cette étude.

2.4.2. Convertisseur VSI

Le convertisseur de la cascade rotorique de type VSI est composé de deux onduleurs à pulsations avec IGBT ou IGCT et d'un circuit intermédiaire à trois niveaux. Les onduleurs sont pilotés par une commande de type MLI (Modulation à Largeur d'Impulsion) [20]. La tension du circuit intermédiaire doit être dimensionnée de telle sorte que le glissement de la machine asynchrone ne dépasse pas sa valeur maximale fixée à 7% (voir Tableau 2.6).

Dans le cas d'une commande MLI, l'amplitude du fondamental de la tension de phase à la sortie de l'onduleur (tension rotorique) est donnée, selon [20], par

$$\hat{U}_{ph r} = \frac{U_{DC}}{2} \frac{\hat{u}_{ph cm}}{\hat{U}_h} \quad (2.20)$$

avec U_{DC} la tension du circuit continu intermédiaire, \hat{U}_h l'amplitude du signal de porteuse qui est choisie égale à 1 et $\hat{u}_{ph cm}$ celle du signal de commande.

$$\text{Or } \frac{\hat{u}_{ph\ cm}}{\hat{U}_h} \leq 1 \Rightarrow \hat{U}_{ph\ r\ max} = \frac{U_{DC}}{2} \quad (2.21)$$

D'autre part, les équations de la machine asynchrone permettent d'écrire

$$U_{ph\ r} = U_{ph\ s} \cdot s / \hat{u} \Rightarrow U_{ph\ r\ max} = U_{ph\ s\ n} \cdot s_{max} / \hat{u} \quad (2.22)$$

En insérant (2.22) dans (2.21), il découle

$$U_{DC} = 2 \cdot \hat{U}_{ph\ r\ max} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ph\ s\ n} \cdot s_{max} / \hat{u} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{U_{s\ n}}{\sqrt{3}} \cdot s_{max} / \hat{u} \quad (2.23)$$

Finalement, la valeur de tension calculée selon (2.23) est augmentée de 30% de sorte à disposer d'une réserve de réglage permettant de dépasser temporairement le glissement maximal autorisé jusqu'à 9.1% lors des transitoires. En considérant les paramètres du Tableau 2.6, la tension du circuit continu intermédiaire vaut donc

$$U_{DC} = 1.3 \cdot 2 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{U_{s\ n}}{\sqrt{3}} \cdot s_{max} / \hat{u} = 4541 [V] \quad (2.24)$$

En remplaçant (2.24) dans (2.21), la tension rotorique de ligne maximale vaut

$$\hat{U}_{ph\ r\ max} = \frac{U_{DC}}{2} \Rightarrow U_{r\ max} = \frac{\sqrt{3} U_{DC}}{\sqrt{2} \cdot 2} = 2781 [V] \quad (2.25)$$

Un autre critère qui peut être considéré pour le dimensionnement de la tension du circuit intermédiaire est lié à la procédure de démarrage et sera présenté dans le Chapitre 6.

La technologie actuelle permet de construire des semiconducteurs de type IGCT capables de tenir des tensions continues allant jusqu'à 3300 V [21]. Comme dans ce cas, il s'agit d'un convertisseur 3 niveaux, les semiconducteurs doivent pouvoir supporter la tension aux bornes d'un condensateur, soit $U_{DC}/2$. En conséquence, la tension U_{DC} maximale que la technologie actuelle permet d'utiliser vaut

$$U_{DC\ max} = 6600 [V] \quad (2.26)$$

étant bien entendu que cette limite est susceptible d'évoluer très rapidement étant donné les nombreux développements réalisés dans le domaine des semiconducteurs.

La tension du circuit continu intermédiaire calculée selon (2.24) satisfait la condition (2.26) ce qui valide ce dimensionnement.

Finalement, il faut également relever que la modulation de type MLI introduit des harmoniques liées à la fréquence de commutation du convertisseur [20]. L'amplitude $\sim \hat{I}$ des harmoniques de courant qui en résultent est proportionnelle à la période de pulsation du convertisseur T_p ainsi qu'à la tension U_{DC} et inversement proportionnelle à l'inductance L_σ de la charge [22].

2.4.3. Modèle pseudo-continu

La modèle du convertisseur VSI tient compte des commutations des IGBT ou IGCT et requiert donc un pas d'intégration très faible ($\sim 10^{-6}$) ce qui conduit à des temps de simulation très importants. Le temps de simulation peut être considérablement réduit en utilisant une approximation pseudo-continue de la cascade qui consiste à remplacer chaque onduleur de tension par trois sources de tension commandées, comme illustré à la Figure 2.11.

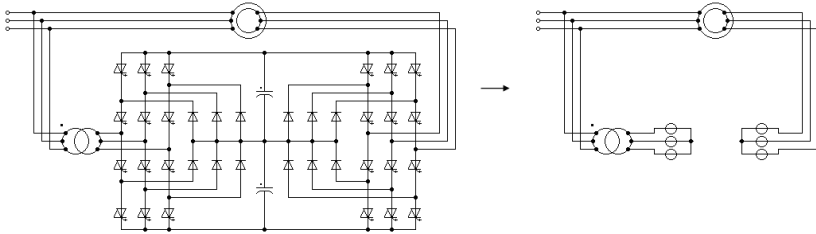


Figure 2.11 : Modèles complet et pseudo-continu de la cascade rotorique

La tension de commande de chaque source doit être égale à la tension de sortie du convertisseur dans la phase correspondante, comme représenté sur la Figure 2.12 pour la phase a. Il s'agit donc de trouver la fonction de transfert $G_{cm}(s)$ permettant d'obtenir les tensions de sortie du convertisseur $U_{out\ a,b,c}$ en fonction des tensions de commande $u_{cm\ a,b,c}$.

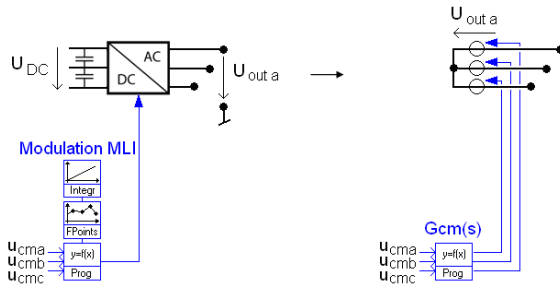


Figure 2.12 : Commande du convertisseur (modèle complet) et des sources de tension (modèle pseudo-continu)

Dans le cas d'une commande de type MLI, la valeur crête de la tension de phase de sortie du convertisseur est donnée par l'expression (2.20). En considérant que l'amplitude du signal de porteuse est choisie égale à 1, il découle

$$\hat{U}_{ph\ out} = \frac{U_{DC}}{2} \hat{u}_{ph\ cm} \quad (2.27)$$

En outre, une constante de temps doit être introduite dans la fonction de transfert de sorte à prendre en compte le comportement dynamique du système de contrôle du convertisseur. Cette constante de temps représente donc un retard moyen qui peut être calculé comme valant un tiers de la période d'échantillonnage utilisée par la modulation MLI [23].

La fonction de transfert $G_{cm}(s)$ est donc donnée par l'expression suivante

$$G_{cm}(s) = \frac{U_{out\ a,b,c}}{u_{cm\ a,b,c}} = \frac{U_{DC} / 2}{1 + s \cdot T_E / 3} \quad (2.28)$$

La structure du modèle pseudo-continu est telle qu'il n'y a plus de liaison physique entre le rotor de la machine et le réseau. Il faudra donc tenir compte de cette particularité et adapter les stratégies de réglage au cas du modèle pseudo-continu de sorte que les bilans de puissance correspondent. Ceci est développé dans le paragraphe 3.2.1.

Ce modèle pseudo-continu permet de diminuer le temps de simulation d'un facteur 60 comparativement au temps de simulation requis par le modèle complet. Ce gain est principalement lié au fait que les éléments semiconducteurs, qui sont caractérisés par des constantes de temps très faibles, sont remplacés par des sources de tension ce qui permet d'augmenter le pas d'intégration, de diminuer le nombre d'équations et de supprimer les commutations. Cette approche est validée dans le paragraphe 3.7.3 en comparant les résultats obtenus avec les modèles pseudo-continu et complet.

2.4.4. Transformateur

Le transformateur de la cascade rotorique doit être dimensionné pour la puissance de glissement maximale. La tension nominale au primaire est fixée par le réseau tandis que celle au secondaire doit être cohérente avec la tension maximale en sortie du convertisseur fixée par l'expression (2.25). Les grandeurs nominales du transformateur sont données dans le Tableau 2.8.

Symbole	Quantité	Valeur	Unité
$S_{t\ n}$	puissance apparente nominale	26.67	MVA
$U_{11\ n}$	tension primaire nominale de ligne	18	kV
$U_{r2\ n}$	tension secondaire nominale de ligne	2	kV
f_n	fréquence nominale	60	Hz
	couplage	Yy0	

Tableau 2.8 : Valeurs nominales du transformateur

En faisant l'hypothèse de Kapp, le schéma équivalent du transformateur se résume à une résistance de court-circuit r_{cc} valant 0.005 pu et une réactance de court-circuit x_{cc} égale à 0.15 pu.

Chapitre 3 Stratégies de réglage en réseau interconnecté

3.1. Introduction

Une exploitation optimale de la centrale hydroélectrique de la Figure 2.1 en réseau interconnecté nécessite de pouvoir contrôler son point de fonctionnement déterminé principalement par la vitesse de rotation du groupe ainsi que les échanges de puissances active et réactive avec le réseau. Les organes de commande permettant de régler ces différentes grandeurs sont le convertisseur VSI de la cascade rotorique et la pompe-turbine. Il s'agit donc de développer des stratégies de réglage permettant une exploitation optimale de la centrale de façon à satisfaire les besoins du réseau tout en tenant compte des variations des conditions hydrologiques.

3.2. Contrôle du convertisseur

Le système électrique peut être divisé en deux sections, une section transformateur et une section machine, comme illustré sur la Figure 3.1.

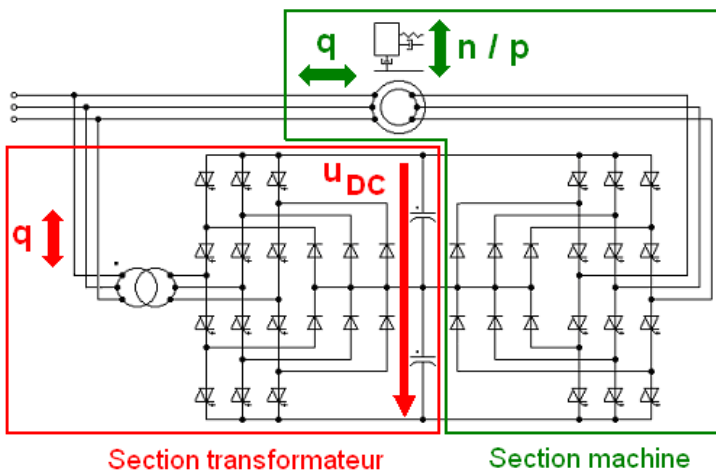


Figure 3.1 : Identification des sections transformateur et machine du système électrique

La section transformateur fonctionne en compensateur statique de réactif du type SVC, son rôle principal étant d'échanger de la puissance réactive avec le réseau. Cette puissance réactive q_{t1} ainsi que la tension du circuit continu commun U_{DC} peuvent être réglées en agissant sur les courants au primaire du transformateur $i_{t1\ a,b,c}$ par l'intermédiaire de l'onduleur à pulsations côté réseau. Ce réglage est réalisé dans un référentiel tournant à la vitesse synchrone calé sur le phaseur de tension statorique. Une transformation de Park permet en effet d'exprimer les grandeurs triphasées dans un référentiel synchrone sous forme de phaseurs spatiaux à composantes directe (axe d) et transverse (axe q). Les grandeurs à régler sont alors constantes ce qui permet d'appliquer la théorie de réglage classique. La structure du réglage de cette partie ainsi que le dimensionnement des régulateurs, basé sur les critères méplat et symétrique [23], ont été traités et expliqués en détails dans [19] et la structure est simplement rappelée dans ce paragraphe. Il s'agit d'un réglage classique en cascade découplé selon les axes d et q, comme illustré dans la Figure 3.2.

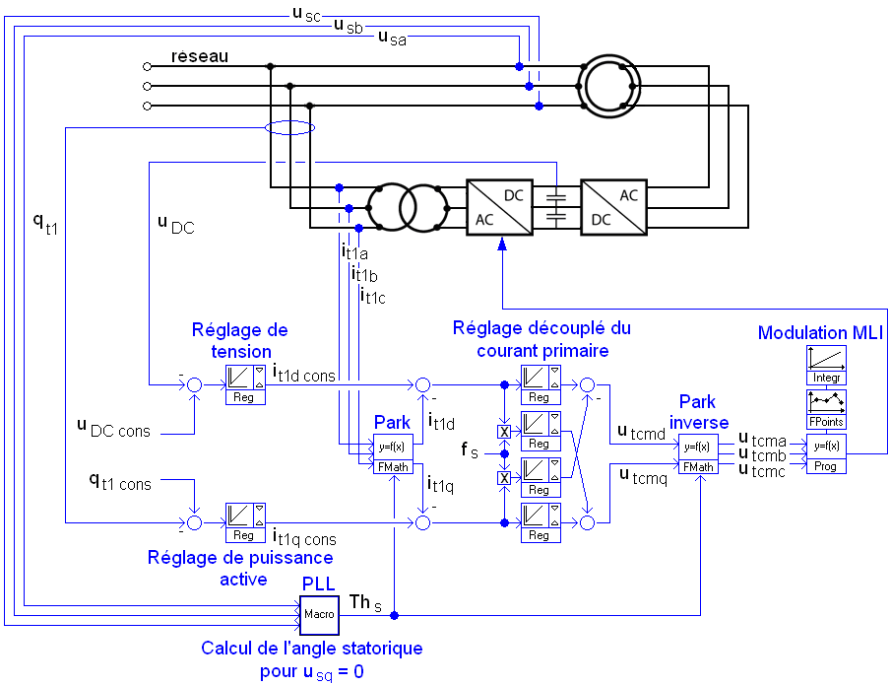


Figure 3.2 : Structure du réglage de la section transformateur pour le modèle complet

L'utilisation d'un régulateur PI multivariable pour le réglage du courant primaire du transformateur permet d'obtenir un très bon découplage entre les axes direct et transverse. Ce régulateur multivariable est constitué de deux régulateurs de type PI et de deux de type I dont l'entrée est multipliée par la fréquence statorique. Il faut également préciser que dans le cas d'un circuit intermédiaire à trois niveaux, il faut ajouter à la structure de réglage de la Figure 3.2 un bloc permettant de maintenir l'équilibre entre les tensions aux bornes des deux condensateurs [19], [24].

Le rôle principal de la section machine est de contrôler la vitesse ou la puissance active de la machine. La vitesse n ou la puissance active $p_{rés}$ ainsi que la puissance réactive statorique de la machine q_s peuvent être réglées en agissant sur les courants rotoriques de la machine $i_{r\ a,b,c}$ par l'intermédiaire de l'onduleur à pulsations côté rotor. La structure de réglage, qui se trouve détaillée dans [19], se présente également sous la forme d'un réglage classique en cascade découplé selon les axes d et q, comme représenté dans la Figure 3.3.

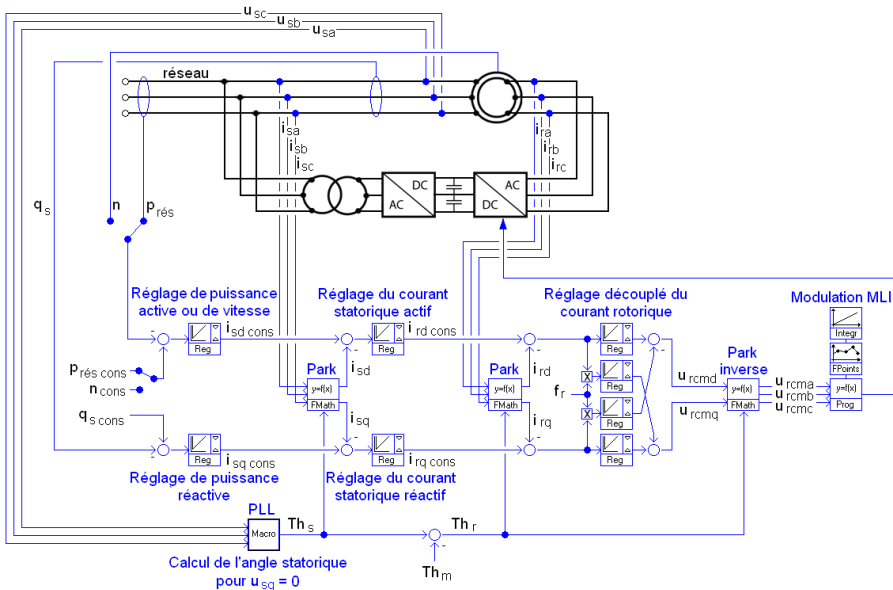


Figure 3.3 : Structure du réglage de la section machine pour le modèle complet

La structure de réglage présentée dans [19] est relative au réglage de vitesse. En ce qui concerne le dimensionnement du régulateur de puissance active, il est en tous points similaire à celui du régulateur de puissance réactive et ne sera donc pas détaillé dans ce paragraphe.

3.2.1. Adaptation au modèle pseudo-continu

Au niveau du réglage de la section transformateur, le réglage de la tension du circuit intermédiaire doit être remplacé par un réglage de la puissance active au primaire du transformateur p_{r1} . La consigne de puissance $p_{r1\text{ cons}}$ à imposer doit être égale à la puissance active au primaire du transformateur mesurée dans le cas du modèle complet avec cascade rotorique. Or en négligeant les pertes dans les convertisseurs, cette puissance est en fait la puissance rotorique changée de signe. Le fait d'imposer cette consigne permet donc de prendre en compte le transfert de puissance active entre le rotor et le réseau. Les bilans de puissance sont donc similaires à ceux observés dans le cas du modèle complet malgré le fait qu'il n'y a plus de liaison physique entre le rotor de la machine et le réseau. En tenant également compte de l'adaptation illustrée à la Figure 2.12, la structure du réglage de la section transformateur doit alors être adaptée comme représenté dans la Figure 3.4.

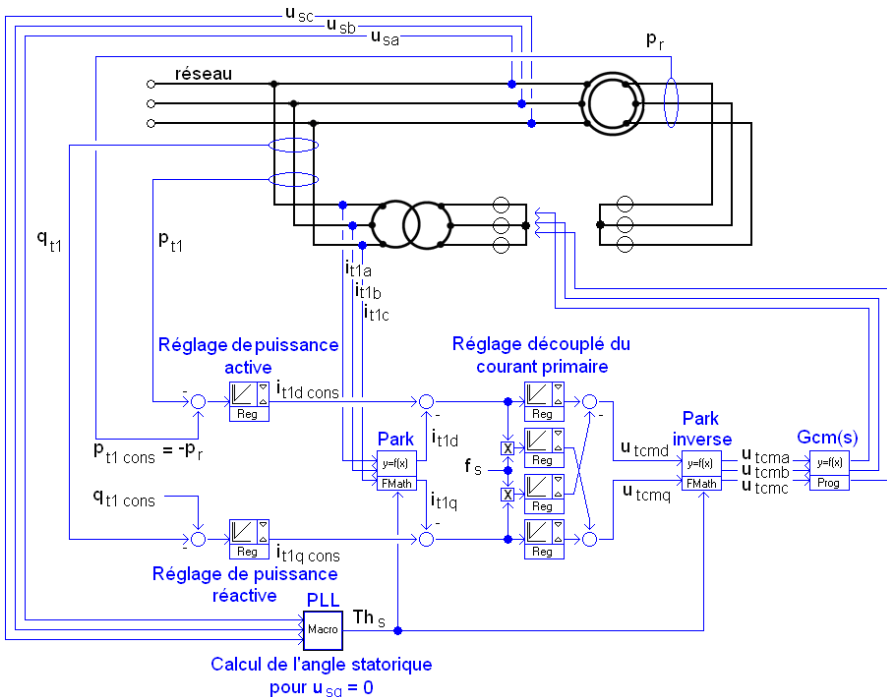


Figure 3.4 : Structure du réglage de la section transformateur pour le modèle pseudo-continu

La structure du réglage de la section machine peut quant à elle être maintenue telle quelle. Il suffit simplement de remplacer la modulation MLI par la fonction de transfert (2.28), comme illustré dans la Figure 3.5.

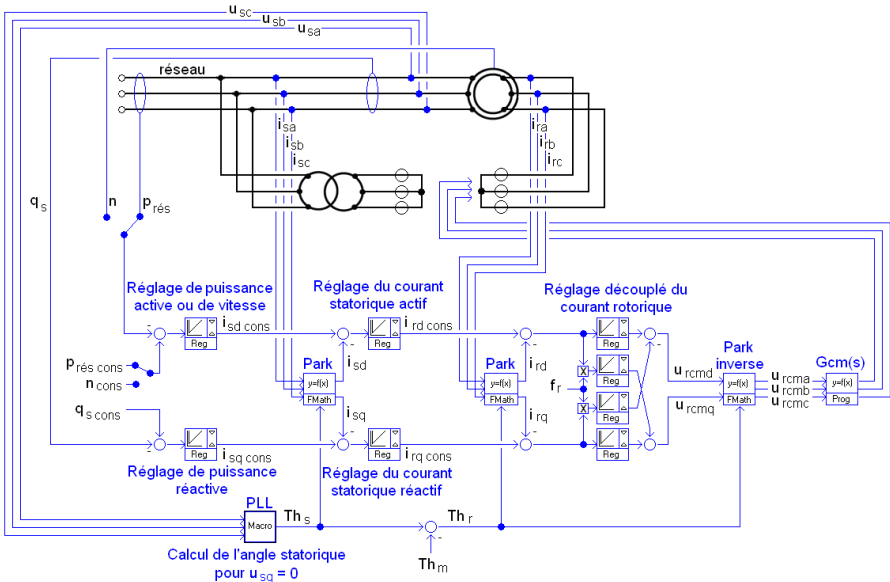


Figure 3.5 : Structure du réglage de la section machine pour le modèle pseudo-continu

3.3. Contrôle de la pompe-turbine

Le convertisseur de la section machine permet donc de contrôler soit la vitesse de rotation du groupe, soit la puissance active échangée avec le réseau. Or dans le cas d'une exploitation en mode turbine, une variation de l'ouverture du distributeur de la pompe-turbine permet de modifier le couple mécanique. Par conséquent, pour une hauteur de chute donnée, si la vitesse est réglée par le système électrique, il est possible de contrôler indépendamment le couple mécanique et donc la puissance réseau en adaptant l'ouverture du distributeur. Cela est illustré dans la Figure 3.6 par le fait que dans le quadrant mode turbine de la caractéristique $(y_{N_{11}} T_{11})$, plusieurs valeurs de T_{11} peuvent correspondre à une valeur donnée de N_{11} selon l'ouverture considérée. De manière similaire si la puissance réseau est contrôlée par le système électrique, la vitesse du groupe peut être imposée indépendamment par la pompe-turbine.

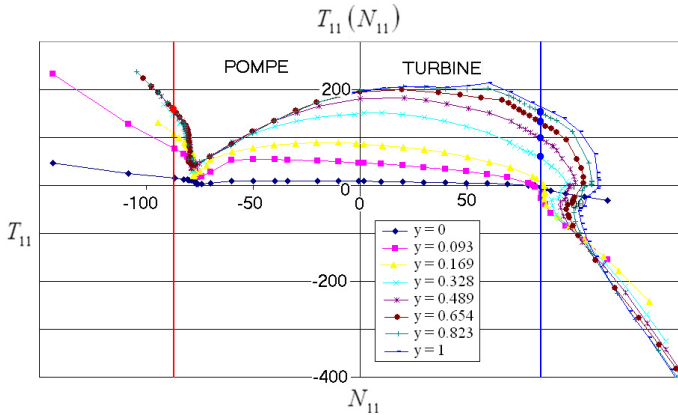


Figure 3.6 : Illustration de l’influence de l’ouverture du distributeur sur le point de fonctionnement, selon le mode d’exploitation

L’exploitation de l’installation en mode turbine nécessite donc de pouvoir disposer d’un régulateur hydraulique permettant de contrôler soit la vitesse soit la puissance réseau selon le cas considéré. Ces deux types de régulateur ont été implémentés dans SIMSEN sur la base d’une structure mixte standard, comme représenté dans la Figure 3.7. La sortie de ces régulateurs, limitée entre 0 et 1, agit sur l’ouverture du distributeur de la pompe-turbine par l’intermédiaire d’un servomoteur dont la vitesse maximale de déplacement est fixée par un limiteur de pente dimensionné de telle sorte qu’une fermeture totale du distributeur complètement ouvert dure 20 secondes.

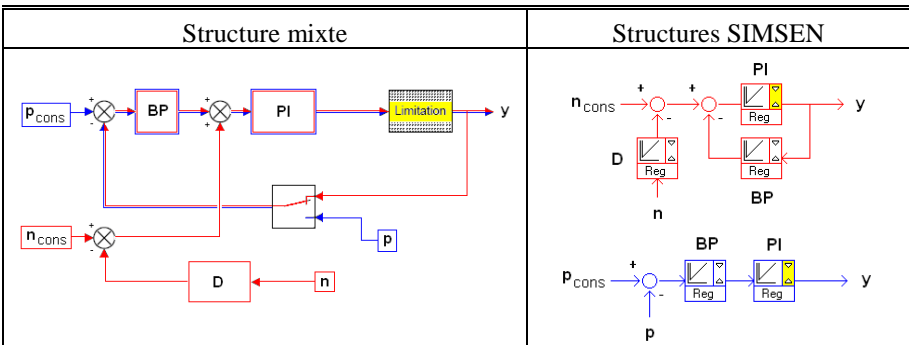


Figure 3.7 : Implémentation des régulateurs hydrauliques

Les fonctions de transfert des blocs PI et D sont données par

$$G_{PI}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{s \cdot T_i} \right), \quad G_D(s) = \frac{1 + s \cdot T_d}{1 + s \cdot \frac{T_d}{K_D}} \quad (3.1)$$

Les paramètres de ces régulateurs sont répertoriés dans le Tableau 3.1, suivant le type de régulateur considéré.

Symbole	Quantité	Valeur pour régulateur de puissance	Valeur pour régulateur de vitesse	Unité
K_p	gain proportionnel	0.1	1.5	-
T_i	constante action intégrale	0.8	8	s
K_D	gain action dérivée	-	10	-
T_d	constante action dérivée	-	0.5	s

Tableau 3.1 : Paramètres des régulateurs hydrauliques

Dans le cas d'une exploitation en mode pompe, une variation de l'ouverture du distributeur n'a que très peu d'influence sur le point de fonctionnement. Par conséquent, pour une hauteur de chute donnée, si la vitesse est imposée par le système électrique, la puissance réseau en découle automatiquement et ne peut donc pas être réglée indépendamment. Cette particularité est illustrée dans la caractéristique $(y N_{11}, T_{11})$ par le fait que, dans le quadrant mode pompe, une seule valeur de T_{11} appartenant à la zone de fonctionnement correspond à une valeur de N_{11} donnée, voir Figure 3.6. De même, si la puissance réseau est réglée par le système électrique alors la vitesse du groupe en découle automatiquement. Dans ce cas, il est donc impossible de contrôler indépendamment la vitesse et la puissance échangée avec le réseau. Néanmoins, le rendement de la pompe peut être sensiblement amélioré en optimisant l'ouverture du distributeur.

3.4. Optimisation de rendement en mode turbine

Comme développé dans le paragraphe précédent, une exploitation de l'installation en mode turbine permet de régler indépendamment la vitesse du groupe et la puissance échangée avec le réseau. En supposant que la consigne de puissance réseau est imposée par les besoins du réseau, la consigne de vitesse peut être choisie a priori librement. Il s'avère dès lors judicieux de choisir cette consigne de sorte que la pompe-turbine fonctionne à son meilleur rendement. L'idée est donc de développer un optimiseur de vitesse permettant de calculer la consigne de vitesse maximisant le rendement de la pompe-turbine quel que soit son point de fonctionnement défini par la consigne de puissance réseau et la hauteur de chute nette à l'entrée de la pompe-turbine.

Deux méthodes ont été développées afin de déterminer cet optimiseur de vitesse.

3.4.1. Première méthode

L'optimiseur de vitesse est élaboré à partir des caractéristiques $(y N_{11} Q_{11} T_{11})$ de la pompe-turbine et plus particulièrement des données situées dans les quadrants correspondant au mode turbine. Afin d'obtenir des résultats plus précis, des points de mesures supplémentaires ont été ajoutés au niveau de la zone de fonctionnement sur les caractéristiques définies à la Figure 2.5, comme représenté à la Figure 3.8.

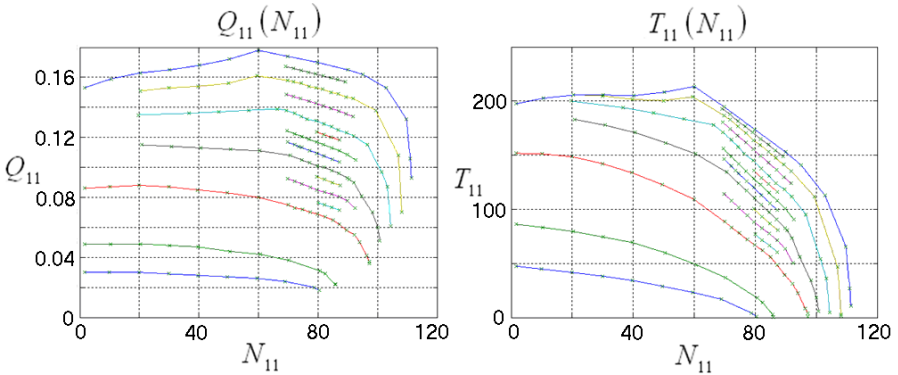


Figure 3.8 : Caractéristiques $(y N_{11} Q_{11} T_{11})$ utilisées pour le calcul de l'optimiseur de vitesse

Dans un premier temps, ces caractéristiques sont exprimées en utilisant des coefficients adimensionnels φ , ψ et η définis à partir de la vitesse N , du débit Q , de la puissance P , de la hauteur de chute H et du rayon de référence de la pompe-turbine R_{ref} selon les formules suivantes :

$$\varphi = \frac{Q}{\pi \cdot \Omega \cdot R_{ref}^3}, \quad \psi = \frac{2 \cdot g \cdot H}{\Omega^2 \cdot R_{ref}^2}, \quad \eta = \frac{P}{P_h} = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H} \quad \text{avec} \quad \Omega = \frac{2\pi}{60} \cdot N \quad (3.2)$$

Pour une vitesse N_i donnée, il est alors possible à l'aide des formules (3.2) de calculer le débit Q , la hauteur de chute H et la puissance P correspondant à chaque point de fonctionnement des caractéristiques $(y N_{11} Q_{11} T_{11})$. Ces données peuvent alors être interpolées pour obtenir des courbes $H = f(P)$ et $\eta = f(P)$ pour différentes ouvertures du distributeur (Figure 3.9).

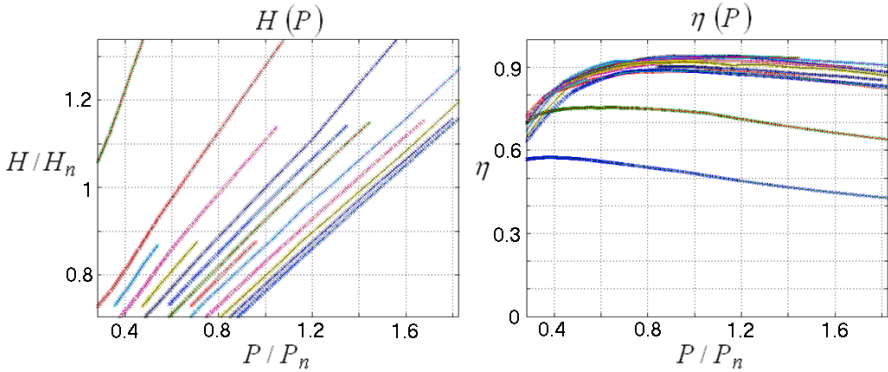


Figure 3.9 : Courbes iso-ouvertures $H = f(P)$ et $\eta = f(P)$

L'interpolation à deux dimensions de ces courbes permet ensuite d'obtenir une surface $\eta = f(P, H)$ qui représente le rendement en fonction de la puissance et de la hauteur de chute pour une vitesse N_i . Cette surface, qui doit bien évidemment être limitée à la zone de fonctionnement, est représentée à la Figure 3.10 pour une vitesse N_i égale à la vitesse nominale.

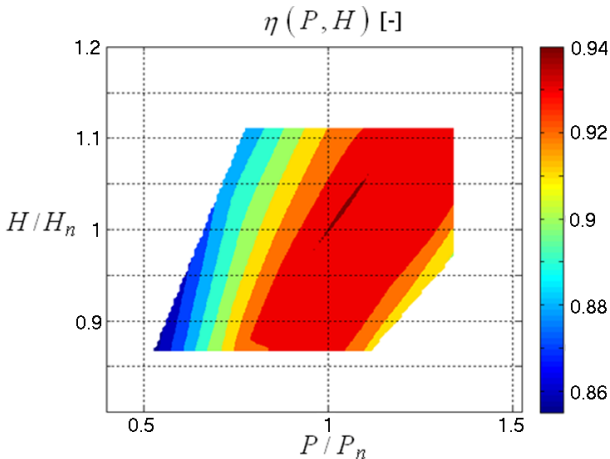


Figure 3.10 : Surface $\eta = f(P, H)$ calculée pour la vitesse nominale

Cette procédure est ensuite itérée pour un nombre N_V de vitesses de sorte que le rendement η peut être exprimé en fonction de la puissance P , de la hauteur de chute H et de la vitesse N . Finalement, pour chaque combinaison de puissance et de hauteur de chute dans la zone de fonctionnement, la vitesse correspondant au meilleur rendement est sélectionnée. Cette approche conduit à la surface de vitesse optimale représentée à la Figure 3.11.

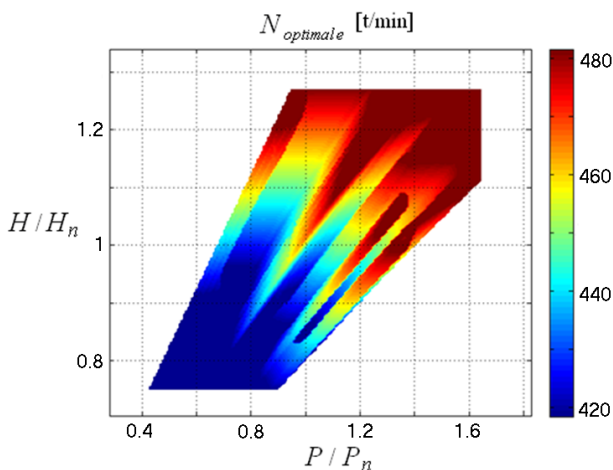


Figure 3.11 : Surface de vitesse optimale obtenue avec la première méthode

Les principales étapes de cette procédure sont résumées dans la Figure 3.12.

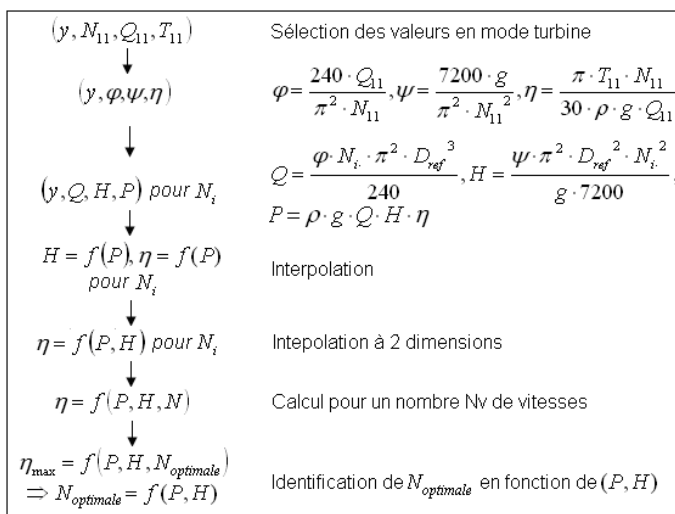


Figure 3.12 : Première méthode de calcul de l'optimiseur de vitesse

Deuxième méthode

Une deuxième approche a été mise au point pour calculer la surface de vitesse optimale. Cette méthode est basée sur le fait qu'il est possible de calculer un facteur dimensionnel de puissance ainsi que le rendement directement à partir des caractéristiques ($y N_{11} Q_{11} T_{11}$). En effet, le rendement peut être calculé avec (2.11) tandis que le facteur dimensionnel de puissance P_{11} est défini par la relation suivante

$$P_{11} = N_{11} \cdot T_{11} = \frac{N \cdot T}{H^{3/2} \cdot D_{ref}^2} = \frac{30 \cdot P}{\pi \cdot H^{3/2} \cdot D_{ref}^2} \quad (3.3)$$

Ces grandeurs sont alors calculées pour chaque point de fonctionnement défini dans la Figure 3.8 et représentées en fonction de N_{11} (Figure 3.13).

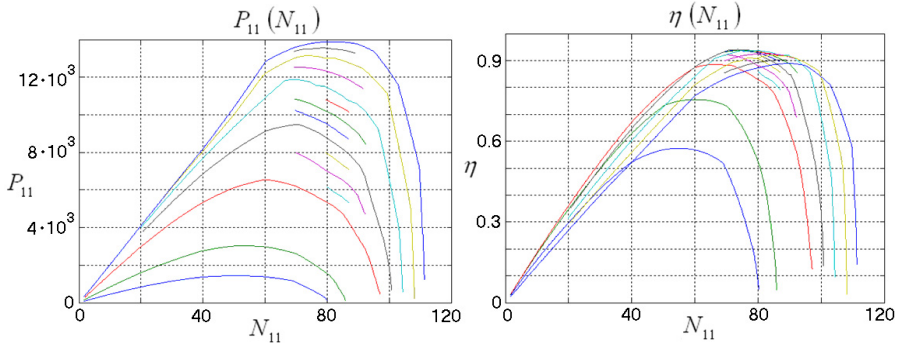


Figure 3.13 : Courbes iso-ouvertures $P_{11} = f(N_{11})$ et $\eta = f(N_{11})$

L'interpolation de ces courbes permet ensuite d'obtenir une surface $\eta = f(N_{11}, P_{11})$, qui doit bien évidemment être limitée à la zone de fonctionnement, comme représenté dans la Figure 3.14 à gauche.

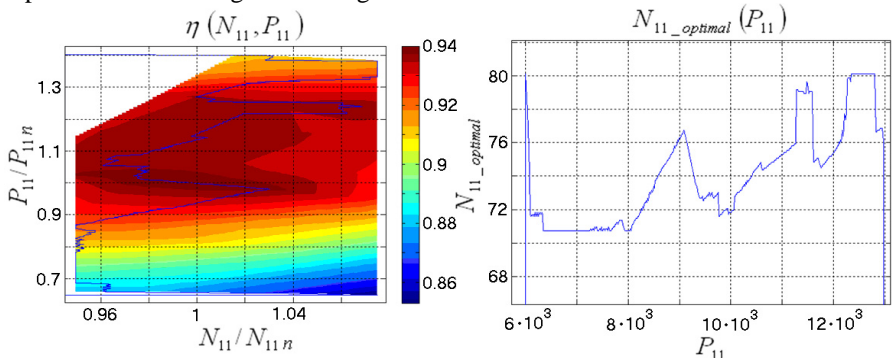


Figure 3.14 : Surface $\eta = f(N_{11}, P_{11})$ et courbe $N_{11_optimal} = f(P_{11})$

Il s'agit ensuite, pour chaque valeur de P_{11} , d'identifier la valeur de N_{11} correspondant au meilleur rendement. Il en découle la courbe $N_{11_optimal} = f(P_{11})$ représentée dans la Figure 3.14 à droite.

Finalement, pour chaque combinaison de puissance et hauteur de chute dans la zone de fonctionnement, il faut calculer le facteur dimensionnel de puissance P_{11} selon (3.3), identifier le facteur de vitesse optimal $N_{11_optimal}$ correspondant à l'aide de la courbe déterminée à la Figure 3.14 et recalculer la vitesse optimale selon la formule suivante

$$N_{optimale} = \frac{N_{11_optimal} \cdot \sqrt{H}}{D_{ref}} \quad (3.4)$$

Cette approche conduit à la surface de vitesse optimale représentée à la Figure 3.15.

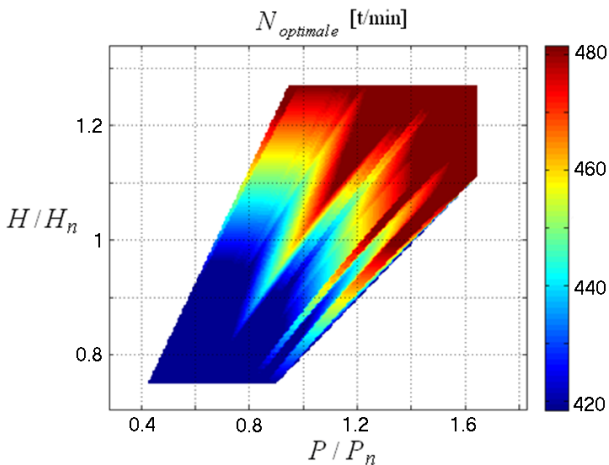


Figure 3.15 : Surface de vitesse optimale obtenue avec la deuxième méthode

Cette surface est très proche de celle obtenue avec la première méthode (Figure 3.11) ce qui valide les deux approches. Elles présentent en particulier des discontinuités similaires.

Les principales étapes de cette procédure sont résumées dans la Figure 3.16.

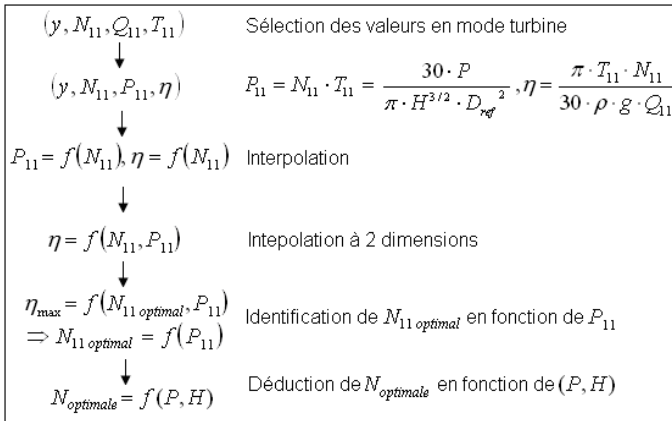


Figure 3.16 : Deuxième méthode de calcul de l'optimiseur de vitesse

3.4.2. Problèmes d'instabilité liés aux discontinuités de surface

La surface de vitesse optimale obtenue par les deux méthodes développées précédemment présente dans les deux cas d'importantes discontinuités. Si cette surface est exploitée telle quelle, ces discontinuités peuvent conduire à des instabilités du système. Afin d'illustrer ce problème, des simulations ont été réalisées sur le système hydraulique seul (Figure 2.3), la pompe-turbine étant équipée d'un régulateur hydraulique de vitesse (Figure 3.7). La consigne de vitesse de ce régulateur est directement issue de la surface de vitesse optimale et dépend donc du point de fonctionnement défini par la puissance et la hauteur de chute. Les transitoires réalisés ici consistent en des sauts de puissance effectués sous hauteur de chute nominale.

Le premier saut consiste en une diminution de la consigne de puissance qui passe de 134 à 119 % de sa valeur nominale en mode turbine. En conséquence, la consigne de vitesse générée par l'optimiseur passe de 480 (point 1) à 469.7 t/min (point 2) (voir Figure 3.17). Le nouveau point de fonctionnement (point 2) est situé sur une discontinuité de la surface.

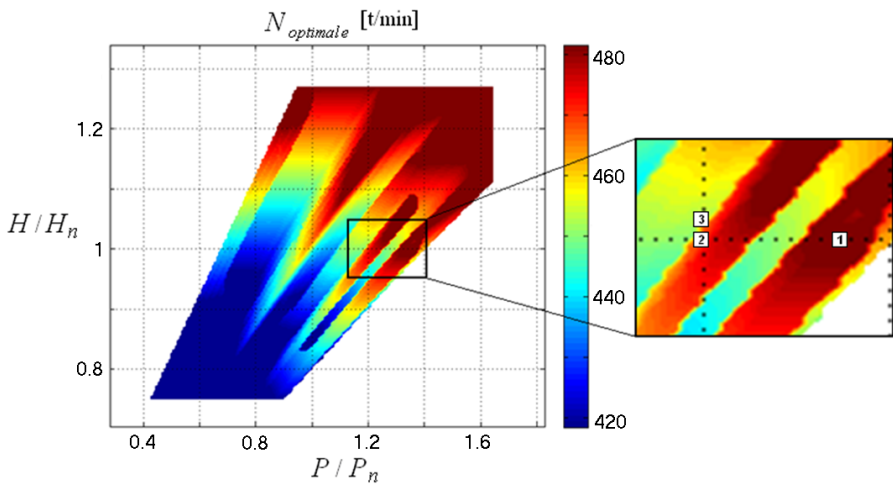
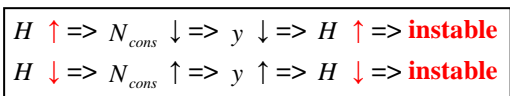


Figure 3.17 : Changement de consigne numéro 1

Au niveau de la pompe-turbine, cette diminution de la consigne de vitesse se traduit par une diminution de l'ouverture du distributeur suite à l'action du régulateur de vitesse. Or une fermeture du distributeur génère un coup de bélier se traduisant par une augmentation de la hauteur de chute. La consigne de vitesse diminue alors à une valeur proche de 450 t/min (point 2 => point 3 sur Figure 3.17). Cette diminution entraîne à nouveau une fermeture du distributeur ce qui tend à augmenter encore la hauteur de chute. Ensuite, lorsque le coup de bélier s'atténue, la hauteur de chute diminue vers sa valeur nominale ce qui implique cette fois une augmentation de la consigne de vitesse (point 3 => point 2 sur Figure 3.17), donc une ouverture du distributeur tendant à diminuer encore la hauteur de chute. Ce comportement se traduit par des oscillations non amorties de la hauteur de chute et donc un aller-retour permanent entre les points 2 et 3 ce qui conduit à d'importantes instabilités (Figure 3.18).



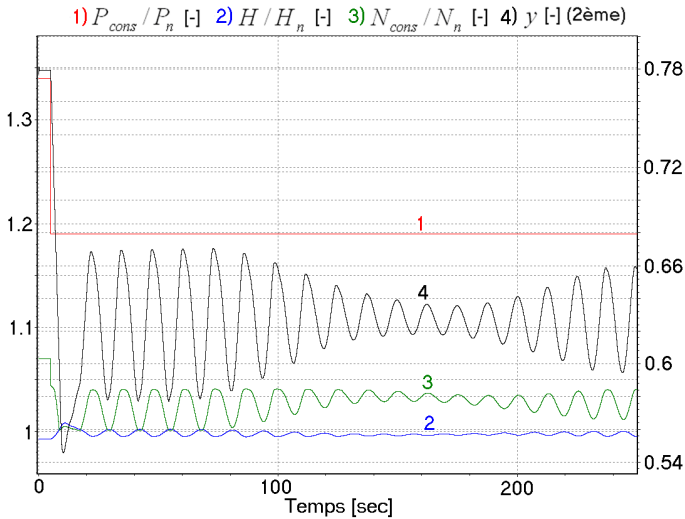


Figure 3.18 : Illustration du comportement instable de la pompe-turbine

Le deuxième saut consiste en une diminution de la consigne de puissance qui passe de 126 à 100 % de sa valeur nominale en mode turbine. En conséquence, la consigne de vitesse générée par l'optimiseur passe de 450 (point 1) à 444 t/min (point 2) (voir Figure 3.19). Le nouveau point de fonctionnement (point 2) est à nouveau situé sur une discontinuité de la surface.

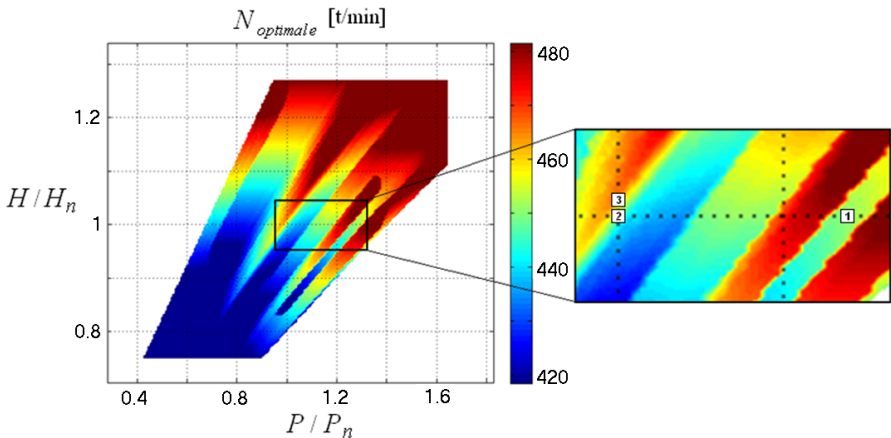


Figure 3.19 : Changement de consigne numéro 2

Comme précédemment, la diminution de consigne de vitesse entraîne une augmentation de la hauteur de chute liée au coup de bélier. Cette augmentation conduit cette fois à une augmentation de la consigne de vitesse (point 2 => point 3 sur Figure 3.19) se traduisant par une diminution de la hauteur de chute. Cette diminution entraîne alors une diminution de la consigne de vitesse (point 3 => point 2 sur Figure 3.19) et donc une augmentation de la hauteur de chute. Ce comportement se traduit par des oscillations amorties de la hauteur de chute ce qui conduit à un système stable (Figure 3.20).

$H \uparrow \Rightarrow N_{cons} \uparrow \Rightarrow y \uparrow \Rightarrow H \downarrow \Rightarrow$	stable
$H \downarrow \Rightarrow N_{cons} \downarrow \Rightarrow y \downarrow \Rightarrow H \uparrow \Rightarrow$	stable

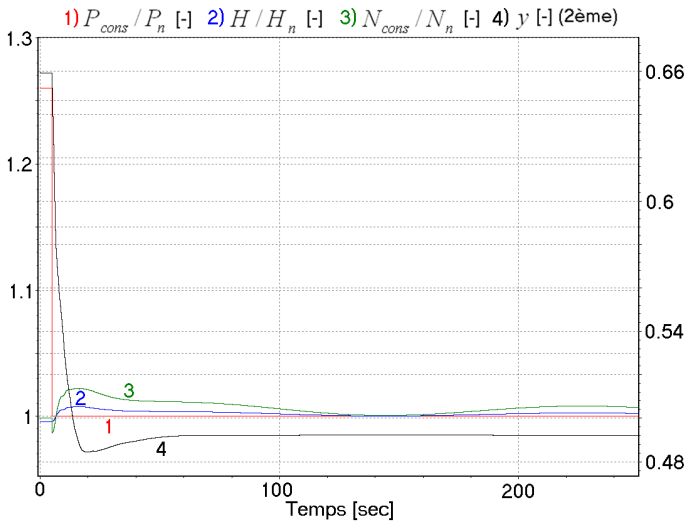


Figure 3.20 : Illustration du comportement stable de la pompe-turbine

Il apparaît donc que seules les discontinuités telles que la consigne de vitesse n'est pas une fonction croissante de la hauteur de chute peuvent conduire à des instabilités. Une solution pour éviter ce problème est de ne pas continuellement optimiser la consigne de vitesse pendant un saut de consigne de puissance mais de sélectionner celle correspondant au régime permanent atteint après le transitoire.

Bien que ces problèmes d'instabilité puissent a priori être évités, il est légitime de se demander si ces discontinuités ont une signification physique. Il semble en effet étrange qu'à deux points de fonctionnement très proches correspondent deux consignes de vitesse optimale tout à fait différentes. De même, le fait que la consigne de vitesse optimale ne soit pas une fonction croissante de la puissance et de la hauteur de chute ne correspond pas à ce qui est logiquement attendu. Il est donc intéressant d'identifier l'origine de ces discontinuités et de voir s'il est éventuellement possible de les supprimer.

3.4.3. Origine des discontinuités et élimination

L'idée pour identifier l'origine des discontinuités de surface consiste à observer comment est sélectionnée la vitesse optimale en fonction de la puissance, pour une hauteur de chute égale à sa valeur nominale. Pour ce faire, il faut représenter des courbes $\eta = f(P)$ à hauteur de chute nominale pour différentes vitesses. Pour chaque valeur de puissance, la vitesse optimale sélectionnée est celle correspondant au meilleur rendement. La courbe de vitesse optimale $N_{\text{optimale}} = f(P)$ ainsi obtenue est représentée en rouge sur la Figure 3.21.

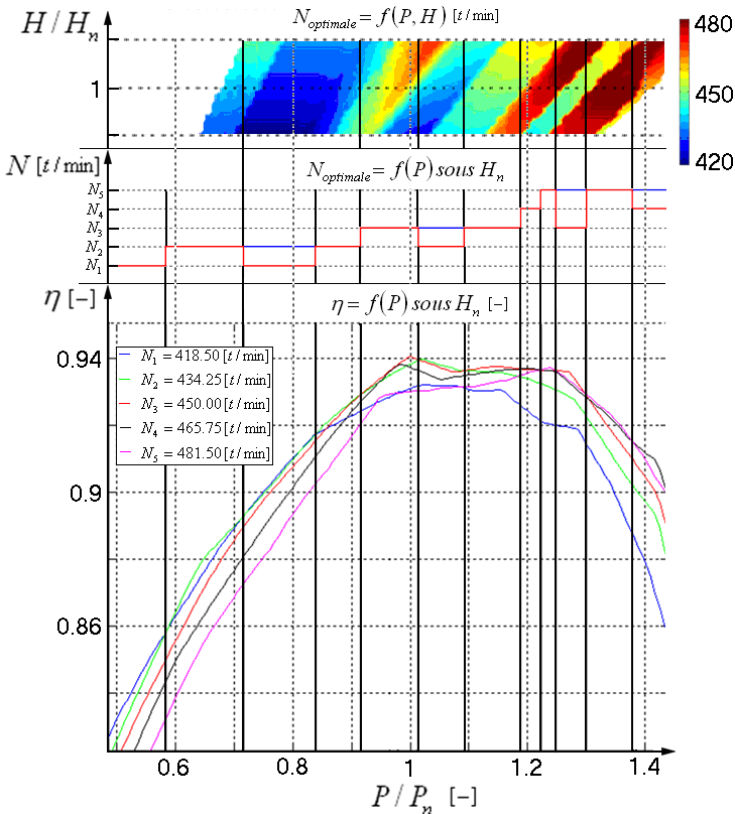


Figure 3.21 : Courbes $\eta = f(P)$ à H nominale pour 5 vitesses et identification de la vitesse optimale

Contrairement à ce qui est attendu, cette courbe n'est pas toujours croissante en fonction de la puissance mais présente des creux en certains endroits. Ces creux, qui sont à l'origine des discontinuités de surface, sont liés au fait que les courbes de rendement sont très proches les unes des autres et se chevauchent par endroits. Ces chevauchements ne sont a priori pas physiques mais résultent plutôt d'imprécisions liées aux mesures expérimentales des caractéristiques (nombre de points de mesure limité et imprécisions introduites lors de ces mesures) ainsi qu'aux diverses interpolations nécessaires à l'obtention de ces courbes. Afin de supprimer ces creux, la croissance de la courbe $N_{optimale} = f(P)$ est imposée par la condition suivante

Soit H fixe et $P_2 > P_1$:

Si $N_{optimale}(P_2) < N_{optimale}(P_1)$ alors $N_{optimale}(P_2) = N_{optimale}(P_1)$

Cela revient à remplacer les segments rouges par les segments bleus (voir Figure 3.21). Cette opération est valable compte tenu du fait que la différence de rendement qui en résulte est très faible.

Comme des problèmes similaires peuvent être observés sur les courbes $\eta = f(H)$ à puissance fixée pour différentes vitesses, il faut imposer la même condition de croissance sur les courbes $N_{optimale} = f(H)$ à puissance constante.

L'imposition des conditions de croissance de la vitesse optimale en fonction de la puissance et de la hauteur de chute conduit à la surface de vitesse optimale de la Figure 3.22. Il est alors intéressant de quantifier la différence de rendement $\Delta\eta$ résultant de l'exploitation de la surface de la Figure 3.22 plutôt que de celle de la Figure 3.11. Cette différence est représentée sur la Figure 3.23. Comme attendu, il se trouve que cette différence n'est significative que dans certaines régions restreintes de la zone de fonctionnement et atteint une valeur maximale valant 0.35%. Cet écart est tout à fait acceptable compte tenu du fait que la précision garantie sur le calcul du rendement lors d'essais en laboratoire est du même ordre de grandeur. En effet, les mesures de rendement effectuées sur des modèles en laboratoire sont garanties avec une précision absolue de 0.1%, valeur à laquelle il est autorisé d'ajouter une incertitude calculée sur les erreurs d'étalonnage comprise entre 0.18 et 0.25% [16]. Il faut par ailleurs rappeler que les caractéristiques de pompe-turbine utilisées dans le cadre de ce travail sont issues d'un groupe à vitesse fixe, voir paragraphe 1.3, ce qui a évidemment une influence importante sur la qualité de la surface de vitesse optimale obtenue. Les discontinuités seraient probablement moins marquées sur une surface calculée à partir des caractéristiques d'une pompe-turbine dimensionnée spécifiquement pour une exploitation à vitesse variable.

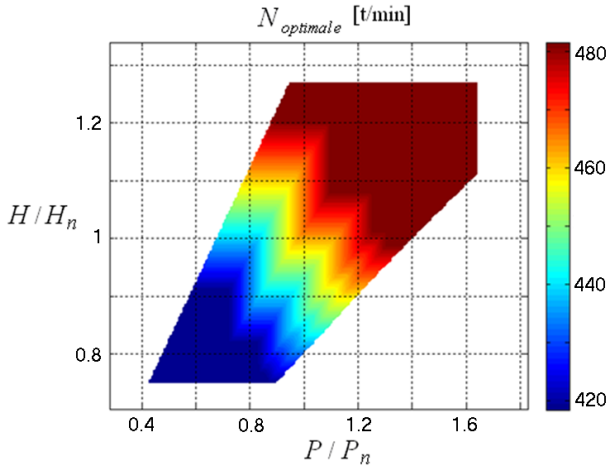


Figure 3.22 : Surface de vitesse optimale après traitement

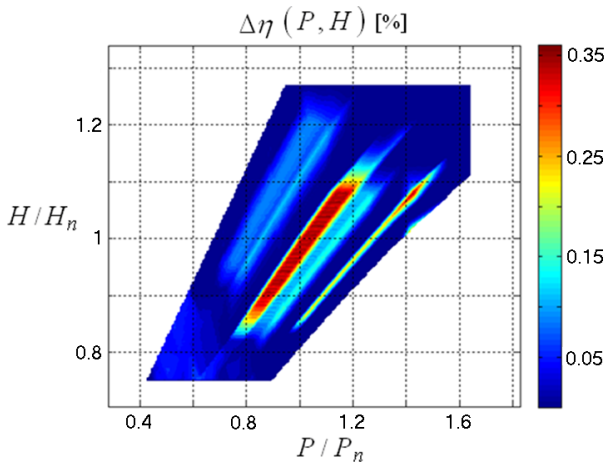


Figure 3.23 : Différence de rendement résultant du traitement de surface

Comme d'une part la surface de vitesse optimale de la Figure 3.22 est plus cohérente que celle de la Figure 3.11 et que d'autre part la différence de rendement entre ces deux surfaces est négligeable vis-à-vis des imprécisions de mesure, elle sera utilisée par la suite comme optimiseur de vitesse.

3.5. Optimisation de rendement en mode pompe

Comme expliqué au paragraphe 3.3, dans le cas d'une exploitation en mode pompe, une variation de l'ouverture du distributeur n'a que très peu d'influence sur le point de fonctionnement de la pompe-turbine. Par conséquent, le gain en rendement d'un fonctionnement à ouverture variable comparativement à une exploitation à ouverture fixe est très faible. Ce gain potentiel peut être évalué en calculant selon (2.11) les courbes iso-ouvertures de rendement $\eta = f(N_{11})$ appartenant à la zone de fonctionnement en pompe (Figure 2.6). Ces courbes sont représentées à la Figure 3.24.

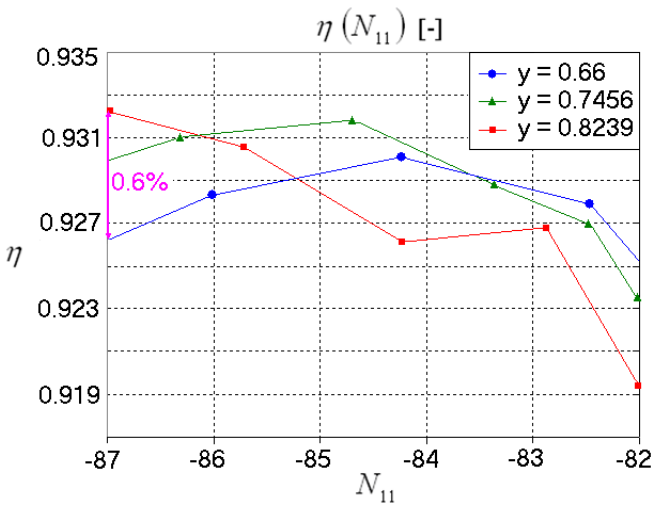


Figure 3.24 : Courbes iso-ouvertures de rendement $\eta = f(N_{11})$

Pour une valeur N_{11} donnée, l'écart maximal de rendement entre deux courbes iso-ouvertures vaut donc 0.6 %. Par conséquent, le fait de régler l'ouverture du distributeur de la pompe de sorte à maximiser son rendement permet de gagner moins de 0.6 % de rendement comparativement au cas où l'ouverture du distributeur est fixe. Compte tenu des incertitudes introduites lors des mesures de rendement, une exploitation à ouverture fixe se révèle tout à fait envisageable.

Néanmoins, il s'avère plus intéressant de définir une loi $y_{optimale} = f(N_{11})$ de sorte à améliorer sensiblement le rendement. Cette loi est définie graphiquement à partir de la Figure 3.24 par identification des points à rendement maximal puis par simple interpolation linéaire entre ces points, comme représenté à la Figure 3.25.

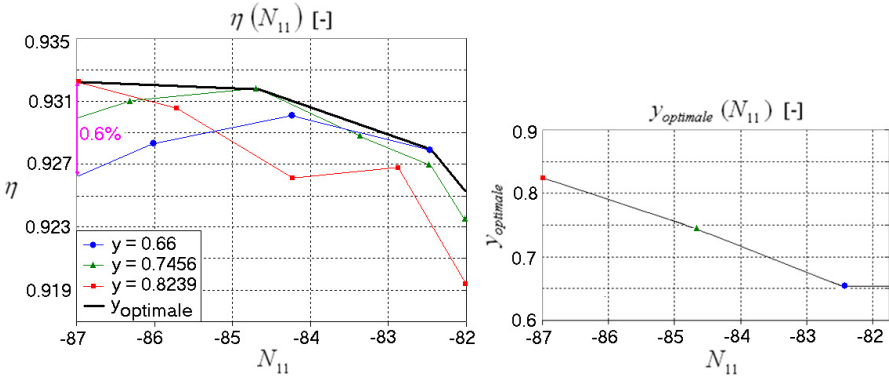


Figure 3.25 : Définition de la loi $y_{optimale} = f(N_{11})$

3.6. Contrôle global de la centrale hydroélectrique

Sur la base de ce qui a été développé dans les paragraphes 3.2 à 3.5, deux stratégies de réglage peuvent être considérées pour le contrôle global de la centrale hydroélectrique en mode turbine alors que seule une est applicable en mode pompe.

3.6.1. Stratégies en mode turbine

Dans le cas d'une exploitation en mode turbine, il est possible de contrôler indépendamment la puissance active échangée avec le réseau et la vitesse de rotation du groupe (paragraphe 3.3). Une première stratégie consiste donc à contrôler la vitesse par l'intermédiaire du convertisseur de la section machine et à régler la puissance réseau en agissant sur l'ouverture du distributeur de la pompe-turbine. La consigne de vitesse est calculée par l'optimiseur de vitesse développé au paragraphe 3.4 alors que la puissance réactive statorique et celle échangée avec la partie SVC sont réglées par le convertisseur (paragraphe 3.2). Cette première stratégie est illustrée à la Figure 3.26 [9].

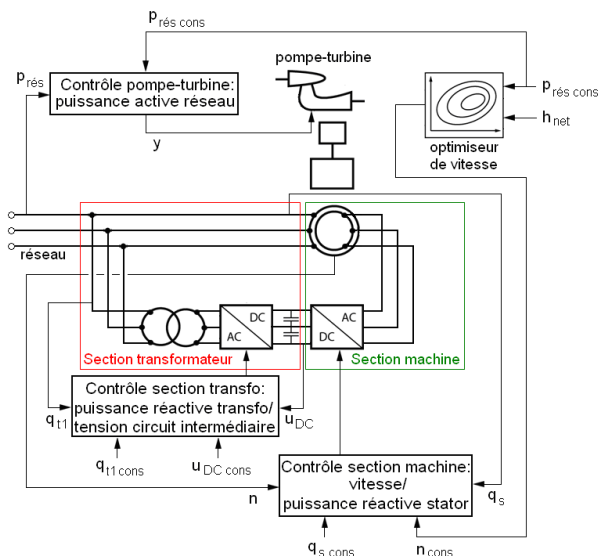


Figure 3.26 : Stratégie 1 en mode turbine

La deuxième stratégie consiste quant à elle à contrôler la vitesse par l'intermédiaire de la pompe-turbine et à régler la puissance échangée avec le réseau à l'aide du convertisseur de la section machine. Cette deuxième stratégie est illustrée à la Figure 3.27 [9].

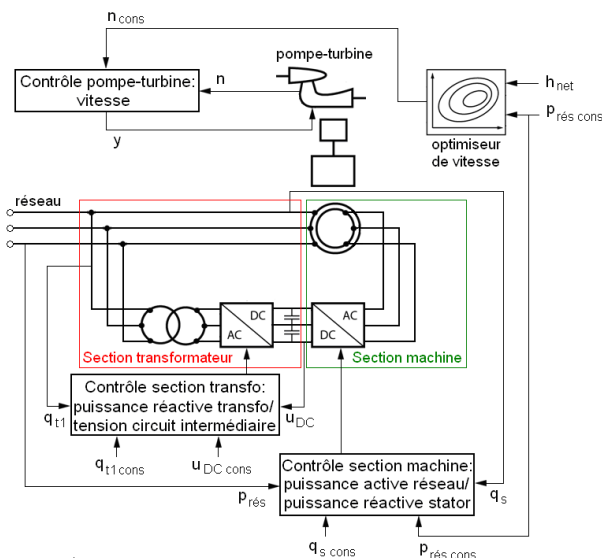


Figure 3.27 : Stratégie 2 en mode turbine

3.6.2. Stratégie en mode pompe

Dans le cas d'une exploitation en mode pompe, un contrôle indépendant de la vitesse et de la puissance réseau n'est pas possible, comme expliqué au paragraphe 3.3. Dès lors, seule une stratégie est envisageable. Celle-ci consiste à régler la puissance réseau par l'intermédiaire du convertisseur de la section machine, la vitesse s'adaptant quant à elle automatiquement selon la hauteur de chute à l'entrée de la pompe-turbine. Néanmoins, le rendement peut être sensiblement amélioré en optimisant l'ouverture du distributeur selon la loi définie au paragraphe 3.5. La stratégie en mode pompe est illustrée à la Figure 3.28 [9].

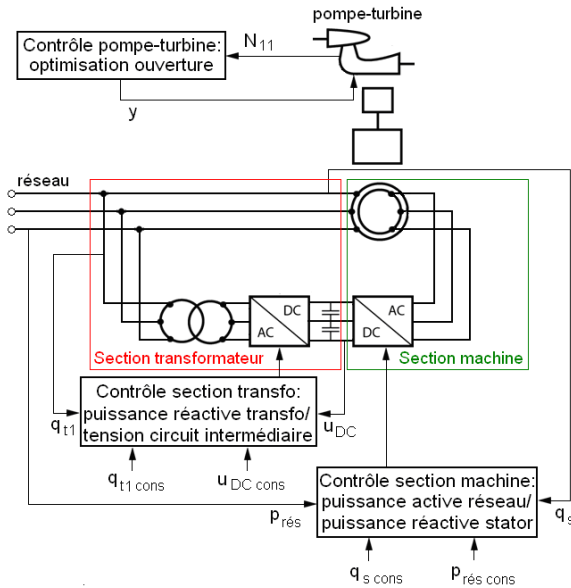


Figure 3.28 : Stratégie en mode pompe

3.7. Résultats de simulation

Ces stratégies de réglage ont été validées et comparées à l'aide de simulations. Le scénario considéré consiste en une modification de la consigne de puissance échangée avec le réseau interconnecté.

3.7.1. Grandeurs de référence

Les grandeurs de référence sont utilisées pour exprimer les résultats en valeurs relatives ou per unit (pu).

En ce qui concerne le système électrique, les grandeurs de référence choisies sont liées aux valeurs nominales du motogénérateur (Tableau 2.6) par les égalités suivantes :

$$\begin{aligned}
 N_{ref} &= N_n & P_{ref} &= S_{ref} = S_n & T_{ref} &= P_{ref} / \Omega_{ref} \\
 U_{ref} &= \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_n & I_{ref} &= \frac{2}{3} \frac{S_{ref}}{U_{ref}} & Z_{ref} &= \frac{U_{ref}}{I_{ref}}
 \end{aligned}$$

Au niveau du système hydraulique, dans le cas d'une exploitation en mode pompe, les grandeurs de référence sont choisies égales aux valeurs nominales de la pompe-turbine définies dans le Tableau 2.5.

En mode turbine en revanche, le point de fonctionnement nominal n'est pas utilisé directement comme référence. En effet, suite au traitement de la surface de vitesse optimale, il est apparu que la vitesse optimale au point de fonctionnement nominal diffère de la vitesse nominale (Figure 3.22). Or il est judicieux de choisir la vitesse et la puissance nominales comme grandeurs de référence. La hauteur de chute de référence est donc choisie telle que, à puissance nominale, la vitesse optimale soit égale à la vitesse nominale. Cette hauteur de chute peut être identifiée sur la Figure 3.22 et vaut $H_{ref} = 0.943 H_n$. Le débit de référence correspondant est alors facilement déduit de la caractéristique de la pompe-turbine et vaut $Q_{ref} = Q(N_{ref}, P_{ref}, H_{ref}) = 58.22 [m^3 / s]$.

Les grandeurs de référence qui seront utilisées pour représenter les résultats de simulation en per unit sont récapitulées dans le Tableau 3.2.

Symbole	Valeur pour système électrique	Valeur pour système hydraulique		Unité
		Mode turbine	Mode pompe	
N_{ref}	$N_n = 450$	$N_n = 450$	$N_n = -450$	t/min
P_{ref}	$S_n = 380$	$P_n = 355.8$	$P_n = -318.16$	MW
T_{ref}	$T_n = 8063850.5$	$T_n = 7550309.4$	$T_n = 6751607.7$	Nm
H_{ref}	-	$0.943 \cdot H_n = 668.8$	$H_n = 555.02$	m
Q_{ref}	-	$Q = 58.22$	$Q_n = -54.52$	m ³ /s

Tableau 3.2 : Grandeurs de référence

Ainsi, en régime permanent, bien que les couples électromagnétique T_{em} et mécanique T soient égaux, leurs valeurs en per unit sont différentes étant donné que les couples de référence T_{ref} utilisés pour les grandeurs électrique et hydraulique ne sont pas les mêmes.

3.7.2. Stratégie 1 en mode turbine

Initialement, la turbine est stabilisée à un point de fonctionnement proche de son point de référence défini dans le Tableau 3.2. Comme en régime permanent, la puissance échangée avec le réseau est égale à la puissance mécanique de la turbine aux pertes près, voir équations (2.2) à (2.8), la consigne de puissance réseau $P_{rés\ cons}$ doit alors être fixée à une valeur proche de la puissance de référence de la turbine qui vaut P_n , voir Tableau 3.2.

Le transitoire consiste alors en une diminution instantanée de la consigne de puissance réseau de 76 MW, ce qui correspond à 20% de la puissance nominale du générateur. L'amplitude de ce saut de consigne est notamment limitée par la zone de fonctionnement de la turbine définie à la Figure 2.7. La consigne de vitesse est quant à elle calculée automatiquement par l'optimiseur de vitesse selon la consigne de puissance et la hauteur de chute en entrée de la turbine. Les consignes de puissance et de vitesse sont représentées dans la Figure 3.29.

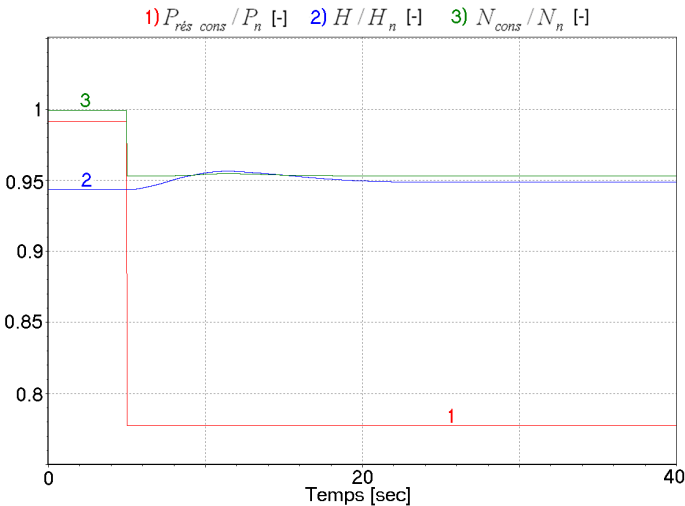


Figure 3.29 : Consigne de puissance réseau, hauteur de chute et consigne de vitesse rapportées aux grandeurs nominales de la turbine

Dans ce cas, la vitesse est réglée par la section machine du système électrique et s'adapte très rapidement à sa nouvelle consigne, comme illustré dans la Figure 3.30, la dérivée de la vitesse étant néanmoins limitée selon l'équation dynamique (2.8).

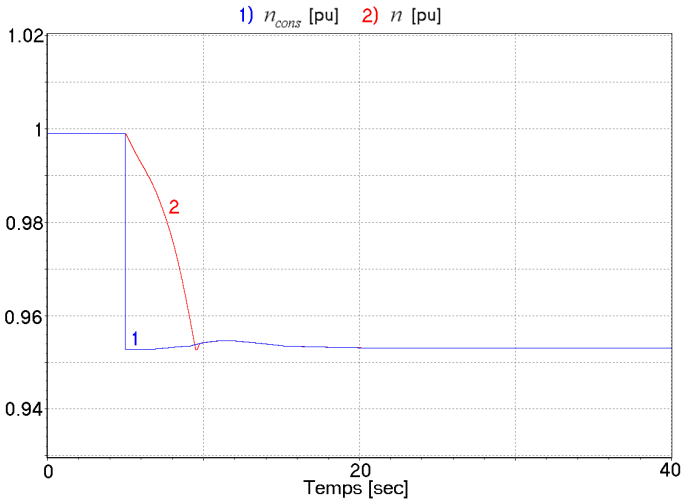


Figure 3.30 : Consigne de vitesse et vitesse en [pu]

Comme représenté dans la Figure 3.3, le régulateur de vitesse agit sur la consigne de courant statorique dans l'axe direct $i_{sd\ cons}$ et donc sur le couple électromagnétique. En effet comme le réglage est réalisé dans un référentiel synchrone calé sur la tension statorique, les équations (2.4) et (2.19) permettent, en négligeant les pertes, d'approximer le couple électromagnétique en pu par les relations suivantes:

$$t_{em} = p_s = u_{sd} \cdot i_{sd} \quad (3.5)$$

Lors du changement de vitesse, le régulateur de vitesse entre en saturation et sa sortie $i_{sd\ cons}$ devient égale à sa valeur limite (-1.05). Ainsi le couple électromagnétique augmente jusqu'à sa valeur maximale de façon à ralentir le groupe selon l'équation dynamique (2.8). Une fois la consigne de vitesse atteinte, le régulateur de vitesse génère un couple électromagnétique tel que la vitesse reste constante et donc égal au couple mécanique de la turbine, comme représenté dans la Figure 3.31.

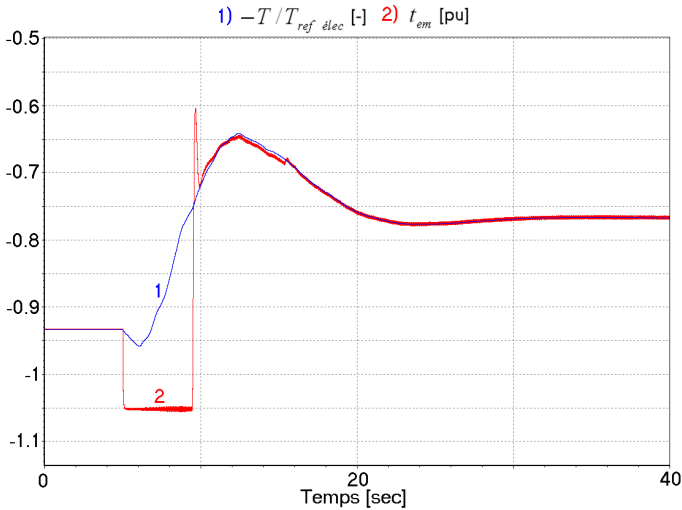


Figure 3.31 : Couple mécanique de la turbine changé de signe et rapporté au couple de référence du générateur et couple électromagnétique en [pu]

La puissance réseau est quant à elle contrôlée par le régulateur hydraulique de la turbine. La diminution de la consigne de puissance implique donc une fermeture du distributeur se traduisant par une diminution relativement lente du débit et donc du couple mécanique, comme représenté dans la Figure 3.32. Comme la vitesse est imposée par le système électrique, l'adaptation du couple mécanique permet alors de régler la puissance réseau jusqu'à sa nouvelle consigne.

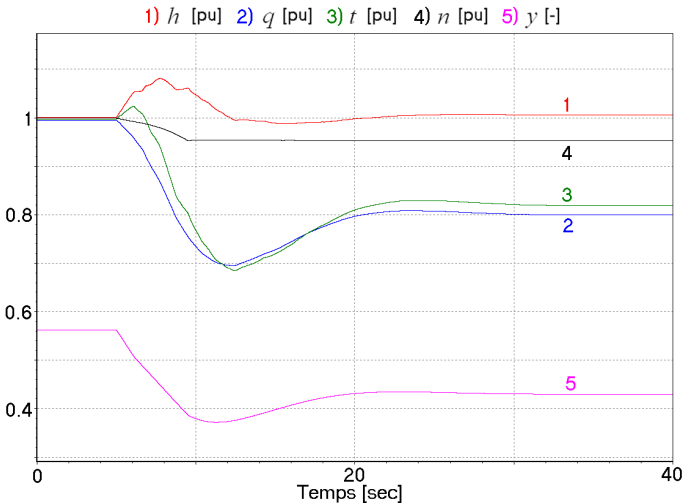


Figure 3.32 : Comportement transitoire de la turbine en [pu]

En outre, la fermeture du distributeur induit un coup de bélier se traduisant par une augmentation de la hauteur de chute. L'amplitude de ce coup de bélier dépend en partie de la loi de fermeture du servomoteur et du profil du saut de consigne de puissance. Un changement de consigne en forme de rampe permet notamment de réduire l'amplitude du coup de bélier comparativement à un saut instantané.

La puissance réseau peut être exprimée en fonction du couple à l'aide des équations (2.7), (2.6) et (2.4) données en pu.

$$P_{rés} = -P_{mec} = -n \cdot P_s = -n \cdot t_{em} \tag{3.6}$$

Selon cette relation et l'allure du couple électromagnétique de la Figure 3.31, la puissance réseau augmente donc durant le changement de vitesse avant d'être lentement ramenée à sa valeur de consigne par le régulateur hydraulique, comme représenté dans la Figure 3.33. Cela est lié au fait que le réglage de puissance par la turbine est beaucoup plus lent que celui de vitesse par le système électrique.

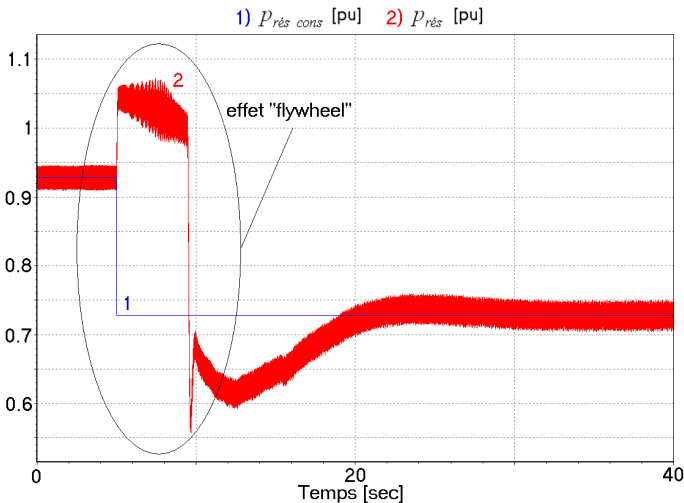


Figure 3.33 : Consigne de puissance réseau et puissance réseau en [pu]

L'injection de puissance sur le réseau apparaissant lors du changement de vitesse est appelée effet « flywheel ». Ce phénomène traduit le fait qu'une diminution de la vitesse du groupe implique un transfert d'énergie cinétique des masses tournantes vers le réseau et donc une injection momentanée de puissance sur le réseau. La durée de l'effet « flywheel » est égale à celle du changement de vitesse, elle-même déterminée par l'équation dynamique du groupe (2.8).

Dans le cas où la consigne de puissance est augmentée, et par conséquent celle de vitesse également, l'effet « flywheel » est caractérisé par une absorption de puissance traduisant le fait que de l'énergie cinétique est transférée du réseau vers les masses tournantes. La durée de l'effet « flywheel » est par ailleurs beaucoup plus faible dans ce cas que lors d'une diminution de vitesse. Cela s'explique par le fait que le couple électromagnétique maximal accélérant le groupe est de même signe que le couple mécanique de la turbine d'où une dérivée de vitesse bien plus élevée dans ce cas, voir équation (2.8).

L'amplitude de cet effet « flywheel » peut en outre être réduite en limitant la dérivée de la consigne de vitesse, soit en imposant un changement de consigne en forme de rampe plutôt qu'un saut instantané comme dans le cadre de ce paragraphe.

3.7.3. Comparaison avec le modèle pseudo-continu

Pour être validé, le modèle pseudo-continu développé dans le paragraphe 2.4.3 doit être comparé avec le modèle complet. Le scénario décrit dans le paragraphe précédent a donc été simulé en considérant la simplification de la Figure 2.11 ainsi que les adaptations décrites dans le paragraphe 3.2.1. Les résultats obtenus avec les modèles complet et simplifié peuvent alors être comparés, comme présenté dans les Figure 3.34 et Figure 3.35.

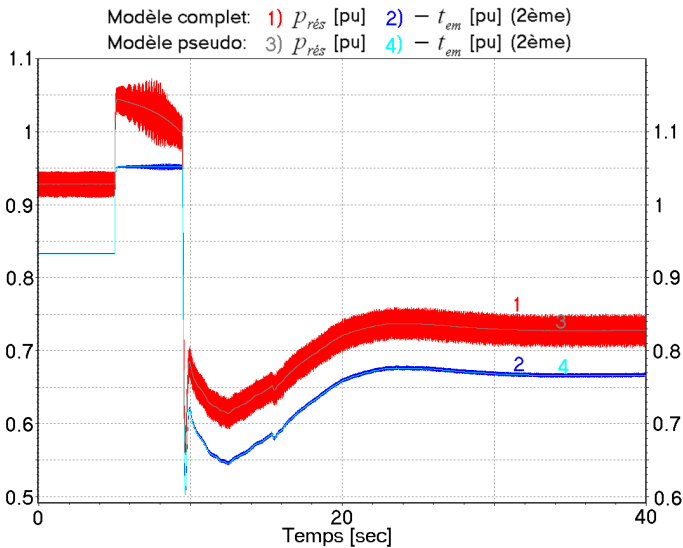


Figure 3.34 : Comparaison des puissances réseau et des couples électromagnétiques changés de signe, en [pu], obtenus avec les modèles complet et pseudo-continu

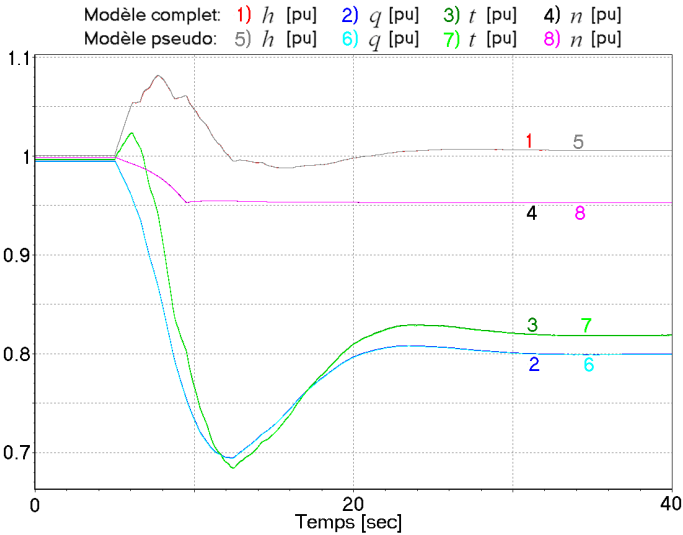


Figure 3.35 : Comparaison des comportements transitoires de la turbine, en [pu], obtenus avec les modèles complet et pseudo-continu

Les résultats concordent très bien ce qui valide l'approche pseudo-continue. Les harmoniques qui peuvent être observées sur la Figure 3.34 dans le cas du modèle complet sont liées à la fréquence de commutation des convertisseurs [20] et n'apparaissent évidemment pas avec le modèle pseudo-continu.

Suite à cette validation, les résultats de simulation relatifs à la stratégie 2 en mode turbine et à la stratégie en mode pompe sont présentés en considérant le modèle pseudo-continu.

3.7.4. Stratégie 2 en mode turbine

Les sauts de consignes représentés dans la Figure 3.29 ont également été simulés en considérant la stratégie 2. Dans ce cas, la puissance réseau est contrôlée par la section machine du système électrique et elle s'adapte donc très rapidement, en moins de 0.5 seconde, à sa nouvelle consigne, comme illustré dans la Figure 3.36.

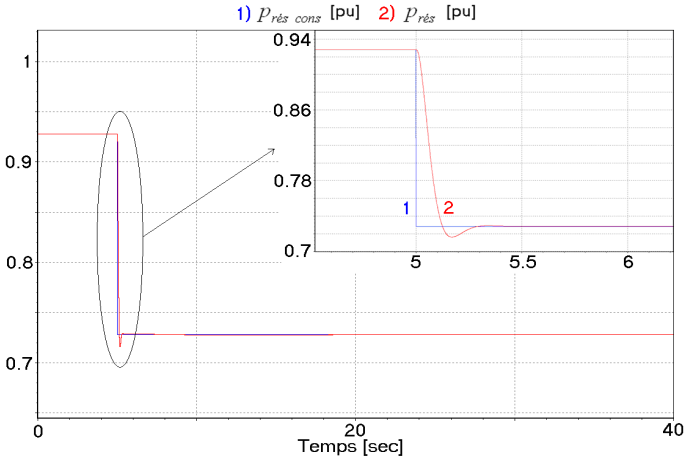


Figure 3.36 : Consigne de puissance réseau et puissance réseau en [pu]

D'après la Figure 3.3, le régulateur de puissance agit sur la consigne de courant statorique dans l'axe direct $i_{sd\ cons}$ et donc sur le couple électromagnétique, voir (3.5). Ainsi lors du saut de consigne de puissance réseau, le régulateur de puissance adapte très rapidement le couple t_{em} qui, selon la relation (3.6), va diminuer instantanément. Une fois la consigne de puissance atteinte, le régulateur génère un couple électromagnétique tel que la puissance reste constante et donc égal à:

$$t_{em} = -\frac{P_{rés\ cons}}{n} \quad (3.7)$$

Ce comportement est illustré dans la Figure 3.37.

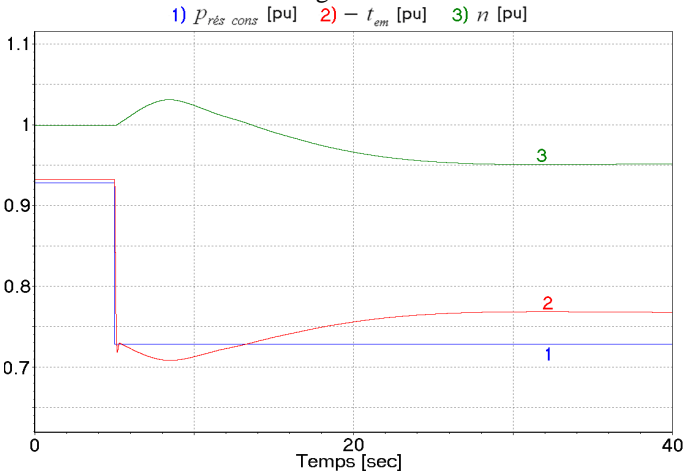


Figure 3.37 : Consigne de puissance réseau, couple électromagnétique changé de signe et vitesse en [pu]

La vitesse est quant à elle contrôlée par le régulateur hydraulique de la pompe-turbine. Une diminution de la consigne de vitesse implique donc une fermeture du distributeur se traduisant par une lente diminution du débit et donc du couple mécanique, comme représenté dans la Figure 3.38. Comme la puissance est imposée par le système électrique, l'adaptation du couple mécanique permet alors de régler la vitesse jusqu'à sa nouvelle consigne.

La fermeture du distributeur induit un coup de bélier caractérisé par une augmentation de la hauteur de chute. Celui-ci peut être notamment réduit en limitant la dérivée de la consigne de vitesse, soit en imposant un changement de consigne en forme de rampe plutôt qu'un saut instantané.

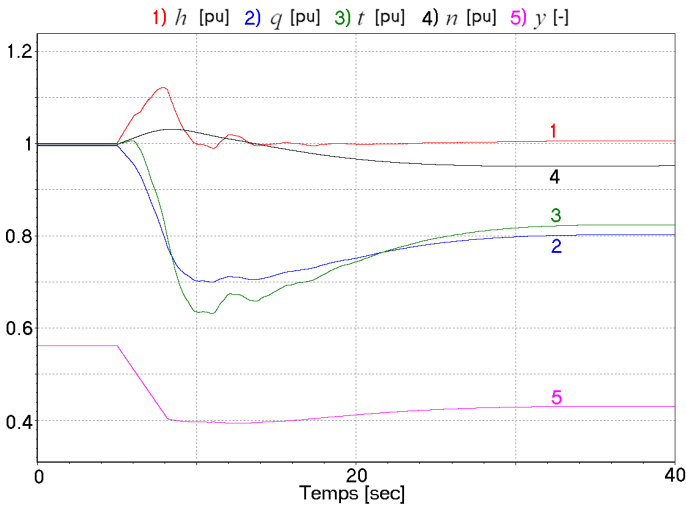


Figure 3.38 : Comportement transitoire de la turbine en [pu]

Selon la relation (2.8) et la Figure 3.37, la vitesse augmente au moment du changement de consigne de puissance suite à la diminution rapide du couple électromagnétique avant d'être lentement ramenée à sa valeur de consigne par le régulateur hydraulique, comme représenté dans la Figure 3.39. Cela est lié au fait que le réglage de vitesse par la turbine est beaucoup plus lent que celui de puissance par le système électrique.

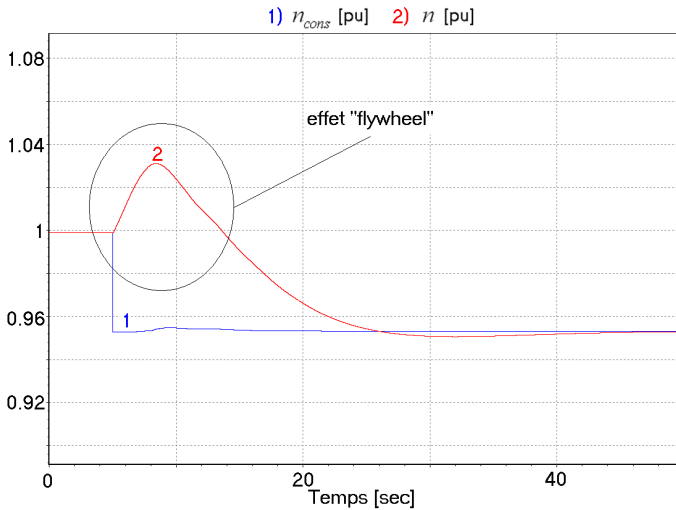


Figure 3.39 : Consigne de vitesse et vitesse en [pu]

Dans ce cas, l'effet « flywheel », caractérisé par une accélération de la machine lors du changement de puissance, traduit le fait qu'une diminution de la puissance fournie au réseau implique un stockage d'énergie cinétique dans les masses tournantes.

Dans le cas où la consigne de puissance est augmentée, l'effet « flywheel » est caractérisé par une décélération du groupe traduisant le fait que de l'énergie cinétique est prélevée dans les masses tournantes.

Dans certaines conditions, l'effet « flywheel » peut conduire à des instabilités. En effet, si le saut de puissance est trop important ou si le générateur fonctionne à un glissement élevé avant le saut, il se peut que la vitesse atteigne une de ses limites définies par le glissement maximal autorisé et fixées par le dimensionnement du circuit continu intermédiaire du convertisseur, voir paragraphe 2.4.2. Dans ce cas, l'amplitude de la tension rotorique devient égale à sa valeur maximale et ne peut plus être réglée. Les régulateurs de courants rotorique et statorique ainsi que celui de puissance entrent alors en saturation. Le réglage n'est donc plus capable de maintenir la puissance réseau égale à sa valeur de consigne. En outre d'importantes oscillations liées à la brusque saturation de la tension rotorique apparaissent au niveau des courants, qui ne peuvent plus être réglés. Ces oscillations se répercutent évidemment sur la puissance réseau qui subit donc d'importantes discontinuités. C'est ce qui se passe par exemple suite à une augmentation de la consigne de puissance de 0.3 pu alors que l'installation est initialement stabilisée à une vitesse de 0.953 pu, comme illustré dans la Figure 3.40.

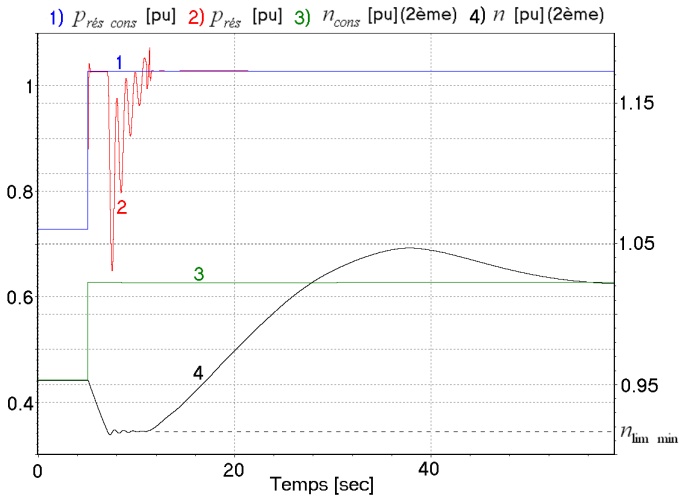


Figure 3.40 : Puissances réseau et vitesse avec leur consigne en [pu]

Une solution à ce problème est de minimiser l'amplitude de l'effet « flywheel » en imposant des changements de consigne de puissance en forme de rampe plutôt que des sauts instantanés. La pente de cette rampe doit par ailleurs être d'autant plus faible que la vitesse initiale est proche d'une de ses valeurs limites ou que l'amplitude du saut de consigne est grande. Cette solution est illustrée dans la Figure 3.41.

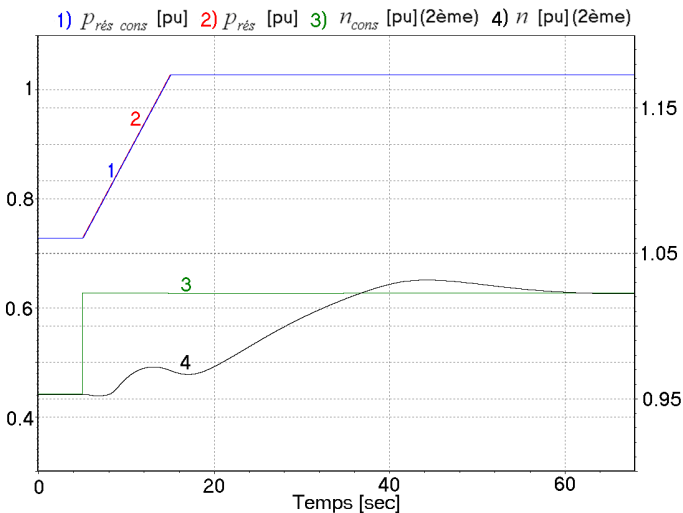


Figure 3.41 : Puissances réseau et vitesse avec leur consigne en [pu]

Les performances dynamiques sont moins bonnes mais la stabilité et la sécurité du réseau sont assurées. A noter que dans la pratique, les changements de consigne ne sont pas effectués instantanément. De tels sauts de consignes ont néanmoins été considérés dans le cadre de ce chapitre dans le but d'illustrer les performances dynamiques d'un groupe à vitesse variable.

3.7.5. Comparaison des stratégies en mode turbine

En comparant les résultats issus des stratégies 1 et 2, il s'avère que la stratégie 2 permet des changements de puissance environ 54 fois plus rapides que la stratégie 1, comme illustré dans la Figure 3.42.

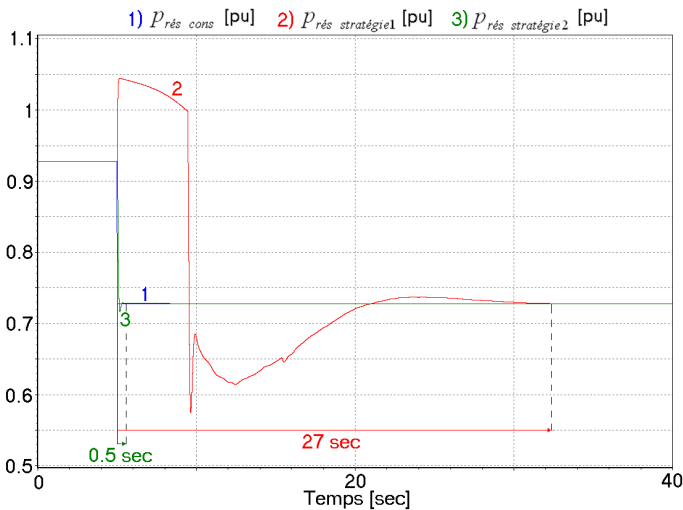


Figure 3.42 : Comparaison des puissances réseau avec les stratégies 1 et 2

Le réglage de vitesse est quant à lui beaucoup plus lent dans le cas de la stratégie 2 qu'avec la stratégie 1, comme représenté dans la Figure 3.43. Comme la vitesse de la machine asynchrone n'est pas un paramètre déterminant du point de vue du réseau, contrairement à la puissance, la stratégie 2 se révèle être la plus appropriée et la plus efficace, raison pour laquelle elle sera utilisée par la suite.

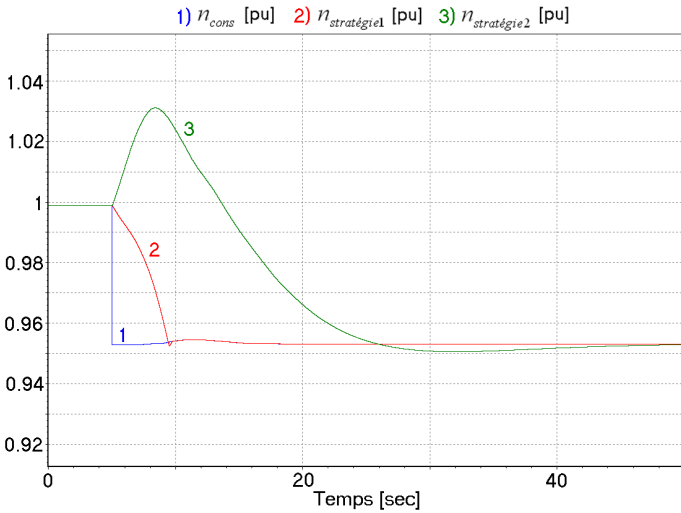


Figure 3.43 : Comparaison des vitesses avec les stratégies 1 et 2

3.7.6. Stratégie en mode pompe

Initialement, la pompe est stabilisée à un point de fonctionnement proche de son point de référence défini dans le Tableau 3.2. La consigne de puissance réseau choisie est donc très proche de la puissance de référence de la pompe qui est égale à sa puissance nominale.

Le transitoire réalisé dans ce cas consiste alors en une diminution instantanée de la consigne de puissance réseau de 38 MW, ce qui correspond à 10% de la puissance nominale du moteur. Comme précédemment l'amplitude de ce saut de consigne est notamment limitée par la zone de fonctionnement de la pompe définie à la Figure 2.7.

Tout comme dans le cas de la stratégie 2 en mode turbine, la puissance est réglée par le système électrique et s'adapte donc très rapidement à sa nouvelle valeur de consigne, comme illustré dans la Figure 3.44.

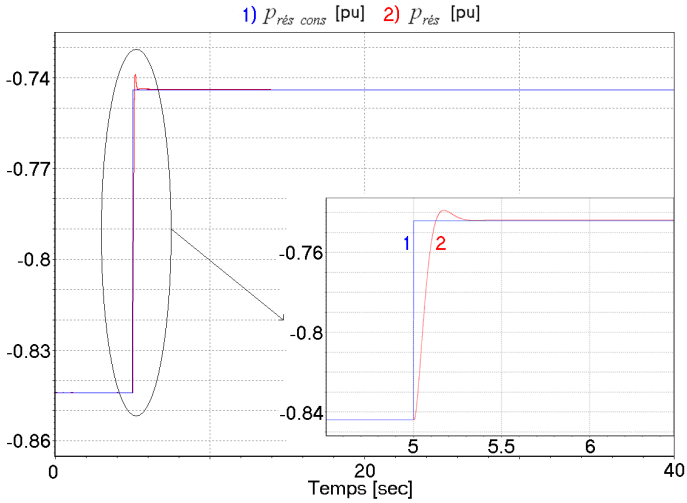


Figure 3.44 : Consigne de puissance réseau et puissance réseau en [pu]

Lors du changement de consigne de puissance réseau, le régulateur de puissance adapte très rapidement le couple t_{em} selon la relation (3.6). Une fois la consigne de puissance atteinte, le régulateur génère un couple électromagnétique calculé selon (3.7) de sorte à maintenir la puissance constante, comme représenté dans la Figure 3.45.

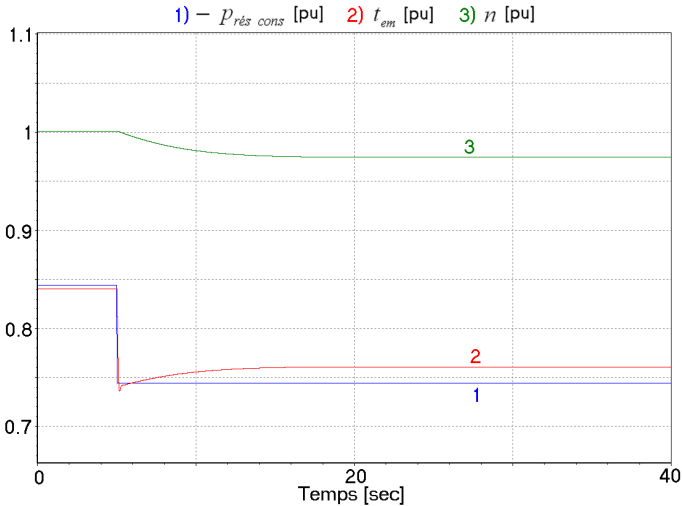


Figure 3.45 : Consigne de puissance réseau changée de signe, couple électromagnétique et vitesse en [pu]

La chute instantanée du couple électromagnétique liée au changement de consigne de puissance entraîne une décélération du groupe d'où une diminution du débit et du couple mécanique de la pompe qui s'adaptent automatiquement au nouveau point de fonctionnement, comme représenté dans la Figure 3.46. De l'énergie cinétique est en fait prélevée des masses tournantes et restituée pour compenser la diminution de puissance absorbée du réseau.

L'ouverture du distributeur est adaptée par l'optimiseur de sorte à améliorer sensiblement le rendement de la pompe.

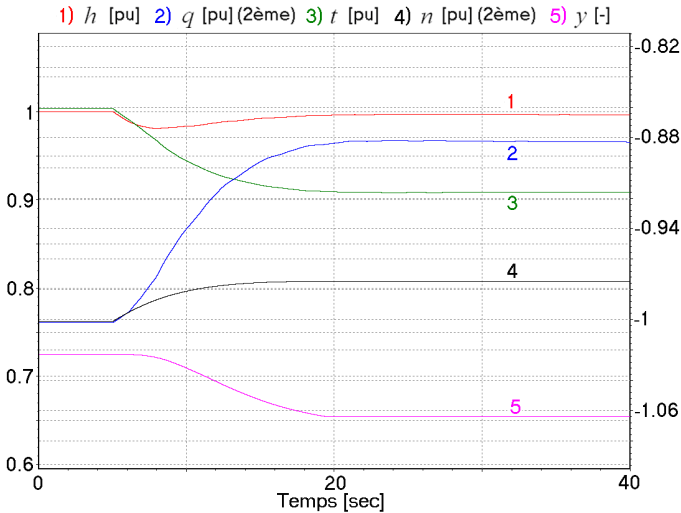


Figure 3.46 : Comportement transitoire de la pompe en [pu]

3.8. Conclusion

Dans ce chapitre ont été développées et validées par simulation des stratégies de réglage permettant d'exploiter de manière optimale un groupe de pompage-turbinage dans un réseau interconnecté.

Plus particulièrement, deux stratégies ont été mises au point pour le cas de figure où le groupe fonctionne en mode turbine. Ces stratégies permettent de contrôler indépendamment la puissance échangée avec le réseau et la vitesse de rotation du groupe. Cela permet d'imposer la vitesse maximisant le rendement de la turbine, quel que soit le point de fonctionnement. Pour ce faire, un optimiseur de vitesse calculant la consigne de vitesse optimale a été développé. Les deux stratégies ont été comparées et il s'est avéré que la deuxième (puissance réglée par le système

électrique) est plus performante puisqu'elle permet des changements de la puissance réseau environ 54 fois plus rapides que la stratégie 1. Comparativement à un groupe à vitesse fixe standard avec machine synchrone, les principaux avantages sont donc dans ce cas la possibilité de maximiser le rendement de la turbine en adaptant la vitesse selon le point de fonctionnement, la rapidité avec laquelle il est possible de modifier la puissance échangée avec le réseau, et finalement la possibilité d'assurer une plus grande plage de fonctionnement.

Dans le cas d'une exploitation en mode pompe, seule une stratégie est envisageable étant donné que la puissance réseau et la vitesse de rotation ne peuvent être réglées indépendamment. Celle-ci permet de régler très rapidement la puissance absorbée du réseau, la vitesse s'adaptant quant à elle automatiquement. Un optimiseur d'ouverture a été développé de sorte à améliorer sensiblement le rendement de la pompe selon le point de fonctionnement. Le principal avantage vis-à-vis d'un groupe à vitesse fixe dans le cas d'un fonctionnement en mode pompe est donc la possibilité de régler la puissance absorbée du réseau.

Un modèle pseudo-continu consistant à remplacer les convertisseurs de la cascade rotorique par des sources de tension commandées a également été développé dans le cadre de ce chapitre. Celui-ci a été validé en comparant des résultats de simulation obtenus avec ce modèle avec ceux issus du modèle complet. Le principal avantage de ce modèle simplifié est qu'il permet une réduction du temps de simulation d'un facteur 60. En revanche, les harmoniques injectés par les convertisseurs n'apparaissent évidemment pas dans les résultats issus du modèle pseudo-continu.

Un développement intéressant serait d'étendre l'optimisation du rendement à l'ensemble de l'installation et pas seulement au cas de la pompe-turbine, ce qui impliquerait de minimiser les pertes dans le motogénérateur (pertes frottement et ventilation, pertes rotoriques) et dans la cascade rotorique.

Chapitre 4 Etude de perturbations électriques

4.1. Introduction

Les stratégies développées dans le chapitre précédent permettent d'exploiter de manière optimale un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable dans un réseau interconnecté. Ces stratégies ont néanmoins été validées dans le cas où le réseau ne subit aucune perturbation, la tension au stator de la machine étant supposée constante et rigide. Le but de ce chapitre est de voir comment se comporte le groupe dans le cas où survient un défaut important sur le réseau, comme un court-circuit sur une ligne de transport ou une chute importante de la tension réseau. Afin d'évaluer les performances du groupe à vitesse variable, les résultats sont également comparés à ceux obtenus avec une installation équivalente à vitesse fixe, constituée d'une machine synchrone.

4.2. Structure du réseau

La structure du réseau considérée dans le cadre de ce chapitre est basée sur celle de la Figure 2.1, à laquelle ont été ajoutés deux lignes de transport en parallèle ainsi qu'un transformateur, comme illustré dans la Figure 4.1.

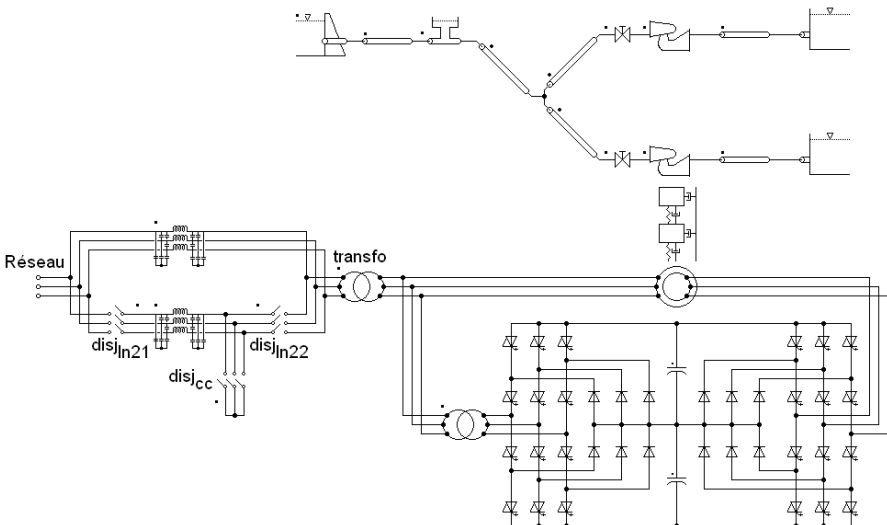


Figure 4.1 : Structure du réseau avec groupe à vitesse variable pour l'étude de perturbations électriques

La structure du réseau avec un groupe à vitesse fixe utilisée pour les comparaisons est similaire à celle de la Figure 4.1, l'installation à vitesse variable étant simplement remplacée par une machine synchrone équivalente équipée d'un régulateur de tension, comme représenté dans la Figure 4.2.

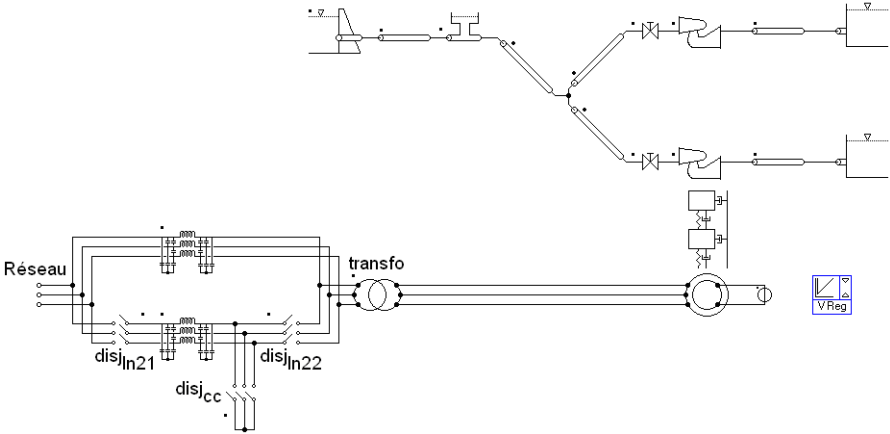


Figure 4.2 : Structure du réseau avec un groupe à vitesse fixe pour l'étude de perturbations électriques

Les grandeurs nominales et principales caractéristiques de la machine synchrone sont répertoriées dans le Tableau 4.1 tandis que ses réactances et constantes de temps sont données dans le Tableau 4.2.

Symbole	Quantité	Valeur	Unité
N_n	vitesse nominale	450	t/min
S_n	puissance apparente nominale	343	MVA
$U_{s n}$	tension statorique nominale de ligne	18	kV
f_n	fréquence nominale	60	Hz
$2p$	nombre de pôles	16	-
I_{fd0}	courant d'excitation à vide	892.28	A
J_{synch}	inertie	$1.721 \cdot 10^6$	kgm ²

Tableau 4.1 : Valeurs nominales de la machine synchrone équivalente

Symbole	Quantité	Valeur	Unité
r_s	résistance statorique	$1.26 \cdot 10^{-3}$	pu
x_{σ}	réactance de fuite statorique	0.12	pu
x_d	réactance synchrone directe	0.955	pu
x'_d	réactance transitoire directe	0.254	pu
x''_d	réactance subtransitoire directe	0.1979	pu
x_q	réactance synchrone transverse	0.6214	pu
x''_q	réactance subtransitoire transverse	0.1887	pu
T'_d	constante de temps transitoire directe	2.9106	s
T''_d	constante de temps subtransitoire directe	0.1292	s
T''_q	constante de temps subtransitoire transverse	$9.9 \cdot 10^{-2}$	s

Tableau 4.2 : Réactances et constantes de temps de la machine synchrone équivalente

Dans les deux cas, l'installation est exploitée en mode pompe et initialement stabilisée au point de référence de la pompe défini dans le Tableau 3.2. Le groupe à vitesse variable est contrôlé selon la stratégie de la Figure 3.28.

4.3. Résultats de simulation

Différents scénarios ont été considérés, comme des courts-circuits avec élimination de défaut ainsi que des creux sur la tension réseau.

4.3.1. Court-circuit triphasé

Le premier scénario traité consiste en un court-circuit triphasé d'une durée de 150 ms apparaissant sur une ligne de transport. Ce défaut est simulé en fermant le disjoncteur $disj_{cc}$ après une seconde de simulation puis en déconnectant la ligne touchée 150 ms plus tard par ouverture des disjoncteurs $disj_{ln21}$ et $disj_{ln22}$. Les résultats obtenus dans le cas du réseau avec groupe à vitesse variable de la Figure 4.1 sont présentés dans les Figure 4.3 à Figure 4.9.

Au moment du court-circuit, la tension statorique, le couple électromagnétique et la puissance absorbée du réseau chutent à une valeur proche de 0, d'où une diminution rapide de la vitesse de rotation du groupe, ainsi que du débit et du

couple mécanique de la pompe. Durant le court-circuit, les courants ne peuvent plus être réglés et les régulateurs sont en saturation. La tension du circuit continu intermédiaire du convertisseur ne peut plus être maintenue à sa valeur nominale.

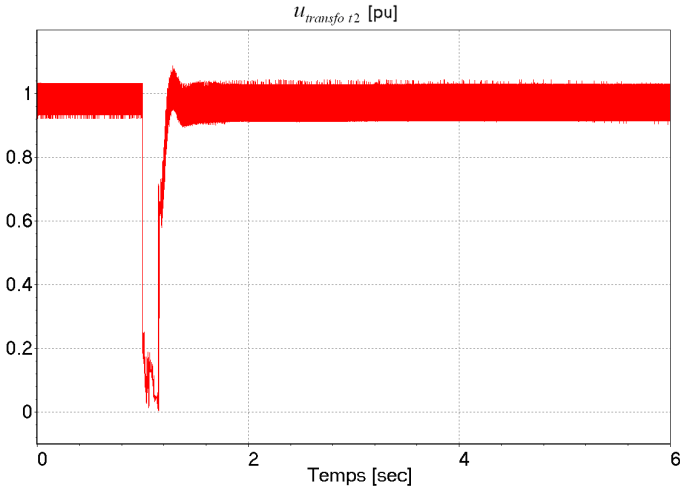


Figure 4.3 : Tension au secondaire du transformateur côté réseau en [pu]

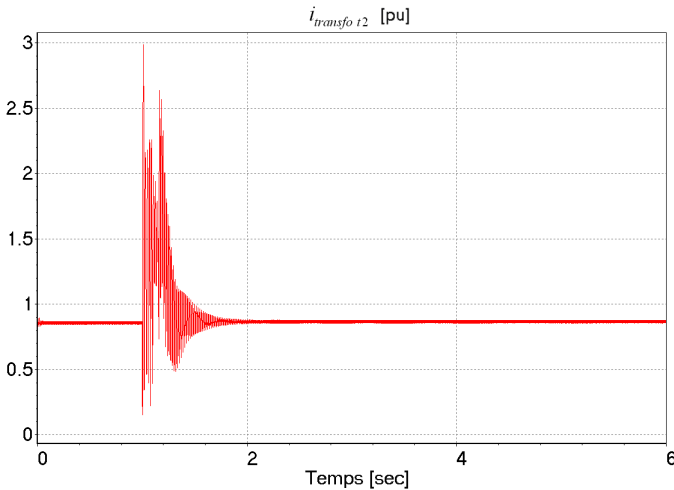


Figure 4.4 : Courant au secondaire du transformateur côté réseau en [pu]

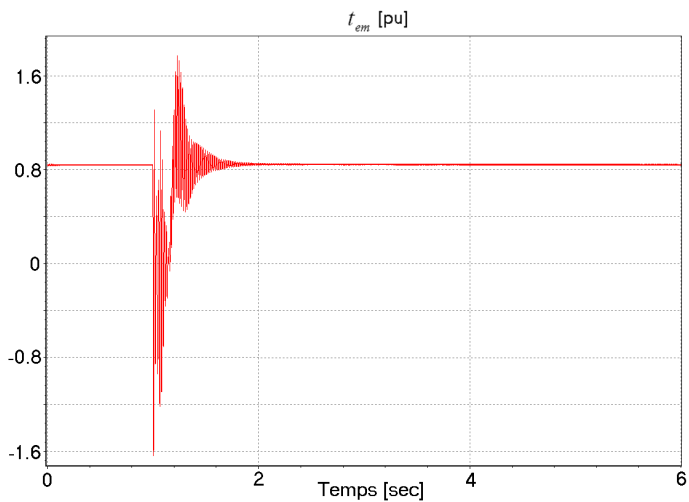


Figure 4.5 : Couple électromagnétique en [pu]

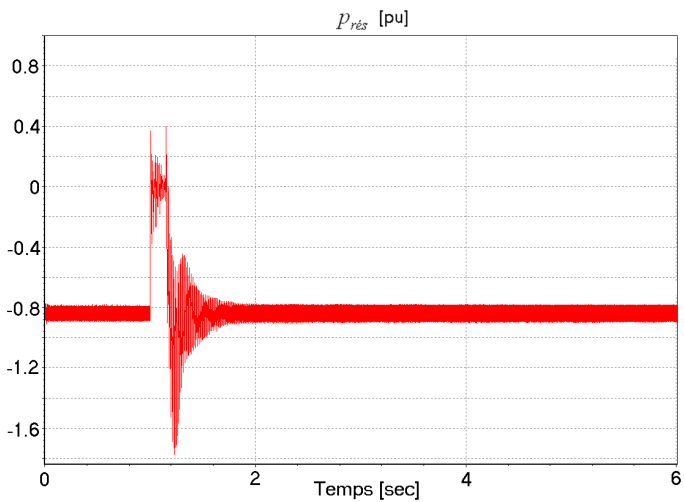


Figure 4.6 : Puissance réseau en [pu]

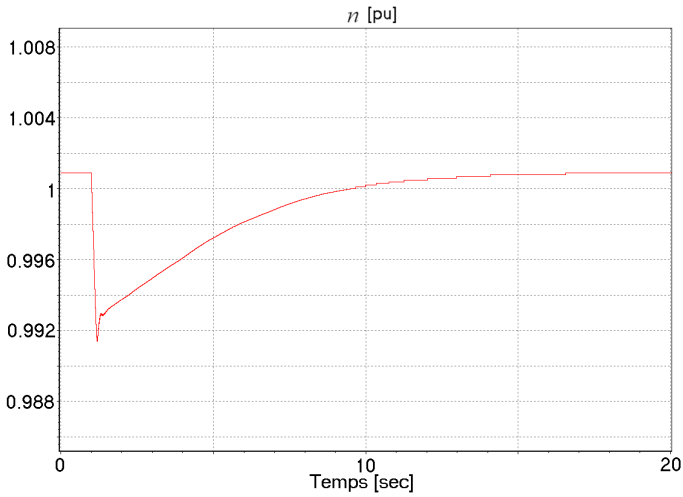


Figure 4.7 : Vitesse en [pu]

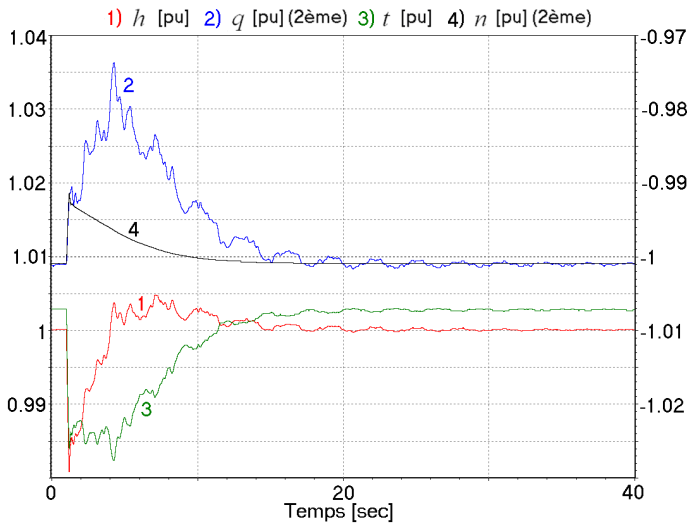


Figure 4.8 : Comportement transitoire de la pompe en [pu]

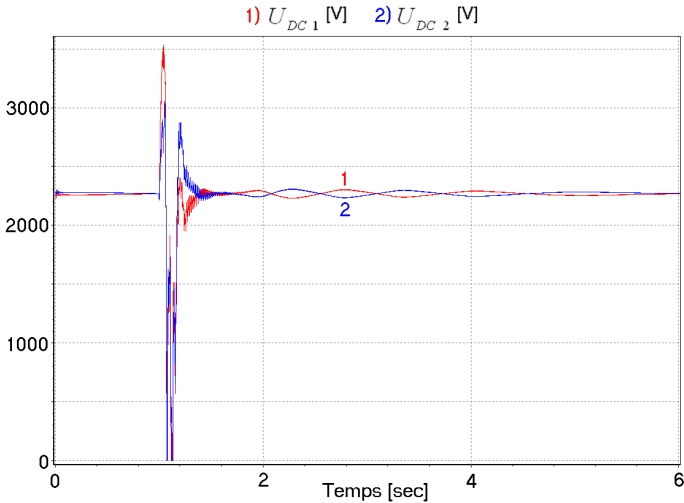


Figure 4.9 : Tensions aux bornes des condensateurs du circuit continu intermédiaire du convertisseur VSI en [V]

Au moment où le défaut est éliminé, la tension du circuit continu peut être rapidement ramenée à sa valeur nominale, le réglage redevient actif et la puissance réseau est rétablie à sa valeur de consigne en moins d'une seconde. La vitesse et les grandeurs hydrauliques se rétablissent quant à elles plus lentement à leur valeur initiale. Vu du réseau, le groupe à vitesse variable permet donc de ramener la situation à celle avant défaut moins d'une seconde après l'élimination du défaut.

4.3.2. Comparaison avec la machine synchrone

Les résultats précédents liés au court-circuit triphasé de 150 ms ont été comparés avec ceux obtenus dans le cas du réseau avec un groupe à vitesse fixe de la Figure 4.2. Ces comparaisons sont présentées dans les Figure 4.10 à Figure 4.15.

Dans ce cas, le groupe à vitesse fixe permet également de ramener la puissance réseau à sa valeur initiale, mais il faut plusieurs secondes pour que les oscillations électromécaniques s'amortissent. Vu du réseau, il faut donc près d'une dizaine de secondes après l'élimination du défaut pour rétablir la situation avant défaut tandis que l'exploitation d'un groupe à vitesse variable ne requiert qu'une seconde.

En outre, l'amplitude maximale du couple électromagnétique transitoire au moment du court-circuit est environ deux fois plus importante dans le cas du groupe à vitesse fixe qu'avec celui à vitesse variable.

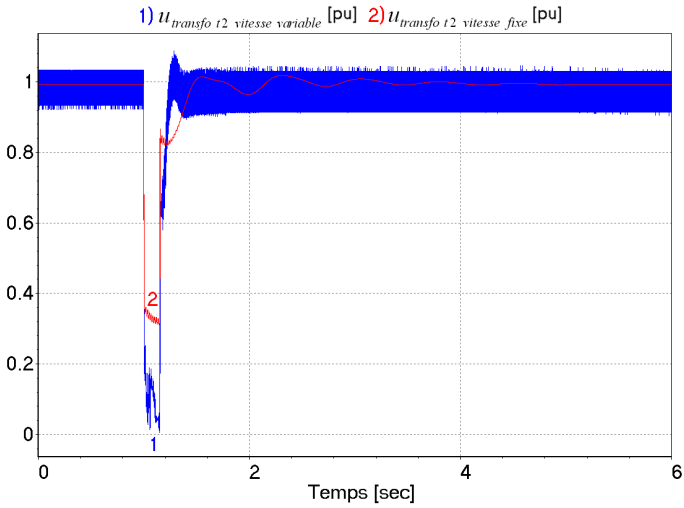


Figure 4.10 : Comparaison des tensions au secondaire du transformateur côté réseau en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

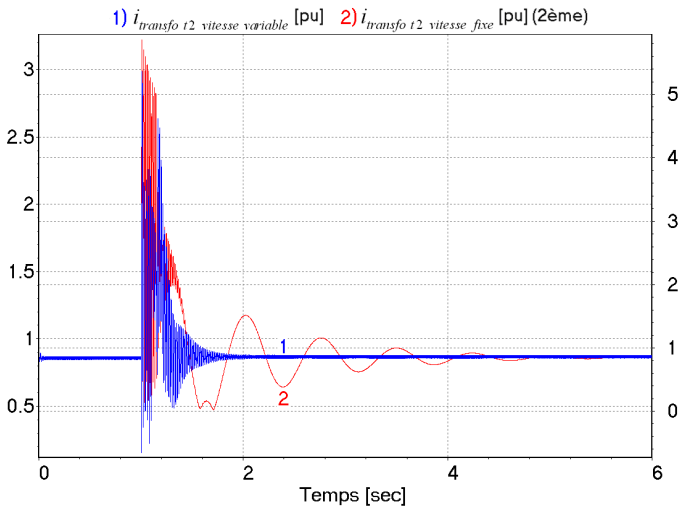


Figure 4.11 : Comparaison des courants au secondaire du transformateur côté réseau en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

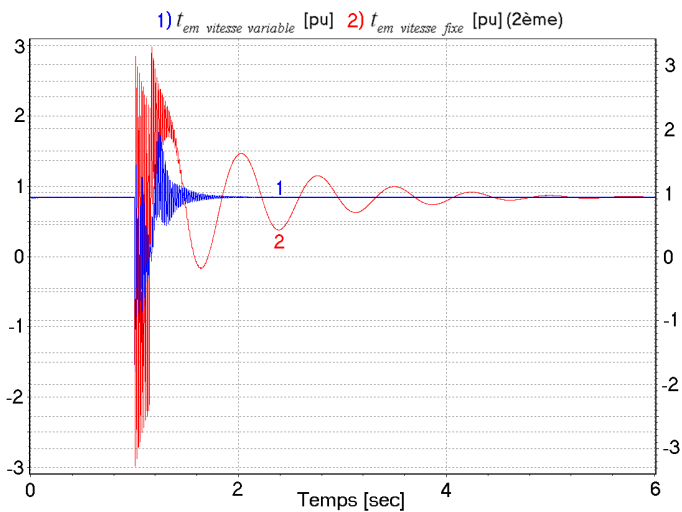


Figure 4.12 : Comparaison des couples électromagnétiques en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

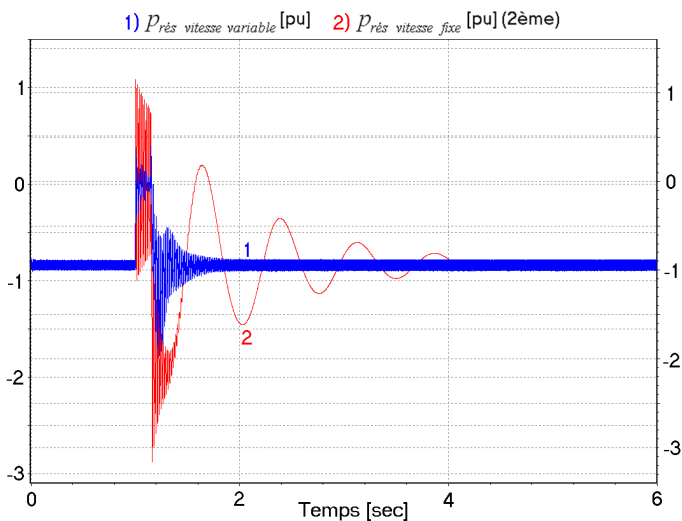


Figure 4.13 : Comparaison des puissances réseau en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

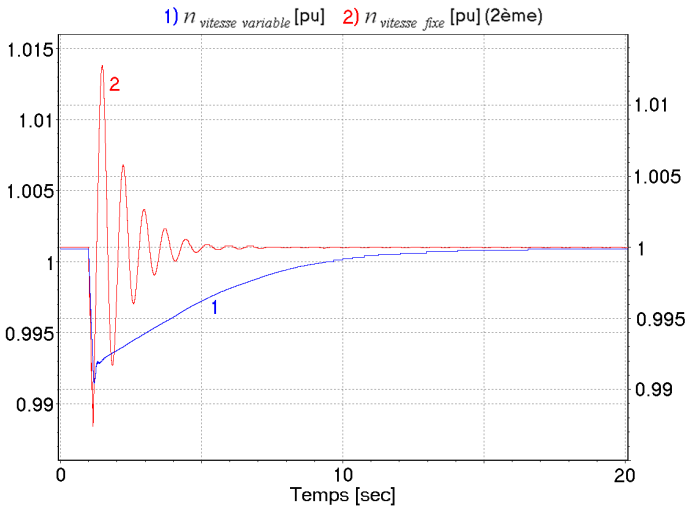


Figure 4.14 : Comparaison des vitesses en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

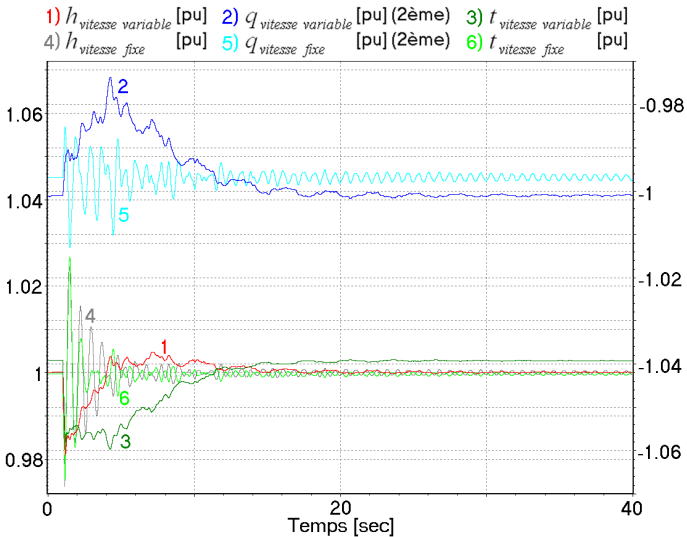


Figure 4.15 : Comparaison des comportements transitoires de la pompe en [pu] pour un court-circuit de 150 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

Si la durée du défaut est augmentée de 150 ms à 350 ms, les résultats obtenus dans les deux cas sont comparés dans les Figure 4.16 à Figure 4.18.

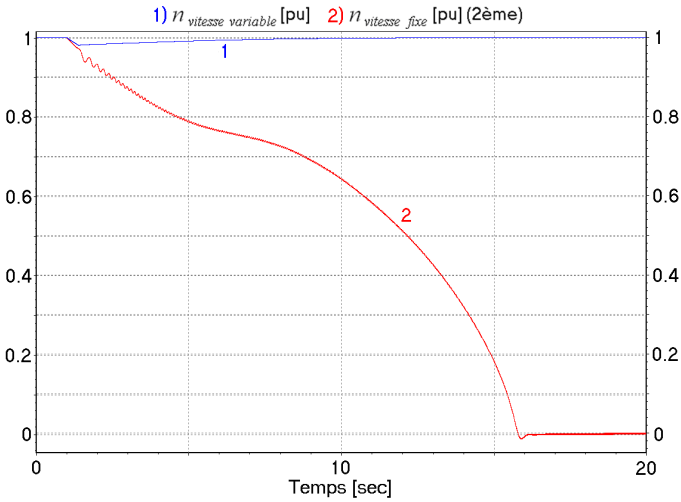


Figure 4.16 : Comparaison des vitesses en [pu] pour un court-circuit de 350 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

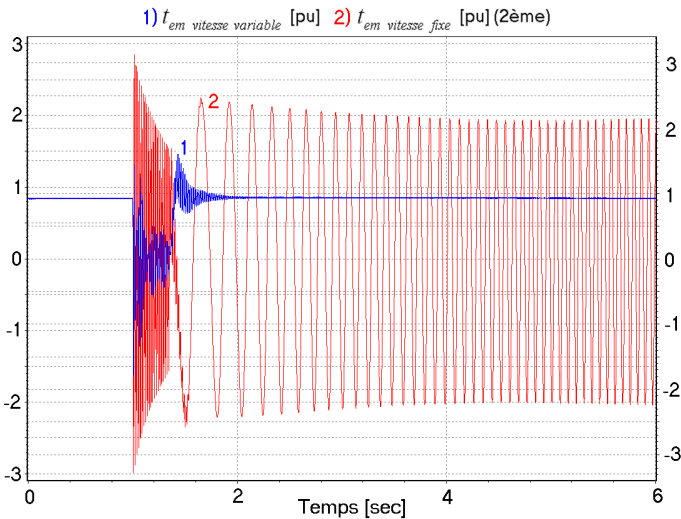


Figure 4.17 : Comparaison des couples électromagnétiques en [pu] pour un court-circuit de 350 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

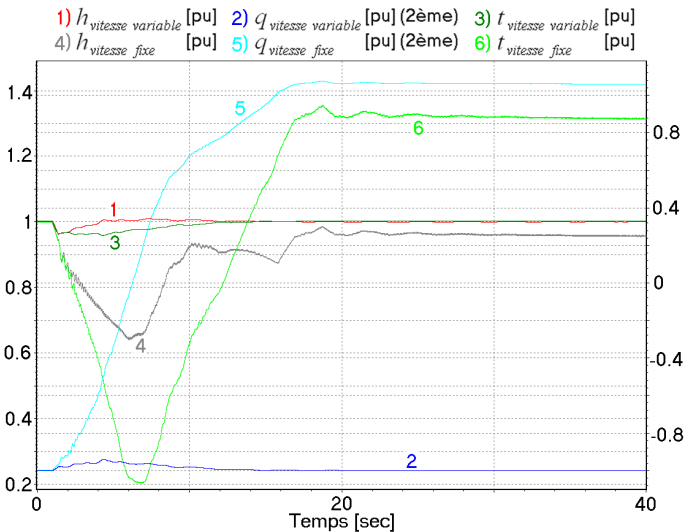


Figure 4.18 : Comparaison des comportements transitoires de la pompe en [pu] pour un court-circuit de 350 ms, dans les cas à vitesses variable et fixe

Comme précédemment, le groupe à vitesse variable permet de rétablir la situation moins d'une seconde après l'élimination du défaut. Le groupe à vitesse fixe est quant à lui incapable de supporter une durée de défaut aussi longue et décroche. Suite à la perte de synchronisme, la vitesse chute rapidement à 0 et le groupe doit être déconnecté du réseau au plus vite.

Il faut encore préciser que la durée critique de court-circuit que le groupe à vitesse variable peut supporter dépend étroitement de la plage de vitesse pour laquelle l'installation a été dimensionnée. Pour rappel, la tension du circuit continu intermédiaire est dimensionnée selon le glissement maximal autorisé sur la base de la relation (2.22). Si la durée du défaut est telle que la vitesse diminue en-dessous de la vitesse minimale, le glissement devient supérieur à sa valeur maximale. Or après élimination du défaut, la tension statorique est très vite rétablie à sa valeur nominale ce qui implique, selon la relation (2.22), que la tension rotorique devient supérieure à la valeur maximale pour laquelle le circuit continu intermédiaire a été dimensionné. Cette surtension se répercute alors au niveau des condensateurs et les régulateurs ne permettent pas de maintenir la tension du circuit continu intermédiaire à sa valeur de consigne. En conséquence, il est primordial de ne pas sortir de la plage de vitesse autorisée afin d'éviter les surtensions au niveau du rotor et du circuit intermédiaire. La durée critique de court-circuit est donc d'autant plus faible que la vitesse initiale de rotation du groupe est proche de sa limite inférieure. Il est alors indispensable de surdimensionner la cascade rotorique (voir paragraphe 2.4.2) de sorte à supporter des défauts de durée relativement longue même lorsque le groupe tourne initialement à vitesse minimale.

4.3.3. Creux de tension

Le deuxième scénario considéré consiste en un creux de tension important (low voltage ride through) sur la tension du réseau dont le profil est décrit dans la Figure 4.19. Ce profil est tiré du Transmission Code de Swissgrid [25] et constitue un exemple typique de perturbation qu'une centrale doit être capable de supporter.

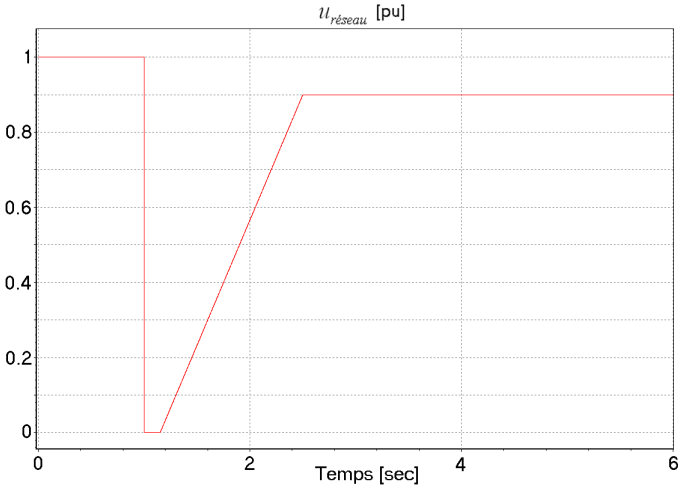


Figure 4.19 : Profil de la tension réseau en [pu]

Les résultats de simulation relatifs à ce transitoire sont présentés dans les Figure 4.20 à Figure 4.26.

Comme précédemment, lorsque la tension chute à une valeur proche de 0, le couple électromagnétique et la puissance réseau s'annulent également, ce qui entraîne une chute de la vitesse et par conséquent du débit et du couple mécanique de la pompe. De même, les courants ne peuvent plus être réglés et les régulateurs saturent. Lorsque la tension du réseau remonte et atteint une certaine valeur, le réglage des courants redevient actif, comme observé sur les Figure 4.20 à Figure 4.23. Les différentes grandeurs sont alors ramenées à leur état initial par les régulateurs.

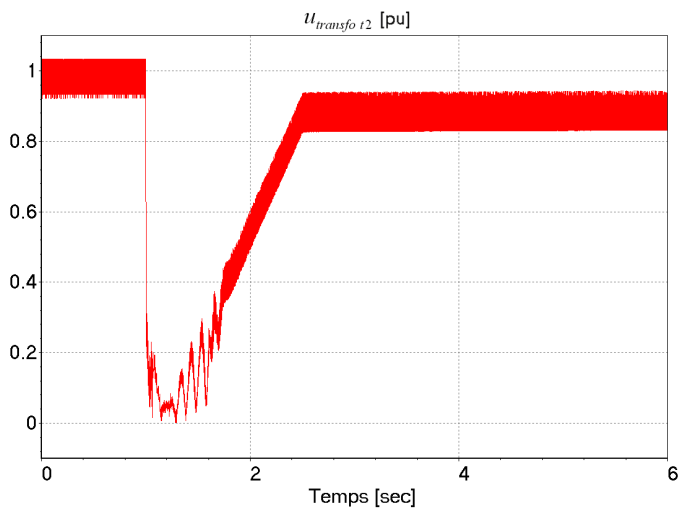


Figure 4.20 : Tension au secondaire du transformateur côté réseau en [pu]

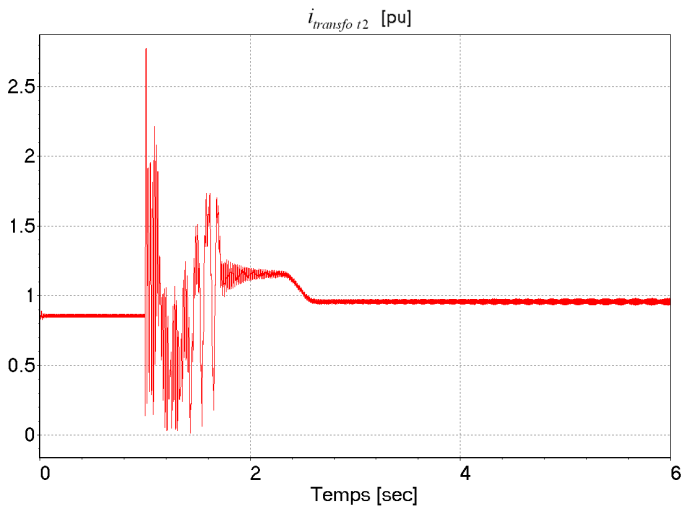


Figure 4.21 : Courant au secondaire du transformateur côté réseau en [pu]

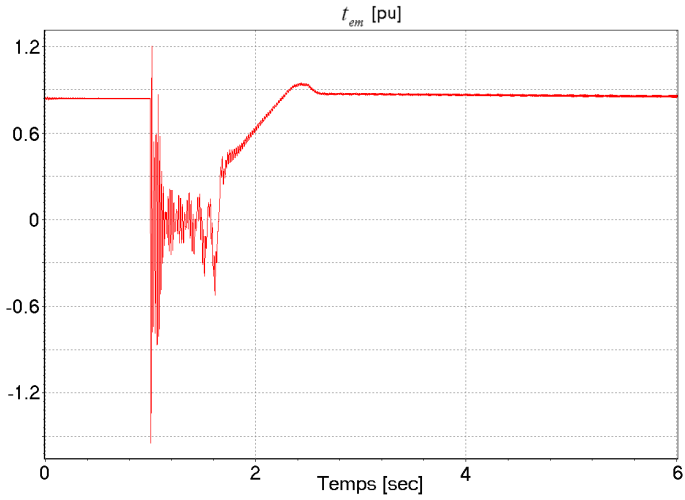


Figure 4.22 : Couple électromagnétique en [pu]

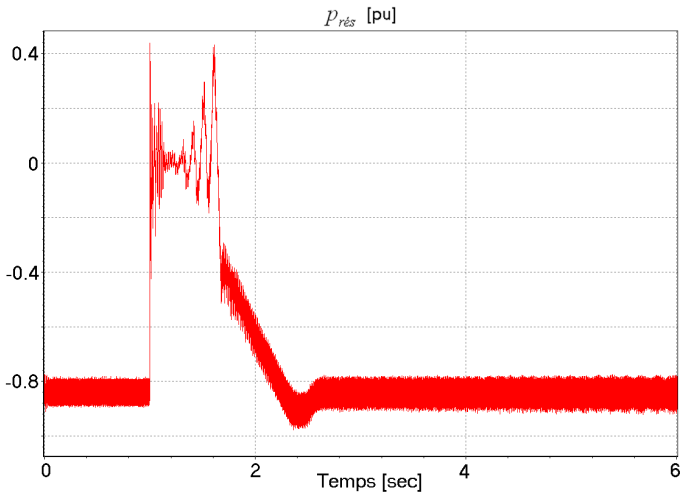


Figure 4.23 : Puissance réseau en [pu]

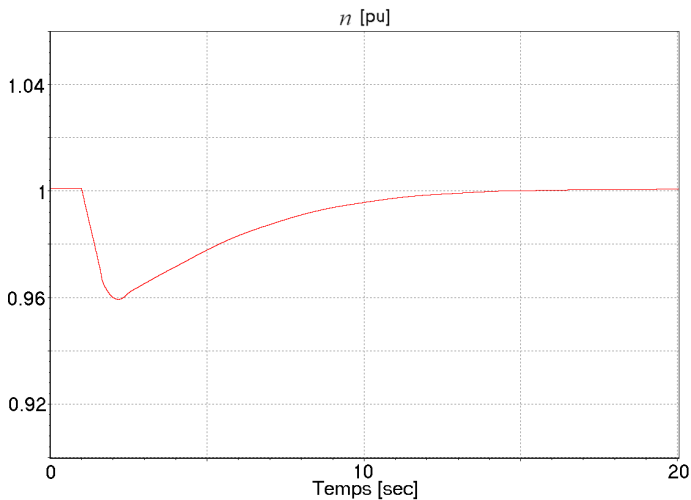


Figure 4.24 : Vitesse en [pu]

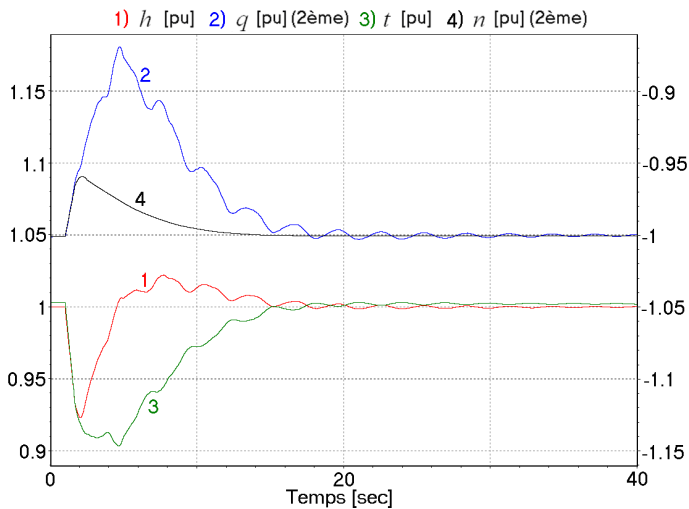


Figure 4.25 : Comportement transitoire de la pompe en [pu]

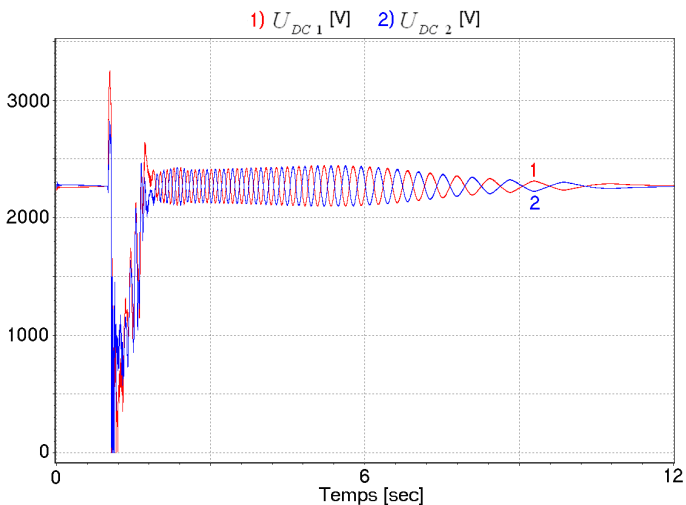


Figure 4.26 : Tensions aux bornes des condensateurs du circuit continu intermédiaire du convertisseur VSI en [V]

En appliquant le même creux de tension dans le cas du réseau avec un groupe à vitesse fixe de la Figure 4.2, les résultats obtenus montrent que la machine synchrone est incapable de supporter un tel profil de tension. En effet, le groupe à vitesse fixe décroche et la vitesse chute rapidement à 0 suite à la perte de synchronisme, comme illustré dans les Figure 4.27 et Figure 4.28.

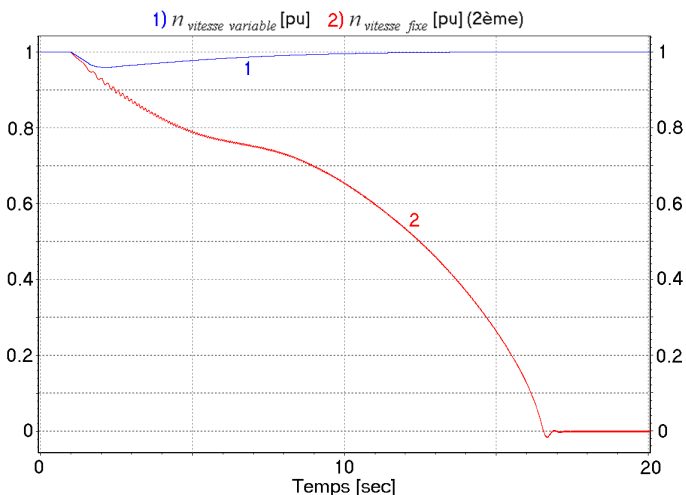


Figure 4.27 : Comparaison des vitesses en [pu] pour le creux de tension, dans les cas à vitesses variable et fixe

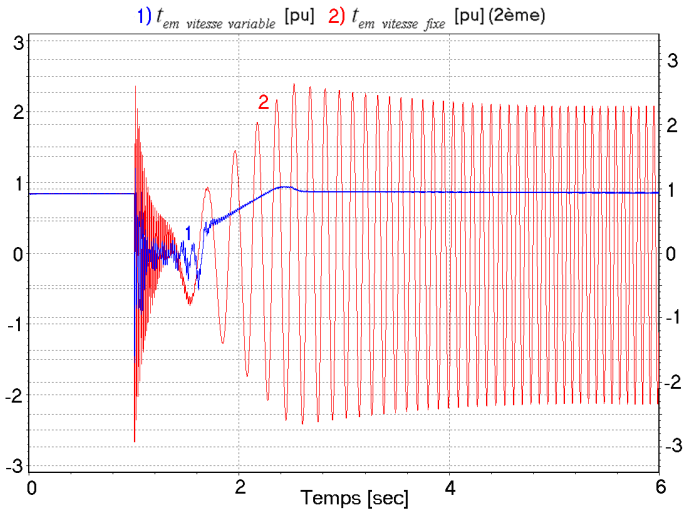


Figure 4.28 : Comparaison des couples électromagnétiques en [pu] pour le creux de tension, dans les cas à vitesses variable et fixe

4.4. Conclusion

Les résultats présentés dans ce chapitre ont permis d'illustrer le fait que les stratégies de réglage développées dans le cas d'une exploitation en réseau interconnecté, voir Chapitre 3, sont efficaces même lorsqu'il survient un défaut important sur le réseau, comme un court-circuit triphasé sur une ligne de transport. Elles permettent en effet de rétablir le point de fonctionnement du réseau à son état initial très rapidement après l'élimination du défaut. Dans cette situation, un groupe à vitesse variable est donc bien plus performant qu'une installation à vitesse fixe qui requiert un temps beaucoup plus important pour rétablir la situation après élimination du défaut, suite à l'apparition d'oscillations électromécaniques qui ne s'amortissent que relativement lentement. En outre, la durée critique de court-circuit que le groupe à vitesse variable est capable de supporter est bien plus importante que la durée critique conduisant au décrochage de la machine synchrone.

Finalement, il a également été montré qu'un groupe à vitesse variable piloté à l'aide des stratégies développées dans le Chapitre 3 est conforme aux exigences imposées par le Transmission Code de Swissgrid [25] en matière de creux de tension à supporter.

Bien que les cas traités dans ce chapitre ne considèrent que des courts-circuits triphasés et des creux de tension, il existe évidemment un grand nombre d'autres

perturbations électriques qui pourraient être étudiées de manière tout à fait similaire, comme par exemple des enclenchements et déclenchements rapides. En outre, les études réalisées dans le cadre de ce chapitre sont axées sur l'évolution des puissances actives. L'analyse des échanges de puissance réactive, et notamment la possibilité d'injecter du réactif pour rétablir plus rapidement la tension statorique lors d'un creux de tension tel que celui représenté à la Figure 4.19 serait également une perspective intéressante.

Chapitre 5 Stratégies de réglage en réseau îloté

5.1. Introduction

Comme illustré dans le Chapitre 3, l'exploitation d'un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable permet d'adapter très rapidement la puissance aux besoins du réseau. Si cette flexibilité est un avantage important dans un réseau interconnecté, elle l'est d'autant plus dans le cas d'un fonctionnement en réseau îloté. En effet l'exploitation d'un réseau îloté nécessite le maintien de la fréquence et de la tension du réseau. Cette tâche peut s'avérer délicate, plus particulièrement lorsque la production est assurée en partie par des éoliennes qui constituent une source d'énergie très volatile [26]. Les performances dynamiques du groupe à vitesse variable peuvent alors être exploitées pour compenser très rapidement les écarts entre production et consommation de puissances active et réactive, évitant ainsi des variations trop importantes de la fréquence ou de la tension. Les stratégies de réglage développées précédemment doivent donc être adaptées au cas particulier d'un fonctionnement en réseau îloté.

5.2. Structure du réseau

Le réseau îloté considéré dans ce chapitre est constitué d'une centrale thermique de 1400 MVA, d'un champ d'éoliennes de 200 MVA, de la centrale de pompage-turbinage à vitesse variable de 380 MVA et d'un consommateur passif modélisé par une charge de type résistif-inductif. Ce réseau est illustré dans la Figure 5.1.

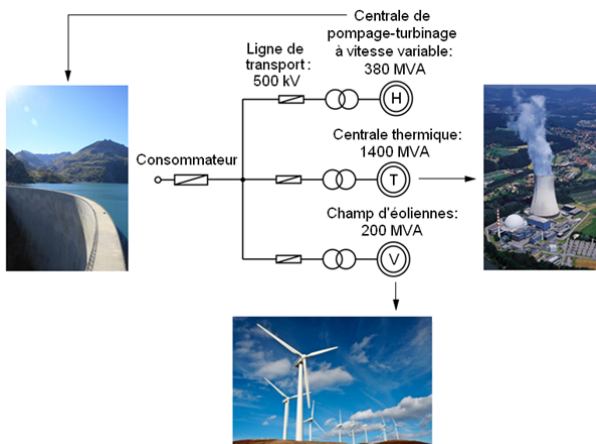


Figure 5.1: Structure du réseau îloté mixte

La structure de ce réseau est identique à celle utilisée dans [35] dans le cadre d'une étude sur les performances d'un groupe de pompage-turbinage ternaire à vitesse fixe exploité dans un réseau floté, le but étant de pouvoir comparer les performances du groupe à vitesse variable avec celle d'une installation à vitesse fixe.

5.2.1. Modélisation de la centrale thermique

Le modèle de la centrale thermique de 1.4 GVA est illustré dans la Figure 5.2. Il comprend un réservoir de vapeur à pression constante, une vanne de régulation, une turbine à vapeur haute pression, un transit de vapeur à travers un resurchauffeur, deux turbines à vapeur basse pression et un turbogénérateur de 1400 MVA à 2 paires de pôles avec régulateur de tension et transformateur. La puissance mécanique nominale P_n des turbines à vapeur vaut 1300 MW.

Comme représenté sur la Figure 5.3, l'ouverture de la vanne est pilotée par un régulateur proportionnel. Le comportement dynamique des turbines à vapeur est modélisé par des fonctions de transfert du premier ordre dont les constantes de temps sont τ_{HP} et τ_{BP} tandis que le resurchauffeur est modélisé par un retard de b secondes. Les caractéristiques de couple et d'ouverture de vanne représentées dans la Figure 5.3 sont issues de [27]. La ligne d'arbres comprend 4 masses tournantes connectées par 3 arbres avec des rigidités K_i et des coefficients d'amortissement μ_i donnés.

Le modèle du générateur comprend 2 circuits rotoriques équivalents dans l'axe direct et un dans l'axe transverse ce qui permet de prendre en compte le comportement sub-subtransitoire [28].

Les principales caractéristiques de ce modèle sont données dans le Tableau 5.1 et tous les détails relatifs à cette modélisation peuvent être trouvés dans [14].

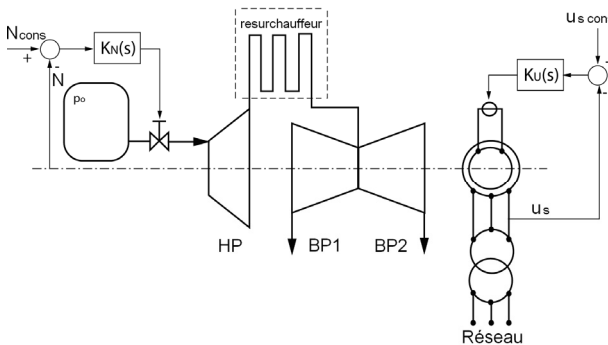


Figure 5.2 : Modèle de la centrale thermique

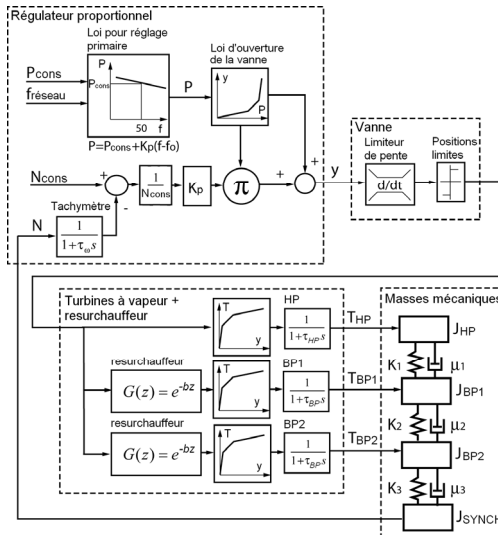


Figure 5.3 : Modèle de la partie mécanique de la centrale thermique

Modèle turbines à vapeur	Inerties masses mécaniques en tm^2	Rigidités des arbres en Nm/rad	Coefficients d'amortissement en Nms/rad	Turbo-générateur
$\tau_{HP} = 0.5 \text{ s}$	$J_{\text{turb } HP} = 18.67$	$K_1 = 3.614 \cdot 10^8$	$\mu_1 = 6.719 \cdot 10^3$	$S_n = 1.4 \text{ GVA}$
$\tau_{BP} = 12 \text{ s}$	$J_{\text{turb } BP1} = 190.7$	$K_2 = 8.206 \cdot 10^8$	$\mu_2 = 7.06 \cdot 10^3$	$U_n = 28.5 \text{ kV}$
$b = 4 \text{ s}$	$J_{\text{turb } BP2} = 213.6$	$K_3 = 4.116 \cdot 10^8$	$\mu_3 = 7.06 \cdot 10^3$	$f_n = 60 \text{ Hz}$
$K_p = 25$	$J_{\text{synch}} = 52.23$			$2p = 4$

Tableau 5.1: Caractéristiques de la centrale thermique

5.2.2. Modélisation du champ d'éoliennes

Le modèle d'une éolienne de 2 MVA est présenté dans la Figure 5.4. Il comprend un modèle de vent turbulent générant un vent de vitesse C_{inf} , une turbine de puissance mécanique nominale P_n égale à 1.9 MW et d'inertie J_{turb} , avec un angle d'orientation des pales θ adaptable, un arbre de rigidité k_{arbre} , une boîte de vitesses avec rapport r_{vitesse} et un générateur synchrone de 2 MVA avec régulateur de tension et transformateur. Le modèle de ce générateur comprend un circuit rotorique équivalent dans l'axe direct et un dans l'axe transverse, ce qui permet de prendre en compte le comportement subtransitoire [28]. Les grandeurs caractéristiques de ce modèle sont répertoriées dans le Tableau 5.2.

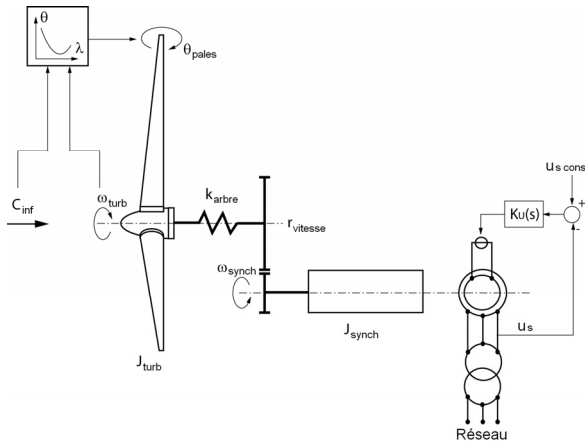


Figure 5.4 : Modèle d'une éolienne

Zone de fonctionnement	Turbine éolienne	Masses mécaniques et arbre	Générateur synchrone
$C_{inf\ min} = 3.5\ m/s$	3 pales	$J_{turb} = 3150\ tm^2$	$S_n = 2\ MVA$
$C_{inf\ max} = 20\ m/s$	$D_{ref} = 75\ m$	$J_{synch} = 64.8\ tm^2$	$U_n = 400\ V$
$C_{inf\ n} = 13\ m/s$	$N_n = 24.75\ t/min$	$k_{arbre} = 2.2 \cdot 10^8\ Nm/rad$	$f_n = 60\ Hz$
	$P_n = 1.9\ MW$	$r_{vitesse} = 3.6364$	$2p = 80$

Tableau 5.2 : Caractéristiques d'une éolienne

Comme précisé au début du paragraphe 5.2, ce modèle d'éolienne avec machine synchrone à vitesse fixe est tiré de [35]. Il faut néanmoins relever qu'actuellement, les éoliennes sont en général couplées à des générateurs de type asynchrone exploités le plus souvent à vitesse variable [32].

Le modèle de vent turbulent se compose d'une valeur moyenne de vent à laquelle se superposent des rafales, comme suggéré par Slootweg et al. [29]. Ces rafales de vent sont modélisées par une séquence binaire pseudo aléatoire, obtenue à l'aide d'un registre à décalage [30]. La puissance mécanique transmise par le vent à l'éolienne est donnée par la relation suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A_{ref} \cdot C_p \cdot C_{inf}^3 \quad (5.1)$$

Avec A_{ref} la surface balayée par les pales, C_p le coefficient de puissance et ρ la masse volumique de l'air. Heier [31] fournit une approximation empirique du coefficient de puissance de l'éolienne C_p en fonction du coefficient λ , lui-même défini par la relation suivante :

$$\lambda = \frac{U_t}{C_{inf}} = \frac{D_{ref} \cdot \omega_1}{2 \cdot C_{inf}} \quad (5.2)$$

U_t étant la vitesse tangentielle des pales et ω_1 la pulsation de rotation de l'éolienne. La Figure 5.5 à gauche représente le coefficient de puissance d'une éolienne en fonction du coefficient λ pour différents angles d'orientation des pales, selon [31].

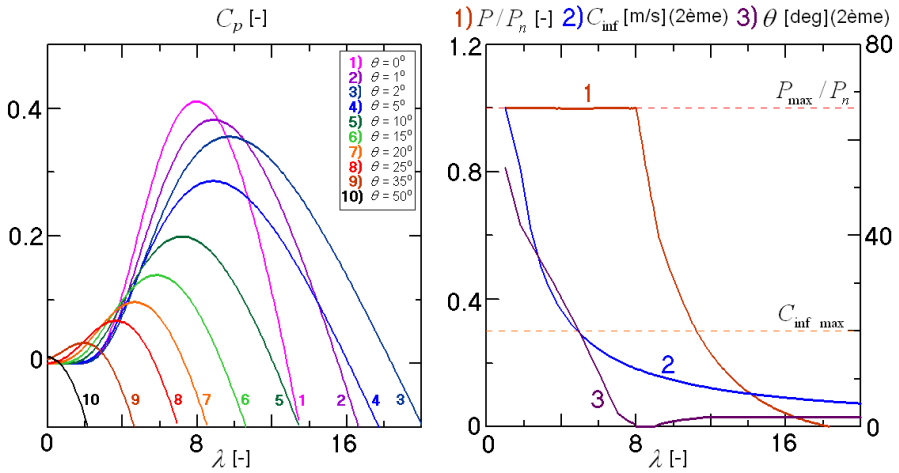


Figure 5.5 : Coefficient de puissance en fonction de λ selon l'angle d'orientation des pales (à gauche) ; puissance de l'éolienne, vitesse du vent et angle d'orientation des pales en fonction de λ (à droite)

La puissance de l'éolienne peut alors être calculée en fonction de λ à partir de la Figure 5.5 à gauche, comme représentée sur la Figure 5.5 à droite [32]. L'angle d'orientation des pales θ est également représenté sur la Figure 5.5 à droite en fonction de λ . Pour un coefficient λ supérieur à 8, l'angle θ est choisi de sorte à maximiser le coefficient de puissance tandis que pour une valeur inférieure à 8, l'angle est adapté de sorte à ne pas dépasser la puissance nominale de l'éolienne. L'angle d'orientation des pales θ doit donc être piloté en fonction de λ selon la courbe de la Figure 5.5 à droite.

Le champ d'éoliennes de 200 MVA peut alors être modélisé par une seule éolienne équivalente à 100 éoliennes, comme représenté dans la Figure 5.6 [33]. Pour que l'équivalence soit valable, la puissance nominale, l'inertie, la rigidité de l'arbre et l'aire balayée par les pales caractérisant une éolienne de 2 MVA doivent être multipliées par le nombre d'éoliennes constituant le champ, soit 100, pour obtenir les caractéristiques de l'éolienne équivalente de 200 MVA. De même, un générateur synchrone équivalent de 200 MVA est considéré. Ses paramètres étant donnés en pu, ils peuvent être gardés tels quels.

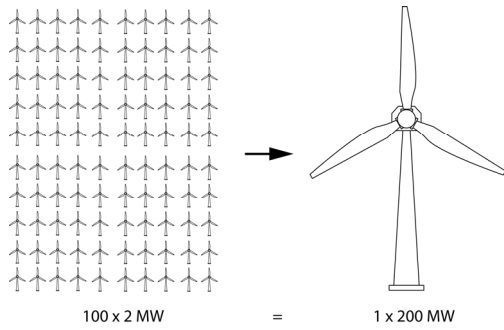


Figure 5.6 : Equivalence entre un champ d'éoliennes de 100 x 2 MVA et une éolienne de 200 MVA

5.2.3. Modélisation du réseau mixte

La modélisation du réseau mixte de la Figure 5.1 est basée sur les modèles développés dans les paragraphes précédents et représentée dans la Figure 5.7. Ce modèle comprend également les lignes de transport 500 kV ainsi que le consommateur.

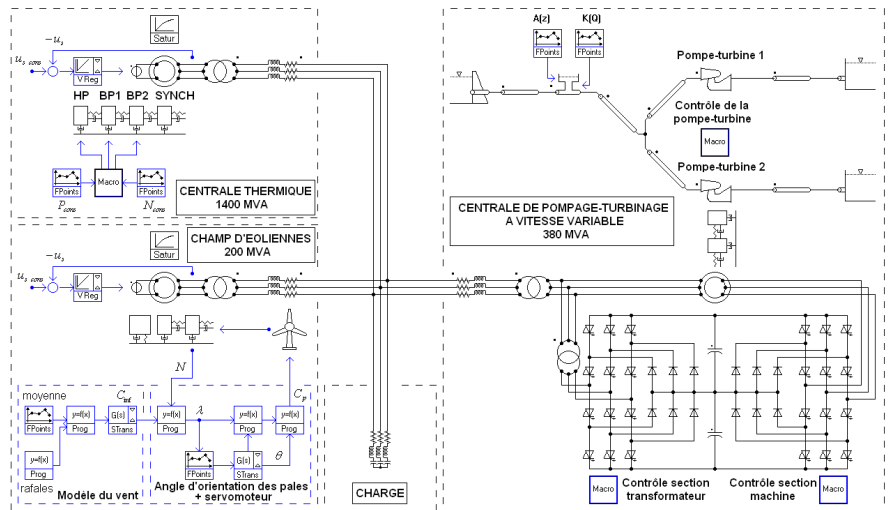


Figure 5.7 : Structure du réseau flôté mixte dans SIMSEN

5.3. Adaptation des stratégies de réglage

Dans le cas d'une exploitation en réseau îloté, il faut être capable de maintenir la fréquence et la tension du réseau à des valeurs très proches de leur valeur nominale. Afin de minimiser les écarts de fréquence et tension, les bilans de puissances active et réactive doivent être équilibrés en tout temps. Pour un fonctionnement en réseau interconnecté, la stratégie 2 en mode turbine et celle en mode pompe permettent de gérer très rapidement les échanges de puissances active et réactive (voir Chapitre 3). Dans le cas d'un réseau îloté, les consignes d'actif et de réactif ne peuvent toutefois plus être choisies a priori mais sont imposées par les conditions du réseau et doivent être calculées de sorte à maintenir la fréquence et la tension.

En ce qui concerne le maintien de la tension, il suffit de remplacer, dans la structure du réglage de la section transformateur de la Figure 3.2, le contrôle de puissance réactive par un contrôle de tension, comme représenté dans la Figure 5.8. L'échange de puissance réactive entre la partie SVC et le réseau est alors automatiquement adapté de sorte à maintenir la tension statorique du motogénérateur à sa valeur nominale.

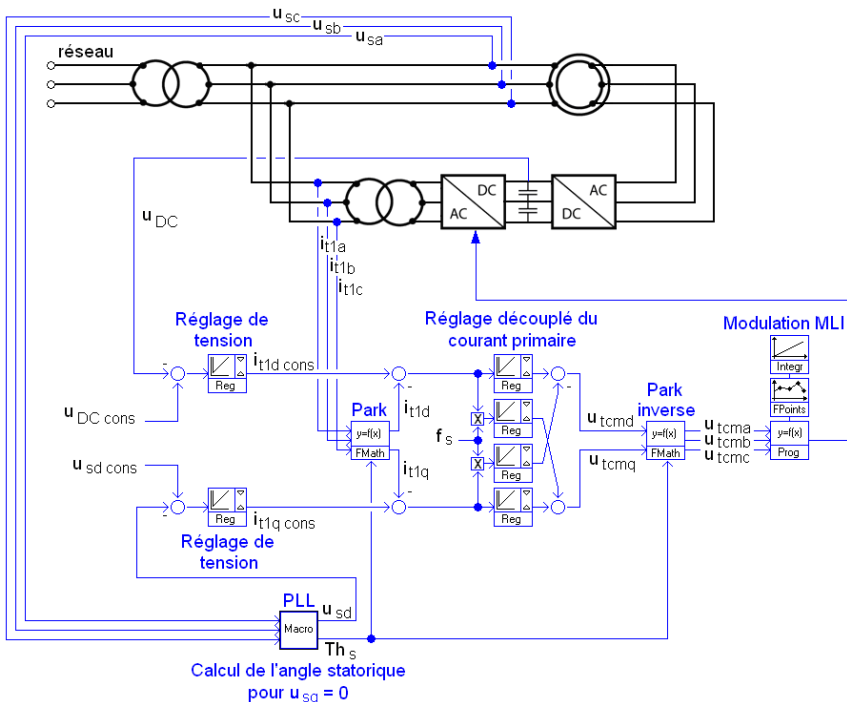


Figure 5.8 : Adaptation de la structure du réglage de la section transformateur

La consigne de puissance active doit quant à elle être calculée de sorte à maintenir la fréquence à sa valeur nominale. Il faut donc ajouter, dans la structure du réglage de la section machine de la Figure 3.3, un contrôle de fréquence générant une consigne de puissance Δp_f . Ce simple contrôle ne permet pas en revanche de profiter pleinement des performances dynamiques offertes par la vitesse variable. En effet l'évolution de la consigne Δp_f dépend des variations de fréquence qui sont en général relativement lentes puisque fixées par l'équation dynamique du réseau. Pour y remédier, il est possible d'ajouter à la consigne de puissance un terme $\Delta p_{rés}$ prenant en compte les variations de puissance active dans le réseau [34]. Ce terme supplémentaire est en fait une mesure instantanée de la différence entre la puissance consommée et la puissance produite et vaut donc

$$\Delta p_{rés} = |p_{charge} - |p_{rés thermique cons} + p_{rés éolienne}| \quad (5.3)$$

Il en découle la structure de réglage illustrée dans la Figure 5.9.

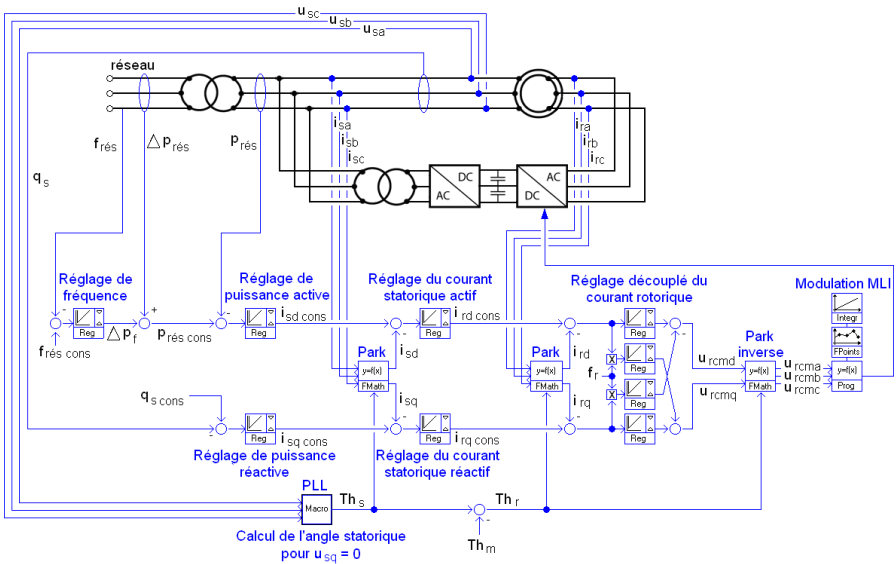


Figure 5.9 : Adaptation de la structure du réglage de la section machine

Cette approche suppose qu'il est possible de mesurer la puissance produite par la centrale éolienne, la consigne de puissance thermique ainsi que la puissance consommée par la charge. Elle n'est donc valable que pour de petits réseaux comportant un nombre réduit de producteurs et consommateurs.

5.4. Résultats de simulation

Différents scénarios tels que des variations de la charge ou de la vitesse du vent ont été simulés afin de valider les stratégies de réglage développées au paragraphe précédent.

5.4.1. Grandeurs de référence et conventions de signe

Afin d'exprimer les résultats de simulation en pu, il faut définir les puissances de référence relatives à chaque élément. Celles-ci sont répertoriées dans le Tableau 5.3.

Elément	Système électrique	Système mécanique	Unité
Centrale hydraulique	voir Tableau 3.2		MW
Centrale thermique	$P_{ref} = S_n = 1400$	$P_{ref} = P_n = 1300$	MW
Centrale éolienne	$P_{ref} = S_n = 200$	$P_{ref} = P_n = 190$	MW
Charge	$P_{ref} = S_n = 2000$	-	MW

Tableau 5.3 : Puissances de référence

Selon les conventions de signe définies dans le paragraphe 2.2, la puissance réseau $P_{rés}$ en sortie de la centrale hydraulique est positive en mode générateur et négative en mode moteur. En choisissant la même convention pour les centrales thermique et éolienne, leur puissance de sortie $P_{rés}$ est donc de signe positif puisque ces centrales sont en mode de production. Pour rester cohérent, la puissance consommée par la charge doit donc être définie comme étant négative. Ces conventions sont résumées dans la Figure 5.10.

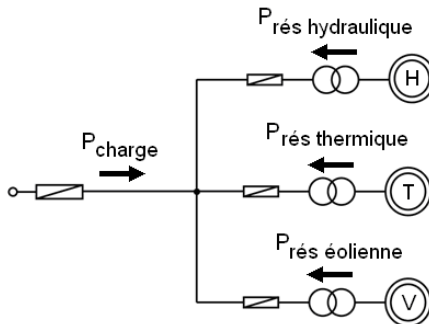


Figure 5.10 : Sens des puissances définies positives

5.4.2. Délestage en mode turbine

Le premier scénario considéré est un délestage en mode turbine, la charge étant instantanément diminuée de 72 MW, soit 19% de la puissance nominale du générateur de la centrale hydraulique, après 10 secondes de simulation. Les trois centrales fonctionnent en mode de production. Elles sont initialement exploitées à des puissances proches de leur puissance mécanique de référence, tandis que la charge consomme 1834.5 MW, comme récapitulé dans le Tableau 5.4. La différence entre la production totale et la consommation de la charge est liée aux pertes dans les lignes de transport et les transformateurs.

Elément	Puissance active en MW	Flux de puissance
Centrale hydraulique	353.7	production
Centrale thermique	1297.14	production
Centrale éolienne	189.1	production
Charge	1834.5	consommation

Tableau 5.4 : Conditions initiales pour les flux de puissances

Suite à la diminution de la puissance consommée par la charge p_{charge} , la consigne de puissance réseau de la centrale hydraulique est immédiatement adaptée selon la relation (5.3). Ainsi, le délestage est très rapidement compensé par une diminution de la puissance générée par la centrale hydraulique $p_{rés\ hydraulique}$, comme illustré dans la Figure 5.11.

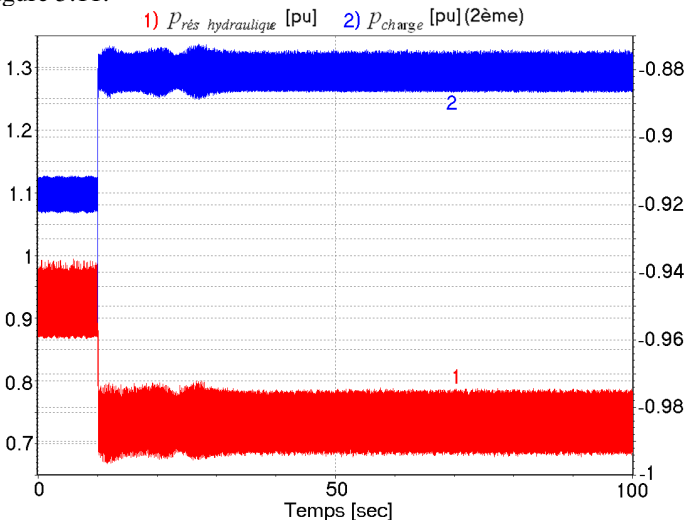


Figure 5.11 : Puissance réseau de la centrale hydraulique et puissance consommée par la charge en [pu]

La diminution très rapide de la puissance $p_{rés\ hydraulic}$ induit un effet « flywheel » se traduisant par une augmentation de la vitesse de la pompe-turbine, comme observé sur la Figure 5.12. La vitesse est ensuite lentement réglée par le régulateur hydraulique jusqu'à sa nouvelle valeur de consigne calculée par l'optimiseur de vitesse de sorte à maximiser le rendement de la pompe-turbine. Ces résultats sont évidemment très similaires à ceux de la Figure 3.38, à la différence près que dans ce cas, le coup de bélier est nettement moins important. Cela est lié au fait que la consigne de puissance utilisée en entrée de l'optimiseur a été filtrée pour éviter que les variations introduites par $\Delta p_{rés}$ ne se répercutent sur la consigne de vitesse. Celle-ci diminue donc plus lentement que dans le cas de Figure 3.38, pour lequel la consigne de vitesse changeait instantanément, d'où une fermeture de distributeur plus lente et donc un coup de bélier d'amplitude moindre.

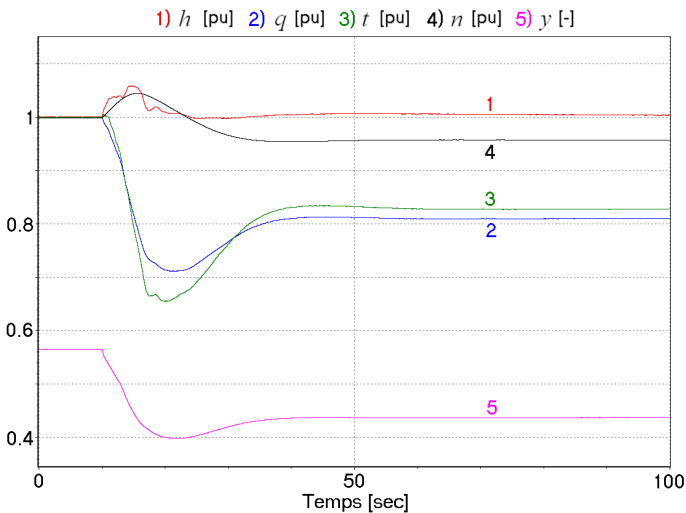


Figure 5.12 : Comportement transitoire de la pompe-turbine en [pu]

Comme la variation de charge est totalement compensée par la centrale hydraulique, les puissances réseau des centrales éolienne et thermique restent constantes en moyenne, un transitoire apparaissant néanmoins à l'instant du délestage, comme illustré dans la Figure 5.13.

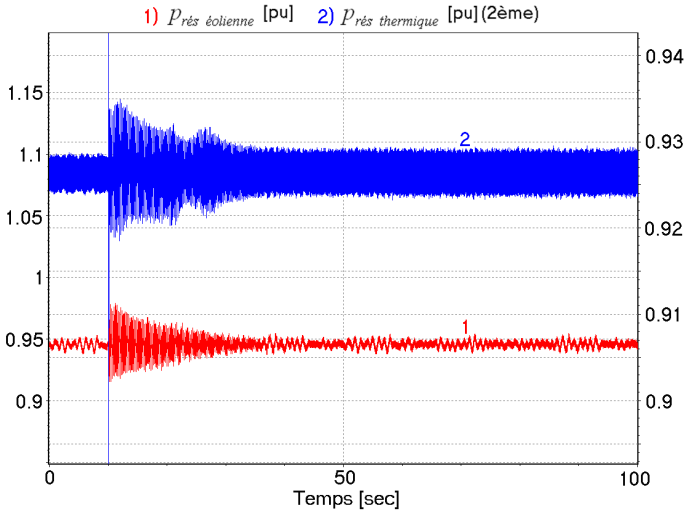


Figure 5.13 : Puissances réseau des centrales éolienne et thermique en [pu]

L'augmentation de la fréquence réseau liée à la diminution de la puissance consommée est très rapidement compensée par la diminution de la puissance générée par la centrale hydraulique. L'écart de fréquence résultant est en effet très faible, inférieur à 0.5 ‰, comme observé sur la Figure 5.14. La fréquence réseau est ensuite maintenue à sa valeur nominale grâce à l'action Δp_f du régulateur de fréquence qui permet d'équilibrer le bilan de puissance active.

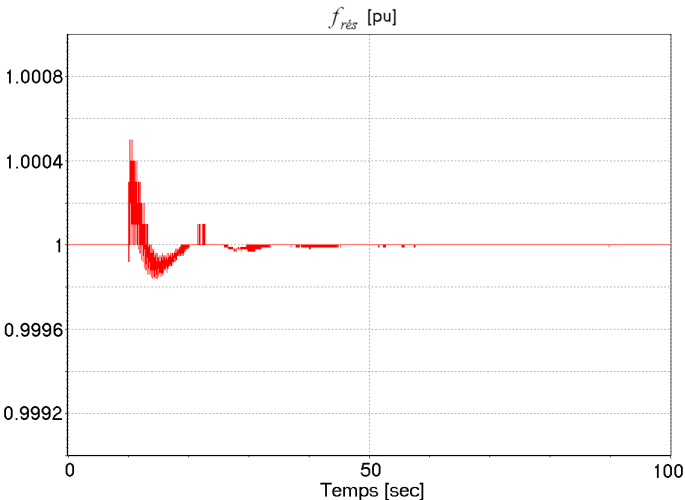


Figure 5.14 : Fréquence du réseau en [pu]

La diminution instantanée de la charge implique une diminution des courants et par conséquent des chutes de tension à travers les lignes de transport d'où une augmentation de la tension aux bornes de la charge, voir Figure 5.15. Cette augmentation est alors immédiatement compensée par le régulateur de tension du groupe à vitesse variable qui diminue la puissance réactive injectée par la partie SVC dans le réseau, comme illustré dans la Figure 5.16. L'injection de puissance réactive est ensuite adaptée de sorte à équilibrer le bilan de puissance réactive du réseau et maintenir la tension aux bornes de la charge. Il faut encore préciser que les régulateurs de tension des centrales thermique et éolienne contribuent également au maintien de la tension.

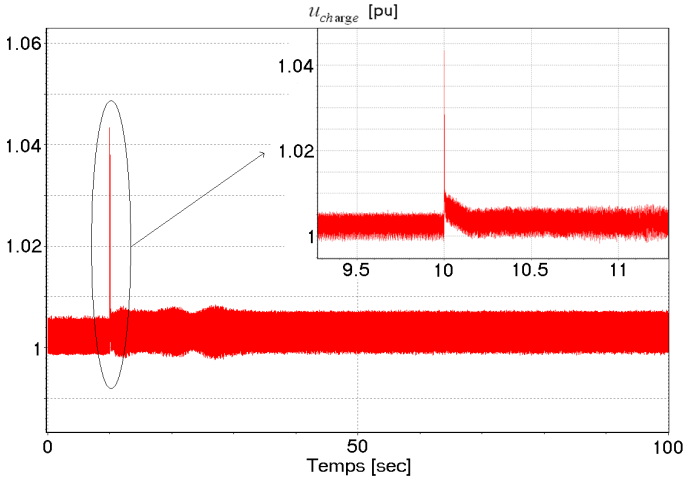


Figure 5.15 : Tension aux bornes de la charge

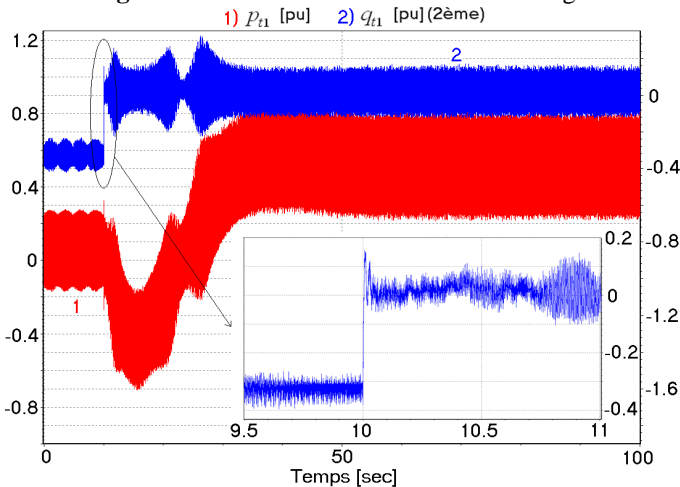


Figure 5.16 : Puissances active et réactive au primaire du transformateur SVC en [pu]

La Figure 5.16 représente également la puissance active échangée entre la cascade rotorique et le réseau. En négligeant les pertes dans la cascade, cette puissance correspond à la puissance rotorique et dépend donc du glissement. Avant le délestage, cette puissance est quasiment nulle puisque le groupe tourne à une vitesse proche de sa vitesse synchrone tandis qu'après le délestage, le groupe fonctionne en mode hyposynchrone et de la puissance est absorbée par le rotor de la machine, voir Figure 2.9.

5.4.3. Comparaison avec le modèle pseudo-continu

Le scénario présenté dans le paragraphe 5.4.2 a été simulé en considérant le modèle pseudo-continu de sorte à pouvoir comparer les résultats obtenus avec ceux issus du modèle complet. Ces comparaisons sont présentées dans les Figure 5.17 à Figure 5.20.

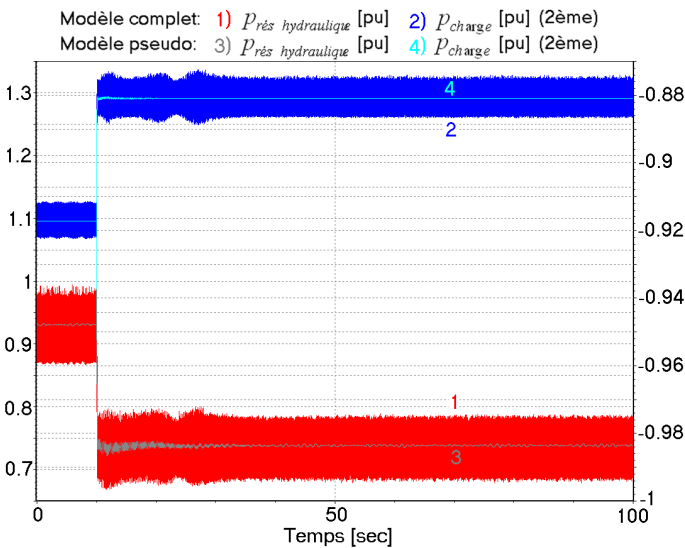


Figure 5.17 : Comparaison des puissances réseau de la centrale hydraulique et des puissances consommées par la charge, en [pu], obtenues les avec modèles complet et pseudo-continu

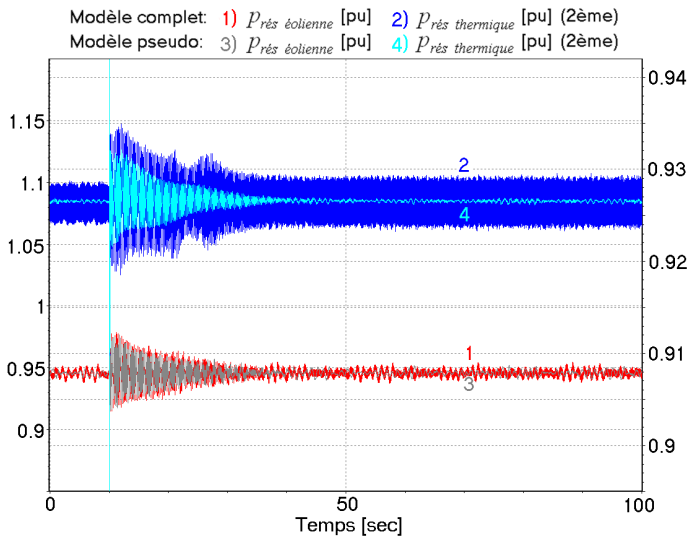


Figure 5.18 : Comparaison des puissances réseau des centrales éolienne et thermique, en [pu], obtenues avec les modèles complet et pseudo-continu

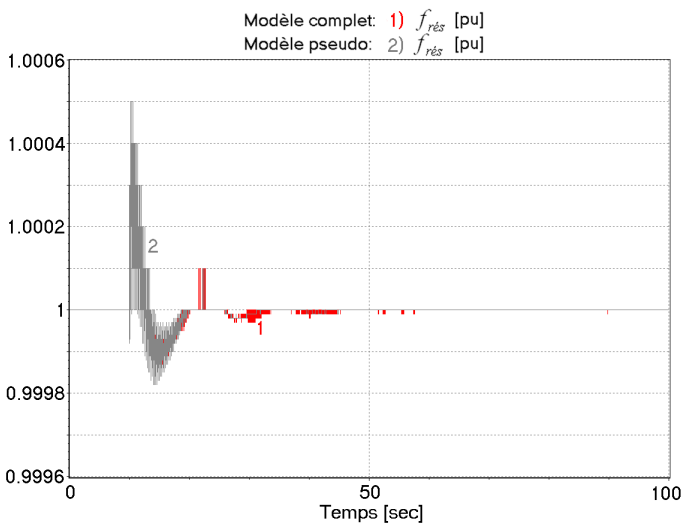


Figure 5.19 : Comparaison des fréquences réseau, en [pu], obtenues avec les modèles complet et pseudo-continu

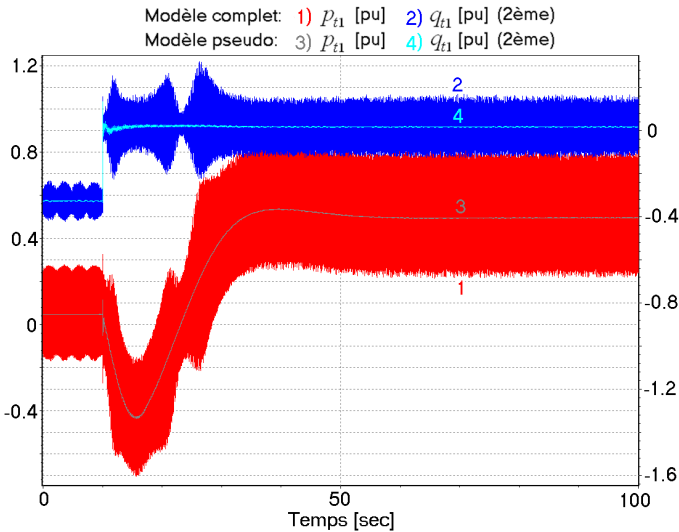


Figure 5.20 : Comparaison des puissances actives et réactives au primaire du transformateur SVC, en [pu], obtenues avec les modèles complet et pseudo-continu

Les résultats concordent très bien, l'injection d'harmoniques liées à la fréquence de commutation des convertisseurs étant nettement visible dans le cas du modèle complet. En particulier, la Figure 5.20 permet de vérifier que l'échange de puissance entre la cascade rotorique et le réseau est bien le même dans les deux cas, malgré le fait qu'il n'y a pas de liaison physique entre le rotor du motogénérateur et le réseau dans le modèle pseudo-continu.

Suite à cette validation, les résultats de simulation relatifs à la prise de charge et aux variations de puissance éolienne en mode pompe sont présentés en considérant le modèle pseudo-continu.

5.4.4. Prise de charge en mode pompe

Le deuxième scénario simulé consiste en une prise de charge en mode pompe, la charge étant instantanément augmentée de 38 MW, soit 10 % de la puissance nominale du moteur de la centrale hydraulique, après 10 secondes de simulation. Les centrales thermique et éolienne fonctionnent en mode de production tandis que la centrale hydraulique est en mode pompe. Initialement elles sont exploitées à des puissances proches de leur puissance mécanique de référence, tandis que la charge consomme 1161.4 MW, comme récapitulé dans le Tableau 5.5.

Elément	Puissance active en MW	Flux de puissance
Centrale hydraulique	319.7	consommation
Centrale thermique	1297.14	production
Centrale éolienne	189.1	production
Charge	1161.4	consommation

Tableau 5.5 : Conditions initiales pour les flux de puissances

L'augmentation de la puissance consommée par la charge est très rapidement compensée par une diminution de la puissance absorbée par la centrale hydraulique, comme illustré dans la Figure 5.21.

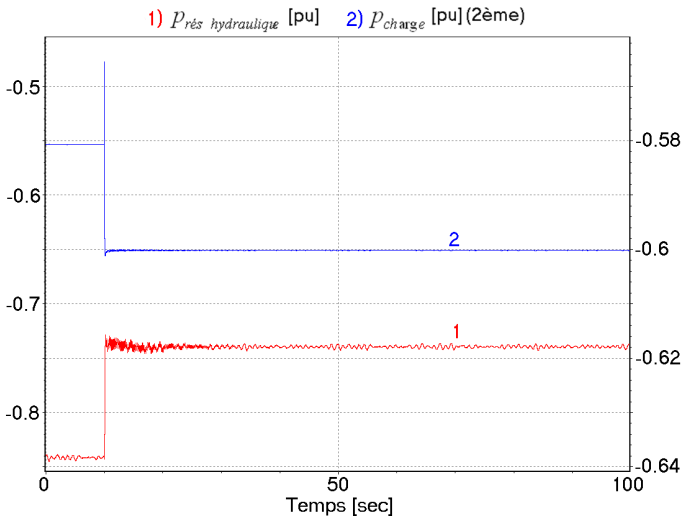


Figure 5.21 : Puissance réseau de la centrale hydraulique et puissance consommée par la charge en [pu]

Le comportement transitoire de la pompe-turbine résultant de la prise de charge est représenté dans la Figure 5.22 et est évidemment semblable à celui observé à la Figure 3.46, dans le cas d'une diminution de la consigne de puissance en réseau interconnecté.

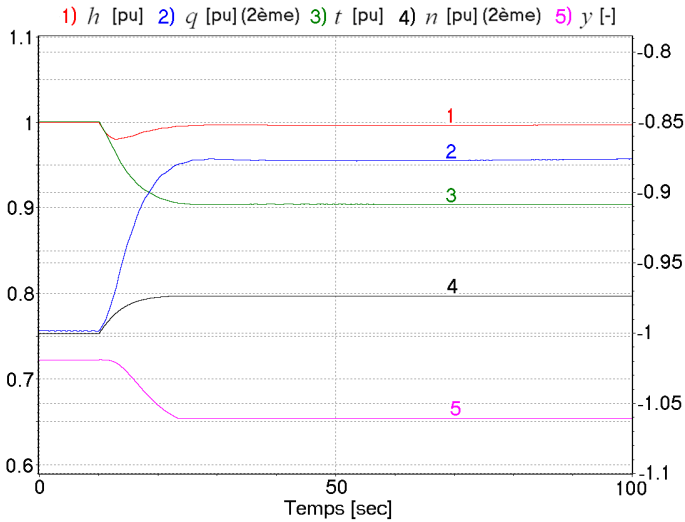


Figure 5.22 : Comportement transitoire de la pompe-turbine en [pu]

Les puissances réseau des centrales éolienne et thermique restent quasiment constantes, voir Figure 5.23, étant donné que l'augmentation de la charge est entièrement compensée par la centrale hydraulique.

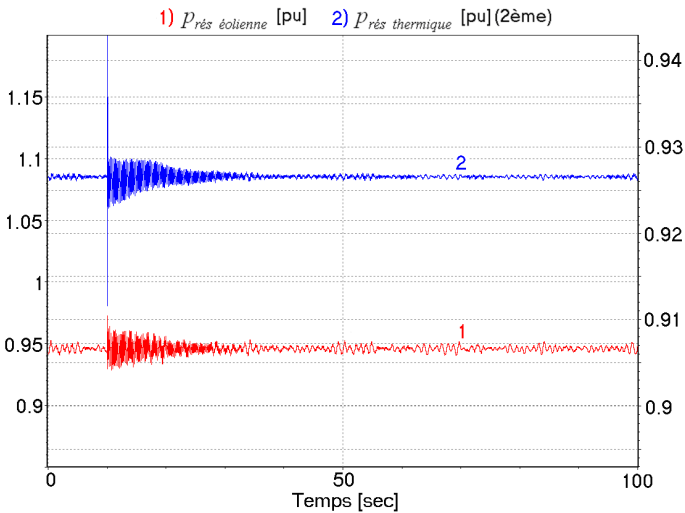


Figure 5.23 : Puissances réseau des centrales éolienne et thermique en [pu]

La diminution de la fréquence réseau liée à la prise de charge est immédiatement compensée par l'adaptation de la consigne de puissance réseau de la centrale hydraulique, qui permet de rétablir très rapidement l'équilibre de puissance active. L'écart de fréquence observé dans ce cas est inférieur à 0.3 ‰, voir Figure 5.24.

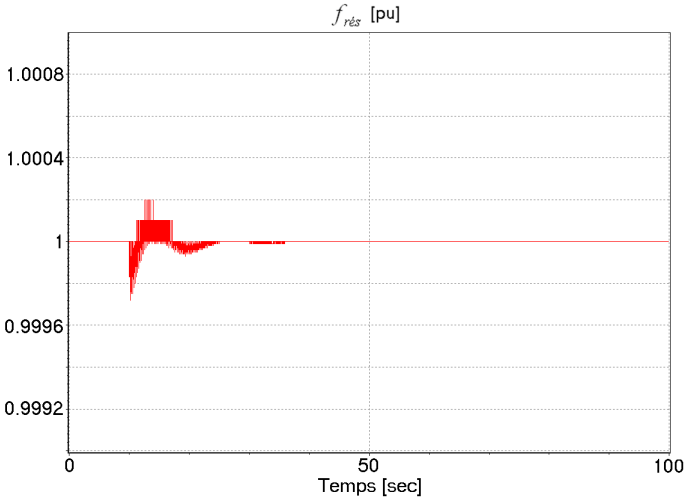


Figure 5.24 : Fréquence du réseau en [pu]

L'augmentation instantanée de la puissance consommée par la charge implique une augmentation des courants et par conséquent des chutes de tension à travers les lignes de transport d'où une diminution de la tension aux bornes de la charge, voir Figure 5.25. Cette diminution est alors immédiatement compensée par le régulateur de tension du groupe à vitesse variable qui augmente la puissance réactive injectée par la partie SVC dans le réseau. L'injection de puissance réactive est ensuite adaptée de sorte à équilibrer le bilan de puissance réactive du réseau, comme illustré dans la Figure 5.26.

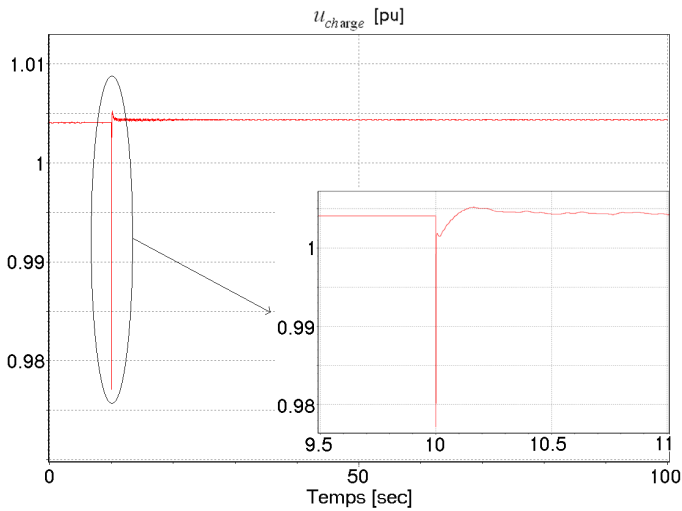


Figure 5.25 : Tension aux bornes de la charge

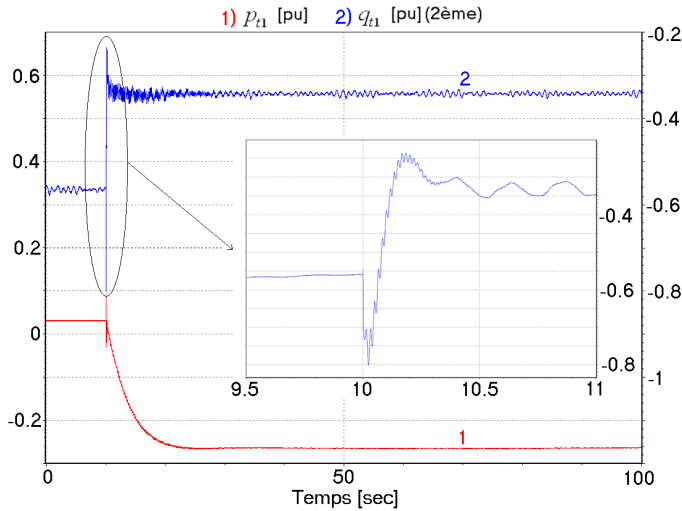


Figure 5.26 : Puissances active et réactive au primaire du transformateur SVC en [pu]

5.4.5. Compensation des variations de puissance éolienne en mode pompe

Le dernier scénario consiste en des variations de la puissance générée par la centrale éolienne liées à une diminution de la vitesse du vent C_{inf} qui passe de 22 m/s à 11.5 m/s en 60 secondes. Initialement, les flux de puissances actives dans le réseau sont identiques à ceux décrits dans le Tableau 5.5.

Le comportement transitoire de l'éolienne résultant de la diminution de C_{inf} est illustré dans la Figure 5.27. Tant que la vitesse du vent est supérieure à sa valeur nominale de 13 m/s, l'angle d'orientation des pales θ est adapté de sorte que la puissance mécanique de l'éolienne $p_{éolienne}$ ne dépasse pas sa valeur nominale. Lorsque C_{inf} devient inférieure à 13 m/s, la puissance mécanique de l'éolienne diminue et l'angle θ est adapté de sorte à maximiser le coefficient de puissance C_p .

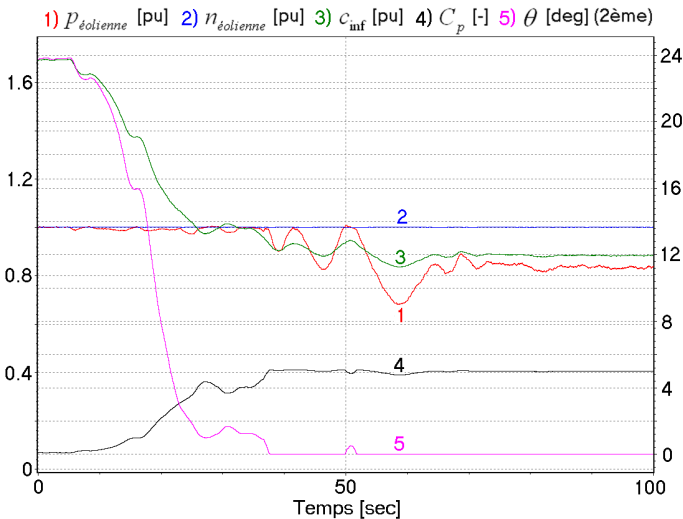


Figure 5.27 : Comportement transitoire de l'éolienne en [pu]

Les résultats de simulation relatifs à ce scénario sont présentés dans les Figure 5.28 à Figure 5.33.

Les variations de la puissance éolienne sont compensées par l'adaptation de la puissance absorbée par la centrale hydraulique de sorte que la puissance de la charge et celle produite par la centrale thermique restent quasiment constantes.

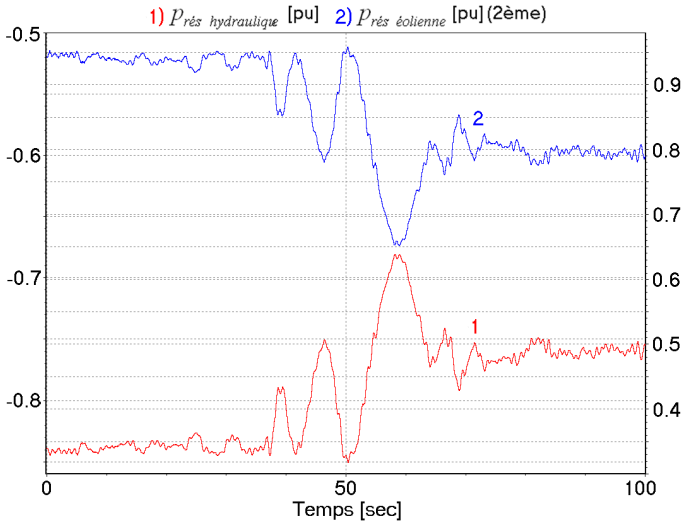


Figure 5.28 : Puissances réseau des centrales hydraulique et éolienne en [pu]

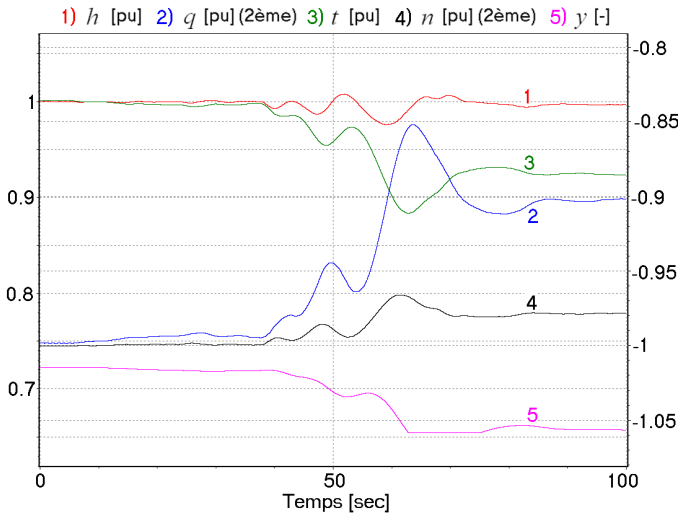


Figure 5.29 : Comportement transitoire de la pompe-turbine en [pu]

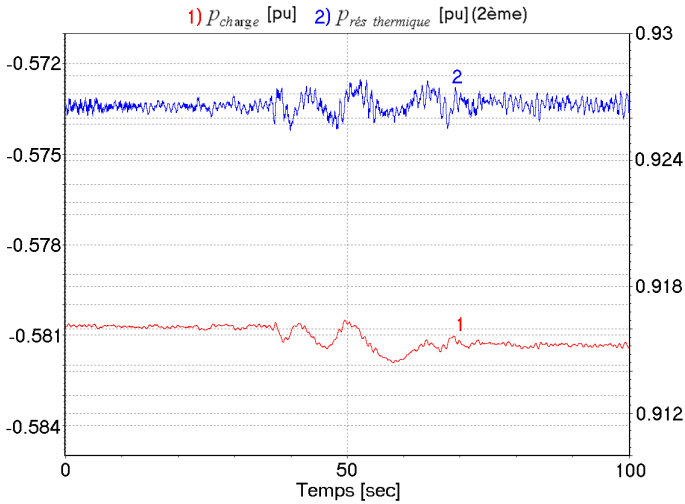


Figure 5.30 : Puissance consommée par la charge et puissance réseau de la centrale thermique en [pu]

L'adaptation de la consigne de puissance de la centrale hydraulique permet de maintenir l'équilibre de puissance active et éviter ainsi une diminution de la fréquence consécutive à la réduction de la puissance éolienne. Les écarts de fréquence résultants sont inférieurs à 0.1 ‰.

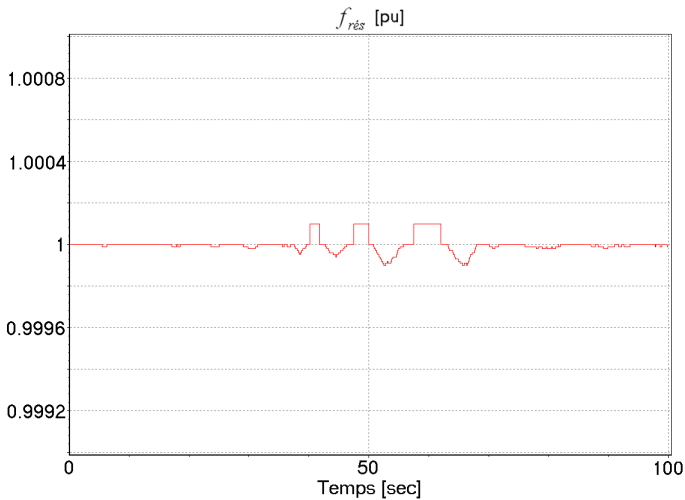


Figure 5.31 : Fréquence du réseau en [pu]

La diminution des puissances éolienne et hydraulique induit une augmentation de la tension aux bornes de la charge. Cette augmentation est compensée par le régulateur de tension qui adapte l'injection de puissance réactive de sorte à équilibrer le bilan de puissance réactive du réseau et ainsi maintenir la tension.

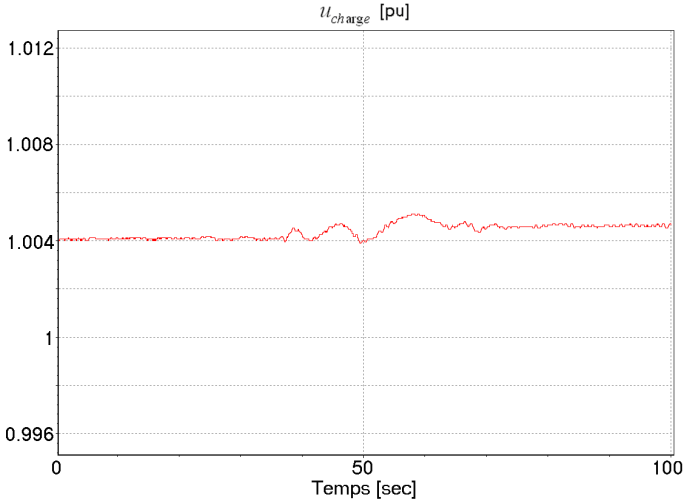


Figure 5.32 : Tension aux bornes de la charge

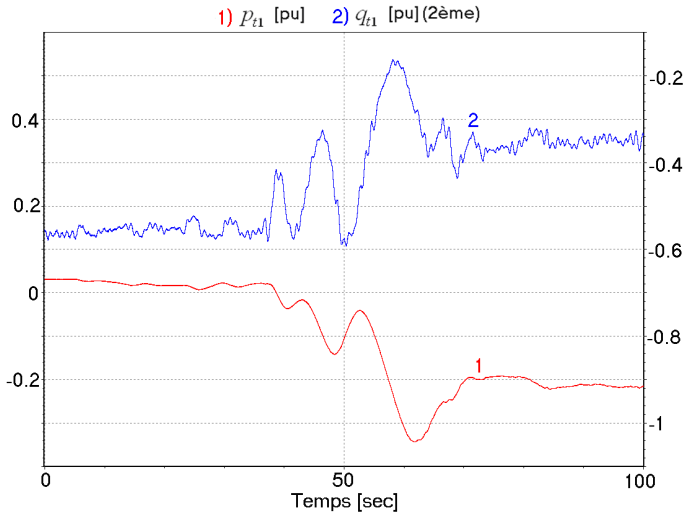


Figure 5.33 : Puissances active et réactive au primaire du transformateur SVC en [pu]

5.5. Conclusion

Les stratégies mises au point dans le cas d'un fonctionnement en réseau interconnecté ont été adaptées au cas d'une exploitation en réseau îloté et présentées dans ce chapitre. Celles-ci permettent de maintenir la fréquence et la tension du réseau en équilibrant en permanence les bilans de puissances active et réactive. Elles ont été validées en simulant différents scénarios dans un réseau mixte constitué d'une centrale thermique, d'un champ d'éoliennes, d'un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable et d'un consommateur. Les scénarios considérés consistent en des variations de la charge et de la puissance générée par la centrale éolienne.

Il a été montré que les écarts de fréquence résultant de ces différents scénarios sont très faibles, et ce grâce aux performances dynamiques du groupe à vitesse variable qui permet de compenser très rapidement les variations de puissances active et réactive. Ceci constitue un avantage important pour la stabilité et la sécurité du réseau comparativement à un groupe à vitesse fixe, dont les performances sont illustrées dans [35]. Les temps de réponse d'une installation avec machine synchrone sont en effet beaucoup plus lents que ceux d'un groupe à vitesse variable, d'où des écarts de fréquence plus importants, comme illustré dans [36].

A noter également que dans le cas d'une exploitation en mode pompe, le groupe à vitesse fixe ne peut pas compenser les variations de puissance active étant donné que la puissance absorbée par la pompe ne peut pas être réglée. Dans ce cas, il est indispensable qu'une turbine équipée d'un régulateur de vitesse fonctionne en parallèle, ce qui n'est pas le cas avec une installation à vitesse variable [36].

Comme mentionné dans le paragraphe 5.3, les stratégies développées dans ce chapitre reposent notamment sur la possibilité de mesurer instantanément la différence entre puissances consommées et produites (5.3), ce qui limite leur application à des réseaux de petite taille. Une perspective intéressante serait alors de trouver un moyen de s'affranchir de cette mesure tout en assurant les mêmes performances dynamiques, de sorte à pouvoir considérer des réseaux de taille plus importante.

Chapitre 6 Procédures de démarrage et synchronisation en mode pompe

6.1. Introduction

L'exploitation optimale d'un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable nécessite de pouvoir démarrer rapidement et dans de bonnes conditions l'installation. Si cette opération ne pose pas de problème en mode turbine, le démarrage du groupe en mode pompe nécessite une procédure plus complexe.

L'objectif de ce chapitre est donc de développer une procédure permettant de démarrer la pompe à roue dénoyée et de la synchroniser au réseau dans les meilleures conditions possibles. A la fin de la procédure, le groupe doit être connecté au réseau et tourner à sa vitesse de rotation nominale.

6.2. Structure du réseau

Les phases de démarrage et de synchronisation sont effectuées à roue dénoyée. Dans la pratique, le dénoyage de la pompe est réalisé en fermant la vanne sphérique en amont et en injectant de l'air dans la pompe à l'aide d'un compresseur de sorte à faire baisser le niveau d'eau en-dessous du niveau de la pompe. Dans ces conditions, l'ensemble du système hydraulique peut être modélisé par un couple résistant équivalent dépendant de la vitesse. Ce couple T_{ext} tient compte des pertes par frottement, des pertes de ventilation et des pertes dans les paliers et vaut environ 2.5 % du couple nominal de la pompe à vitesse nominale. Ce couple résistant est représenté dans la Figure 6.1.

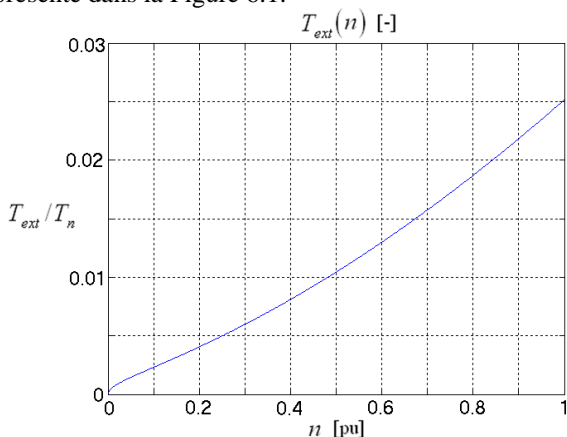


Figure 6.1: Couple résistant de la pompe à roue dénoyée

En ce qui concerne le système électrique, la phase de démarrage est réalisée en alimentant le motogénérateur à travers la cascade rotorique et en court-circuitant son stator alors que la phase de synchronisation est effectuée à stator ouvert.

La section transformateur permet de maintenir la tension du circuit continu intermédiaire du convertisseur VSI et de gérer l'échange de puissance réactive entre la partie SVC de la cascade rotorique et le réseau. La structure de contrôle de cette section est illustrée à la Figure 3.2.

La section machine est quant à elle utilisée pour démarrer l'installation (procédure de démarrage) et la synchroniser dès que possible au réseau (procédure de synchronisation). Une fois le motogénérateur synchronisé au réseau, il est possible de commuter sur la structure de réglage de vitesse développée dans le cas d'un fonctionnement en réseau interconnecté et décrite dans la Figure 3.3 (contrôle vitesse) de sorte à pouvoir imposer très rapidement la vitesse souhaitée, soit dans ce cas la vitesse nominale. Un système de commutation est donc nécessaire pour commuter d'une procédure à l'autre.

La structure utilisée dans ce chapitre est présentée à la Figure 6.2.

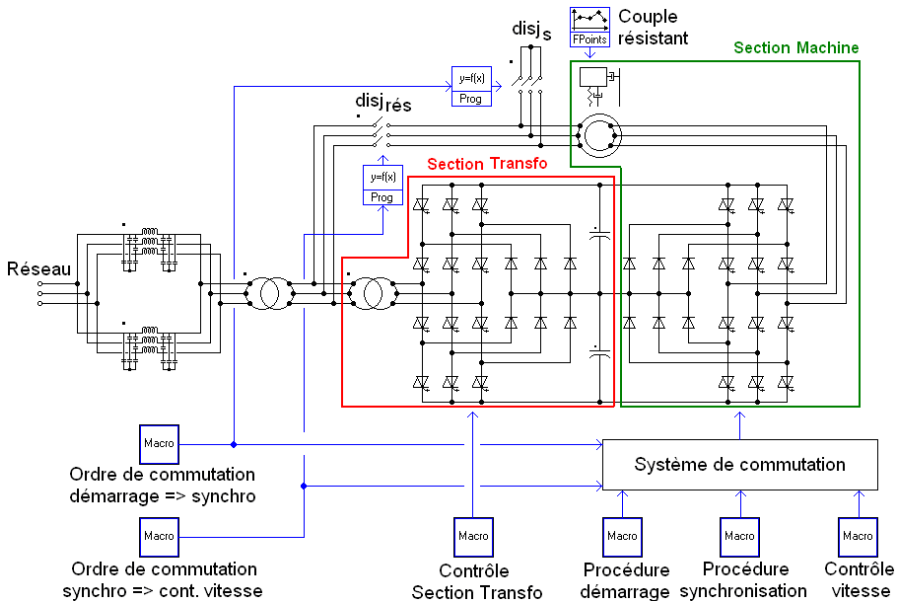


Figure 6.2 : Structure du réseau pour les phases de démarrage et synchronisation

Dans le cadre de ce chapitre, la tension du circuit continu intermédiaire du convertisseur ne peut être calculée selon le paragraphe 2.4.2 car un dimensionnement basé sur un glissement maximal autorisé ne peut pas être appliqué dans le cas d'une procédure de démarrage. Or comme illustré au paragraphe 6.3.5, le temps de démarrage est d'autant plus court que cette tension est grande. Il est donc judicieux de choisir une tension continue relativement importante, tout en restant dans les limites imposées par la technologie actuelle. Dans le cadre de ce chapitre, une tension $U_{DC} = 6000[V]$ est considérée, ce qui est cohérent avec la relation (2.26).

6.3. Procédure de démarrage

Durant la phase de démarrage, il faut être capable de contrôler la vitesse de la machine. Or comme cette phase est réalisée à stator court-circuité, il n'est pas possible d'utiliser la stratégie de réglage représentée à la Figure 3.3. Il faut donc opter pour un contrôle vectoriel qui permet de contrôler indépendamment le flux dans la machine et sa vitesse.

6.3.1. Stratégie de réglage

La stratégie utilisée pour la phase de démarrage est basée sur un contrôle vectoriel orienté sur le flux statorique, contrôle qui est en fait similaire à celui orienté selon le flux rotorique développé dans le cas standard d'une machine à rotor court-circuité alimentée par le stator [37], [38]. Le réglage est donc réalisé dans un référentiel tournant à la vitesse synchrone et calé sur le phaseur de flux statorique. Les relations nécessaires pour établir la structure de ce réglage et pour dimensionner les différents régulateurs sont obtenues à partir des équations (2.13) à (2.18), en considérant $\underline{u}_s = 0$ étant donné que le stator est court-circuité.

L'expression (2.15) permet d'exprimer le courant statorique en fonction du flux statorique et du courant rotorique

$$\underline{i}_s = \frac{\Psi_s}{x_s} - \frac{x_h}{x_s} \underline{i}_r \quad (6.1)$$

En remplaçant \underline{i}_s par (6.1) dans (2.13), exprimée dans le domaine de Laplace, il découle

$$0 = \underline{\Psi}_s \cdot \left(\frac{1}{T_s} + j\omega_n f_s + s \right) - \frac{x_h}{T_s} \cdot \underline{i}_r \quad \text{avec } T_s = \frac{x_s}{r_s \cdot \omega_n} \quad (6.2)$$

Comme le référentiel tournant est calé sur le phaseur de flux statorique:

$$\psi_{sq} = 0 \quad \underline{\psi}_s = \psi_{sd} \quad (6.3)$$

En décomposant la relation (6.2) dans les axes direct d et transverse q et en considérant (6.3), il est possible d'établir des relations pour le flux et la fréquence statoriques:

$$\psi_{sd} = \frac{x_h}{1 + s \cdot T_s} \cdot i_{rd} \quad (6.4)$$

$$f_s = \frac{x_h}{\omega_n \cdot T_s \cdot \psi_{sd}} \cdot i_{rq} \quad (6.5)$$

Comme $\omega_n \cdot T_s \gg x_h$, il découle de la relation (6.5) que la fréquence statorique est relativement faible, d'où l'approximation suivante:

$$n = f_s - f_r \approx -f_r \quad (6.6)$$

En considérant (6.3), l'expression (2.17) devient

$$t_{em} = -\frac{x_h}{x_s} \cdot \psi_{sd} \cdot i_{rq} \quad (6.7)$$

En exprimant la relation (2.4) en pu, dans le cas d'une alimentation rotorique à fréquence variable, la puissance rotorique est donnée par :

$$p_r = -t_{em} \cdot f_r = \frac{x_h}{x_s} \cdot \psi_{sd} \cdot i_{rq} \cdot f_r \quad (6.8)$$

En remplaçant t_{em} par (6.7) dans (2.18), exprimée dans le domaine de Laplace, il découle

$$n = \frac{1}{s \cdot T_m} \left(-\frac{x_h}{x_s} \cdot \psi_{sd} \cdot i_{rq} + t_{ext} \right) \quad (6.9)$$

Ainsi, d'après les relations (6.4) et (6.9), le flux statorique et la vitesse peuvent être contrôlés en agissant respectivement sur les courants rotoriques direct et transverse. La fréquence rotorique doit quant à elle être calculée selon (6.5) et (6.6) de sorte que le référentiel tournant soit bien calé sur le phaseur de flux statorique et que les relations (6.3) soient satisfaites. Il en découle donc la structure de réglage en cascade représentée à la Figure 6.3.

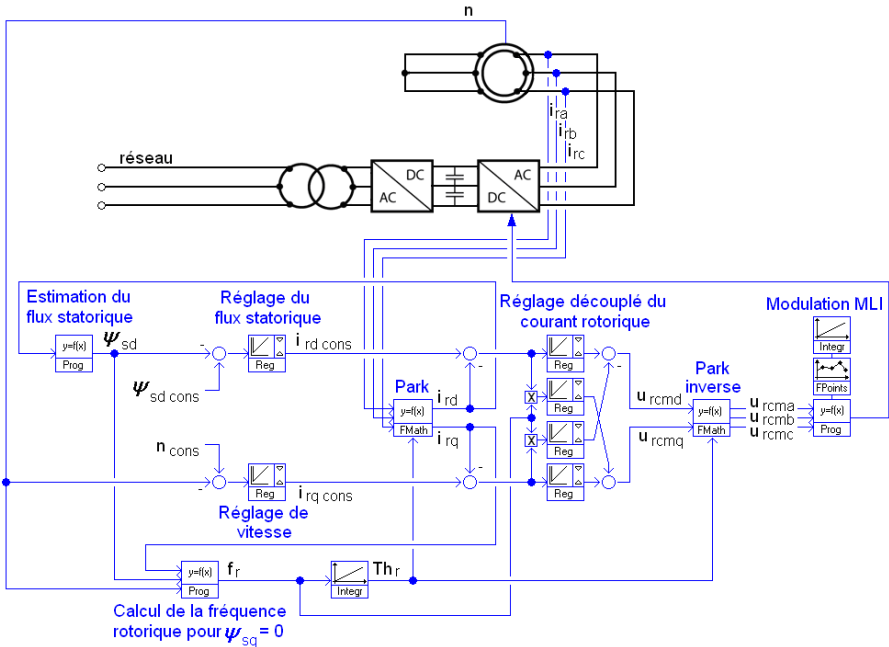


Figure 6.3 : Structure du réglage de la section machine pour la phase de démarrage

Le dimensionnement de la boucle interne du réglage, soit du régulateur de courant rotorique, nécessite l'établissement d'une fonction de transfert entre le courant et la tension rotoriques.

Les relations (2.15) et (2.16) permettent d'exprimer les courants en fonction des flux

$$\underline{i}_s = \frac{1}{\sigma \cdot x_s} \underline{\psi}_s - \frac{1 - \sigma}{\sigma \cdot x_h} \underline{\psi}_r \quad (6.10)$$

$$\underline{i}_r = \frac{1}{\sigma \cdot x_r} \underline{\psi}_r - \frac{1 - \sigma}{\sigma \cdot x_h} \underline{\psi}_s \quad \text{avec } \sigma = 1 - \frac{x_h^2}{x_s \cdot x_r} \quad (6.11)$$

En isolant $\underline{\psi}_r$ dans (6.11), il vient

$$\underline{\psi}_r = \sigma \cdot x_r \cdot \underline{i}_r + \frac{(1 - \sigma) \cdot x_r}{x_h} \underline{\psi}_s = \sigma \cdot x_r \cdot \underline{i}_r + \frac{x_h}{x_s} \underline{\psi}_s \quad (6.12)$$

En remplaçant $\underline{\psi}_r$ par (6.12) dans (2.14), exprimée dans le domaine de Laplace, il découle après quelques développements :

$$\underline{u}_r = \left(r_r + \frac{\sigma \cdot x_r}{\omega_n} (j\omega_n f_r + s) \right) \cdot \underline{i}_r + \frac{x_h}{x_s} j \cdot f_r \cdot \underline{\psi}_s + \frac{x_h}{\omega_n \cdot x_s} s \cdot \underline{\psi}_s \quad (6.13)$$

En exprimant $\underline{\psi}_s$ à l'aide de (6.2) et en remplaçant dans (6.13), il est possible, après quelques simplifications, d'obtenir l'expression suivante :

$$\underline{u}_r = \frac{\sigma \cdot x_r}{\omega_n} \left(\frac{1}{\sigma \cdot T_r} + \frac{1}{\sigma \cdot T_s} - \frac{1}{T_s} + j\omega_n f_r + s \right) \underline{i}_r + \frac{x_h}{\omega_n \cdot x_s} \left(-\frac{1}{T_s} - j\omega_n n \right) \underline{\psi}_s \quad (6.14)$$

avec $T_r = \frac{x_r}{r_r \cdot \omega_n}$ et $n = f_s - f_r$

En introduisant la constante de temps T_t définie par:

$$\frac{1}{T_t} = \frac{1}{\sigma \cdot T_r} + \frac{1}{\sigma \cdot T_s} - \frac{1}{T_s} = \frac{T_s + T_r - \sigma \cdot T_r}{\sigma \cdot T_s \cdot T_r}$$

Il en découle l'expression suivante

$$\underline{u}_r - \underline{u}_i = \frac{\sigma \cdot x_r}{\omega_n} \left(\frac{1}{T_t} + j\omega_n f_r + s \right) \underline{i}_r \quad (6.15)$$

Dans laquelle la tension interne \underline{u}_i induite par le flux statorique est définie par

$$\underline{u}_i = \frac{x_h}{\omega_n \cdot x_s} \left(-\frac{1}{T_s} - j\omega_n n \right) \underline{\psi}_s \quad (6.16)$$

Finalement, en considérant la tension interne \underline{u}_i comme perturbation extérieure, la fonction de transfert entre le courant et la tension rotoriques découle directement de (6.15) et est donnée par

$$G_{i_r}(s) = \frac{\underline{i}_r}{\underline{u}_r} = \frac{\omega_n \cdot T_t}{\sigma \cdot x_r} \cdot \frac{1}{1 + (j\omega_n f_r + s)T_t} \quad (6.17)$$

D'après le critère de dimensionnement méplat [23], le régulateur de courant rotorique doit alors être de type PI (proportionnel-intégral) multivariable, soit

$$G_{REG-i_r}(s) = \frac{1 + (j\omega_n f_r + s) \cdot T_{ni}}{s \cdot T_{ii}} \quad (6.18)$$

Les constantes de temps de ce régulateur sont calculées selon les formules suivantes

$$T_{ni} = T_t$$

$$T_{ii} = 2 \cdot u_{DCr} \cdot \frac{\omega_n \cdot T_t}{\sigma \cdot x_r} \cdot T_{pEi}$$

avec u_{DCr} , la tension du circuit intermédiaire rapportée au rotor de la machine et T_{pEi} , la petite constante de temps équivalente du réglage de courant rotorique [23].

En ce qui concerne le régulateur de flux statorique, il est dimensionné sur la base de la fonction de transfert suivante, déduite de (6.4) :

$$G_{\psi_{sd}}(s) = \frac{\psi_{sd}}{i_{rd}} = \frac{x_h}{1 + s \cdot T_s} \quad (6.19)$$

D'après le critère de dimensionnement méplat, le régulateur de flux statorique est de type PI (proportionnel-intégral), soit

$$G_{REG-\psi_{sd}}(s) = \frac{1 + s \cdot T_{n\psi}}{s \cdot T_{i\psi}} \quad (6.20)$$

Les constantes de temps de ce régulateur sont calculées selon les formules suivantes

$$T_{n\psi} = T_s$$

$$T_{i\psi} = 2 \cdot x_h \cdot T_{pE\psi}$$

avec $T_{pE\psi}$, la petite constante de temps équivalente du réglage de flux statorique.

Finalement, le régulateur de vitesse est dimensionné selon la fonction de transfert suivante, issue de (6.9), en considérant t_{ext} comme perturbation extérieure:

$$G_n(s) = \frac{n}{i_{rq}} = -\frac{x_h \cdot \psi_{sd}}{x_s} \cdot \frac{1}{s \cdot T_m} \quad (6.21)$$

Comme cette fonction de transfert est de type intégral, il faut dimensionner le régulateur selon le critère symétrique [23]. Le régulateur est donc également de type PI:

$$G_{REG-n}(s) = \frac{1 + s \cdot T_{nn}}{s \cdot T_{in}} \quad (6.22)$$

Ses constantes de temps sont calculées selon les formules suivantes

$$T_{nn} = 4 \cdot T_{pEn}$$

$$T_{in} = 8 \cdot T_{pEn}^2 \cdot \frac{x_h \cdot \psi_{sd}}{T_m \cdot x_s}$$

avec T_{pEn} , la petite constante de temps équivalente du réglage de vitesse.

Afin d'optimiser la procédure de démarrage, il faut minimiser le temps d'accélération ce qui revient à maximiser le couple électromagnétique. En conséquence, le couple électromagnétique doit être dans une première phase fixé à sa valeur maximale, soit sa valeur nominale.

6.3.2. Phase 1 : démarrage sous couple nominal

Le couple électromagnétique t_{em} , qui est donné par la relation (6.7), peut être contrôlé en agissant sur le flux statorique ψ_{sd} et le courant rotorique dans l'axe transverse i_{rq} . Le flux peut être contrôlé à l'aide du régulateur de flux en choisissant la consigne $\psi_{sd\ cons}$ tandis que le courant i_{rq} peut être adapté en modifiant les limitations du régulateur de vitesse (voir Figure 6.3). En effet, comme la machine est initialement à l'arrêt et que la consigne de vitesse est fixée à 1 pu, le régulateur de vitesse entre immédiatement en saturation et reste dans cet état durant toute la phase de démarrage. En conséquence, la sortie du régulateur de vitesse $i_{rq\ cons}$ est égale à sa valeur limite et une action sur cette valeur permet donc d'imposer la consigne de courant rotorique dans l'axe transverse souhaitée.

Ainsi, dans cette première phase, les consignes de flux $\psi_{sd\ cons}$ et de courant $i_{rq\ cons}$ sont choisies respectivement égales à 1 pu et -1 pu de sorte que le couple électromagnétique soit égal à x_h/x_s et donc très proche de sa valeur nominale.

Néanmoins, un fonctionnement à flux constant $\psi_{sd\ cons} = 1$ implique que le rapport entre la tension et la fréquence rotoriques est également constant [39]. Ainsi la tension rotorique augmente proportionnellement avec la fréquence rotorique et donc avec la vitesse (voir (6.6)). Or la tension rotorique maximale est fixée par le dimensionnement du circuit continu intermédiaire du convertisseur selon la relation (2.25). La vitesse maximale qu'il est possible d'atteindre sous flux nominal est donc également limitée. Afin d'identifier cette vitesse limite, il faut établir la relation de proportionnalité entre la tension et la fréquence rotoriques, sous flux nominal.

En remplaçant \underline{i}_s par (6.10) dans (2.13), avec $\underline{u}_s = 0$, et \underline{i}_r par (6.11) dans (2.14), il découle, après quelques développements

$$s \cdot \underline{\psi}_s = - \left(\frac{1}{T_s'} + j\omega_n f_s \right) \cdot \underline{\psi}_s + \frac{1}{T_s'} \cdot \frac{x_h}{x_r} \cdot \underline{\psi}_r \quad \text{avec } T_s' = \frac{\sigma \cdot x_s}{\omega_n \cdot r_s} \quad (6.23)$$

$$s \cdot \underline{\psi}_r = \omega_n \cdot \underline{u}_r - \left(\frac{1}{T_r'} + j\omega_n f_r \right) \cdot \underline{\psi}_r + \frac{1}{T_r'} \cdot \frac{x_h}{x_s} \cdot \underline{\psi}_s \quad \text{avec } T_r' = \frac{\sigma \cdot x_r}{\omega_n \cdot r_r} \quad (6.24)$$

En considérant ces deux relations en régime permanent, il est possible d'établir une expression pour le flux rotorique et une pour la tension rotorique :

$$\underline{\psi}_r = \left(1 + j\omega_n f_s T_s' \right) \cdot \frac{x_r}{x_h} \cdot \underline{\psi}_s \quad (6.25)$$

$$\underline{u}_r = \frac{1 + jf_r \omega_n T_r'}{\omega_n \cdot T_r'} \cdot \underline{\psi}_r - \frac{1}{\omega_n \cdot T_r'} \cdot \frac{x_h}{x_s} \cdot \underline{\psi}_s \quad (6.26)$$

En remplaçant $\underline{\psi}_r$ par (6.25) dans (6.26), il vient

$$\underline{u}_r = \left[\frac{(x_r x_s - x_h^2 - f_r f_s \omega_n^2 T_r' T_s' x_r x_s) + j(f_r \omega_n T_r' x_r x_s + f_s \omega_n T_s' x_r x_s)}{\omega_n T_r' x_h x_s} \right] \cdot \underline{\psi}_s \quad (6.27)$$

En remplaçant f_s par (6.5) dans (6.27), il découle

$$\underline{u}_r = \left[\left(\frac{r_r}{x_h} - \alpha_r f_r \frac{i_{rq}}{\psi_{sd}} \right) + j \left(\frac{f_r x_r}{x_h} + r_r \frac{i_{rq}}{\psi_{sd}} \right) \right] \cdot \underline{\psi}_s \quad (6.28)$$

En considérant (6.3) et en négligeant la résistance rotorique r_r :

$$\underline{u}_r \approx \left[\left(-\alpha_r f_r \frac{i_{rq}}{\psi_{sd}} \right) + j \left(\frac{f_r x_r}{x_h} \right) \right] \cdot \psi_{sd} \quad (6.29)$$

L'amplitude du phasor spatial de tension rotorique \underline{u}_r vaut alors

$$u_r \approx -x_r f_r \cdot \sqrt{(\sigma \cdot i_{rq})^2 + \left(\frac{\psi_{sd}}{x_h} \right)^2} \quad (6.30)$$

Le signe négatif est lié au fait que la fréquence rotorique est négative, voir (6.6).

Finalement, il est possible d'exprimer la fréquence rotorique en fonction de la tension rotorique :

$$f_r \approx - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{x_r \cdot \psi_{sd}}{x_h} \right)^2 + (\alpha_r \cdot i_{rq})^2}} \cdot u_r \quad (6.31)$$

Et dans le cas d'un fonctionnement à couple nominal, soit avec $\psi_{sd} = 1$ et $i_{rq} = -1$:

$$f_r \approx - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{x_r}{x_h} \right)^2 + (\alpha_r)^2}} \cdot u_r = -0.8447 \cdot u_r \quad (6.32)$$

Comme attendu, l'expression (6.32) traduit bien une relation proportionnelle entre tension et fréquence rotoriques. La vitesse maximale qu'il est possible d'atteindre sous couple nominal vaut donc

$$n_{\max \text{ dém phaseé}} = -f_{r \text{ max dém phaseé}} = 0.8447 \cdot u_{r \text{ max}} = 0.1015 \text{ pu} \quad (6.33)$$

La tension rotorique maximale calculée selon (2.25) valant, avec $U_{DC} = 6000[V]$:

$$u_{r \max} = \frac{U_{r \max}}{U_{r n}} = \frac{U_{r \max}}{U_{s n} / \ddot{u}} = \frac{\sqrt{3} U_{DC}}{\sqrt{2} \cdot 2} = 0.1202 pu \quad (6.34)$$

Un démarrage sous couple nominal ne permet donc pas de dépasser 10% de la vitesse nominale. Pour que la machine continue d'accélérer une fois la tension rotorique maximale atteinte, il faut, d'après la relation (6.31), diminuer soit le flux statorique ψ_{sd} , soit le courant rotorique dans l'axe transverse i_{rq} , tout en essayant de maximiser le couple électromagnétique.

Une représentation de l'évolution de la fréquence rotorique et de celle du couple dans ces deux cas de configuration permet de sélectionner la meilleure solution.

Dans le premier cas, le courant i_{rq} est maintenu égal à -1 et la fréquence rotorique s'exprime en fonction du flux selon la relation suivante, établie à partir de (6.31):

$$f_r \approx - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{\psi_{sd} \cdot x_r}{x_h}\right)^2 + (\alpha_r)^2}} \cdot u_{r \max} \quad (6.35)$$

Le couple électromagnétique vaut alors, en exprimant ψ_{sd} à l'aide de (6.35) et en remplaçant dans (6.7), avec $i_{rq} = -1$:

$$t_{em} = - \frac{x_h}{x_s} \frac{x_h}{x_r \cdot f_r} \cdot \sqrt{u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r)^2} \quad (6.36)$$

Dans le deuxième cas, le flux ψ_{sd} est maintenu égal à 1 et la fréquence rotorique s'exprime en fonction i_{rq} selon la relation suivante, établie à partir de (6.31) :

$$f_r \approx - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{x_r}{x_h}\right)^2 + (\alpha_r \cdot i_{rq})^2}} \cdot u_{r \max} \quad (6.37)$$

Le couple électromagnétique vaut alors, en exprimant i_{rq} à l'aide de (6.37) et en remplaçant dans (6.7), avec $\psi_{sd} = 1$:

$$t_{em} = - \frac{x_h}{x_s} \frac{1}{\alpha_r \cdot f_r} \cdot \sqrt{u_{r \max}^2 - \left(\frac{x_r f_r}{x_h}\right)^2} \quad (6.38)$$

Les relations (6.35) à (6.38) sont représentées dans la Figure 6.4.

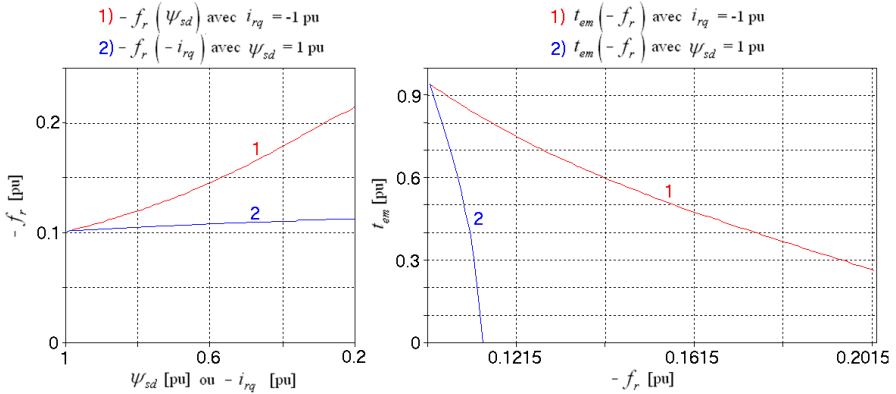


Figure 6.4 : Evolution de la fréquence rotorique et du couple une fois la tension rotorique maximale atteinte, sous courant i_{rq} nominal et sous flux ψ_{sd} nominal

D'après la Figure 6.4 à gauche, une diminution du courant rotorique dans l'axe transverse sous flux nominal ne permet pas d'accélérer la machine. Cela s'explique par le fait que si le flux statorique est maintenu à sa valeur nominale une fois la tension rotorique maximale atteinte, l'augmentation de la vitesse, soit de la fréquence rotorique, se fait au détriment d'une chute rapide du couple électromagnétique à une valeur proche de 0, stoppant ainsi l'accélération (voir Figure 6.4 à droite). Une diminution du flux statorique sous courant i_{rq} nominal permet en revanche de poursuivre l'accélération, voir Figure 6.4. C'est donc cette solution qui est retenue.

6.3.3. Phase 2 : diminution du flux statorique

Le flux statorique peut être exprimé selon (6.30) par la relation suivante

$$\psi_{sd} \approx -\frac{x_h}{x_r f_r} \sqrt{u_r^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2} \quad (6.39)$$

Ainsi, une fois la tension rotorique maximale atteinte, le flux doit être diminué selon la consigne suivante

$$\psi_{sd \text{ cons}} = -\frac{x_h}{x_r f_r} \sqrt{u_{r \text{ max}}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2} \quad (6.40)$$

Cette consigne est valable tant que le terme sous la racine reste positif :

$$u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2 > 0 \Rightarrow |i_{rq}| < \left| \frac{u_{r \max}}{\alpha_r f_r} \right| \quad (6.41)$$

Comme d'après (6.40) la consigne de flux statorique dépend maintenant du courant rotorique dans l'axe transverse, la valeur de i_{rq} maximisant le couple électromagnétique, voir (6.7), n'est plus forcément égale à sa valeur nominale. Il faut donc calculer la consigne de courant rotorique dans l'axe transverse permettant de maximiser le couple et donc d'optimiser le temps de démarrage.

6.3.4. Phase 3 : optimisation du courant rotorique transverse

En remplaçant ψ_{sd} par (6.40) dans (6.7), l'expression du couple électromagnétique devient

$$t_{em} = \frac{x_h}{x_s} \frac{x_h}{x_r f_r} \sqrt{u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2} \cdot i_{rq} \quad (6.42)$$

Ce couple est maximal si la condition suivante est vérifiée

$$\frac{\partial}{\partial i_{rq}} t_{em} = 0 \quad (6.43)$$

En considérant (6.42), il vient

$$\frac{\partial}{\partial i_{rq}} t_{em} = \frac{x_h}{x_s} \frac{x_h}{x_r f_r} \left(\frac{-2 \cdot (\alpha_r f_r)^2 \cdot i_{rq}}{2 \cdot \sqrt{u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2}} \cdot i_{rq} + \sqrt{u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2} \right) = 0 \quad (6.44)$$

En tenant compte de (6.41), cette relation peut être simplifiée comme suit

$$-(\alpha_r f_r i_{rq})^2 + u_{r \max}^2 - (\alpha_r f_r i_{rq})^2 = 0 \quad (6.45)$$

L'expression du courant rotorique dans l'axe transverse maximisant le couple est alors donnée par

$$i_{rq} = \frac{u_{r \max}}{\sqrt{2} \cdot \alpha_r f_r} = \frac{-f_r \max \text{ dém phase2}}{f_r} \quad (6.46)$$

$$\text{avec } -f_r \max \text{ dém phase2} = n_{\max \text{ dém phase2}} = \frac{u_{r \max}}{\sqrt{2} \cdot \alpha_r} = 0.1644 pu$$

Cette relation respecte bien la condition (6.41).

La consigne optimale de courant $i_{rq\ cons}$ est donc

$$\begin{aligned}
 n \leq n_{\max\ \text{dém}\ phase2} : i_{rq\ cons} &= -1 \\
 n > n_{\max\ \text{dém}\ phase2} : i_{rq\ cons} &= \frac{u_r\ \max}{\sqrt{2} \cdot \sigma x_r f_r}
 \end{aligned} \tag{6.47}$$

6.3.5. Synthèse et limite

La procédure de démarrage est donc subdivisée en trois principales phases, comme résumé dans le Tableau 6.1.

Phase 1, $0 < n < n_{\max\ \text{dém}\ phase1}$: démarrage sous couple nominal	
$\psi_{sd\ cons} = 1$ $t_{em} = \frac{x_h}{x_s}$	$i_{rq\ cons} = -1$ $p_r = -\frac{x_h}{x_s} \cdot f_r$
Phase 2, $n_{\max\ \text{dém}\ phase1} < n < n_{\max\ \text{dém}\ phase2}$: diminution du flux	
$\psi_{sd\ cons} = -\frac{x_h}{x_r f_r} \sqrt{u_r\ \max^2 - (\sigma x_r f_r)^2}$ $t_{em} = -\frac{x_h}{x_s} \frac{x_h}{x_r f_r} \sqrt{u_r\ \max^2 - (\sigma x_r f_r)^2}$	$i_{rq\ cons} = -1$ $p_r = \frac{x_h}{x_s} \frac{x_h}{x_r} \sqrt{u_r\ \max^2 - (\sigma x_r f_r)^2}$
Phase 3, $n > n_{\max\ \text{dém}\ phase2}$: optimisation du courant rotorique	
$\psi_{sd\ cons} = -\frac{x_h}{\sqrt{2} \cdot x_r f_r} u_r\ \max$ $t_{em} = \frac{x_h^2 \cdot u_r\ \max^2}{2 \cdot x_r^2 \cdot x_s \cdot \sigma \cdot f_r^2}$	$i_{rq\ cons} = \frac{u_r\ \max}{\sqrt{2} \cdot \sigma x_r f_r}$ $p_r = -\frac{x_h^2 \cdot u_r\ \max^2}{2 \cdot x_r^2 \cdot x_s \cdot \sigma \cdot f_r}$

Tableau 6.1: Phases de la procédure de démarrage

Il découle de ces expressions que le couple de démarrage maximal qu'il est possible de générer dépend principalement de la tension rotorique maximale $u_r\ \max$.

En outre, comme le couple électromagnétique lors de la 3^{ème} et dernière phase est une fonction décroissante de la fréquence rotorique, soit de la vitesse, et que le couple résistant croît en fonction de la vitesse (Figure 6.1), la vitesse maximale qu'il est possible d'atteindre à la fin de la procédure de démarrage peut être identifiée en égalisant ces deux couples, comme représenté dans la Figure 6.5.

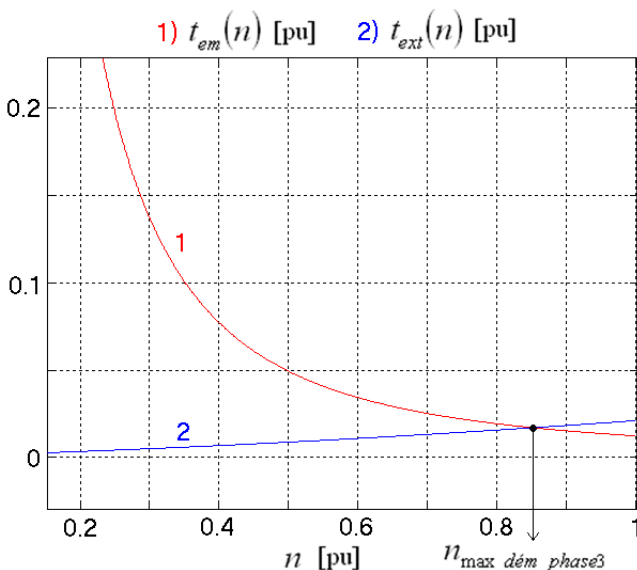


Figure 6.5 : Couples électromagnétique et résistant en fonction de la vitesse, durant la troisième phase de la procédure de démarrage

Après identification sur la Figure 6.5, la vitesse maximale atteignable en fin de procédure de démarrage vaut

$$n_{\max \text{ dém phase3}} \approx 0.85 \text{ pu} \quad (6.48)$$

Cette vitesse limite dépend donc essentiellement de la tension rotorique maximale $u_{r \max}$ et des paramètres de la machine (voir expression du couple durant phase 3 dans Tableau 6.1), ainsi que du couple résistant. Le seul paramètre modifiable permettant d'augmenter cette limite est la tension $u_{r \max}$. Or d'après la relation (2.25), la valeur de $u_{r \max}$ dépend de la tension U_{DC} et du type de modulation. Bien que la tension U_{DC} ait été choisie égale à sa valeur maximale (voir paragraphe 6.2), il est possible d'augmenter $u_{r \max}$ en changeant de type de modulation. En considérant une modulation à rapport cyclique fixe, la relation (2.25) devient, selon [20]

$$u_{r \max} = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \frac{2}{\pi} \cdot U_{DC} \Rightarrow u_{r \max} = 0.153 \text{ pu} \quad (6.49)$$

Cela permet d'augmenter la tension rotorique maximale d'un facteur $4/\pi$ comparativement au cas d'une modulation de type MLI. Néanmoins, la modulation à rapport cyclique fixe ne permet pas de contrôler l'amplitude de la tension rotorique, mais uniquement sa fréquence et sa phase. L'idée est donc de réaliser la première phase de la procédure de démarrage avec une modulation de type MLI puis de commuter sur la modulation à rapport cyclique fixe pour les phases 2 et 3 qui se déroulent sous tension rotorique maximale et ne nécessitent donc pas de contrôle de l'amplitude de la tension.

Ainsi, grâce à ce changement de modulation, la vitesse maximale atteignable en fin de procédure de démarrage devient

$$n_{\max \text{ dém phase3}} \approx 0.985 pu \quad (6.50)$$

Un des désavantages de la modulation à rapport cyclique fixe comparativement à la modulation de type MLI est l'introduction d'harmoniques supplémentaires. En effet, la modulation MLI ne génère des harmoniques qu'à la fréquence de commutation du convertisseur alors que celle à rapport cyclique fixe introduit des harmoniques de rangs $6k \pm 1$ [20].

6.4. Procédure de synchronisation

Une fois que le groupe a atteint la vitesse minimale requise pour pouvoir commuter sur la procédure de synchronisation, voir paragraphe 6.4.1, le stator de la machine est ouvert et la tension statorique est réglée de sorte à pouvoir synchroniser la machine avec le réseau dans les meilleures conditions. La synchronisation est optimale si la tension statorique et celle du réseau ont des séquences de phases identiques et si elles sont égales en amplitude, fréquence et phase. Il faut donc être capable de contrôler ces trois paramètres de la tension statorique.

6.4.1. Contrôle de l'amplitude de la tension statorique

L'amplitude de la tension statorique peut être contrôlée en agissant sur le courant rotorique. En effet, en remplaçant $\underline{\psi}_s$ par (2.15) dans (2.13) et $\underline{\psi}_r$ par (2.16) dans (2.14), en considérant $\dot{i}_s = 0$ étant donné que le stator est ouvert, il découle

$$\underline{u}_s = jf_s x_h \dot{i}_r + \frac{s}{\omega_n} x_h \dot{i}_r \quad (6.51)$$

$$\underline{u}_r = \frac{x_r}{\omega_n} \left[\frac{1}{T_r} + jf_r \omega_n + s \right] \dot{i}_r \quad (6.52)$$

En décomposant l'équation (6.51) dans les axes direct et transverse, il vient

$$\begin{cases} u_{sd} = -f_s x_h i_{rq} + \frac{S}{\omega_n} x_h i_{rd} \\ u_{sq} = f_s x_h i_{rd} + \frac{S}{\omega_n} x_h i_{rq} \end{cases} \quad (6.53)$$

L'amplitude de la tension statorique $u_s = \sqrt{u_{sd}^2 + u_{sq}^2}$ peut donc être choisie en imposant des consignes de courants direct et transverse adéquates. Cette amplitude devant être égale à celle du réseau, donc à 1 pu, il est judicieux de choisir $u_{sq} = 0$ pu and $u_{sd} = 1$ pu étant donné que le contrôle de vitesse sur lequel doit commuter le réglage de la section machine après synchronisation, voir paragraphe 6.2, est réalisé dans un référentiel tournant calé sur la tension statorique, voir Figure 3.3. Ainsi en considérant $f_s = 1$ pu, voir paragraphe 6.4.3, les consignes $i_{rd \text{ cons}}$ et $i_{rq \text{ cons}}$ à imposer découlent directement de (6.53), exprimées en régime permanent

$$\begin{cases} i_{rq \text{ cons}} = -\frac{1}{x_h} \\ i_{rd \text{ cons}} = 0 \end{cases} \quad (6.54)$$

La fonction de transfert nécessaire au dimensionnement du régulateur de courant rotorique est tirée de la relation (6.52) :

$$G_{i_r}(s) = \frac{i_r}{u_r} = \frac{\omega_n \cdot T_r}{x_r} \cdot \frac{1}{1 + (j\omega_n f_r + s)T_r} \quad (6.55)$$

D'après le critère de dimensionnement méplat, le régulateur de courant rotorique doit alors être de type PI (proportionnel-intégral) multivariable, soit

$$G_{REG-i_r}(s) = \frac{1 + (j\omega_n f_r + s) \cdot T_{ni}}{s \cdot T_{ii}} \quad (6.56)$$

Les constantes de temps de ce régulateur sont calculées selon les formules suivantes

$$T_{ni} = T_i$$

$$T_{ii} = 2 \cdot u_{DCr} \cdot \frac{\omega_n \cdot T_r}{x_r} \cdot T_{pEi}$$

avec u_{DCr} , la tension du circuit intermédiaire rapportée au rotor de la machine et T_{pEi} , la petite constante de temps équivalente du réglage de courant rotorique.

La fonction de transfert (6.55) exprimée en régime permanent permet en outre de déterminer la vitesse minimale requise pour être capable de synchroniser la machine au réseau. En effet, il est possible d'en tirer une expression pour l'amplitude du phaseur de tension rotorique

$$u_r = \frac{x_r}{\omega_n \cdot T_r} \cdot \sqrt{1 + (\omega_n f_r T_r)^2} \cdot i_r \quad (6.57)$$

La fréquence rotorique peut alors être exprimée par la relation suivante

$$f_r = \frac{1}{\omega_n T_r} \sqrt{\left(\frac{u_r}{i_r} \frac{\omega_n T_r}{x_r}\right)^2 - 1} \quad (6.58)$$

Or d'après (6.54), l'amplitude du phaseur de courant rotorique à imposer pour avoir une tension statorique d'amplitude égale à 1 pu vaut $i_r = 1/x_h$ pu. En conséquence, la vitesse minimale requise pour la synchronisation est donnée par

$$n_{\min \text{ synch}} = 1 - f_{r \text{ max synch}} = 1 - \frac{1}{\omega_n T_r} \sqrt{\left(u_{r \text{ max}} \frac{\omega_n T_r x_h}{x_r}\right)^2 - 1} = 0.8871 \text{ pu} \quad (6.59)$$

Cette vitesse minimale dépend donc uniquement de la tension rotorique maximale et des paramètres du motogénérateur.

6.4.2. Condition pour la synchronisation du groupe

Une condition qu'il est indispensable de respecter pour que la synchronisation soit possible est que la vitesse maximale atteignable à la fin de la procédure de démarrage soit supérieure à la vitesse minimale requise pour la synchronisation, soit

$$n_{\max \text{ dém phase3}} > n_{\min \text{ synch}} \quad (6.60)$$

Comme relevé dans les paragraphes 6.3.5 et 6.4.1, ces deux vitesses dépendent principalement de la tension rotorique maximale et des paramètres du motogénérateur. Le dimensionnement de ce dernier est donc crucial et s'il n'est pas optimal, cela peut résulter en une impossibilité de satisfaire la condition (6.60) et donc de synchroniser. Dans le cas particulier du motogénérateur considéré dans le cadre de ce travail, il se trouve qu'une synchronisation n'est possible qu'en passant d'une modulation de type MLI à une modulation à rapport cyclique fixe en cours de démarrage. En effet, sans changement de modulation, la condition (6.60) n'est pas respectée, voir paragraphe 6.3.5.

6.4.3. Contrôle de la fréquence de la tension statorique

La fréquence statorique peut être contrôlée en agissant sur la fréquence rotorique. Pour que f_s soit égale à la fréquence du réseau, soit 1 pu, f_r doit être calculée selon la relation suivante

$$f_r = f_s - n \Rightarrow f_r = 1 - n \quad (6.61)$$

6.4.4. Contrôle de la phase de la tension statorique

La phase de la tension statorique peut être contrôlée en agissant sur l'angle Th_r , qui est l'angle utilisé pour réaliser les transformations de Park du référentiel rotorique vers le référentiel tournant à vitesse synchrone, et inversement. Un régulateur de type PI dont l'entrée est une mesure du déphasage entre tensions statorique et réseau et dont la sortie est directement additionnée à l'angle Th_r , permet alors d'annuler ce déphasage.

La méthode utilisée pour mesurer le déphasage est décrite dans la Figure 6.6.

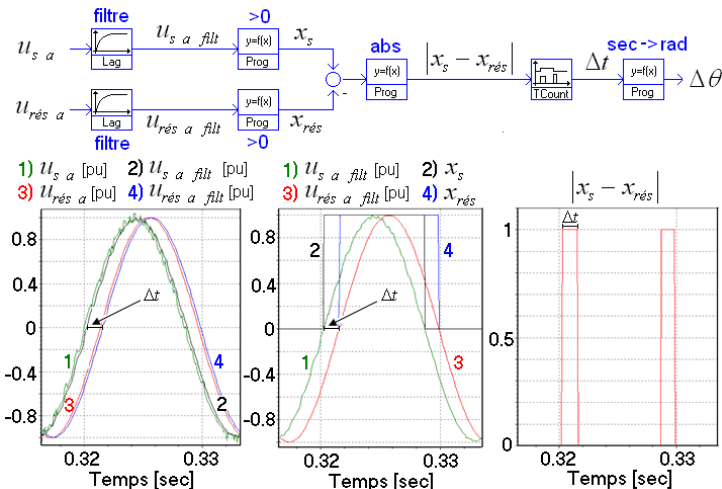


Figure 6.6 : Méthode pour la mesure du déphasage entre tensions statorique et réseau

6.4.5. Synthèse

La stratégie de réglage utilisée pour la procédure de synchronisation est basée sur les paragraphes 6.4.1 à 6.4.4. La structure de réglage correspondante est représentée à la Figure 6.7.

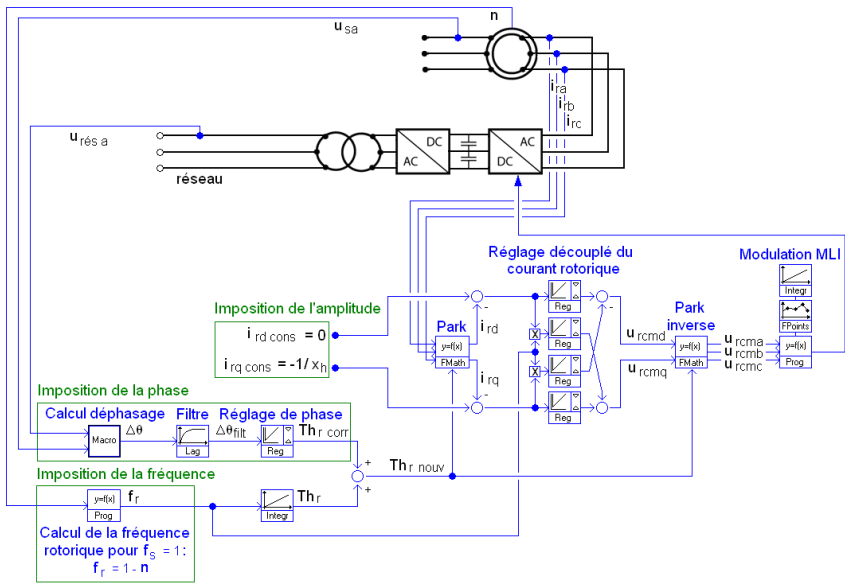


Figure 6.7 : Structure du réglage de la section machine pour la phase de synchronisation

En ce qui concerne l'imposition de l'amplitude de la tension statorique, il faut remarquer que la consigne de courant rotorique dans l'axe transverse dépend de la saturation. Pour pallier à ce problème, il serait alors judicieux d'ajouter un réglage de tension pour le calcul automatique des consignes de courants rotoriques.

6.5. Procédure globale

Le système utilisé pour commuter de la structure de réglage de la phase de démarrage (Figure 6.3) à celle de la phase de synchronisation (Figure 6.7) et finalement à celle du contrôle de vitesse (Figure 3.3) est décrit dans la Figure 6.8.

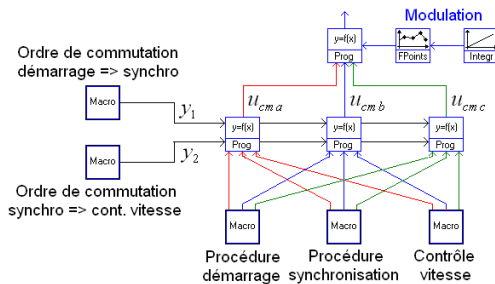


Figure 6.8 : Système de commutation

Les tensions de commande résultantes $u_{cma,b,c}$ sont calculées à partir des tensions de commande générées par les structures de réglage relatives aux phases de démarrage, de synchronisation et de contrôle vitesse :

$$u_{cma,b,c} = (1 - y_1)u_{cma,b,c \text{ démarrage}} + (y_1 - y_2)u_{cma,b,c \text{ synchronisation}} + y_2 \cdot u_{cma,b,c \text{ contrôle vitesse}} \quad (6.62)$$

La procédure globale est résumée dans le Tableau 6.2.

vitesse	procédure	$disj_s$	$disj_{rés}$	y_1	y_2	modulation
0	démarrage	1	0	0	0	MLI
$n_{\max \text{ dem phase1}}$	démarrage	1	0	0	0	rapport cyclique fixe
$n_{\max \text{ dem phase2}}$	démarrage	1	0	0	0	rapport cyclique fixe
$n_{\min \text{ synch}}$	démarrage	1	0	0	0	rapport cyclique fixe
0.9	synchronisation	0	0	1	0	MLI
$n_{\text{synch OK}}$	contrôle vitesse	0	1	1	1	MLI
1	contrôle vitesse	0	1	1	1	MLI

Tableau 6.2: Procédure globale

Initialement, le groupe est à l'arrêt, le stator du motogénérateur est court-circuité en fermant le disjoncteur $disj_s$ (état 1), voir Figure 6.2, et la structure de réglage considérée est celle relative à la phase de démarrage, les ordres de commutation y_1 et y_2 se trouvant tous les deux à l'état 0.

A la fin de la phase 1 de la procédure de démarrage, lorsque la vitesse atteint sa valeur $n_{\max \text{ dem phase1}}$ donnée par la relation (6.33), le type de modulation change, passant de la modulation à largeur d'impulsion MLI à une modulation à rapport cyclique fixe de sorte à augmenter la tension rotorique maximale. Ce changement ne se fait pas instantanément mais dure une seconde de sorte à limiter les transitoires consécutifs à une telle modification.

Une fois que la vitesse a dépassé la vitesse minimum de synchronisation $n_{\min \text{ synch}}$, il est possible de commuter sur la procédure de synchronisation. En se basant sur la relation (6.59), cette commutation peut être réalisée lorsque la vitesse atteint 0.9 pu. A cet instant, le stator du motogénérateur est ouvert, le disjoncteur $disj_s$ passant à l'état 0, et l'ordre de commutation y_1 passe à 1 de sorte que la structure de réglage considérée soit celle relative à la procédure de synchronisation. En outre, il faut également rétablir le type de modulation à sa version MLI étant donné que la procédure de synchronisation nécessite un contrôle de l'amplitude de la tension rotorique, ce que la modulation à rapport cyclique fixe ne permet pas. Dans ce cas, le changement de modulation peut être immédiat.

Lorsque les trois conditions relatives à l'amplitude, la fréquence et la phase de la tension statorique sont remplies, le groupe peut être synchronisé sur le réseau. A cet instant (la vitesse de rotation vaut $n_{synch OK}$), le disjoncteur $disj_{rés}$ est fermé et l'ordre de commutation y_2 passe à 1, la structure de réglage considérée devenant celle relative au contrôle de vitesse. Deux secondes après la fermeture du disjoncteur $disj_{rés}$, la consigne de vitesse est finalement augmentée selon une rampe jusqu'à sa valeur nominale de 1 pu. Durant cet intervalle de deux secondes qui permet d'observer le transitoire lié à la fermeture du disjoncteur $disj_{rés}$, le régulateur de vitesse est bloqué en annulant son entrée. Les différents régulateurs du contrôle de vitesse doivent en outre être judicieusement initialisés de sorte à minimiser le transitoire parasite lié au changement de structure de réglage.

6.6. Résultats de simulation

Cette procédure permettant le démarrage et la synchronisation d'un groupe à vitesse variable exploité en mode pompe a été validée par des simulations.

6.6.1. Procédure globale

Les résultats relatifs à la procédure globale sont illustrés dans les Figure 6.9 et Figure 6.10 qui présentent respectivement la vitesse du groupe et le couple électromagnétique du motogénérateur.

Le motogénérateur à stator court-circuité est accéléré durant la procédure de démarrage jusqu'à ce que la vitesse atteigne 0.9 pu. A cet instant, le stator est ouvert et le réglage commute sur la procédure de synchronisation. L'ouverture du stator implique une chute du couple électromagnétique à 0 et donc une décélération du groupe. Il faut alors environ 2 secondes pour régler la tension statorique de telle sorte à pouvoir synchroniser la machine au réseau et commuter sur la stratégie de contrôle de vitesse. Un léger transitoire apparaît sur le couple au moment de la fermeture du disjoncteur $disj_{rés}$. Après un intervalle de 2 secondes, la consigne de vitesse est augmentée en rampe jusqu'à 1 pu ce qui permet de régler rapidement la vitesse à sa valeur nominale. Ce changement de consigne de vitesse implique un effet « flywheel » se traduisant par une absorption de puissance liée à un transfert d'énergie cinétique du réseau vers les masses tournantes. Le couple électromagnétique augmente donc rapidement de sorte à accélérer le groupe. L'amplitude de cet effet « flywheel » est fortement réduite par le fait que le changement de consigne de vitesse n'est pas instantané mais est limité par une rampe.

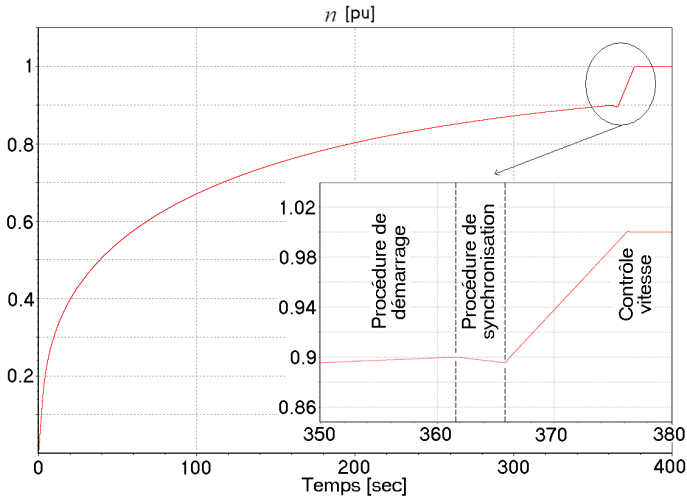


Figure 6.9 : Vitesse en [pu]

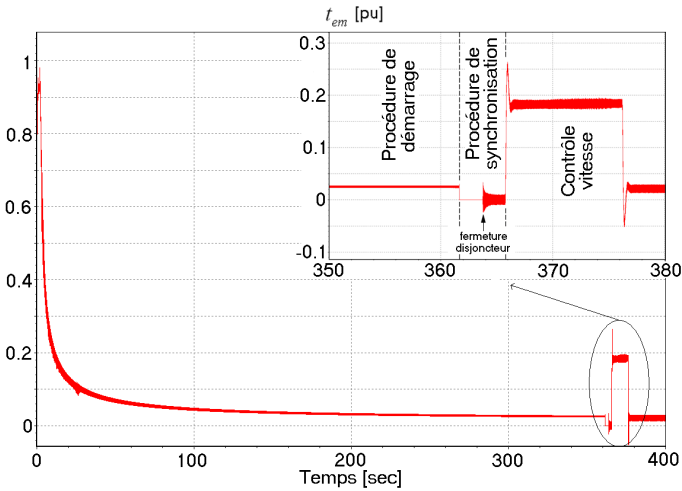


Figure 6.10 : Couple électromagnétique en [pu]

La procédure mise au point dans ce chapitre permet donc d'accélérer le groupe jusqu'à sa vitesse nominale et de le synchroniser au réseau en moins de 380 secondes.

6.6.2. Procédure de démarrage

La procédure de démarrage est détaillée dans les Figure 6.11 à Figure 6.14.

La Figure 6.11 illustre l'évolution du flux statorique, du courant rotorique transverse et des couples en fonction de la fréquence rotorique durant les 3 phases de la procédure de démarrage. Le couple électromagnétique est proche de sa valeur nominale durant la phase 1, puis diminue suite à une diminution du flux statorique dès la phase 2. Le courant rotorique transverse doit également être diminué dès la phase 3 de sorte à maximiser le couple. Le changement de type de modulation intervient au début de la phase 2 et dure 1 seconde. Une fois ce changement terminé, il apparaît une injection d'harmoniques supplémentaires liées à la modulation à rapport cyclique fixe. Cette injection est clairement visible sur les courbes de couple électromagnétique et courant rotorique transverse.

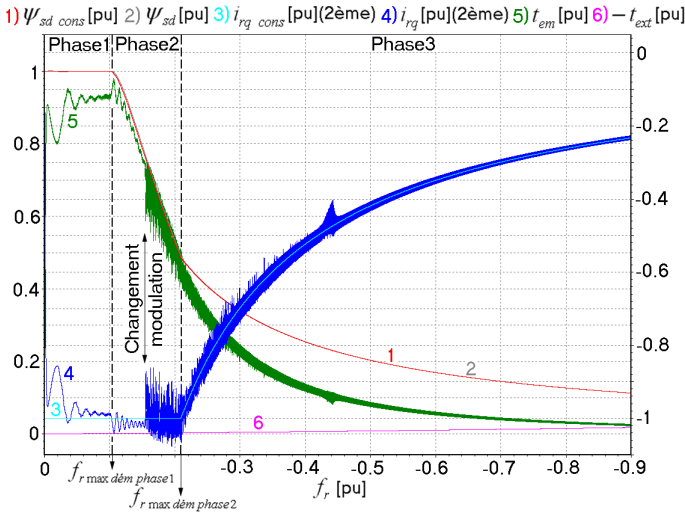


Figure 6.11 : Flux statorique, courant rotorique transverse et couples en [pu] durant la procédure de démarrage

La tension rotorique augmente proportionnellement avec la fréquence rotorique durant la phase 1 jusqu'à atteindre sa valeur maximale donnée par la relation (6.34). Le changement de modulation au début de la phase 2 permet d'augmenter la tension maximale jusqu'à la valeur définie par (6.49). Une fois le changement de modulation terminé, l'amplitude de la tension rotorique ne change plus et reste égale à sa valeur maximale étant donné que la modulation à rapport cyclique fixe ne permet pas de contrôler l'amplitude de la tension rotorique. L'évolution de la tension rotorique est illustrée dans la Figure 6.12.

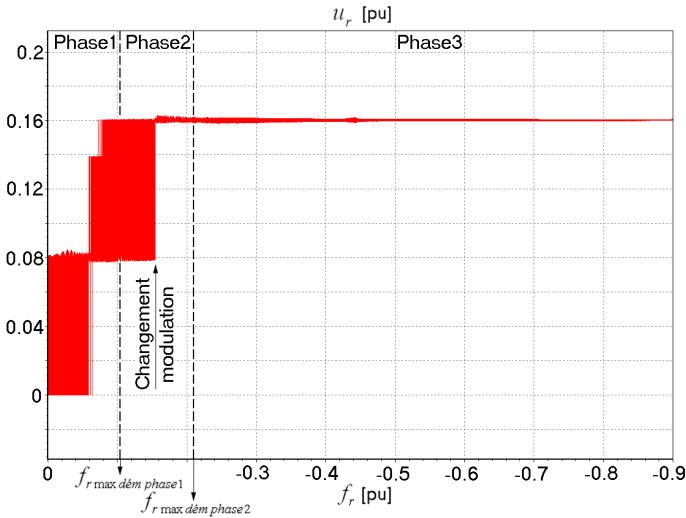


Figure 6.12 : Tension rotorique en [pu] durant la procédure de démarrage

La tension rotorique maximale durant la phase 3 vaut 0.16 pu d'après la Figure 6.12 ce qui ne concorde pas avec la relation (6.49). Cette différence est en fait liée à la présence des harmoniques qui n'ont pas été prises en compte lors de l'établissement de la relation (6.49), toutes les équations étant calculées en considérant uniquement les ondes fondamentales. Cela peut être vérifié en procédant à une analyse harmonique de la tension rotorique de sorte à identifier l'amplitude de l'onde fondamentale.

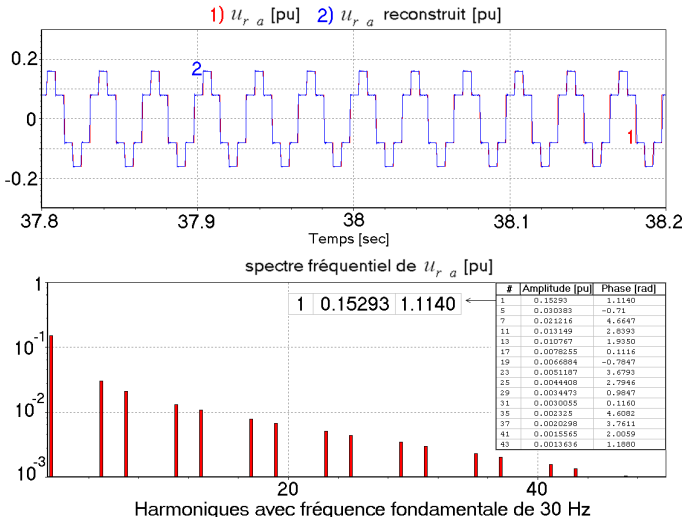


Figure 6.13 : Tension rotorique avec analyse harmonique lorsque $f_r = -0.5$ pu

L'analyse du spectre fréquentiel de la tension rotorique durant la phase 3, et plus précisément lorsque $f_r = -0.5$ pu, voir Figure 6.13, permet en effet d'une part de constater que l'amplitude de l'onde fondamentale vaut 0.15293 pu, ce qui est cohérent avec la relation (6.49), et d'autre part d'observer l'injection d'harmoniques de rangs $6k \pm 1$ liées à la modulation à rapport cyclique fixe.

La Figure 6.14 représente l'évolution de la puissance rotorique en fonction de la fréquence rotorique. Elle augmente proportionnellement avec la fréquence durant la phase 1 avant de décroître dès la phase numéro 2.

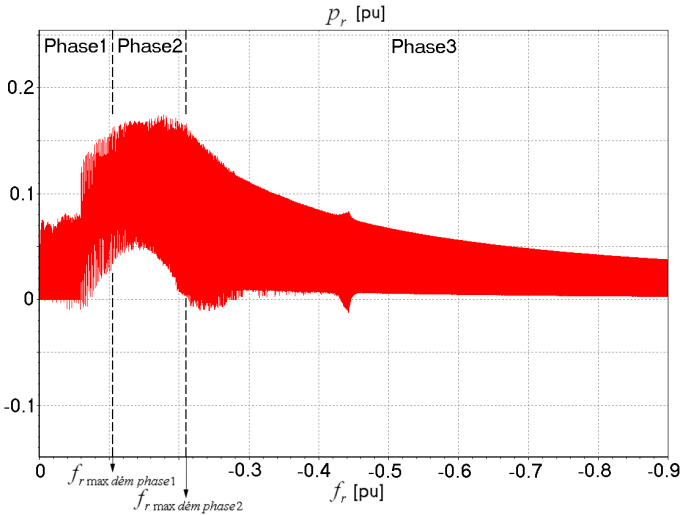


Figure 6.14 : Puissance rotorique en [pu] durant la procédure de démarrage

6.6.3. Procédure de synchronisation

Les résultats relatifs à la procédure de synchronisation sont détaillés dans les Figure 6.15 à Figure 6.19.

La Figure 6.15 compare les tensions statorique et réseau et permet d'illustrer le contrôle très rapide de l'amplitude de la tension. Il faut en effet moins de 0.04 seconde pour que l'amplitude de la tension statorique soit réglée de sorte à être égale à celle de la tension réseau.

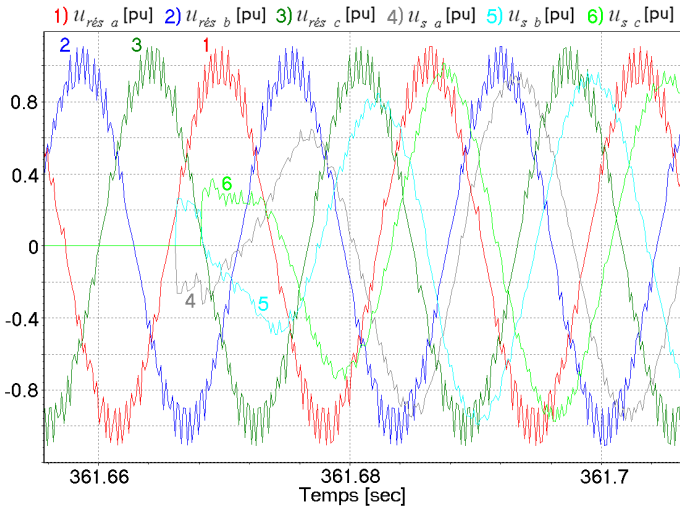


Figure 6.15 : Tensions réseau et statorique en [pu] ; illustration du contrôle de l'amplitude de la tension durant la procédure de synchronisation

Le contrôle de la phase de la tension statorique et l'annulation du déphasage avec la tension réseau sont illustrés dans les Figure 6.16 et Figure 6.17.

Le déphasage $\Delta\theta$ est filtré puis rapidement annulé par le régulateur de phase dont la sortie $Th_{r, corr}$ est directement additionnée à l'angle rotorique de Park Th_r .

L'angle rotorique de Park résultant $Th_{r, nouv}$ est ainsi modifié jusqu'à ce que le déphasage entre tensions statorique et réseau soit nul.

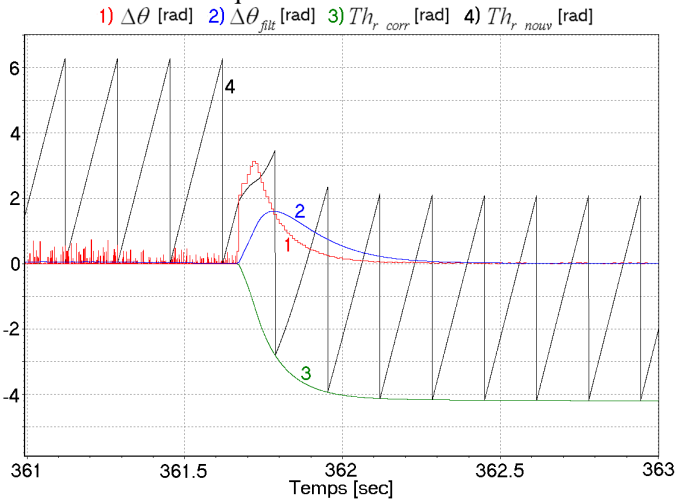


Figure 6.16 : Déphasage entre tensions réseau et statorique et angle de Park rotorique en [rad] durant la procédure de synchronisation

La Figure 6.17 permet d'illustrer l'annulation très rapide du déphasage. Il faut en effet moins de 1.4 seconde pour que la tension statorique se cale sur la tension réseau.

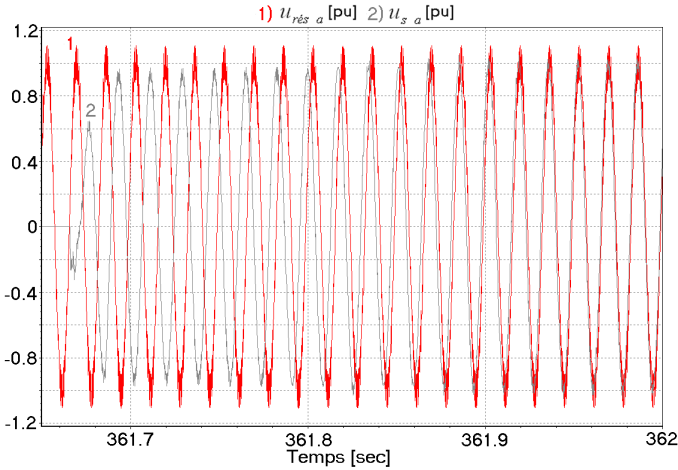


Figure 6.17 : Tensions réseau et statorique dans la phase a en [pu] ; illustration du contrôle de la phase de la tension durant la procédure de synchronisation

Une fois que l'amplitude, la fréquence et la phase de la tension statorique ont été réglées et sont égales à celles de la tension réseau, le disjoncteur $disj_{rés}$ est fermé. La Figure 6.18 représente les tensions réseau et statorique au moment de la synchronisation et permet de vérifier qu'elles sont quasiment superposées avant la fermeture du disjoncteur.

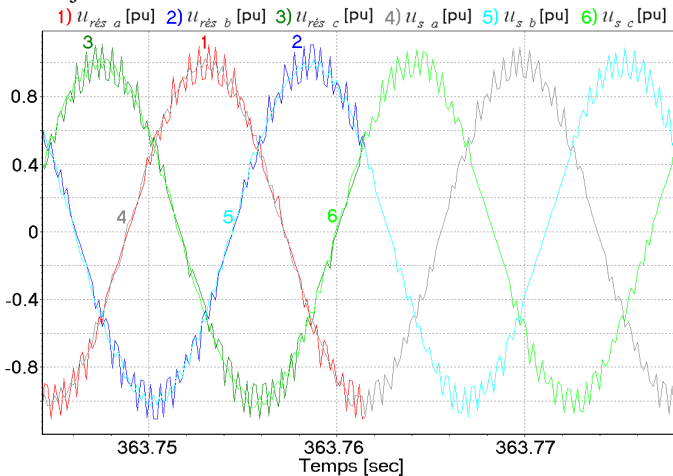


Figure 6.18 : Tensions réseau et statorique en [pu] au moment de la synchronisation

La Figure 6.19 représente quant à elle les courants statoriques au moment de la synchronisation. Comme les tensions réseau et statoriques sont quasiment égales, le transitoire lié à la fermeture du disjoncteur est très faible et les courants restent pratiquement nuls.

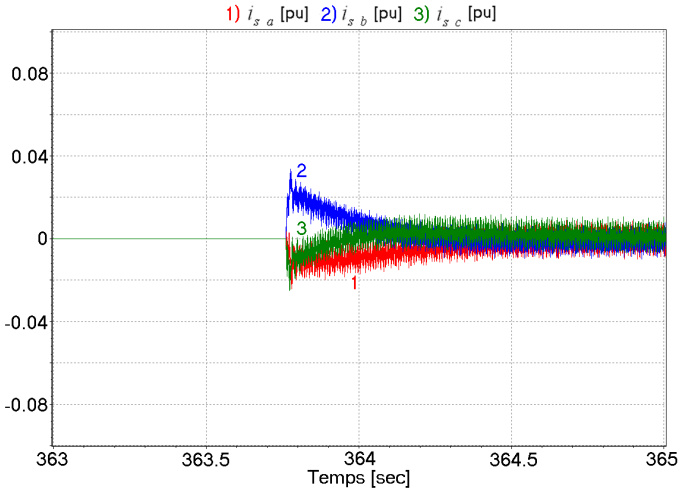


Figure 6.19 : Courants statoriques en [pu] au moment de la synchronisation

6.6.4. Application à un cas réel

Comme expliqué dans le paragraphe 1.3, le cas test utilisé dans ce travail a été dimensionné en adaptant les paramètres d'une installation à vitesse fixe au cas d'une exploitation à vitesse variable. Afin d'avoir une meilleure idée des performances que cette procédure de démarrage et synchronisation permet d'atteindre, il s'avère intéressant de considérer un cas réel. Cette procédure a donc été appliquée au cas d'une centrale de pompage-turbinage à vitesse variable située dans l'ouest de la Suisse et les résultats de simulation sont présentés dans ce paragraphe.

Dans le cas de cette centrale, ses paramètres sont tels que la condition de synchronisation (6.60) est respectée même sans devoir recourir à un changement de type de modulation en cours de démarrage. Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 6.20 pour les cas sans et avec changement de modulation.

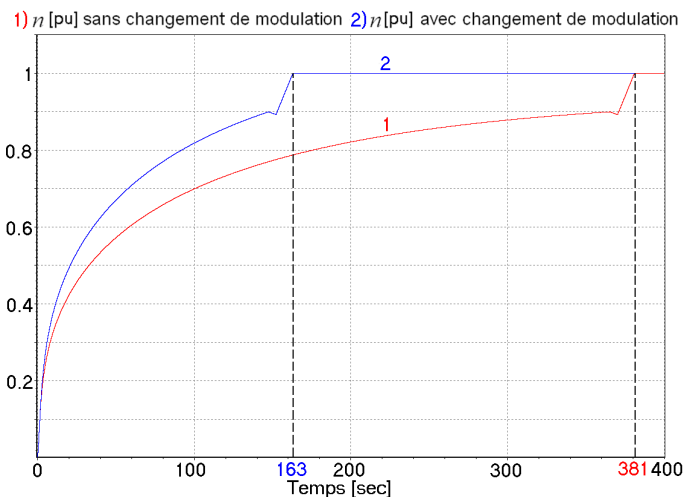


Figure 6.20 : Vitesse en [pu] sans et avec changement de modulation, cas d'une centrale réelle.

Sans changement de modulation, l'installation peut être démarrée et synchronisée en près de 381 secondes, ce qui était impossible dans le cas de la centrale considérée dans ce travail. Le temps de démarrage peut en outre être réduit de moitié en changeant de type de modulation en cours de procédure de démarrage, pour atteindre 163 secondes. En comparaison, il fallait 377 secondes pour accélérer le groupe utilisé comme cas test dans les mêmes conditions, voir Figure 6.9.

6.7. Conclusion

La procédure de démarrage et synchronisation présentée dans ce chapitre et validée par des résultats de simulation permet donc d'accélérer un groupe configuré en mode pompe jusqu'à sa vitesse nominale en un temps acceptable, de l'ordre de 3 minutes.

La procédure de démarrage est basée sur un contrôle vectoriel orienté sur le flux statorique et est subdivisée en trois phases principales, qui sont le démarrage sous couple nominal, la diminution du flux et l'optimisation du courant rotorique dans l'axe transverse.

La procédure de synchronisation permet quant à elle de régler la tension statorique en agissant sur les courants rotoriques de telle sorte qu'elle soit égale à la tension du réseau.

Une fois la machine synchronisée, il est possible de commuter sur le réglage de vitesse standard permettant de régler très rapidement la vitesse jusqu'à la consigne souhaitée.

Bien que relativement complexe, cette procédure présente l'avantage de ne requérir aucun équipement supplémentaire, comme c'est habituellement le cas pour le démarrage d'un groupe à vitesse fixe en mode pompe.

Chapitre 7 Procédure de mise en eau et prise de charge en mode pompe

7.1. Introduction

Une fois que le groupe a été démarré à roue dénoyée et synchronisé au réseau, la pompe doit être mise en eau puis en charge. Il s'agit donc de développer une procédure permettant de réaliser ces deux étapes dans les meilleures conditions possibles.

7.2. Structure du réseau

Dans le cadre de ce chapitre, le système hydraulique ne peut plus être modélisé comme précédemment par un simple couple résistant mais doit être considéré dans son ensemble, tel que représenté dans la Figure 2.3. En outre les 2 pompes-turbines sont exploitées de sorte à évaluer les répercussions de la procédure de mise en eau et prise de charge d'un groupe sur l'autre. La structure considérée est représentée dans la Figure 7.1.

Le groupe numéro 1 est exploité selon la stratégie en mode pompe de la Figure 3.28 et fonctionne en régime permanent à son point de référence défini dans le Tableau 3.2.

Le groupe 2 doit quant à lui être mis en eau puis en charge et se trouve initialement dans l'état atteint à la fin de la procédure de démarrage et synchronisation. Il tourne donc à roue dénoyée à sa vitesse nominale et est contrôlé en vitesse. Le distributeur de la pompe est ouvert tandis que la vanne sphérique en amont du groupe est fermée. Bien que la pompe tourne initialement dans l'air, son couple mécanique et la hauteur de chute à son entrée correspondent aux valeurs en eau, voir Figure 7.2. Cela est lié au fait que, comme développé dans le paragraphe 2.3.2, le modèle de la pompe-turbine est piloté par une caractéristique $(y N_{11} Q_{11} T_{11})$ qui a été mesurée dans un cas de fonctionnement à roue noyée. Il faudra donc tenir compte de cette particularité lors de la mise en eau.

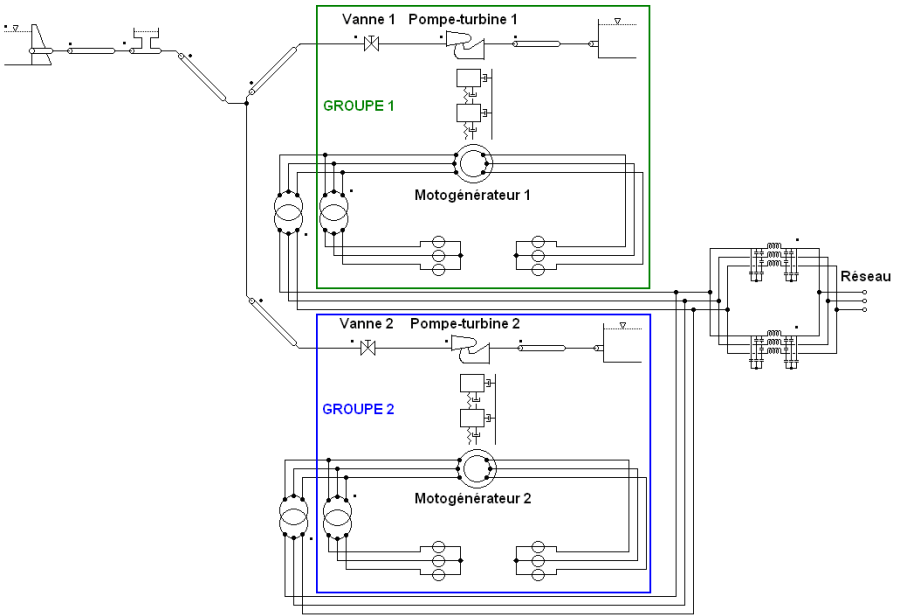


Figure 7.1 : Structure du réseau pour les phases de mise en eau et prise de charge

7.3. Procédure

La procédure de mise en eau et prise de charge développée dans ce paragraphe est subdivisée en 4 principales phases.

Durant la phase 1, la pompe numéro 2 est mise en eau. Comme expliqué précédemment, le couple de la pompe correspond déjà à un fonctionnement à roue noyée. Un couple extérieur $t_{ext\ comp}$ est donc appliqué de sorte à compenser la différence entre le couple de la pompe en eau t et celui de la pompe à roue dénoyée (voir Figure 6.1). Le couple mécanique résultant appliqué au rotor du motogénérateur vaut donc $t - t_{ext\ comp}$. La mise en eau est alors simulée en annulant linéairement ce couple de compensation $t_{ext\ comp}$. En conséquence, seul le couple électromagnétique varie durant la mise en eau, celui de la pompe-turbine restant constant et égal à t .

Dans la pratique, cette étape est réalisée en stoppant l'injection d'air permettant de dénoyer la pompe. Ainsi le niveau d'eau remonte et noie la pompe. Il faut attendre que tout l'air ait disparu.

La phase 2 consiste à modifier la vitesse de rotation du groupe de sorte à adapter la pression à l'entrée de la pompe à celle du puits. De cette façon, les pressions à l'entrée et à la sortie de la vanne sphérique en amont de la pompe sont égales. Cette étape est réalisée en ajoutant un régulateur de type PI dont l'entrée est la différence de pressions entre l'entrée et la sortie de la vanne et dont la sortie est additionnée à la consigne de vitesse, égale dans ce cas à 1 pu.

Une fois la pression adaptée, la vanne sphérique en amont de la pompe est ouverte selon une loi linéaire. Durant cette phase numéro 3, le débit reste nul étant donné que les pressions en entrée et en sortie sont égales.

Il reste finalement à effectuer la phase 4, à savoir la prise de charge. Pour ce faire, il faut commuter le contrôle du groupe à vitesse variable sur un réglage de puissance, voir Figure 3.3. La consigne de puissance peut alors être augmentée selon une rampe jusqu'à la valeur souhaitée, à savoir dans ce cas la puissance de référence de la pompe.

7.4. Résultats de simulation

Dans le cadre de ce chapitre, c'est principalement l'évolution des grandeurs hydrauliques qu'il s'agit d'étudier. Une modélisation pseudo-continue des deux groupes est donc suffisante pour cette application.

Le comportement transitoire du groupe 2 durant la procédure de mise en eau et prise de charge est illustré dans les Figure 7.2 et Figure 7.3.

Comme expliqué précédemment, le débit initial de la pompe-turbine numéro 2 est nul étant donné que la vanne sphérique en amont est fermée tandis que le couple mécanique initial et la hauteur de chute initiale correspondent aux valeurs d'un fonctionnement à roue noyée, comme observé dans la Figure 7.2. Le couple électromagnétique initial du motogénérateur numéro 2 est quant à lui égal au couple résistant à roue dénoyée. La différence entre couples mécanique et électromagnétique est compensée par un couple extérieur $t_{ext\ comp}$.

Durant la phase numéro 1, ce couple de compensation est annulé linéairement. Le couple électromagnétique augmente donc jusqu'à devenir égal au couple mécanique de la pompe-turbine. Bien que les couples soient égaux à la fin de la phase 1, leur valeur en pu diffèrent étant donné que les couples de référence de la pompe et du motogénérateur ne sont pas les mêmes. La phase de mise en eau n'est dans ce cas pas visible sur le comportement de la pompe-turbine.

La pression à l'entrée de la pompe-turbine est ensuite adaptée durant la phase 2 en diminuant la vitesse de rotation du groupe jusqu'à ce que cette pression soit égale à celle du puits. La diminution de vitesse entraîne évidemment un effet « flywheel » qui se traduit dans ce cas par une injection de puissance liée à un transfert d'énergie cinétique des masses tournantes vers le réseau. Le couple électromagnétique diminue donc durant le changement de vitesse de sorte à ralentir le groupe. Afin de réduire l'amplitude de l'effet « flywheel », la consigne de vitesse n'est pas changée instantanément mais limitée par une rampe.

Durant la phase 3, la vanne sphérique en amont de la pompe-turbine numéro 2 est ouverte. Comme la pression à l'entrée de la pompe est adaptée à celle du puits, la différence de pressions entre l'entrée et la sortie de la vanne est nulle de sorte que le débit reste nul durant l'ouverture de la vanne. Il n'y a donc aucun transitoire hydraulique durant la phase 3.

La prise de charge est finalement réalisée au cours de la phase 4, au début de laquelle la structure de réglage commute du contrôle de vitesse sur un contrôle de puissance. La consigne de puissance est augmentée selon une rampe jusqu'à la puissance de référence de la pompe. Le débit et le couple mécanique augmentent alors jusqu'à des valeurs respectivement proches de -1 et 1 pu. L'augmentation de la puissance absorbée implique une accélération du groupe traduisant le fait que de l'énergie cinétique est emmagasinée dans les masses tournantes.

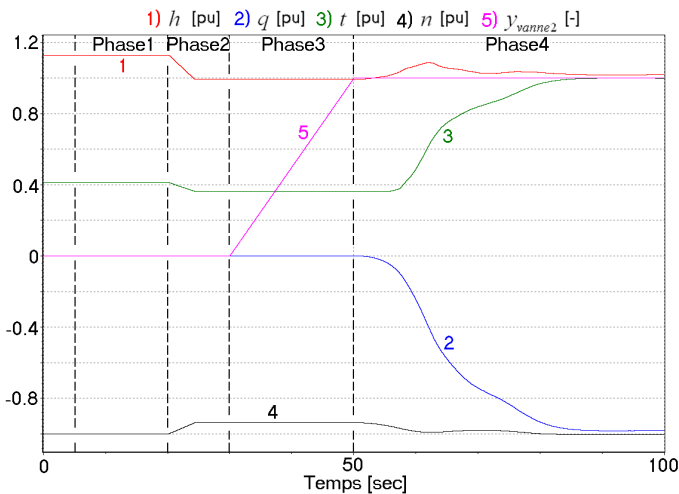


Figure 7.2 : Comportement transitoire de la pompe-turbine numéro 2 en [pu]

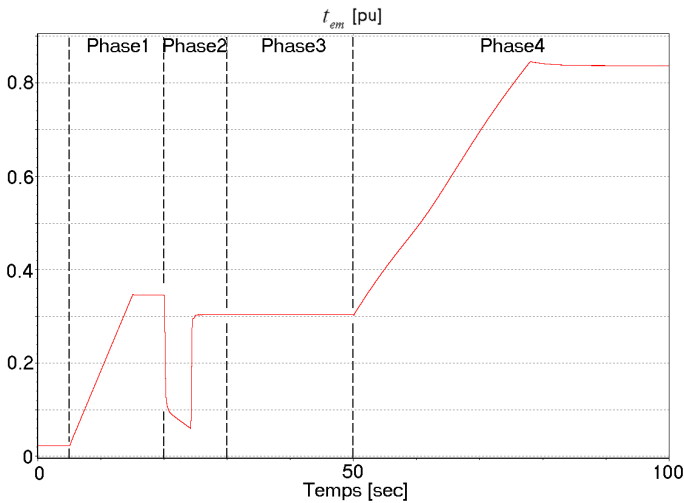


Figure 7.3 : Couple électromagnétique du motogénérateur numéro 2 en [pu]

La pompe-turbine numéro 1 ne subit quant à elle aucun transitoire durant les phases 1 à 3. Durant la phase 4 en revanche, la variation de la hauteur de chute à l'entrée de la pompe-turbine 2 liée à la prise de charge se répercute inévitablement sur la pompe-turbine 1, d'où un léger transitoire et une stabilisation finale à un point de fonctionnement légèrement différent du point initial. Ce comportement est représenté dans la Figure 7.4.

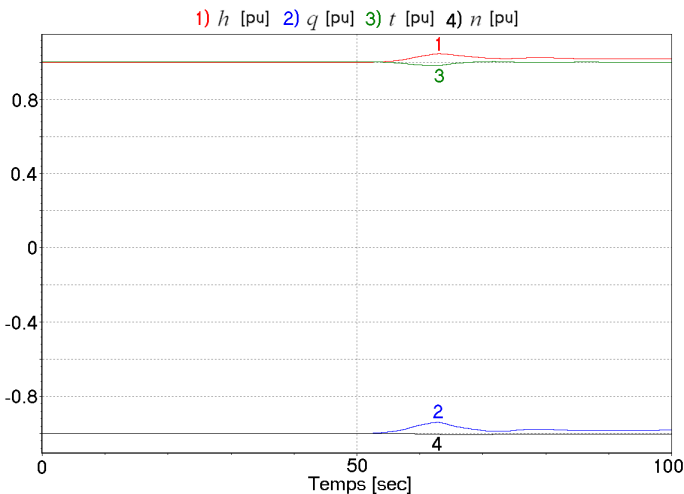


Figure 7.4 : Comportement transitoire de la pompe-turbine numéro 1 en [pu]

Les puissances réseau absorbées par les deux groupes sont illustrées dans la Figure 7.5. Il peut être observé que la puissance absorbée par le groupe 1 reste parfaitement constante durant toute la procédure de mise en eau et prise de charge tandis que celle absorbée par le groupe 2 évolue selon les 4 phases décrites précédemment.

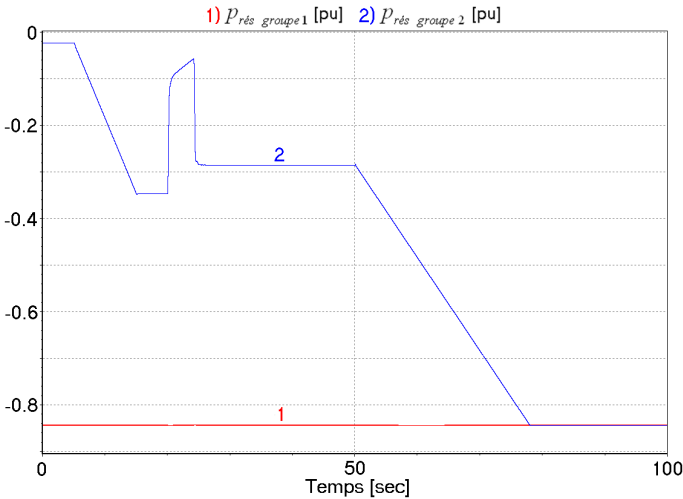


Figure 7.5 : Puissances réseau absorbées par les groupes numéros 1 et 2 en [pu]

7.5. Conclusion

La procédure développée dans ce chapitre et validée par des résultats de simulation permet de mettre en eau puis en charge une installation de pompage-turbinage à vitesse variable tournant initialement à roue dénoyée, en mode pompe. La possibilité de contrôler la vitesse du groupe permet non seulement de maintenir la vitesse constante durant la phase de mise en eau mais également d'adapter ensuite la vitesse de sorte à égaliser la pression en entrée de la pompe à celle du puits. Ainsi le débit reste nul durant l'ouverture de la vanne sphérique et aucun transitoire hydraulique n'apparaît durant cette phase. Cela permet de minimiser les impacts de la procédure de mise en eau sur les autres groupes. Ce n'est évidemment pas le cas avec un groupe à vitesse fixe dont l'exploitation ne permet pas d'adapter la pression de sorte à annuler le débit.

Dans un souci d'être le plus proche possible de la réalité, il serait judicieux de simuler la phase 1 de la procédure, à savoir la mise en eau, en ne considérant pas simplement une annulation linéaire du couple de compensation mais en y ajoutant des fluctuations représentatives des perturbations inhérentes à une telle opération.

Chapitre 8 Conclusion

Un des buts principaux de ce travail était le développement de stratégies de réglage permettant de contrôler de manière optimale un groupe de pompage-turbinage à vitesse variable dans différentes configurations.

Dans un premier temps, l'installation à vitesse variable servant de cas test dans ce travail a été dimensionnée et modélisée. La modélisation a exigé quelques extensions du logiciel SIMSEN. Un modèle simplifié permettant de réduire de manière significative le temps de simulation a notamment été développé et validé en comparant les résultats de simulation obtenus avec ceux issus du modèle complet.

Deux stratégies de réglage en mode turbine et une en mode pompe ont ensuite été développées pour le cas particulier d'une exploitation en réseau interconnecté. Celles-ci ont été comparées et validées à l'aide de simulations. Elles permettent de modifier très rapidement la puissance échangée avec le réseau tout en maximisant le rendement de la pompe-turbine.

Ces stratégies ont également été testées dans le cas où survient une perturbation importante sur le réseau, comme un court-circuit triphasé ou un creux de tension. Les performances du groupe à vitesse variable ont notamment été comparées à celles d'un groupe à vitesse fixe et se sont révélées supérieures.

Le cas particulier d'un réseau îloté mixte comportant notamment des éoliennes a également été traité. Les stratégies ont été adaptées de sorte à maintenir la fréquence et la tension du réseau, quelles que soient les variations des puissances produites ou consommées. Ces nouvelles stratégies ont été validées en simulant différents scénarios.

L'autre objectif majeur de cette thèse était le développement d'une procédure permettant la mise en service dans les meilleures conditions du groupe à vitesse variable dans le cadre d'une exploitation en mode pompe. Des stratégies permettant le démarrage de l'installation à roue dénoyée ainsi que la synchronisation du groupe sur le réseau ont donc été élaborées et validées par simulation. Finalement, une procédure permettant la mise en eau de la pompe ainsi que la prise de charge sans transitoires notables a également été développée et validée.

Ce travail a permis de mettre en lumière les avantages qu'il est possible de tirer d'une exploitation à vitesse variable, notamment au niveau de la flexibilité, des performances dynamiques et de la stabilité du réseau. Il est bien clair que cette technologie a aussi ses désavantages comme par exemple son coût qui est souvent

plus élevé que pour un groupe à vitesse fixe équivalent. Le choix d'une technologie à vitesse variable ou fixe pour une centrale de pompage-turbinage doit donc être basé non seulement sur les aspects techniques mais également économiques et environnementaux.

La technologie à vitesse variable est un sujet d'étude vaste et au cœur de l'actualité. Il reste donc bon nombre de développements à réaliser, comme par exemple une optimisation globale du rendement de l'installation qui ne se limiterait pas uniquement à une maximisation du rendement de la pompe-turbine, l'étude de perturbations électriques diverses telles que des enclenchements et déclenchements rapides ou encore l'analyse de l'évolution des échanges de puissances réactives en cas de perturbations électriques.

Bibliographie

- [1] H. K. Happoldt, O. J. Hartmann, E. Wiedemann, “The present state of pumped storage in Europe”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 82, n° 68, pp. 618-631, octobre 1963.
- [2] K. Grotenburg, F. Koch, I. Erlich, U. Bachmann, “Modeling and dynamic simulation of variable speed pump storage unit incorporated into the German Electric Power System”, EPE 2001, Graz, Autriche, 2001.
- [3] A. Schwery, E. Fass, J.-M. Henry, W. Bach, A. Mirzaian, “Pump storage power plants, ALSTOM’s long experience and technological innovation”, Hydro 2005, Villach, Autriche, 2005.
- [4] J.-J. Simond, A. Sapin, D. Schafer, “Expected benefits of adjustable speed pumped storage in the European network”, Hydropower into the next century, pp. 579-585, Gmunden, Autriche, 1999.
- [5] T. Kuwabara, A. Shibuya, H. Furuta, E. Kita, K. Mitsuhashi, “Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi power station”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, n° 2, pp. 376-384, juin 1996.
- [6] J.-K. Lung, Y. Lu, W.-L. Hung, W.-S. Kao, “Modeling and dynamic simulations of doubly fed adjustable-speed pumped storage units”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, n° 2, pp. 250-258, juin 2007.
- [7] O. H. Souza Jr., N. Barbieri, A.H.M. Santos, “Study of hydraulic transients in hydropower plants through simulation of nonlinear model of penstock and hydraulic turbine model”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n° 4, pp. 1269-1272, 1999.
- [8] H. Fang, L. Chen, N. Dlakavu, Z. Shen, “Basic modeling and simulation tool for analysis of hydraulic transients in hydroelectric power plants”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, n° 3, pp. 834-841, septembre 2008.
- [9] E. Kopf, S. Brausewetter, M. Giese, F. Moser, “Optimized control strategies for variable speed machines”, 22 IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems, Stockholm, Suède, juin 29-juillet 2, 2004.
- [10] A. Sapin, “Logiciel modulaire pour la simulation et l’étude des systèmes d’entraînement et des réseaux électriques”, Thèse EPFL n° 1346, 1995, (<http://library.epfl.ch/theses/?nr=1346>).
- [11] C. Nicolet, “Hydroacoustic modelling and numerical simulation of unsteady operation of hydroelectric systems”, Thèse EPFL n° 3751, 2007, (<http://library.epfl.ch/theses/?nr=3751>).

- [12] H. M. Paynter, "Surge and water hammer problems", Transaction of ASCE, vol. 146, pp 962-1009, 1953.
- [13] R. C. Jaeger, "Fluid transients in hydro-electric engineering practice", Glasgow, Blackie, 1977.
- [14] C. Nicolet, B. Greiveldinger, J.-J. Hérou, B. Kawkabani, Ph. Allenbach, J.-J. Simond, F. Avellan, "High-order modeling of hydraulic power plant in islanded power network", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, n° 4, pp. 1870-1880, novembre 2007.
- [15] E. B. Wylie, & V. L. Streeter, "Fluid transients in systems", Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J, 1993.
- [16] International Electrotechnical Commission IEC 60193 - "Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Model acceptance tests", IEC, Genève, Suisse, 1999.
- [17] C. Nicolet, F. Avellan, "Transitoire d'une installation de pompage-turbinage, simulation SIMSEN-Hydro d'un cas test ALSTOM POWER Hydro", EPFL, Lausanne, Suisse, 2005.
- [18] B. Kawkabani, S. Duruz, A. Hodder, S. Robert, J.-J. Simond, "Benchmark test of a variable speed unit for teaching purposes", ICEM 2008, XVIII International Conference on Electrical Machines, Vilamoura, Portugal, septembre 2008.
- [19] A. Hodder, "Double-fed asynchronous motor-generator equipped with a 3-level VSI cascade", Thèse EPFL n° 2939, 2004, (<http://library.epfl.ch/theses/?nr=2939>).
- [20] P. Barrade, "Electronique de puissance, méthodologie et convertisseurs élémentaires", Presses Polytechniques Universitaires Romandes, Lausanne, Suisse, 2006.
- [21] ABB, "Short form catalogue 2009, High Power Semiconductors", Suisse, 2009, (<http://www.abb.com/semiconductors>).
- [22] H. Bühler, "Convertisseurs statiques", Presses Polytechniques Universitaires Romandes, Lausanne, Suisse, 1991.
- [23] H. Bühler, "Réglage de systèmes d'électronique de puissance vol. 1", Presses Polytechniques Universitaires Romandes, Lausanne, Suisse, 1997.
- [24] A. Hodder, J.-J. Simond, A. Schwery, "Unbalanced DC-link voltage regulation in a back-to-back 3-level PWM converter for a double-fed induction motor-generator", 2005 IEE Proceedings: Electric Power Applications 152 (6), pp. 1477-1481, 2005.

- [25] Swissgrid, "Transmission Code 2008, Industry recommendations for the Swiss electricity market", Suisse, août 2008.
- [26] J. Wiik, J. O. Gjerde, T. Gjengedal, "Impacts from large scale integration of wind farms into weak power systems", IEEE 2000.
- [27] A. Böls, "Turbomachines thermiques", vol. I, LTT/EPFL, 1993.
- [28] I. M. Canay, "Extended synchronous machine model for calculation of transient processes and stability", Electric machines and Electromechanics, vol. 1, pp. 137-150, 1977.
- [29] J. G. Sloopweg, S. W. H. De Haan, H. Polinder, W. L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 18, n° 1, février 2003.
- [30] K. Godfrey, "Design and application of multifrequency signals", Computing & Control Engineering Journal, vol. 2, n° 4, juillet 1991, pp.187-195.
- [31] S. Heier, "Grid integration of wind energy conversion systems", Chichester: Wiley, 1998.
- [32] J. G. Sloopweg, H. Polinder, W. L. Kling, "Representing wind turbines electrical generating systems in fundamental frequency simulations", IEEE Transactions on energy conversion, vol. 18, n° 4, 2003.
- [33] V. Akhmatov, H. Knudsen, "An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations-importance of windmill mechanical system", Electrical power and Energy Systems 24, 2002.
- [34] J. A. Suul, K. Uhlen, T. Undeland, "Variable speed pumped storage hydropower for integration of wind energy in isolated grids", IEEE, NORPIE/2008, Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, juin 9-11, 2008.
- [35] C. Nicolet, Y. Vaillant, B. Kawkabani, P. Allenbach, J.-J. Simond, F. Avellan, "Pumped storage units to stabilize mixed islanded power network: A transient analysis", HYDRO 2008 Conference, Processing World Hydro Development, Ljubljana, Slovénie, octobre 2008.
- [36] C. Nicolet, Y. Pannatier, B. Kawkabani, A. Schwery, F. Avellan, J.-J. Simond, "Benefits of variable speed pumped storage units in mixed islanded power network during transient operation", HYDRO 2009 Conference, Processing World Hydro Development, Lyon, France, octobre 2009.

- [37] A. Schwery, B. Kawkabani, M. Tu Xuan, J.-J. Simond, “Vector control of an induction machine in a stator flux reference frame”, Proceedings of International Conference on Electrical Machines (ICEM’98), pp. 2001-2006, Istanbul, Turquie, septembre 1998, (<http://lme.epfl.ch/page35076.html>).
- [38] A. Schwery, “Contrôle vectoriel d'une machine asynchrone dans un référentiel orienté selon le flux statorique”, Thèse EPFL n° 1927, 1999 (<http://library.epfl.ch/theses/?nr=1927>).
- [39] D. Bareille, J.-P. Daunis, “Electrotechnique, transformateurs et machines tournantes”, Dunod, Paris, France, 2006.

Glossaire

Grandeurs du système hydraulique

a	Vitesse d'onde	[m/s]
A	Section transversale	[m]
C	Capacité hydraulique	[m ²]
D	Diamètre	[m]
dx	Pas de discrétisation spatiale	[m]
g	Accélération terrestre $g = 9.81 \text{ m/s}^2$	[m/s ²]
h	Hauteur piézométrique	[m]
H	Hauteur de chute	[m]
h	Hauteur de chute	[pu]
J_{turb}	Inertie de la pompe-turbine	[kgm ²]
l	Longueur d'une conduite	[m]
L	Inductance hydraulique	[s ² /m ²]
N	Vitesse de rotation de la pompe-turbine	[t/min]
n	Vitesse de rotation de la pompe-turbine	[pu]
N_{11}	Facteur dimensionnel de vitesse	[m ^{1/2} t/min]
P	Puissance mécanique de la pompe-turbine	[W]
p	Puissance mécanique de la pompe-turbine	[pu]
P_h	Puissance hydraulique	[W]
Q	Débit	[m ³ /s]
q	Débit	[pu]
Q_{11}	Facteur dimensionnel de débit	[m ^{1/2} /s]
R	Résistance hydraulique	[s/m ²]
T	Couple mécanique de la pompe-turbine	[Nm]
t	Couple mécanique de la pompe-turbine	[pu]
T_{ext}	Couple mécanique extérieur	[Nm]
T_{11}	Facteur dimensionnel de couple	[kg/m ² s ²]
y	Ouverture du distributeur de la pompe-turbine	[-]
λ	Coefficient de frottement	[-]
ρ	Masse volumique	[kg/m ³]
v	Vitesse spécifique	[-]
φ	Coefficient de débit	[-]
ψ	Coefficient d'énergie	[-]
η	Rendement	[-]
ω	Vitesse angulaire	[rad/s]

Grandeurs du système électrique

f	Fréquence	[Hz]
I	Courant, valeur efficace	[A]
$i_{a,b,c}$	Courant dans la phase a, b, c, valeur instantanée	[pu]
\underline{i}	Phaseur spatial de courant	[pu]
i	Amplitude du phaseur spatial de courant	[pu]
J_{asynch}	Inertie du motogénérateur asynchrone	[kgm ²]
J_{synch}	Inertie du générateur synchrone	[kgm ²]
N	Vitesse de rotation du motogénérateur	[t/min]
n	Vitesse de rotation du motogénérateur	[pu]
$N_{synchrone}$	Vitesse synchrone	[t/min]
$2p$	Nombre de pôles	[-]
P_s	Puissance active statorique	[W]
p_s	Puissance active statorique	[pu]
P_r	Puissance active rotorique	[W]
p_r	Puissance active rotorique	[pu]
P_δ	Puissance d'entrefer	[W]
P_{mec}	Puissance mécanique du motogénérateur	[W]
p_{mec}	Puissance mécanique du motogénérateur	[pu]
$P_{rés}$	Puissance active échangée avec le réseau	[W]
$p_{rés}$	Puissance active échangée avec le réseau	[pu]
P_{t1}	Puissance active au primaire du transformateur	[pu]
Q_s	Puissance réactive statorique	[Var]
q_s	Puissance réactive statorique	[pu]
Q_r	Puissance réactive rotorique	[Var]
q_r	Puissance réactive rotorique	[pu]
q_{t1}	Puissance réactive au primaire du transformateur	[pu]
r_s	Résistance statorique	[pu]
r_r	Résistance rotorique	[pu]
s	Glissement	[-]
s	Opérateur de Laplace	[-]
S	Puissance apparente	[VA]
T_{em}	Couple électromagnétique	[Nm]
t_{em}	Couple électromagnétique	[pu]
T_E	Période d'échantillonnage du MLI	[s]

T_m	Constante de temps mécanique	[s]
T_s	Constante de temps statorique	[s]
T_r	Constante de temps rotorique	[s]
T_s'	Constante de temps transitoire statorique	[s]
T_r'	Constante de temps transitoire rotorique	[s]
Th_s	Angle entre référentiels statorique et synchrone	[rad]
Th_r	Angle entre référentiels rotorique et synchrone	[rad]
\hat{u}	Rapport de transformation	[-]
U	Tension de ligne, valeur efficace	[V]
\hat{U}	Tension de ligne, valeur de crête	[V]
U_{ph}	Tension de phase, valeur efficace	[V]
U_{DC}	Tension du circuit intermédiaire du convertisseur	[V]
$U_{a,b,c}$	Tension dans la phase a, b ou c, valeur instantanée	[V]
$u_{a,b,c}$	Tension dans la phase a, b ou c, valeur instantanée	[pu]
\underline{u}	Phaseur spatial de tension	[pu]
u	Amplitude du phaseur spatial de tension	[pu]
Z	Impédance	[Ω]
x_s	Réactance totale statorique	[pu]
x_r	Réactance totale rotorique	[pu]
x_h	Réactance de champ principal	[pu]
$\underline{\psi}_s$	Phaseur spatial de flux statorique	[pu]
$\underline{\psi}_r$	Phaseur spatial de flux rotorique	[pu]
ω	Pulsation	[rad/s]
Ω	Vitesse angulaire	[rad/s]
Δt	Déphasage	[s]
$\Delta \theta$	Déphasage	[rad]

Indices

n	Point de fonctionnement nominal
BEP <i>optimal</i>	Point de meilleur rendement
<i>ref</i>	Point de référence pour les valeurs en pu
<i>cons</i>	Grandeur de consigne
s	Indice pour stator
r	Indice pour rotor

<i>t1</i>	Indice pour primaire transformateur
<i>t2</i>	Indice pour secondaire transformateur
<i>turbine</i>	Indice pour mode turbine
<i>pompe</i>	Indice pour mode pompe
<i>d</i>	Indice pour composante dans l'axe direct
<i>q</i>	Indice pour composante dans l'axe transverse
<i>a,b,c</i>	Indices pour les phases a, b et c
<i>cm</i>	Indice pour commande

Curriculum Vitae

Nom : Pannatier
Prénom : Yves
Date de naissance : 16 mai 1983
Nationalité : Suisse
Etat civil : marié
E-mail : yves.pannatier@a3.epfl.ch

Formation

- Collège, section scientifique bilingue, 1997-2002.
- EPFL, section génie électrique et électronique, 2002-2007.
- Assistant-doctorant au Laboratoire de Machines Electriques, depuis 2007.

Publications

- Y. Pannatier, B. Kawkabani, G. Sari, J.-J. Simond, “Stability Studies of a Mixed Islanded Power Network with Varspeed Units using Simplified Models of the Converters”, IEEE ECCE 2010, Atlanta, Georgia, septembre 2010.
- Y. Pannatier, B. Kawkabani, C. Nicolet, A. Schwery, J.-J. Simond, “Start-up and Synchronization of a Variable Speed Pump-Turbine Unit in Pumping Mode”, ICEM 2010, Rome, Italie, septembre 2010.
- Y. Pannatier, B. Kawkabani, C. Nicolet, J.-J. Simond, A. Schwery, P. Allenbach, “Investigation of Control Strategies for Variable Speed Pump-Turbine Units by using a Simplified Model of the Converters”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Digital Object Identifier 10.1109/TIE.2009.2037101, novembre 2009.
- C. Nicolet, Y. Pannatier, B. Kawkabani, A. Schwery, F. Avellan, J.-J. Simond, “Benefits of Variable Speed Pumped Storage Units in Mixed Islanded Power Network during Transient Operation”, HYDRO 2009, Lyon, France, octobre 2009.
- Y. Pannatier, C. Nicolet, B. Kawkabani, J.-J. Simond, “Variable Speed Pumped Storage Units for Integration of Wind Energy”, ETG Electrosuisse, 2ème forum technique suisse sur l’énergie: smart grids, Berne, Suisse, septembre 2009.

- Y. Pannatier, C. Nicolet, B. Kawkabani, J.-L. Deniau, A. Schwery, F. Avellan, J.-J. Simond, “Transient Behavior of Variable Speed Pump-Turbine Units”, IAHR 2008, Foz Iguassu, Brésil, octobre 2008.
- Y. Pannatier, C. Nicolet, B. Kawkabani, J.-J. Simond, Ph. Allenbach, “Dynamic Behavior of a 2 Variable Speed Pump-Turbine Power Plant”, ICEM 2008, Vilamoura, Portugal, septembre 2008.
- Y. Pannatier, B. Kawkabani, J.-J. Simond, “Modeling and Transient Simulation of FACTS in Multi-Machine Power Systems”, ICEM 2008, Vilamoura, Portugal, septembre 2008.
- B. Kawkabani, Y. Pannatier, J.-J. Simond, “Modeling and Transient Simulation of Unified Power Flow Controllers (UPFC) in Power System Studies”, IEEE PowerTech, Lausanne, Suisse, juillet 2007.