



HAL
open science

Optimisation de systèmes de production intermittents non conventionnels couplés au réseau électrique

Phuc Diem Nguyen Ngoc Nguyen Ngoc

► **To cite this version:**

Phuc Diem Nguyen Ngoc Nguyen Ngoc. Optimisation de systèmes de production intermittents non conventionnels couplés au réseau électrique. Autre. Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT015 . tel-00595849v2

HAL Id: tel-00595849

<https://theses.hal.science/tel-00595849v2>

Submitted on 31 May 2011

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Phuc Diem NGUYEN NGOC

Thèse dirigée par **Prof. Daniel ROYE** et
codirigée par **Prof. Seddik BACHA**

préparée au sein du **Laboratoire G2ELAB**
dans l'**École Doctorale EEATS**

Optimisation de systèmes de production intermittents et non conventionnels couplés au réseau électrique

Thèse soutenue publiquement le **20 Avril 2011**,
devant le jury composé de :

M. Franck BETIN

Professeur, Université de Picardie "Jules Verne" - IUT de l'Aisne,
Président/Rapporteur

M. Demba DIALLO

Professeur, Université Paris Sud - IUT de Cachan,
Rapporteur

Mme. Thi Thu Ha PHAM

Ingénieur, Project and Engineering Center (PEC) - Schneider Electric,
Examinatrice

M. Daniel ROYE

Professeur, INP Grenoble, Université de Grenoble,
Directeur de thèse

M. Seddik BACHA

Professeur, Université Joseph Fourier de Grenoble, Université de Grenoble,
Directeur de thèse



*Dành cho MáBa của con,
MáBa đã cho con hình hài, cuộc sống và tâm hồn đẹp!
Gửi đến những anh chị em ruột thịt,
và những người thân trong gia đình của tôi!*

Remerciements

Je remercie tout d'abord le Ministère de l'éducation et de la formation du Vietnam, pour avoir supporté financièrement ce travail de recherche pendant ces quatre années.

Je remercie le Gouvernement français pour son aide financière concernant les frais de scolarité et la couverture sociale

Je remercie particulièrement M. NGUYEN KHAC Nhan, ancien professeur de Grenoble-INP, pour m'avoir présentée aux professeurs Daniel ROYE et Seddik BACHA du Laboratoire de Génie Electrique (G2Elab) de Grenoble-INP. J'ai beaucoup apprécié son expérience professionnelle.

J'exprime ma profonde gratitude envers les professeurs Daniel ROYE et Seddik BACHA (Chef de l'équipe SYREL) pour avoir accepté de co-diriger ma thèse tout en m'apportant de précieux conseils et encouragements tout au long de mon travail.

Je remercie très sincèrement la nouvelle équipe de direction (M. James ROUDET, M. Olivier LESAIN et M. Yves MARECHAL) et l'ancienne équipe (M. Yves BRUNET et Jean Paul FERRIEUX) ainsi que M. Gérard MEUNIER, directeur de la formation doctorale, pour m'avoir accueillie au sein du laboratoire G2ELab.

Mes chaleureux remerciements vont aux professeurs Franck BÉTIN et Demba DIALLO pour avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse. Je les remercie pour leurs observations et conseils mais aussi pour leurs questions pertinentes qui suscitent des pistes intéressantes de recherche.

De tout coeur, je remercie spécialement un autre membre du jury, Mme Docteur PHAM Thi Thu Ha, qui a su me conseiller et me faire partager ses compétences. Je la remercie également pour tous ses encouragements pendant la thèse.

Je remercie tout le personnel administratif et informatique du laboratoire pour la qualité de leurs services et leur dévouement. Une mention très spéciale à Mme Danielle COLIN (ancienne secrétaire du laboratoire) et Mme Rosita ATIENZA (nouvelle secrétaire du laboratoire) pour leur disponibilité et leur gentillesse.

Je remercie le CNOUS (le Centre National des Œuvres Universitaires et Scolaires) et le CROUS (le Centre Régional des Œuvres Universitaires et Scolaires) pour m'avoir fourni une aide au logement.

Je voudrais aussi remercier tous mes amis du labo G2ELab et de l'équipe SYREL, en particulier à Huu Hieu, Feu-Jeu (de tout coeur), Benoit, Teu, Sylvie, MC, Omar, Yann, Kien, Minh, Bibi, Asma, Smail,... pour leur aide et leurs conseils.

Mes remerciements s'adressent aussi à tous mes amis vietnamiens, d'ici et d'ailleurs

Et enfin, qu'il me soit permis d'exprimer ici mes sentiments de profonde reconnaissance à mes Parents et à toute ma famille qui m'ont soutenue et encouragée avec amour durant tout mon séjour à Grenoble. *(Và cuối cùng, con xin dành lời cảm ơn lớn nhất đến đấng sinh thành của con và gia đình thân thương của con, «gia đình» thật sự là chỗ dựa tinh thần vững chắc của con, «gia đình» đã luôn ở bên cạnh động viên, khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi nhất để con yên tâm thực hiện công việc nghiên cứu này.)*

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I.....	5
I.1. Introduction	7
I.2. L'intégration d'un parc éolien au réseau électrique.....	8
I.3. Caractérisation du problème	9
I.3.1. Caractéristiques de l'énergie éolienne	9
I.3.2. Les mesures correctives afin de faire face aux intermittences de l'énergie éolienne	9
I.4. Le stockage pour augmenter l'efficacité d'utilisation de l'énergie éolienne	10
I.4.1. Le stockage sous forme d'énergie gravitaire (PHS Pumped-hydro Storage en anglais - ou STEP = Station de Transfert d'Énergie par Pompage en français) [MAR-01].....	11
I.4.2. Le stockage sous forme d'air comprimé (CAES – Compressed Air Energy Storage) [MAR-01].....	12
I.4.3. Le stockage sous forme d'énergie cinétique (FW) [MAR-01], [CIM-06], [CIM-2010] : ..	12
I.5. Comparaison des types de stockage	13
I.6. Fonctionnement d'une centrale éolienne avec stockage hydraulique dans le réseau électrique	19
I.6.1. Ancienne politique : prise en compte des seules contraintes économiques	19
I.6.2. Gestion d'une centrale éolienne	19
I.7. Conclusion :.....	20
CHAPITRE II.....	21
II.1. Introduction.....	23
II.2. Caractérisation du problème.....	23
II.2.1. Caractéristique du système W+S	23
II.2.1.1. Nature continue – discrète – intermittente [BUR-01]	23
II.2.1.2. Dynamique [BUR-01].....	26
II.2.1.3. Rentabilité du système	28
II.2.2. Vers une gestion optimisée	28
II.3. Méthode de gestion optimisée du système W+S.....	29
II.3.1. Architecture du système de gestion	29
II.3.1.1. Anticipation du fonctionnement du système	30
II.3.1.2. Gestion dynamique et réactive en temps réel	31
II.3.2. Hypothèses et structure des données.....	32
II.3.2.1. Prévision de la production éolienne	32
II.3.2.2. Fonctionnement du système W+S dans le système électrique	33
II.4. Formulation du problème.....	35
II.4.1. Programmation Linéaire [MOM-01]	36
II.4.1.1. Modèle mathématique	36
II.4.1.2. Approche de solution	37
II.4.1.3. Sensitivité de la solution optimale à des variations des paramètres	39
II.5. Gestion optimisée du système W+S par PLM.....	41
II.5.1. Fonctions d'objectif	42
II.5.1.1. Anticipation de l'exploitation du système W+S	42
II.5.1.2. Gestion réactive optimisée	43
II.5.2. Système de contraintes.....	44
II.5.2.1. Contraintes statiques	44
II.5.2.2. Contraintes dynamiques.....	45
II.5.3. Sensibilité de la solution optimale aux données	47
II.6. Proposition d'un cas de gestion dynamique et réactive en temps réel: gestion des intermittences du vent par la simulation dynamique.....	47
II.6.1. Introduction.....	48

II.6.2.	Description et résolution du schéma de simulation dynamique	48
II.6.2.1.	Les contraintes des modèles de l'hydraulique et du pompage en dynamique	50
II.6.2.2.	Les différentes situations de fonctionnement :	51
•	CAS 1 :	52
•	CAS 2 :	52
II.7.	Conclusions	55
 CHAPITRE III		57
III.1.	Introduction	59
III.2.	Architecture du système W+S	59
III.2.1.	Présentation globale d'un système W+S	59
III.2.2.	Rôle et fonctionnement de chaque élément	59
III.3.	Modélisation des composants	60
III.3.1.	Modèle d'éolienne	61
III.3.1.1.	Construction du modèle de l'éolienne	62
III.3.1.2.	Application dans nos travaux	69
III.3.2.	Modèle de la turbine hydroélectrique [CYR-04], [ROY-09]	75
III.3.2.1.	Introduction :	75
III.3.2.2.	Régulation du mode turbinage	75
III.3.3.	Modèle de la station de pompage	87
III.3.3.1.	Construction de modèle :	87
III.3.3.2.	Application :	90
III.3.3.3.	Résultat- Conclusion :	92
III.3.4.	Modèle du Réservoir	92
III.3.4.1.	Objectif	92
III.3.4.2.	Construction de modèle	92
III.3.4.3.	Résultats et conclusion	95
III.3.5.	Modèle du réseau électrique	96
III.3.5.1.	Introduction et construction de modèle :	96
III.3.5.2.	Résultats et conclusion	97
III.3.6.	Conclusion :	97
III.4.	Implantation du modèle complet W+S sous Matlab/Simulink :	98
III.4.1.	Introduction et modèle du système global :	98
III.4.2.	Résultats et Conclusion	100
 CHAPITRE IV		101
IV.1.	Introduction	103
IV.2.	Cas d'étude	103
IV.2.1.	Anticipation de l'utilisation du stockage	104
IV.2.2.	Anticipation du fonctionnement à J-1	105
IV.2.2.1.	Anticipation du fonctionnement à J-1	105
IV.2.2.2.	Sensibilité du plan anticipatif à des incertitudes	106
IV.2.3.	Gestion réactive en temps réel	108
IV.2.3.1.	Conclusions	110
IV.3.	Validation sur un simulateur hors temps réel	110
IV.3.1.	Objectif	110
IV.3.2.	Mise en simulation	110
IV.3.3.	Analyse comparative	115
IV.3.4.	Conclusion	116
IV.4.	Validation sur un simulateur en temps réel	117
IV.4.1.	Objectif	117
IV.4.2.	Présentation de RT-LAB [OCN-08]	117
IV.4.3.	Mise en simulation	118
IV.4.4.	Analyse comparative	120
IV.5.	Conclusions	121
 CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE		123

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	129
ANNEXE	135
MODELE DU GENERATEUR [ROY-09]	135

Introduction générale

La génération d'électricité par l'éolien connaît une croissance spectaculaire depuis 1990, portée essentiellement par une politique volontariste des états, il n'en demeure pas moins qu'à l'heure actuelle, c'est l'énergie renouvelable la plus proche de la rentabilité économique.

Ce succès ne va pas sans amener des difficultés à court et moyen termes et des interrogations profondes à long terme.

Ainsi, se posent déjà les problèmes de couplage des perturbations entre le générateur éolien et le réseau, ce qui se traduit souvent par des découplages intempestifs. A moyen terme ce sont les problèmes liés aux services systèmes en général : influence sur le plan de tension et sur le réglage en fréquence. A long terme, de nombreuses interrogations se posent sur la capacité du réseau à absorber la puissance éolienne planifiée (ex les 50 GW en Allemagne à l'horizon 2020) ; les réserves primaires actuelles ne suffiront pas, il s'agit alors de construire de nouvelles infrastructures de production mais d'inventer surtout de nouveaux schéma de gestion qui allieraient ces nouveaux moyens de production, à du stockage et enfin à du pilotage de charges.

Le gestionnaire de réseau se trouvera donc confronté à une série de difficultés qu'il ne peut dépasser sans moyen d'action sur les flux énergétiques liés à l'éolien soit de manière directe ou par des incitations de types économiques (prime/pénalité) à l'égard des producteurs.

Un schéma intéressant qui peut aider à cette gestion est celui du couple éolien/stockage. Il va sans dire que les moyens de stockage autant que les types de générateurs éoliens sont multiples. Toutefois, pour des échelles de puissances susceptibles d'influer sur le réseau, le moyen de stockage le plus adapté demeure les systèmes de turbinage/pompage.

Ce travail de thèse s'inscrit dans cette problématique éolien/stockage hydraulique avec comme éléments exogènes la puissance éolienne fournie et les exigences du gestionnaire réseau. Le système devra se conformer à la demande du gestionnaire en tenant compte de l'aléa éolien, des capacités de stockage/déstockage, des coûts énergétiques des transferts de flux et ce, en mettant en avant la rentabilité économique

Dans le premier chapitre nous présentons la tendance de développement de l'énergie éolienne et l'intégration du parc éolien raccordé au réseau électrique de puissance. Il s'agit d'un domaine d'étude très vaste, et nous nous concentrons sur les travaux adaptés à notre problématique. Il s'agit ici du fonctionnement optimal de systèmes énergétiques à base de production éolienne associée à du stockage pour participer au réseau électrique. Des types de stockages appliqués souvent avec le système éolien sont présentés également et comparés. Le système éolienne/stockage est choisi dans ce chapitre. Enfin, la problématique du fonctionnement d'une centrale éolienne munie d'un stockage hydraulique reliée au réseau électrique est présentée. La finalité est la gestion de l'intermittence de l'énergie éolienne.

Dans le chapitre II, nous nous concentrons sur le développement d'une méthode de gestion optimisée du système. Ceci constitue l'objectif central de ce chapitre. Nous étudions également quelques paramètres qui impactent le fonctionnement du système d'étude. Afin de réaliser l'objectif proposé, dans la première section nous analysons les caractéristiques principales du système d'étude comme la nature intermittente de l'éolien ainsi que sa dynamique sur des horizons de temps différents. Ensuite dans la deuxième section nous présentons l'architecture du système de gestion optimale des flux énergétiques, de données d'entrée et de sortie. La méthode de gestion optimale du fonctionnement du système est ensuite formulée sous forme mathématique et une analyse post-optimisation est également proposée afin d'estimer les impacts des aléas et les

incertitudes des paramètres d'entrée. La gestion par anticipation et la gestion réactive en temps réel sont les deux niveaux de pilotage proposés en vue d'une gestion de l'intermittence de l'énergie éolienne. Ces travaux sont réalisés sous MATLAB.

Le chapitre III présente l'architecture globale du système éolien/stockage (W+S) couplé au réseau, le rôle et le fonctionnement de chaque élément. Puis nous modélisons les composantes du système étudié sous MATLAB/simulink (il se compose du modèle éolien, du modèle de turbinage, du modèle de pompage, du modèle de stockage et du modèle réseau). Enfin nous présentons l'implantation du modèle complet sous MATLAB/simulink grâce à la combinaison des modèles. Associé à la méthode de gestion optimisée du système présenté dans le chapitre II, ce modèle complet nous permet de gérer le fonctionnement de manière optimale en présence de perturbations.

Le dernier chapitre, intitulé «Validation de la méthode de gestion optimisée», rassemble des résultats obtenus à partir de la méthode de gestion optimisée du système ainsi que des analyses portant sur les paramètres impactant le système d'étude. Le déroulement du processus de pilotage et de gestion optimale est illustré par une simulation sur un cas d'étude. L'optimiseur qui réalise des calculs d'optimisation est également développé sous MATLAB. Les composants modélisés sont pilotés de manière interactive. Enfin, afin de se rapprocher au mieux des conditions de la réalité, le modèle global de fonctionnement optimal dynamique est étudié et simulé en temps réel grâce au RT-LAB (un simulateur temps réel utilisé au G2ELab). La démarche est validée par une étude comparative des résultats.

Enfin, en guise de conclusion, un bilan des travaux réalisés est dressé et quelques perspectives sont présentées.

Chapitre

I

État de l'art et problématique

I.1. Introduction

Depuis quelques décennies, les pays développés (Europe, Amérique du Nord ...) se focalisent sur la recherche et le développement des sources d'énergies renouvelables afin de remplacer en partie les sources d'énergies conventionnelles dans la production de l'électricité. Les causes principales de cette tendance pouvant être mentionnées sont :

- ✚ l'engagement à réduire les émissions de gaz à effet de serre (d'après le protocole de Kyoto de 1997) ;
- ✚ le risque d'épuisement des ressources énergétiques fossiles (pétrole, charbon, gaz...);
- ✚ la sensibilité croissante des gens vis-à-vis de la protection de l'environnement et du développement durable ;
- ✚ l'expansion et le développement du marché de l'électricité ;
- ✚ en outre, dans les pays développés, il devient très difficile de mener à bien les projets pouvant répondre à la demande de charge toujours croissante (centrales électriques de forte puissance, des lignes de transmission à haute tension ...).

Cette tendance se reflète sur le taux de croissance spécifique des sources d'énergies renouvelables intégrées au réseau électrique. Si en 2000, la proportion d'énergies renouvelables (essentiellement l'éolien) était seulement de 2% de celle fournie par l'ensemble des sources électriques en Europe, en 2009 ce taux a atteint 10% (dont 8% d'énergie éolienne, 1% de solaire, 1% de biomasse) (cf.. **Figure III-1, Figure I-2**).

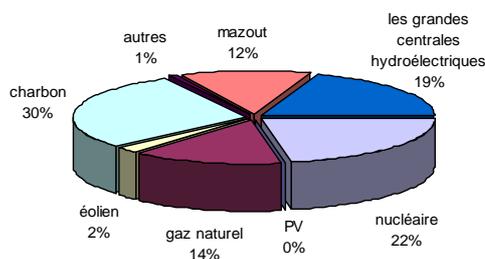
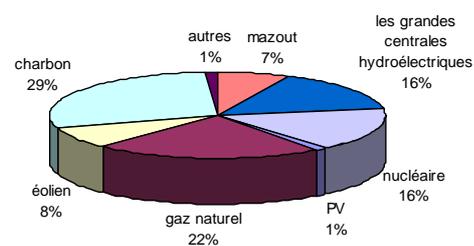


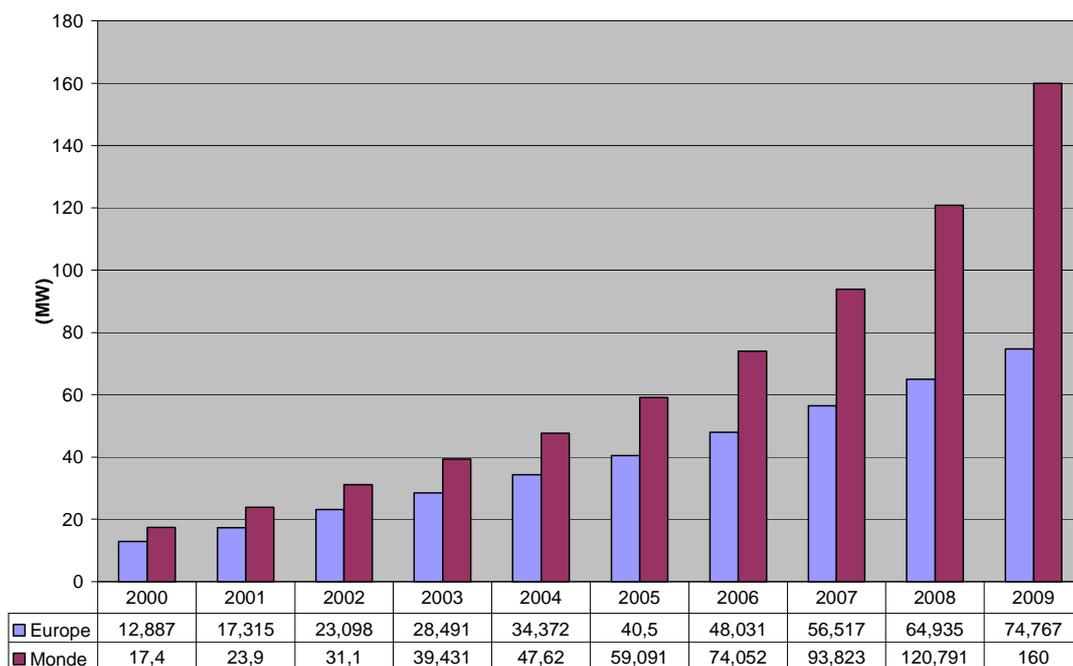
Figure I-1. Répartition de l'énergie produite en Europe en 2000 [EWE-09]



Source: EWEA, EPIA and Platts Powervision

Figure I-2. Répartition de l'énergie produite en Europe en 2009 [EWE-09]

On remarque par ailleurs que la part de l'éolien est en croissance très forte ce qui en fait actuellement la seconde ressource de renouvelable à l'échelle mondiale de production d'électricité (cf. **Figure I-3**).



Source: EWEA et GWEC

Figure I-3. Puissance installée cumulée en éolien en Europe et dans le monde 2000-2009

La tendance demeure à la hausse en termes d'installation de dispositifs de production à énergie renouvelable, plus particulièrement à base d'éolien.

Selon la directive sur les énergies renouvelables éditée par le Comité de l'énergie en Europe [EC2007a], en 2020, ces énergies devraient représenter environ 15 à 20% de la puissance produite dont 13% provenant de l'énergie éolienne, ce qui correspond à une puissance installée d'environ 180GW.

En France, le développement des énergies renouvelables en général et de l'énergie éolienne en particulier est l'un des objectifs affichés de la politique énergétique nationale. Jusqu'en 2008, la capacité totale installée en énergie éolienne était de 3.3GW [RTE-08]. Cette part a dépassé les 5 GW en 2010, on estime ainsi qu'en 2020, les 20GW seraient atteints, ce qui correspond à plus de 8.000 turbines éoliennes d'une puissance de 2,5 MW.

I.2. L'intégration d'un parc éolien au réseau électrique

Comme indiqué plus haut, la part de l'énergie éolienne devient de plus en plus significative dans le système électrique global. C'est pourquoi la recherche portant sur l'étude des propriétés des centrales éoliennes et sur leur état de fonctionnement au sein des réseaux électriques est un des sujets importants qui continuent à être menés à l'échelle mondiale [TEN-2010].

I.3. Caractérisation du problème

I.3.1. Caractéristiques de l'énergie éolienne

Les avantages inhérents à l'énergie éolienne pouvant être cités sont nombreux et significatifs. C'est avant tout une source d'énergie que l'on peut considérer comme infinie. De plus, l'impact environnemental est négligeable comparativement aux centrales thermiques, essentiellement en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Par ailleurs le coût d'investissement tend à devenir faible. Selon [LAV 05], il était de 3,79c€ en 2003 pour 1 kWh d'énergie éolienne. A partir des estimations basées sur la tendance du développement actuel de l'énergie éolienne celui-ci sera ramené à environ à 2,45c€ prochainement [EWE-09]

L'inconvénient majeur de cette forme de production d'énergie est qu'elle est soumise aux fluctuations des conditions naturelles : elle est dépendante de l'emplacement géographique, des conditions géomorphologiques et météorologiques. Ceci conduit à avoir, de manière indispensable, une bonne gestion de la production de cette énergie.

I.3.2. Les mesures correctives afin de faire face aux intermittences de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne étant fluctuante, un certain nombre de mesures ont été proposées afin de pallier son intermittence :

a) Le choix de l'emplacement pour la construction d'une centrale éolienne

Le choix de l'emplacement géographique optimal sera l'un des premiers éléments à considérer et à étudier afin d'envisager une production d'importance et de faible fluctuation. De nombreuses zones géographiques semblent appropriées pour le développement de l'éolien : une vitesse du vent relativement uniforme, avec un nombre faible voire nul d'anomalies météorologiques (tempêtes et autres cyclones) est garante d'une production maîtrisée d'énergie.

En France, les domaines prioritaires de développement de l'énergie éolienne sont déterminés en fonction des facteurs suivants :

- ✚ un fort potentiel éolien avec trois régimes de vent distincts : nord, ouest, sud ;
- ✚ la capacité à se connecter au réseau national;
- ✚ la préservation des sites d'exploitation à savoir la garantie de présenter un faible impact sur le paysage, sur l'environnement, la faune, sur les ouvrages historiques et d'autres sites protégés.
- ✚ L'évitement des zones militaires, aéroports, systèmes de détection radar,
...

Les régions prioritaires pour le développement de l'énergie éolienne incluent la Lorraine, la Bretagne, le Languedoc-Roussillon, la Picardie, la Champagne-Ardenne, Rhône-Alpes, Midi Pyrénées ...

b) L'amélioration de la précision de la prévision du vent (vitesse et direction)

La prévision est un facteur important fournissant les paramètres d'entrée pour toutes les décisions opérationnelles dans le fonctionnement des systèmes électriques en général et dans les installations d'énergie éolienne en particulier. Cependant, en raison de la variation continue des conditions météorologiques, la précision des prévisions de la vitesse du vent et dans un moindre impact de sa direction est un sujet essentiel.

c) Le stockage d'énergie

Le stockage d'énergie dans l'absolu est la clef de toute intégration de sources primaires intermittentes. Toutefois, toutes les technologies matures existantes ne sont pas ou peu adaptées aux échelles de puissances supérieures à 250 kW (c'est-à-dire aux cas où l'éolien raccordé aux réseaux HTA ou HTB), si l'on excepte les trois moyens ci-dessous :

- ✚ La grosse hydraulique ou les systèmes gravitaires en général.
- ✚ L'air comprimé.
- ✚ Les volants d'inertie.

Chaque système se caractérise par sa puissance ou son énergie massique ou volumique, son rendement et son coût ; ces paramètres seront déterminants dans le choix d'une technologie par rapport à une autre.

Les paragraphes ci-dessous sont dédiés à ces systèmes de stockage de l'énergie électrique.

I.4. Le stockage pour augmenter l'efficacité d'utilisation de l'énergie éolienne

Comme analysé ci-dessus, le stockage de l'énergie est l'une des principales clés de la mise en service des centrales éoliennes [EUC-01] après avoir sélectionné l'emplacement géographique approprié.

Dans cette section, trois formes de stockage d'énergie souvent utilisées sont présentées. Elles sont ensuite comparées selon plusieurs critères. Enfin, le choix de la forme de stockage la plus appropriée à notre système éolien étudié est discuté.

I.4.1. Le stockage sous forme d'énergie gravitaire (PHS Pumped-hydro Storage en anglais - ou STEP = Station de Transfert d'Energie par Pompage en français) [MAR-01]

Définition de l'énergie gravitaire: une masse m lâchée d'une hauteur h permet de réaliser un travail, appelé l'énergie potentielle ou l'énergie gravitaire W . Celle-ci est définie par la formule suivante Eq. I-1:

$$W = m.g.h \quad \text{Eq. I-1}$$

Avec :

g : l'accélération gravitationnelle [m/s^2]

h : la hauteur de chute [m]

m : la masse [kg]

W : l'énergie potentielle [w]

Selon cette formule, nous pouvons constater que la performance réalisée varie proportionnellement avec la masse et la hauteur. Ce type de stockage constitue le principe de fonctionnement des centrales hydroélectriques. L'eau est stockée dans un réservoir dont la capacité de stockage d'énergie est proportionnelle à la hauteur de chute et au volume stocké.

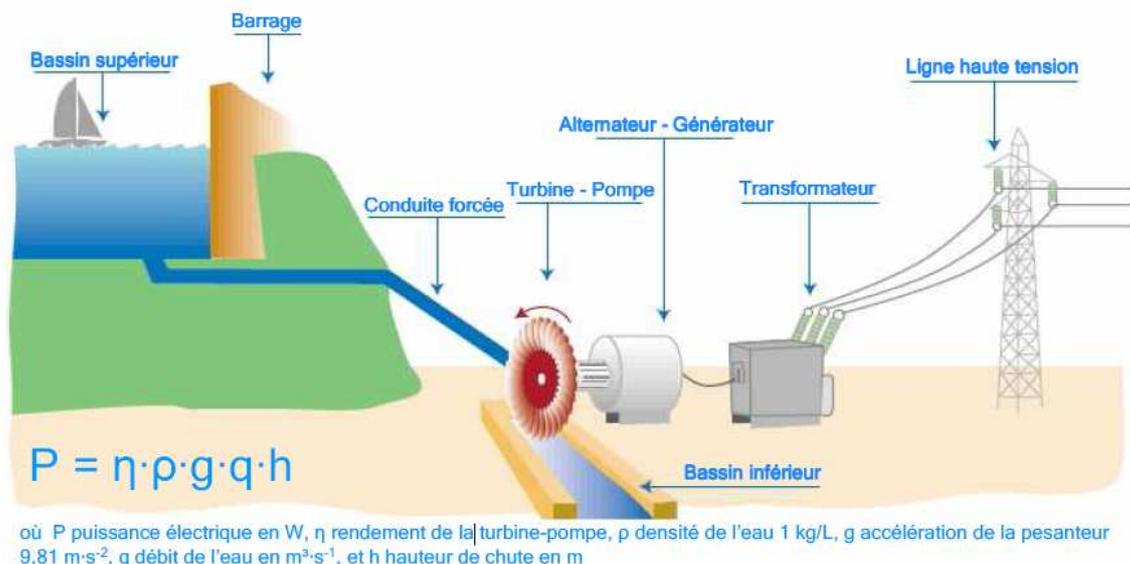


Figure I-4. Principe de fonctionnement des STEP [PIC-07]

Actuellement, il existe de nombreuses études sur l'énergie éolienne associée à un stockage d'énergie pour résoudre les problèmes liés à l'intermittence et au caractère aléatoire de l'énergie éolienne. Le stockage vient donc naturellement s'interposer entre la production éolienne et la demande réseau. Les stratégies de gestion du stockage peuvent viser des objectifs différents :

- De « coller » à un plan de production donné [NGU-09].
- D'améliorer la pénétration d'un marché de l'énergie [KAL-01a], [KAL-02a], [CAS-03], [CAS-04c], [ANC-03], [BAK-02], [BUE-06], [CHR-97], [CRI-06], [KAL-01b], [KAL-02b], [THE-01], [KAL-07].

- Ou simplement d'optimiser le fonctionnement de l'éolienne en lui permettant par exemple de fonctionner à son point de maximum de puissance sans contraintes [KAB-99], [VAC-85], [JEN-95], [KAL-99], [KAL-00]

I.4.2. Le stockage sous forme d'air comprimé (CAES – Compressed Air Energy Storage) [MAR-01]

Comme son nom indique, il s'agit d'un stockage d'énergie réalisé grâce à la compression d'air. Le principe est de compresser l'air afin de charger un réservoir capable de supporter une forte pression. Lors de la décharge, cet air est utilisé mélangé avec du gaz naturel qui le réchauffe avant d'être placé dans une turbine couplée à un alternateur (cf. Figure III-1).

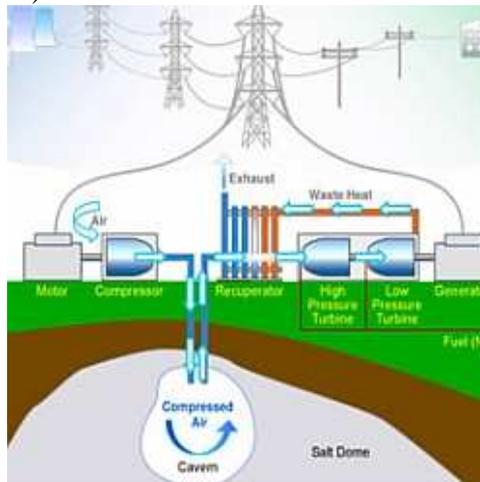


Figure I-5. Principe de fonctionnement des CAES [PIC-07]

De la même manière que pour les STEP, les systèmes de stockage CAES sont utilisés pour les systèmes de fortes puissances, 110 MW et 290 MW, avec des réserves d'énergies de quelques gigawatt heures. Les densités d'énergie et de puissance volumiques sont faibles compte tenu des caractéristiques de l'air et de sa masse volumique (0,28 g/L à 1000°C). Les CAES ont une durée de vie moyenne d'environ 30 ans avec plusieurs millions de cycles de fonctionnement. Enfin, leurs coûts d'investissement sont légèrement plus faibles que ceux des STEP. Pourtant leurs coûts de production d'énergie sont plus élevés, notamment à cause de l'apport d'énergie pour la détente de l'air comprimé dans la turbine.

I.4.3. Le stockage sous forme d'énergie cinétique (FW) [MAR-01], [CIM-06], [TEN-09], [CIM-2010] :

Définition: un corps solide de moment d'inertie J (appelé le volant), tournant avec la vitesse angulaire ω autour d'un axe traversant son centre de gravité contient une énergie cinétique définie par :

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad \text{Eq. I-2}$$

Avec :

E_k : l'énergie cinétique [J] ;

J : le moment d'inertie [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$] ;
 ω : la vitesse angulaire [rad/s].

En réalité, cette énergie stockée est limitée par la valeur maximale autorisée σ liée à la force centrifuge.

$$\sigma = k \cdot \rho \cdot V^2 \quad \text{Eq. I-3}$$

$$V = \omega \cdot R \quad \text{Eq. I-4}$$

Avec :

V : la vitesse [m/s] ;

R : le rayon du volant [m].

Il a été démontré que l'énergie cinétique qui peut être stockée par une masse m est : [MAR-01]

$$E_k = \frac{A \cdot \sigma \cdot m}{\rho} \quad \text{Eq. I-5}$$

Où A est un coefficient dépendant de la forme du volant (cf. tableau 1).

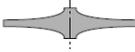
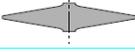
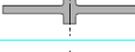
Tableau 9 – Différents facteurs de forme pour le stockage inertiel		
Type de volant d'inertie	Schéma	Facteur de forme A
Disque à contrainte constante		1
Disque à contrainte constante modifiée		0,931
Conique		0,806
Disque plat non percé		0,606
Couronne mince		0,5
Roue pleine		0,4
Disque plat percé		0,305

Tableau I-1. Valeurs du coefficient A selon la forme du volant [MAR-01]

I.5. Comparaison des types de stockage

Nous nous intéressons principalement à certains critères techniques tels que la capacité de stockage, le rendement, la durée de vie et enfin les coûts comme ceux d'investissement ou encore sur un cycle de fonctionnement.

Nous allons voir dans la suite que chaque forme de stockage a des avantages et inconvénients qui leurs sont propres. Les stockages sont donc dédiés à différentes gammes d'applications.

a) La capacité de stockage

Pour évaluer la capacité d'un stockage, il faut considérer les contraintes de fonctionnement qu'il doit subir et ses applications :

- ✚ Assurance de la qualité de l'électricité produite : l'énergie stockée doit avoir une vitesse de réponse assez élevée (temps de réponse de l'ordre de la seconde) pour assurer la stabilité du système (en termes de fréquence et de tension) (cf. Figure I-6).
- ✚ Puissance de transition : en cas de changement d'une source d'énergie par une autre, une unité de stockage peut être utilisée pour fournir une puissance de transition afin d'assurer la continuité de la génération d'électricité. Cette étape peut durer de quelques secondes à quelques minutes.
- ✚ Gestion d'énergie : l'énergie stockée est utilisée d'une manière optimale afin de synchroniser la génération et la consommation de l'énergie électrique. Une application typique est le lissage de la courbe des charges. Il s'agit de stocker de l'énergie pendant les heures creuses pour l'utiliser au cours des heures de pointe.

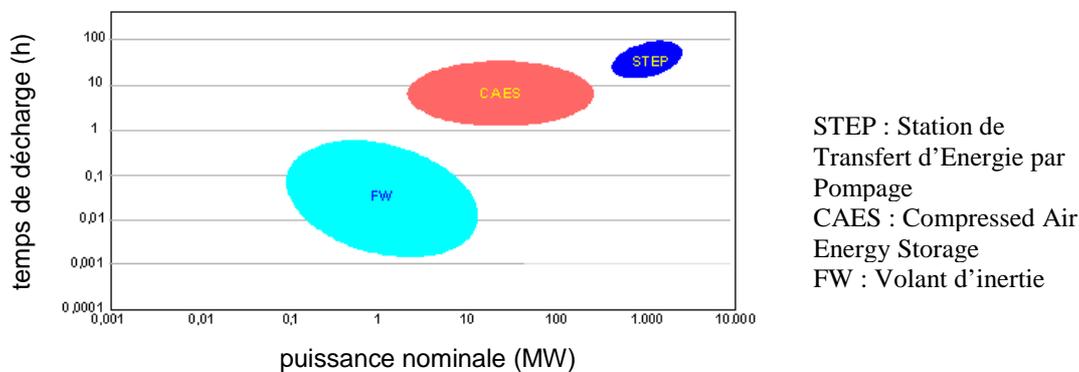


Figure I-6. La puissance et le temps de réponse des stockages [ESA-09], [IEE-09]

b) Le rendement et la durée de vie

Le rendement et la durée de vie sont deux paramètres importants à considérer avant de choisir une technologie de stockage. Ces deux paramètres impactent sur le coût global de la production d'énergie (cf. Figure I-7). Un rendement faible du système de stockage fait augmenter le coût d'utilisation car seule une petite partie de l'énergie stockée est utilisée. Une faible espérance de vie fait augmenter également le coût total en raison de la fréquence de remplacement des équipements. Ces coûts doivent être évalués conjointement avec ceux du capital et du fonctionnement pour obtenir une vue d'ensemble sur le coût d'investissement d'une technologie de stockage.

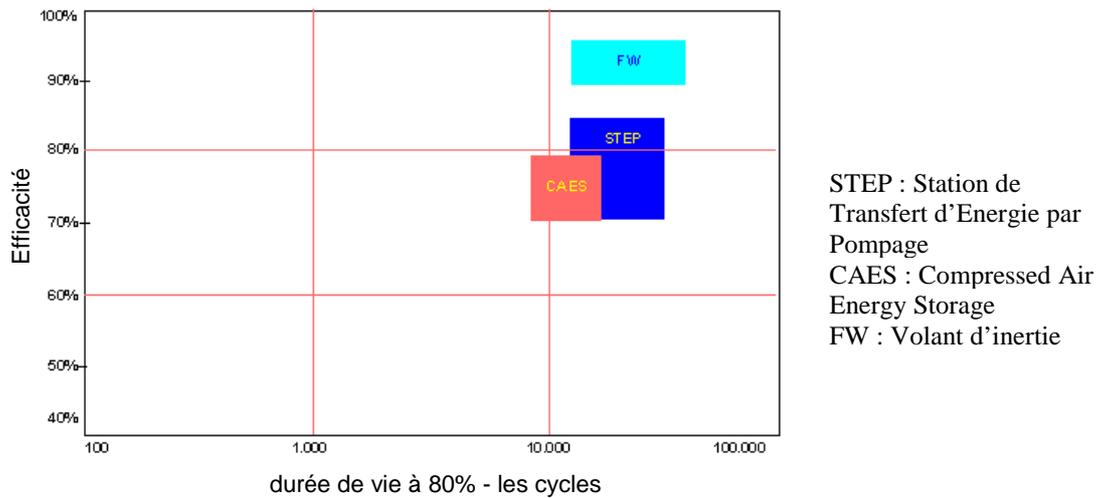


Figure I-7. Efficacité énergétique / Durée de vie de chaque type de stockage [ESA-09], [IEE-09]

c) Le coût d'investissement

Le coût du capital est un paramètre économique important. Mais il est plus pertinent de considérer le coût total de « possession » (total ownership cost en anglais) qui est un coût qui intègre tous les éléments constitutifs d'un produit manufacturé y compris l'impact de la durée de vie des équipements, le coût de fonctionnement et le coût de maintenance. Ce coût dépend du type de stockage et de sa taille. Les données de la Figure I-8 sont uniquement fournies à titre indicatif.

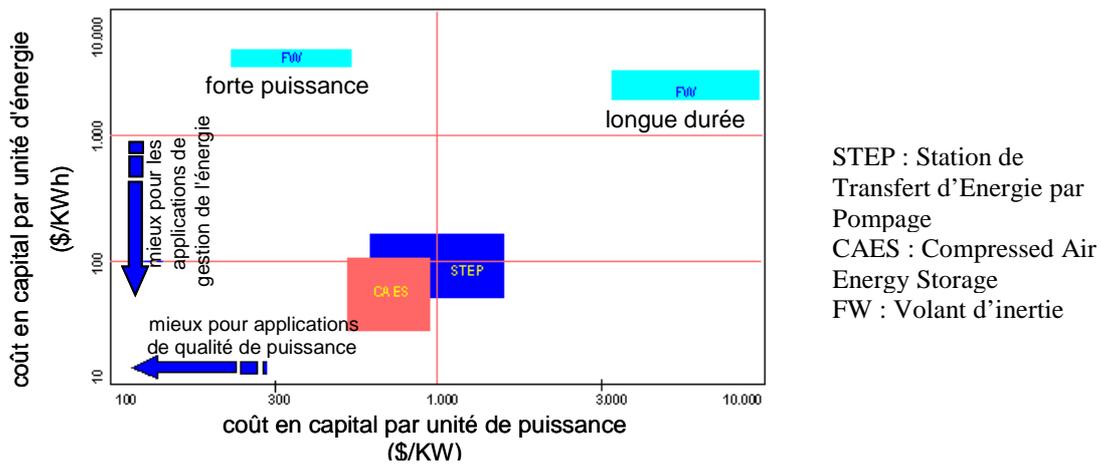


Figure I-8. Coûts par unité de puissance / Coûts par unité d'énergie (données à titre indicatif en 2002) [ESA-09], [IEE-09]

d) Les coûts par cycle de fonctionnement

Le calcul des coûts par cycle de fonctionnement peut être la meilleure façon d'évaluer le coût énergétique d'un stockage dans une application où celui-ci est utilisé fréquemment, par exemple lors de chaque demande de lissage de charge.

Le graphique de la Figure I-9 visualise la valeur du capital correspondant à chaque type de stockage en prenant en compte les facteurs que sont leur espérance de vie et leur rendement. Afin d'obtenir un coût par cycle de développement complet, il faut en plus examiner les coûts de fonctionnement, de maintenance (O&M - Operation and Maintenance), de traitement, de remplacement et d'autres coûts de propriété. Certains de ces coûts peuvent être difficilement quantifiables pour les nouvelles technologies. Notons que le coût par cycle n'est pas un critère approprié dans l'optique d'un lissage d'une courbe de charge ou encore pour un arbitrage énergétique lorsque l'application visée est peu fréquemment en fonctionnement ou que le différentiel du coût énergétique est conséquent et inconstant.

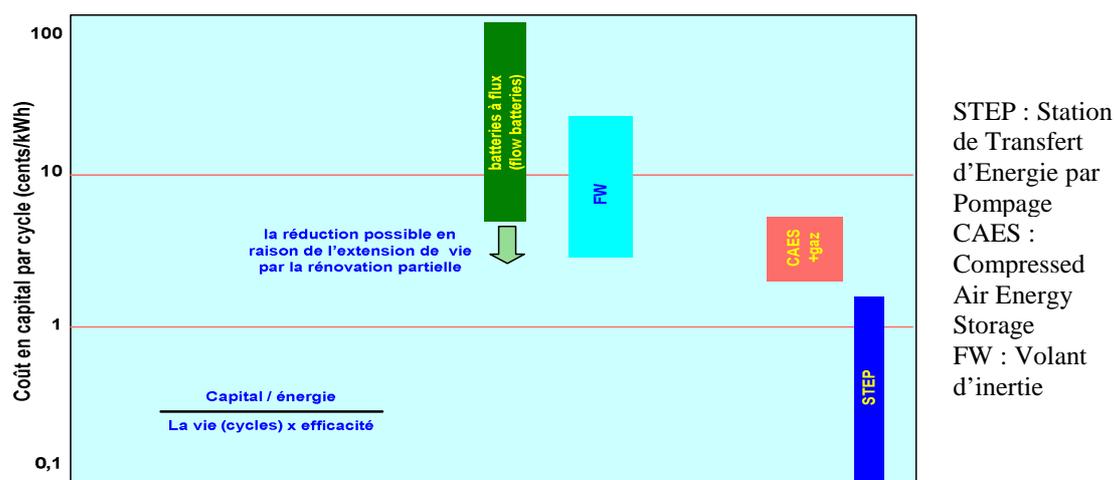


Figure I-9. Coût des charges (coût de fonctionnement et maintenance, coût de remplacement négligés) [ESA-09], [IEE-09]

A partir des analyses ci-dessus, un tableau résumant la comparaison globale pour les trois types de stockage est donné :

	STEP	CAES	FW (Volant d'inertie)
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour h = 360 mètres	12 kWh/m ³ pour P=100 bars	5/10 Wh/kg
Capacité de stockage	1000 – 100.000 MWh	100 – 1000 MWh	quelques kWh
Puissance nominale	quelques MW – 2.700 MW	quelques MW – 290 MW	quelques kW - 1MW
Nombre de cycles	1.000.000	1.000.000	300.000
Temps de réponse	≤ 250s	≤ 600s	≤ 0.005s
Rendement	65% - 82%	50%	selon le cycle (problème d'autodécharge)
Puissance totale	100.000 MWh 1.000 MW	600 MWh 290 MW	250 KWh 1 MW
Capital (€/KWh) €/KW	70 → 150 (€/kWh) 600 → 1500	70 → 80 (€/kWh) 400 → 1200	770 €/kWh -
Maturité	+++	+	+
Autres remarques	Nécessite des sites	Construits sur	-

	possédant de grandes différences d'altitude avec possibilité de construire un lac de stockage.	sites avec possibilité de cavernes de stockage.	
--	--	---	--

Tableau I-2. Comparaison des formes de stockage

En conclusion :

- ✚ Le stockage sous forme d'énergie gravitaire a pour avantages une grande capacité de stockage et un faible coût. Son rendement (entre 65 et 82%) est intéressant. Toutefois, il faut choisir un emplacement approprié pour pouvoir profiter de ces atouts. Cette technique de stockage a une longue histoire de développement ce qui en fait un système mature.
- ✚ Le stockage sous forme de pression permet également le stockage de l'énergie en grande quantité avec une bonne efficacité énergétique. Aussi, il faut sélectionner un emplacement approprié et des sources supplémentaires de gaz naturel dans le processus de transformation de l'énergie. Il s'agit d'une technologie encore en développement, les coûts de production sont ainsi élevés et son rendement est encore à améliorer.
- ✚ Le stockage sous forme d'énergie cinétique peut offrir une puissance élevée mais une densité d'énergie temporelle faible. Cette technologie est souvent utilisée pour un besoin associé à des applications de type qualité de l'énergie.

Les avantages et inconvénients caractérisant les types de stockage nous ont conduits au choix d'un stockage par énergie gravitaire hydraulique. Ainsi, nous avons un moyen de stockage adapté pour les systèmes avec une grande capacité, un rendement élevé et une technologie mature. En résumé, le stockage hydraulique (comme les autres systèmes) vise à faire de l'énergie éolienne une énergie dispatchable.

Le système éolien/stockage hydraulique a pour schémas ceux représentés par la Figure I-10 et la Figure I-11. Dans les deux cas, il se compose d'éoliennes liées au réseau et d'un stockage hydraulique. Ce dernier est décrit par deux bassins.

Lors de la charge, l'eau est pompée du bassin inférieur au bassin supérieur. Lors de la décharge, l'eau va passer du bassin supérieur à celui inférieur en passant par une turbine qui transforme l'énergie gravitaire en énergie électrique. La différence des deux systèmes se trouve dans le cheminement de l'eau entre les deux bassins :

- ✚ Dans la Figure I-10: l'eau de la charge et de la décharge passe par deux chemins séparés (type 1).

- Dans la Figure I-11: l'eau de la charge et de la décharge passe par le même cheminement. Le sens de la conduite de l'eau dépend de la charge et de la décharge (type 2).

Vu l'état des lieux actuel, les systèmes hydrauliques réversibles représentent le meilleur choix.

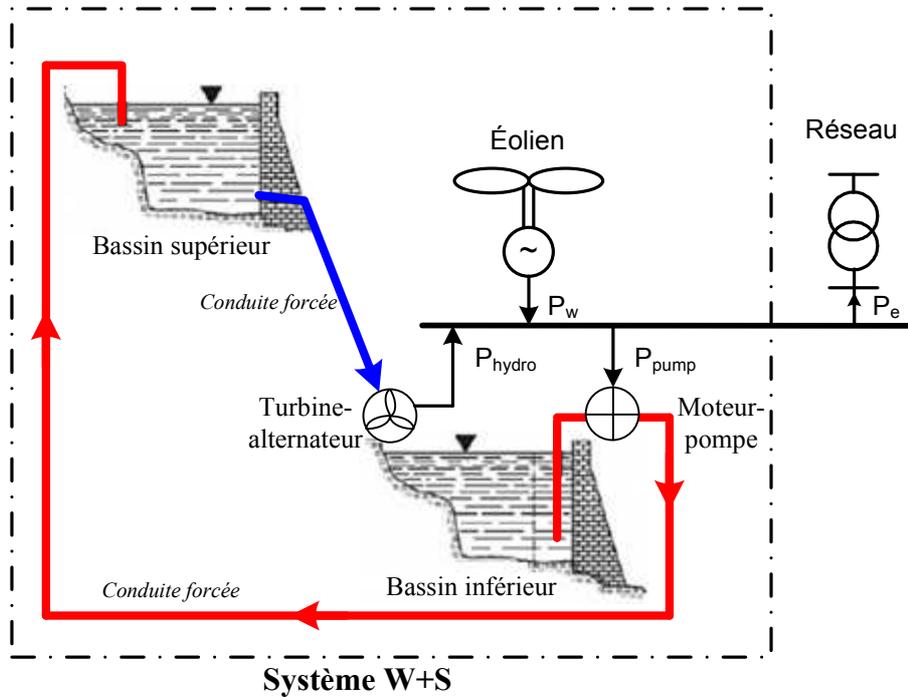


Figure I-10. Système éolien/stockage type 1

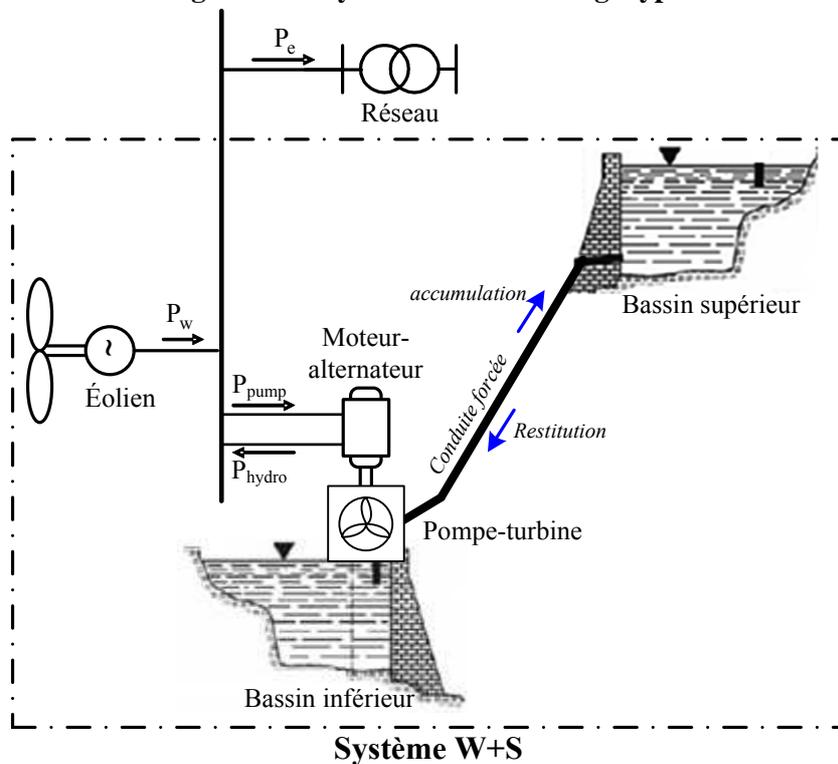


Figure I-11. Système éolien/stockage type 2

I.6. Fonctionnement d'une centrale éolienne avec stockage hydraulique dans le réseau électrique

I.6.1. Ancienne politique : prise en compte des seules contraintes économiques

Précédemment, les politiques énergétiques privilégiaient les producteurs éoliens en mettant en place les avantages de prix d'achat de leurs énergies produites et en négligeant les critères de service système pour ce type d'énergie. En effet, ces producteurs fournissaient leur énergie sans avoir besoin de s'intéresser à :

- ✚ la régulation de la tension ;
- ✚ la régulation de la fréquence et de la puissance demandée par le réseau ;
- ✚ l'adaptation de l'énergie fournie aux situations irrégulières (grand changement de vitesse du vent ou après une grande chute de tension sur le réseau).

Avec la croissance des énergies renouvelables en général et celle de l'énergie éolienne en particulier, ces avantages ont diminué progressivement :

- ✚ l'évolution de la politique énergétique : les subventions pour les énergies renouvelables sont en baisse ;
- ✚ en perspective, le taux de participation des énergies renouvelables au réseau augmente (20% prévu en 2020) ;
- ✚ les contraintes techniques imposées sont de plus en plus fortes.

Ainsi, il est nécessaire d'optimiser le fonctionnement du système W+S de manière à mieux intégrer l'éolien au système électrique selon les nouvelles exigences du réseau.

I.6.2. Gestion d'une centrale éolienne :

La gestion d'une centrale éolienne consiste à s'adapter au maximum à l'intermittence du vent pour répondre aux demandes du réseau électrique. Il s'agit d'un exercice global où tous les éléments doivent être soigneusement étudiés. Ainsi, l'étude des sources (lieu, temps, la capacité installée), la prévision du mode de fonctionnement (les prévisions saisonnières, mois, semaine, jour, heure) et la stratégie de commande optimale en temps réel doivent être considérées.

La gestion de l'intermittence de l'énergie éolienne peut être répartie en deux temps : l'anticipation selon les données prévisionnelles (appelée encore la gestion statique) et la gestion en temps réel (la gestion dynamique).

a) La gestion par anticipation

Selon ce type de gestion, le schéma optimal de fonctionnement pour une date sera établi selon les données de la veille. L'inconvénient de cette étape est que sa performance dépend de l'exactitude des données prévisionnelles. La différence avec les données réelles peut engendrer des erreurs techniques et aussi des pertes économiques. Pour remédier à ce problème, une gestion en temps réel peut être proposée.

b) La gestion en temps réel ou réactive

L'objectif de cette étape est d'obtenir une stratégie de fonctionnement optimal et dynamique en temps réel qui est adapté en cas de changements imprévisibles tels que la variation de la vitesse du vent ou celle de la puissance demandée par le réseau. Le principe se base sur une mise à jour continue dès l'apparition d'un changement des informations d'entrée pendant le temps de fonctionnement. Le résultat est la sortie d'un nouveau schéma de fonctionnement correspondant au changement enregistré.

Grâce à la combinaison des deux modes de gestion, le système éolien avec stockage hydraulique (W+S) réalise un parcours complet. Les informations prévisionnelles sont utilisées pour le début du parcours. Ensuite, ces informations sont comparées avec la réalité et la différence est adaptée pour donner un schéma de fonctionnement optimal.

I.7. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté la tendance de développement de l'énergie éolienne et l'intégration du parc éolien raccordé au réseau électrique de puissance. Dans le domaine d'étude de cette thèse, c'est le fonctionnement optimal de système énergie à base de production éolienne associée à du stockage afin de participer au réseau électrique. Nous avons également mis en œuvre les comparaisons des types de stockage et enfin le système éolienne/stockage hydraulique (W+S) est choisi. Nous allons proposer une gestion optimisée du système W+S dans le chapitre qui suit

Chapitre

II

Gestion optimisée du système W + S

II.1. Introduction

La valorisation de l'énergie éolienne consiste en la maîtrise de son caractère intermittent. L'état de l'art actuel de la gestion de l'intermittence de l'éolien consiste à développer d'une part des méthodes de prévisions plus fiables et précises et, d'autre part des méthodes de gestion optimisée du fonctionnement du système qui s'appuient souvent sur ces prévisions.

La possibilité d'associer l'éolien avec un moyen de stockage, notamment le stockage hydro-électrique, appelé le système W+S a été présenté dans le chapitre précédent qui a permis aussi de mettre en valeur l'importance de la gestion optimisée.

Dans ce chapitre, nous nous concentrerons sur le développement d'une méthode de pilotage optimal qui est *l'intelligence* du système. L'objectif de ce chapitre est de montrer quels sont les paramètres à prendre en compte pour que l'impact dû à la variabilité de différents paramètres du système soit minimisé.

Pour ce faire, dans la première section, nous analysons les caractéristiques principales du système. Nous montrerons les raisons physiques du caractère intermittent ainsi que sa dynamique sur des horizons de temps différents. Grâce à cette analyse, nous présenterons dans la deuxième section, le design de l'architecture du système de gestion ainsi que les structures des flux de données d'entrée et de sortie. De plus, qui dit *gestion optimisée* dit problèmes d'optimisation. Donc la méthode de pilotage du système sera ensuite formulée mathématiquement en utilisant la Programmation Mixte Linéaire. Enfin, comme une des caractéristiques la plus importante du système est la variabilité, une analyse post-optimisation est également proposée pour prendre en compte les impacts des aléas et les incertitudes des paramètres d'entrée.

II.2. Caractérisation du problème

II.2.1. Caractéristique du système W+S

L'architecture du système W+S a été présentée au chapitre I. La Figure II-1 représente le schéma du flux d'énergie du système W+S.

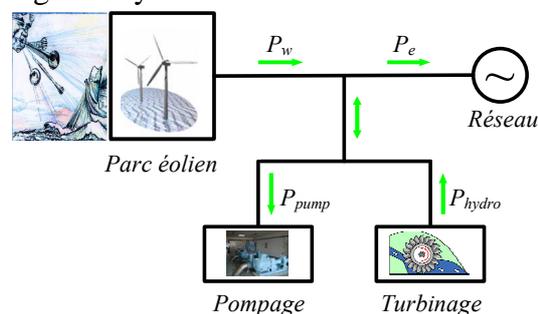


Figure II-1. Système W+S connecté au réseau

Les principales caractéristiques de ce système sont présentées ci-dessous.

II.2.1.1. Nature continue – discrète – intermittente [BUR-01]

- a. *L'éolien est une source d'énergie intermittente*

La variabilité de l'énergie éolienne est due à la nature intermittente du vent ainsi qu'au processus de conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique.

La vitesse du vent change constamment. Cette vitesse est un phénomène climatique qui dépend de plusieurs variables qui sont très difficiles à prévoir avec exactitude. Il est donc nécessaire d'utiliser des outils statistiques pour décrire ce phénomène. On décrit normalement les variations du vent sur un site donné en utilisant une distribution de Weibull donnée par l'Eq. II-1 et illustrée sur la Figure II-2. Le modèle statistique est caractérisé par deux paramètres : le facteur d'échelle C (m/s) et le coefficient de forme k (sans dimension).

$$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right] \quad \text{Eq. II-1}$$

Le facteur C et le coefficient de forme k sont estimés en utilisant les historiques des données du vent sur le site considéré pendant une longue période. Une description des conditions de vent sur de nombreux sites en Europe montre qu'en général, la valeur du facteur C est comprise entre 2 et 8. Quant au facteur de forme k, il prend une valeur comprise entre 1.5 et 2, [BUR-01], [GAR-06], [GEN-05], [DWIA].

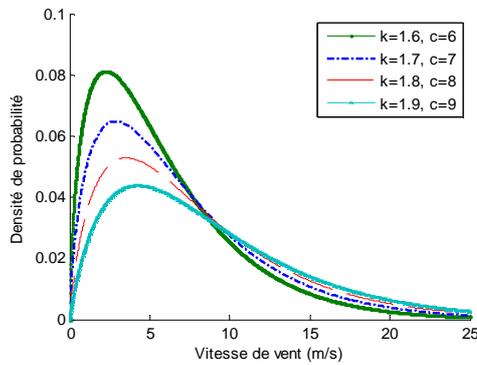


Figure II-2. Densité de probabilité

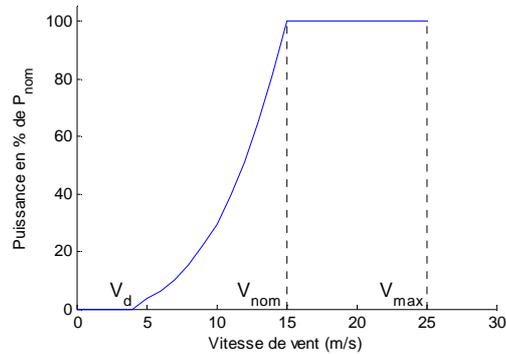


Figure II-3. Caractéristique de la puissance éolienne en fonction du vent

La production éolienne est en lien direct avec la vitesse du vent. Les turbines éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui sera ensuite utilisée par le générateur électrique. Le processus de conversion d'une turbine éolienne est décrit par une courbe caractéristique de puissance donnée par la formule de Betz :

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \cdot V^3 \quad \text{Eq. II-2}$$

Avec :

P : Puissance fournie par la turbine éolienne

ρ : masse volumique dépendant de la température

C_p : coefficient aérodynamique de puissance (spécifique à la ferme éolienne)

V : vitesse du vent

D : diamètre des pales

Cette caractéristique est assez identique entre les constructeurs ou les types de turbine. La puissance est nulle si la vitesse du vent est inférieure à une vitesse de démarrage ($V_d = 2 - 4$ m/s). Ensuite, la puissance est proportionnelle à la montée de la vitesse du vent entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale (environ $V_{nom} = 12 - 16$ m/s). A cette vitesse la puissance est proche de sa valeur nominale. La puissance est constante

entre la vitesse nominale et la vitesse de coupure ($V_{\max} = 25 - 30$ m/s). Enfin, à la vitesse de coupure, la turbine est stoppée pour des raisons de sécurité.

En observant la Figure II-2, nous constatons qu'en effet, les vents faibles et moyens sont plus fréquents que le vent fort. Par ailleurs l'Eq. II-2 nous montre que le vent moyen correspond à la puissance fournie par l'aérogénérateur qui varie fortement avec le cube de la vitesse moyenne du vent. Ainsi, un doublement de la vitesse du vent correspond à une augmentation de sa capacité énergétique de $2^3 = 8$ fois.

Par conséquent, par la variabilité du vent et le processus de conversion d'énergie, la production éolienne est de nature variable et intermittente.

b. *Le réseau peut être considéré comme de fonctionnement stochastique*

Le réseau électrique est un système multi acteurs complexe comprenant des facteurs techniques, humains et naturels tous porteurs d'incertitude. Les incertitudes sont présentes à plusieurs niveaux.

- La variabilité stochastique de la demande (normalement considérée comme l'erreur de prédiction de la demande) a des effets importants sur l'anticipation et la gestion en temps réel du système. Ceci est dû à certains aléas liés au climat et au comportement des consommateurs.
- Du côté de la génération, plusieurs types d'incertitudes existent : dans les cas où les unités de génération ne peuvent pas atteindre leur niveau de production prévu; un autre extrême est celui où l'unité de production n'arrive pas à démarrer comme prévu ou doit être arrêtée accidentellement pour des causes techniques ou naturelles.
- Quant au niveau du réseau électrique, les éléments composant le système de transport et de distribution d'électricité ont des limites de fonctionnement. Si l'on dépasse une de ces limites, notamment lors d'un dépassement de la capacité de transport d'énergie ou des contraintes techniques relatives à l'utilisation des lignes, le risque de rupture de service est grand. Ces problèmes sont également appelés les problèmes de congestions. Ceux-ci sont complètement imprévisibles et se produisent en général suite à d'éventuels incidents (erreurs de manœuvre) ou agressions extérieures (une branche d'arbre qui tombe sur une ligne, défaut ou surcharge sur certaines lignes...).

La combinaison de ces incertitudes avec les caractéristiques physiques des infrastructures du système ainsi que la difficulté de prévision exacte du comportement de tous les acteurs augmentent l'incertitude présente sur le système et créeront un caractère intermittent du système électrique.

c. *Le système de stockage hydraulique est une ressource cumulative*

Dans le système de stockage hydraulique, l'eau est stockée dans des réservoirs sous forme d'énergie potentielle. Elle est turbinée en déstockant pour produire l'énergie électrique au rythme des besoins. L'apport hydraulique par le pompage contribue à accroître le volume d'énergie dans le réservoir supérieur tandis que la décharge par le turbinage diminue le volume de ce dernier. C'est la caractéristique de « stockabilité » qui amène à considérer non seulement une flexibilité dans l'exploitation du système mais aussi une opportunité à produire l'énergie à un moment où la production sera la

mieux valorisée. Ainsi, les principales grandeurs caractéristiques du stockage hydraulique sont :

- le volume de stockage, en m³ ou en capacité de stockage en Watt-heure (Wh) ;
- la différence d'altitude entre les deux réservoirs (supérieur et inférieur) ;
- la puissance installée ainsi que le rendement des turbines hydro-électrique et de la station de pompage.

L'état du stockage, à tout moment, est déterminé par l'accumulation du volume disponible dans le passé et des volumes de charge et de décharge au moment considéré.

d. *Le turbinage et le pompage sont les deux fonctions alternées*

Le système de stockage fonctionne entre deux réservoirs clos et en circuit fermé. Les commandes du pompage permettent de faire remonter l'eau pour alimenter le réservoir supérieur effectuant la fonction d'accumulation de l'énergie en cas de surproduction éolienne. Cette eau pourrait être ensuite utilisée par la turbine hydro-électrique pour produire l'électricité lors de sollicitations. Les deux fonctions pompage et turbinage sont donc alternées. D'ailleurs, vu le système W+S, l'objectif principal est de valoriser au mieux l'énergie éolienne. Le stockage hydro-électrique ou pompage joue le rôle de support. Il se trouve donc dans un état discontinu. Il est tout de même important de noter que physiquement et dans la majorité des cas pour des raisons économiques, il est non souhaitable voire même impossible de faire fonctionner ces deux fonctions en même temps, notamment dans le cas où le système ne dispose que d'un seul système de conduite forcée - type II.

II.2.1.2. Dynamique [BUR-01]

Le système W+S est dynamique. L'horizon à considérer pour le système W+S peut être regardé à différentes échelles de temps où l'amplitude des variations n'est pas du même ordre de grandeur.

Premièrement, la production éolienne est intermittente mais elle connaît une certaine périodicité. A l'échelle de la saison, on constate que la production pourrait être plus favorable en hiver dans les pays nordiques avec un système météorologique de basse pression, ou plutôt meilleure en été dans les régions méditerranées grâce aux brises d'été [GAR-06], [PET-97].

La consommation annuelle du système électrique a également une évolution régulière et cyclique. D'une année sur l'autre, la consommation électrique augmente. Le volume de croissance dépend du pays : léger dans les pays industrialisés et très fort dans les pays en voie de développement. A l'échelle d'une année, la demande en énergie est beaucoup plus forte en hiver que l'été dans les pays froids et la tendance est inverse dans les pays chauds [GAR-06], [PET-97].

L'exemple du caractère cyclique à l'échelle annuelle est donné sur les figures suivantes. La Figure II-4 donne une statistique de l'énergie du vent entre 2003 et 2008 sur un site à Montpellier (au sud de la France). La Figure II-5 décrit l'historique de la consommation mensuelle en France entre 2003 et 2008.

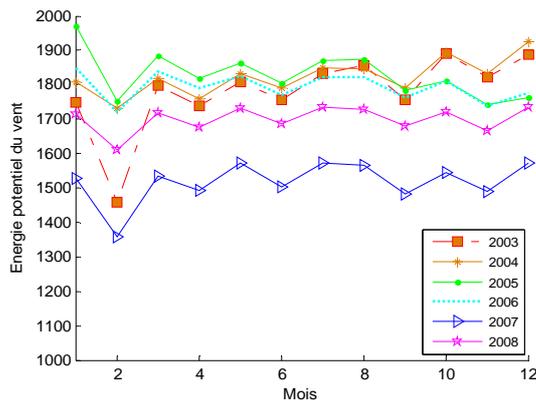


Figure II-4. Energie potentielle du vent

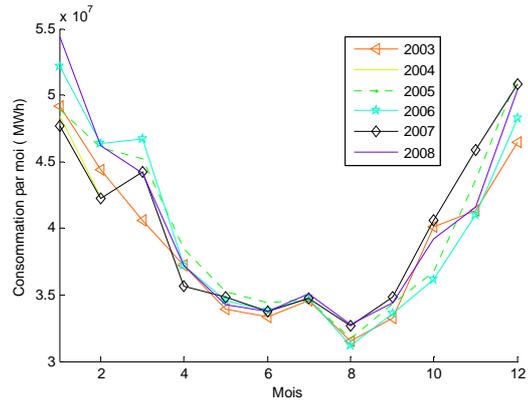


Figure II-5. Consommation réalisée par mois

Ainsi, à cette échelle de temps, la prévision pourrait être réalisée en s'appuyant sur un historique du passé et sur la modélisation de l'effet climatique ou d'autres effets récurrents (fêtes, grands événements ...).

Nous constatons également des cycles diurnes qui sont principalement dus à l'effet de la température à la fois pour la production éolienne que pour la consommation électrique. Par contre, à échelle de temps réduite (de l'ordre de la minute) il est difficile de prédire exactement la vitesse moyenne du vent ainsi que son niveau de fluctuations. La consommation fluctue également de façon imprévisible pour les raisons citées dans le paragraphe précédent. Cependant, on constate que l'évolution à très court terme de la consommation est plutôt « continue » ou « progressive ».

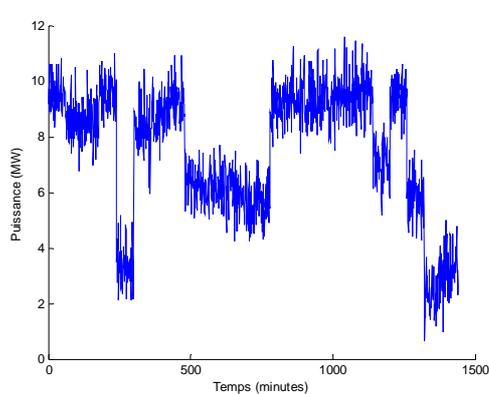


Figure II-6. Production éolienne

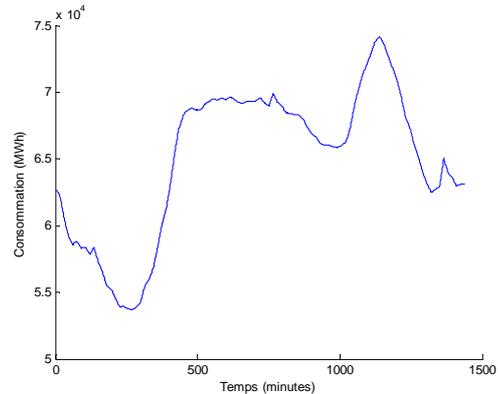


Figure II-7. Consommation journalière

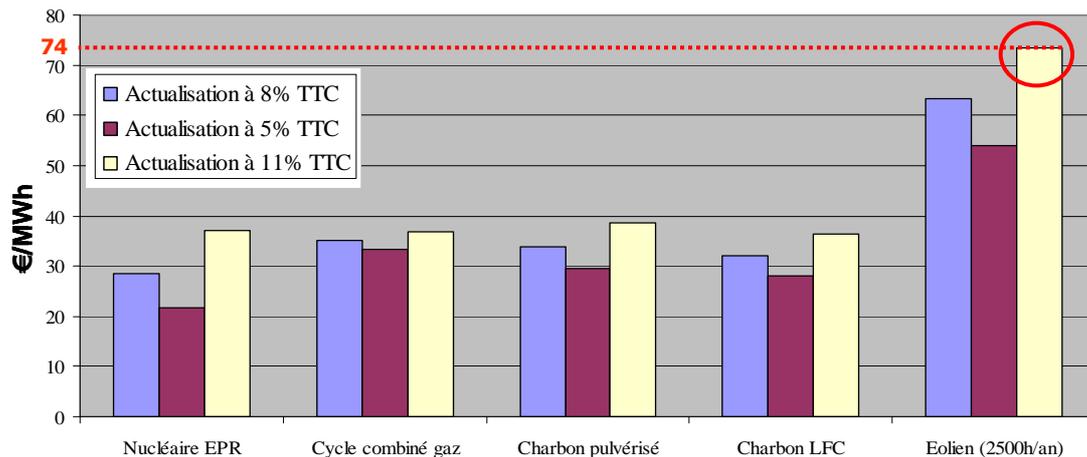
Les analyses ci-dessus nous invitent aux observations suivantes :

- à moyen terme (semaine, mois, saison, année): une variabilité est plutôt lente et cyclique ;
- à court terme (l'ordre du jour) : les variations sont grandes et associées à de fortes incertitudes ;
- à très court terme (de l'ordre de la minute) : les fluctuations sont très rapides avec des amplitudes plutôt imprévisibles.

A chaque horizon de temps un type de variabilité et son impact sur le fonctionnement du système différent. Par conséquent, il est important de bien prendre en compte cette caractéristique dynamique du système W+S lors du développement d'une méthode de gestion optimisée de l'intermittence.

II.2.1.3. Rentabilité du système

Les besoins économiques et financiers correspondent à la rentabilité du système. Car, malgré des progrès technologiques et techniques importants au cours de ces dernières décennies ainsi que les moyens d'incitation économiques et l'intégration à taux croissant de l'énergie éolienne au système électrique, le prix de l'énergie produite par cette source d'énergie reste encore plus élevé que celle provenant des sources conventionnelles (cf. **Figure II-8**). Les critères économiques restent parmi les premières préoccupations, quelle que soit la stratégie de gestion adoptée.



Source: DGEMP – DIDEME

Figure II-8. Coûts de production de l'énergie en 2015 (€2001/MWh, 1\$ = 1€)

II.2.2. Vers une gestion optimisée

Les caractéristiques principales du système W+S présentées ci-dessus ont mis en évidence une nécessité de développer une méthode de gestion optimisée et appropriée. Il s'agit de déterminer les plannings de marche - arrêt et la quantité de l'énergie produite de l'ensemble des composants dans le système (éolien - hydroélectrique - pompage) en répondant à des critères précis tout en satisfaisant à des contraintes techniques et/ou économiques associées. La coordination de fonctionnement entre les composants du système devrait s'inscrire dans une vision globale et être composée de plusieurs niveaux de pilotage correspondant aux différentes échelles de temps.

Comment définit-on une stratégie optimale de gestion du fonctionnement ? La réponse dépend des conditions d'intégration de l'éolien dans le système électrique.

Actuellement, le développement de l'éolien dans plusieurs pays européens (Allemagne, Espagne, Danemark...) s'explique notamment par les mécanismes de soutien (ou les cadres législatifs favorables) adoptés par les gouvernements. Ceux-ci prévoient non seulement des instruments de régulation (obligation d'achat, quotas) par les régies ou les distributeurs mais également une rémunération attractive du kWh produit par l'éolien (subvention à l'investissement, tarif d'achat garanti). Cette politique, appelée mécanisme d'intégration, a bien évidemment pour objectif de valoriser l'énergie d'origine éolienne de manière à maximiser sa rentabilité. Les fluctuations sont peu pénalisantes voire négligeables pour les producteurs d'éolien. La responsabilité opérationnelle et financière de la gestion de l'intermittence se reportera donc sur les différents acteurs du système électrique. La qualité des résultats ainsi que l'efficacité de cette politique sont

prouvées à travers la croissance importante de la capacité installée des éoliennes à l'échelle mondiale au cours de ces dernières années. Ainsi, pour les producteurs éoliens, la meilleure gestion impose naturellement de maximiser le bénéfice tiré de la production éolienne en vendant le maximum d'énergie au réseau, au meilleur prix [HAL-01], [GER-02], [CAS-03], [MAG-03], [CAS-04a], [CAS-04b], [CAS-04c], [KAL-07], [BEN-08], [NGU-09], [EWE-09].

Une telle stratégie de gestion est soutenue lorsque la production éolienne reste encore une source marginale parmi les moyens de production à la disposition des gestionnaires du réseau. L'impact de l'intermittence engendré sur l'exploitation du système est peu visible et souvent fusionné avec les aléas de consommations. Alors si l'on se projette à moyens termes, l'énergie éolienne devrait continuer à se développer. La gestion de l'aléa lié à l'énergie éolienne revêtirait non seulement un enjeu technique – car la sûreté de fonctionnement du système en dépend, mais également un enjeu économique – car la gestion de l'aléa a un coût (perturbations, nécessité d'augmenter les marges d'opération...). La question posée vis-à-vis du système électrique sera celle du niveau acceptable de fluctuations. Devrait-on les accepter avec les risques associés à celles-ci ou bien considérer à terme l'éolien comme un producteur indépendant soumis à des contraintes techniques spécifiques ainsi qu'aux règles du marché de l'électricité. La gestion du système éolien dans les années à venir devrait inévitablement se focaliser sur la réponse à donner à cette question.

Nous nous plaçons dans un tel contexte et travaillons par la suite à définir la méthode de gestion optimisée du système W+S.

II.3. Méthode de gestion optimisée du système W+S

II.3.1. Architecture du système de gestion

Nous proposons la méthode de gestion du système W+S suivante. Nous nous appuyons sur deux niveaux de pilotage : l'anticipation de l'exploitation du système et la gestion dynamique et réactive en temps réel.

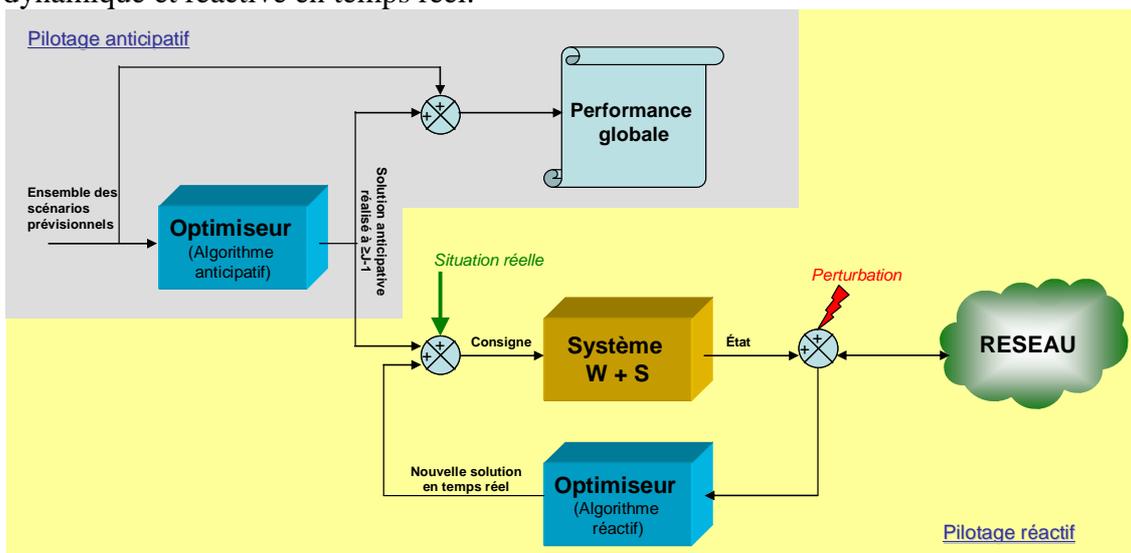


Figure II-9. Architecture du système de gestion

II.3.1.1. Anticipation du fonctionnement du système

D'une manière générale, l'anticipation est l'étape la plus importante dans l'exploitation d'un système. Les objectifs ici consistent à définir le plan de fonctionnement de l'ensemble des composants du système tout en respectant l'ensemble des contraintes techniques, de manière à atteindre l'objectif fixé durant une période considérée. L'anticipation est donc un problème d'optimisation.

Le principe de l'anticipation repose sur les prévisions comme : les prévisions météorologiques (données du vent, température ...); la demande du réseau (puissance, énergie et / ou courbe du prix de l'électricité); la capacité effective de chaque composant (état de fonctionnement, maintenance prévue...) ... etc. L'anticipation est un processus purement théorique (pas de commande physique) permettant de préparer à l'avance les valeurs de consigne à appliquer à chaque composant lors du fonctionnement réel. Les consignes calculées sont déterminantes parce qu'elles serviront de référence dans l'échange physique avec le réseau et donc, fournissent la possibilité de se parer aux risques liés aux incertitudes ou aléas. Les calculs sont effectués en utilisant les valeurs moyennes sur un horizon temporel qui est la durée du plan de fonctionnement à déterminer. En fonction de la durée de cet horizon, l'objectif visé peut être différent.

Concernant l'anticipation du fonctionnement du système W+S, nous distinguons deux niveaux d'anticipation :

- Anticipation du fonctionnement du stockage hydroélectrique : elle consiste à définir le macro plan de fonctionnement du système W+S notamment en ce qui concerne l'utilisation de la capacité du stockage de manière à s'adapter au mieux à la disponibilité du vent. On cherche à déterminer les limites maximales et minimales des bassins de stockage à respecter à des instants spécifiques.

L'horizon d'anticipation à considérer devrait être en adéquation notamment avec la capacité du stockage mais également avec la puissance installée éolienne et avec la qualité des prévisions. Il est possible de planifier le fonctionnement plutôt à moyen terme (quelques jours, semaines, mois ou saison). On peut l'appeler le plan d'anticipation à l'horizon au-delà du J-1. Plus la capacité du stockage est grande, plus l'horizon d'anticipation est long. Ceci permet une vision globale du fonctionnement et de la performance du système dans le temps. Par contre, plus l'horizon à considérer est long, moins les prévisions sont bonnes et on risque alors d'avoir des valeurs prédictives moyennes, entachées d'incertitudes. D'ailleurs, en considérant le système sur une longue période, l'échantillonnage de calcul doit être judicieusement choisi car la taille et la complexité du problème d'optimisation ainsi que le temps de résolution en dépend. Typiquement, le choix du pas d'échantillonnage varie d'une heure à 3 heures.

- Anticipation de l'échange de l'énergie avec le réseau : quel que soit le type du système électrique centralisé (verticalement intégré) ou décentralisé (géré par les marchés électriques), l'anticipation du fonctionnement du système à la veille pour le lendemain est une obligation pour chaque participant. L'enjeu de cette étape est important car il fournit au gestionnaire du réseau des informations nécessaires pour

assurer la bonne coordination de production et de consommation entre les participants du système. Pour le système W+S, l'anticipation du fonctionnement consiste à définir un plan de fonctionnement qui lui permet :

- de proposer sa meilleure offre de production de manière à tirer le meilleur bénéfice de sa production d'énergie éolienne ;
- d'anticiper les risques et prévoir la marge de fonctionnement de manière à minimiser l'impact du caractère intermittent sur la production et ainsi de limiter les impacts sur le réseau.

L'horizon à considérer est donc de 24 heures (de minuit à minuit), appelé également anticipation à l'horizon J-1 (*day ahead* en anglais). L'échantillonnage de calcul choisi dépend de celui utilisé par le système, typiquement 15, 30 minutes ou 1 heure.

A l'issue des calculs du plan de fonctionnement optimal, une estimation des coûts et des bénéfices est réalisée. De plus, au delà d'une simple prédiction de fonctionnement, l'anticipation à l'horizon J - 1 doit pouvoir « sécuriser » l'atteinte de l'objectif fixé. La notion « sécuriser » consiste en effet à prévoir dans le plan de pilotage un certain niveau de flexibilité et de tolérance vis-à-vis des perturbations. Ceci pourrait être réalisé par des analyses approfondies concernant la sensibilité de la solution obtenue en fonction de la variabilité des paramètres d'entrées.

II.3.1.2. Gestion dynamique et réactive en temps réel

La raison d'être du pilotage dynamique et réactif en temps réel est la caractéristique intermittente et dynamique du système W+S. En effet, dans un premier temps, il s'agit simplement de s'assurer que celui-ci fonctionne correctement selon le plan de fonctionnement d'anticipation. Ensuite, face à des perturbations, le problème devient, au delà de la veille, celui d'une gestion proactive et dynamique afin de trouver le meilleur compromis pour limiter au maximum les dégradations. Les conséquences des décisions prises à un instant donné doivent donc être réévaluées continuellement et, dans le cas échéant, modifiées. De nouvelles actions doivent alors être prises. Pour ces raisons, le processus de gestion réactive envisagé est basé sur deux niveaux :

- gestion réactive « spontanée » : le réglage se fait dans la limite de la capacité de régulation interne de chaque composant du système (éolien, hydroélectrique et pompage) ;
- gestion prédictive à l'horizon glissant : elle consiste à appeler l'optimiseur, à chaque fois où l'écart entre la valeur réalisée mesurée et la prédiction dépasse un certain seuil acceptable (à l'instant H sur la Figure II-10), à revoir ou redéfinir le plan de fonctionnement pour la période appelée l'horizon de prédiction glissé entre H+1 et T (fin de l'horizon de prédiction prévu). A l'issue de cette réévaluation et en fonction des nouvelles données disponibles les nouvelles consignes sont recalculées.

L'illustration du processus de gestion prédictive en temps réel est présentée dans la Figure II-10

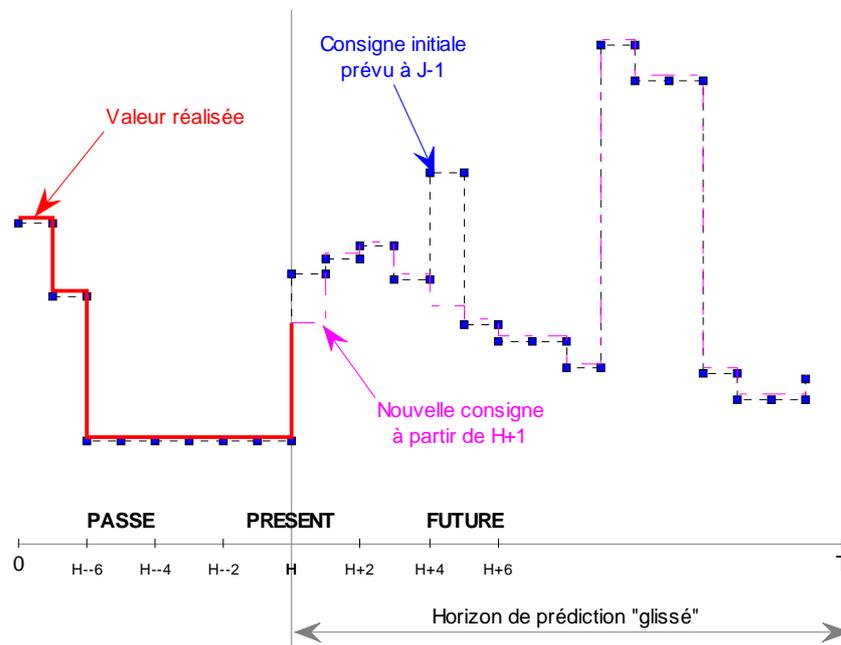


Figure II-10. Imbrication du temps dans la gestion réactive

Nous avons présenté dans cette section l'architecture proposée du système de gestion optimisée. Les sections suivantes seront consacrées plus particulièrement au module d'optimisation avec : la structuration des données d'entrée et de sortie, la modélisation mathématique du problème et le choix de la méthode de résolution.

II.3.2. Hypothèses et structure des données

II.3.2.1. Prédiction de la production éolienne

Comme déjà mentionné dans le paragraphe I.3.1, l'énergie éolienne est une source d'énergie variable et intermittente. Pour pouvoir développer une méthode de gestion de l'énergie éolienne, la bonne prévision de la production éolienne associée avec l'estimation de leur incertitude constitue les données d'entrée de première importance.

Le but de la prédiction de la production éolienne est de fournir une estimation de la puissance produite à un instant donné dans le futur. Les prédictions les plus couramment fournies par les modèles sont des prédictions à "point" : pour chaque pas de temps dans le futur, une seule valeur est fournie. La prévision est donnée en puissance car elle utilise directement la courbe caractéristique qui convertit la vitesse du vent en puissance. Elle est définie selon plusieurs horizons de temps :

- de quelques jours à la semaine : cette prévision pourrait faciliter l'anticipation de l'utilisation du stockage ;
- de quelques heures à la tranche 24 - 72 heures : cette prévision est indispensable pour la gestion du fonctionnement du système électrique en général et du système de base

éolien en particulier. Nous allons utiliser cette prévision pour l'anticipation du fonctionnement de notre système ;

- de quelques minutes à l'heure: il s'agit de la prévision à très court terme – voire en temps réel, qui peut être utilisée pour le contrôle actif des turbines.

Naturellement, la qualité de la prévision augmente lorsque l'horizon de prédiction est réduit.

Sachant que la prévision contient toujours une part d'erreur qui est définie par la différence entre la valeur réellement mesurée et la valeur estimée (prédite), théoriquement, plusieurs pistes de recherche existent pour prendre en compte les incertitudes comme par exemple :

- un modèle stochastique : on suppose que ces incertitudes sont les variables aléatoires qui suivent une loi de probabilité ;
- un modèle par intervalles : on suppose qu'il est possible de déterminer un intervalle de valeurs plausibles qui borne les valeurs réelles ;
- un modèle de scénarii : on définit un certain nombre de scénarii des incertitudes possibles basés sur l'étude des historiques, de la tendance...

Dans le cadre de ce mémoire, nous allons utiliser la combinaison entre deux modélisations : par intervalles et de scénarii en déterminant pour chaque point de prédiction 3 valeurs (minimale, moyenne et maximale).

II.3.2.2. Fonctionnement du système W+S dans le système électrique

Le système électrique auquel le système W+S participe, présente une organisation dérégulée. La coordination des productions et des consommations se base sur une séquence composée de deux modules aux moyens d'action et horizons d'action bien distincts (cf. [SAG-07]).

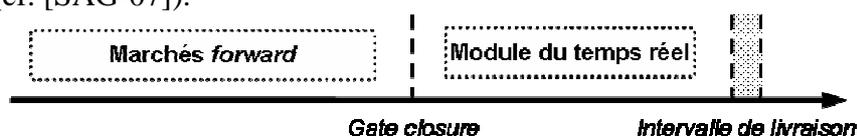


Figure II-11. Principe de l'organisation des marchés électriques

Le premier module, celui des marchés de l'électricité, permet à ses participants de se coordonner pour préparer de manière décentralisée et prévisionnelle leurs échanges d'énergie en temps réel. Ces marchés, appelés « *forward* » se composent de plusieurs niveaux :

- marché au delà de J-1 ayant pour but de préparer des échanges à longue échelle (semaine, mois, année) ;
- marché du J-1 ayant pour but de préparer la coordination de la production et la consommation du lendemain ;

- marché infra horaire ayant pour but de coordonner le fonctionnement, pour les heures qui viennent, de manière à exploiter toutes les opportunités afin de mieux gérer les aléas.

Les producteurs participant aux marchés *forward* respectent la règle commune suivante: en se basant sur les prévisions (météo, consommation ...), les producteurs anticipent leur fonctionnement pour définir une offre de production, i.e. une quantité d'énergie échangée avec le réseau, pour chaque intervalle de livraison. Le choix de la durée de cet intervalle de livraison dépend du système considéré.

Cette étape est purement financière et les échanges des offres sont autorisés jusqu'à un moment appelé *gate closure*. Au moment du *gate closure*, le marché dispose donc de toutes les informations nécessaires pour définir, en fonction des offres de production et de la demande des charges, le meilleur compromis vis-à-vis de la puissance d'appel et de la quantité d'énergie à délivrer. Ceci de manière à minimiser le coût d'exploitation total tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système. Ainsi, le prix de l'électricité correspondant à chaque intervalle de livraison sera déterminé.

En France une journée est à compter de minuit à minuit, composée de 48 intervalles de 30 minutes. Le *gate closure* est à 16 h de la veille pour les marchés *forward*. Celui du marché infra horaire est à 45 minutes avant la livraison physique. Le prix utilisé est le Prix Moyen Pondéré (*PMP*).

Le second module, celui du temps réel qui commence à partir du *gate closure*, réalise la coordination centralisée des programmes de production avec la consommation globale et la gestion des contraintes physiques du système. Toute variation entre la proposition lors des marchés *forward* et la livraison physique imposera au gestionnaire du réseau d'utiliser les moyens nécessaires afin d'assurer l'équilibre du système. C'est pour cette raison que ce module est appelé mécanisme d'ajustement. Il se compose de deux étapes successives :

- *Etape 1* : réglage fréquence – puissance (primaire et secondaire) automatiquement réalisé par les groupes responsables de l'équilibre (ayant un contrat spécifique avec le gestionnaire du réseau) dans un délai très court (moins de 10 minutes) ;
- *Etape 2* : optimisation de la répartition des charges et de la restitution des marges d'exploitation. Ce réglage se fait via les appels d'offre de modification de programme de fonctionnement des autres acteurs dans le système. Tous les producteurs ou consommateurs sont éligibles à cette phase de réglage.

Le mécanisme d'ajustement s'exprime par le règlement des écarts par un prix unique ou double. En France, le règlement est à double prix, Tableau II-1. Cela consiste à valoriser les écarts favorables et à pénaliser les écarts défavorables au système. Dans le premier cas, les écarts favorables sont généralement valorisés à *PMP* défini par le marché *J-1*. Dans le second cas, l'écart défavorable sera pénalisé au prix de *PMP* corrigé d'un facteur multiplicatif [SAG-07], [RTE]:

	Tendance du mécanisme d'ajustement		
	à la hausse	à la baisse	nulle
Ecart positif	PMP	$\frac{PMP}{(k+1)}$	PMP
Ecart négatif	$PMP \cdot (k+1)$	PMP	PMP

Nota : En France depuis 2005, $k = 0.12$

Tableau II-1. Prix de règlement de l'écart dans le mécanisme d'ajustement [RTE]

Par exemple, à l'instant t , la tendance du réseau est à la hausse. C'est-à-dire, que le système est en déficit d'énergie. Un producteur fournit une quantité d'énergie :

- soit, inférieure à l'offre faite à J-1 qui va donc dans le sens d'aggraver la situation. Il sera pénalisé pour chaque kWh non fourni au prix de : $PMP \cdot (k+1)$;
- soit, supérieure à l'offre faite à J-1, qui va dans le bon sens pour soulager le système. Il sera rémunéré pour chaque kWh supplémentaire au prix de : PMP .

C'est le gestionnaire du réseau qui va faire la sélection des offres et activer l'ordre de modification du programme de fonctionnement des producteurs sélectionnés.

Ainsi, dans le cadre de ce mémoire, nous considérons que le système W+S fonctionne dans un marché électrique en suivant la même règle que d'autres producteurs telle qu'elle est décrite ci-dessus. Néanmoins, par son caractère intermittent, nous supposons que le système W+S n'intervient pas à la première étape du mécanisme d'ajustement. C'est-à-dire, qu'il ne propose pas la réserve primaire et secondaire de fréquence.

II.4. Formulation du problème

Le problème de gestion optimale du fonctionnement du système W+S décrite dans les paragraphes précédents présente toutes les caractéristiques d'un problème d'allocation et d'optimisation des ressources limitées en vue d'atteindre des objectifs fixés pouvant être résolus par des techniques d'optimisation.

Les techniques d'optimisation sont des approches algébriques et numériques basées sur la programmation mathématique. Une technique d'optimisation s'appuie sur une catégorie de variables décisionnelles pour prouver l'existence d'un scénario s'avérant être le meilleur de tous les scénarii possibles. Ce scénario porte le nom de scénario ou de solution optimale. Deux grandes familles de méthodes existent :

- les méthodes exactes ou optimales ;
- les méthodes heuristiques.

Les premières approches, comme leur nom l'indique, sont précises et efficaces. L'optimalité des résultats obtenus est mathématiquement prouvée. Toutefois, il y a nécessité de bien connaître le ou les phénomènes physiques à modéliser ; de plus, ces méthodes nécessitent des connaissances en programmation mathématique pour pouvoir construire des modèles adéquats et appropriés. La formulation du problème (fonction d'objectif et les contraintes) sous forme mathématique est parfois laborieuse notamment lorsque la complexité du problème augmente. Le coût du calcul en temps et en ressources informatiques est également un point faible qui dé motive de choisir ces méthodes s'il s'agit des problèmes de taille très importante. Dans le domaine lié à

l'allocation de ressources, la programmation linéaire et ses extensions comme la programmation en nombres entiers ou la programmation mixte linéaire et la programmation dynamique, sont les techniques mathématiques de résolution généralement utilisées pour résoudre de tels problèmes.

Les secondes approches sont des méthodes de résolution de problèmes complexes et moins robustes mathématiquement mais basées sur le bon sens. Elles ne garantissent pas l'obtention de la solution optimale mais une solution dont les performances sont en général assez bonnes et proches de celles des premières approches, on parle de solutions sous-optimales. Cette atténuation de robustesse permet un gain en temps et en coût de calcul face à des problèmes complexes et de grande taille.

Pour traiter le problème de gestion optimale du fonctionnement du système W+S, nous choisissons une méthode appartenant à la famille des méthodes dites exactes : la programmation linéaire. C'est une méthode efficace et réaliste. Elle présente l'avantage d'une grande souplesse de modélisation permettant d'introduire facilement des extensions (notamment la prise en compte des nouvelles variables ou contraintes).

De plus, la conjonction de l'augmentation de la puissance de calcul des ordinateurs avec les progrès remarquables des logiciels spécialisés comme par exemple le solveur CPLEX, JLPK ou le solveur intégré dans MATLAB (MPT...) dans la résolution des programmes linéaires rend possible la résolution de très grands programmes linéaires en un temps raisonnable [MOM-01].

II.4.1. Programmation Linéaire [MOM-01]

La mise en œuvre de la technique de programmation linéaire peut être subdivisée en plusieurs étapes :

- l'identification du problème comme étant solvable par la programmation linéaire. Cette identification est l'apport des connaissances profondes du phénomène physique à la modélisation mathématique du problème ;
- la formulation du problème avec l'utilisation d'un modèle mathématique linéaire (mise en équation des variables, de la fonction d'objectif et des contraintes) ;
- la résolution du problème théorique en utilisant des techniques algorithmiques ;
- la détermination d'une solution réelle à partir de la solution théorique (mathématique) ;
- la vérification et l'analyse de la validité de la solution.

II.4.1.1. Modèle mathématique

Le terme « programmation linéaire » (PL) suppose que les solutions à trouver doivent être représentées en variables réelles. La fonction d'objectif et les contraintes associées sont représentées sous forme linéaire.

Lorsque le problème mélange les variables réelles continues et discrètes (nombre entier ou binaire), la Programmation Linéaire s'étend à la Programmation Mixte Linéaire (PML) ou Programmation Linéaire à Nombre Entier (PLNE). Dans la suite, nous utilisons le nom « PML ».

L'expression générale de la PML est la suivante :

Minimiser : $F(x)$

Sous contraintes: $A \cdot x \leq b$

$$lb \leq x \leq ub$$

Avec : x : vecteur des variables (continues, discrètes)

lb, ub : bornes inférieures et supérieures de x

A, b : matrices des contraintes sur x

F : expression de la fonction d'objectif

Tous les types de fonctions d'objectifs ou de contraintes peuvent être écrits sous forme standard.

Pour une fonction d'objectif à maximiser :

Maximiser $P(x)$ est équivalent à : Minimiser $-P(x)$

Pour une contrainte égale : $a(x) = b$

est équivalent à : $a(x) + \delta \geq b$
 $-a(x) - \delta \leq -b$
 avec $\delta \geq 0$

Pour une contrainte supérieure : $a(x) \geq b$

est équivalent à : $-a(x) \leq -b$

Exemple :

Maximiser : $P(x) = 8x_1 + 5x_2 + 6x_3$

Sous contraintes: $2x_1 + 3x_2 + 2x_3 \leq 85$

$$x_1 + 2x_2 + 1x_3 \leq 81$$

$$4x_1 + 3x_2 + 1x_3 \leq 120$$

$$x_i \geq 0, i = [1 \dots 3]$$

La présentation du problème sous forme standard est la suivante :

Minimiser : $F(x) = -8x_1 - 5x_2 - 6x_3$

Nous avons donc :

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}, lb = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, ub = \begin{bmatrix} +\infty \\ +\infty \\ +\infty \end{bmatrix}, F = \begin{bmatrix} -8 \\ -5 \\ -6 \end{bmatrix}, A = \begin{bmatrix} 2 & 3 & 2 \\ 1 & 2 & 1 \\ 4 & 3 & 1 \end{bmatrix}, b = \begin{bmatrix} 85 \\ 81 \\ 120 \end{bmatrix}$$

II.4.1.2. Approche de solution

a. *Algorithme de résolution de la Programmation Linéaire (PL)*

En considérant les contraintes et les bornes imposées sur les variables, nous pouvons déterminer la zone des solutions possibles. Cette région collecte donc toutes les solutions réalisables. Si nous n'arrivons pas à construire une région dans laquelle toutes les contraintes sont vérifiées, le problème est considéré comme infaisable.

Il y a une solution dans cette région, qui correspond à un minimum de la fonction d'objectif (le problème étant présenté dans sa forme standard, donc la fonction d'objectif à minimiser). Cette solution est appelée la solution optimale.

D'ailleurs, il est possible d'avoir une ou plusieurs solutions optimales qui donnent le même optimum.

Beaucoup de méthodes ont été développées pour résoudre le problème PL dont les variables sont strictement continues. Les techniques les plus connues et fréquemment utilisées sont la méthode graphique, la méthode simplexe et ses variantes.

- *Méthode graphique* : une caractéristique de la PL est que la solution optimale, si elle existe, se trouve à un des sommets du « polytope » formé par les contraintes et les bornes des variables. Par conséquent, après avoir construit la région des solutions réalisables, il suffit d'inspecter les sommets et trouver la solution qui donne la valeur de la fonction d'objectif minimale. L'illustration de la méthode graphique est donnée sur la Figure II-12.

Cette méthode est très illustrative mais est difficile à appliquer à des problèmes de grande taille.

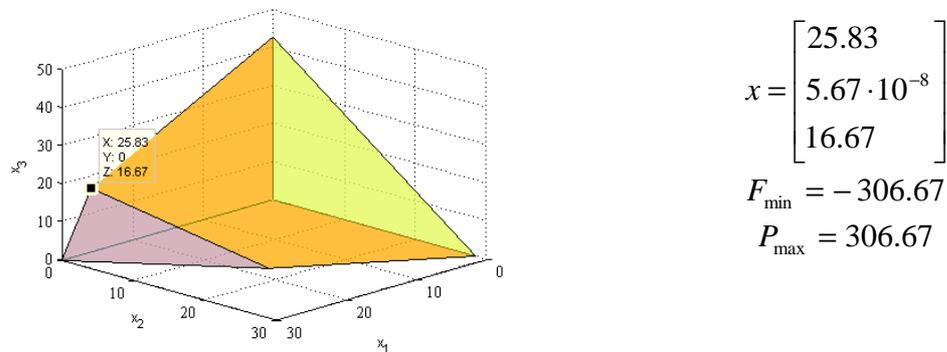


Figure II-12. Région réalisable et solution optimale de l'exemple présenté dans II.4.1.1.

- *Méthode simplexe* : développée par Dantzig en 1947, cette méthode et ses variantes sont largement utilisées lors de résolution du problème PL. Cette méthode est basée sur l'approche matricielle qui est bien plus efficace pour les calculs assistés par ordinateur.
 - L'idée consiste dans un premier temps à transformer les contraintes d'inégalité en contraintes d'égalité en ajoutant des variables d'écart / artificielles δ . Le problème devient :

$$\begin{aligned} \text{Minimiser :} & \quad F(x) \\ \text{Sous contraintes:} & \quad A \cdot x \leq b \text{ est transformée en } A \cdot x + \delta = b \end{aligned}$$

- Ensuite, en résolvant l'équation $A \cdot x + \delta = b$ on obtient soit:
 - aucune solution : le problème est considéré comme non réalisable ;
 - une solution unique : c'est la solution optimale ;
 - infinité de solutions formant une région réalisable : en examinant la région obtenue sommet par sommet, on trouvera une solution qui minimise la fonction objectif

b. *Algorithme de résolution de la Programmation Mixte Linéaire (PML)*

Par nature de notre problème, les variables sont de type continu d'une part et de décision binaire d'autre part. Le problème PML est un problème difficile. La méthode la

plus utilisée pour ce genre de problème est la procédure de Séparation et d'Evaluation, en anglais "*Branch and Bound*". La philosophie consiste à :

- premièrement, diviser le problème en plusieurs sous problèmes linéaires qui seront numérotés en une séquence logique (procédure de Séparation), de manière à obtenir des solutions qui ne contiennent que les variables continues ;
- puis évaluer chacun de ces sous problèmes de manière à trouver la solution optimale en utilisant l'algorithme de résolution de la PL (procédure d'Evaluation) en prenant bien soin de l'effectuer à chaque « nœud de l'arbre » ;
- enfin, choisir la meilleure solution de l'arbre construit.

De cette façon, le problème consiste en la recherche d'une solution optimale parmi une combinaison de N^M solutions possibles, avec N étant le nombre des variables entières et M étant l'intervalle des valeurs des variables considérées.

Pour l'exemple du paragraphe II.4.1.1. , si l'on rajoute une contrainte en considérant que toutes les variables sont entières, la solution optimale est :

$$x = \begin{bmatrix} 26 \\ 0 \\ 16 \end{bmatrix} \text{ et } F_{\min} = -304, P_{\max} = 304$$

II.4.1.3. Sensitivité de la solution optimale à des variations des paramètres

Une fois la solution optimale obtenue, nous nous intéressons à la sensibilité de la variation des paramètres d'entrée. Sachant que le système W+S a des paramètres d'entrées entachés d'incertitudes, l'analyse du comportement de la solution optimale est particulièrement importante vis-à-vis de notre objectif consistant, rappelons-le, à proposer une méthode de gestion du système W+S.

Nous nous posons la question suivante: comment évolue la solution optimale si les paramètres de la fonction objectif ou ceux relatifs aux contraintes varient ? Quelle serait la condition pour que l'optimum change ou bien encore pour que la solution ne soit plus réalisable ?

Cette analyse de sensibilité de post-optimisation va nous permettre de répondre à ces questions et de *sécuriser* la solution optimale face à l'intermittence des paramètres d'entrée.

Nous analysons dans ce paragraphe, deux types d'incertitudes: la première porte sur les paramètres de la fonction d'objectif et la seconde sur le deuxième membre des contraintes.

a. *Incertaince sur les paramètres de la fonction d'objectif*

Reprenons l'exemple présenté dans le paragraphe II.4.1.1. et supposons qu'il a une incertitude sur le paramètre de la fonction d'objectif :

$$F = \begin{bmatrix} -8 \\ -5 \\ -6 + \delta \end{bmatrix} \text{ avec } -\infty \leq \delta \leq +\infty$$

On peut tracer son graphique en fonction de la variation de ce coefficient (cf. Figure II-13).

Avec $\delta = 0$, la solution optimale est celle qui est obtenue initialement.

On constate que la valeur de δ peut avoir deux valeurs spécifiques α et β :

- Avec :

$$f_3 = -6 + \delta \leq \alpha \Leftrightarrow \delta \leq \alpha + 6$$

On remarquera que la fonction d'objectif réagit linéairement à un changement linéaire du coefficient f_3 . Plus δ diminue plus la valeur de la fonction d'objectif décroît et se trouve donc minimisée, et inversement.

- Avec :

$$\begin{cases} f_3 = -6 + \delta \geq \alpha \Leftrightarrow \delta \geq \alpha + 6 \\ f_3 = -6 + \delta \leq \beta \Leftrightarrow \delta \leq \beta + 6 \end{cases} \rightarrow \alpha + 6 \leq \delta \leq \beta + 6$$

La solution optimale est réalisable (existe) mais la valeur de la fonction d'objectif ne varie que sensiblement par rapport au changement de δ .

- Avec :

$$f_3 = -6 + \delta \geq \beta \Leftrightarrow \delta \geq \beta + 6$$

La variable x_3 devient trop chère et la solution optimale n'est plus réalisable. On dit que x_3 n'a plus d'influence sur la fonction objectif qui devient "plate" par rapport à f_3 .

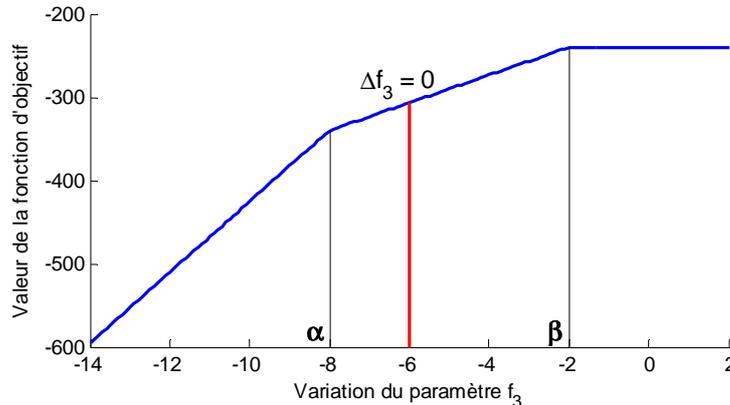


Figure II-13. Sensibilité de la fonction d'objectif à la variation du paramètre f_i

b. Incertitude sur les paramètres b_j

Reprenons l'exemple présenté dans le paragraphe II.4.1.1. et supposons qu'il a une incertitude sur le paramètre de la contrainte b_1 :

$$b = \begin{bmatrix} 85 + \delta \\ 81 \\ 120 \end{bmatrix} \text{ avec } -\infty \leq \delta \leq +\infty$$

On peut tracer son graphique en fonction de la variation de ce coefficient (cf. Figure II-14).

Avec $\Delta b_1 = 0$, la solution optimale est celle qui est obtenue initialement.

On constate qu'il y a également deux valeurs spécifiques de δ : α et β

- Avec :

$$b_1 = 85 + \delta \geq \beta \Leftrightarrow \delta \geq \beta - 85$$

La contrainte sur b_1 est toujours satisfaite avec tous x et δ . On dit que cette contrainte n'est plus nécessaire ou redondante. Elle n'a plus d'influence sur la zone réalisable des solutions possibles ni sur la valeur de la fonction d'objectif.

▪ Avec :

$$\begin{cases} b_1 = 85 + \delta \geq \alpha \Leftrightarrow \delta \geq \alpha - 85 \\ b_1 = 85 + \delta \leq \beta \Leftrightarrow \delta \leq \beta - 85 \end{cases} \rightarrow \alpha - 85 \leq \delta \leq \beta - 85$$

La solution optimale est réalisable (existe) et la valeur de la fonction d'objectif varie linéairement avec l'inverse de la variation de δ . Plus δ augmente, plus la valeur de la fonction d'objectif décroît et est donc minimisée.

▪ Avec :

$$b_1 = 85 + \delta \leq \alpha \Leftrightarrow \delta \leq \alpha - 85$$

On remarquera que la fonction d'objectif croît plus fortement par rapport à la zone précédente car cette contrainte est devenue de plus en plus difficile à vérifier.

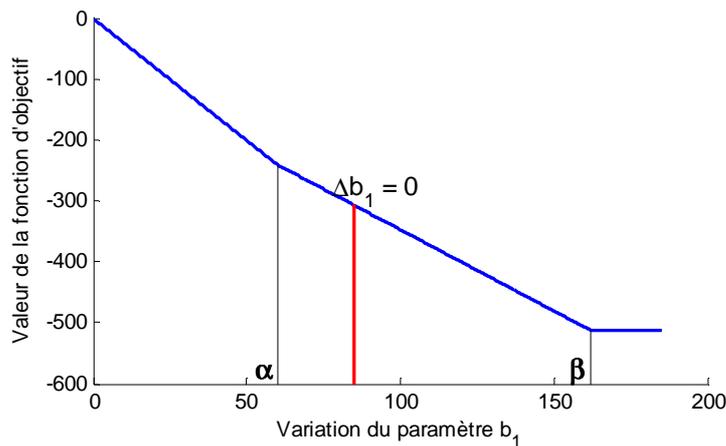


Figure II-14. Sensibilité de la fonction d'objectif à la variation du paramètre b_i

II.5. Gestion optimisée du système W+S par PLM

Il est temps maintenant de formuler notre problème de gestion optimale du fonctionnement du système W+S sous forme mathématique.

Les notations suivantes seront utilisées :

Notations	Symbole
Paramètres du système	
Période d'optimisation	T
Intervalle de temps (échantillon)	Δt
Puissance installée de l'éolien	P_w^{nom}
Puissance installée de la turbine hydro-électrique	P_{hydro}^{nom}
Puissance installée de la station de pompage	P_{pump}^{nom}
Puissance de fonctionnement maximale et minimale de l'éolien	P_w^{max} / P_w^{min}
Puissance de fonctionnement minimale de la centrale hydro-électrique	P_{hydro}^{min}

Puissance de fonctionnement minimale de la station de pompage	P_{pump}^{min}
Rendement du système d'accumulation d'énergie (générateur hydraulique et du réseau des conduits d'eau)	η_{hydro}
Rendement du système d'accumulation d'énergie (station de pompage et du réseau des conduits d'eau)	η_{pump}
Coût d'exploitation de la station de pompage par kWh d'énergie stockée	C_{pump}
Capacité maximale du bassin de stockage supérieur / inférieur	$S_{sup}^{max}, S_{inf}^{max}$
Limite minimale autorisée du bassin de stockage supérieur / inférieur	$S_{sup}^{min}, S_{inf}^{min}$
Etat initial du bassin de stockage supérieur / inférieur	$S_{sup}^{init}, S_{inf}^{init}$
Etat du bassin de stockage supérieur / inférieur d'eau à la fin de la période d'optimisation	$S_{sup}^{fin}, S_{inf}^{fin}$
Indices	
Indice supérieur pour les variables utilisées dans l'anticipation	a
Indice supérieur pour les variables utilisées pour la commande réactive	r
Données d'entrée	
Puissance prévisionnelle de l'éolien pour chaque pas de temps	$P_w(t)$
Prévision du prix de l'électricité	$SP_e(t)$
Prévision du prix de règlement d'écart	$C_p(t)$
Instant de l'apparition d'une éventuelle perturbation	tP
Prix de règlement des écarts réellement réalisés	$PMP(t)$
Eléments de résultats	
Consigne de puissance fournie appliquée à la turbine hydroélectrique pour chaque pas de temps t	$P_{hydro}(t)$
Consigne de puissance fournie appliquée à la station de pompage pour chaque pas de temps t	$P_{pump}(t)$
Consigne de puissance d'échange avec le réseau pour le pas de temps t	$P_e(t)$
L'écart entre la consigne et la puissance injectée au réseau	$\Delta P_e(t)$
Bénéfice total pour la période T	BT
Coût du travail interne du système W+S pour la période T	CT

Tableau II-2. Paramètres et variables utilisés

II.5.1. Fonctions objectifs

II.5.1.1. Anticipation de l'exploitation du système W+S

Nous rappelons que l'anticipation du fonctionnement du système W+S a pour objectif de maximiser le bénéfice tiré par la vente de l'énergie éolienne au réseau. De cette manière la fonction d'objectif à maximiser s'exprime par la différence entre la vente de l'énergie et le coût de travail interne :

$$FO^a = BT - CT = \sum_{t=1}^T SP_e(t) \cdot P_e^a(t) - \sum_{t=1}^T C_{pump}(t) \cdot P_{pump}^a(t) \quad \text{Eq. II-3}$$

II.5.1.2. Gestion réactive optimisée

Il n'y a pas d'optimisation mathématique à faire pour la gestion réactive « spontanée », en temps réel. Du moment où l'injection du réseau est conforme au plan d'anticipation, les composants du système W+S suivent les consignes calculées. C'est l'aérogénérateur ou le générateur hydro-électrique, s'il est en fonctionnement, qui prend en charge le réglage dans la limite de sa capacité.

Le problème se complique avec d'éventuelles perturbations car ces dernières vont modifier probablement l'état du système et donc avoir un impact sur le résultat final. Par exemple, pour une augmentation de la vitesse du vent, la puissance injectée au réseau est plus importante.

- Si cet écart de puissance est rémunéré, c'est-à-dire que la tendance du réseau est à la hausse, il n'est pas nécessaire de revoir le plan de fonctionnement du système W+S car cet événement améliore le bénéfice du système.
- Par contre, si cet écart de puissance est pénalisé, c'est-à-dire que la tendance du réseau est à la baisse, serait-il peut être plus judicieux de re-calculer le plan de fonctionnement du système W+S en modifiant la marche ou l'arrêt du générateur hydro-électrique ou celui de la station de pompage de manière à compenser cette perte de bénéfice ou tout simplement mieux utiliser ce surplus d'énergie?

Voici un autre exemple : supposons que le réseau est en manque de puissance (problème de congestion, défaut, aléa de consommation ...). Le prix de règlement des écarts est donc très élevé, c'est-à-dire que chaque surplus d'énergie fournie au réseau à ce moment là sera très bien rémunéré et chaque kWh en déficit par rapport au plan prévu sera très pénalisé.

- Si le système W+S reste conforme au plan anticipatif, dans ce cas, il n'y aura pas d'impact sur le résultat final.
- Sinon, en utilisant l'optimisation, le système W+S est capable de fournir davantage d'énergie pour soulager le réseau tout en assurant voire même en améliorant son résultat final.

A chaque fois, nous suggérons d'appeler le moteur de calcul d'optimisation afin de calculer un nouveau plan de fonctionnement. Ce plan couvre la période à compter du tP (l'apparition de la perturbation) à la fin de la période d'anticipation ($T = 24h$) en tenant compte des nouvelles données concernant la situation suite à la dite perturbation.

Afin de maximiser le résultat global de l'exploitation du système, l'objectif consiste donc à minimiser l'impact négatif de la perturbation en respectant au mieux le plan de fonction défini à l'offre. Ainsi, la fonction d'objectif s'exprime par une estimation de la pénalité due à tous les kWh d'écart à minimiser :

$$FO^r = \sum_{t=iP+\Delta t}^T C_p(t) \cdot |P_e^r(t) - P_e^a(t)| \quad \text{Eq. II-4}$$

Avec Δt est l'unité de calcul, et dans ce cas égale 1 heure

Deux remarques sont relevées en considérant l'Eq. II-4.

- La première porte sur la valeur du coût de pénalité. Comme le prix de règlement d'écart n'est connu qu'en temps réel, les coûts de pénalité C_p introduits ici ont des valeurs estimées (en se basant sur l'analyse de l'historique et du réalisé la tendance actuelle du réseau). Ils sont utilisés pour mieux gérer l'écart de l'injection de l'énergie au réseau.
- La seconde remarque porte sur la mise en équation de cette fonction d'objectif. Une valeur absolue est une considération non linéaire. Elle nécessite une transformation mathématique pour l'écrire sous la forme standard de la PML.

En ajoutant une nouvelle variable non négative $\Delta P_e(t)$ de manière à :

$$\Delta P_e(t) \geq |P_e^r(t) - P_e^a(t)| \quad \text{Eq. II-5}$$

La contrainte décrite en Eq. II-5 est équivalente aux deux contraintes suivantes :

$$P_e^r(t) - \Delta P_e(t) \leq P_e^a(t) \quad \text{Eq. II-6}$$

$$-P_e^r(t) - \Delta P_e(t) \leq P_e^a(t) \quad \text{Eq. II-7}$$

La fonction d'objectif de l'Eq. II-4 s'écrit donc bien sous une forme linéaire suivante :

$$FO^r = \sum_{t=iP+1}^T C_p(t) \cdot \Delta P_e(t) \quad \text{Eq. II-8}$$

II.5.2. Système de contraintes

Les contraintes du système W+S peuvent se répartir en deux types : statiques et dynamiques. Les premières sont en fait des limites techniques spécifiques à chaque composant. Les secondes représentent une interdépendance temporelle entre les différentes valeurs au cours du fonctionnement. Les contraintes décrites ci-dessous sont applicables à la phase anticipative et réactive.

II.5.2.1. Contraintes statiques

Les composants du système sont encadrés par leur capacité maximale et minimale.

- Générateur éolien

$$P_w^{\min} \leq P_w(t) \leq P_w^{\max} \quad \text{Eq. II-9}$$

- Centrale hydro-électrique

$$P_{hydro}^{\min} \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{\max} \quad \text{Eq. II-10}$$

- Centrale de pompage

$$P_{pompe}^{\min} \leq P_{pompe}(t) \leq P_{pompe}^{\max} \quad \text{Eq. II-11}$$

- Capacité du réservoir

$$S^{\min} \leq S(t) \leq S^{\max} \quad \text{Eq. II-12}$$

- L'échange avec le réseau est considéré sans limites techniques en supposant que le réseau est suffisamment dimensionné pour pouvoir recevoir la puissance maximale pouvant être délivrée par le système W+S.

II.5.2.2. Contraintes dynamiques

- L'énergie produite par le système W+S sera injectée au réseau. A tout instant on a :

$$P_w(t) + P_{hydro}(t) - P_{pompe}(t) - P_e(t) \geq 0 \quad \text{Eq. II-13}$$

- Il est préférable de ne pas faire fonctionner le turbinage et le pompage en parallèle :

$$P_{hydro}(t) \cdot P_{pump}(t) = 0 \quad \text{Eq. II-14}$$

Dans le cadre de la programmation linéaire, les variables ne peuvent se définir que par des relations linéaires. Pour arriver à exprimer cette contrainte nous verrons la nécessité d'introduire une variable binaire de décision $\alpha(t)$ en se référant à [HA-06], de telle manière que :

$$\begin{cases} P_{hydro}^{\min} \leq P_{hydro}(t) \leq \alpha(t) \cdot P_{hydro}^{\max} \\ -P_{pump}^{\max} \cdot (1 - \alpha(t)) \leq -P_{pump}(t) \leq 0 \end{cases} \quad \text{Eq. II-15}$$

Démonstration :

$$\text{Si } \alpha(t) = 1 \rightarrow \begin{cases} P_{hydro}^{\min} \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{\max} \\ P_{pump}(t) = 0 \end{cases}$$

→ Seule la fonction de turbinage est activée

$$\text{Si } \alpha(t) = 0 \rightarrow \begin{cases} P_{hydro}(t) = 0 \\ -P_{pump}^{\max} \leq -P_{pump}(t) \leq 0 \end{cases}$$

$$\rightarrow \begin{cases} P_{hydro}(t) = 0 \\ 0 \leq P_{pump}(t) \leq P_{pump}^{max} \end{cases}$$

→ Seule la fonction de pompage est activée

- L'énergie fournie par le générateur hydro-électrique à chaque pas de temps est limitée par l'énergie stockée disponible dans le bassin supérieur et par la capacité de stockage du bassin inférieur :

$$\frac{P_{hydro}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{hydro}} \leq \min \left\{ \left(S_{sup}(t) - S_{sup}^{min} \right), \left(S_{inf}^{max} - S_{inf}(t) \right) \right\} \quad \text{Eq. II-16}$$

- L'énergie stockable dans le bassin supérieur à chaque pas de temps est limitée par la capacité de stockage disponible du bassin supérieur et par la capacité de stockage disponible dans le bassin inférieur :

$$P_{pump}(t) \cdot \eta_{hpump} \cdot \Delta t \leq \min \left\{ \left(S_{sup}^{max} - S_{sup}(t) \right), \left(S_{inf}(t) - S_{inf}^{min} \right) \right\} \quad \text{Eq. II-17}$$

- L'état du stock du réservoir au début et à la fin du jour doit respecter les limites de remplissage maximal et minimal du réservoir défini dans le macro-plan de fonctionnement (phase d'anticipation de l'utilisation du stockage)

$$S_{sup}(t=0) = S_{sup}^{init} \quad \text{Eq. II-18}$$

$$S_{sup}(t=T) = S_{sup}^{fin} \quad \text{Eq. II-19}$$

$$S_{inf}(t=0) = S_{inf}^{init} \quad \text{Eq. II-20}$$

$$S_{inf}(t=T) = S_{inf}^{fin} \quad \text{Eq. II-21}$$

- L'évolution temporelle disponible de l'état du stockage est calculée en examinant les puissances d'entrée et de sortie des réservoirs :

$$S_{sup}(t+1) = S_{sup}(t) - \frac{P_{hydro}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{hydro}} + \eta_{pump} \cdot P_{pump}(t) \cdot \Delta t \quad \text{Eq. II-22}$$

$$S_{inf}(t+1) = S_{inf}(t) - \eta_{pump} \cdot P_{pump}(t) \cdot \Delta t + \frac{P_{hydro}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{hydro}} \quad \text{Eq. II-23}$$

II.5.3. Sensibilité de la solution optimale aux données

Pour le système W+S, les paramètres incertains sont : la puissance éolienne prévisionnelle et la nature stochastique du réseau, lesquelles se concrétisent sous forme de variation du coût de pénalité (prix de règlement des écarts) lorsque il n'y a pas de concordance entre la demande et la fourniture. . Nous allons considérer les variations sous forme d'un arbre des scénarii.

$$P_{w,S}(t) = P_w(t) + \delta_w(t) \quad \text{avec } \delta_{w_{\min}} \leq \delta_w(t) \leq \delta_{w_{\max}} \quad \text{Eq. II-24}$$

$$C_{p,S}(t) = C_p(t) + \delta_{C_p}(t) \quad \text{avec } \delta_{C_p_{\min}} \leq \delta_{C_p}(t) \leq \delta_{C_p_{\max}} \quad \text{Eq. II-25}$$

II.6. Proposition d'un cas de gestion dynamique et réactive en temps réel: gestion des intermittences du vent par la simulation dynamique

Les notations suivantes sont utilisées dans la partie traitant de la simulation dynamique.

<i>Paramètres du schéma global de la simulation dynamique</i>	
$P_{\text{hydro}}^{\text{initial}}$	puissance de turbinage initiale
$P_{\text{pump}}^{\text{initial}}$	puissance de pompage initiale
P_{e_opt}	puissance échangée avec le réseau lors du problème optimisation statique
$P_{\text{hydro_nouveau}}$	puissance demandée en entrée du modèle de turbinage
$P_{\text{pump_nouveau}}$	puissance demandée en entrée du modèle de pompage
$P_{\text{hydro_sim}}$	puissance de sortie du modèle de turbinage
$P_{\text{pump_sim}}$	puissance de sortie du modèle de pompage
P_{w_sim}	puissance éolienne en temps réel
P_{e_sim}	puissance de sortie du modèle du réseau
$P_{e_réf}$	consigne de la puissance échangée avec le réseau
ΔP_{e_sim}	déviations entre les puissances échangées avec le réseau (y compris la consigne $P_{e_réf}$ et le modèle du réseau P_{e_sim})
$P_{\text{hydro_opt}}$	puissance de turbinage du problème d'optimisation
$P_{\text{pump_opt}}$	puissance de pompage du problème d'optimisation
S_{sim}	état du stockage (la sortie) du modèle stockage
S_{opt}	état du stockage du problème d'optimisation
$S_{réf}$	consigne de l'état du stockage
ΔS_{sim}	déviations entre la consigne de l'état du stockage et l'état du stockage du modèle stockage
t	temps de la simulation

$P_{w_prév}$	puissance éolienne prévue
$S_{_initial}$	état du stockage initial du bloc calcul d'optimisation

Tableau II-3. Notations utilisées dans la partie simulation dynamique

II.6.1. Introduction

Afin de gérer les intermittences du vent, l'architecture du système de gestion est reprise identique à la Figure II-9. Nous établissons un schéma global détaillé de la simulation dynamique (cf. Figure II-15). Afin d'initialiser le modèle dynamique ainsi décrit, nous utilisons les valeurs initiales ainsi que les consignes obtenues à partir des résultats du plan de fonctionnement d'anticipation.

Le modèle dynamique, présenté dans la Figure II-15 comprend :

- Deux scénarii de la vitesse du vent moyen sur 24h dont un scénario de la prévision du jour J-1 et un scénario de la vitesse du vent réelle du jour J.
- Le modèle éolien.
- Les modèles du système hydraulique (turbinage) et du pompage.
- Le modèle du stockage
- Le modèle du réseau fournissant la puissance demandée.
- Le module de calcul d'optimisation ou le modèle statique.
- Les blocs de contraintes qui seront explicités dans le site.

II.6.2. Description et résolution du schéma de simulation dynamique

Nous pouvons joindre l'architecture du système de gestion (cf. Figure II-9) et le schéma de simulation dynamique (cf. Figure II-15) afin d'esquisser l'ensemble décrivant les gestions dynamiques et réactives du système W+S en présence de perturbations sur la puissance éolienne fournie. La Figure II-15 présente d'abord le calcul du résultat optimal pour le jour (J-1) à partir du problème d'anticipation (suivant la fonction d'objectif FO^a), afin d'obtenir un plan de fonctionnement optimal pour les prochaines 24 heures. Ce plan est ensuite utilisé comme plan de fonctionnement pour le jour J (aujourd'hui) dans le système de simulation dynamique.

Au cours de l'opération de la journée J, le système sera ajusté immédiatement dès que des perturbations se produisent, grâce au modèle de stockage de l'énergie (y compris le modèle de turbinage et le modèle de pompage).

Si les perturbations persistent, celles-ci sont accumulées progressivement. Au début de chaque heure où cette accumulation atteint un seuil prédéfini, le calcul optimal est

activé pour recalculer un nouveau plan de fonctionnement optimal. A partir de ce moment, le système est exploité avec le nouveau plan de fonctionnement.

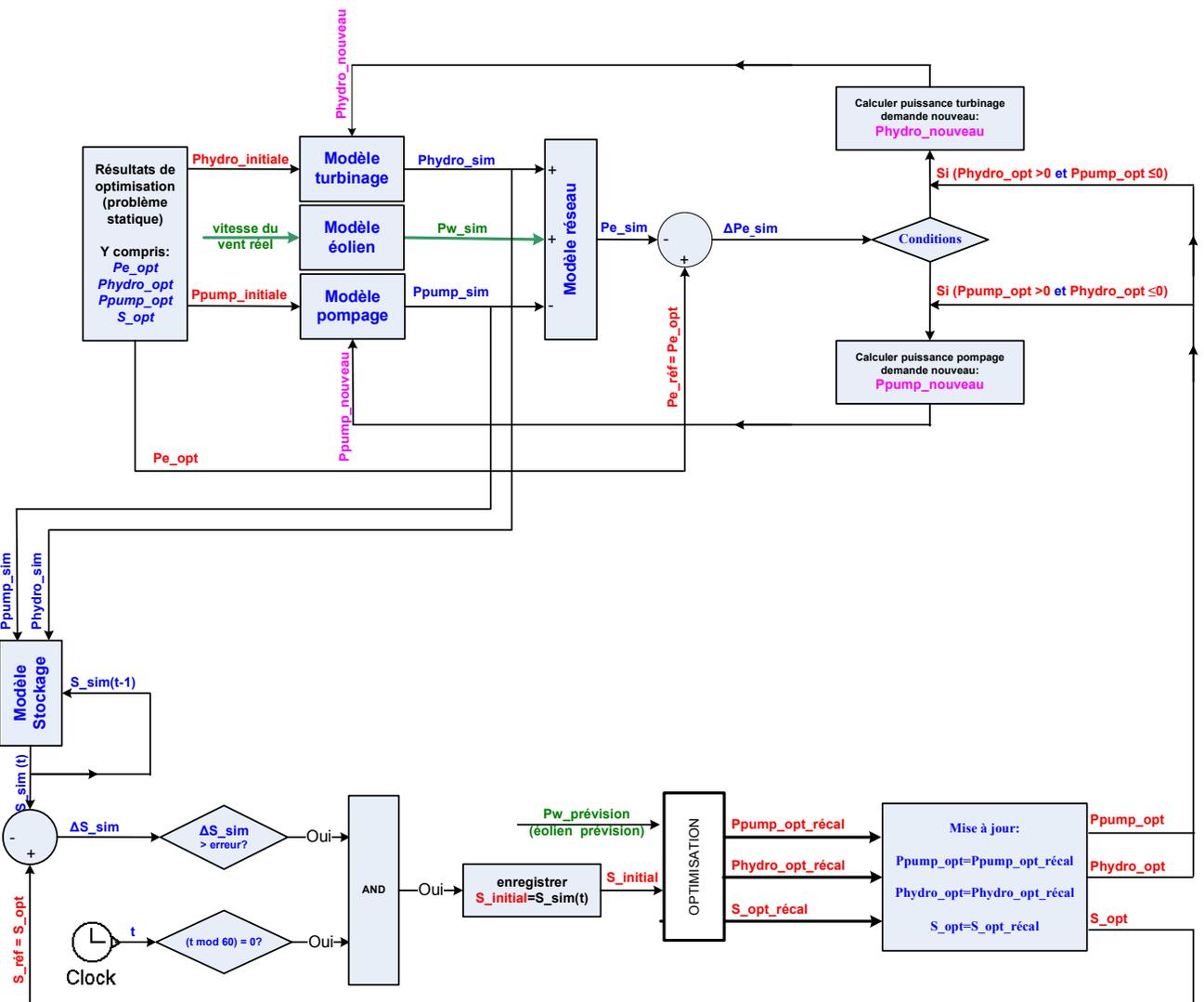


Figure II-15. Schéma global de la simulation dynamique

L'optimisation du modèle statique (ou phase d'anticipation) en 24h se base sur les données d'entrée $P_w(t)$ (données prévisionnelles), $SP_e(t)$, $C_p(t)$, $P_e^a(t)$ nous fournissant ainsi les valeurs de consignes moyennes: la puissance de turbinage, la puissance de pompage et les valeurs références moyennes ; la puissance échangée avec le réseau, l'état du stockage. Ces valeurs seront utilisées en vue d'une simulation dynamique comme décrite par la Figure II-15. Le calcul d'optimisation dynamique se déroule de la manière suivante :

Les valeurs de $P_{hydro}(0)$ à $P_{pump}(0)$ sont calculées à partir de l'optimisation statique et sont utilisées afin d'initier les modèles de l'hydraulique et du pompage.

Un scénario réel de la puissance éolienne P_{w_sim} , (obtenu à partir du modèle éolien) différent de celui prévisionnel est rentré. La différence sera ajustée grâce aux calculs des nouvelles valeurs de $P_{hydro_nouveau}$ et $P_{pump_nouveau}$. Ces valeurs seront ensuite les entrées pour le prochain pas de calcul (cf. Figure II-15). Nous rappelons que notre choix de modèle impose le réglage d'une seule de ces deux puissances à la fois. Ainsi, lorsque la puissance hydraulique $P_{hydro_nouveau}$ varie, la puissance $P_{pump_nouveau}$ reste inchangée et inversement. Les détails de ces calculs vont être expliqués plus loin.

Ainsi, l'état du stockage, directement lié aux puissances P_{hydro_sim} et P_{pump_sim} par l'Eq. II-22 ou l'Eq. II-23, va être modifié toutes les heures en fonction du changement de P_w .

II.6.2.1. Les contraintes des modèles de l'hydraulique et du pompage en dynamique

Nous allons utiliser les notations ci-dessous :

P_{hydro_opt} : la puissance hydraulique issue de l'optimisation ;

P_{pump_opt} : la puissance de pompage issue de l'optimisation ;

S_{sim} : l'état du stockage dans la simulation dynamique ;

S_{opt} : l'état du stockage par l'optimisation statique ou dynamique ;

$\Delta S_{sim} = S_{opt} - S_{sim} = S_{réf} - S_{sim}$: la différence entre S_{opt} et S_{sim} ;

t_{sim} : temps de simulation.

a) Conditions de fonctionnement du turbinage:

i) Condition initiale:

Soit $K_{hydro_initial}$ « la clé de condition » ayant comme valeur 0 ou 1. Elle initie le fonctionnement du modèle de l'hydraulique. Sa valeur est définie par :

$$K_{hydro_initial} = 1, \quad si \begin{cases} P_{hydro_opt} \neq 0 \\ t_{sim} = t_{hydro_initial} \\ S^{min} \leq S_{sim} \leq S^{max} \end{cases} \quad \text{Eq. II-26}$$

ii) Condition de participation

Soit K_{hydro} une autre « clé de condition » ayant aussi comme valeur 0 ou 1 pour faire participer la puissance hydraulique (puissance de turbinage) dans le fonctionnement du système W+S :

$$K_{hydro} = 1, \quad si \begin{cases} P_{hydro_opt} \neq 0 \\ t_{sim} > t_{hydro_initial} \\ S^{min} \leq S_{sim} \leq S^{max} \end{cases} \quad \text{Eq. II-27}$$

b) Conditions de fonction du pompage

i) Condition initiale

Soit $K_{pump_initial}$ « la clé de condition » initiale ayant pour valeur 0 ou 1, servant à initier le fonctionnement du pompage :

$$K_{pump_initial} = 1 \rightarrow si \begin{cases} P_{pump_opt} \neq 0 \\ t_{sim} = t_{pump_initial} \\ S^{min} \leq S_{sim} \leq S^{max} \end{cases} \quad \text{Eq. II-28}$$

ii) Condition de fonctionnement du pompage :

$$K_{pump} = 1 \rightarrow si \begin{cases} P_{pump_opt} \neq 0 \\ t_{sim} > t_{pump_initial} \\ S^{min} \leq S_{sim} \leq S^{max} \end{cases} \quad \text{Eq. II-29}$$

c) Condition pour le « non fonctionnement » des deux systèmes hydraulique et pompage

Les deux systèmes ne fonctionnent pas lorsque K_{hydro} et K_{pump} prennent la valeur 0, lorsque :

$$\begin{cases} K_{hydro} = 0 \\ K_{pump} = 0 \\ S^{min} \leq S_{sim} \leq S^{max} \end{cases} \quad \text{Eq. II-30}$$

$$avec \quad t_{sim} > t_{hydro_initial} \quad ou \quad t_{sim} > t_{pump_initial}$$

II.6.2.2. Les différentes situations de fonctionnement :

Nous avons :

$$\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} \quad \text{Eq. II-31}$$

Où ΔP_{e_sim} est la différence de puissance échangée avec le réseau entre le résultat de l'optimisation statique et celui du problème dynamique.

En fonction de la situation de fonctionnement du système W+S, cette différence sera compensée par la mise en fonction de l'hydraulique ou du pompage. Dans certaines situations particulières, aucun des deux n'est activé. La gestion correspondant à chaque cas est détaillée ci-dessous.

i) La station hydraulique fonctionne, le pompage est en arrêt.

 Cas 1 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} > 0$: le réseau demande une puissance ΔP_{e_sim} . Nous devons gérer le système W+S afin d'augmenter la puissance fournie de ΔP_{e_sim} grâce à l'augmentation de la puissance hydraulique :

Alors :

$$P_{hydro}(t) = P_{hydro}(t-1) + \left| \Delta P_{e_sim} \right| \quad \text{Eq. II-32}$$

Où:

$P_{hydro}(t)$ est la puissance hydraulique à l'instant t.

$P_{hydro}(t-1)$ est la puissance hydraulique à l'instant précédent (t-1).

$$\text{si } P_{hydro}(t) > P_{hydro}^{max}, \text{ alors } P_{hydro_nouveau} = P_{hydro}^{max} \quad \text{Eq. II-33}$$

$$\text{si } P_{hydro}^{min} \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{max}, \text{ alors } P_{hydro_nouveau} = P_{hydro}(t) \quad \text{Eq. II-34}$$

$$\text{ainsi } P_{hydro_nouveau} = \min\{P_{hydro}(t), P_{hydro}^{max}\} \quad \text{Eq. II-35}$$

Ainsi, l'état de fonctionnement du turbinage et du pompage sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_nouveau} = \min\{P_{hydro}(t), P_{hydro}^{max}\} \\ P_{pump_nouveau} = 0 \end{cases} \quad \text{Eq. II-36}$$

Ainsi, l'état du système W+S sera décrit par:

$$\begin{cases} P_{hydro_sim} = P_{hydro_nouveau} \\ P_{pump_sim} = 0 \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} + P_{hydro_sim} \end{cases} \quad \text{Eq. II-37}$$

 Cas 2 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} < 0$: le réseau a en trop une quantité de puissance ΔP_{e_sim} . Le système W+S doit être réglé de telle sorte à ce que la puissance fournie soit réduite d'une valeur de ΔP_{e_sim} en diminuant la puissance hydraulique.

Alors :

$$\rightarrow P_{hydro}(t) = P_{hydro}(t-1) - \left| \Delta P_{e_sim} \right| \quad \text{Eq. II-38}$$

$$\text{Si } P_{hydro}(t) < P_{hydro}^{min}, \quad \text{alors } P_{hydro_nouveau} = P_{hydro}^{min} \quad \text{Eq. II-39}$$

$$\text{Si } P_{hydro}^{min} \leq P_{hydro}(t) \leq P_{hydro}^{max}, \quad \text{alors } P_{hydro_nouveau} = P_{hydro}(t) \quad \text{Eq. II-40}$$

$$\text{ainsi } P_{hydro_nouveau} = \max\{P_{hydro}(t), P_{hydro}^{min}\} \quad \text{Eq. II-41}$$

Ainsi, l'état de fonctionnement du turbinage et du pompage sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_nouveau} = \max\{P_{hydro}(t), P_{hydro}^{min}\} \\ P_{pump_nouveau} = 0 \end{cases} \quad \text{Eq. II-42}$$

L'état du système W+S sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_sim} = P_{hydro_nouveau} \\ P_{pump_sim} = 0 \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} + P_{hydro_sim} \end{cases} \quad \text{Eq. II-43}$$

ii) La station du pompage fonctionne et l'hydraulique est à l'arrêt.

 Cas 1 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} > 0$, le réseau demande une puissance de ΔP_{e_sim} . Le système W+S doit être réglé afin d'augmenter la puissance fournie d'une valeur de ΔP_{e_sim} en diminuant la puissance du pompage.

$$\text{Donc } P_{pump}(t) = P_{pump}(t-1) - |\Delta P_{e_sim}| \quad \text{Eq. II-44}$$

$$\text{Si } P_{pump}(t) < P_{pump}^{min}, \quad \text{alors } P_{pump_nouveau} = P_{pump}^{min} \quad \text{Eq. II-45}$$

$$\text{Si } P_{pump}^{min} \leq P_{pump}(t) \leq P_{pump}^{max}, \quad \text{alors } P_{pump_nouveau} = P_{pump}(t) \quad \text{Eq. II-46}$$

$$\text{Nous en déduisons } P_{pump_nouveau} = \max\{P_{pump}(t), P_{pump}^{min}\} \quad \text{Eq. II-47}$$

Ainsi, l'état de fonctionnement du turbinage et du pompage sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_nouveau} = 0 \\ P_{pump_nouveau} = \max\{P_{pump}(t), P_{pump}^{min}\} \end{cases} \quad \text{Eq. II-48}$$

Ainsi, l'état du système W+S sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_sim} = 0 \\ P_{pump_sim} = P_{pump_nouveau} \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} - P_{pump_sim} \end{cases} \quad \text{Eq. II-49}$$

✚ Cas 2 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} < 0$, le réseau a une puissance de ΔP_{e_sim} en trop. Le système W+S doit augmenter la puissance de pompage d'une valeur de ΔP_{e_sim} :

$$\text{Ainsi } P_{pump}(t) = P_{pump}(t-1) + |\Delta P_e| \quad \text{Eq. II-50}$$

$$\text{Si } P_{pump}(t) > P_{pump}^{max}, \quad \text{alors } P_{pump_nouveau} = P_{pump}^{max} \quad \text{Eq. II-51}$$

$$\text{Si } P_{pump}^{min} \leq P_{pump}(t) \leq P_{pump}^{max}, \quad \text{alors } P_{pump_nouveau} = P_{pump}(t) \quad \text{Eq. II-52}$$

$$\text{Ainsi : } P_{pump}^{nouveau} = \min\{P_{pump}(t), P_{pump}^{max}\} \quad \text{Eq. II-53}$$

Ainsi, l'état de fonctionnement du turbinage et du pompage sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_nouveau} = 0 \\ P_{pump_nouveau} = \min\{P_{pump}(t), P_{pump}^{max}\} \end{cases} \quad \text{Eq. II-54}$$

Par conséquent, l'état du système W+S sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_sim} = 0 \\ P_{pump_sim} = \min\{P_{pump}(t), P_{pump}^{max}\} \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} - P_{pump_sim} \end{cases} \quad \text{Eq. II-55}$$

iii) Les stations d'hydraulique et du pompage sont à l'arrêt.

✚ Cas 1 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} > 0$, le réseau demande une puissance de ΔP_{e_sim} .

✚ Cas 2 :

Lorsque $\Delta P_{e_sim} = P_{e_opt} - P_{e_sim} < 0$, le réseau a une puissance de ΔP_{e_sim} en trop.

Dans les deux cas, il n'y pas de réglage de la part du système W+S. Nous acceptons la différence entre la puissance demandée et celle calculée par l'optimisation dynamique.

Ainsi, l'état de fonctionnement du turbinage et du pompage sera décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_nouveau} = 0 \\ P_{pump_nouveau} = 0 \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} \end{cases} \quad \text{Eq. II-56}$$

L'état du système W+S est dans ces cas décrit par :

$$\begin{cases} P_{hydro_sim} = 0 \\ P_{pump_sim} = 0 \\ P_{e_sim} = P_{w_réel} \end{cases} \quad \text{Eq. II-57}$$

Ainsi, la puissance fournie au réseau vient uniquement de l'éolienne. Ces deux cas représentent les limites de la gestion présentée dans le cadre de ces travaux de thèse.

II.7. Conclusions

Le développement d'une méthode de gestion optimisée du système W+S a été l'objectif central de ce chapitre. Tout d'abord nous avons mis en œuvre une analyse approfondie des caractéristiques du système W+S : intermittence, dynamique et rentabilité.

Nous avons ensuite réalisé des études bibliographiques sur les différentes méthodes de gestion du système W+S. Les variantes des méthodes sont principalement dues à des conditions appliquées d'intégration de l'énergie éolienne. Avec les mécanismes de soutien, l'objectif consiste à maximiser le bénéfice de la vente de l'énergie éolienne au réseau. Cette stratégie a permis une croissance importante de l'énergie éolienne au cours de ces dernières années. Lorsque le taux d'insertion de l'énergie éolienne croît, une nouvelle méthode de gestion des intermittences est alors nécessaire dont l'objectif consiste à minimiser l'impact de l'intermittence sur le système électrique.

La méthode de gestion que nous avons proposé dans ce chapitre, a pour but de s'adapter au mieux aux caractéristiques spécifiques du système dans le contexte nouveau de l'intégration de l'énergie éolienne dans le système électrique. L'architecture du système de gestion se base sur deux niveaux de pilotage : la gestion anticipative et la gestion réactive en temps réel. L'anticipation est une phase très importante. Elle détermine le plan de fonctionnement et l'engagement du système W+S vis à vis au réseau. Quant à la gestion réactive en temps réel, son rôle principal consiste à gérer l'impact des variations et des incertitudes en temps réel du fonctionnement. De cette manière, l'intermittence d'origine éolienne est traitée sur plusieurs échelles de temps. Ceci permet d'avoir une vision globale du fonctionnement du système.

La gestion optimisée demande un algorithme d'optimisation robuste et efficace. Dans le cadre de ce mémoire, nous avons choisi la PML. La formulation mathématique a été détaillée. Une méthode d'analyse de sensibilité a également été présentée. Cette analyse nous a donné un cadre méthodologique pour évaluer l'impact des variations et des incertitudes sur le fonctionnement optimal du système.

Un schéma de la simulation dynamique esquissé avec l'hypothèse d'une perturbation liée au vent, avec différentes contraintes et différentes situations de fonctionnement du système a été présenté. Avec ce schéma proposé, nous pouvons analyser les choses plus finement et se rapprocher au mieux des conditions de la réalité.

Dans les chapitres suivants, nous allons présenter la modélisation des composants afin de mettre en oeuvre la validation de la faisabilité d'une telle méthode de gestion optimisée du système W+S

Chapitre

III

Modélisation des composants

III.1. Introduction

Dans ce chapitre est présentée la modélisation des composants du système Eolien/Stockage (W+S) couplés au réseau et ce, à des fins de simulation et de pilotage optimal.

III.2. Architecture du système W+S

III.2.1. Présentation globale d'un système W+S

L'ensemble des éléments constituant un système W+S est présenté dans la **Figure III-1**, dont:

- ✚ l'unité de production éolienne ;
- ✚ le stockage avec deux bassins (inférieur et supérieur) pour turbinage et pompage. ;
- ✚ la station de pompage pour charger l'eau ;
- ✚ la turbine hydraulique qui fournit de l'énergie au réseau lors de la décharge, c'est-à-dire quand l'énergie générée par l'éolien ne suffit pas au besoin exprimé par le réseau.

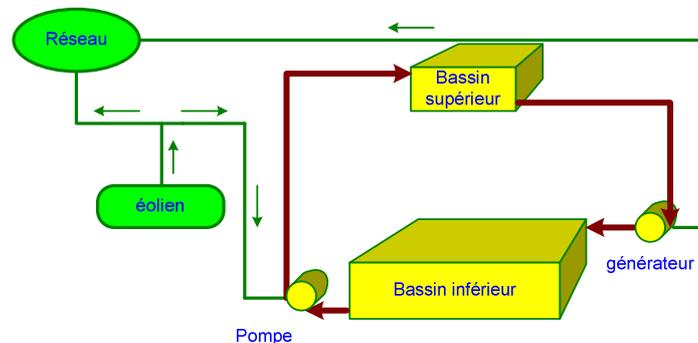


Figure III-1. Schéma global d'un système W+S

Dans cette configuration, nous avons volontairement exclu le stockage via le réseau. En effet, notre étude porte sur l'intégration de la production éolienne et non sur les services système associés au stockage hydraulique.

III.2.2. Rôle et fonctionnement de chaque élément

L'unité de production joue le rôle du générateur d'énergie principal d'une centrale W+S. Son fonctionnement dépend directement de la source primaire - le vent. Il est donc irrégulier. Le groupe de stockage composé de la station de pompage, de la turbine hydraulique et des deux bassins, est utilisé pour harmoniser la production d'énergie en fonction du besoin physique du réseau exprimé par des encouragements ou des pénalités. La fourniture est alors soumise à ce besoin.

En résumé, la fonction de chaque élément du système peut être décrite ainsi :

- ✚ la station de production éolienne génère de la puissance à partir de l'énergie du vent ;
- ✚ deux bassins participent à la régulation du flux de l'énergie ;
- ✚ la station de pompage fonctionne grâce à l'énergie fournie par l'éolien pour stocker de l'eau sous forme d'énergie gravitaire dans le bassin supérieur ;
- ✚ la turbine hydraulique fonctionne lorsqu'il faut décharger l'eau du bassin supérieur dans le bassin inférieur ;
- ✚ le réseau et sa gestion se chargent de deux fonctions :
 - fournir les informations prévisionnelles au système dont un plan de production soumis à des primes ou des pénalités ;
 - recevoir de la puissance totale produite soit par le système éolien soit par la turbine hydraulique du stockage soit par ces deux unités simultanément (cf. **Figure III-1**).

Pour modéliser le système entier, il faut pouvoir construire les modèles de chacun des éléments constitutifs :

- ✚ la génération éolienne peut être modélisée sous forme d'un générateur de puissance dépendant de la vitesse de vent ;
- ✚ la turbine hydraulique peut être modélisée sous forme d'un générateur contrôlable ;
- ✚ la station de pompage peut être modélisée sous forme d'une charge ;
- ✚ les bassins de stockage peuvent être modélisés sous forme d'une énergie fonction du pompage /turbinage ;
- ✚ le réseau peut être modélisé sous forme d'une charge ;
- ✚ la puissance réactive n'est pas prise en compte dans nos calculs.

III.3. Modélisation des composants

Le choix du modèle de chaque composant dépend de l'objectif, de la précision exigée et de la complexité acceptée en termes de construction et d'utilisation. Dans le cas d'un

système W+S, nous distinguons différents types de modèle : les modèles de conception, les modèles de prévision, les modèles pour le réglage et enfin les modèles pour la simulation. Ainsi, les hypothèses correspondantes doivent être définies en fonction de ces facteurs.

La modélisation des éléments sera réalisée en deux étapes : un modèle simple et un modèle approximatif.

III.3.1. Modèle de l'éolienne

Nous proposons deux phases de modélisation :

- ✚ la modélisation d'un système avec une seule éolienne de puissance 1.5MW ;
- ✚ la modélisation d'un système avec plusieurs éoliennes pour atteindre des puissances plus importantes.

D'abord, nous allons présenter le principe d'une conversion d'énergie éolienne. Le système aérogénérateur joue le rôle essentiel dans cette transformation. Il prend de l'énergie du vent à l'entrée et génère de l'énergie électrique à la sortie.

La conversion d'énergie éolienne en énergie électrique peut se diviser en deux étapes :

- ✚ la turbine transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation ;
- ✚ le générateur transforme cette énergie cinétique en énergie électrique.

La turbine et le générateur sont liés par un corps de couplage mécanique.

Ce principe est décrit dans la Figure III-2.

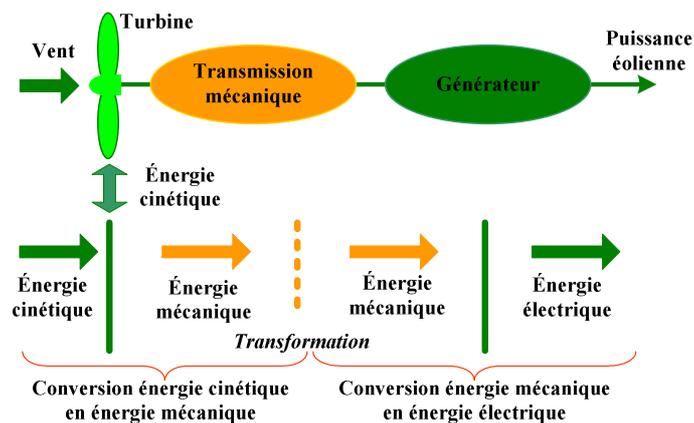


Figure III-2. Schéma de la transmission mécanique/électrique

Nous différencions les blocs principaux (cf. Figure III-2) de ce système de conversion :

- ✚ la turbine ;
- ✚ le système de transmission ;
- ✚ le générateur électrique.

III.3.1.1. Construction du modèle de l'éolienne

a) Turbine éolienne : un système aérodynamique

i) Formulation mathématique

La partie principale d'une turbine se compose d'une hélice ayant normalement trois pales (deux pales dans certains cas de petite taille [VER], [TEN-09]). Ces pales exploitent la différence de pression sur leurs deux surfaces d'une pale pour créer un couple de rotation sur l'axe de turbine (cf. Figure III-3).

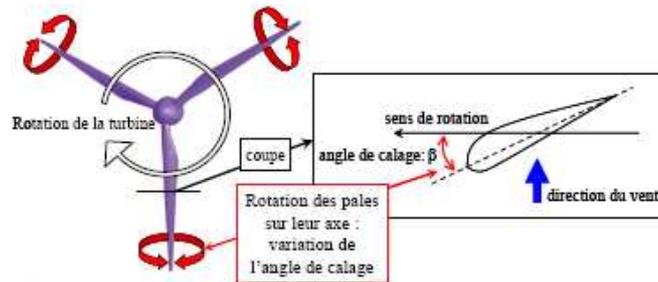


Figure III-3. Principe de fonctionnement d'une hélice d'éolienne [TEN-09]

La puissance mécanique du vent sur une surface S_T peut être exprimée par :

$$P_{dispo} = \frac{1}{2} \cdot S_T \cdot \rho \cdot V_v^3 \quad \text{Eq. III-1}$$

Où :

- ✚ ρ est la masse volumique de l'aire (1,225 kg/m³ en cas de référence) ;
- ✚ S_T est la surface balayée par le vent (en m²) ;
- ✚ V_v est la vitesse moyenne du vent à travers la surface.

La turbine ne capte qu'une partie de cette puissance disponible. La puissance convertie peut être exprimée à travers un coefficient C_p :

$$P_T = P_{dispo} \cdot C_p \quad \text{Eq. III-2}$$

Le coefficient C_p , « coefficient de puissance », est caractéristique de chaque turbine. Il dépend du « rapport de vitesse » λ et de la position angulaire des pales appelée « l'angle de calage » β (cf. Figure III-3).

Le rapport de vitesse λ dépend directement de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation de la turbine :

$$\lambda = \frac{R_T \cdot \Omega_T}{V_v} \quad \text{Eq. III-3}$$

Où :

- ✚ Ω_T est la vitesse angulaire de la turbine ;
- ✚ R_T est la longueur d'une pale.

Selon les nouvelles technologies [LAV-05], l'angle de calage β peut se régler entre 0° et 20° et 30° . En jouant sur ce paramètre, la puissance captée peut être réglée. Ainsi, la puissance mécanique reçue par la turbine peut s'écrire:

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_T \cdot V_v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad \text{Eq. III-4}$$

Dans le cadre de ce travail, l'angle de calage β est considéré comme fixe. La Figure III-4 présente la variation du coefficient C_p en fonction du rapport de vitesse λ sur des turbines réelles à une, deux, trois, quatre pales [HAU-00]. Nous pouvons remarquer que, pour chaque type de turbine, la forme de la courbe $C_p(\lambda)$ et la valeur optimale $C_{p,max}$ varient. Pour le cas d'une turbine à trois pales, à $\lambda_{opt} = 7,45$ nous obtenons $C_{p,max}(\lambda_{opt}) = 0,4715$.

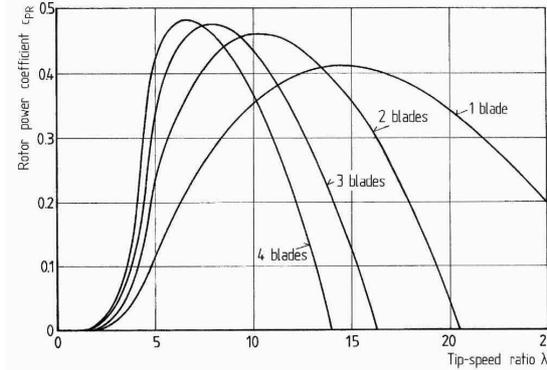


Figure III-4. Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée [HAU_00].

La puissance P_T est dans ce cas :

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot V_v^3 \cdot C_{p,max}(\lambda_{opt}) \quad \text{Eq. III-5}$$

Le couple de rotation correspondant est :

$$\Gamma_T = \frac{P_T}{\Omega_T} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R_T^2 V_v^3}{\Omega_T} C_{p,max}(\lambda_{opt}) = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R_T^3 V_v^2}{\lambda_{opt}} C_{p,max}(\lambda_{opt}) \quad \text{Eq. III-6}$$

ii) Domaines de fonctionnement

En réalité, une turbine est configurée pour avoir une puissance $P_{T,nom}$ nominale à une vitesse de vent nominale V_{nom} . En dehors de cette valeur, elle est conçue pour un bon fonctionnement dans un intervalle de vitesses de vent. Une allure de la fonction de P_T dans un cas idéal selon la vitesse V_v souvent utilisée est décrite dans la Figure III-5 :

- ✚ V_1 et V_3 sont les vitesses limites de fonctionnement des turbines. Pour les vitesses inférieures à V_1 la puissance est considérée négligeable. Pour les vitesses supérieures à V_3 , l'éolienne est arrêtée pour sa sécurité.
- ✚ Entre ces deux valeurs, nous distinguons deux zones : la zone de charge partielle (CP) et la zone de pleine charge (PC). Dans la zone CP, la puissance disponible est assez importante dès V_1 pour le fonctionnement

de l'éolienne. Le fonctionnement s'effectue en maintenant le rapport $\lambda=\lambda_{opt}$ en imposant par le contrôle de la vitesse du générateur un fonctionnement à vitesse variable et à angle de calage $\beta=0$.

Le rapport entre P_T et V_v suit alors la formulation mathématique établie dans la partie précédente. Dans la zone PC, la puissance disponible est très importante. La puissance captée est limitée pour le bon fonctionnement de l'éolienne.

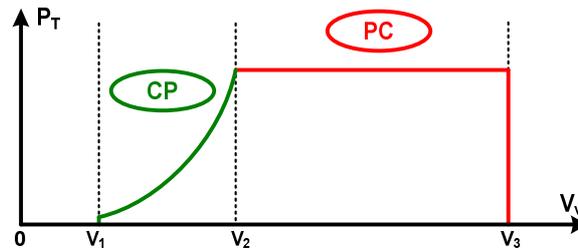


Figure III-5. Zones de fonctionnement des éoliennes

Selon les différentes technologies, la vitesse minimale V_1 peut varier entre 2,5 [m/s] et 4 [m/s]. La vitesse maximale V_3 est souvent fixée à 25 [m/s].

En résumé, nous avons :

- Pour $V_1 \leq V_v \leq V_2$:

$$P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R_T^2 \cdot V_v^3 \cdot C_{p,max}(\lambda_{opt}) \quad \text{Eq. III-7}$$

Avec $C_{p,max}(\lambda_{opt},\beta)=0.4715$

- Pour $V_2 \leq V_v \leq V_3$:

$$P_T = P_{T,nom} \quad \text{Eq. III-8}$$

- Pour $V_v < V_1$ ou $V_v > V_3$:

$$P_T = 0 \quad \text{Eq. III-9}$$

La Figure III-6 représente la caractéristique de commande de la variation de la vitesse de rotation de la turbine éolienne en fonction de la variation de la vitesse du vent [LEI-00]. L'éolienne commence à fonctionner à la vitesse du vent de connexion, à une vitesse de rotation $\Omega_{T,min}$. Lorsque la vitesse du vent augmente, la vitesse de rotation augmente également jusqu'à la vitesse de rotation maximale $\Omega_{T,max}$. Lorsque la vitesse du vent atteint sa valeur nominale V_2 , la turbine éolienne donne alors une puissance nominale $P_{T,nom}$ et la puissance captée pour des vitesses du vent supérieures doit être régulée à sa valeur nominale (cf. [ROD-01], [KRU-01] et [CAM-03]). Cette caractéristique de commande sera appliquée à la modélisation des éoliennes étudiées dans cette thèse.

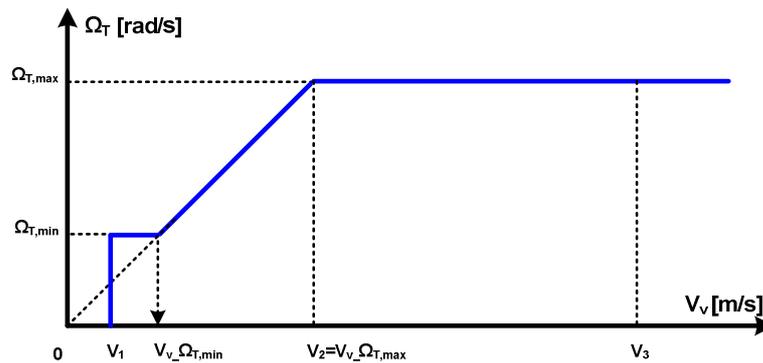


Figure III-6. Caractéristique de commande.

Ainsi, la Figure III-7 présente le modèle de calcul d'une turbine avec la vitesse de vent comme paramètre d'entrée et le couple comme paramètre de sortie.

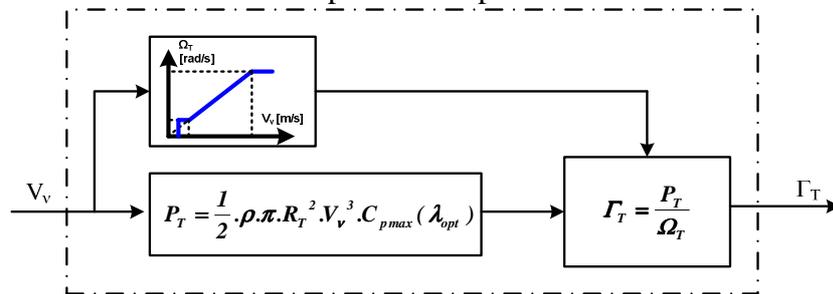


Figure III-7. Modèle sous forme de blocs pour la turbine

b) Système de transmission :

Le bloc de transmission comprend l'arbre lent qui est lié à la turbine, le multiplicateur et l'arbre rapide qui est lié au générateur. Il transmet la vitesse de rotation de la turbine en vitesse du rotor du générateur, en général beaucoup plus importante.

La puissance reçue de la turbine sera transmise au générateur. Dans le cas où le générateur est une machine asynchrone (MAS - Machine Asynchrone à cage, MASDA - Machine Asynchrone à Double Alimentation et MASRe - Machine Asynchrone et contrôle de la résistance rotorique) (cf. [LAV-05]), un multiplicateur de vitesse est inséré dans le système de transmission. Ce multiplicateur de rapport important joue le rôle équivalent à une torsion entre l'entrée du système et la sortie (générateur et réseau). Ainsi, le système de transmission se compose :

- ✚ d'un axe moyen lié aux pales d'éolien ;
- ✚ d'un axe lent ;
- ✚ d'un multiplicateur de vitesse (sauf en cas d'une transmission directe) ;
- ✚ d'un axe rapide relié au générateur.

Nous avons donc deux types de modèles pour les systèmes de transmission : les modèles avec un multiplicateur (pour les générateurs - machines asynchrones) et les modèles sans multiplicateur (pour les générateurs - machines synchrones)

i) Les différents modèles existants:

Le moment d'inertie des pales et de l'axe moyen représentent 90% du moment d'inertie total du système. Le générateur a un moment d'inertie qui peut être de 6 à 8% et le reste (de 2 à 4%) correspond au moment d'inertie du multiplicateur.

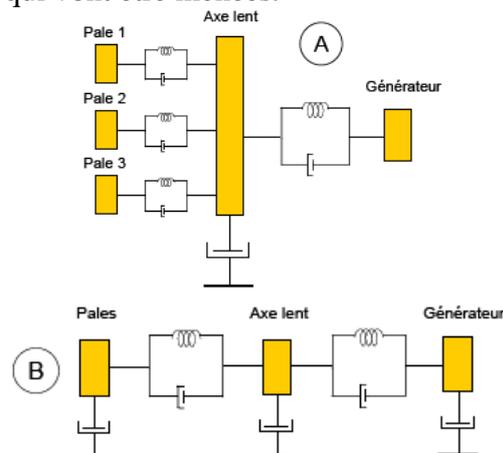
En réalité, même à vitesse constante du vent, il existe toujours des interactions entre le système mécanique (turbine, système de transmission et rotor du générateur) et le réseau électrique [SAL-03]. Cette interaction apparaît comme une variation de torsion du système de transmission qui se traduit par des perturbations sur la vitesse de rotation.

Différents niveaux de modélisation existent. Les auteurs [ROD-00], [LED-01] ont proposé un modèle séparant les différents blocs : chacune des trois pales, l'axe moyen et l'axe lent, le variateur et l'axe rapide. Ce modèle, appelé modèle de « 5 blocs » (cf. Figure III-8, modèle A), permet de considérer séparément chaque pale et aussi de calculer les oscillations entre chaque pale et l'axe lent. Le modèle « 5 blocs » nécessite la définition de paramètres nombreux, difficiles à obtenir et n'apporte que très peu d'informations supplémentaires à nos besoins d'étude.

Un autre modèle choisit de représenter les pales ensembles [PAP-99]. Nous avons alors un modèle de « 3 trois blocs » (cf. Figure III-8, modèle B).

Le modèle le plus souvent utilisé dans les études des systèmes éoliens est le modèle de « 2 blocs », où toutes les pales et l'axe lent sont considérés comme un premier bloc et le générateur comme un deuxième bloc [LED-01], [PET-01], [SAL-03]. Il est nommé « modèle de transmission flexible » (cf. Figure III-8, modèle C). Il a été démontré que ce type de modèle est suffisant pour une modélisation globale en dynamique d'un système éolien ([SAL-03], [LED-01], [AKH-03]). Le modèle « 2 blocs » - modèle de transmission flexible sera donc retenu pour les structures avec multiplicateur de vitesse.

Le dernier modèle, plus simple que tous les autres, est le modèle « un bloc » (cf. Figure III-8, modèle D). On le nomme aussi « modèle de transmission rigide » [VIH-02]. Le modèle « un bloc » - modèle de transmission rigide sera retenu pour les structures sans multiplicateur ou les structures avec un rapport de multiplication faible (ces machines étant spécifiquement dimensionnées pour cette application). La turbine et la génératrice se trouvant sur le même arbre, même si la flexibilité s'en trouve fortement réduite, elle subsiste toujours un peu. Compte tenu des efforts s'exerçant sur la turbine, les constructeurs ont certainement laissé une souplesse sur l'arbre. Néanmoins ce modèle reste adapté aux études qui vont être menées.



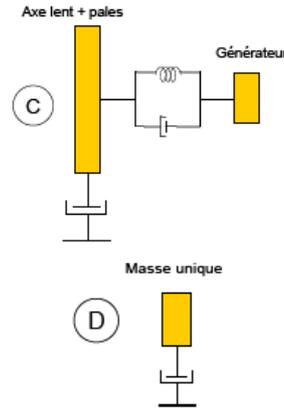


Figure III-8. Différents modèles de transmission mécanique [LAV-05]

ii) Modèle transmission "rigide" avec un rapport multiplicateur N:

Pour la modélisation le système éolien pris en compte dans ces travaux, on utilise un modèle dit « rigide » pour la structure MASDA dont la génératrice est couplée à la turbine par un multiplicateur de vitesse avec le rapport multiplicateur N. Ce modèle est un bon compromis entre sa dimension et la précision souhaitée. Le modèle avec multiplicateur (cf. Figure III-9) et son équivalent ramené à l'arbre de la turbine (cf. Figure III-10) sera utilisé dans les études qui suivent. L'équation Eq. III-10 représente le lien entre les turbines et les générateurs avec le rapport multiplicateur N [LAV-05], [TEN-09], [ROG-04], [SON-00] :

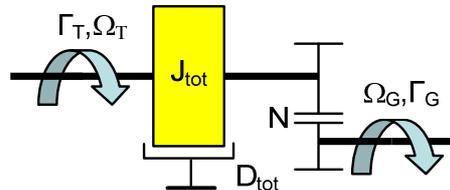


Figure III-9. Modèle transmission "rigide" avec le rapport multiplicateur N

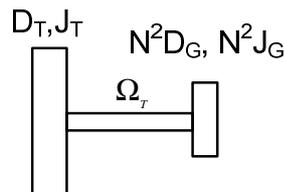


Figure III-10. Couplage mécanique ramené à la turbine.

Tous les paramètres utilisés pour modéliser la transmission sont ramenés à l'axe lent. Ainsi, le couple sur l'arbre du rotor éolien Γ_T et le couple électromagnétique Γ_G sont liés par la relation :

$$J_{tot} \frac{d\Omega_T}{dt} + D_{tot} \cdot \Omega_T = \Gamma_T - N \cdot \Gamma_G \quad \text{Eq. III-10}$$

Où:

J_{tot} , l'inertie totale du modèle ramené à l'axe de la turbine (ramenée à l'axe lent) est calculée par :

$$J_{tot} = J_T + N^2 \cdot J_G \quad \text{Eq. III-11}$$

Avec :

J_T : l'inertie du rotor éolien.

J_G : l'inertie du générateur.

D_{tot} , l'amortissement total du modèle ramené sur l'axe de la turbine (ou l'amortissement ramené sur l'axe lent) est calculé par :

$$D_{tot} = D_T + N^2 . D_G \quad \text{Eq. III-12}$$

$$N = \frac{\Omega_G}{\Omega_T} \quad \text{Eq. III-13}$$

Où le multiplicateur de vitesse est supposé idéal, c'est-à-dire sans perte et sans inertie. Cette dernière approximation se justifie par les valeurs de la constante d'inertie du générateur H [MIL-03] [RØS-02]. Cette constante est l'énergie stockée (par l'ensemble turbine – génératrice) à la vitesse de rotation nominale divisée par la puissance nominale de la machine génératrice; H est représenté en fonction de J_{tot} [kg.m²] [KUN-03] :

$$H = \frac{\frac{1}{2} . J_{tot} . \Omega_{base}^2}{S_{base}} = \frac{W_R}{S_{base}} \quad \text{Eq. III-14}$$

H est choisi suivant des données expérimentales : $H=4,96$ [s]

Où :

S_{base} : la puissance apparente nominale du générateur électrique [VA].

W_R : l'énergie cinétique stockée à la vitesse nominale par l'ensemble génératrice et turbine [J ou W.s].

Ω_{base} : vitesse angulaire de base (nominal).

Le temps T_m qui apparaît dans l'équation Eq. III-15 est le temps de lancer et sa valeur est le double de la constante d'inertie (cf. Eq. III-16)

$$T_m = 2.H = \frac{J_{tot} . \Omega_{base}^2}{S_{base}} \quad \text{Eq. III-15}$$

De l'Eq. III-15, on en déduit:

$$J_{tot} = \frac{2H . S_{base}}{\Omega_{base}^2} \quad \text{Eq. III-16}$$

J_{tot} remplacé de l'Eq. III-16 dans l'Eq. III-10, on obtient :

$$\frac{2H . S_{base}}{\Omega_{base}^2} . \frac{d\Omega_T}{dt} + D_{tot} . \Omega_T = \Gamma_T - N\Gamma_G \quad \text{Eq. III-17}$$

Ou de l'Eq. III-17, on peut écrire sous une autre forme :

$$2H \left(\frac{1}{\Omega_{base}} \frac{d\Omega_T}{dt} \right) + \frac{D_{tot} . \Omega_{base}}{S_{base}} \Omega_T = \frac{\Gamma_T . \Omega_{base}}{S_{base}} - \frac{N\Gamma_G . \Omega_{base}}{S_{base}} \quad \text{Eq. III-18}$$

De l'Eq. III-18, on déduit

$$T_m \left(\frac{d\Omega_{pu}}{dt} \right) + \frac{D_{tot} . \Omega_{base}^2}{S_{base}} . \Omega_{pu} = \Gamma_{Tpu} - \Gamma_{Gpu} \quad \text{Eq. III-19}$$

Ou :

$$T_m \cdot \frac{d\Omega_{pu}}{dt} + D_{pu} \cdot \Omega_{pu} = \Gamma_{Tpu} - \Gamma_{Gpu} \quad \text{Eq. III-20}$$

Avec :

$$D_{pu} = \frac{D_{tot} \cdot \Omega_{base}^2}{S_{base}} \quad \text{Eq. III-21}$$

$$\Omega_{pu} = \frac{\Omega_T}{\Omega_{base}} \quad \text{Eq. III-22}$$

$$\Gamma_{Tpu} = \frac{\Gamma_T}{\Gamma_{base}} \quad \text{Eq. III-23}$$

$$\Gamma_{Gpu} = \frac{\Gamma_G}{\left(\frac{\Gamma_{base}}{N} \right)} \quad \text{Eq. III-24}$$

$$\Gamma_{base} = \frac{S_{base}}{\Omega_{base}} \quad \text{Eq. III-25}$$

III.3.1.2. Application dans nos travaux

a) Construction du modèle d'une turbine

Les données mécaniques et électriques des éoliennes sont difficiles à trouver dans la littérature scientifique. Nous prendrons comme exemple l'éolienne, souvent citée comme référence dans les études de G.E Energy [GE Energy - 08]. Les données correspondant à cette éolienne sont :

- puissance nominale : $P_{T,nom}=1,5$ [MW] ;
- rayon du rotor : $R_T=35,25$ [m] ;
- plage de vitesse de rotation : $N_{T,min}=12$ [tr/min] à $N_{T,max}=22,2$ [tr/min].

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la constante d'inertie H varie autour de la valeur 4,7 [s]. Le coefficient de puissance C_p et le coefficient de vitesse λ prennent les valeurs optimales : $C_{p,max}=0.47$ et $\lambda_{opt}=7.45$

Dans le cadre des études sur les réseaux, il est plus pratique d'utiliser les grandeurs transformées en « valeurs réduites » (ou « per unit »). Ceci permet une meilleure lisibilité et une comparaison plus aisée entre les études menées. Dans notre cas :

Paramètres	Symboles et valeurs
Puissance de base	$S_{base}=P_{T,nom}=1,5$ [MW]
Vitesse de rotation de base	$N_{base}=N_{T,nom}=16,66$ [tr/min]
Vitesse angulaire de base	$\Omega_{base}=\Omega_{T,nom}=1,7446$ [rad/s] correspond à $N_{G,nom}=1500$ [tr/min.]

Couple de base	$\Gamma_{base} = \frac{S_{base}}{\Omega_{base}} = 8.595 * 10^5 [N.m]$
Constante d'inertie	H=4.7 [s]
Rapport d'inertie (choisi expérimentalement)	$\frac{J_{tot}}{D_{tot}} = 500 \div 1000$

Tableau III-1. Valeurs utilisées pour la transformation en valeur réduite (p.u.)

D'après les valeurs constructeur (GE. Energy), nous pouvons faire varier la vitesse du générateur entre $N_{G,min}=1080$ [tr/min.] et $N_{G,max}=2000$ [tr/min.].

Les machines asynchrones à double alimentation (MASDA) peuvent s'adapter à une variation du glissement $g=\pm 30\%$ environ par rapport à la vitesse synchrone $N_{n,G}=1500$ [tr/min] ou $\Omega_G=157,0768$ [rad/s].

La vitesse de rotation de la turbine éolienne Ω_T peut être déduite de la courbe linéarisée $\Omega_T(V_v)$ avec des valeurs numériques (cf. Figure III-11). Cette courbe $\Omega_T(V_v)$ représente le fonctionnement lorsque la plage de vitesse de rotation varie de $N_{T,min}=12$ [tr/min] à $N_{T,max}=22,2$ [tr/min].

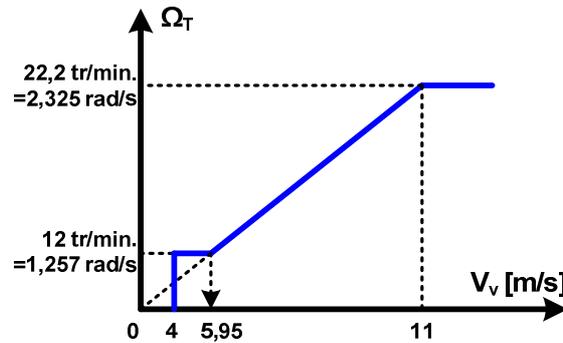


Figure III-11. Courbe de la vitesse de rotation du rotor éolien

A partir de la courbe de la Figure III-11, nous pouvons calculer le rapport de vitesse de la turbine λ selon l'Eq. III-3, avec $R_T=35,25$ [m]. Nous avons la valeur optimale $\lambda_{opt}=7.45$ à $\Omega_{T,max} = 2,325$ [rad/s] et $V_v = V_2 = 11$ [m/s].

Ainsi :

- ✚ Pour la vitesse du vent V_v variant entre 4 [m/s] et 5,95 [m/s],
 $\Omega_T = \text{constante} = 1,257$ [rad/s], et donc $C_p < C_{p,max}$.
- ✚ Pour $V_v = 5,95$ [m/s], si $C_p = C_{p,max} = 0,4715$, de l'Eq. III-5, on a
 $P_{T,max} = 237,49$ [KW].
- ✚ Pour $V_v = 4$ [m/s], si $C_p = C_{p,max}$, alors on a $P_{T,min} = 72,16$ [KW].

Pour simplifier, nous supposons que $C_p = C_{p,max}$ et que C_p ne varie pas trop en raison de la faible puissance.

Selon la Figure III-12, nous pouvons déterminer les valeurs de puissance numériques de l'éolienne GE Energy 1,5MW correspondantes aux zones de variation de la vitesse du vent. Il existe 4 zones :

- Zone I → $P_T = 0$ [W].

- Zone II → P_T est calculée par l'Eq. III-5, avec l'expression suivante : $P_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_v^3 \cdot C_{p_{max}}(\lambda_{opt})$ [W]
Avec $C_{p,max}=0,4715$ et $\lambda_{opt} = 7,45$.
- Zone III → $P_T = P_{Tn} = 1,5 \cdot 10^6$ [W].
- Zone IV → $P_T = 0$ [W].

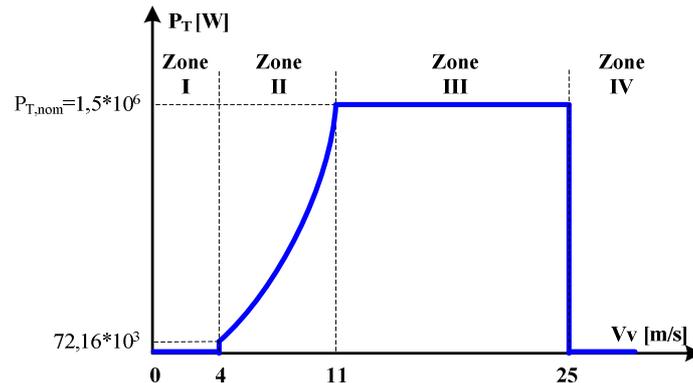


Figure III-12. Zones de fonctionnement avec des valeurs numériques d'une éolienne GE.Energy 1,5 MW

A partir de ces analyses, nous pouvons proposer le schéma détaillé des blocs pour le modèle de l'éolien (cf. Figure III-13) avec la vitesse du vent V_v comme entrée et la puissance fournie P_G comme sortie. Cette puissance peut être également sortie en valeur relative $P_{G,pu}$.

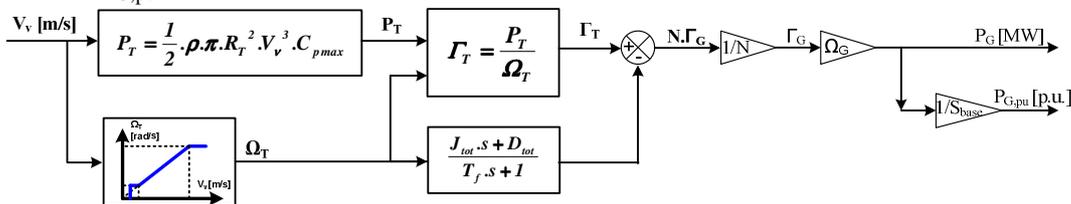


Figure III-13. Schéma du modèle de la puissance transmise par la turbine en fonction du vent

Dans le schéma de la Figure III-13, T_f est un coefficient de réglage expérimental de la turbine (Dérivée filtrée), (avec $T_f \ll \frac{J_{tot}}{D_{tot}} = 500 \div 1000$). Dans nos travaux T_f est

choisi comme valant 0,1.

Pour apporter des simplifications à cette première étude nous avons posé les hypothèses suivantes :

- La dynamique électromagnétique des générateurs éoliens est élevée comparée à la dynamique mécanique des turbines. On la supposera négligeable et on considèrera que le rendement électromagnétique des générateurs est unitaire.
- La production d'un parc éolien est influencée par la disposition des éoliennes qui le constituent (décalage des productions individuelles à cause des rafales, effets de sillage,...). En absence de données effectives réalistes nous avons retenu la solution la plus simple en considérant dans cette étude que les productions des n éoliennes du parc sont identiques.

Construction d'un modèle d'un parc d'éolien avec une puissance totale prédéfinie.

A partir du modèle d'une éolienne présenté ci-dessus (cf. Figure III-13), nous pouvons établir un modèle approximatif pour un parc d'éoliennes avec une puissance fournie totale calculée $P_{\text{éolien}}$:

$$P_{\text{éolien}} = n \cdot P_{G,pu} \cdot P_{G,nom} = P_{G,pu} \cdot P_{\text{éolien_nom}} \quad \text{Eq. III-26}$$

Où n est le nombre d'éoliennes du parc d'éolien d'une puissance totale de $P_{\text{éolien_nom}} = 12$ [MW]. Ce parc est représenté ci-dessous sous forme de schéma détaillé et de bloc modèle sur Matlab/Simulink (cf. Figure III-14, Figure III-15)

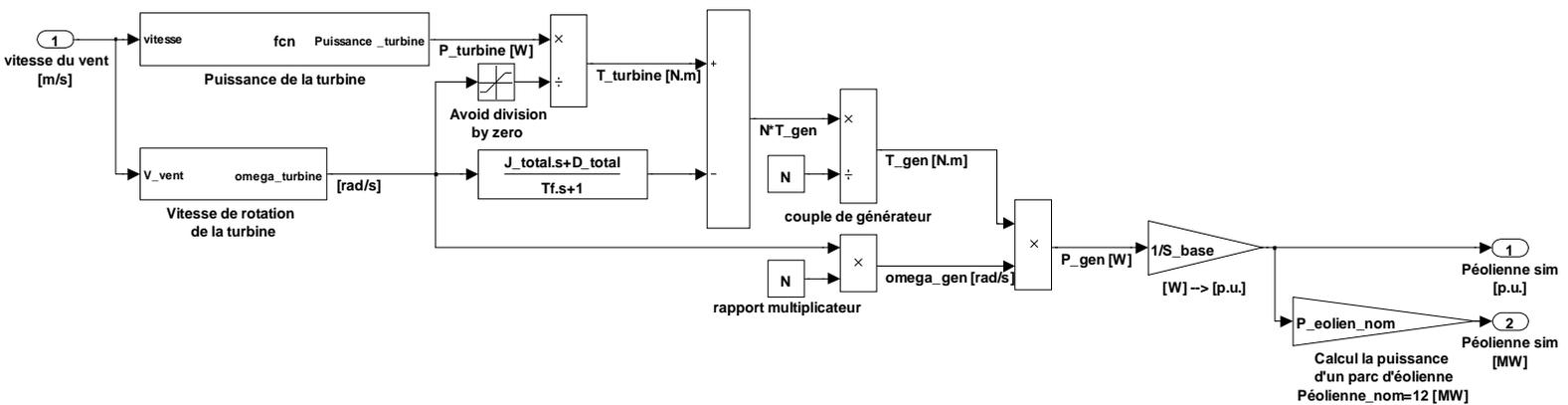


Figure III-14. Schéma détaillé sous Matlab/Simulink du parc d'éolien d'étude

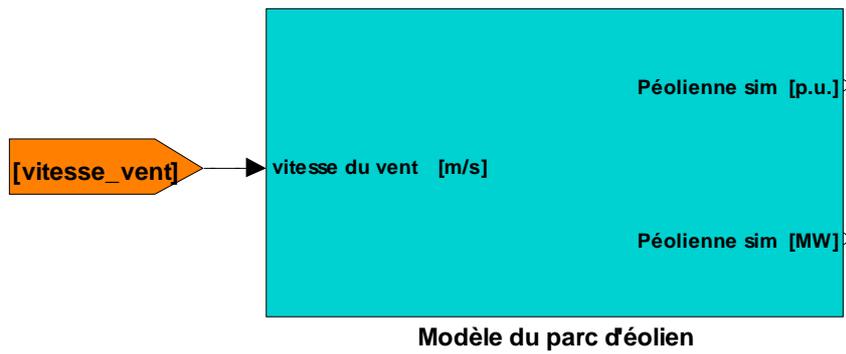


Figure III-15. Bloc modèle d'un parc d'éolien sous Matlab/Simulink

b) Résultats

Les résultats obtenus par cette simulation sont donnés sur les figures Figure III-16 et Figure III-17.

La Figure III-16 illustre la vitesse du vent en fonction du temps.

La Figure III-17 montre la puissance éolienne instantanée obtenue à la sortie du modèle du parc d'éolien en fonction du temps.

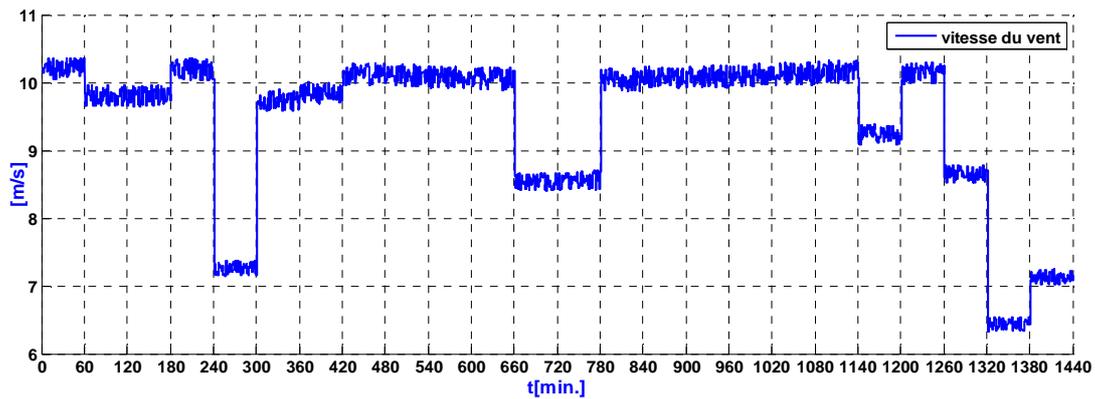


Figure III-16. La vitesse du vent

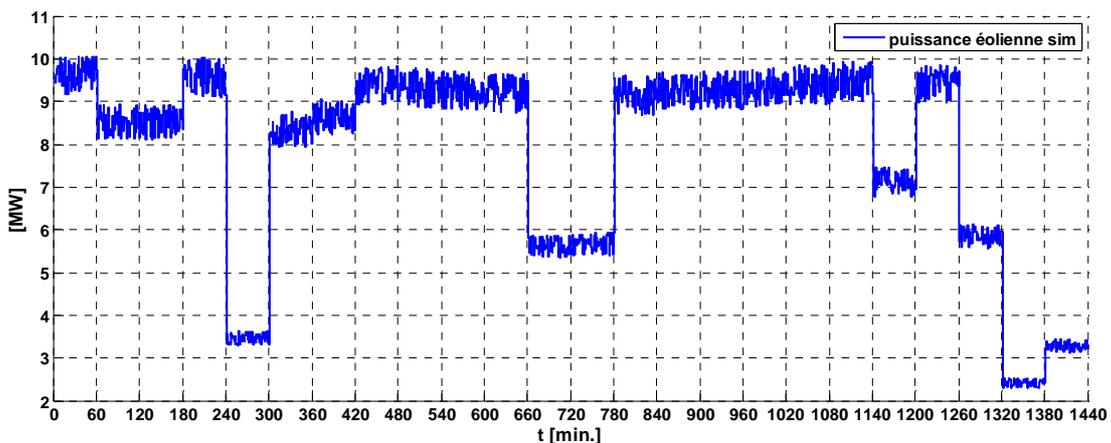


Figure III-17. La puissance éolienne instantanée simulée

c) Conclusion

Avec les résultats obtenus par simulation de ce modèle, nous pouvons conclure que lorsqu'il y a une variation de la vitesse du vent à l'entrée, nous pouvons obtenir

immédiatement la puissance éolienne à la sortie. Ce modèle sera mis en oeuvre pour la mise en place du système W+S utilisé pour simuler l'ensemble du système étudié.

III.3.2. Modèle de la turbine hydroélectrique [CYR-04], [ROY-09]

III.3.2.1. Introduction :

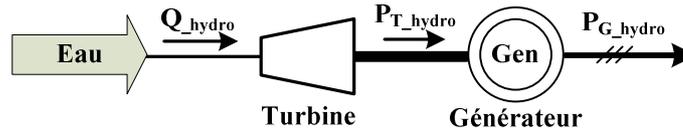


Figure III-18. Chaîne de conversion hydraulique

Il existe plusieurs niveaux de sophistication dans les modèles de générateurs hydroélectriques qui ont été développés au cours des quarante dernières années. Dans le cadre de nos travaux, un modèle de station hydraulique de base sera employé. L'objectif de cette partie est de présenter ce modèle et sa gestion de la production. La Figure III-18 présente la chaîne de conversion du système générateur hydraulique.

L'objectif de la construction de ce modèle est de répondre aux exigences de précision statiques et dynamiques à des fins d'optimisation. Les échelles de temps considérées ici sont de l'ordre de la minute à la dizaine de minutes, en conséquence de quoi un modèle d'ordre réduit sans les modes les plus rapides sera suffisant. La régulation est également incluse dans le modèle global.

En premier lieu, les différents éléments constitutifs seront présentés ainsi que certaines hypothèses simplificatrices.

Nous optons pour une approche linéaire en nous basant sur les équations de la physique du système. Ces modèles sont basés sur les équations fondamentales de l'hydraulique, de la mécanique et de l'électricité. Le modèle du générateur en îloté est dérivé du modèle de générateur à vide et du modèle de charge. Le modèle de générateur sur réseau est dérivé du modèle de générateur à vide et de l'équivalent de réseau vu aux bornes du générateur électrique.

Le modèle recherché aura pour entrée la référence de puissance et pour sortie la puissance obtenue ce qui, on le rappelle, inclut la régulation.

III.3.2.2. Régulation du mode turbinage

a) Introduction

Plusieurs cas de figure sont possibles :

- ✚ Générateur en charge îlotée : alimentation seule de la charge. Il doit assurer la stabilité de la tension et de la fréquence ce qui donne une grande importance aux performances de ses régulations.
- ✚ Générateur en réseau: puissance du générateur faible devant la puissance totale de toutes les machines du réseau (<1%). Ainsi, la tension et la

fréquence du réseau ne sont pas influencées par le générateur. Le couple synchronisant permet de maintenir la synchronisation d'une machine même mal régulée, ainsi la stabilité est supérieure à celle du générateur.

✚ Critère économique: il est parfois avantageux pour des raisons économiques de produire plus de puissance active sur certains générateurs dont le coût de revient de l'énergie est moindre.

✚ Deux sortes de régulation [KUN-93] :

- ✓ Les générateurs en régulation de puissance: contribuent à maintenir la fréquence à une valeur constante mais ne tendent pas à la maintenir à sa valeur nominale.
- ✓ Les générateurs en régulation de fréquence: seuls ils participent à maintenir la fréquence à la valeur nominale par une boucle de régulation supplémentaire agissant sur la consigne de vitesse.

Nous rappelons toutefois que dans notre cas le modèle de turbinage a pour objectif de décrire la réponse du système considéré à une demande de puissance sur un critère certes économique, mais basé ici sur des primes/pénalités en fonction de la réponse à la demande du gestionnaire du réseau.

b) Modélisation du système:

Cette section présente le fonctionnement du générateur connecté au réseau.

i) Configuration du générateur connecté au réseau

Dans la Figure III-19, nous supposons que le générateur est relié au réseau considéré comme charge.

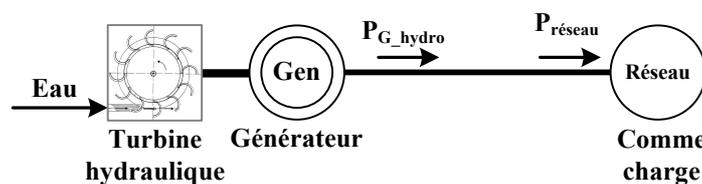


Figure III-19. Configuration du générateur connecté au réseau

ii) Description d'une centrale hydroélectrique:

Le point central est le régulateur de vitesse : actions sur les directrices (vannes ajustant le débit et la direction de l'eau sur les aubes de la turbine (de type Francis par exemple) pour fournir la puissance active nécessaire afin d'équilibrer la puissance entre production et consommation (cf. Figure III-20).

Hypothèse simplificatrice: la régulation de l'amplitude de la tension (non représentée ici) est considérée indépendante de la régulation de fréquence.

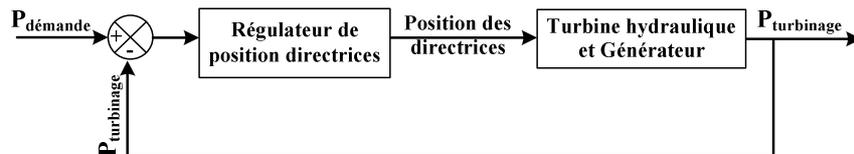


Figure III-20. Diagramme fonctionnel d'une centrale hydroélectrique avec la régulation la position des directrices en fonction de la puissance demande.

iii) Hypothèses de la modélisation « petits signaux » de la centrale

Nous avons opté pour une approche linéaire, on utilisera donc des modèles linéarisés autour d'un point de fonctionnement. Compte tenu du fait que l'on travaille en régulation et que les grandes variations ne sont pas de mise ici, le modèle linéaire est adapté à l'étude et à la mise en place des commandes bien sûr linéaires. Cependant le point de fonctionnement varie. Ainsi on sera amené à faire évoluer en conséquence certains paramètres et à choisir des valeurs constantes pour d'autres.

Hypothèses simplificatrices :

- ✚ Résistance hydraulique négligeable dans la conduite forcée.
- ✚ Eau inélastique.
- ✚ Puissance active de sortie de la machine directement proportionnelle à la position des directrices de contrôle de la turbine.
- ✚ Dynamique de la charge électrique négligée (modèle statique).
- ✚ Le générateur doit assurer que la fréquence reste à l'intérieur de certaines tolérances limites. Le maintien de la fréquence est assuré par un équilibre des puissances actives. En réseau comme en charge locale, si la génération de puissance active dépasse la consommation, alors la fréquence augmente.

iv) Modélisation du système hydraulique

Le comportement de la turbine est caractérisé par l'inertie de la transmission de l'eau dans la conduite et par la pression sur les aubes de la turbine.

✚ L'inertie dépend :

- (1) De la longueur et de la section de la conduite.
- (2) De la vitesse de l'eau.

✚ La pression dépend :

- (1) De la différence de hauteur entre l'entrée de la conduite et sa sortie en régime permanent.

(2) De la variation de la vitesse de l'eau en régime transitoire.

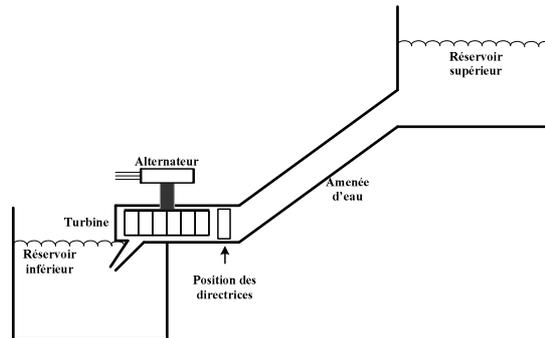


Figure III-21. Centrale hydroélectrique (une seule directrice représentée)

La turbine transforme l'énergie cinétique de transmission de l'eau en énergie cinétique de rotation du rotor.

Le modèle de la turbine comprend la dynamique d'ouverture des vannes d'eau et l'interaction entre l'eau et les aubes.

La puissance de la machine est proportionnelle au produit du débit par la pression.

Lors d'une augmentation rapide de l'ouverture des directrices, l'eau ne peut accélérer immédiatement dans la conduite forcée : le débit est donc constant. Comme l'ouverture plus grande entraîne une baisse de pression sur les aubes de la turbine, il y a alors une diminution temporaire de la puissance ce qui s'exprime par le zéro « instable » de la fonction de transfert de la formule (Eq. III-27) et de la Figure III-22

$$G_H(s) = \frac{1 - T_w \cdot s}{1 + 0,5T_w \cdot s} \quad \text{Eq. III-27}$$

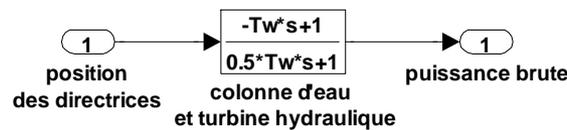


Figure III-22. Modèle colonne d'eau et turbine

Où :

T_w est la constante de temps hydraulique:

$$T_w = \frac{L \cdot u_0}{g \cdot h_0} \quad \text{Eq. III-28}$$

Avec

L: longueur de la conduite forcée [m] ;

u_0 : vitesse initiale de l'eau dans la conduite forcée [m/s] ;

g: accélération gravitationnelle [m/s^2] ;

h_0 : hauteur de chute initiale [m].

La constante hydraulique est proportionnelle à la position des directrices. Donc, cette constante varie selon la puissance produite par la machine.

v) Modélisation du générateur (cf. l'Annexe, [ROY-09] et [CYR-04])

Simplification: l'influence de la régulation de tension est négligée quand le générateur fonctionne (modèles petits signaux «per unit»).

Selon l'Annexe et [ROY-09], la valeur K_{pu} du bloc puissance synchronisant est donnée comme suit:

$$K_{pu} = \frac{K}{S_n} \quad \text{Eq. III-29}$$

Avec:

S_n : la puissance apparente nominale du générateur [VA].

K : comme défini dans l'Annexe.

L'équation mécanique initiale en valeurs réduites ("per unit") avec amortissement (le modèle « petits signaux ») est (cf. [ROY-07], [ROY-09]) :

$$T_m \cdot \frac{d}{dt} (\Delta \omega_{pu}) + D_{pu} \cdot \Delta \omega_{pu} \cong \Delta P_{Tpu} - \Delta P_{epu} \quad \text{Eq. III-30}$$

Avec:

ω : la vitesse de rotation [p.u.] ;

Δ : l'opérateur de différence ;

T_m : la constante de temps mécanique [s] ;

D_{pu} : le coefficient d'amortissement [p.u.] ;

P_{Tpu} : la puissance de turbine [p.u.] ;

P_{epu} : la puissance électrique [p.u.] ;

K_{pu} : le coefficient du couple synchronisant estimé [p.u. puissance/p.u. angle].

vi) Fonctionnement sur charge îlotée :

Modélisation de la charge électrique: on peut considérer qu'elle comporte une partie indépendante de la fréquence et une partie dépendante de la fréquence (moteurs). Le modèle utilisé ne tient pas compte de la dynamique de la charge, ce qui signifie que le couple résistant de la charge est simplement un gain qui multiplie la fréquence. Ainsi, la caractéristique de la charge est statique mais peut être considérée comme suffisante pour des études de stabilité :

$$\Delta P_{epu} = \Delta P_{Lpu} + D_{Chpu} \cdot \Delta \omega_{pu} \quad \text{Eq. III-31}$$

P_{epu} : la puissance électrique délivrée par la machine [p.u.] ;

P_{Lpu} : la partie de la puissance électrique indépendante de la fréquence [p.u.] ;

D_{Chpu} : l'amortissement de la charge [p.u. puissance active/p.u. fréquence].

En général, la puissance absorbée par la charge augmente avec la fréquence (D_{Chpu} est positif ($D_{Chpu} > 0$)), ce qui a un effet stabilisateur puisque la puissance délivrée par un générateur non régulé augmente avec la vitesse de rotation. [CYR-04], [ROY-09].

Les valeurs typiques d'amortissement de la charge D_{Chpu} varient entre 0 et 3 ($0 \leq D_{Chpu} \leq 3$) (cf. [CON-82], [KUN-93]), ce qui suppose que des charges comportant très peu d'amortissement sont susceptibles d'être raccordées au générateur.

La configuration du générateur sur charge îlotée implique qu'il alimente seul la charge et que la puissance apparente de la charge est inférieure à celle du générateur. Le diagramme fonctionnel du générateur relié à une charge locale est présenté à la Figure III-23.

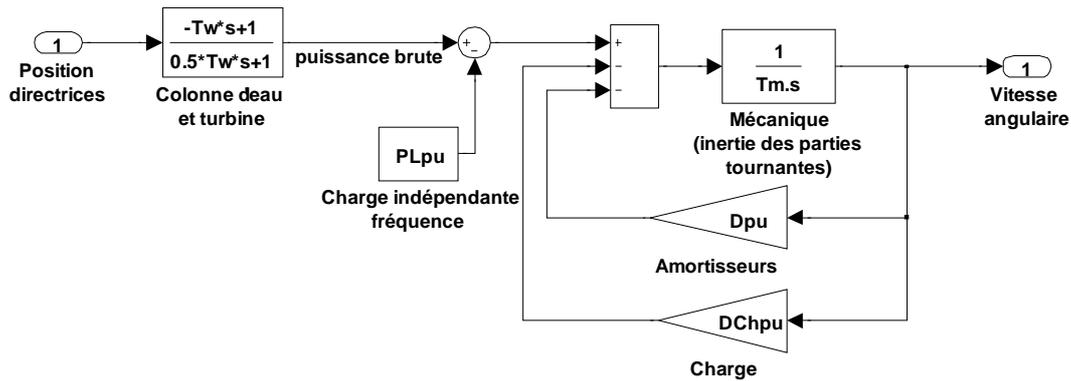


Figure III-23. Diagramme fonctionnel du générateur sur charge îlotée

Fonction de transfert du générateur en îlotage :

$$G_i(s) = \frac{1}{D_{pu} + D_{Chpu}} \cdot \frac{(1 - T_w \cdot s)}{(1 + 0,5 \cdot T_w \cdot s) \left(1 + \frac{T_m}{D_{pu} + D_{Chpu}} \cdot s \right)} \quad \text{Eq. III-32}$$

vii) Fonctionnement sur réseau: [ROY-09], [CYR-04]

Le cas où le réseau impose un couple synchronisateur au générateur :

la vitesse de rotation ne peut varier que pendant de brefs instants pour lesquels l'angle du rotor de la machine est modifié par rapport à la référence tournant à la fréquence synchrone.

La majorité des générateurs possèdent des amortisseurs qui servent à amortir les oscillations de vitesse du rotor lors du fonctionnement en régime transitoire en réseau. L'action mécanique de l'amortisseur est représentée par le coefficient D_{pu} .

Le diagramme fonctionnel du générateur en réseau est présenté à la Figure III-24.

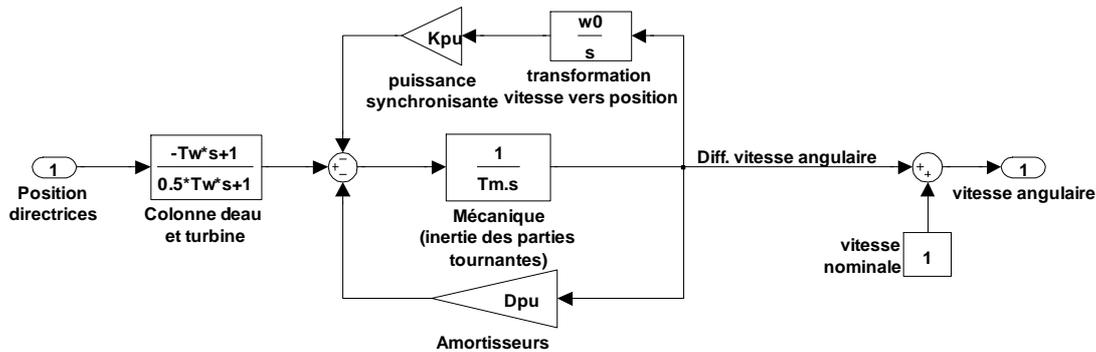


Figure III-24. Diagramme fonctionnel du générateur couplé au réseau de puissance « infinie » [CYR-04], [ROY-09]

La fonction de transfert de la vitesse du générateur en fonction de la position des directrices est:

$$G_r(s) = \frac{1}{K_{pu} \cdot \omega_0} \cdot \frac{s \cdot (1 - T_w \cdot s)}{(1 + 0,5 \cdot T_w \cdot s) \left(1 + \frac{D_{pu}}{K_{pu} \omega_0} \cdot s + \frac{T_m}{K_{pu} \omega_0} \cdot s^2 \right)} \quad \text{Eq. III-33}$$

En couplage à un réseau, le mode oscillatoire provoqué par le couple synchronisant est défini comme suit :

Le fréquence d'oscillation est : $\omega_{osc} = \sqrt{K_{pu} \frac{\omega_0}{T_m}}$

Le facteur d'amortissement de la vitesse du rotor est : $\xi = \frac{1}{2} \frac{D_{pu}}{\sqrt{K_{pu} T_m \omega_0}}$

c) Régulateur de vitesse

i) Caractéristique de statisme

La caractéristique de statisme est propre à la régulation de la fréquence sur les réseaux électriques :

- ✚ Régulation de fréquence : basée sur un équilibre de la puissance active entre consommation et production. Toutes les machines tentent d'équilibrer ce bilan afin de maintenir la fréquence constante.
- ✚ But de statisme : assurer une répartition appropriée de la puissance entre tous les générateurs alimentant le réseau qui « voient » tous la même fréquence.

Ajouter du statisme au régulateur permet une erreur statique pour la sortie qu'il est impossible d'amener à la valeur de la consigne.

Si tous les générateurs ont la même caractéristique de statisme, ils participeront dans la mesure de leur capacité à la génération, à la production de puissance lors d'une variation de fréquence sur le réseau.

- ✚ Réalisation du statisme : rétroaction sur la position des directrices qui est indirectement une mesure de la puissance fournie puisque la conception des turbines est telle que la puissance de sortie est proportionnelle à l'ouverture des directrices. La caractéristique de statisme est présentée à la Figure III-25. Le cas d'un changement de fréquence de 1.01 à 0.99 p.u. entraîne une prise de charge par le générateur qui est donnée par la pente de la caractéristique de statisme.

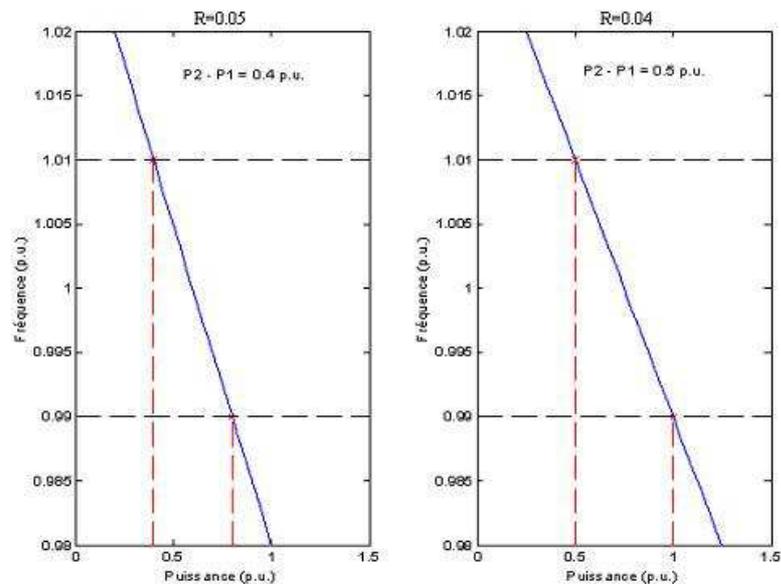


Figure III-25. Caractéristiques de statisme [CYR04]

Le statisme du régulateur représenté dans la Figure III-25, sur le graphique de gauche est de 0.05 [p.u.] (en Amérique du Nord) et celui du graphique de droite est de 0.04 [p.u.] (en Europe). La répartition de charge est inégale lors d'une variation de fréquence, la machine ayant le statisme le plus faible absorbe le plus de charge.

ii) Régulateur PI et système de commande [CYR-04], [ROY-09]

- ✚ L'entrée du régulateur de vitesse PI est la différence entre la vitesse consigne et la vitesse mesurée.
- ✚ La sortie (position de directrices): le régulateur actionne une valve pilote qui actionne à son tour le circuit hydraulique permettant d'ajouter ou de soustraire de l'huile dans le servomécanisme de position des directrices.
- ✚ Modèle de réglage : la valve pilote est représentée par une fonction de transfert du premier ordre, le servomécanisme représenté par un intégrateur et le statisme par une rétroaction sous forme de gain entre la sortie (position des directrices) et l'entrée (erreur de vitesse).
- ✚ Hypothèse simplificatrice : la dynamique d'ouverture des directrices et de la valve pilote est très rapide par rapport au régulateur => simplification de la fonction de transfert du régulateur PI : on néglige la constante de temps de la valve pilote et la dynamique du servomécanisme (cf. Figure III-26) [SAN-88].

L'approximation générale faite dans le cas du régulateur PI [WOZ-90] est que la dynamique d'ouverture des directrices et de la valve pilote est très rapide par rapport au

régulateur, ce qui est généralement vérifié. La fonction de transfert du régulateur PI est définie par l'Eq. III-34 si on néglige la constante de temps de la valve pilote, la dynamique du servomécanisme et qu'on distribue le gain de la boucle interne sur K_c et K_i .

Fonction de transfert du régulateur PI

$$G_{PI}(s) = \frac{1}{R} \cdot \frac{1 + \frac{K_c}{K_i} s}{1 + \left(\frac{1}{R \cdot K_i} + \frac{K_c}{K_i} \right) s} \quad \text{Eq. III-34}$$

Avec:

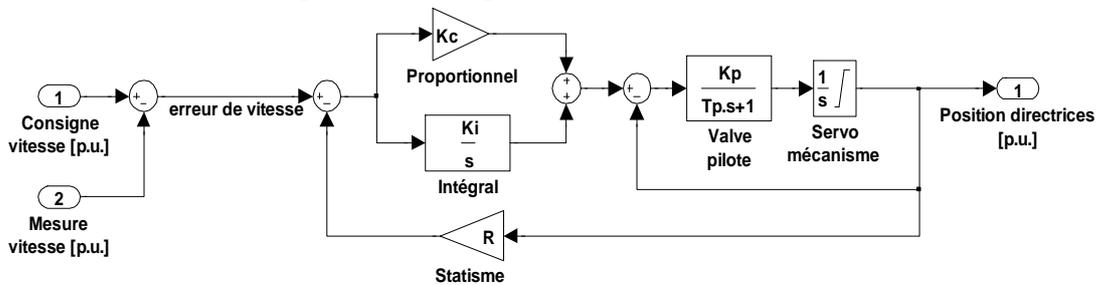
K_c : le gain proportionnel [sans unités] ;

K_i : le gain intégral [s^{-1}] ;

R : le statisme [sans unités] ;

K_p : le gain de la valve pilote [s^{-1}] ;

T_p : la constante de temps de la valve pilote [s].



Régulateur P.I. avec statisme : rétro-action de la position des directrice (mesure indirecte de la puissance fournie)

Figure III-26. Diagramme du fonctionnement de régulateur de vitesse proportionnel intégral (PI)

iii) Valeurs des paramètres du générateur étudié [CYR-04], [ROY-09]

Les valeurs typiques des paramètres de la centrale hydroélectrique sont les critères de conception des générateurs lesquels donnent généralement lieu à des valeurs de paramètres qui sont similaires d'une centrale à l'autre.

- ✚ Les valeurs des constantes de temps mécanique - T_m (ou valeurs « temps de lancer») se situent généralement entre 4 et 8 secondes.
- ✚ Le rapport de la constante de temps mécanique sur la constante de temps hydraulique (T_m/T_w) (ou rapport « temps de lancer » sur constante de temps hydraulique) se situe entre 3 et 7 [ASM-96].
- ✚ L'amortissement de la charge DChpu varie entre 0 et 3.
- ✚ Le statisme est de 0.05 p.u. en Amérique du Nord et de 0.04 p.u. en Europe.

- ✚ La constante de temps de la valve pilote est généralement considérée égale à 0.05 seconde ou négligée.

Valeurs des paramètres utilisés: les valeurs des paramètres sont issues d'essais classiques de machines. Dans notre cas, on optera pour des valeurs de la compagnie Énergie Brascan qui est une filiale de la corporation Brascan Power [CYR-04]. Les valeurs des paramètres sont données par le Tableau III-2.

Paramètres	Symbole	Valeur
Constante de temps hydraulique à la charge nominale (s)	T_w	1.07
Temps de lancer (s)	T_m	5.61
Puissance de sortie nominale triphasée (MVA)	S_n	28
Tension de sortie nominale (KV)	U_n	13.8
Inertie de rotation ($kg \cdot m^2$)	J_t	535179
Vitesse de rotation (t/min.)	N_s	163.6
Coefficient d'amortissement de la charge estimé (p.u.)	D_{Chpu}	1.0
Coefficient d'amortissement (p.u.)	D_{pu}	0.15
Coefficient couple synchronisant estimé (p.u. puissance/p.u. angle)	K_{pu}	0.66

Tableau III-2. Valeurs des paramètres du système [CYR-04], [ROY-09]

- iv) Réglages du régulateur de vitesse proportionnel intégral (PI) [CYR-04], [ROY-09]

Les réglages du régulateur PI ont été validés par Wozniac [WOZ-90]. Ils s'appuient sur le critère de Paynter. Ils donnent des performances similaires à celles du régulateur mécanique « classique ». Les réglages sont les suivants:

$$K_p = 0,4 \frac{T_m}{T_w} \quad \text{Eq. III-35}$$

$$\text{et } K_i = 0,08 \frac{T_m}{T_w^2} \quad \text{Eq. III-36}$$

Où:

K_p : le gain proportionnel [sans unités] ;

K_i : le gain intégral [s^{-1}] ;

T_m : la constante de temps mécanique [s] ;

T_w : la constante de temps hydraulique [s].

Les gains sont constants et sont calculés pour la valeur maximale de T_w . Ceci assure un fonctionnement stable sur toute la plage de variation autour du point de fonctionnement.

d) Application à nos travaux: régulation de la position des directrices pour une puissance de turbinage demandé [GRO-92]

Lorsque le système fonctionne afin de fournir la puissance au réseau, la position des directrices doit être contrôlée pour réguler le débit de l'eau faisant tourner la turbine pour produire la quantité désirée de la puissance.

L'objectif du modèle est de représenter le transfert de suivi de consigne de puissance.

En tenant compte des différentes hypothèses émises, on aboutit au schéma de transfert ci-dessous (cf. Figure III-27):

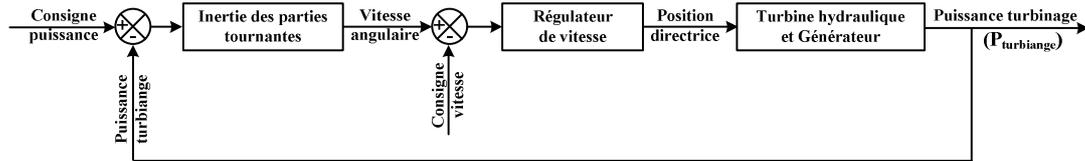


Figure III-27. Bloc diagramme décrivant l'ensemble du processus régulation du modèle turbinage

Ce modèle de turbinage est représenté ci-dessous sous forme de schéma détaillé et de bloc modèle sur Matlab/Simulink (cf. Figure III-28, Figure III-29).

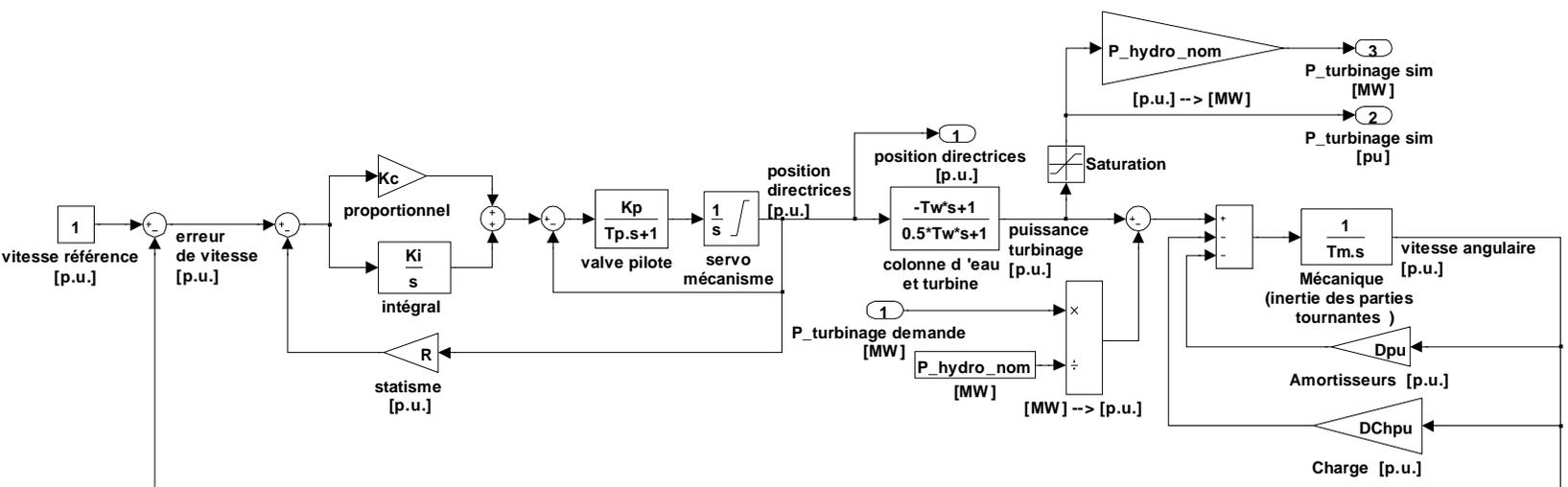


Figure III-28. Schéma détaillé sous Matlab/Simulink du turbinage d'étude

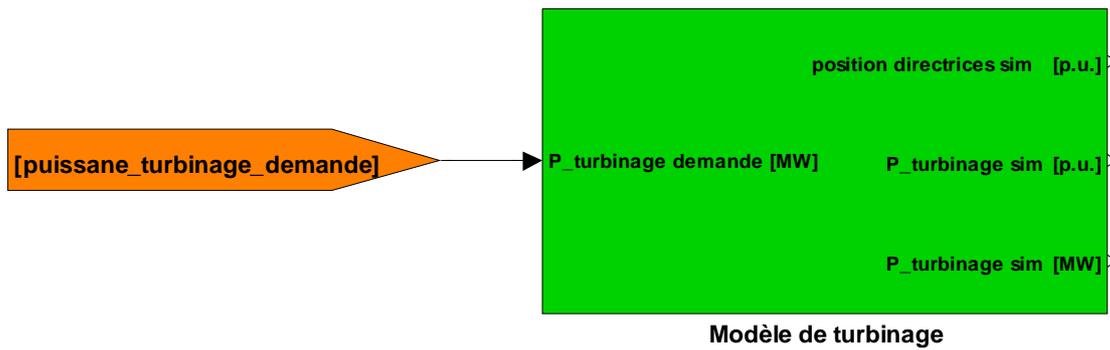


Figure III-29. Bloc modèle de turbinage sous Matlab/Simulink

e) *Résultats*

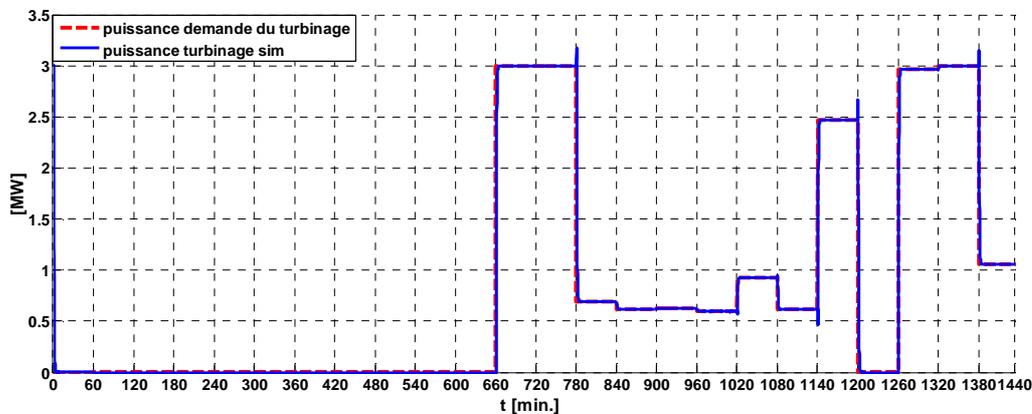


Figure III-30. Puissance de turbinage de sortie suivant la puissance d'entrée demandée
 La Figure III-30 montre la réponse du système dans son ensemble muni du régulateur PI choisi plus haut. On remarquera que le système en boucle fermée ne fait pas de dépassements et peut être assimilé à un premier ordre avec une constante de temps d'environ 15 secondes. Aussi, on peut constater l'influence du zéro « instable » de la fonction de transfert de la turbine qui provoque des variations dans le sens inverse à chaque changement de puissance.

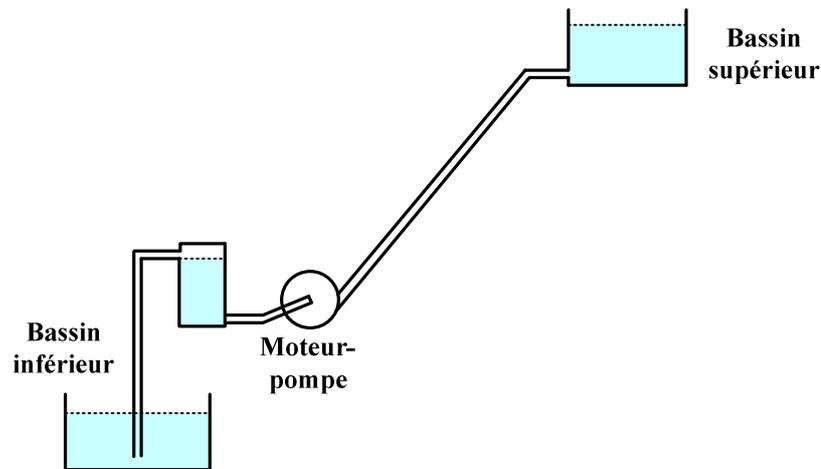
f) *Conclusion:*

Avec ces résultats de sortie du modèle, on trouve que ce modèle peut répondre à des demandes de consigne de puissance grâce au régulateur de la position des directrices. Ce modèle va être intégré au système W+S en vue de la simulation dynamique.

III.3.3. Modèle de la station de pompage

III.3.3.1. Construction de modèle :

La Figure III-31 présente le schéma d'une station de pompage, qui a pour mission principale de stocker la puissance abondante du système W+S sous forme d'énergie potentielle de l'eau dans le bassin supérieur.



1.

Figure III-31. Schéma d'une station de pompage

a) Caractéristiques générales des pompes:[SCR]

Une pompe est une machine qui communique l'énergie nécessaire à un liquide pour se déplacer dans une canalisation.

Elle est caractérisée par :

✚ Son débit volumique :

$$Q_v = \frac{V}{t} = v.S \quad \text{Eq. III-37}$$

Où :

Q_v est le débit volumique d'eau [m^3/s] ;

V est le volume d'eau [m^3] ;

v est la vitesse de l'eau [m/s] ;

S est la section du tuyau [m^2].

✚ Ses pressions

(1) Sa pression au refoulement

$$H_r = \frac{P_r}{\rho_{eau} \cdot g} \quad \text{Eq. III-38}$$

Où :

H_r est la hauteur de l'eau au refoulement [m] ;

P_r est la pression au refoulement [Pa] ;

ρ_{eau} est la masse volumique de l'eau = 1000 [kg/m^3] ;

g est l'accélération de la pesanteur = 9,81 [m/s^2].

(2) Sa pression à l'aspiration

$$H_a = \frac{|P_a|}{\rho_{eau} \cdot g} \quad \text{Eq. III-39}$$

H_a est l'hauteur d'eau à l'aspiration [m] ;

P_a est la pression à l'aspiration [Pa] (attention P_a relative négative).

(3) Sa hauteur manométrique totale :

$$H_{mt} = H_r + H_a = \frac{P_r + |P_a|}{\rho_{eau} \cdot g} = \frac{P_r - P_a}{\rho_{eau} \cdot g} \quad \text{Eq. III-40}$$

✚ Sa différence de pression :

$$\Delta P_{pompe} = P_r - P_a = \rho_{eau} \cdot g \cdot H_{mt} \quad \text{Eq. III-41}$$

✚ Sa puissance utile :

La puissance P_u est la puissance récupérée par le liquide grâce à la pompe :

$$P_{pu} = \Delta P_{pompe} \cdot Q_v = Q_m \cdot g \cdot H_{mt} \quad \text{Eq. III-42}$$

Avec :

ΔP_{pompe} en [Pa] ;

Q_v en [m^3/s] ;

P_u en [W] ;

Q_m en [kg/s] ;

g en [N/kg] ;

H_{mt} en [m].

✚ Son rendement :

$$\eta_{pompe} = \frac{P_{u_pompe}}{P_{e_pompe}} \quad \text{Eq. III-43}$$

P_{u_pompe} : puissance utile [W] ;

P_{e_pompe} : puissance électrique consommée par la pompe [W] ;

η_{pompe} : rendement du pompage ;

Le rendement du pompage est souvent calculé expérimentalement [BOU-05]. Nous avons en moyenne :

✓ pompe centrifuge $\approx 0,6$

✓ pompe à piston $\approx 0,65$

Courbes caractéristiques : sur un même graphique, on trace 3 courbes en fonction du débit volumique :

$H_{mt} = f(Q_v)$

$P_{u_pompe} = f(Q_v)$

$\eta_{pompe} = f(Q_v)$

C'est ainsi que l'on déterminera la zone de débit qui donnera le meilleur fonctionnement pour une pompe donnée.

$$P_{e_pompe} = g \cdot \frac{Q_v \cdot \rho_{eau} \cdot H_{mt}}{\eta_{pompe}} \quad \text{Eq. III-44}$$

Où :

η_{pompe} est le rendement de la pompe ;

Application numérique dans cadre de cette étude:

$$H_{mt}=105 \text{ [m]}$$

$$\eta_{pompe}=0,6$$

$$\rho_{eau}=1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g= 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$P_{e_pompe} = 0\div 3 \text{ [MW]}$$

$$Q_v = 0\div 600 \text{ [m}^3\text{/h]}$$

L'objet de ce modèle est de calculer la puissance consommée par la pompe et le débit nécessaire pour fournir la puissance de pompage demandée.

Dans le cadre de nos travaux, nous considérons cette puissance consommée par la station de pompage comme une charge locale du système W+S étudié.

III.3.3.2. Application :

Le modèle de pompage implanté dans Matlab/ Simulink est considéré comme le modèle de charge consommée de puissance active suivant une valeur prédéfinie. Le paramètre d'entrée du modèle est la puissance de besoin en consommation d'une station de pompage et le paramètre de sortie du modèle est la puissance effective servant à faire remonter l'eau $P_{pompage_sim}$. Ainsi, le pompage est modélisé comme une charge passive. Nous appliquons notre modèle à la station de pompage d'une puissance nominale de 3 [MW].

Lorsque le système fonctionne afin de consommer la quantité désirée de la puissance de pompage, le débit de l'eau doit également être calculé et régulé de manière appropriée suivant cette quantité désirée de puissance [GRU] , [KAT].

On obtient le modèle de pompage par Matlab/simulink sous forme de schéma détaillé et de bloc modèle (cf. Figure III-32, Figure III-33) :

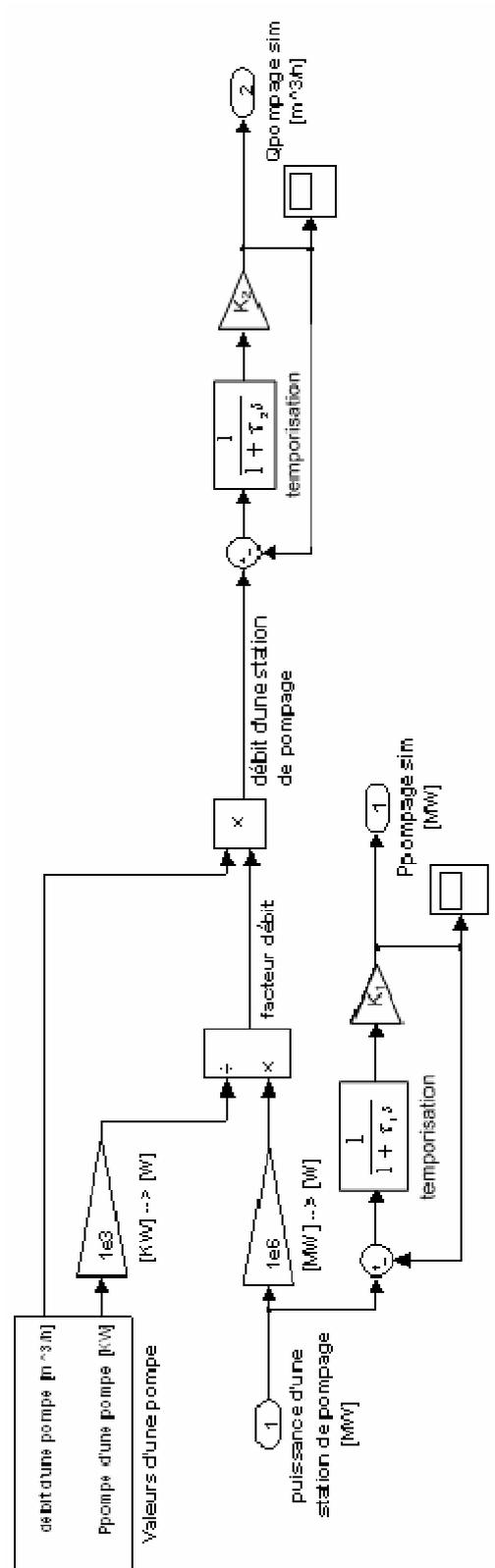


Figure III-32. Schéma détaillé sous Matlab/Simulink du pompage

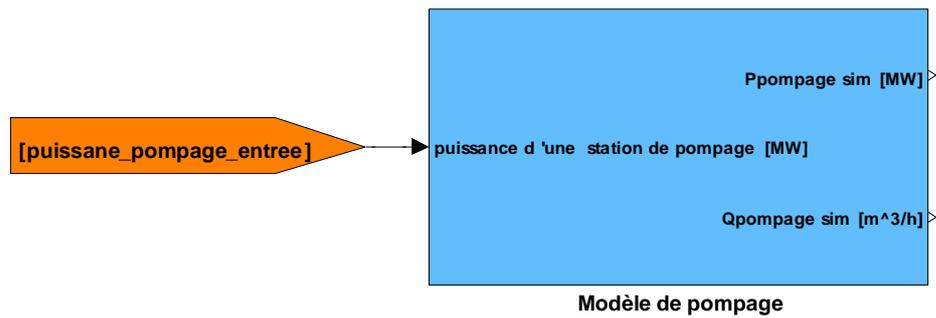
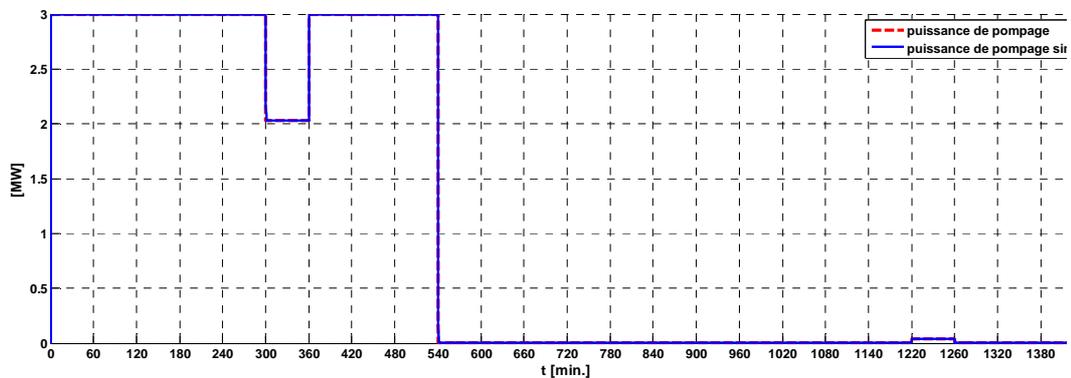


Figure III-33. Bloc modèle du pompage sous Matlab/Simulink

III.3.3.3. Résultat- Conclusion :



2. **Figure III-34. Puissance entrée et puissance sortie de la station de pompage par simulink**
 La puissance d'entrée est la puissance demandée pour effectuer le stockage. La puissance de sortie est la puissance fournie par le système W+S pour répondre à cette demande. La réponse du premier ordre est imposée par un bloc de retard du premier ordre afin de représenter le temps de montée du système.

Le résultat de simulation est présenté dans la Figure III-34

Ce modèle, simple, de la station de pompage, permet de représenter ce dernier comme une charge locale dans le système W+S.

III.3.4. Modèle du Réservoir

III.3.4.1. Objectif

Le modèle du réservoir est construit dans le but de calculer l'état de l'énergie électrique stockée à chaque instant.

III.3.4.2. Construction de modèle

Le modèle réalisé sur Matlab/simulink comprend :

Entrées :

- ✚ La puissance générée par le générateur hydraulique.

✚ La puissance consommée par le pompage.

✚ L'état du stockage à l'instant précédent ($t-1$).

Sortie :

✚ L'état du stockage à l'instant t .

Nous pouvons ainsi représenter l'état du stockage par la formule suivante :

$$S(t+1) = S(t) - \frac{\Delta t}{\eta_{hydro}} \cdot P_{hydro}(t) + \Delta t \cdot \eta_{pump} \cdot P_{pump}(t) \quad \text{Eq. III-45}$$

Avec les contraintes :

$$S(t) - \frac{\Delta t}{\eta_{hydro}} \cdot P_{hydro}(t) \geq S^{\min} \quad \text{Eq. III-46}$$

$$S(t) + \Delta t \cdot \eta_{pump} \cdot P_{pump}(t) \leq S^{\max} \quad \text{Eq. III-47}$$

$$S^{\min} \leq S(t) \leq S^{\max} \quad \text{Eq. III-48}$$

Où :

$S(t+1)$ est l'état du stockage d'énergie électrique à l'instant ($t+1$) ;

$S(t)$ est l'état du stockage d'énergie électrique à l'instant (t) ;

Δt est le pas de temps (dans ce cas vaut 1 seconde);

η_{hydro} est le rendement hydraulique ;

η_{pump} est le rendement du pompage ;

P_{hydro} est la puissance hydraulique générée ;

P_{pump} est la puissance consommée par le pompage ;

S^{\min} , S^{\max} sont les limites inférieure et supérieure du réservoir.

Nous avons le modèle du stockage établi sous Matlab/simulink décrit par la figure **Figure III-35** et la **Figure III-36**.

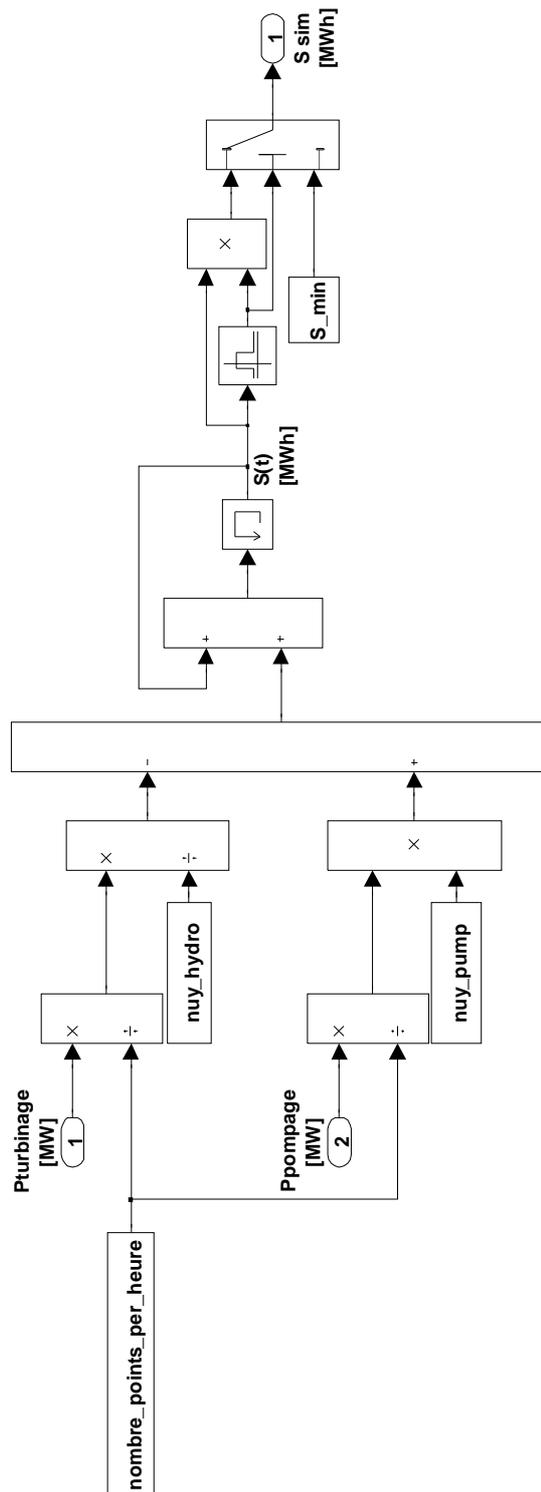


Figure III-35. Schéma détaillé sous Matlab/Simulink du stockage d'étude

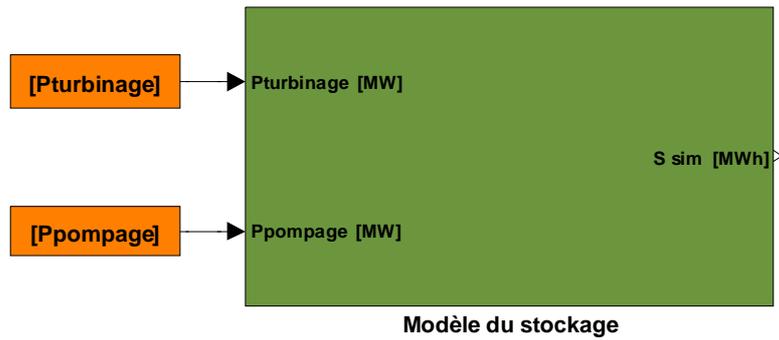


Figure III-36. Modèle bloc du réservoir de stockage sous Matlab/Simulink

III.3.4.3. Résultats et conclusion

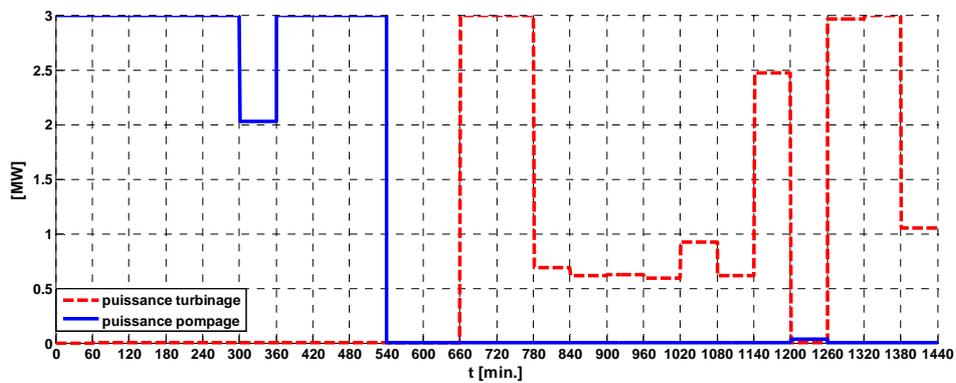


Figure III-37. Entrées du modèle du réservoir

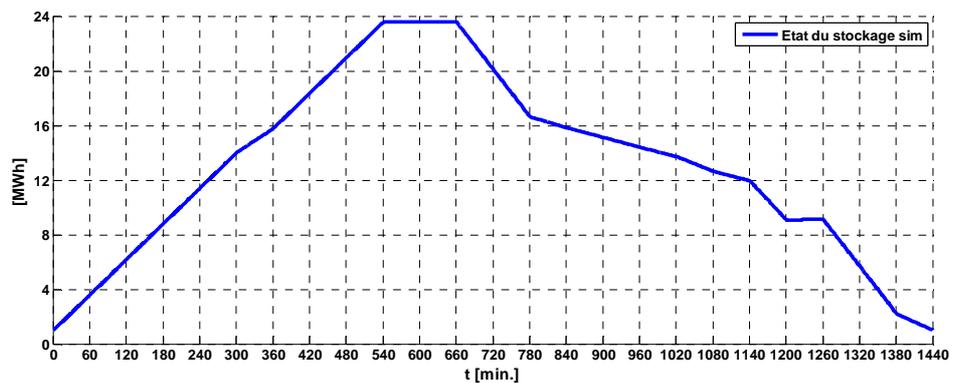


Figure III-38. Energie stockée dans le réservoir

L'état du réservoir est décrit par l'énergie potentielle stockée à chaque instant t . Nous observons sur la Figure III-38 que dans la première partie (0h à 9h), l'énergie est stockée grâce au fonctionnement du pompage. Ensuite, cette énergie est consommée par le système hydraulique.

Dans les résultats des figures Figure III-37 et Figure III-38, nous n'avons pas considéré les dynamiques du pompage et du turbinage.

III.3.5. Modèle du réseau électrique

III.3.5.1. Introduction et construction de modèle :

Le réseau est modélisé comme une charge dynamique : ainsi pour construire son modèle, il faut déterminer le besoin du réseau. Ceci va nous permettre de répartir d'une manière optimale la puissance de chaque élément dans le système W+S (éolien, hydraulique et pompage) afin de répondre au besoin du réseau. Ainsi, le modèle du réseau sera le résultant de tous les modèles de l'éolien, du système hydraulique et celui du pompage. Le réseau électrique étant considéré comme une charge infiniment grande par rapport du système W+S, donc nous n'avons pas de limite pour la puissance injectée au réseau. Nous pouvons écrire :

$$P_w(t) + P_{hydro}(t) - P_{pump}(t) = P_e(t) \quad \text{Eq. III-49}$$

Où :

P_w est la puissance générée par l'éolien ;

P_{hydro} est la puissance hydraulique générée ;

P_{pump} est puissance consommée par le pompage ;

P_e est la puissance fournie au réseau.

Le modèle sous Matlab/Simulink est représenté sur la Figure III-40.

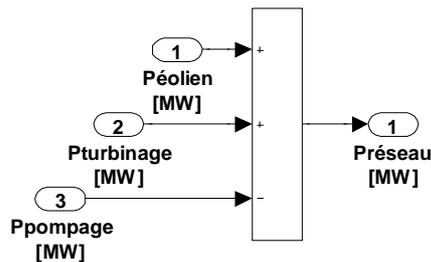


Figure III-39. Schéma détaillé sous Matlab/Simulink du réseau d'étude

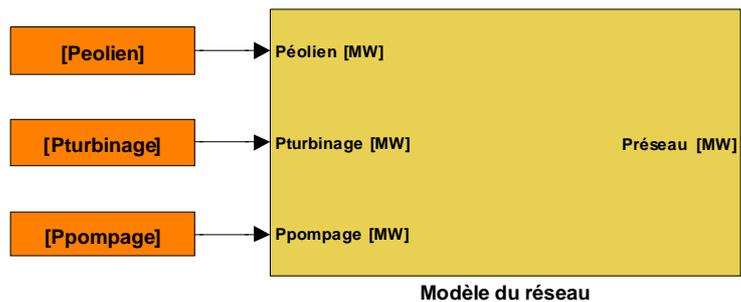


Figure III-40. Schéma bloc du modèle du réseau sous Matlab/Simulink

III.3.5.2. Résultats et conclusion

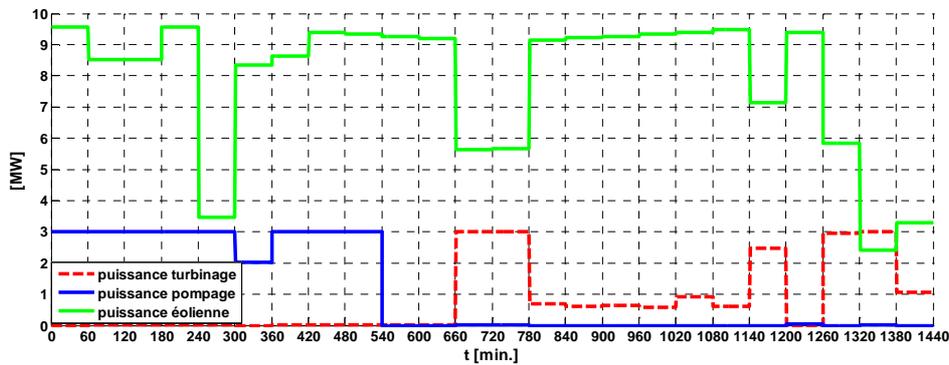


Figure III-41. Entrées du modèle du réseau

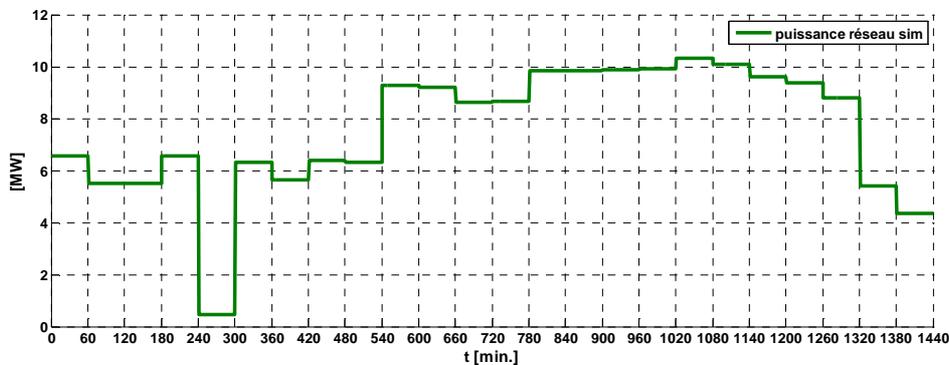


Figure III-42. La puissance fournie au réseau par le système W+S

La puissance fournie au réseau est calculée à partir d'une équation de bilan énergétique simple (Eq III-49). Les entrées et sorties de ce modèle sont données dans les figures III-36 et III-37. La particularité de ce modèle est que les paramètres d'entrée sont les résultats obtenus à partir des problèmes d'optimisation résolus avant. Ainsi, la production du système W+S est optimisée pour fournir le réseau.

III.3.6. Conclusion :

Les modèles construits ci-dessus ont pour but de préparer la simulation du système global W+S sous Matlab/Simulink pour observer le comportement du système face à l'intermittence du vent.

Le modèle de l'éolien est construit afin de calculer et modéliser les différents scénarii de l'éolien lors des perturbations.

Le modèle hydraulique est construit afin de pouvoir participer à la gestion de la puissance du système W+S grâce à la gestion de l'énergie potentielle stockée.

Le modèle du système de pompage est considéré simplement comme une charge – consommateur de puissance en transformant l'énergie électrique en énergie potentielle à stocker.

Le modèle du réservoir décrit l'état de l'énergie stockée à chaque instant t.

Le modèle du réseau représente la charge d'après un scénario prédéfini.

III.4. Implantation du modèle complet W+S sous Matlab/Simulink :

III.4.1. Introduction et modèle du système global :

Les hypothèses adoptées pour la connexion de tous les modèles sont les suivantes:

- ✚ Le modèle du vent est utilisé pour créer deux scénarii de puissance : celui de la prévision du jour J-1 et celui du jour J (différent du premier scénario).
- ✚ La valeur à prendre en compte pour la simulation dynamique est la valeur moyenne calculée pour chaque heure.

Le modèle global est représenté dans la Figure III-43.

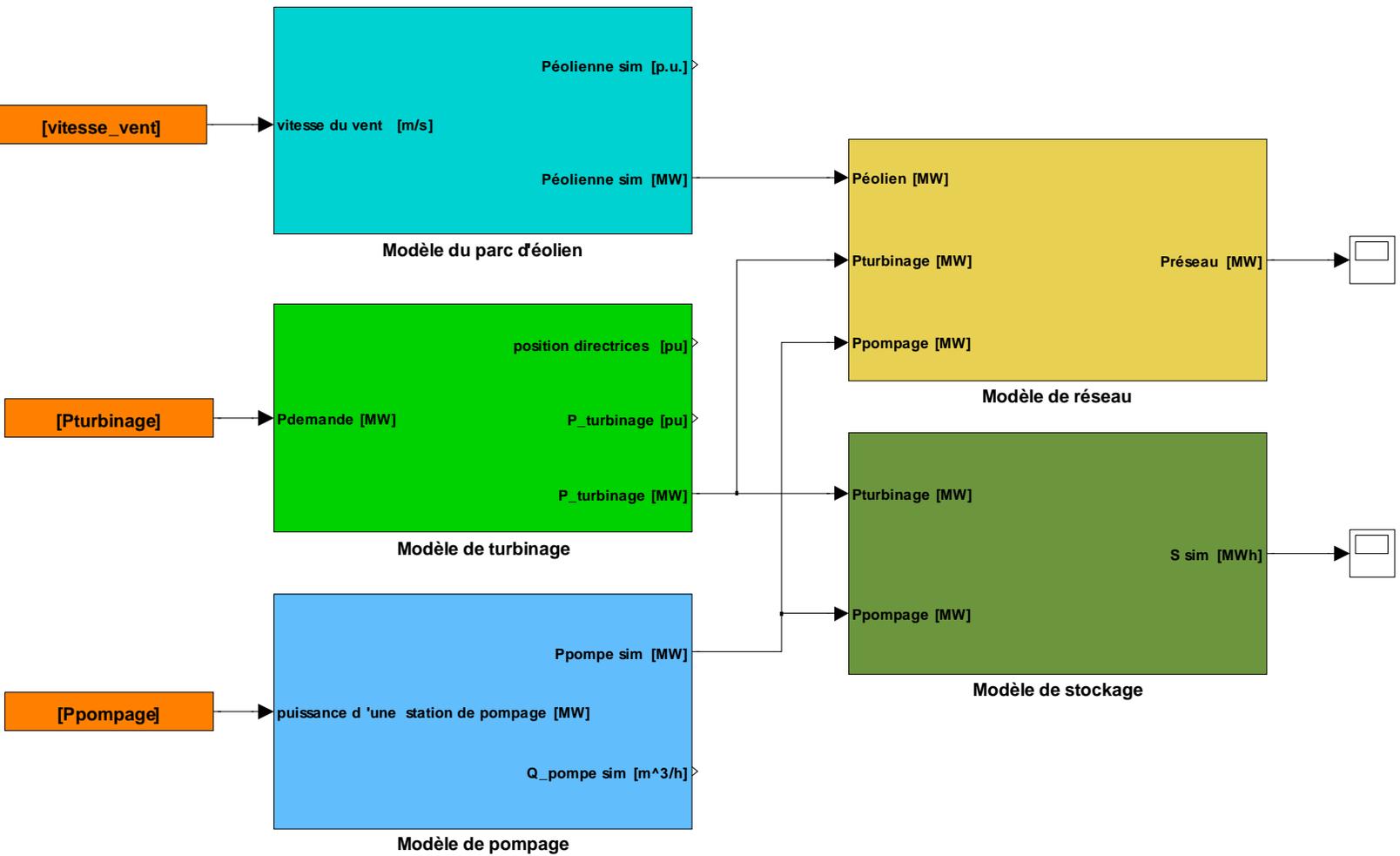


Figure III-43. Modèle complet du système W+S connecté au réseau

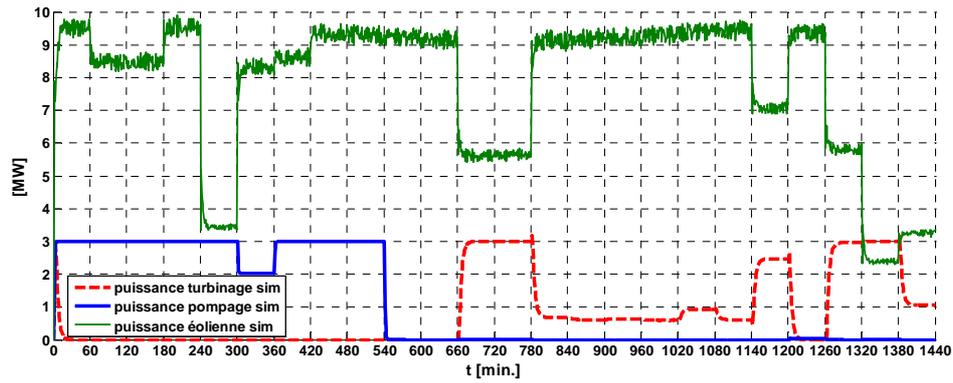


Figure III-44. Entrées du modèle du système global

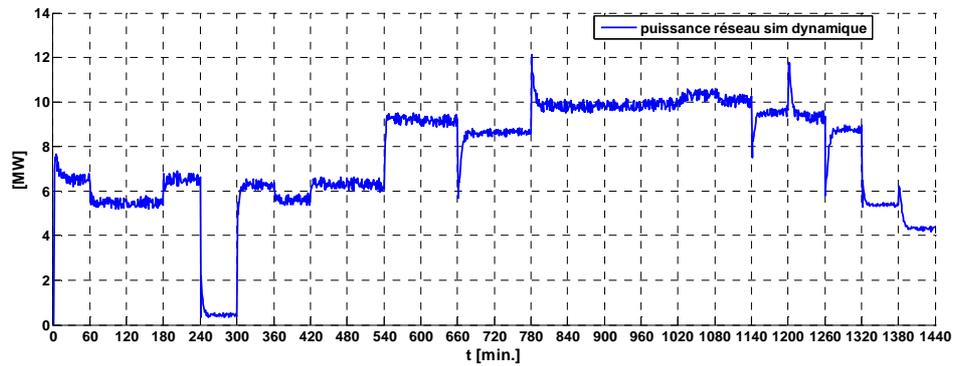


Figure III-45. La puissance fournie au réseau par le modèle du système global

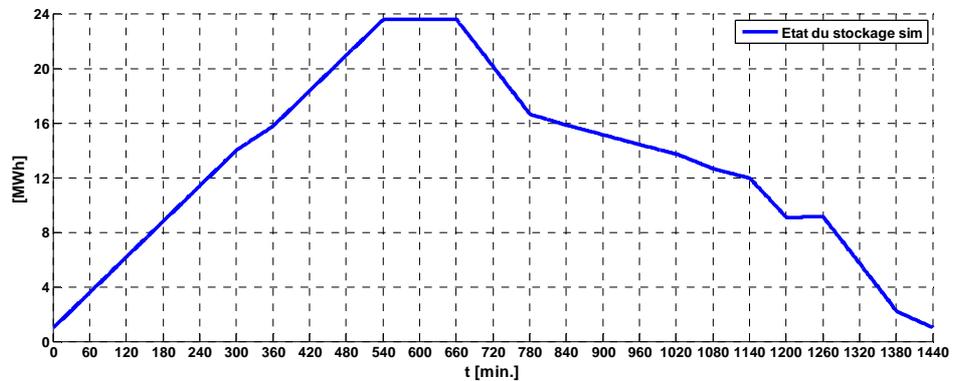


Figure III-46. État du stockage du modèle du système global

III.4.2. Résultats et Conclusion

A partir du modèle montré sur la Figure III-43, les puissances du système W+S (dont la puissance du vent, la puissance consommée par le pompage et la puissance fournie par le turbinage) seront calculées à chaque instant t . Les résultats correspondant se trouvent dans la Figure III-44, la Figure III-45 et la Figure III-46.

Nous allons proposer de mettre en application la méthode de gestion optimisée. Le déroulement du processus de pilotage est illustré par des simulations sur un cas d'étude afin de valider nos résultats de recherche – il sera réalisé dans le chapitre qui suit.

Chapitre

IV

Validation de la méthode de gestion optimisée

IV.1. Introduction

Les chapitres précédents ont apporté une méthodologie de gestion optimale de l'exploitation du système W-S. Cela permet de mieux gérer l'intermittence et la dynamique du système tout en assurant l'objectif de la rentabilité économique. Une méthode d'analyse pour la prise en compte des incertitudes a été également présentée.

Dans ce chapitre, nous proposons de mettre en application la méthode proposée. Le déroulement du processus de pilotage est illustré par une simulation sur un cas d'étude pour valider, dans un premier temps, nos résultats de recherche. L'optimiseur est développé sous MATLAB. Les composants modélisés sous MATLAB/SIMULIK (simulateur hors temps réel) sont ainsi pilotés de manière interactive.

Ensuite, afin d'être au plus près de la réalité, nous validons cette méthode de gestion sur un banc de test en temps réel. L'optimiseur reste le même et contrôle le système en permanence. Les composants physiques du système W+S sont représentés par un autre simulateur séparé (RT-LAB), séquencé en temps réel.

IV.2. Cas d'étude

Nous choisissons un cas d'étude représentatif d'un site situé à Montpellier. Les paramètres du dimensionnement du système sont récapitulés dans le Tableau IV-1.

Sans perte de généralité, nous considérons que les deux bassins du stockage ont la même capacité.

<i>Paramètres de dimensionnement</i>	<i>Variable</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Puissance installée de l'éolien	P_w^{nom}	10	(MW)
Puissance maximale de l'éolien	P_w^{max}	10	(MW)
Puissance minimale de l'éolien	P_w^{min}	0	(MW)
Puissance installée de la turbine hydro-électrique	P_{hydro}^{nom}	3	(MW)
Puissance installée de la station de pompage	P_{pump}^{nom}	3	(MW)
Puissance minimale de la centrale hydro-électrique	P_{hydro}^{min}	0	(MW)
Puissance minimale de la station de pompage	P_{pump}^{min}	0	(MW)
Rendement du générateur hydro-électrique et du réseau des conduits d'eau	η_{hydro}	0.8671	-
Rendement du système d'accumulation de l'énergie (station de pompage et réseau des conduits d'eau)	η_{pump}	0.865	-
Capacité de stockage	S^{max}	24	(MWh)
Limite basse du bassin	S^{min}	1	(MWh)

Tableau IV-1. Paramètres du système W+S

Nous considérons ce système W+S et présentons le déroulement du processus de pilotage tel qu'il est décrit dans le chapitre II.

IV.2.1. Anticipation de l'utilisation du stockage

Comme nous l'avons évoqué dans le chapitre II, l'objectif de l'anticipation de l'utilisation du stockage consiste à définir un macro plan de fonctionnement du système afin de s'adapter au mieux à la disponibilité du vent.

Nous supposons une prévision de la vitesse du vent et du prix d'électricité sur les 7 prochains jours comme donnée sur la Figure IV-1.

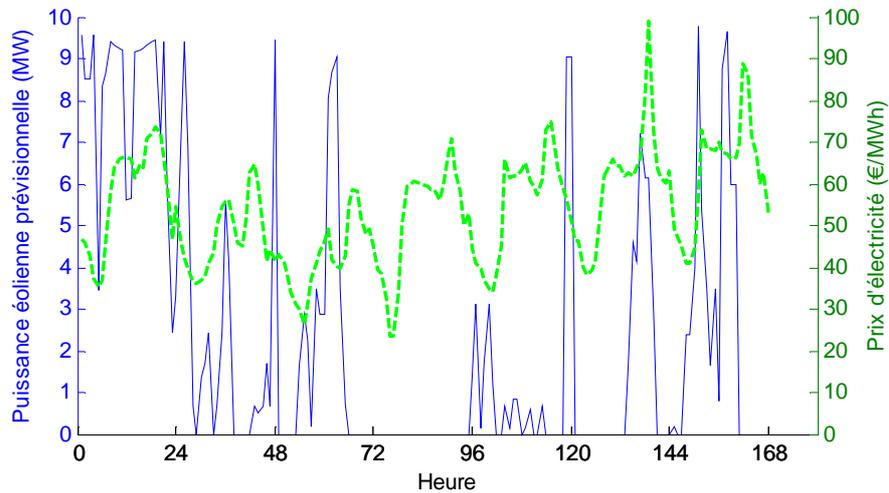


Figure IV-1. Données prévisionnelles pour les 7 prochains jours

Nous constatons dans cet exemple une répartition non homogène de l'énergie potentielle du vent sur ces 7 jours tandis que l'évolution du prix d'électricité semble plutôt cyclique. Le potentiel de la production éolienne est estimé dans le tableau suivant :

Jour	Prévision de la production (MWh)	Observation
1	188.96	fort potentiel
2	55.86	potentiel moyen
3	57.75	potentiel moyen
4	31.266	faible potentiel
5	46.27	faible potentiel
6	56.46	potentiel moyen
7	63.876	potentiel moyen

Tableau IV-2. Energie prévisionnelle de l'éolien

Il existe différentes manières de procéder vis-à-vis de l'anticipation de l'utilisation du stockage. Nous allons comparer deux solutions : la première porte sur un horizon d'optimisation à considérer d'un jour; la seconde sur un horizon de 7 jours.

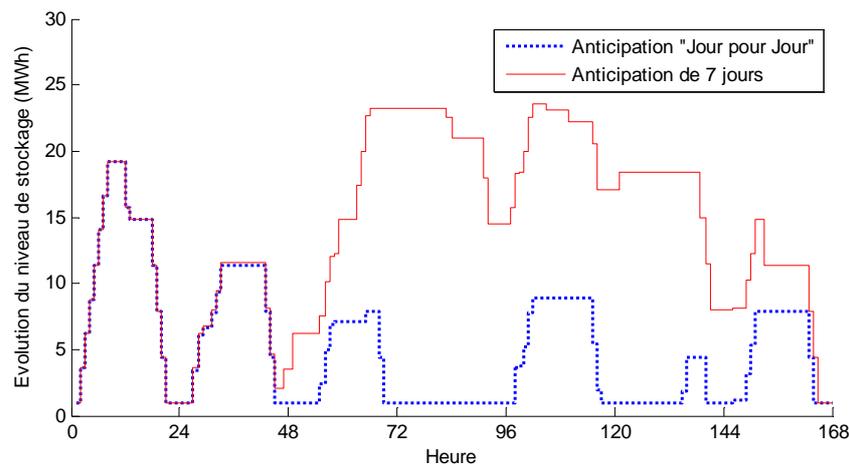


Figure IV-2. Différentes stratégies de gestion du stockage

Nous constatons clairement deux façons de gérer le stockage hydro-électrique. Dans le premier cas (illustrée par la ligne pointillée sur la Figure IV-2), la gestion du système vise à exploiter au mieux le stockage jour par jour. Afin d'optimiser l'objectif économique, le système déstocke complètement en fin de journée. Toute énergie stockée est utilisée dans la journée même. La deuxième méthode est illustrée par la ligne pleine sur la Figure IV-2. Comme l'objectif consiste à optimiser le profit du système sur une période de 7 jours, le système stocke l'énergie dans les journées ayant un fort potentiel de production afin de garantir une meilleure valorisation de l'énergie.

Dans les deux cas, le taux d'utilisation de l'énergie éolienne est maximisé : 95,4% dans le premier cas et 96,3% dans le second cas. Dans cet exemple, l'optimisation à plus long terme (7 jours) valorise mieux la vente de l'énergie au réseau. Le résultat économique dans le deuxième cas est supérieur de 1.32% par rapport au premier.

Mais cette différence est sensible à la distribution de l'énergie éolienne prévisionnelle et à l'horizon de temps à considérer. Il est très intéressant pour l'exploitant du système W+S de faire des comparaisons afin de pouvoir trouver la stratégie la mieux adaptée à la disponibilité du vent.

IV.2.2. Anticipation du fonctionnement à J-1

IV.2.2.1. Anticipation du fonctionnement à J-1

À J-1, le système W+S dispose de prévisions plus précises. Cette étape d'anticipation est très importante car elle permet de définir l'offre de production au marché électrique pour le jour J. En prenant les données du Jour 1 (Figure IV-1 et Tableau IV-2), les consignes sont à appliquer pour la turbine hydroélectrique (Figure IV-3, ligne pleine) et la station de pompage (Figure IV-3, ligne en pointillés). L'échange avec le réseau lors du jour J est prévue comme illustrée dans la Figure IV-4.

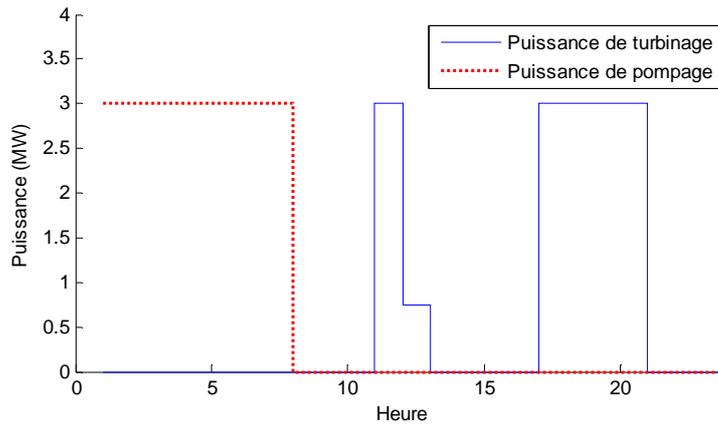


Figure IV-3. Consignes de puissance (turbinage / pompage) appliquée au jour J

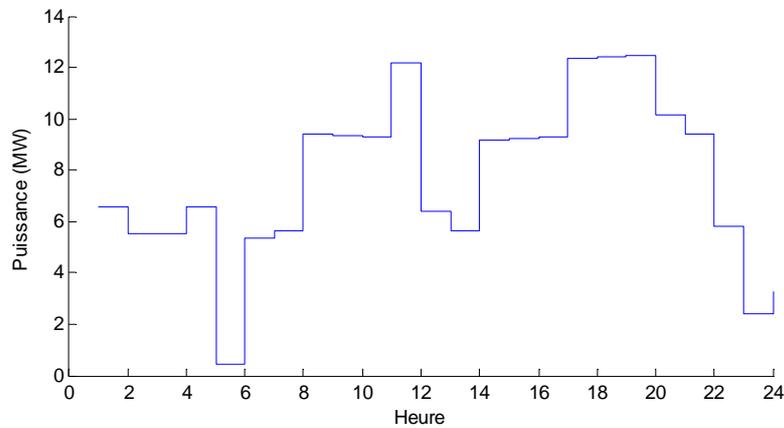


Figure IV-4. Prédiction de la production injectée au réseau pour le jour J

IV.2.2.2. Sensibilité du plan anticipatif à des incertitudes

Ce programme d'exploitation est celui engagé avec le réseau. Le fonctionnement du système durant le jour J doit être conforme à ce plan malgré des incertitudes dans les prévisions et la nature intermittente de la production éolienne. Dans cette section, nous allons analyser la sensibilité de ce plan de fonctionnement à la variation de la production éolienne de manière à prévoir la marge d'opération et les actions à mener en cas de perturbation. L'analyse est réalisée en s'appuyant sur la méthode d'analyse de sensibilité présentée dans le chapitre II. 4.1.3.

Nous supposons que la prévision de la vitesse moyenne du vent a une précision de $\pm 30\%$ (voir Figure IV-5). L'objectif est de gérer le fonctionnement du système de manière à minimiser l'écart entre la puissance à injecter au réseau et celle définie initialement.

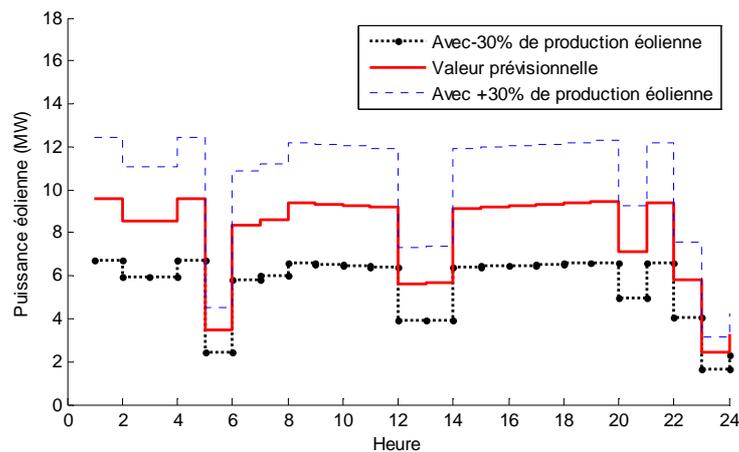


Figure IV-5. Scénarii de la variation de la production éolienne

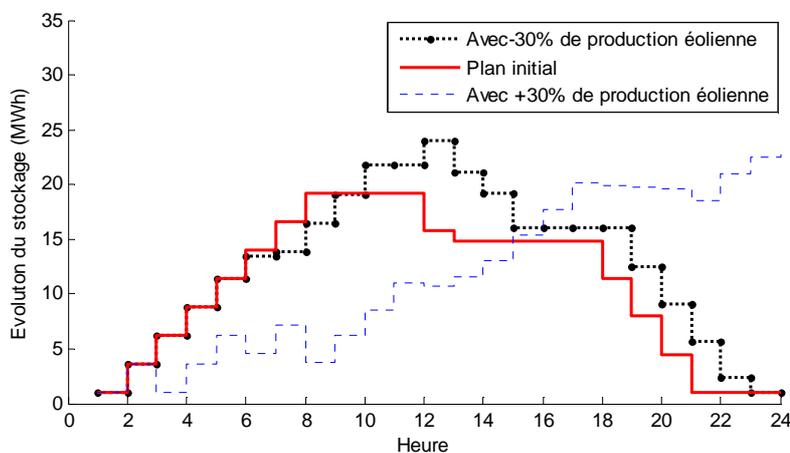


Figure IV-6. Evolution du stockage vis à vis de l'incertitude de la production éolienne

Lors de la diminution de la production éolienne par rapport à la prévision (la ligne pointillée avec un marquage "." sur la Figure IV-6), il est recommandé d'ajuster le volume de stockage et le plan de décharge de l'énergie. Afin de réduire au maximum l'écart entre l'injection réelle et le plan de fonctionnement initial, plus la tendance de production éolienne est à la baisse, plus le volume d'énergie à stocker dans la journée est grand et le déstockage décalé.

Pour une tendance de production éolienne à la hausse, l'éolien peut assurer le plan d'injection d'énergie au réseau. Notons également que le besoin de stockage est moindre. A la fin de la journée, le stock risque de ne pas être au niveau souhaité initialement (la ligne en pointillés sur la Figure IV-6). De cette manière, le plan d'utilisation du stockage pour les jours qui viennent est remis en cause. Charge à l'exploitant du système de décider de revoir ou non le programme d'exploitation en fonction des prévisions et de l'écart entre le niveau de stock actuel et celui prévu initialement.

L'impact de la variation de la production éolienne sur le plan d'injection de l'énergie au réseau est donné sur la Figure IV-7. L'écart par rapport au plan initial crée des pénalités. La variation de la fonction objectif est montrée sur la Figure IV-8 comme étant la différence entre le bénéfice de vente de l'énergie au réseau moins la pénalité due à l'écart. Les valeurs sont données en pourcentage par rapport à celle prévue initialement. Il est intéressant de constater qu'avec une incertitude sur la prévision de production

éolienne estimée de l'ordre de $\pm 30\%$, la valeur de la fonction d'objectif ne varie que sensiblement, de l'ordre de 6%.

Ceci met en évidence l'intérêt de la méthode de gestion optimisée proposée.

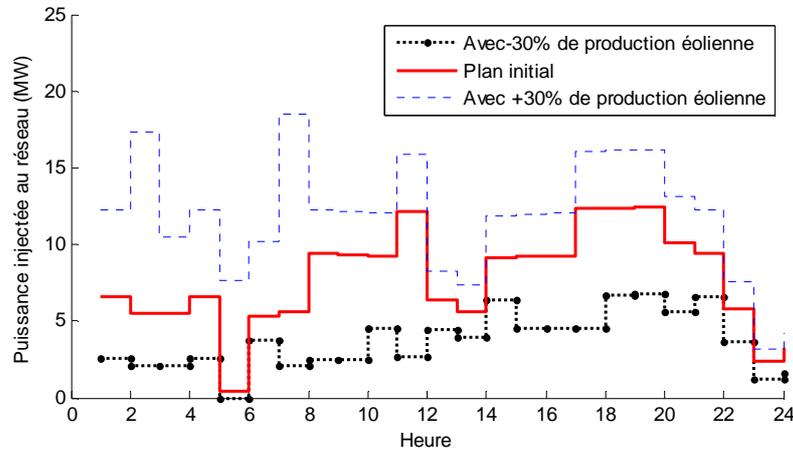


Figure IV-7. Plan d'injection de l'énergie au réseau

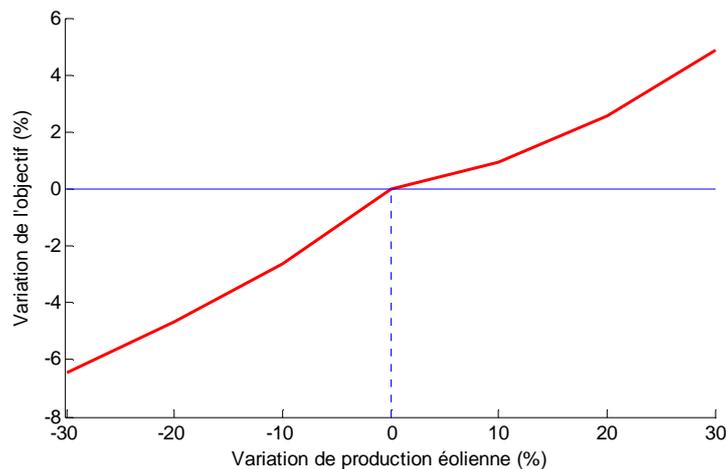


Figure IV-8. Variation de la fonction d'objectif vs. l'écart par rapport à la prévision de la production éolienne

IV.2.3. Gestion réactive en temps réel

Nous sommes au jour J et nous supposons que quelques perturbations se produisent au cours de cette journée.

- A 5h, un manque de puissance du côté réseau se manifeste par une hausse du coût de pénalité pour chaque MW non fourni par le système W+S (de 26.51 €/MWh à 76.51 €/MWh).
- A 10h, on constate une augmentation de la production éolienne de 9.26 MW à 11.26 MW.
- A 15 h, en répondant à l'appel du réseau pour réduire la puissance injectée, le système W+S doit réduire l'injection au réseau de 9.84 MW à 7.84 MW.

Les graphiques suivants montrent le comportement du système W+S dans ces conditions et l'impact de ces perturbations sur le résultat global.

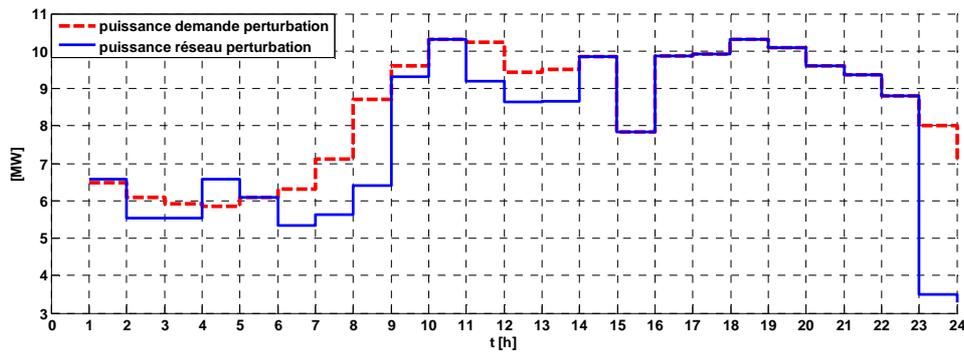


Figure IV-9. Plan final de puissance demandée et de puissance échangée avec le réseau lors de perturbations.

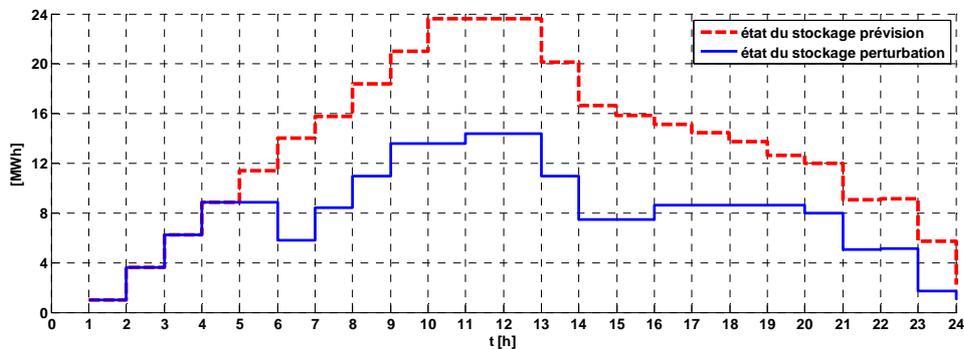


Figure IV-10. Evolution de l'état du stockage

Afin de faire face à ces événements, de nouveaux plans de fonctionnement optimal sont re-calculés pour chaque apparition d'une perturbation.

Une réponse adéquate est proposée afin de gérer plusieurs événements imprévus perturbant le système et le réseau. L'optimisation répond au mieux en fonction des contraintes aléatoires survenant. Concrètement, le coût total de pénalité actuel est de 1020 €/jour au lieu de 2363 €/jour sans perturbations (cf. Tableau IV-3).

	Cas I Les gains économiques maximaux (dans le cas prévision - anticipation)	Cas II Les écarts minimaux de la puissance (dans le cas perturbation - gestion réactive)
Total des profits [€/jour] (1)	5.614,00	5.352,00
Total du coût de pénalité [€/jour] (2)	2.363,00	1.020,00
Total du profit net [€/jour] (3) = (1) - (2)	3.251,00	4.332,00

Tableau IV-3. Simulations du profit et du coût de pénalité dans deux cas de prévisions et de perturbations

On peut voir que le bénéfice dans le cas II est moins important que celui du cas I. Mais le coût de pénalité dans le deuxième cas est seulement d'environ 43,17% (c'est-à-dire :

$\frac{1020}{2363,4} \times 100\% \approx 43,17\%$) par rapport au premier. En conclusion, le bénéfice net dans le second cas est donc meilleur.

IV.2.3.1. Conclusions

Une méthode pour le fonctionnement optimal du parc éolien couplé au système de stockage, (W+S), a été présentée. Tous les composants sont connectés au réseau. La technique d'optimisation des flux d'énergies permet de fournir une puissance adaptée à la demande du réseau (services systèmes du réseau). Cette méthode est efficace en présence de sources multiples de perturbations (comme l'intermittence du vent, les besoins changeants du réseau, la variation du coût de pénalité). Des applications ont été développées dans le chapitre II. Ce type de système est caractérisé par l'intermittence de la source primaire et du comportement imprévisible du réseau. Les deux couches de contrôle proposées permettent d'anticiper plus efficacement le fonctionnement normal du système et celui en présence de perturbations. L'algorithme PML est utilisé pour la formulation des problèmes d'optimisation et semble adapté à la complexité des problèmes avec une flexibilité élevée et rapide. Les résultats obtenus se fondent sur un exemple d'application montrant la faisabilité de la méthode.

Nous allons par la suite rassembler le pilotage optimal basé sur la source éolienne avec la régulation du système de stockage dynamique suivant le schéma de simulation proposé (dans le chapitre II dans la partie II.6). Le système de pilotage sera alors implémenté et testé dans la perspective d'une validation sur un simulateur hors temps réel sous MATLAB/SIMULINK.

IV.3. Validation sur un simulateur hors temps réel

IV.3.1. Objectif

Dans cette partie, nous allons utiliser des modèles de composants du système W+S établis dans le chapitre III afin d'introduire le schéma de simulation dynamique (cf. Figure II.14) ainsi que la méthode de gestion optimisée. Afin de se rapprocher de plus en plus des conditions de la réalité, nous allons réaliser une simulation sur un simulateur hors temps réel. L'optimiseur, intelligence du système, sera implémenté sur un module séparé et séquencé sur un mode hors temps réel et contrôlera en permanence le processus.

Le simulateur hors temps réel est conçu, calculé et simulé sous MATLAB/SIMULINK.

IV.3.2. Mise en simulation

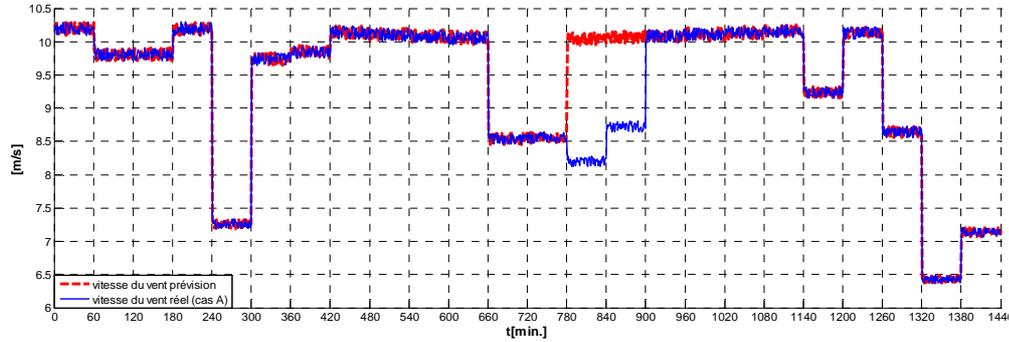
Nous allons supporter deux scénarii différents de perturbations réelles. Ils déterminent les plans de fonctionnement optimal dynamique grâce au schéma de simulation dynamique du système W+S déjà proposé.

Différentes hypothèses sont analysées :

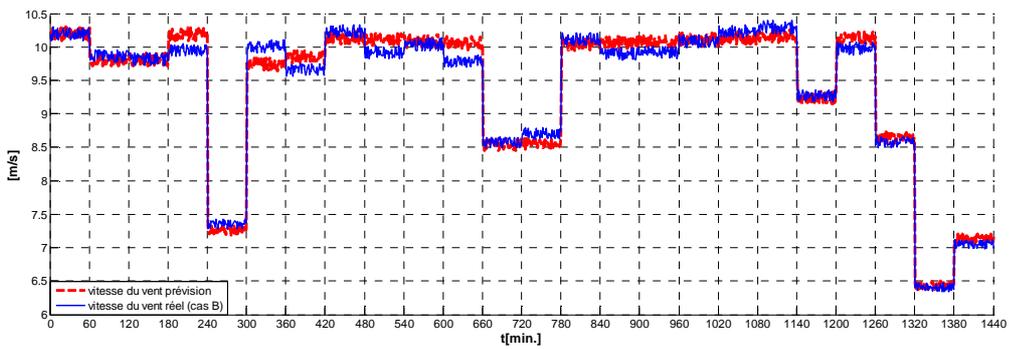
a) Hypothèse 1: quand des perturbations trop grandes surviennent (cas A)

D'après nos analyses ci-dessus, lorsqu'une perturbation importante relative au vent survient (cf. le cas A de la Figure IV-11), la variation de la puissance éolienne est impactée (cf. le cas A de la Figure IV-12). La différence avec les données prévisionnelles de la veille ΔP_{e_sim} est ajustée par le système W+S.

Dans le cas A de la Figure IV-11, nous supposons que la prévision est juste sauf pendant la période entre 13h et 15h (minute 780 et minute 900). Le système W+S a pour objectif de corriger la différence de puissance ΔP_{e_sim} .

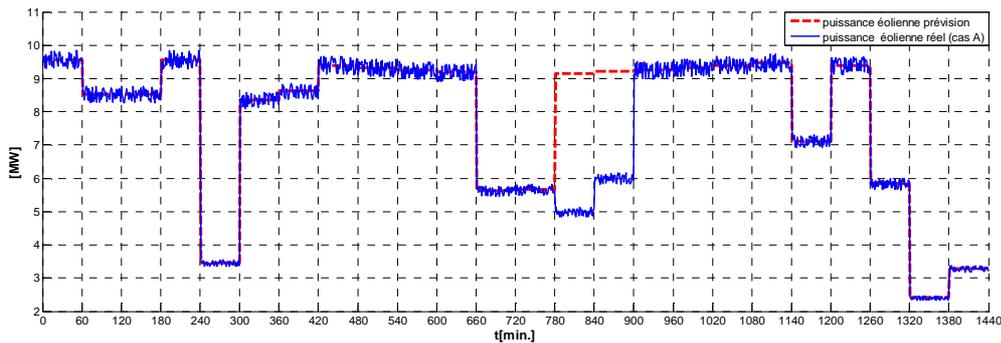


Cas A

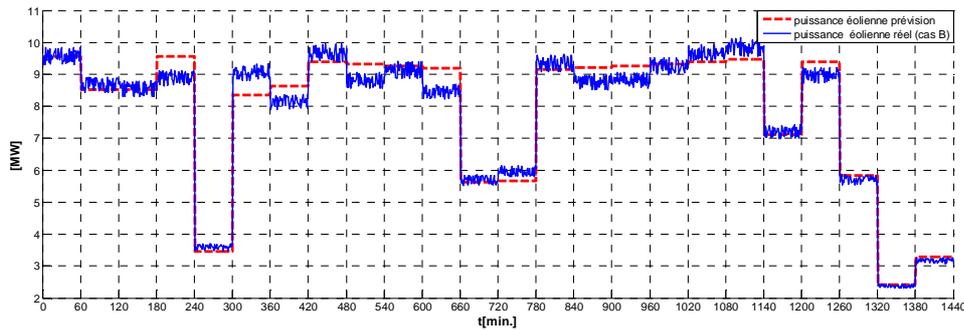


Cas B

Figure IV-11. Vitesse du vent prévue et réelle



Cas A



Cas B

Figure IV-12. Puissance éolienne prévue et simulée

La correction est prise en charge par les systèmes hydrauliques de turbinage et de pompage. Le calcul est réalisé toutes les minutes en utilisant la valeur de la puissance $P_{e_réf}$ (ou $P_{e_opt} = P_{e_réf}$) mise à jour tous les heures (cf. les cas A Figure IV-15 et Figure IV-16).

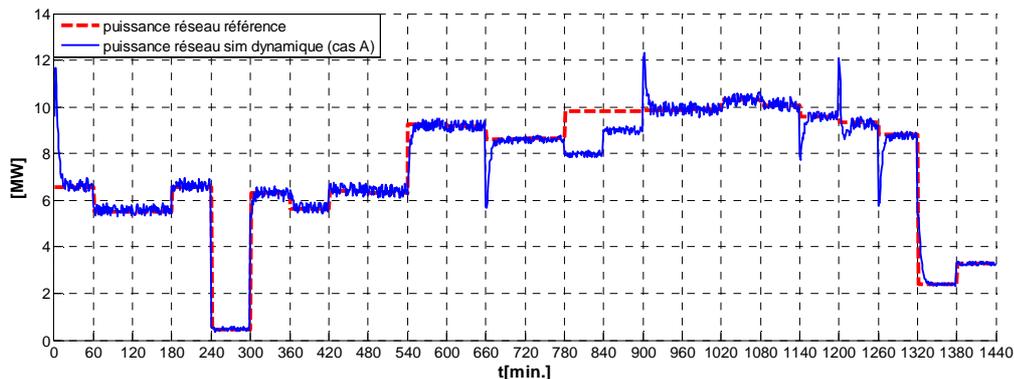
Pendant la simulation, le modèle de turbinage et le modèle pompage sont à chaque pas de temps contrôlés pour que ΔP_{e_sim} tende vers 0 (ΔP_{e_sim} est la déviation entre la puissance de consigne $P_{e_réf}$ (ou P_{e_opt}) et la puissance échangée avec le réseau de simulation P_{e_sim}).

Ces modèles renvoient les puissances P_{hydro_sim} et P_{pump_sim} , (cf. Figure II.14).

La déviation de l'état du stockage ΔS_{sim} entre l'état du stockage consigne $S_{réf}$ (ou l'état du stockage d'optimisation $S_{opt} = S_{réf}$) ainsi que l'état du stockage de la simulation à la sortie du modèle de stockage S_{sim} , sont directement obtenus de l'ajustement de P_{hydro_sim} et P_{pump_sim} .

Lorsque la déviation ΔS_{sim} survient au début de chaque heure après la simulation, le réservoir de re-réglementation est utilisé. Ceci consiste à rétablir l'état avec des paramètres d'entrée, y compris l'état du stockage récent issu de la simulation; ainsi que le profit de la puissance éolienne de prévue pour le temps restant de la journée. Les nouveaux résultats optimums sont ensuite utilisés pour réaliser la simulation dynamique du système d'exploitation (cf. Figure II.14).

La puissance échangée avec le réseau de simulation P_{e_sim} colle de près à la puissance de consigne du réseau $P_{e_réf}$ sauf pendant la période entre 13h et 15h (minute 780 et minute 900) (cf. le cas A Figure IV-13). Néanmoins, les déviations dans cette période peuvent être acceptées car la puissance de turbinage a été mobilisée au maximum durant cette période (cf. le cas A Figure IV-15). De plus, l'état du stockage est re-réglementé depuis l'heure 13 jusqu'à la fin de la journée afin d'atteindre l'objectif consistant à ce que ΔP_{e_sim} tende vers zéro (cf. Figure IV-14). Dans le cadre de cette hypothèse, la puissance de pompage n'est pas affectée (cf. le cas A Figure IV-16).



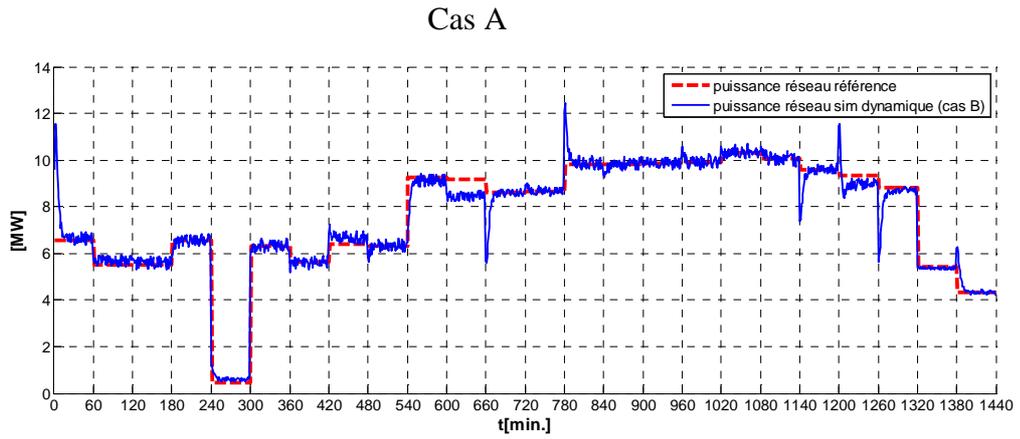


Figure IV-13. Puissance (prévue et simulée) échangée avec le réseau

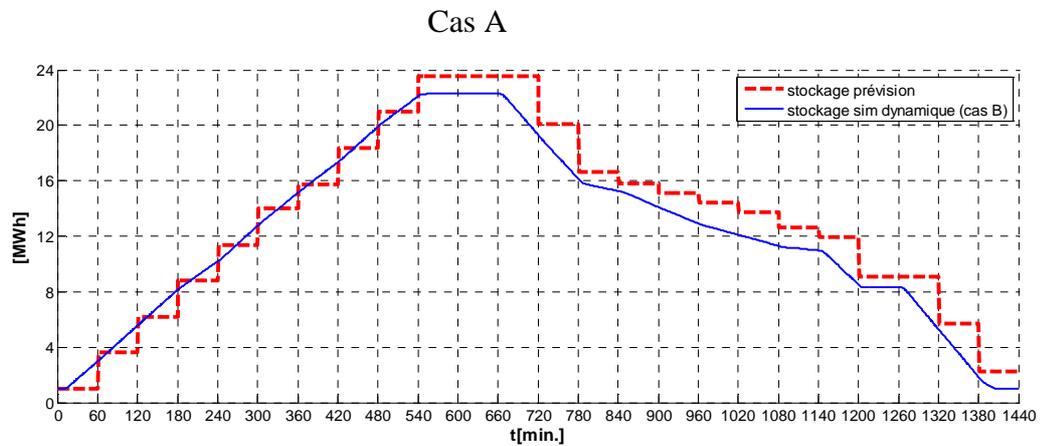
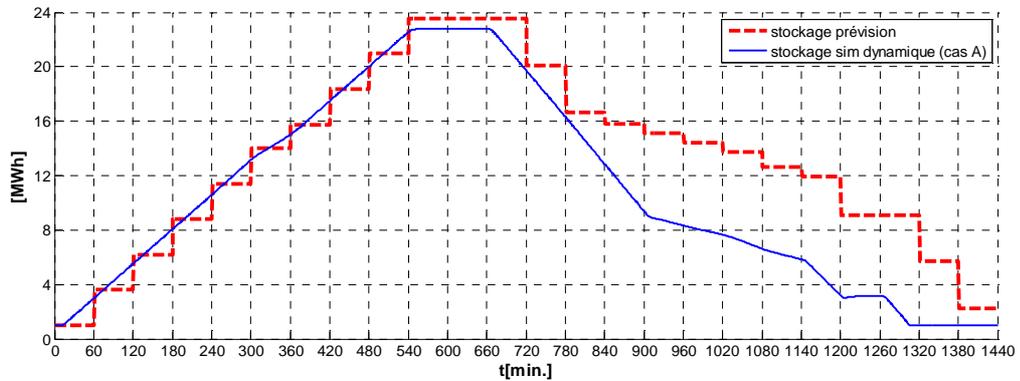
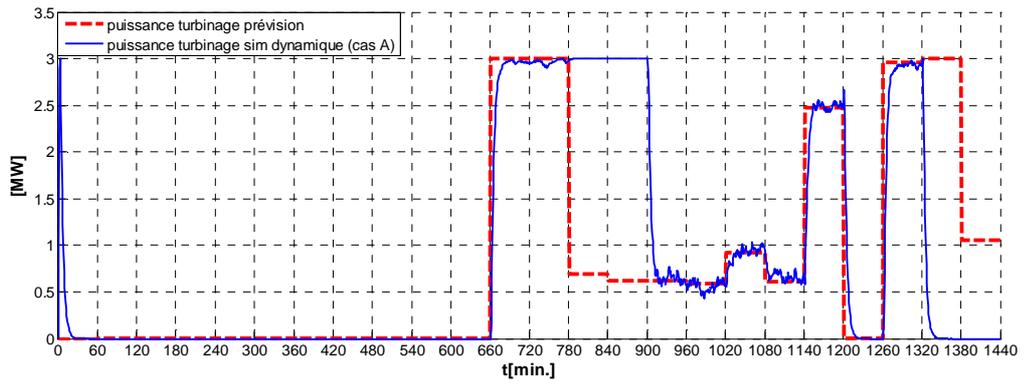
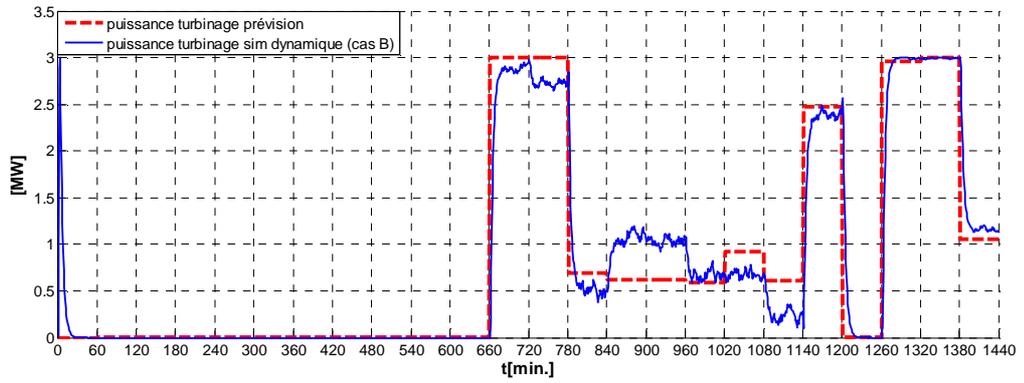


Figure IV-14. État du stockage prévu et simulé

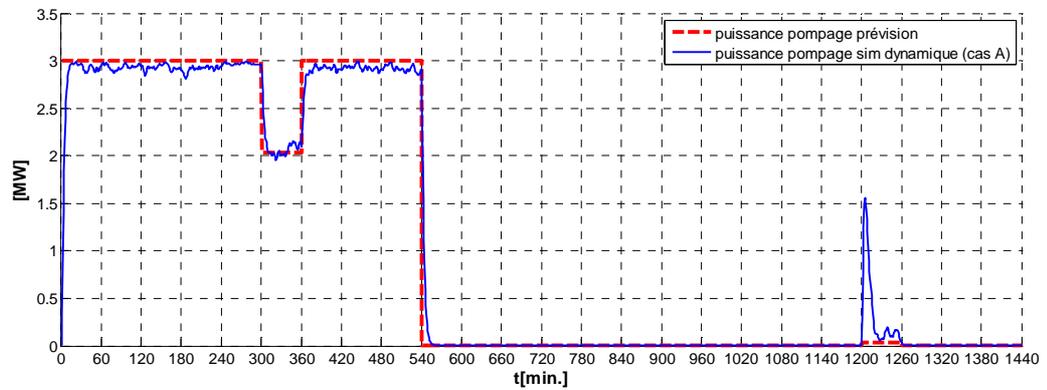


Cas A

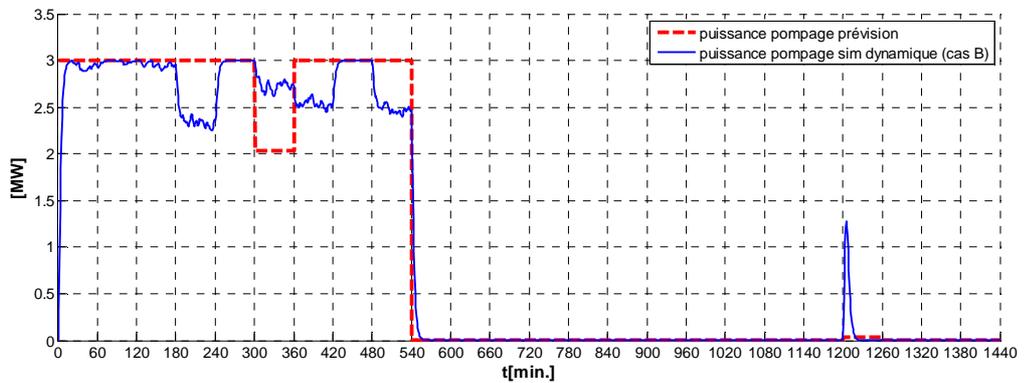


Cas B

Figure IV-15. Puissance hydraulique prévue et simulée



Cas A



Cas B

Figure IV-16. Puissance de pompage prévue et simulée

b) Hypothèse 2 : quand des perturbations portent sur des déviations entre la vitesse du vent prévue (la puissance éolienne prévue) ainsi que sur la vitesse du vent réelle (la puissance éolienne réelle) (le cas B)

Dans ce second cas de figure les prévisions portant sur la puissance éolienne ne sont pas bonnes. En conséquence, la puissance éolienne varie toute la journée (cf. le cas B de la Figure IV-11).

Des déviations de puissance ΔP_{e_sim} apparaissent donc au cours de la simulation. Ainsi, le système W+S a pour objectif de corriger la différence de puissance ΔP_{e_sim} au cours de la simulation.

Similaire au cas A, la correction est prise en charge par les systèmes de turbinage et de pompage. Le calcul est réalisé toutes les minutes en utilisant la valeur de la puissance $P_{e_réf}$ (ou $P_{e_opt} = P_{e_réf}$) mise à jour tous les heures (cf. le cas B des figures Figure IV-15 et Figure IV-16)

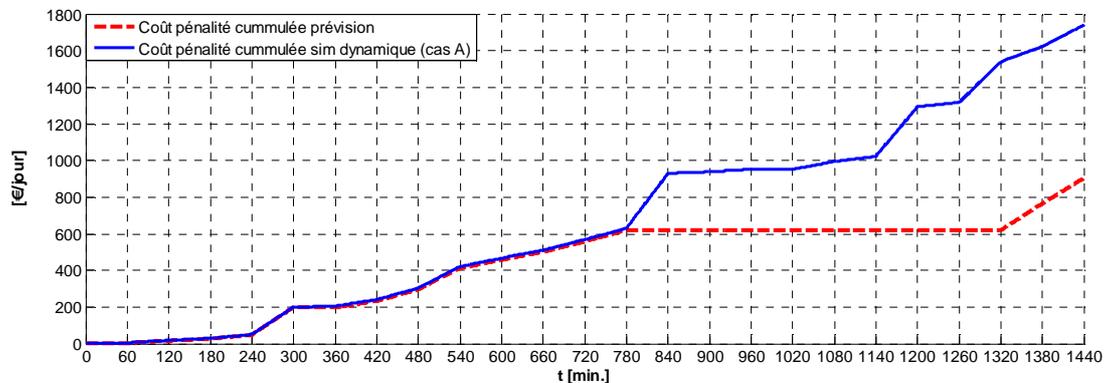
Dans ce cas, la puissance simulée échangée avec le réseau P_{e_sim} suit de près la puissance de consigne du réseau $P_{e_réf}$ sauf pendant la période entre 6h et 12h (minute 360 et minute 720) (cf. le cas B Figure IV-13).

Néanmoins, les déviations durant cette période peuvent être acceptées grâce à la régulation du réservoir en utilisant l'optimiseur afin de recalculer de nouveaux plans.

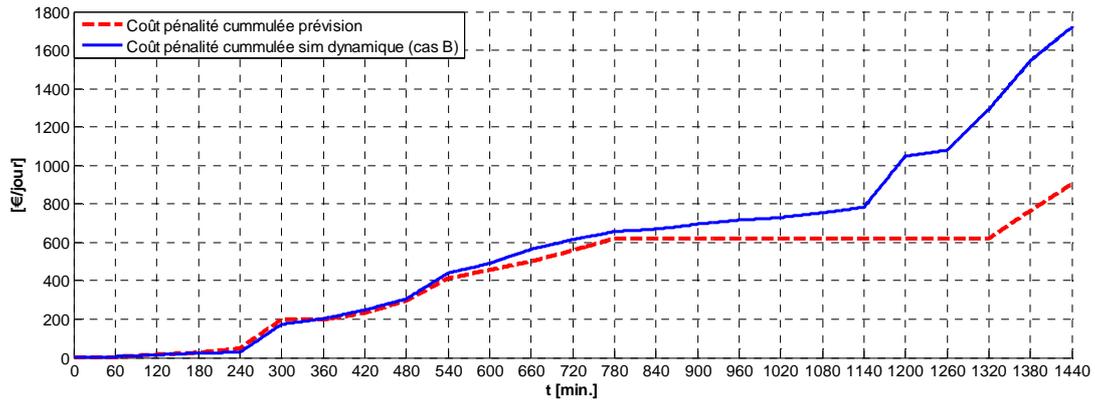
Suivant le plan de stockage dans cette hypothèse (cas B) (cf. Figure IV-14), nous trouvons que depuis 7 heures, l'optimiseur est sollicité afin de recalculer les nouveaux plans du système pour le temps restant du jour. Les déviations ΔP_{e_sim} sont plus appropriées durant la période de 6h à 12h car le prix de l'électricité et le coût de pénalité sont faibles.

IV.3.3. Analyse comparative

Nous montrons que les coûts de pénalité cumulée simulés et prévus ne sont pas identiques sur l'échelle de temps considérée (cf. Figure IV-17) Ces résultats sont logiques car les perturbations sont gérées grâce à la régulation du système en fonctionnement dynamique au cours de la simulation hors temps réel.



Cas A



Cas B

Figure IV-17. Coût de pénalité cumulé prévu et simulé

IV.3.4. Conclusion

A partir des résultats présentés (cf. Figure IV-13 à Figure IV-16), nous pouvons apporter quelques conclusions.

Considérant l'hypothèse d'une perturbation relative au vent (cf. Figure IV-11), le système W+S a réagi immédiatement afin de fournir une puissance P_{e_sim} proche de celle planifiée avec le réseau auparavant (cf. Figure IV-13). Nous observons une différence de puissance au moment de la perturbation mais qui diminue progressivement pour finalement s'annuler.

Afin d'assurer la consigne de puissance fournie au réseau, l'ensemble du système comprenant le stockage, la station hydraulique et la station de pompage est correctement géré (cf. Figure IV-15 et Figure IV-16). Enfin, une gestion du stockage est également réalisée (cf. le cas B Figure IV-14).

IV.4. Validation sur un simulateur en temps réel

IV.4.1. Objectif

Nous avons présenté dans les paragraphes précédents la validation de la méthode de gestion optimisée du système W+S sur un cas test et sur le simulateur hors temps réel (MATLAB/SIMULINK). Afin de se rapprocher au mieux des conditions de la réalité, nous réalisons une simulation sur un simulateur en temps réel. L'optimiseur, intelligence du système, est implanté sur un module séparé et séquencé sur un mode temps réel et contrôle en permanence le processus [GAZ-07], [MUN-07], [MUN-2010]. Le simulateur temps réel utilisé est un système RT-LAB. Les résultats obtenus sont comparés afin de valider ceux obtenus via MATLAB/SIMULINK.

IV.4.2. Présentation de RT-LAB [OCN-08]

Le système RT-LAB développé par Opal-RT Technologies (Montréal, Canada) [PAP 00] [DUF 02] [PAQ 07] est un simulateur temps réel utilisé au G2Elab depuis juin 2007. Une de ses caractéristiques principales est sa possibilité d'intégration parfaite avec MATLAB/Simulink. RT-LAB permet en effet de convertir des modèles de simulations développés sous MATLAB/simulink hors temps réel et d'exécuter ces modèles en simulation numérique sur un ou plusieurs processeurs en respectant les contraintes de temps des procédés simulés. RT-LAB peut régir la synchronisation, les interactions avec l'utilisateur, l'interfaçage avec le matériel à l'aide de cartes d'E/S ainsi que les échanges de données pour une exécution distribuée, de façon transparente pour l'utilisateur.

La plateforme matérielle de RT-LAB se compose de deux parties principales (cf. Figure IV-18) : une ou plusieurs stations de commande (hôtes) et une ou plusieurs stations de calcul (cibles QNX - le système d'exploitation supporte l'exécution en temps réel du modèle compilé):

- **La station de commande** peut avoir les fonctions suivantes: réalisation et validation des modèles, génération de code, analyse du système hors temps réel,... ou visualisation et interaction avec le système.
- **La station de calcul** permet d'exécuter les simulations en temps réel. Cette station de calcul en temps réel est reliée aux stations de commande par un réseau TCP/IP. Par ce réseau il est possible de redéployer des PC pour d'autres applications lorsque la simulation est terminée.

RT-LAB a également des cartes d'E/S. Ces cartes sont dans les stations de calcul. Ce sont les cartes numériques/analogiques, analogiques/numériques ou numériques/numériques. C'est en fonction des applications envisagées que l'on va choisir quel type de carte E/S est approprié.

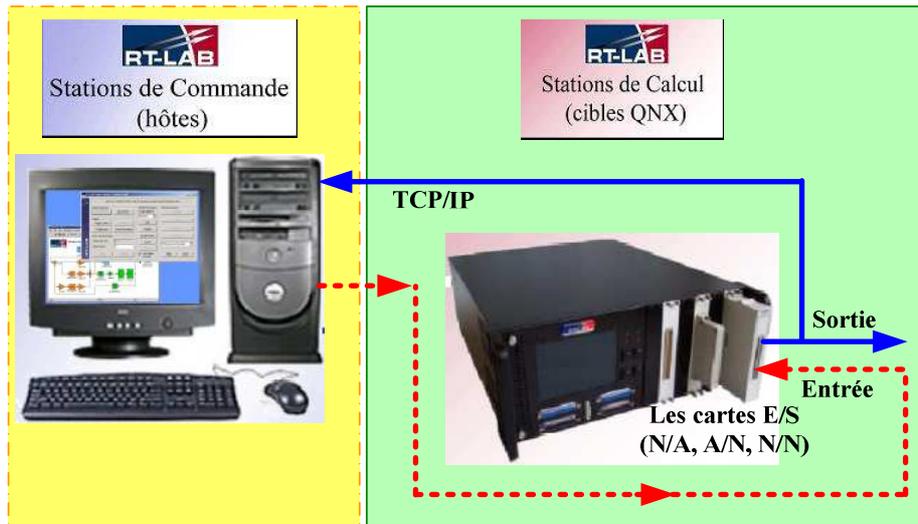


Figure IV-18. Présentation le simulateur RT-LAB

L'interface avec l'utilisateur de RT-LAB est conçue de manière à parvenir à l'exécution en temps réel en 6 clics : [OCN-08]

Open Model	permet l'ouverture d'un modèle déjà créé sous Matlab/Simulink (.mdl)
Edit	permet l'édition du modèle ouvert en vue de son adaptation pour le calcul en temps réel sous RT-LAB ; ce mode conserve également la compatibilité avec la simulation hors temps réel standard
Compile	permet la génération automatique du code temps réel et prépare son transfert vers la cible.
Assign Nodes	permet de spécifier exactement sur quel noeud de calcul (cible) sera exécuté chaque sous-système
Load	permet le transfert du code par protocole ftp (internet) vers les noeuds sélectionnés ; les différents sous-systèmes sont chargés sur chaque cible et la communication est établie
Execute	permet de lancer la simulation temps réel en parallèle sur tous les noeuds.

IV.4.3. Mise en simulation

Nous chargeons les modèles des composants (générateur hydro-électrique, station de pompage, stockage et réseau) dans la station de calcul. L'optimiseur est implémenté dans la station de commande qui pilote en permanence le système.

Prenons les mêmes conditions de test comme dans les simulations hors temps réel dans le paragraphe IV.3. Sur la Figure IV-19, la prévision de la puissance éolienne est représentée par la ligne pointillée. On suppose que les valeurs réelles mesurées sont celles représentées par la ligne pleine.

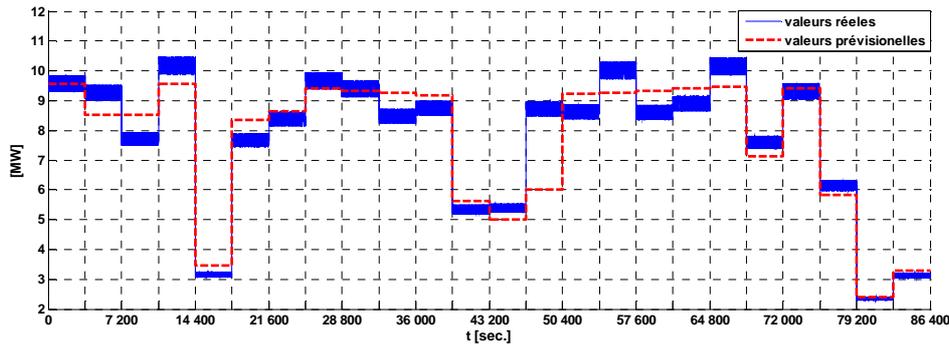


Figure IV-19. Puissance éolienne prévisionnelle vs. valeurs réelles

La différence entre la puissance éolienne prévisionnelle et les valeurs réelles constituerait probablement une perturbation sur l'injection au réseau. Ceci requiert au système W+S de réguler de manière à respecter le plan de fonctionnement anticipé et convenu avec le réseau.

Les graphiques suivants montrent le comportement du système W+S dans une telle situation. Afin que l'écart entre l'énergie injectée au réseau et celle qui est définie en phase d'anticipation soit minimisée, les composants du système W+S doivent être régulés. Comme nous l'avons vu sur les Figure IV-20, Figure IV-21 et Figure IV-22, le fonctionnement du turbinage et du pompage a été modifié par rapport au plan initial. En conséquence, dans la Figure IV-23, l'injection de l'énergie au réseau suit bien la consigne. L'impact de la perturbation d'origine éolienne est minimisé.

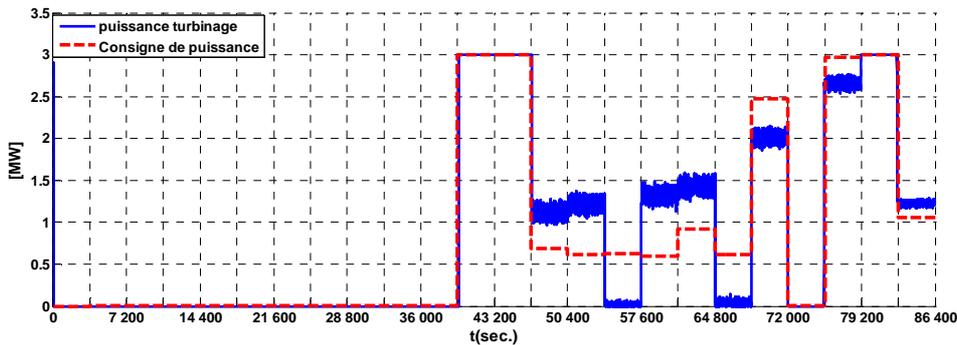


Figure IV-20. Puissance générée par le turbinage

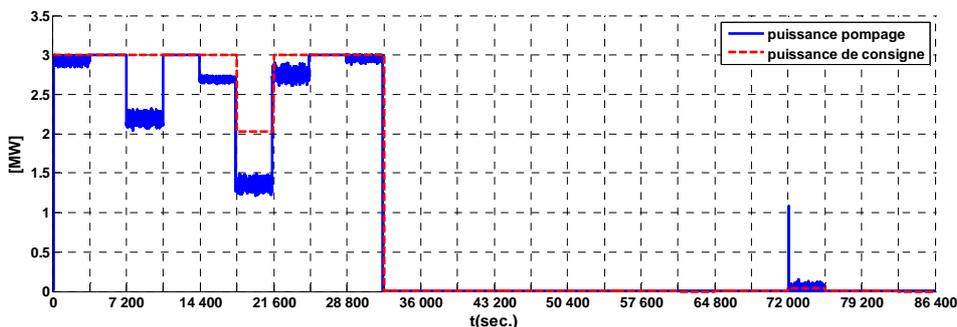


Figure IV-21. Puissance consommée par la station de pompage

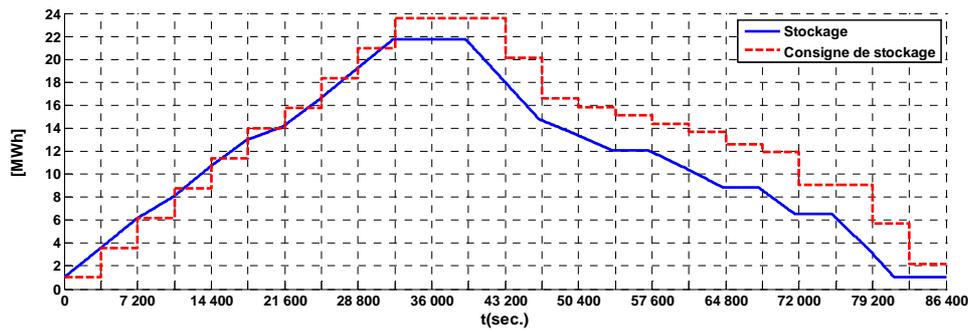


Figure IV-22. Evolution du stockage hydraulique

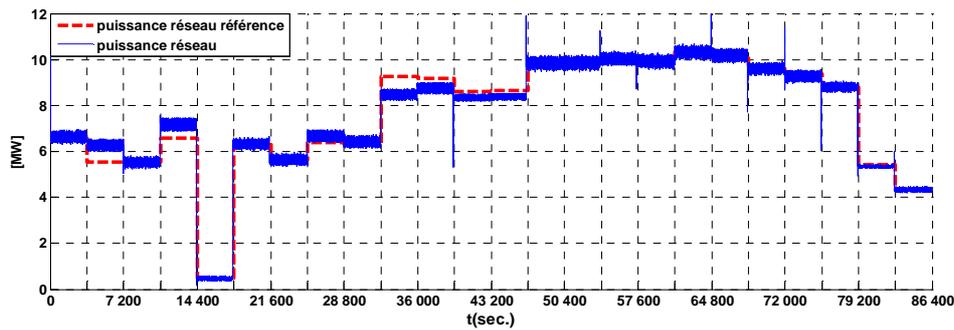


Figure IV-23. Puissance injectée au réseau

IV.4.4. Analyse comparative

Une analyse comparative des résultats obtenus par la simulation en temps réel par rapport à celle hors temps réel est présentée dans cette section.

Nous allons comparer la qualité de commande de ces deux simulateurs en utilisant un indicateur $\overline{\Delta P_{réseau}}$. Cet indicateur est défini par l'Eq. IV-50.

$$\overline{\Delta P_{réseau}} = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta P_{réseau}(t) \cdot \Delta t}{T} \quad \text{Eq. IV-50}$$

Cet indicateur mesure la déviation moyenne de l'énergie injectée au réseau sur la période de considération T.

Le $\Delta P_{réseau}$ est la différence entre la puissance injectée au réseau par rapport à la consigne.

$$\Delta P_{réseau}(t) = \left| P_{e_réf}(t) - P_{e_simulation}(t) \right| \quad \text{Eq. IV-2}$$

Dans ce cas de test nous avons fait une simulation pendant 24 heures, ce qui correspond à une période de temps de $T = 86.400$ s avec un pas de temps d'une seconde.

Les résultats sont récapitulés dans le Tableau IV-4.

	MATLAB/Simulink (hors temps réel)	RT-LAB (en temps réel)
$\overline{\Delta P_{réseau}}$, [MW]	0,232	0,239

Tableau IV-4. Résultats comparatifs

Nous pouvons voir que les déviations moyennes de l'énergie injectée au réseau par rapport à la consigne dans les deux cas (en hors temps réel et en temps réel) sont petites (environ 0,232MW et 0,239MW soit 1,78% et 1,84% de la puissance totale installée).

Nous constatons aussi que les déviations de la puissance échangée avec le réseau en temps réel et hors temps réel sont petites, très proches (l'écart est inférieur à 3%). Ceci est intéressant dans le sens où la stratégie de gestion optimisée des intermittences d'origine éolienne a été validée. Sur le simulateur hors temps réel ou en temps réel, l'écart de puissance injectée au réseau par rapport aux consignes a été minimisé.

IV.5. Conclusions

En conclusion, l'objectif de la simulation dynamique est de diminuer la déviation ΔP_{e_sim} entre la puissance échangée avec le réseau et la puissance fournie grâce à la régulation d'un système de stockage (hydraulique, stockage, bassins de stockage).

Dans la dernière partie de ce mémoire, nous allons établir et modéliser le fonctionnement en temps réel du système W+S par le RT-Lab (Distributed Real- Time Power). Les résultats obtenus par le RT-Lab permettent de valider la simulation par Matlab/Simulink.

Les résultats du test sur deux modes de simulation nous montreront la faisabilité d'utiliser une telle méthode dans la gestion de l'intermittence du système éolien.

Conclusion générale et perspective

Depuis quelques décennies, l'insertion à grande échelle des sources d'énergies renouvelables en général et des sources d'énergies éoliennes en particulier afin de remplacer en partie les sources d'énergies conventionnelles dans la production de l'électricité est en constant accroissement et elle tendra encore à se développer dans les années à venir. Elle apparaît donc énergétiquement et économiquement intéressante. Cependant, sur le plan de l'exploitation et du fonctionnement, elle est un facteur d'apparition de sources d'incertitudes et d'intermittences vis-à-vis du réseau électrique. Par conséquent, les interventions d'un gestionnaire de réseau actuel doivent inclure la prise en compte de ces aléas.

Les travaux réalisés au cours de cette thèse ont été menés dans l'objectif de faciliter l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique en s'appuyant sur des analyses portant sur les impacts des éoliennes et sur des mesures de gestion du fonctionnement, de pilotages afin de faire face aux intermittences de ce type d'énergie. Pour cela, nous avons proposé d'associer un système de stockage hydraulique aux générateurs éoliens afin d'augmenter le rendement technico-économique global. Nous avons étudié un système éolien/stockage hydraulique (W+S) couplé au réseau. C'est ce système W+S qui a permis de valoriser l'utilisation de l'énergie éolienne injectée au réseau et qui a permis aussi de mettre en valeur l'importance de la gestion optimisée d'un tel système. Le développement de la nouvelle méthodologie de gestion optimisée du système W+S a un fort taux de pénétration d'éolienne même si ce système est capable de fonctionner sous n'importe quelle situation. Ceci reste un problème complexe à résoudre en considérant les données d'entrée du systèmes W+S en général, les perturbations imprévues du système W+S en particulier ainsi que la nouvelle stratégie d'exploitation et de fonctionnement optimal des sources d'énergie éolienne.

L'objectif central de la thèse était de développer une méthode de pilotage optimal dans l'optique d'une gestion « intelligente » des flux d'énergie du système visant à minimiser l'impact de l'intermittence sur le système électrique. Tout d'abord nous avons mené une analyse approfondie des caractéristiques du système W+S : intermittence, dynamique et rentabilité.

Nous avons ensuite réalisé des études bibliographiques sur les différentes méthodes de gestion du système W+S. Les variantes des méthodes sont principalement dues aux conditions d'intégration de l'énergie éolienne appliquées. Avec les mécanismes de soutien, l'objectif consiste à maximiser le bénéfice de la vente de l'énergie éolienne au réseau. Cette stratégie a permis une croissance importante de l'énergie éolienne au cours de ces dernières années. Lorsque le taux d'insertion de l'énergie éolienne croît, une nouvelle méthode de gestion des intermittences est alors nécessaire. L'objectif consiste alors à minimiser l'impact de l'intermittence sur le système électrique.

La nouvelle méthodologie de gestion optimisée proposée, en situations normales de fonctionnement ou en présence de perturbations, a pour but de s'adapter au mieux aux caractéristiques spécifiques du système ainsi qu'au nouveau contexte actuel de l'intégration de l'énergie éolienne dans le système électrique. L'architecture proposée du système de gestion optimisée se base sur deux niveaux de pilotage : la gestion par anticipation (l'étape prévisionnelle) et la gestion dynamique-réactive en temps réel (l'étape réactive). L'anticipation est une phase très importante. Elle détermine le plan de fonctionnement et l'engagement du système W+S vis-à-vis du réseau. Les résultats obtenus au cours de cette première phase ont été utilisés comme données prévisionnelles. Nous avons ainsi pu développer une stratégie de gestion optimale répondant à un critère de performance technique/économique en adéquation avec nos résultats prévisionnels. De plus, des erreurs de prédiction étant inévitables, cette

stratégie prévisionnelle ne garantit pas le respect des contraintes relatives à la mise en conditions réelles de notre étude. C'est pourquoi nous avons continué à développer la méthode réactive faces aux intermittences, aux incertitudes et aux perturbations en temps réel. La deuxième phase porte sur la gestion dynamique-réactive en temps réel. Elle a été également menée sur toute une journée de fonctionnement. Mais le rôle principal de la gestion réactive en temps réel consiste à gérer l'impact des variations et des incertitudes imprévues en temps réel. De cette manière, l'intermittence d'origine éolienne a été traitée sur plusieurs échelles de temps. Ceci nous a permis d'avoir une vision globale sur le fonctionnement du système. Le système W+S avec la méthode gestion optimisée dynamique doit répondre à des critères d'optimisation économie / technique / énergétique qui ont pour but de rendre la solution proposée viable et attrayante pour des applications de plus en plus nombreuses.

Pour l'architecture du système de gestion qui concerne les plans de fonctionnement optimisés, nous avons montré que la participation du système W+S au réseau offre également des solutions intéressantes qui peuvent apporter des gains non négligeables. L'idée développée est de faire participer le système W+S aux plans d'action du système électrique, ceci en cas de situation normale mais aussi en présence de faibles ou même d'importantes perturbations afin d'élargir l'utilisation de la production éolienne.

La procédure de gestion optimisée du système W+S (y compris deux niveaux de pilotage), la méthode d'optimisation, robuste et efficace - Programmation Mixte Linéaire (PML) et la formulation mathématique ont été détaillées afin de définir les séquences d'action qui ont été réalisées.

Par la suite, différents aspects techniques ont été analysés pour justifier la faisabilité de cette méthodologie. Cette étude de faisabilité a pris en compte :

- des contraintes techniques liées aux caractéristiques dynamiques du système W+S avec leurs systèmes de régulation. Ainsi, le système de stockage (le turbinage/le pompage) et le réservoir de stockage devront être les acteurs principaux du processus de gestion optimisée de fonctionnement du système W+S et assurer la minimisation de l'impact de l'intermittence sur le système électrique sous leur responsabilité. Il s'agit donc d'un nouveau mode d'exploitation du système W+S.
- la nécessité d'une étude vis-à-vis de l'utilisation du stockage : afin que le pilotage optimal du système W+S soit plus efficace, plus flexible et afin de mieux profiter de la capacité de l'éolienne, nous avons proposé une solution visant à anticiper le fonctionnement du stockage hydroélectrique pour les 7 jours prochains. Nous avons obtenu des données prévisionnelles utilisées par la suite afin de déterminer les limites maximales et minimales des bassins de stockage à respecter à des instants spécifiques. Nous avons proposé de réguler le stockage sur cette période de temps de 7 jours. Les

résultats ont été optimisés afin de maximiser le bénéfice tiré de la vente de l'énergie éolienne au réseau.

En résumé, afin de traiter le problème de la gestion optimale du fonctionnement du système W+S vis-à-vis du système électrique, nous nous sommes basés sur le principe de l'organisation des marchés électriques, sur le prix de règlement de l'écart dans le mécanisme d'ajustement, sur la proposition d'une architecture du système de gestion (y compris le pilotage des deux niveaux précités), et nous avons choisi la méthode PML. C'est une méthode efficace et réaliste. Elle présente l'avantage d'une grande souplesse de modélisation permettant d'introduire facilement des extensions (notamment la prise en compte de nouvelles variables ou contraintes). Le problème est formulé sous la forme PML, puis résolu par un algorithme dans l'outil d'optimisation du logiciel MATLAB. L'utilisation de cette méthode de recherche déterministe nous a permis de développer un outil de calcul d'optimisation en prenant en compte les contraintes techniques, fonctionnelles et économiques. L'objectif ici consistait à déterminer d'une part les plans de fonctionnement optimaux les plus appropriés vis-à-vis de l'application, et à définir d'autre part la meilleure stratégie d'exploitation, de fonctionnement du système W+S lorsque des perturbations liées à l'éolienne apparaissent.

Le problème de gestion dynamique optimisée est complexe, car il intègre des paramètres multiples tels que les besoins en énergie du réseau, la politique énergétique, les conditions du marché de l'électricité, etc. D'ailleurs, les évolutions prévisibles telles que : la politique du développement des énergies renouvelables; les évolutions du prix de l'électricité, le coût des technologies ou même les technologies utilisées, etc. mènent à la nécessité d'une analyse plus approfondie sur la faisabilité du système. Ainsi au delà des aspects de formulation et de résolution algorithmique, il est important de développer une méthode d'analyse des résultats obtenus en faisant intervenir un grand nombre de paramètres. En conséquence, la méthode d'analyse de sensibilité a également été présentée. Cette analyse nous a donné un cadre méthodologique visant à évaluer l'impact des variations et des incertitudes sur le fonctionnement optimal du système.

Puis nous avons esquissé et développé le modèle de gestion dynamique optimisée et réactive des flux d'énergie hors temps réel sous MATLAB/Simulink avec l'hypothèse d'une perturbation liée au vent, différentes contraintes et différentes situations de fonctionnement du système. Nous appelons ce modèle le modèle de la simulation dynamique. Il constitue le coeur du système de pilotage qui a été proposé au début de nos travaux. La fonction des composants du modèle et les paramètres à optimiser sont choisis par l'intermédiaire des contraintes imposées et du contexte économique/technique. Nous en avons ainsi déduit le pilotage adéquat de la source éolienne intermittente afin de garantir une meilleure efficacité de fonctionnement ainsi qu'une intégration plus flexible sur le réseau. Le modèle renvoie comme résultats les valeurs de la puissance de stockage à injecter ou à extraire afin de pouvoir réguler rationnellement l'état du stockage à chaque pas de temps. De plus, si des perturbations trop importantes surviennent, les résultats proposés peuvent également être les valeurs de la puissance des nouveaux plans de fonctionnement optimal obtenus grâce au recalcul de l'optimisation par le bloc d'optimiseur à chaque pas de temps. Avec le modèle de gestion dynamique proposé, nous pouvons mettre en oeuvre la validation de la faisabilité d'une telle méthode de gestion optimisée du système W+S et analyser les choses plus finement afin de se rapprocher au mieux des conditions de la réalité.

Enfin, le fonctionnement optimal du système W+S a été simulé en temps réel sous RT-LAB (Distributed Real Time Power). Nous avons comparé les résultats « temps réel »

obtenus en utilisant RT-LAB avec ceux « hors temps réel » obtenus en utilisant MATLAB/Simulink, en fonction de la fonction d'objectif. Celle-ci s'exprime par une minimisation de la pénalité estimée et due pour tous les kWh d'écart de puissance constatés vis-à-vis de la consigne. Les résultats obtenus ont permis une première validation de la méthode grâce à l'analyse des comportements du système W+S vis-à-vis des stratégies de gestion optimisée rencontrées. Celles-ci sont, rappelons-le, dictées par les perturbations liées aux éoliennes.

En conclusion, une méthode d'optimisation pour mener une gestion de l'énergie intelligente a été proposée dans cette thèse. Cette méthode présente plusieurs avantages:

- l'obtention des valeurs optimales des limites maximales et minimales des bassins de stockage à respecter à des instants spécifiques ;
- la possibilité d'intégrer le pilotage optimisé des flux d'énergie du système W+S et de proposer les meilleures stratégies de fonctionnement du système en temps réel ;
- l'analyse de la faisabilité économique et technique de la solution proposée en fonction de différents facteurs d'influence comme l'anticipation de l'utilisation du stockage, l'anticipation du fonctionnement à J-1, la sensibilité du plan anticipation à des incertitudes,...

Les résultats obtenus permettent de projeter l'avenir du développement des systèmes avec différents objectifs comme : la régulation de stockage en vue d'un fonctionnement sur une semaine; la gestion anticipée des système à base d'énergie éolienne sur les prochaines 24 heures,...

En même temps, les résultats obtenus à partir de cette étude pourront certainement apporter une bonne appréciation vis-à-vis de l'insertion massive des productions à base de renouvelable en général et des productions d'éolienne en particulier dans le système électrique pour les années à venir.

Sur la base de la méthodologie proposée, plusieurs applications sont envisageables pour des travaux futurs comme la mise en œuvre de l'optimisation pour le dimensionnement des infrastructures de systèmes W+S et des évaluations de faisabilité de systèmes W+S couplés au réseau.

D'ailleurs, quand la puissance produite par les éoliennes deviendra significative par rapport à celle des productions centralisées, la participation des éoliennes à d'autres services systèmes (réglage de tension, reconfiguration flexible des réseaux électriques...) sera de plus en plus souhaitable. Dans cette optique, une étude complète sur l'adaptation de l'infrastructure du système électrique actuel à des services apportés par les générateurs éoliens sera une nécessité.

Nous avons proposé dans cette étude une structure de coordination intelligente de contrôle et de pilotage destinée au service de gestion des situations en présence de perturbations ou bien encore imprévue. Les simulations de validation sont présentées comme si cette structure était réellement mise en œuvre sur le système W+S couplé au réseau considéré. Il serait intéressant d'étudier plus en détail la modélisation de cette structure en tenant compte des processus de transmission des informations, des retards, des pertes, etc., afin de rendre possible l'implantation d'un tel système de coordination de téléconduite.

Concernant la nécessité de l'amélioration du système de téléconduite du système W+S intégré au réseau: les nouvelles fonctions des réseaux imposent la conception d'une structure de coordination intelligente de contrôle et de pilotage du système intégré au réseau. Cette structure est construite sur la base d'un protocole de communication hiérarchique.

Ainsi, l'étude sur les nouveaux modes de téléconduite permettant d'intégrer davantage de services à base d'éolien pourra être un sujet intéressant dans l'avenir.

Parmi ces applications, la gestion et le pilotage de l'éolien pour soutenir le système électrique en cas d'instabilité peut devenir une piste de recherche ambitieuse.

Références bibliographiques

- [AKH-03] Akhmatov V., “*Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power System with Large Amount of Wind Power*”, PhD Thesis, Electric Power Engineering, Technical University of Denmark, Lyngby, 2003
- [ANC-03] Ancona D.F., Krau S, Lafrance G, Bezrukikh P. “*Operational constraints and economic benefits of wind-hydro hybrid systems - Analysis of systems in the US/Canada and Russia*”, European wind energy conference, Madrid, Spain, June 9–26, 2003
- [ASM-96] Asme hydro power technical committee, “*The Guide to Hydropower Mechanical Design*”, HCI publications, Montréal, pp. 4-20; 4-21, 1996.
- [BAK-02] Bakos G.C. “*Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low-cost electricity production*”, Applied Energy, Volume 72, Number 3, July 2002, pages 599-608(10).
- [BEN-08] Benitez Liliana E., Benitez Pablo C., Cornelis van Kooten G., “*The Economics of Wind Power with Energy Storage*”, Energy Economics, Volume 30, Issue 4, July 2008, pp. 1973-1989.
- [BOU-05] Bourgeois R., Denis C., “*Mémotech plus électrotechnique*”, Casteilla, Collection Mémotech, 2005.- page 322.
- [BUE-06] Bueno C., Carta J.A., “*Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 10, Issue 4, August 2006, Pages 312-340.
- [BUR-01] Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E. (2001) “*Wind Energy Handbook*”, John Wiley & Sons, Ltd/Inc., Chichester.
Danish Wind Industry Association
- [CAM-03] Camblong H., “*Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable*”, thèse de doctorat, ENSAM Bordeaux, 2003.
- [CAS-03] Castronuovo E.D., Peças Lopes J. A., “*Wind and small-hydro generation: An optimisation approach for daily integrated operation*”, Proceedings of the 2003 EWEC (European Wind Energy Conference). June 16–19, 2003, Madrid, Spain.
- [CAS-04a] Castronuovo E.D., Peças Lopes J. A., “*On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant*”, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 19, Issue 3, Aug. 2004, pp. 1599 – 1606
- [CAS-04b] Castronuovo E.D., Peças Lopes J. A., “*Bounding active power generation of a wind-hydro power plant*”, Proceedings of the PMAPS-2004 (8th. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems). September 13-16, 2004, Ames, Iowa, USA.
- [CAS-04c] Castronuovo E.D., Peças Lopes J. A., “*Optimal operation and hydro storage sizing of a wind–hydro power plant*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 26, Issue 10, December 2004, pp. 771-778.
- [CHR-97] Christakis D., Fassoulas V., Sifakaki K. “*The combination of wind energy conversion systems with pumped storage systems (PPS) for small isolated power production systems*”, European congress on renewable energy implementation, Athens, May 5–7, 1997.

- [CIM-06] Cimuca Gabriel, Radulescu Mircea, Saudemont Christophe, Robyns Benoît "*Performance Analysis of an Induction Machine-Based Flywheel Energy Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator*" Journal of Electrical Engineering, Vol. 6, No. 4, ISBN. ISSN 1582-4594, 11-2006.
- [CIM-2010] Cimuca G., Breban Stefan, Radulescu M., Saudemont Christophe, Robyns Benoît, "Design and control strategies of an induction machine-based flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator" IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25, No. 2, June-2010, pp. 526-534
- [CON-82] Concordia C., Ihara C., "*Load Representation in Power System Stability Studies*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No.4, 1982.
- [CRI-06] Cristofari C., Notton G., Poggi P., Muselli M., Heraud N., Nedelcheva S., "*Coupling hydro and wind electricity production by water - pumping storage*", Environment Identities and Mediterranean Area, 2006. ISEIMA '06. First international Symposium on, July 2006, pp.196 – 199.
- [CYR-04] Cyr, Charles "*Développement d'algorithmes de détection de défauts pour la maintenance prédictive de générateurs hydroélectriques*", Mémoire présenté à la Faculté des études supérieures de l'Université Laval de Québec dans le cadre du programme de maîtrise en génie électrique pour l'obtention du grade de maître ès sciences (M.Sc.), Mars 2004
- [DWIA] Danish Wind Industry Association,
<http://guidedtour.windpower.org/fr/tour/wres/weibull.htm>
- [EC2007a] EU renewable energy policy, <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-renewable-energy-policy-links dossier-188269>
- [ESA-09] ESA (Electricity Storage Association), Updated April 2009
<http://www.electricitystorage.org/ESA/technologies/>
- [EUC-01] European Commission (2001), "Energy Storage, a key technology for decentralised power, power quality and clean transport".
- [EWE-09] European Wind Energy Association, "*The Economics of Wind Energy*"», www.ewea.org, mars 2009
- [GAR-06] Gary L. Johnson (2006), "*Wind Energy Systems*", Manhattan, KS
- [GAZ-07] Gaztañaga H., Etxeberria I., Ocnasu D., Bacha S., "Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Issue 2, May 2007, pp. 658-666.
- [GEN-05] Genc A., Erisoglu M., Pekgor A., Oturanc G., Hepbasli A., Ulgen K., "*Estimation of Wind Power Potential Using Weibull Distribution*", [Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects](#), Volume 27, Issue 9 July 2005 , pages 809 – 822
- [GER-02] Gergaud O., "*Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*", Thèse de doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, Décembre 2002.
- [GRO-92] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for

- System Dynamic Performance Studies, “*Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.1, No.1, pp.167-179, 1992.
- [GRU] GRUNDFOS DATA BOOKLET, HS, Horizontal split case pumps, 60 Hz,
[http://www.grundfoss.dk/Web/HomeKR.nsf/GrafikOpslag/hscatalogue/\\$File/HS%20%EC%8B%9C%EB%A6%AC%EC%A6%88.pdf](http://www.grundfoss.dk/Web/HomeKR.nsf/GrafikOpslag/hscatalogue/$File/HS%20%EC%8B%9C%EB%A6%AC%EC%A6%88.pdf).
- [HAL-01] Halldorsson K., Stenzel J. “*A scheduling strategy for a renewable power marketer*”, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto Volume 1, 10-13 Sept. 2001, vol.1, pp. 6 pages.
- [HAU-00] Hau E., “*Wind-turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*”, Editions Springer, 2000
- [IEE-09] IEEE power & energy magazine, “Hybrid Energy Storage Solutions: Capturing Grid Power; Changing the Electricity Game; Large-Scale Solutions”, - July/August 2009
- [JEN-95] Jenkins N., Vaudin A. , “*The electrical systems of five wind farms*”, Proc Instn Mech Engrs Vol.209, IMechE 1995
- [KAB-99] Kabouris J., Zouros N.D., Manos G.A., Contaxis G.C., Vournas C.D., “*Computational environment to investigate wind integration into small autonomous systems*”, Renewable Energy, 18 (1999) 61-75.
- [KAL-00] Kaldellis J.K., Gavras T.J., “*The Economic Viability of Commercial Wind Plants in Greece. A Complete Sensitivity Analysis*”, Energy Policy Journal, 2000, vol.28, pp.509-517.
- [KAL-01a] Kaldellis J.K., Kavadias K.A., “*Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfilment*”, Journal of Applied Energy, Volume 70, Issue 4, December 2001, pp. 333-354.
- [KAL-01b] Kaldellis JK, Kavadias K, Christinakis E. “*Evaluation of the wind-hydro energy solution for remote islands*”, Energy Conversion and Management, Volume 42, Number 9, June 2001 , pp. 1105-1120 (16).
- [KAL-02a] Kaldellis J.K., Kavadias K.A., and Vlachou D.S., “*Electricity load management of APS using wind-hydro solution*” in Proc. Wind Power, Athens, Greece, 2002.
- [KAL-02b] Kaldellis J. “*Parametrical investigation of the wind-hydro electricity production solution for Aegean Archipelago*”. Energy Conv Manag 2002; Volume 43, Number 16, pp. 2097-2113
- [KAL-07] Kaldellis J.K., Zafirakis D., “*Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency*”, [Energy Volume 32, Issue 12](#), December 2007, Pages 2295-2305
- [KAL-99] Kaldellis J., Thiakoulis Tr., Vlachou D., “*Autonomous Energy Systems for Remote Islands based on Renewable Energy Sources*”, European Wind Energy Conference and Exhibition 1999, pp.315-319, Nice, France.
- [KAT] КАТАЛОГ ПРОДУКЦИИ ГРУНДФОС, HS Исполнение 5, Горизонтальные насосы двустороннего входа, 50 Гц,
http://test.grundfos.ru/includes/download.php?link=framework.grundfos-russia.ru/.upload/materials/HS_DB_RU.pdf.

- [KRU-01] Kruger T., Andersen B., “*Vesta Optispeed – Advanced Control Strategy for Variable Speed Wind Turbines*”, European Wind Energy Conference Proceedings, Copenhagen, 2001.
- [KUN-03] Kundur P., “*Power System Stability and Control*”, Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, New York, 1993
- [KUN-93] Kundur P., “*Power System Stability and Control*”, Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, New York, 1993
- [LAV 05] Laverdure N., “*Sur l’intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ouvinsulaires*”, Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2005
- [LED-01] Ledesma P., “*Analisis dinamico de sistemas electricos con generacion eolica*”, Thèse de doctorat de l’Université de Leganes, Espagne, 2001
- [LEI-00] Leithead W.E., Connor B., “*Control of Variable Speed Wind Turbines: Design Task*”, International Journal of Control, 2000, Vol. 73(13), pp.1189-1212.
- [MAG-03] Magnus K., Holen A. T., Hildrum R., “*Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 25, Issue 8, October 2003, pp. 599-606.
- [MAR-01] Marquet André, “*Stockage d’électricité dans les systèmes électriques*”, Documents ingénieur Technique
- [MIL-03] Miller N.W., “*Power system dynamic performance improvement from advanced control of wind turbine-generator*”, Fourth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind, Billund, 20/21 October, 2003
- [MOM-01] Momoh James A., “*Electric Power System Applications of Optimization*”, CRC Press; 1 edition (January 15, 2001), 478 pages
- [MUN-07] Munteanu I., Bacha S., Bratcu A.I., Guiraud J., Roye D., “*Conception systématique des simulateurs temps réel Hardware-in-the-Loop Application aux systèmes de conversion éolienne*”, Journal Européen des Systèmes Automatisés (JESA), Vol 41, Oct-Nov. 2007, pp. 1139-1164
- [MUN-2010] Munteanu I., Bratcu A.I., Bacha S., Roye D. : chapitre 10: “Real-time physical simulation of wind energy conversion systems” in Wind Power, Muyeen S.M. (Ed.), ISBN: 978-953-7619-81-7, INTECH, pp.233-258, Juin 2010, <http://sciyo.com/articles/show/title/real-time-physical-simulation-of-wind-energy-conversion-systems>
- [MUN-2010] Munteanu I., Bratcu A.I., Bacha S., Roye D., Guiraud J., “*Hardware-in-the-loop Simulator for a Class of Variable-speed Wind Energy Conversion Systems: Design and Performance Assessment*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 25 , issue 2, June 2010, pp. 564-576.
- [NGU-09] Nguyen Ngoc P.D., Pham T.T.H; Bacha S., Roye D. “*Optimal operation for a wind-hydro power plant to participate to ancillary services*”, Industrial Technology, 2009. ICIT 2009. IEEE International Conference on Digital Object Identifier: 10.1109/ICIT.2009.4939699, Publication Year: 2009, pp. 5 pages

- [OCN-08] Ocnasu Dan, “*Modélisation, Commande et Simulation Temps-Réel Hybride des Systèmes de Génération Non Conventionnels*”, Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Octobre 2008
- [PAP 00] Papini Marco, Baracos Paul, “*Real-Time Simulation, Control and HIL with COTS Computing Clusters*”, <http://www.Opal-RT.com>
- [PAP-99] Papathanassiou S.A., Papadopoulos M.P., “*Dynamic behaviour of variable speed wind turbines under stochastic wind*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 4, 1999
- [PAQ 07] Paquin J.N., Moyen J., Dumur G., Lapointe V., “*Real-Time and Off-Line Simulation of a Detailed Wind Farm Model Connected to a Multi-Bus Network*”, IEEE Electrical Power Conference (EPC’07), Montreal, Canada. October 25-26, 2007
- [PET 01a] Petru T., “*Modelling of wind turbines for power system studies*”, thèse de doctorat de l’université de Chalmers, Goteborg, 2001
- [PET-01b] Petru T., “*Modelling of wind turbines for power system studies*”, Technical report Chamers University of Technology, No.391L, 2001.
- [PET-97] Petersen E.L., Mortensen N.G., Landberg L., Højstrup J. and Frank H.P., “*Wind Power Meteorology*”, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark December 1997
- [PIC-07] D. Picault “*Exploitation d’un parc éolien en association avec du stockage énergétique*”, Rapport de Projet de Fin d’Études de master en Génie Électrique de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, juin 2007
- [ROD-00] Rodriguez-Amenedo J.L., “*Análisis dinámico y diseño del sistema de control de aeroturbinas de velocidad variable con generador asincrono de doble alimentacion*”, thèse de doctorat de l’université Carlos III de Madrid, 2000.
- [ROD-01] Rodriguez-Amenedo J.L., Arnalte S., Burgos J.C., “*Design Criteria of Variable Speed Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generator*”, European Wind Energy Conference Proceedings, Copenhagen, 2001.
- [ROG-04] Rogez V., “*Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux application à intégration d’une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire*”, Thèse doctorat, Ecole Doctorale d’Arras, Lille, 2004
- [RØS-02] Røstøen H.Ø., Undeland T.M., Gjengedal T., “*Doubly Fed Induction Generator in a Wind Turbine*”, Workshop on Wind Power, Oslo, 2002
- [ROY-07] Roye D. – Professeur INPG, le cours “*Contrôle d’une centrale hydroélectrique*”, 2007
- [ROY-09] Roye D. – Professeur INPG, le cours de chapitre IV, “*Contrôle des générateurs fonctionnant à vitesses constantes*”, 2009
- [RTE] Réseau de Transport d’Électricité, <http://clients.rte-france.com/>
- [RTE-08] RTE2008: <http://www.rte-france.com/fr/nous-connaitre/espace-esse/dossiers-de-presse/le-bilan-electrique-francais-2008>
- [SAG-07] Sagan M. , “*L’analyse économique des architectures de marches électrique. Application au market design du "temps reel"*”, Thèse de Doctorat de l’ Université Paris-Sud 11, Avril 2007.

- [SAL-03] Salman S.K., Teo A.L.J., “*Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, No.2, 2003
- [SAN-88] Sanathanan C.K., “*A frequency domain method for tuning hydro governors*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.3, No.1, 1988.
- [SCR] <http://www.scribd.com/doc/11468786/Chapitre-3-Pompes-a-Liquides>, le chapitre 3 “*Pompes à Liquides*”.
- [SON-00] Song Y.D., Dhinakaran B., Bao X.Y., “*Variable Speed Control of Wind Turbine Using Nonlinear and Adaptive Algorithms*”, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, pp.293-308, 2000.
- [TEN-09] Teninge A., “*Participation aux services système de parcs éoliens mixtes - application en milieu insulaire*”, Thèse de Doctorat en Génie Électrique de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009
- [TEN-09] Teninge A., Jecu C., Roye D., Bacha S., Duval J, Belhomme .R., “*Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage*”, IET Transaction Renewable Power Generation, Volume 3, Issue 3, Sept. 2009, pp. 358 – 370
- [TEN-2010] Tenninge A., Roye D., Bacha S., Intégration des systèmes éoliens et leur participation aux services système, Chapitre 2 dans Traité EGEM : «*Les réseaux électriques de distribution , de la production centralisée aux smart grids*», direction N. Hadjsaid, Editions HERMES ISBN 978-2-7462-2992-1 , sept 2010, pp. 57-98
- [THE-01] Theodoropoulos P, Zervos A, Betzios G. “*Hybrid systems using pump-storage implementation in Ikaria Island*”. Proc OPET, 2001
- [VAC-85] Vachtsevanos G. J., Kalaitzakis K. C., “*Penetration of wind electric conversion systems into the utility grid*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 7, July 1985
- [VER] Vergnet : www.vergnet.fr
- [VIH-02] Vihriala H., “*Control of variable speed wind turbines*”, thèse de doctorat de l’université de Tampere, Finlande, 2002
- [WOZ-90] Wozniac L., “*A graphical Approach to Hydrogenerator Governor Tuning*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No.3, pp.417-421, 1990.

Annexe

Modèle du générateur [ROY-09]

Hypothèse de simplification : le générateur fonctionne à une tension constante (on suppose le régulateur de tension parfait).

Le modèle simplifié sous forme de fonction de transfert peut être écrit :

$$(\tau'_d s + 1) \Delta e'_q = \left(\left(\frac{X_t - X'_t}{X_t} \right) \cdot v_r \cdot \sin \delta \right) \cdot \Delta \delta \quad \text{Eq. A-1}$$

Nous en déduisons :

$$\Delta e'_q = - \frac{K_4}{(\tau'_d s + 1)} \cdot \Delta \delta \quad \text{Eq. A -2}$$

Avec :

$$K_4 = \left(\left(\frac{X_t - X'_t}{X_t} \right) \cdot v_r \cdot \sin \delta \right) \quad \text{Eq. A -3}$$

Or :

$$\Delta P_e = K_1 \cdot \Delta \delta + K_2 \cdot \Delta e'_q \quad \text{Eq. A -4}$$

Ainsi :

$$\Delta P_e = \left(K_1 - \frac{K_2 \cdot K_4}{(\tau'_d s + 1)} \right) \Delta \delta \quad \text{Eq. A -5}$$

Ainsi, $\Delta e'_q$ dépend de la plage de fréquence d'oscillation. Nous allons considérer uniquement les basses fréquences :

$$\Delta P_e \cong (K_1 - K_2 \cdot K_4) \Delta \delta \quad \text{Eq. A -6}$$

Où :

$$K_1 = \left(- \left(\frac{v_r \cdot e'_q}{X'_t} \right) \cdot \cos \delta + v_r^2 \cdot \cos 2\delta \cdot \left(\frac{1}{X'_t} - \frac{1}{X_t} \right) \right) \quad \text{Eq. A -7}$$

$$K_2 = \left(- \left(\frac{v_r}{X'_t} \right) \cdot \sin \delta \right) \quad \text{Eq. A -8}$$

Cela amène à :

$$\Delta P_e = \left(- \left(\frac{v_r \cdot e'_q}{X'_t} \right) \cdot \cos \delta \right) \cdot \Delta \delta \quad \text{Eq. A -9}$$

On met :

$$K = -\left(\frac{\mathbf{v}_r \cdot \mathbf{e}'_q}{X'_t}\right) \cdot \cos \delta \quad \text{Eq. A -10}$$

En valeurs réduites (“*per unit*”), nous en déduisons :

$$K_{pu} = \frac{K}{S_n} = \left(-\left(\frac{v_{rpu0} \cdot e_{apu0}}{X_{tpu}}\right) \cdot \cos \delta_0 \right) \quad \text{(convention générateur)} \quad \text{Eq. A -11}$$

Où, S_n est la puissance apparente nominale du générateur [VA]

L'équation mécanique initiale de l'amortissement (convention générateur):

$$J_t \cdot \frac{d\Omega}{dt} + D \cdot (\Omega - \Omega_s) \cong \frac{1}{\Omega_s} (P_T - P_e) \quad \text{Eq. A -12}$$

Dans le repère d'unité relative ((« per unit »), nous en déduisons :

$$T_m \cdot \frac{d}{dt} (\Delta \omega_{pu}) + D_{pu} \cdot \Delta \omega_{pu} \cong \Delta P_{Tpu} - \Delta P_{epu} \quad \text{Eq. A -13}$$

Titre:**Optimisation de systèmes de production intermittents et non conventionnels couplés au réseau électrique**

Résumé :

L'énergie éolienne jouant un rôle de plus en plus important dans le réseau électrique, elle ne peut plus être considérée comme une source d'énergie marginale. Par conséquent, l'impact sur le réseau de l'intermittence, inhérente à ce type d'énergie devient non négligeable. L'utilisation du stockage est une des principales solutions à ce problème d'intégration.

Ce travail porte sur l'optimisation du système éolien/stockage en considérant la dynamique de l'éolien, la capacité de stockage et l'interaction avec le réseau. L'objectif consiste à répondre aux exigences du réseau en limitant les fluctuations, à fournir des services-systèmes tout en mettant en avant la rentabilité économique du système. La méthode de gestion proposée s'appuie sur deux niveaux de pilotage : l'anticipation et la gestion réactive. La première phase consiste à utiliser des informations de prévisions (météorologiques, contraintes du réseau, conditions du marché électrique...) afin de définir par avance le programme de fonctionnement optimal du système de stockage. La deuxième phase étudie le fonctionnement en temps réel, où le système doit faire face aux perturbations et respecter les règles du mécanisme d'ajustement. Le problème est complexe avec de nombreuses variables de contrôle discrètes et continues. La Programmation Mixte Linéaire (PML) est utilisée pour résoudre efficacement le problème. La stratégie de fonctionnement optimale proposée sera validée sur un simulateur hors temps réel et un simulateur en temps réel.

Mots clefs: *énergie éolienne, système éolien/stockage, gestion d'intermittence, marché d'électricité, fonctionnement optimal.*

Title:**Optimization of non-conventional and intermittent generation systems coupled to the electrical network**

Abstract:

Wind energy playing an increasingly important role in the electrical network and it will no longer be considered as a marginal. Therefore, the impact on the electrical network of its inherent intermittency becomes non-negligible. The use of storage means is one of key points in the integration problem.

In this work, the optimization of the wind/storage system is addressed by considering the dynamics of the wind power, the storage capacity and the grid constraints. The main objective is to meet the network requirements in limiting the fluctuations, providing possible ancillary services and highlighting the economic profitability of system. The proposed method relies on a two levels control approach: anticipation and reactive management. The first one consists in using forecast information (weather, network constraints, electrical market conditions ...) to define in advance the optimal operation schedule for the storage system. In the second one, on real time operation, the system has to deal with possible disturbances and take the right adjustment control with the actual capacity. The problem is complex with numerous discrete control variables and continuous ones. A mixed-integer linear programming (MILP) is used to efficiently solve the problem. The proposed optimal operation strategy will be validated with on an offline simulation (simulink/Matlab) and a real time simulator.

Keywords: *wind power, storage system, intermittency management, optimal operation control.*