



HAL
open science

Modélisation stochastique des réseaux de distribution sous incertitude

Wendy Carolina Briceno Vicente Briceño Vicente

► **To cite this version:**

Wendy Carolina Briceno Vicente Briceño Vicente. Modélisation stochastique des réseaux de distribution sous incertitude. Autre. Université de Grenoble, 2012. Français. NNT : 2012GRENT053 . tel-00845650

HAL Id: tel-00845650

<https://theses.hal.science/tel-00845650>

Submitted on 17 Jul 2013

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

« **Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE** »

Thèse dirigée par « **Nouredine HADJSAID** » et
codirigée par « **Raphael CAIRE** »

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

Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes

Thèse soutenue publiquement le « **20 septembre 2012** »,
devant le jury composé de :

Professeur, Abdellatif MIRAOU

Professeur de l'UTBM, Rapporteur et Président

Professeur, Jean-Claude VANNIER

Professeur du SUPELEC, Rapporteur

Ingénieur, Xavier MAMO

Ingénieur de recherche EDF, Examineur

Professeur, Nouredine HADJSAID

Professeur de l'INPG, Membre

Docteur, Raphaël CAIRE

Maître de Conférence de l'INPG, Membre



Este trabajo esta dedicado a mi mamá
Sra. Lastenia Vicente Romero

“Mi madre es y ha sido la mujer mas bonita
que alguna vez he visto o conocido.
Todo lo que soy se lo debo a mi madre.
Atribuyo mi éxito en la vida a
la educación moral, intelectual y física
que he recibido a ella”

George Washington

Remerciements

Je tiens à remercier messieurs Abdellatif Miraoui, Jean-Claude Vannier et Xavier Mamo pour avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse.

Je tiens à remercier à la direction du Laboratoire d'Electrotechnique James Roudet et Gérard Meunier pour m'avoir accueillie dans ce laboratoire. Je remercie également mon directeur de thèse Nouredine Hadjsaïd et mon co-directeur Raphaël Caire pour la proposition du sujet et la direction de cette thèse et du stage master recherche, ainsi que Carolina Tranchita qui m'a aussi encadrée dans mes travaux de master. Je remercie le professeur Daniel Roye pour ses conseils, discussions et échanges. Je tiens à remercier aussi Julie Laur pour ses bons services.

Je tiens à remercier spécialement à la Fundación Gran Mariscal de Ayacucho (Fundayacucho) pour le financement de mes études de Master Rechercheur 2^{ème} année et du doctorat en France, pendant ces 4 ans. Cette fondation contribue à la formation de jeunes Vénézuéliens dans les domaines techniques et scientifiques d'intérêt pour mon pays.

Je tiens à remercier ma nouvelle amie Mme. Françoise Genoud, Guillaume Foggia et Raphael Caire qui m'ont beaucoup aidée avec la correction du Français du manuscrit et m'ont donnée aussi quelques conseils pour améliorer sa présentation.

Table des matières

Introduction générale	6
I. Planification du réseau électrique	9
I.1. Introduction.....	10
I.2. L'évolution du réseau électrique	11
I.3. Les raisons du changement dans la structure du réseau	13
I.4. La production décentralisée	14
I.4.1. Les technologies de la production décentralisée	15
I.4.2. L'impact de la production distribuée sur les réseaux électriques.....	20
I.4.3. Les scénarios de fonctionnement de la production décentralisée	24
I.5. Les critères de planification du réseau électrique	26
I.5.1. Les méthodologies de la planification du réseau électrique	27
I.5.2. Les méthodes d'évaluation des critères de planification	28
I.6. Conclusion.....	30
II. Modélisation des incertitudes	32
II.1. Introduction.....	33
II.2. La modélisation déterministe versus incertaine du réseau	34
II.3. La modélisation probabiliste de l'incertitude	35
II.3.1. Les méthodes analytiques.....	36
II.3.2. La méthode de Simulation de Monte-Carlo	38
II.3.3. La représentation probabiliste des paramètres électriques incertains.....	41
II.4. La modélisation possibiliste de l'incertitude	44
II.4.1. Les ensembles classiques.....	45
II.4.2. Les ensembles flous.....	46
II.4.3. Les nombres flous	46
II.4.4. Les alpha-cuts du degré de confiance	47
II.4.5. Les types de nombres flous.....	47
II.4.6. Les opérations arithmétiques des intervalles flous	48
II.4.7. La représentation possibiliste des paramètres électriques incertains.....	49
II.5. Le principe de cohérence entre la possibilité et la probabilité	50
II.6. La transformation possibilité-probabilité	51
II.6.1. Distribution normale.....	51
II.6.2. Distribution exponentielle.....	52
II.7. La transformation probabilité - possibilité.....	52
II.8. Conclusion	53
III. Etudes statiques du réseau	55
III.1. Introduction.....	56
III.2. Le calcul de répartition de charges pour les réseaux de distribution.....	58
III.2.1. Le modèle de ligne triphasée déséquilibré	59
III.2.2. L'algorithme de répartition de charges.....	60
III.2.3. Les incertitudes dans les calculs de répartition de charges.....	62
III.2.4. Le modèle de la demande	64
III.2.5. Le modèle de génération éolienne	66
III.2.6. Le modèle de la vitesse du vent	67
III.2.7. Le modèle de l'aérogénérateur	68
III.2.8. Le modèle de la puissance de sortie éolienne	69
III.2.9. La description du réseau de distribution de 28 nœuds.....	69
III.2.10. La répartition de charges d'un réseau de distribution équilibré.....	71
III.3. Le calcul des courants de court-circuit	74
III.3.1. Les impédances de court-circuit.....	75

III.3.2. Les facteurs de correction	76
III.3.3. Le calcul du courant de court-circuit	77
III.3.4. La contribution au courant de court-circuit des GED.....	79
III.3.5. La description du réseau de distribution de 11 nœuds.....	80
III.3.6. Le calcul du courant de court-circuit du réseau de distribution.....	81
III.4. Les indices de fiabilité	87
III.4.1. Le taux de défaillance	88
III.4.2. Le taux de réparation	88
III.4.3. Le taux d'indisponibilité.....	88
III.4.4. L'énergie non distribuée.....	89
III.4.5. L'indice de la fréquence moyenne d'interruption	89
III.4.6. L'indice de la durée moyenne d'interruption	90
III.4.7. La description du réseau de distribution de 43 nœuds.....	90
III.4.8. Le calcul des indices de fiabilité du réseau de distribution	91
III.5. Conclusion	93
IV. Etudes dynamiques du réseau	95
IV.1. Introduction	96
IV.2. La stabilité du réseau électrique.....	97
IV.2.1. Les différents types de stabilité	98
IV.2.2. Les méthodes d'évaluation de la stabilité.....	100
IV.3. Le modèle de la machine synchrone.....	100
IV.4. Le régulateur de fréquence de la turbine	105
IV.5. Le régulateur automatique de tension	106
IV.6. Le modèle de l'éolienne	107
IV.6.1. L'éolienne à vitesse constante avec machine asynchrone à cage d'écureuil	107
IV.6.2. L'éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation...	108
IV.6.3. L'éolienne à vitesse variable avec machine synchrone	109
IV.6.4. Comparaison des principaux types de turbines éoliennes.....	109
IV.7. Le modèle de l'éolienne avec machine asynchrone à double alimentation.....	110
IV.8. L'analyse de la stabilité en petits signaux.....	114
IV.9. Les considérations sur la stabilité du réseau filien en présence des éoliennes	115
IV.10. Le modèle de rafale du vent par chapeau Mexicain	118
IV.11. La description du réseau étudié.....	119
IV.12. Les études des perturbations sur le réseau 9-nœuds.....	120
IV.13. Les résultats de simulation.....	122
IV.13.1. Le scénario déterministe 1 : le court-circuit triphasé.....	122
IV.13.2. Le scénario probabiliste 2 : la variation de la charge	125
IV.13.3. Le scénario probabiliste 3 : la perte d'une machine synchrone.....	128
IV.13.4. Le taux de pénétration maximale pour les éoliennes	135
IV.14. Conclusion	136
Conclusions générales et perspectives.....	138
Bibliographie général	141
Annexe A : Les données des études statiques du réseau	146
Le réseau de distribution « 28 bus test ».....	146
Le réseau de distribution « 11 bus test ».....	147
Le réseau de distribution « 43 bus test ».....	148
Annexe B : Les données des études dynamiques du réseau.....	149
Le réseau interconnecté de 3-machines et 9-nœuds	149

Introduction générale

Les réseaux électriques de transport et de distribution sont conçus et exploités pour acheminer l'électricité depuis les producteurs jusqu'aux usagers, en garantissant le niveau de qualité et des conditions de sécurité optimales, au meilleur coût. L'arrivée massive de la production décentralisée, désignée ici « GED : Génération d'Énergie Distribuée », au sein des réseaux électriques et en particulier de distribution, a introduit des changements profonds dans l'exploitation et la planification de ces réseaux. Le développement de cette production est dû à plusieurs facteurs, parmi lesquels les incitations réglementaires en faveur des énergies renouvelables, l'arrivée de nouveaux acteurs à la suite de l'ouverture des marchés de l'énergie, la possibilité d'installer ces formes de production au plus près du consommateur, etc. Ces productions sont souvent de type intermittent. Elles peuvent représenter un grand nombre de points d'injection de puissance de taille petite (de quelques kW à quelques MW) et ne sont pas nécessairement observables et encore moins dispatchables. Le raccordement des GEDs a un impact certain sur le réseau : plan de tension, courants de court-circuit, plan de protection, etc. De plus, elles nécessitent souvent un renforcement du réseau pour les accueillir dans les conditions de sécurité exigées. Assurer l'évolution du réseau, et donc sa planification, tout en tenant compte de cette forme de production est un défi majeur. En effet, ces productions introduisent des incertitudes majeures, notamment au niveau du profil de production et du lieu de raccordement, qu'il n'est pas aisé de modéliser. Ces incertitudes pèsent également sur l'évaluation « réaliste » de la capacité maximale de raccordement d'un réseau donné. C'est pour cela qu'une méthode d'évaluation basée sur une approche stochastique est nécessaire.

Cette thèse traite spécifiquement de la prise en compte des incertitudes, qu'elles soient inhérentes au réseau ou qu'elles soient dues à la GED, dans les calculs d'analyse de réseaux de distribution en présence de ces productions. Le présent travail de thèse est divisé en quatre chapitres qui traitent les aspects suivants :

Le chapitre I est une introduction aux réseaux électriques. Les raisons du changement de paradigme énergétique sont expliquées. Les différents concepts de production décentralisée sont présentés et les conséquences du raccordement de ces productions au réseau électrique sont analysées. De même, nous aborderons brièvement dans ce chapitre les critères, les méthodologies et les méthodes d'évaluation appliquées dans la planification du réseau électrique. L'approche par scénario permet d'étudier les avantages d'une configuration de réseau donnée ; d'autres approches permettent de considérer plusieurs configurations possibles. D'autres méthodologies, basées sur les réseaux de neurones, les algorithmes évolutionnaires et les méthodes probabilistes, ont été développés pour étudier les améliorations et les renforcements d'un réseau. Les problèmes de décision et d'optimisation associée à la planification sont caractérisés par des fonctions objectives multiples et non linéaires. Le raccordement des GEDs introduit un facteur stochastique. Les méthodes probabilistes (méthode de simulation de Monte-Carlo) et possibilistes (méthode de l'arithmétique floue) ont été choisies pour simuler l'évolution imprévisible des quelques variables du réseau dans les études de planification. Ces approches permettent d'éviter la réalisation de nombreuses simulations pour les différents scénarios de charge et de production décentralisée.

Le chapitre II présente les bases théoriques et les concepts mathématiques correspondants pour la modélisation et le traitement des incertitudes. Elles seront ensuite appliquées dans les chapitres suivants dans les méthodes d'évaluation des critères d'exploitation, qui sont utilisées dans les approches de planification. Nous étudierons ainsi les caractéristiques, les différences et les similitudes entre les méthodes probabiliste et possibiliste.

Les méthodes probabilistes ont été déjà appliquées, dans le passé, aux études de réseau électrique, pour le calcul de répartition de charges, des courants de court-circuit et des indices de fiabilité. Les méthodes probabilistes ont été particulièrement utilisées pour étudier l'impact des incertitudes de certaines variables électriques sur le comportement du réseau, telle que la charge qui, par nature, varie continuellement, suivant les usages. Les variations électriques peuvent être modélisées par les fonctions de densité de probabilité (PDF en anglais *Probability Density Function*) qui reflètent l'incertitude de la variable en fonction de sa probabilité d'occurrence. La méthode probabiliste initialement utilisée a été la méthode analytique, qui utilise les expressions des fonctions et qui s'appuie sur la théorie de probabilité pour réaliser les calculs correspondants. Cette méthode a besoin de simplifications compte tenu de la complexité de réalisation des opérations arithmétiques entre variables aléatoires. La méthode de simulation de Monte-Carlo est devenue plus usuelle dans la résolution de ce type de problèmes, car les développements des outils de calcul permettent la réalisation d'un grand nombre de simulations dans un temps qui pourrait être acceptable selon l'application. La méthode de Monte-Carlo permet de reconstruire la fonction de probabilité des sorties en fonction des échantillonnages des variables aléatoires des entrées.

Le développement de la théorie des ensembles flous par Zadeh en 1965 offre une alternative pour le traitement des incertitudes. Les ensembles flous sont une extension des ensembles classiques qui indiquent le degré d'appartenance d'un élément à un ensemble avec quelques caractéristiques. Les ensembles flous prennent des valeurs continues dans la gamme de zéro « 0 » (l'élément n'appartient pas à l'ensemble) jusqu'à un « 1 » (l'élément appartient à l'ensemble) ; ils modélisent souvent des appréciations du raisonnement humain. Les ensembles flous sont représentés par leur fonction d'appartenance (PODF en anglais *Possibility Distribution Function*). Cette approche est proposée comme un outil pour aborder les incertitudes du réseau électrique en utilisant l'arithmétique des ensembles flous. L'existence du principe de cohérence de la transformation entre la probabilité et la possibilité permet d'établir l'équivalence entre les théories de probabilité et de possibilité. Les avantages et les inconvénients pour la modélisation des différentes formes d'incertitudes sont présentés dans ce travail. En principe l'arithmétique des ensembles flous a de meilleures caractéristiques par rapport à la méthode de Simulation de Monte-Carlo, surtout en termes de temps de calcul. Toutefois, la méthode floue est limitée aux opérations arithmétiques simples. Un exemple illustratif de l'application des méthodes probabilistes (analytique et Monte-Carlo) et possibilistes (arithmétique floue) dans un petit réseau composé d'une ligne, d'une charge et d'un poste source prenant en compte l'incertitude des paramètres.

Dans le chapitre III nous développons les méthodes retenues (méthode de Monte-Carlo et méthode d'arithmétique floue) pour les études statiques des réseaux tels que l'étude de la répartition de charges, des courants de court-circuit et des indices de fiabilité, tout en intégrant des modèles d'incertitude pour différentes variables électriques. La méthode de calcul de répartition de charges est une méthode itérative non linéaire essentielle pour différents types d'analyse des réseaux. Cette méthode permet de déterminer les profils de tension, la puissance produite par les machines et les machines et les pertes du réseau. Nous avons choisi une méthode de calcul de répartition de charges, relativement simple, basée sur l'algorithme de Jen-Hao Teng [TE-03]. Ce dernier est plus approprié pour les réseaux de distribution à structure radiale. De plus, cet algorithme nous permet d'appliquer plus aisément la méthode de l'arithmétique floue. Le calcul des courants de court-circuit a été réalisé en considérant la norme IEC 60909 [IE-01] et la théorie des composantes symétriques (pour tenir compte des défauts dissymétriques). Il est ainsi possible de déterminer les courants et les tensions de défaut au moyen d'opérations arithmétiquement simples et en fonction du type de défaut. Par ailleurs, ces études intègrent bien la présence des GEDs raccordées au réseau.

Concernant les indices de fiabilité, ils permettent d'évaluer la performance du réseau en tenant compte des taux de défaillances des divers matériels du réseau, du temps de réparation des composants du réseau, etc., qui affectent la qualité du service. Les indices de fiabilité étudiés

sont l'énergie annuelle non distribuée, le nombre d'heures annuelles des pannes par client et le nombre des interruptions annuelles par client. La détermination d'indices de fiabilité est aussi exprimée en « opérations arithmétiques ». Ces méthodes ont été testées pour plusieurs réseaux en considérant les diverses incertitudes.

Les sources d'incertitude des grandeurs électriques du réseau considérées sont la variation de la température qui modifie les paramètres de ligne, la variation des changeurs de prises dans les transformateurs qui modifient la tension du poste source, la variation de la température pendant les saisons qui font varier les puissances consommées par la charge, et les conditions météorologiques telles que la vitesse du vent et le rayonnement solaire qui font varier la puissance produite par les parcs éoliens et photovoltaïques. La variation des grandeurs électriques est analysée et modélisée avec des fonctions de densité de probabilité et de distribution de possibilité. La modélisation de l'incertitude est déterminée en fonction d'informations statistiques. L'incertitude est intégrée dans les études du réseau pour évaluer son impact sur les critères d'exploitation à respecter.

Le chapitre IV est consacré aux études « stochastiques » de la stabilité du réseau dynamique en présence de GED. Pour ces études, les modèles dynamiques des composants du réseau sont indispensables pour la création d'un modèle temporel le plus complet possible. Celui-ci est formé par un ensemble d'équations algèbro-différentielles, non-linéaires d'ordre élevé qui décrit le comportement dynamique des éléments du réseau. Les principaux composants modélisés avec des équations différentielles sont les machines tournantes tels que les machines synchrones, les contrôleurs primaires de tension et de fréquence, les moteurs, les condensateurs synchrones, ainsi que, dans les parcs éoliens, les différentes technologies utilisées telles que les machines synchrones et asynchrones, les systèmes de contrôle de l'angle de calage et les convertisseurs d'électronique de puissance. Les principaux types d'éoliennes sont brièvement expliqués. Il s'agit de la machine asynchrone à vitesse constante (CSWT en anglais pour *Constant Speed Wind Turbine*), de la machine asynchrone à double alimentation (DFIG en anglais pour *Double Fed Induction Generator*) et de la machine synchrone à vitesse variable raccordée au réseau par une interface d'électronique de puissance (DDSG en anglais pour *Direct Drive Synchronous Generator*). La machine asynchrone à double alimentation est utilisée pour modéliser un grand parc éolien dans le réseau 3-générateurs, 9-nœuds d'Anderson [AN-02].

La méthode de simulation de Monte-Carlo a été utilisée pour les simulations dynamiques et les études de stabilité du réseau. Dans notre étude, les perturbations appliquées au réseau sont de deux types : a) Défauts sévères tels qu'un court-circuit triphasé franc et la perte d'une machine synchrone d'un côté ; et b) variation de la charge comme perturbation courante de l'autre côté. La méthode de Monte-Carlo est appliquée lorsque l'amplitude de la puissance consommée par la charge à un instant donné est représentée par un échelon d'amplitude stochastique. Les contraintes de fonctionnement des parcs éoliens des réseaux îliens français et du réseau Irlandais sont aussi prises en compte et intégrées dans le modèle stochastique. En effet, ces contraintes exigent la déconnexion du parc éolien quand certaines conditions de sécurité ne sont pas satisfaites [WI-04]. Ainsi, les simulations doivent respecter les limites de fonctionnement de tous les composants du réseau. Les simulations dynamiques sont réalisées pour déterminer le taux de pénétration maximum du parc éolien et pour construire une fonction de densité de probabilité qui reflète l'instabilité du réseau.

Dans la conclusion générale, nous montrerons l'impact des modèles de l'incertitude considérés dans les simulations des réseaux électriques actuels et les perspectives ouvertes par nos travaux. La bibliographie générale contient toutes les références utilisées dans ce travail de thèse. Toutes les données utilisées dans nos simulations sont également détaillées dans les annexes.

Chapitre I

I. Planification du réseau électrique

I.1. Introduction.....	10
I.2. L'évolution du réseau électrique	Erreur ! Signet non défini.
I.3. Les raisons du changement dans la structure du réseau	Erreur ! Signet non défini.
I.4. La production décentralisée	Erreur ! Signet non défini.
I.4.1. Les technologies de la production décentralisée	Erreur ! Signet non défini.
I.4.1.1. Les énergies contrôlables ou dispatchales.....	Erreur ! Signet non défini.
I.4.1.2. Les énergies non- contrôlables	Erreur ! Signet non défini.
I.4.2. L'impact de la production distribuée sur les réseaux électriques	Erreur ! Signet non défini.
I.4.3. Les scénarios de fonctionnement de la production décentralisée	Erreur ! Signet non défini.
I.5. Les critères de planification du réseau électrique	Erreur ! Signet non défini.
I.5.1. Les méthodologies de la planification du réseau électrique	Erreur ! Signet non défini.
I.5.2. Les méthodes d'évaluation des critères de planification	Erreur ! Signet non défini.
I.6. Conclusion.....	Erreur ! Signet non défini.

1.1. Introduction

Le réseau électrique est un système très complexe. Il comprend des milliers de composants (générateurs, transformateurs, lignes, contrôleurs, systèmes de protection, entre autres). La construction, la maintenance et l'exploitation du réseau représentent des milliards d'euros. La construction de nouveaux ouvrages prend souvent beaucoup de temps et nécessite la mise en place de stratégies spécifiques et des choix technologiques adaptés ; la durée de vie des éléments est d'environ quarante ans, voire plus. De plus, les divers composants insérés au sein de ce système sont interdépendants dès lors que l'état d'un élément influence les autres. Les conditions d'exploitation du réseau dépendent aussi de la demande, des prix du marché et des modifications de la législation relative au secteur électrique. En outre, les conditions météorologiques (température, vitesse du vent, ensoleillement, etc.) influencent les courbes de consommation et de production. La conduite et l'exploitation, voire la planification du réseau, requièrent une bonne connaissance (ou estimation) de ces conditions qui ne peuvent malheureusement pas être prédites avec grande précision.

La planification du réseau électrique consiste à prévoir les différentes extensions du réseau. Ainsi, le dimensionnement des ouvrages, tels que les lignes, transformateurs et postes, est réalisé en considérant les politiques énergétiques, la dérégulation du marché, le grand choix des technologiques de composants, les contraintes électriques du réseau, les grands choix technologiques des gestionnaires (i.e. les niveaux de tension, la mise à la terre, les schémas de reprise, la prise en compte des pertes, entre autres) et le niveau d'automatisation des composants. La planification du réseau électrique essaie de prendre en compte un certain nombre d'objectifs qui doivent être optimisés simultanément et qui sont souvent contradictoires. Ces objectifs comprennent la minimisation des coûts d'exploitation (i.e. les pertes, entre autres), des coûts d'investissement (i.e. dimensionnement d'ouvrages), l'amélioration de la fiabilité, la sécurité des personnes et des biens, la qualité continuité de fourniture et la considération de multiples facteurs environnementaux. Le planificateur doit donc faire face à un problème d'optimisation multi-objectif. Les coûts élevés d'investissements pour se prémunir d'interruptions de l'approvisionnement ont encouragé le développement de méthodes robustes et flexibles pour la planification des réseaux électriques. La forte interdépendance des éléments impose de considérer le réseau dans son ensemble. La séparation des réseaux de transport et de distribution permet de traiter le problème de planification indépendamment. Les décisions de chaque sous-problème doivent être cohérentes. Des erreurs dans les études de planification peuvent conduire à des décisions erronées et à des pertes financières considérables. Les contraintes dimensionnantes principales du réseau de distribution sont réglementaires, après les pertes du réseau, car la longueur totale déployée des réseaux de distribution est très largement supérieure à celle du réseau de transport.

Le changement du paradigme énergétique, avec l'ouverture des marchés de l'énergie, l'arrivée massive de la production décentralisée et les contraintes environnementales de plus en plus fortes, pousse à l'évolution des critères et des outils de planification couramment utilisés dans les réseaux électriques. Ce changement, couplé aux nouvelles technologies d'information et de communication et autres nouveaux matériels de réseau, a en effet induit une augmentation des incertitudes dans ce système qu'il convient de bien modéliser. Par exemple, le raccordement de la production décentralisée dans le réseau de distribution bouleverse les flux de puissances, change les conditions d'exploitation et augmente l'incertitude de la puissance produite dans le cas de l'intégration des énergies renouvelables. En conséquence, il est nécessaire de tenir compte des incertitudes et des facteurs aléatoires dans les calculs d'évaluation du réseau actuel et à long terme. Ainsi, il est nécessaire de développer des outils nouveaux pour la planification du réseau avec des méthodes mathématiques qui tiennent compte des incertitudes des variables électriques et leurs conséquences sur le réseau.

Ce chapitre est une introduction aux réseaux électriques. Il comprend divers rappels dans la section I.2 notamment sur l'évolution du réseau depuis son ancienne structure verticale (de grands centres de production jusqu'aux centres de consommation) au changement vers une nouvelle organisation plus élatée, dans laquelle la production décentralisé est raccordée à tous les niveaux de tension. Les raisons de cette nouvelle tendance sont exposées dans la section I.3 : elles sont dues à la dérégulation des marchés de l'énergie et les aspirations environnementales de nos sociétés modernes avec les incitations réglementaires qui en résultent en faveur des énergies renouvelables.

Le concept de la production décentralisée (GED) est défini dans la section I.4, en fonction de la puissance fournie et du niveau de tension de raccordement au réseau. La description de différents types de production décentralisée prend en compte la source primaire d'énergie, la technologie de conversion d'énergie utilisée ainsi que ses dispositifs de contrôle-commande. Les sources d'énergie déterministes, telles que les petites centrales thermiques, les micro-turbines, les cogénérations, les centrales à base de biomasse et la pile à combustible, sont considérées comme pilotables ; elles sont brièvement décrites dans la section I.4.1.1. Les sources d'énergies non-contrôlables telles que les petites centrales hydroélectriques, les éoliennes, les cellules photovoltaïques, les usines marémotrices, les usines houlomotrices et les centrales géothermiques, sont de nature stochastique, car leur source primaire d'énergie dépend généralement des conditions météorologiques ; elles sont décrites dans la section I.4.1.2. Les principaux impacts de la production décentralisée sur les variables électriques, tels que le profil de tension, la modification des pertes, l'augmentation des fluctuations de tension, des harmoniques et des courants de court-circuit, sont expliqués dans la section I.4.2. Les deux conditions d'exploitation des GEDs au réseau, flotage intentionnel ou anti-flotage, sont présentées dans la section I.4.3.

Enfin, les critères de planification des variables électriques du réseau Français en régime normal (N) et d'urgence (N-1), sont abordés dans la section I.5. Les différentes méthodologies utilisées dans la planification du réseau électrique qui permettent d'étudier les diverses options possibles pour satisfaire les critères de planification, sont discutées dans la section I.5.1. Les méthodes d'évaluation des critères de planification qui incluent sur les études de la répartition des charges, du calcul des courants de court-circuit, des indices de fiabilité et de la stabilité du réseau, entre autres, sont brièvement expliquées dans la section I.5.2. Ces calculs permettent de vérifier le bon fonctionnement du réseau (grandeurs électrotechniques en deçà des contraintes techniques et/ou réglementaires). La conclusion de tous les aspects traités est incluse dans la section I.6.

1.2. L'évolution du réseau électrique

Le réseau électrique a évolué de façon désorganisée à partir de petits réseaux formés dans la première moitié du XXème siècle jusqu'aux grands réseaux continentaux d'aujourd'hui. Afin de réaliser des économies d'échelle, il a évolué vers une structure « verticalement intégrée », c'est-à-dire que la puissance est produite par de grandes centrales électriques potentiellement très éloignées des centres de consommation. Le réseau a ainsi été conçu pour fonctionner avec des réserves suffisantes afin de fournir l'énergie électrique à la demande d'une manière économique et fiable. La production d'énergie est principalement basée sur des sources primaires contrôlables telles que : les centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles, les centrales thermonucléaires, les centrales hydro-électriques, etc. Les machines utilisées dans ces centrales sont de grande taille et développées à grande échelle. Ces sources permettent de contrôler la production d'énergie en fonction des critères de sécurité et d'économie. Le réseau est exploité de sorte que des événements sévères ne provoquent pas la perte totale du système ou la propagation des défaillances sur les réseaux voisins. Il doit aussi permettre la reprise rapide de la portion du réseau électrique affectée par des événements majeurs.

Dans les structures traditionnelles, l'énergie électrique est transportée des centrales électriques vers les consommateurs à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension HTB ($U_n > 50 \text{ kV}$), à la moyenne tension HTA ($1\text{kV} < U_n < 50 \text{ kV}$) puis à la basse tension BT ($U_n < 1 \text{ kV}$). Les réseaux de transport HTB sont maillés pour assurer la fiabilité et la disponibilité de l'énergie, en cas de défauts sur des ouvrages. Par contre, les réseaux de distribution HTA et BT sont majoritairement passifs¹ avec une configuration exploitée en structure radiale (un seul chemin vers le réseau amont) qui permet l'utilisation de plans de protection simples et robustes. La topologie du système fait que le flux d'énergie électrique est unidirectionnel, de la production vers la consommation. Le réseau doit fonctionner sous la contrainte que la puissance électrique produite doit être, à chaque instant, égale à la puissance consommée. Par conséquent, le fonctionnement du réseau repose sur un contrôle temps réel de la production d'énergie et son adaptation aux fluctuations de la charge, selon les restrictions imposées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

Une telle structure « verticalement intégrée » du système d'alimentation apporte des avantages, tels que la réduction du coût d'exploitation, la mutualisation des marges de réserve des générateurs, une meilleure efficacité énergétique de grands générateurs, une réduction du risque de défaillances [SL-03c]. Les nouvelles politiques énergétiques et environnementales, qui ont prévalu au cours des dernières années, ont encouragé l'interconnexion de nouvelles sources de production d'énergie électrique non conventionnelles et distribuées dans le réseau ainsi que une séparation administrative stricte sur les activités d'exploitation, de fourniture et de commercialisation. Cette redistribution des rôles doit permettre de créer des conditions d'accès non discriminatoires et d'augmenter le nombre d'acteurs ainsi que la liquidité (et donc la concurrence) sur les marchés de l'énergie.

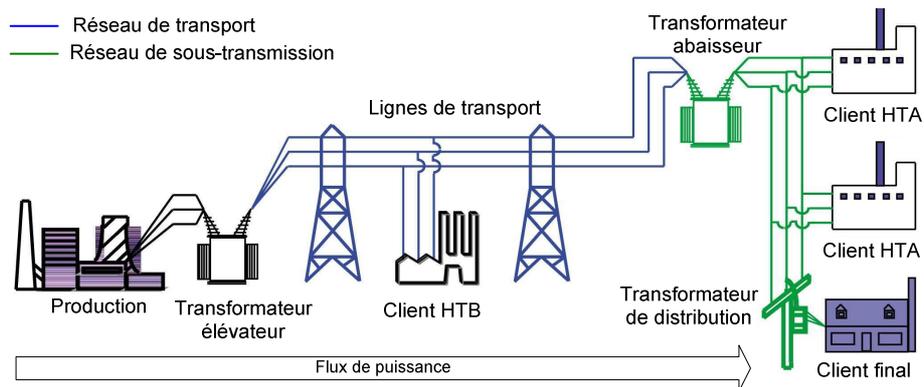


Figure I.1. Architecture verticale du réseau.

L'insertion de la production décentralisée conduit à une transition vers une nouvelle structure plus « éclatée ». Dans cette structure, les petites et moyennes unités de production sont souvent reliées au réseau de distribution. La connexion de ces unités sur les réseaux HTA et BT, conduit à un fort bouleversement de l'ancienne structure « verticale » du système électrique. Le flux de puissance n'est plus distribué « verticalement » de la haute tension à la basse tension, mais aussi « horizontalement », avec même la capacité d'inverser ces flux de puissance entre les réseaux HTA et BT, ou même avec les niveaux de tensions supérieurs. Les systèmes de distribution deviennent ainsi des réseaux actifs.

Ce chapitre présente les aspects les plus pertinents de la planification du réseau du point de vue conceptuel. Les objectifs, les critères et les méthodologies utilisées pour la planification seront définies avec l'utilisation des méthodes déjà existantes qui permettent de spécifier la méthodologie de planification à développer dans les chapitres suivants.

¹ Les réseaux passifs sont des réseaux où il n'y a que des charges passives et il n'y a pas d'éléments actifs de production de puissance tels que générateurs ou charges actives.

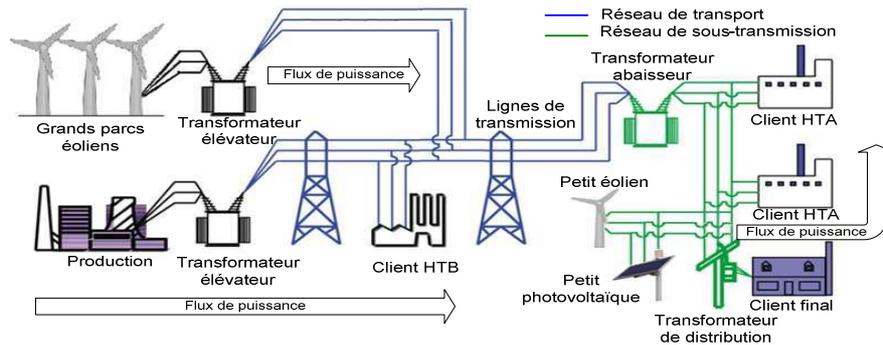


Figure I.2. Architecture horizontale du réseau.

1.3. Les raisons du changement dans la structure du réseau

Historiquement, le développement du réseau, pour répondre à la demande, mettait en œuvre l'installation de nouvelles grandes centrales et la construction des lignes HTB et HTA. Toutefois, ces constructions deviennent plus difficiles, en raison du coût d'investissement, le manque d'espace physique disponible et l'opposition grandissante du public [PU-03] à ces nouvelles installations. Le développement des nouvelles unités de production d'énergie non conventionnelles est encouragé pour les raisons suivantes, qui sont résumées ci-dessous :

- a) L'épuisement des combustibles fossiles : la production d'énergie thermo-électrique correspondait, à l'année 2000, à 67% de la capacité mondiale installée, tandis que la production d'énergie nucléaire en a fournie 11% [PU-03]. Les sources primaires de ces centrales sont des combustibles fossiles extraits de gisements disponibles. Cependant, ces réserves ne sont pas infinies et seront épuisées à l'horizon d'un ou deux siècles. Ceci dicte l'incorporation progressive des sources d'énergie durable.
- b) Les émissions de Gaz à Effet Serre (GES) par l'exploitation de centrales thermiques à flamme, contribuent au changement climatique, causé par l'augmentation de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère terrestre. Le Protocole de Kyoto, signé en 1997 lors de la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, a été adopté pour amorcer la « dé-carbonation » des systèmes d'énergie de l'avenir basés sur l'utilisation des sources d'énergies nouvelles et renouvelables (SER) comme source principale de production d'électricité [WO-00].
- c) L'énergie nucléaire, bien qu'énergétiquement efficace et sans rejet de carbone, est entachée d'une image publique négative en raison du problème de l'élimination des déchets radioactifs et de la crainte des conséquences d'un accident nucléaire. A l'exception de quelques régions économiquement émergentes du monde, il est fort probable que la production d'énergie nucléaire sera en diminution à l'avenir. Plusieurs pays européens, comme l'Allemagne et la Suède, ont promulgué des lois visant à accélérer la fermeture des centrales nucléaires existantes. Cependant, les technologies émergentes telles que la technologie de réacteur dit « à lit de galets », qui permet une fabrication très standardisée de centrales modulaires, pourraient relancer l'industrie de la production d'énergie nucléaire sans carbone [PU-03], [BA-12].
- d) L'énergie hydraulique constitue une précieuse alternative d'énergie renouvelable, déjà utilisée dans une grande partie des régions du monde. Toutefois, la construction de barrages et de bassins pour la production d'énergie hydroélectrique peut provoquer l'inondation de vastes zones et affecter le débit des rivières, qui induit d'importantes conséquences sur l'environnement et bouleverse la vie quotidienne des habitants [PU-03].

A ces facteurs s'ajoutent la dérégulation des marchés de l'électricité et l'introduction de nouvelles formes, efficaces, matures et quasi rentables économiquement, de production d'énergie à petite échelle comme la cogénération, les micro-turbines, les générateurs

photovoltaïques et éoliens [BO-01]. Ces énergies sont fortement encouragées par les réglementations en vigueur. Une solution alternative au problème de transport d'énergie électrique peut s'appuyer sur la connexion de génération dans les systèmes de distribution passant de la structure classique « verticale » du réseau à une structure « horizontale », où la génération est présente sur plusieurs niveaux de tension, comme montré dans la figure I.2.

En outre, un environnement dérégulé avec un accès non discriminatoire aux réseaux de distribution offre de meilleures possibilités pour les petits producteurs d'énergie qui nécessitent des coûts d'installations faibles et des temps de construction plus courts [CI-99]. Les avantages de la production d'énergie à proximité des charges comprennent l'utilisation de la chaleur résiduelle pour le chauffage ou le refroidissement (co-tri-génération), et la possibilité d'alimenter des charges critiques pendant les périodes d'incident de fortes perturbations. Par ailleurs, un certain nombre de technologies de production d'électricité à petite échelle ont atteint un stade de développement qui permet leurs implantations massives dans le réseau électrique [PU-03].

1.4. La production décentralisée

La littérature montre qu'il n'y a pas de définition universellement partagée du terme « production décentralisée ». Certains pays définissent la production décentralisée suivant le niveau de tension auquel sont connectés ces générateurs d'énergie décentralisée ou dispersés (GED), tandis que d'autres partent du principe que la production décentralisée fournit directement les charges. D'autres pays, enfin, définissent la génération distribuée comme ayant une certaine caractéristique de base (par exemple, reposant sur des sources renouvelables, la co-génération, non-dispatchable, entre autres caractéristiques). Cette section passe en revue les définitions de la production décentralisée, ou encore appelée production distribuée, telles que proposées par différents instituts et auteurs.

- a) *L'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* définit la génération distribuée comme la génération d'électricité par des installations qui sont suffisamment plus petites que les centrales classiques de production pour permettre leur interconnexion à presque n'importe quel point du réseau électrique.
- b) Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) définit la génération distribuée comme toutes les unités de production avec une capacité maximale de 50 MW à 100 MW, qui sont habituellement connectés au réseau de distribution et qui ne sont ni observables, ni dispatchables (pilotables par le gestionnaire de réseau).
- c) Chambers [CH-01] définit également la génération distribuée comme les unités de production relativement faibles (de 30 MW ou moins), ces unités étant situées à proximité des sites ou des clients pour répondre à ses besoins spécifiques ou afin de soutenir le fonctionnement du réseau de distribution.
- d) Dondi et al. [DO-02] définissent la production distribuée comme une petite source de production d'énergie électrique (généralement allant de moins de 1 kW à quelques dizaines de MW) localisée près de la charge. Ces auteurs incluent également les installations de stockage dans la définition de la production décentralisée.
- e) Ackermann et al. [AC-01] définissent la génération distribuée en termes d'interconnexion et d'emplacement plutôt qu'en termes de capacité de production. Ils définissent une source de production décentralisée en tant que source de production d'énergie électrique connectée directement au réseau de distribution ou en aval du compteur du client. La dernière définition par Ackermann est la plus générique, car il ne met aucune limite à la technologie ou la capacité de l'application potentielle de production distribuée.

La production décentralisée peut être classifiée [CI-99] sur la base de la puissance nominale. Ainsi la capacité d'une micro GED varie de 1 W à 5 kW, une petite GED de 5 kW à 5 MW, une moyenne GED de 5 MW à 50 MW, strictement raccordée au réseau de distribution et la

production centralisée de 50 MW à 300 MW. Il existe aussi deux facteurs qui permettent de quantifier la présence de GED dans le réseau :

- a) Le niveau de pénétration de la production décentralisée (τ_{GED}) qui est la fraction de la charge totale du système servie par la (ou les) GED, est défini par l'équation suivante :

$$\tau_{GED} = \frac{P_{GED}}{P_{load}} \times 100\% \quad \text{Équation I.1}$$

où P_{GED} est la puissance maximale produite par la production décentralisée et P_{load} la puissance maximale consommée par la charge.

- b) Le niveau de dispersion de la production décentralisée ($Disp_{GED}$) reflète le nombre d'emplacements dans le réseau, où la production décentralisée est installée. Ce niveau est défini par l'équation suivante :

$$Disp_{GED} = \frac{\#Bus_{GED}}{\#Bus_{Load}} \times 100\% \quad \text{Équation I.2}$$

où $\#Bus_{GED}$ est le nombre de nœuds dans lesquels une GED est connecté et $\#Bus_{Load}$ le nombre total de nœuds de charge.

I.4.1. Les technologies de la production décentralisée

L'interconnexion de la production décentralisée introduit un mélange de sources primaires d'énergie et des technologies pour son interfaçage avec le réseau. Cela a stimulé la recherche, la promotion, le développement et l'utilisation des nouvelles formes d'énergie renouvelables ou avec un moindre impact écologique. Pour ces technologies, la plupart arrivées à maturité technologique, il est prévu que leurs coûts de production du kWh décroissent dans les années à venir, par des effets d'échelle et d'apprentissage. La puissance fournie au réseau est généralement définie par la source primaire d'énergie (énergie fatale) et non par les besoins du système. Cela introduit une incertitude sur la production d'énergie. Les principales sources de production d'énergie non-conventionnelles sont brièvement présentées dans les sections suivantes.

I.4.1.1. Les énergies contrôlables ou dispatchables

Ce type de production d'énergie ne dépend pas de conditions météorologiques, mais des exigences énergétiques des clients ou (plus exceptionnellement) du réseau. La production est basée sur des sources d'énergie primaires telles que le biocarburant, le diesel, le gaz naturel, qui ont moins d'impact écologique par rapport à la génération conventionnelle du point de vue des émissions de gaz à effet de serre. Ces énergies sont contrôlables vu que la production dépend des combustibles fournis par l'opérateur de la centrale au système de conversion de puissance. Les principaux types de production d'énergie contrôlables sont les suivants :

- a) Les petites centrales thermiques : ce type de centrale se réfère aux centrales électriques à combustible fossile de quelques kW jusqu'à 100 MW [LA-12]. Elles utilisent essentiellement des moteurs et turbines à combustion. Les moteurs sont caractérisés par des faibles coûts, la possibilité de récupération thermique par cogénération thermique et électrique, leur flexibilité, et une assez grande fiabilité. Les émissions sont réduites avec la combustion du gaz naturel, par rapport aux émissions des moteurs à combustibles fossiles. Cependant, ces générateurs présentent des inconvénients : les générateurs créent une pollution sonore et ont un coût de maintenance élevé. Les turbines à combustion (gaz) sont couramment utilisées dans l'industrie pétrolière [CI-98]. Le développement des micro-turbines [DU-12] favorise l'installation de petites centrales thermiques.

- b) Les micro-turbines : c'est une turbine à combustion qui produit de l'énergie électrique dans la gamme de puissance qui va de 10 à 500 kW. Le générateur électrique fonctionne à une vitesse de rotation élevée (de 50 000 à 120 000 tours/min) et la fréquence des tensions et courants de sortie sont de l'ordre de 10 000 hertz. Ceci impose l'utilisation d'un convertisseur d'électronique de puissance type redresseur-onduleur pour adapter la sortie au réseau électrique. Les micro-turbines sont généralement caractérisées par des niveaux faibles d'émissions de gaz et la plupart utilisent le gaz naturel. L'utilisation des combustibles obtenus à partir de la biomasse (méthane ou éthanol) est également possible, et rend la micro-turbine encore plus écologique. En outre, le faible coût d'investissement, le rendement élevé, le faible niveau de bruit, la durabilité encourageant l'utilisation des micro-turbines [DU-12], [HY-03].
- c) La cogénération : c'est la production simultanée d'électricité et de chaleur [RO-05]. Les moteurs à combustion externe ou tout autre cycle (Stirling, Rankine), les turbines à combustion, les micro-turbines et même la pile à combustible peuvent être utilisés dans des montages de cogénération. La cogénération à large échelle est généralement basée sur la combustion de combustibles fossiles ou de déchets ménagers. La « chaleur résiduelle » résultant de la production d'électricité est ensuite valorisée pour d'autres applications. Générant plusieurs produits simultanés, le rendement global d'une unité de cogénération peut atteindre jusqu'à 80%. Dans les petites unités de cogénération, la production de chaleur est le processus dominant et l'électricité est un sous-produit [CI-98].
- d) Les centrales valorisant de la biomasse : le terme « Biomasse » se réfère au matériel biologique qui peut être utilisé comme combustible ou pour la production industrielle. Ce combustible comprend de la végétation, des déchets solides ou des ordures ménagères, des déchets animaux (fumier), des résidus forestiers ou agricoles et certains types de déchets industriels. La biomasse peut être considérée comme un substitut des combustibles fossiles. La biomasse est convertie en énergie thermique, en combustibles liquides, solides ou gazeux et autres produits chimiques à travers une variété de procédés de conversion. Ces dernières formes seront ensuite converties en électricité. En général, la biomasse est abondante et peut-être considérée comme une source d'énergie renouvelable [SR-05].
- e) La pile à combustible : la pile à combustible produit de l'électricité grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple l'hydrogène) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que l'oxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. Une cellule de pile à combustible ne produit qu'une petite quantité d'électricité, et de plus grandes quantités peuvent être obtenues à partir d'un empilement de cellules élémentaires [EN-04] Parce que le résidu de la conversion est uniquement de l'eau pure (dans le cas de l'hydrogène comme carburant), elles sont aussi écologiques. Elles peuvent être modulaires, portables et de faible pollution sonore, car il n'y a pas de pièces mobiles. Dans l'avenir, les réseaux électriques pourraient être combinés avec les infrastructures de gaz et d'hydrogène. Une telle évolution encouragerait ainsi la mise en œuvre des piles à combustible [NO-40]. L'efficacité du processus des piles à combustible est fortement dépendante de la membrane pour créer la réaction chimique requise pour le transport d'ions. Il est commun de classer les piles à combustible en fonction du type d'électrolyte utilisé :
- i. Les piles à combustible alcaline (AFC: *Alcaline Fuel Cells*) avec un rendement électrique de la cellule de 60-70 % et du système de 62%.
 - ii. Les piles à combustible à partir de méthanol (DMFC : *Direct Methanol Fuel Cells*) avec un rendement électrique de la cellule de 20-30 %.
 - iii. Les piles à combustible à carbonate fondu (MCFC : *Molten Carbonate Fuel Cells*) avec un rendement électrique de la cellule de 55 % et du système de 47%.

- iv. Les piles à combustible à acide phosphorique (PAFC : *Phosphoric Acide Fuel Cells*) avec un rendement électrique de la cellule de 55 % et du système de 40%.
- v. Les piles à combustible à l'oxyde solide (SOFC : *Solid Oxide Fuel Cells*) avec un rendement électrique de la cellule de 60-65 % et du système de 55% à 60%.
- vi. Les piles à combustible à membrane échangeuse de proton (PEMFC : *Cellule Proton Exchange Membrane Fuel*) avec un rendement électrique de la cellule de 50-70% et du système de 30% à 50%.

Les principales caractéristiques technico-économiques et environnementales des technologies de production décentralisée contrôlables sont synthétisées dans le tableau suivant :

Tableau I-1. Comparaison des différents types de technologies contrôlables [MA-06].

Technologie	Capacité (kW)	Efficacité (%)	Coût (€/kW)		Emissions (kg/MWh)	
			Production	Récupération de chaleur	CO _x	NO _x
Moteur diesel	20~104	36~43	125~300	0	650	10
Générateur à gaz	50~5E ³	28~42	25~800	75~150	500~620	0.2~1.0
Turbine à gaz	10E3+	21~40	300~600	100~200	600~680	0.3~0.5
Micro-turbines	30~200	25~30	500~750	200~600	720	0.1
Pile à combustible	50~250	35~54	1.5E ³ ~3E ³	0	430~490	0.3~0.5

I.4.1.2. Les énergies non- contrôlables

Une autre forme de production décentralisée est constituée par les énergies renouvelables qui « sont des formes d'énergies dont la consommation ne diminue pas la ressource à l'échelle humaine » [MU-03]. Les énergies renouvelables captent leur énergie à partir des formes d'énergie existantes ou des processus naturels. La production d'énergie renouvelable possède deux caractéristiques qui la distinguent de la génération conventionnelle : sa répartition géographique et sa non-contrôlabilité. Afin de capturer ces énergies, qui se trouvent abondamment réparties dans la nature, la conversion en électricité est effectuée par d'installations sur de nombreux sites. La puissance totale injectée au réseau dépend du nombre d'unités de conversion d'énergie et de sa disponibilité. Selon le niveau de regroupement, les convertisseurs peuvent être connectés en différents niveaux de tension du réseau, y compris sur le réseau de transport.

- a) Les petites centrales hydroélectriques : une usine hydro-électrique génère de l'électricité par le mouvement d'une masse d'eau d'un réservoir supérieur à un niveau inférieur, où plusieurs turbines et générateurs sont installés. Ce mouvement de l'eau peut être obtenu, à partir du débit d'une rivière avec une petite retenue d'eau ou par des turbines immergées (hydroliennes). Une petite centrale hydroélectrique peut produire de la puissance électrique jusqu'à 10 MW. Les petites centrales hydroélectriques ont moins d'impact sur l'environnement et sur les écosystèmes qu'une grande centrale hydroélectrique, et il est facile de les construire en peu de temps. Une fois construite, son coût d'entretien est minime [LA-09]. La puissance de sortie pour une usine hydroélectrique est donnée par l'équation suivante :

$$P = Q \times H \times \eta \times \rho \times g \quad \text{Équation I.3}$$

avec P la puissance de sortie [W], Q le débit du cours d'eau [$m^3 \cdot s^{-1}$], H la hauteur de la chute d'eau [m], η l'efficacité des turbines et des génératrices associées, ρ la densité de l'eau [$kg \cdot m^{-3}$], et g la constante gravitationnelle [$m \cdot s^{-2}$]. Pour les petites centrales hydroélectriques, H, η, ρ et g sont déterminées et constantes. L'énergie produite est variable et dépend du débit Q .

- b) Les éoliennes : Une éolienne produit de l'électricité à partir de l'énergie cinétique du vent qui passe dans les pales de la turbine. L'énergie éolienne est la source d'énergie la plus

prometteuse pour la production d'électricité renouvelable. L'intérêt croissant de la mise en oeuvre d'éoliennes est principalement liée à la disponibilité quasi infinie de la puissance du vent, des impacts environnementaux limités et de sa compétitivité dans les coûts de production [BE-60]. La puissance générée par une éolienne (si la vitesse du vent u est entre les valeurs minimale pour le démarrage de l'unité et maximale pour la puissance de sortie de la génératrice), peut s'exprimer comme :

$$P = \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times u^3 \times A \quad \text{Équation I.4}$$

$$\text{Avec } C_p = \frac{1}{2} \times \left(1 + \frac{u_0}{u}\right) \times \left[1 - \left(\frac{u_0}{u}\right)^2\right] \quad \text{Équation I.5}$$

avec P la puissance de sortie [W], C_p le coefficient de puissance ou rendement de la génératrice, u_0 la vitesse du vent en aval à la sortie des pales du rotor [$m \cdot s^{-1}$], ρ la densité de l'air [$kg \cdot m^{-3}$], et A l'aire balayée par le disque du rotor [m^2]. En pratique, ρ , A sont des valeurs déterminées et constantes et C_p est une variable pour limiter la puissance extraite par la turbine dans le cas d'angle de calage variable. Ainsi, la puissance produite par une éolienne est principalement caractérisée par la vitesse du vent qui a un comportement stochastique.

- c) Les cellules photovoltaïques : Les cellules photovoltaïques (PVs) convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité [MU-09]. Une cellule photovoltaïque est constituée par deux ou plusieurs couches semi-conductrices. Lorsque la cellule photovoltaïque est exposée au soleil, les photons provoquent le déplacement des électrons dans une direction (traversant la jonction des couches) et génère un courant continu. Actuellement, le coût de production de l'énergie photovoltaïque est encore élevé. Cependant, le coût du kW crête installé des modules PV a grandement diminué au cours des dernières années. La mise en oeuvre de panneaux PV est encouragée par la disponibilité de l'énergie solaire, un long cycle de vie et une maintenance simple (car il n'y a généralement pas de pièces mobiles). De plus, les temps d'installation et de mise en oeuvre des panneaux sont courts. La puissance générée par un module photovoltaïque est donnée par :

$$P = \eta \times (E_{ed} \times A_{PV \text{ total}} + E_{es} \times A_{PV \text{ avec soleil}}) \quad \text{Équation I.6}$$

$$A_{PV \text{ avec soleil}} = A_{PV \text{ total}} \times (\vec{S} \times \vec{P}) \quad \text{Équation I.7}$$

$$\vec{S} = (S_x, S_y, S_z) = \begin{cases} \vec{S}_x = \cos(\theta) \times \cos(\alpha_{soleil}) \\ \vec{S}_y = \cos(\theta) \times \sin(\alpha_{soleil}) \\ \vec{S}_z = \sin(\theta) \end{cases} \quad |\vec{S}| = 1 \quad \text{Équation I.8}$$

$$\vec{P} = (P_x, P_y, P_z) = \begin{cases} \vec{P}_x = \cos(\beta) \times \cos(\alpha_{panneau}) \\ \vec{P}_y = \cos(\beta) \times \sin(\alpha_{panneau}) \\ \vec{P}_z = \sin(\beta) \end{cases} \quad |\vec{P}| = 1 \quad \text{Équation I.9}$$

dans les équations ci-dessus, P désigne la puissance extraite de la lumière solaire [W]; η le rendement du panneau solaire; E_{ed} et E_{es} sont le rayonnement de diffusion et l'irradiance directe horizontale [$W \cdot m^{-2}$]; \vec{S} et \vec{P} sont respectivement l'orientation du soleil et l'orientation du panneau; θ et α_{soleil} sont les angles de la hauteur et de

l'azimut du soleil [*rad*] et β et $\alpha_{panneau}$ sont les angles de la hauteur et de l'azimut du panneau [*rad*]

En pratique, $A_{PV\ total}$, η , β et $\alpha_{panneau}$ sont des valeurs déterminées et constantes. Par conséquent, l'électricité produite est caractérisée par E_{ed} et E_{es} , θ et α_{soleil} . Les angles d'altitude et d'azimut du soleil (θ et α_{soleil}) varient en fonction de l'heure et de la saison, tandis que les caractéristiques de E_{ed} et E_{es} sont aléatoires. En effet, les changements météorologiques et le mouvement des nuages influencent fortement sur les valeurs de E_{ed} et E_{es} . Par conséquent, la production d'électricité est notée comme étant stochastique.

- d) Les usines marémotrices : L'énergie est extraite, soit directement en exploitant l'énergie cinétique des courants de la marée, soit en utilisant un bassin pour capter l'énergie potentielle due à l'amplitude de la marée. Dans cette dernière, un barrage, est construit dans un estuaire. A marée montante et à marée descendante, l'eau s'écoule à travers des tunnels dans le barrage et le flux et le reflux des marées font tourner une turbine [JA-92]. L'énergie marémotrice ne produit pas de polluants. Elle est obtenue par le cycle des marées et ne provoque aucune inondation. Cependant, la construction d'une usine marémotrice doit être planifiée, compte tenu de son impact potentiel sur l'écosystème environnant. La puissance de sortie de la turbine est donnée par les mêmes équations que pour les éoliennes, c'est-à-dire les équations I.4 et I.5.

Tenant compte que ρ est la densité du fluide [$kg \cdot m^{-3}$], A l'aire des pales hydro [m^2], C_p le coefficient de puissance de la turbine, et u la vitesse de l'eau [$m \cdot s^{-1}$]. La puissance de sortie P dépend de la vitesse de l'eau u . Ainsi, la marée est le seul facteur qui affecte la production d'énergie d'une usine marémotrice. Cela rend la production d'énergie marémotrice relativement bien prévisible.

- e) Les usines houlomotrices : complémentaires de l'usine marémotrice, elles utilisent le mouvement essentiellement vertical de la surface de la mer (énergie des vagues). Les usines houlomotrices sont non polluantes. Cependant, la construction d'une usine houlomotrice doit être planifiée soigneusement, de sorte que les impacts écologiques soient minimisés. La production d'énergie d'une centrale houlomotrice peut être évaluée à l'aide de l'équation suivante [MU-05] :

$$P_{abc} = \alpha \times A_w \times H_s^{1.5} \quad \text{Équation I.10}$$

avec P_{abc} la puissance moyenne absorbée [W], A_w la surface d'eau mise en œuvre [m^2], H la hauteur significative des vagues [m], et α est un coefficient de rendement [$kgm^{-1}s^{-3}$] dans un état idéal. Pour une centrale houlomotrice, α et A_w sont des coefficients bien déterminés. La puissance en sortie dépend directement de la hauteur des vagues, valeurs ni constantes ni contrôlables.

- f) Les centrales géothermiques : Les centrales géothermiques convertissent l'énergie contenue dans les roches chaudes en électricité, en utilisant de l'eau ou un autre fluide pour absorber la chaleur de la roche et la transporter à la surface de la terre. A l'heure actuelle, l'exploitation de l'énergie géothermique à l'échelle mondiale (8 GW) représente environ 1/10 de l'exploitation potentielle. L'énergie géothermique est souvent désignée comme une forme d'énergie renouvelable, mais la chaleur pouvant éventuellement être épuisée à un endroit donné, elle n'est pas strictement renouvelable. Souvent, plusieurs puits sont exploités de manière tournante. En général et selon le taux d'extraction, un lieu peut rester productif pendant une période de 10 à 100 ans. Une centrale géothermique exige habituellement un terrain minimum, il faut faire des puits et des

micro-explosions pour fissurer la roche. Le transport de matériaux et le stockage n'est pas un facteur déterminant pour l'installation d'une centrale de ce type. Elle ne produit également aucune pollution [LE-08].

Les principales caractéristiques technico-économiques et environnementales des technologies de production décentralisées renouvelables sont décrites dans le tableau suivant :

Tableau I-2. Comparaison des différents types de technologies non-contrôlables [MA-06].

Technologie	Energie primaire	Capacité (kW)	Efficacité (%)	Coût (€/kW)		Emission (kg/MWh)
				Initial	O&M ²	
Eolienne	Le vent	>5E ³	15~30	750~1.5E ³	1.5-2	0
Cellule PV	Le soleil	1~500	10~20	5E ³ ~7E ³	40-50	0
Marémotrice/houlomotrice	La marée et les vagues	20~2E ³	30~50	1.6E ³ ~3E ³	1.5-2	0
Géothermie	La géo-thermie	15E ³ ~55E ³	98	1400~2300	3.7-5.5	0

I.4.2. L'impact de la production distribuée sur les réseaux électriques

La production décentralisée influe majoritairement sur les flux de puissance, provoquant des effets secondaires plus ou moins conséquents. Ces impacts peuvent être positifs ou négatifs, selon les caractéristiques du réseau et du lieu de raccordement de la production décentralisée. Les avantages de la production décentralisée raccordée au réseau sont principalement la diminution de la charge alimentée par les postes source et, dans certaines conditions particulières, une diminution des pertes Joule, l'amélioration du profil de tension et de la fiabilité du réseau. La réalisation de ces avantages est souvent difficile à optimiser.

Afin de minimiser les effets secondaires négatifs de la production décentralisée, celle-ci doit être fiable, répartie, de taille adaptée, localisée aux endroits appropriés et satisfaire les critères d'exploitation du réseau. Avec l'utilisation des sources d'énergie intermittentes telles que le soleil et le vent, il n'y a aucune garantie que ces conditions soient satisfaites et que les avantages sur le réseau soient obtenus. En réalité, suivant le dimensionnement et la localisation des sources intermittentes, le réseau peut être perturbé par l'introduction des GEDs. Pour que la production décentralisée ait un effet bénéfique, elle doit au moins être convenablement coordonnée avec la procédure du système d'exploitation ; la conception du réseau influence grandement ces impacts. Afin de ne pas perturber les autres usagers, elle doit respecter les contraintes liées à la réglementation sur sa résilience face à des fluctuations de tension, la distorsion harmonique, au respect du plan de protection contre les surintensités, aux limites de capacité du réseau, la fiabilité, entre autres facteurs. Le respect de ces facteurs est d'autant plus critique que la puissance de la GED est plus importante. Les facteurs qui limitent l'introduction de la production décentralisée sont les suivants :

- a) Les fluctuations de tension : La production décentralisée peut causer des modifications du profil de tension, qui peut être un problème complexe (mesure, analyse et atténuation). Ces fluctuations peuvent être temporaires comme lors du démarrage d'une machine (générateur asynchrone ou enclenchement des transformateurs de raccordement par exemple) ou progressives dans le cas d'une variation de la production et de la charge environnante qui conduit à un changement dynamique important de la tension.

² L'acronyme O&M veut dire Opération et Maintenance.

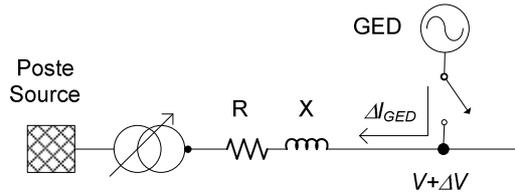


Figure I.3. Perturbation de la tension après le raccordement d'une GED.

La fluctuation de tension (ΔV) du schéma de la figure ci-dessus provoqués par la GED en fonction du courant injecté peut être approximée par l'équation ci-dessous :

$$\Delta V \approx \Delta I_{GED}(X \sin \theta + R \cos \theta) \quad \text{Équation I.11}$$

où R et X sont les paramètres de l'impédance du réseau, ΔI_{GED} le courant injecté par la GED et θ l'angle de déphasage entre la tension et le courant. Si un générateur démarre, ou si sa puissance est variable, les fluctuations de tension peuvent être perceptibles chez les clients environnants. Pour limiter ces effets de perturbation, les courants de démarrage de ces unités peuvent être réduits. Les générateurs synchrones exigent une synchronisation et une adaptation de la tension, le comportement dynamique des machines et leurs interactions avec les régulateurs de tension des générateurs amont peuvent compliquer le contrôle considérablement. L'analyse du comportement dynamique du système est utile pour ce type d'étude. Il peut également être nécessaire d'effectuer des mesures afin d'évaluer le système de tension et les oscillations de puissance et d'identifier comment les contrôles, les commandes des équipements peuvent être réglés ou modifiés pour réduire les variations de tension [CA-00]. Les interfaces à électronique de puissance peuvent limiter ces problèmes avec un contrôle adapté.

- b) La mise à la terre du transformateur : la connexion de la production décentralisée est faite avec une configuration du transformateur ; la mise à la terre doit être compatible avec le régime de neutre du réseau sur lequel le transformateur est connecté (i.e. réseaux américains avec neutre distribué ou réseaux européens sans neutre). Des surtensions peuvent endommager les équipements du réseau électrique ou des clients. Certaines configurations de la mise à la terre du transformateur sont présentées dans la figure ci-dessous les [BA-00] :

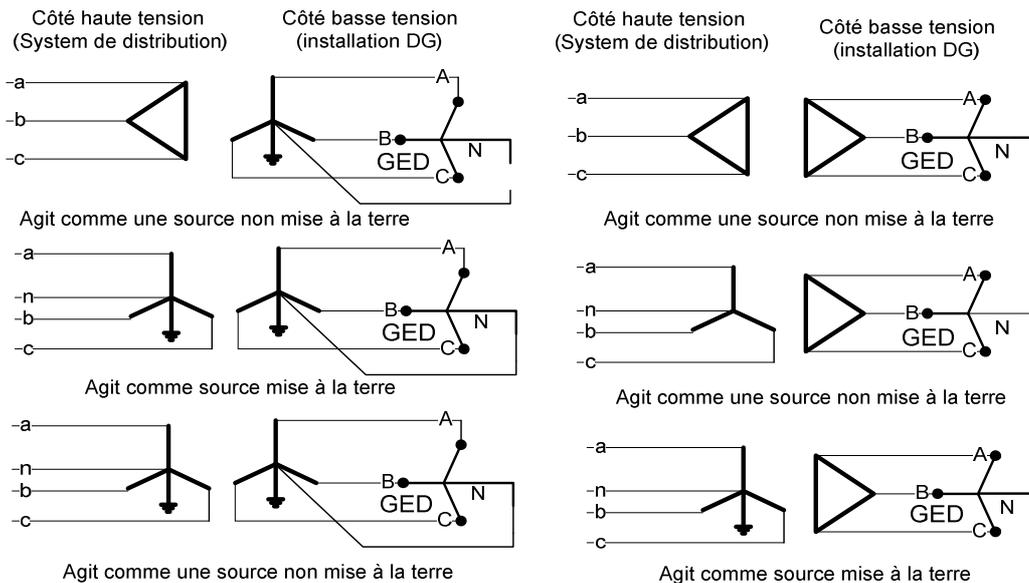


Figure I.4. La connexion du transformateur de distribution et de la GED.

Dans les réseaux avec neutre distribué, la mise à la terre du transformateur réduit le retour du courant homopolaire vu du poste source. Le courant est déterminé par le rapport de l'impédance de mise à la terre de la GED à l'impédance de mise à la terre du poste source. Cet effet désensibilise les relais de défaut à la terre du poste source. Pour évaluer l'impact de ce problème, l'impédance de mise à la terre du site de la GED doit être analysée pour s'assurer qu'elle ne détournera pas plus qu'une petite fraction du courant de défaut. Les études des courants de court-circuit permettent d'identifier l'impact des GEDs et de voir si des changements sont nécessaires dans les paramètres des relais de protection.

Dans les réseaux sans neutre distribué, la nouvelle unité de production ne doit pas modifier les courants homopolaires dans le réseau amont. Des transformateurs triangle/étoile ou triangle/zigzag sont ainsi utilisés. Les composantes homopolaires dues au raccordement de production décentralisée ne peuvent ainsi pas être propagées sur le réseau à moyenne tension.

- c) La régulation de tension: Le réseau de distribution utilise généralement un transformateur au poste source, avec un régleur de prises en charge qui maintient la tension dans les limites spécifiées dans la norme IEEE C84.1 [AN-95] et ou la norme EN 50-160 [CE-99]. Si l'unité de production est située en aval du transformateur, qui compense la chute de tension dans le transformateur grâce à une logique de compensation (en Anglais *compounding*), voir la figure I.3, les contrôles sont alors incapables de mesurer correctement la charge. L'observabilité de la charge et la consigne du régulateur sont diminuées et la tension peut devenir inférieure à la limite de la norme [CA-06]. Pour contrecarrer cette anomalie il suffit de rajouter des contrôles et d'installer des dispositifs de mesure (i.e. de tension distribués dans le réseau ou de production) qui permettront de savoir quand l'unité de production efface effectivement la charge.

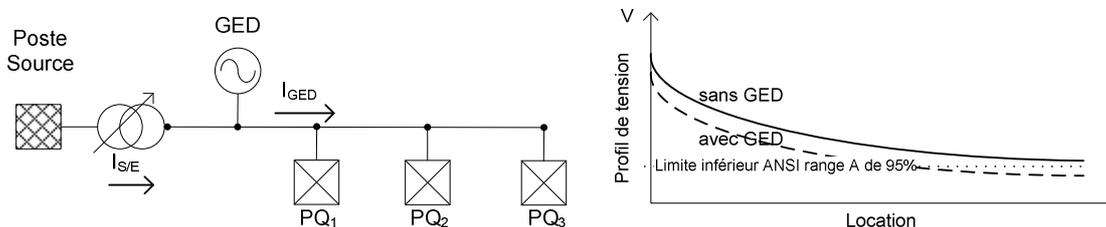


Figure I.5. Profil de tension dans la ligne à la demande de pointe avec et sans GED

Par contre, si le transformateur est sans compensation, comme c'est le plus souvent le cas, la production décentralisée peut augmenter la tension sur les lignes et causer des surtensions chez les clients. Normalement, sans production décentralisée, il y aurait une chute de tension dans le transformateur du poste source et au niveau des lignes de distribution. En présence de production décentralisée relativement importante, des flux de puissance peuvent remonter vers le poste source et augmenter la tension.

- d) La modification des pertes: La production décentralisée aura également un impact sur les pertes du réseau. Les unités de production décentralisée peuvent être placées à des endroits optimaux où ils réduisent de manière importante les transits de puissance sur les conducteurs et donc, indirectement, les pertes du réseau. Les unités de production décentralisée fournissent de la puissance active et réactive. Les productions décentralisées sont exploitées avec un facteur de puissance compris entre 0,85 et 1,0 et nécessitent la présence d'une compensation réactive à leurs bornes. Certaines technologies, comme les interfaces à électronique de puissance, entre autres, sont capables de fournir une puissance réactive. Ces transits de puissance additionnelle (puissances active et réactive), peuvent entraîner une modification du courant des lignes

et donc perturber les plans des pertes dans les différents conducteurs. Suivant les modifications de puissance transitée considérées, on peut observer, sur le réseau, une augmentation ou une diminution des pertes globales.

- e) Les harmoniques : La production décentralisée peut introduire des harmoniques. L'amplitude des harmoniques dépend de la technologie du convertisseur de puissance éventuel et de la configuration de l'interface considérée. Les onduleurs introduisent des harmoniques dans le réseau. Les anciens convertisseurs de puissance avec thyristors commutés en ligne produisent des niveaux de courants harmoniques plus élevés par rapport aux nouveaux onduleurs avec IGBT basés sur la Modulation de Largeur d'Impulsions (MLI) [RE-92]. Ces derniers onduleurs sont capables de générer une sortie avec des niveaux d'harmoniques qui devraient satisfaire, entre autres normes de qualité, les exigences IEEE 519-1992 dans le tableau ci-dessous.

Tableau I-3. Injection harmonique de courant pour GED par l'IEEE 519-1992.

Harmonique	<11 ^{ème}	11 ^{ème} ~ 17 ^{ème}	17 ^{ème} ~ 23 ^{ème}	23 ^{ème} ~ 35 ^{ème}	>35 ^{ème}	Totale
Distorsion permise	4%	2%	1.5%	0.6%	0.3%	5%

Selon l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension, pour toute installation de production dont la puissance supérieure ou égale à 100 kW, les courants harmoniques injectés d'électricité sont limités, pour chaque harmonique de rang n, aux valeurs du tableau suivant.

Tableau I-4. Injection harmonique de courant pour GED par l'arrêté du 23 avril 2008.

Harmonique	2 ^{ème}	3 ^{ème}	4 ^{ème}	5 ^{ème} et 7 ^{ème}	9 ^{ème}	11 ^{ème} et 13 ^{ème}	>4 ^{ème} pairs	>13 ^{ème} impairs
Distorsion permise	2%	4%	1%	5%	2%	3%	0.5%	2%

Les générateurs synchrones peuvent engendrer des harmoniques. Selon la conception des enroulements de l'alternateur (le pas des bobines), les non-linéarités du circuit magnétique, la mise à la terre et d'autres facteurs, il peut y avoir des harmoniques significatifs. Les harmoniques d'ordre trois et multiples vont s'ajouter au courant du neutre éventuel (le troisième harmonique est souvent le plus important). La mise à la terre du générateur et du transformateur jouera un rôle majeur pour réduire l'injection des courants harmoniques d'ordre trois et multiples dans le réseau. Il faut aussi considérer l'impact des courants sur la distorsion de tension. La limite admissible pour la distorsion harmonique totale en tension du à l'injection des courants harmoniques du générateur est tolérée jusqu'à 5% ou 8% pour la norme NF EN 50-160 et inférieure à 3% pour toutes les harmoniques.

- f) Les courants de court-circuit : La contribution aux courants de court-circuit de la production décentralisée peut modifier les niveaux de courant de court-circuit et causer un dysfonctionnement du plan de protection (coordination entre les différentes protections). Cela pourrait affecter la fiabilité et la sûreté du système électrique et mettre en danger les personnes et les biens. Par exemple, dans la figure ci-dessous, si plusieurs unités de production décentralisée sont ajoutées au système, le courant de défaut peut devenir relativement important et dépasser les limites thermiques admises pendant un court-circuit, pour des lignes concernées (souvent exprimées en kA pendant une seconde).

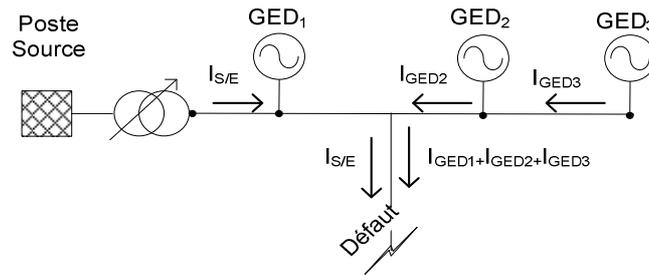


Figure I.6. Contribution au courant de court-circuit de plusieurs GED

La contribution au courant de défaut des interfaces à électronique de puissance dépendra du courant maximal des interrupteurs de puissance et de la rapidité des boucles de contrôle du courant. La plupart des onduleurs réagissent en beaucoup moins d'une période (16,7 ms pour 60 Hz ou 20 ms pour les systèmes d'alimentation à 50 Hz). La contribution au défaut des onduleurs de l'ordre de 100 à 400% du courant nominal, mais elle peut être inférieure à 100% pour certains onduleurs [PR-00].

La contribution au défaut des machines synchrones dépendra de la tension avant défaut, des réactances subtransitoires, des réactances transitoires et du circuit d'excitation de la machine. La contribution au défaut des machines synchrones est de l'ordre de 500 à 1000% pour les premières périodes et de 200 à 400% après quelques périodes [GU-89].

Les machines asynchrones contribuent aussi au défaut. Néanmoins, pour la plupart de ces machines, le courant de défaut ne dure que quelques périodes (la machine se démagnétise rapidement) et est déterminé en divisant la tension avant défaut par la réactance transitoire de la machine. Même si le court-circuit ne dure que quelques cycles, il peut être suffisant pour affecter le plan de protection. La configuration et l'impédance du transformateur élévateur peuvent affecter, également, la bonne marche du plan de protection. La contribution au défaut des machines asynchrones est de 500 à 1000% pour les premières périodes et converge vers zéro en environ 10 périodes.

I.4.3. Les scénarios de fonctionnement de la production décentralisée

L'interconnexion de la production décentralisée au réseau électrique est réglementée par diverses normes et décrets selon les pays. Par exemple, la norme IEEE 1547 [ST-03] établit des critères et des exigences nécessaires pour le raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution, avec une puissance nominale qui ne dépasse pas les 10 MVA. Le raccordement de ces productions peut avoir lieu au niveau de la distribution primaire ou secondaire. Les exigences de raccordement sont conçues pour limiter les effets négatifs possibles que peuvent avoir les productions décentralisées sur les dispositifs et équipements existants. Ainsi, le fonctionnement du réseau en mode îloté n'est pas permis par le réseau public. Cela signifie que, suite à un défaut, la production décentralisée est déconnectée jusqu'à ce que le défaut soit éliminé. Par conséquent, le raccordement de la production décentralisée, n'apporte pas d'amélioration dans la fiabilité du système. Pour maximiser les avantages de la production décentralisée, le travail présenté ici vise le fonctionnement du système non interconnectés à faible capacité de court-circuit (zones isolées). Les stratégies de protection et de contrôle en BT sont conçues sous l'hypothèse d'une topologie radiale avec un transformateur poste source. Deux scénarios possibles seront examinés.

- a) Opération d'îlotage : La production décentralisée peut augmenter la fiabilité du réseau, si les unités sont configurées pour sauvegarder des zones du réseau lors de l'occurrence des défauts. La production décentralisée restera connectée pendant le défaut, si elle a une capacité suffisante pour alimenter les charges situées sur l'îlot. Cependant, une bonne coordination des systèmes de protection et de contrôle commande fréquence/tension est nécessaire. La figure ci-dessous montre un schéma avec un

disjoncteur en aval du transformateur et un autre en amont de la GED sur l'artère principale du réseau de distribution. Lors de l'occurrence d'un défaut localisé entre la GED et le transformateur du réseau amont, ces disjoncteurs doivent ouvrir le circuit. Ainsi, la GED doit être capable d'alimenter la charge de la section isolée et maintenir la tension et la fréquence dans la plage de valeurs permises pour toutes les charges du réseau isolé. La GED doit être capable de suivre la charge pendant le fonctionnement isolé.

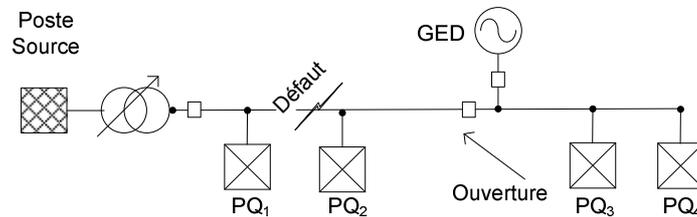


Figure I.7. Îlotage intentionnel d'une artère du réseau de distribution avec une GED.

Lorsque le défaut est supprimé et le transformateur du poste source ré-enclenché, l'interrupteur en amont de la GED ne doit pas fermer à moins que le réseau et la GED ne soient synchronisés. La synchronisation entre la production décentralisée et le réseau est nécessaire afin de rétablir un fonctionnement normal. Cela nécessite de mesurer la tension des deux côtés de l'interrupteur de la GED, fournir ainsi une référence de phase et la transmettre à l'unité GED. Ce signal donne une erreur de phase entre les deux tensions qui permet à la GED de se mettre au synchronisme avec un dispositif de commande pour permettre le raccordement au réseau. Globalement, cette opération reste complexe, mais les nouvelles technologies tendent à rendre ce dispositif beaucoup plus pratique que dans les années passées.

- b) Opération d'anti-îlotage : L'îlotage se produit lorsque la production distribuée alimente une partie du réseau de distribution qui a été séparée du réseau principal. L'îlotage ne peut survenir que si le générateur GED est en fonctionnement et s'il peut soutenir la charge de la zone îlotée. Dans la plupart des cas, l'îlotage n'est pas souhaitable car cela peut conduire à des problèmes de qualité, de fiabilité et de la puissance fournie à la charge. L'îlotage augmente la probabilité de sortir de la plage des tensions et de fréquence admissibles du réseau. L'îlotage pose aussi des problèmes de sécurité pendant les manoeuvres de réparation des lignes, les travailleurs peuvent alors être exposés aux circuits sous tension. Compte tenu de ces problèmes qui peuvent être causés par l'îlotage, il faut utiliser des dispositifs d'anti-îlotage pour la production décentralisée en conformité avec la réglementation en vigueur. Par exemple, pour les petits onduleurs photovoltaïques, des normes sont disponibles à ce sujet, qui décrivent les paramètres et les types de dispositifs de contrôles nécessaires à l'anti-îlotage [PR-00]. Dans ce cas, la GED est déconnectée pendant le défaut et reste déconnectée jusqu'à ce que ce défaut soit éliminé. La séquence des événements après l'occurrence du défaut est décrite comme suit :
- i. La production décentralisée est déconnectée et le défaut est détecté et isolé par un ou plusieurs dispositifs de protection.
 - ii. Dès que le défaut est supprimé, le ré-enclencheur reconnecte la zone au reste du système.
 - iii. La production décentralisée est reconnectée : la tension et la fréquence sont rétablies normalement.

Pour plus de détails sur les réglages et dispositifs de contrôles des onduleurs et installations de toutes les tailles ainsi que les technologies de production décentralisée, le lecteur peut se référer à la norme IEEE P1547 [ST-03].

I.5. Les critères de planification du réseau électrique

Les critères de planification sont des exigences à satisfaire par le réseau afin qu'il fonctionne correctement. La planification du réseau est liée à la qualité du service, aux coûts de l'énergie et à la sécurité pour satisfaire la demande. Les valeurs nominales des éléments du réseau et de leurs limites de fonctionnement en tension, courant, doivent rester dans des limites admissibles. Le réseau doit être capable de fonctionner de manière adéquate dans des conditions normales et de défaillance (mode secours). Les éléments du réseau doivent être dimensionnés en fonction de la capacité du réseau. La configuration du réseau peut être flexible pour permettre la maintenance du système. Le temps de réponse des protections doit être rapide pour confiner la propagation des perturbations et pour rétablir la tension du réseau après une défaillance.

Lors de la planification du réseau de distribution, il est difficile d'optimiser toutes les exigences de la section I.4.2 simultanément, il faut donc établir un compromis acceptable des contraintes. La nécessité de quantifier les propriétés de la planification du réseau de distribution, amène à définir certains critères regroupés en deux catégories : déterministes et probabilistes, qui considèrent notamment l'incertitude des sources d'énergie.

Les critères déterministes concernent principalement les événements redoutés qui peuvent survenir dans le réseau. Les deux cas extrêmes sont le court-circuit ou la perte d'un ou de plusieurs éléments du système. Une fois que ces événements sont établis, il faut évaluer les risques qu'ils peuvent causer et leurs conséquences ainsi que leur durée. Les critères déterministes sont formulés de telle sorte que le fonctionnement quotidien du réseau soit possible et peu impacté par des perturbations fréquentes. Par ailleurs, d'autres critères déterministes sont formulés dans les cas de perturbations plus sévères, mais moins probables. Dans ces cas, des mesures d'urgence sont prises (i.e. pour le réseau de transport, le délestage de la charge pour éviter la perte de tout le réseau électrique).

La plupart des critères déterministes varient selon le réseau de chaque pays. L'application du critère N-1 consiste à simuler une perte d'un ouvrage de réseau (ligne, câble, transformateur, compensateur de puissance réactive, générateur). Beaucoup de ces critères ont été établis selon les procédures de planification des institutions internationales techniques telles que l'IEC, l'IEEE et le CIGRE. Le tableau I-4 présente les critères déterministes utilisés dans le système électrique Français suivant les niveaux de tension EN 50 160 [CE-99].

Tableau I-5. Critères de développement du réseau de transport de l'électricité Français.

Tension nominale	Régime normal (N)			Régime exceptionnel (N-1)			Courant de court-circuit	Creux de tension de 100%
	Tension Max	Tension Min	Fréquence (Hz)	Tension Max	Tension Min	Fréquence (Hz)		
400 kV	428 kV	372 kV	50±0.2	440 kV	340 kV	49.8~47 50.2~ 52	40~50kA	Pendant 120 ms
220 kV	235 kV	205 kV		245 kV	187 kV		31.5kA	
150 kV	159 kV	141 kV		170 kV	138 kV			
90 kV	95 kV	84 kV		100 kV	83 kV		200 ms	
60 kV	64 kV	56 kV		72.5 kV	55 kV			

Afin de quantifier la fiabilité du système, des approches probabilistes sont formulées sur divers indices. Ceux-ci peuvent être divisés en indices système et indices de consommation. Lorsque les indices du système concernent les performances du réseau, les indices de la consommation mesurent l'impact sur les consommateurs. Ci-dessous, quelques indices utilisés pour la planification du réseau de transport [AU-96].

Fréquence de coupure de la charge : $F = \sum F_i(\text{année})$ Équation I.12

Heures de coupure de la charge : $D = \sum F_i D_i(h/\text{année})$ Équation I.13

$$\text{Pertes annuelles de la charge : } C = \sum F_i C_i (\text{MW} / \text{année}) \quad \text{Équation I.14}$$

$$\text{Energie non distribuée : } E = \sum F_i D_i C_i (\text{MWh} / \text{année}) \quad \text{Équation I.15}$$

où F_i (année⁻¹) est la fréquence de l'événement i , D_i (h) la durée de l'événement i , C_i (MW) la charge perdue pendant l'événement i , N nombre d'événements pour lesquels $C_i > 0$.

I.5.1. Les méthodologies de la planification du réseau électrique

La planification détermine, entre autres, la configuration du réseau à l'année « n ». Plusieurs méthodologies ont été proposées pour résoudre le problème de planification. La première tentative de solution évaluait directement toutes les alternatives (méthode exhaustive) pour trouver la meilleure parmi toutes les options. Elle impliquait ainsi un gros effort de calcul. De nouvelles méthodologies plus efficaces ont été développées pour la planification du réseau électrique et sont présentées ci-dessous.

- a) La méthodologie d'évaluation des alternatives directes : C'est une méthode très simple qui évalue directement les options disponibles et sélectionne celles qui répondent aux critères de planification [AU-96]. La méthodologie est basée sur les étapes suivantes.
- i. Identifier les alternatives de base.
 - ii. Réaliser les équivalents des alternatives.
 - iii. Sélectionner les meilleures alternatives.
 - iv. Optimiser les meilleures alternatives.
 - v. Sélectionner un plan d'investissement final

Cette méthode est idéale pour les réseaux électriques de transport dans lesquels les options sont limitées et les coûts impliqués sont grands. Concernant les grandeurs électrotechniques, cette méthodologie analyse les options possibles à l'aide d'un calcul de répartition des charges découplé linéarisé (DC). Cette méthodologie évalue les alternatives, depuis le début des durées de vie des ouvrages, du point de vue technique et économique, en évitant des alternatives qui ne sont pas compétitives. Cependant, le principal inconvénient de cette méthodologie est de ne pas pouvoir s'appliquer sur des périodes de planification longues (trop de possibilités).

- b) La méthodologie de scénario : La méthode envisage les scénarios futurs possibles qui peuvent survenir et, ainsi, prend en compte les incertitudes impliquées dans la planification [BI-99]. Plusieurs alternatives de scénarios sont développées. Une analyse de décision est alors appliquée pour choisir le meilleur (et le plus robuste) plan d'expansion (ou d'investissement). Les scénarios sélectionnés sont les cas les plus probables ou extrêmes. Les critères de décision les plus utilisés sont le critère de coût minimum prévu, le critère d'un minimum/ maximum (i.e. compromis entre objectifs et contraintes) et le critère de Laplace basée sur le principe de raison suffisante qui considère que tous les états ont la même probabilité d'occurrence, tous issus de la théorie de décision sous incertitude [BI-99].
- c) La méthodologie des objectifs multiples : Traditionnellement, le meilleur choix de la planification est fait pour obtenir un coût d'exploitation et d'investissement minimal. Toutefois, il existe d'autres objectifs tels que la fiabilité ou la réduction des coûts totaux, qui font que la minimisation du coût d'exploitation reste une cible insuffisante. La méthodologie d'évaluation des objectifs multiples tient compte simultanément de plusieurs objectifs pour sélectionner le schéma du réseau cible [BU-03]. L'évaluation des objectifs multiples considère des fonctions largement utilisées dans la théorie économique. La fonction d'utilité (U) exprime le degré de satisfaction pondéré de chaque alternative. Les différents attributs sont combinés dans une fonction d'utilité, avec des poids relatifs, comme l'indique l'équation suivante.

$$U = a \times \text{coût} + b \times \text{fiabilité}(\text{index}) + \dots \text{Équation I.16}$$

Dans cette méthodologie, l'option qui maximise la fonction d'utilité (U) qui inclut différents facteurs est la meilleure alternative.

- d) La méthodologie des techniques d'optimisation: Le réseau peut être renforcé directement à l'aide des techniques d'optimisation. Fondamentalement, la méthodologie se base sur une optimisation qui minimise les coûts d'investissement, en tenant en compte les équations du réseau et des critères de planification adoptés [AU-96]. Les outils d'optimisation usuels sont basés et s'appuient sur les techniques de programmation linéaire, de programmation en nombres entiers, de programmation dynamique, voire même de méthodes méta-heuristiques (algorithmes évolutionnaires, entre autres).
- e) La méthodologie de compromis des risques (Trade off-risk): Il est nécessaire de considérer plusieurs objectifs à la fois, comme pour la méthode précédente. Cela devient difficile quand il y a des objectifs qui sont en conflit les uns avec les autres. Comme il n'est pas toujours possible d'optimiser tous les attributs au même temps, il est nécessaire d'établir un compromis entre ces attributs. La méthode de compromis/risque permet d'optimiser des attributs contradictoires [CR-92]. Cette méthodologie tient compte du fait qu'on ne peut pas favoriser un objectif sans pénaliser un autre. Par conséquent, les meilleures solutions sont celles qui permettent de satisfaire un équilibre entre toutes les cibles (optimale au sens de Pareto [CR-92]). Cette méthodologie obtient alors une solution de compromis pour chaque possibilité d'expansion et choisi la plus robuste pour tous les scénarios, en utilisant la théorie de la prise de décision [CR-92].
- f) La méthodologie basée sur le calcul de répartition des charges probabiliste: Cette méthodologie est basée sur un calcul des indices probabiliste à partir du calcul de la répartition des charges probabiliste. La répartition de charges probabiliste considère les fonctions de densité de probabilité des charges et trouve les résultats par simulation de Monte Carlo [BI-99] ou toutes autres méthodes stochastiques et probabilistes. Un calcul de répartition des charges probabiliste est appliqué pour chacune des alternatives avec l'évaluation combinée des indices probabilistes. L'alternative des meilleures valeurs probabilistes représente la meilleure alternative. Cette méthode est appliquée dans les chapitres III et IV des études du réseau électrique sous incertitude.

I.5.2. Les méthodes d'évaluation des critères de planification

Les critères de planification évaluent les alternatives d'expansion proposées et les principaux attributs du réseau tel que : la répartition de charges pour déterminer les grandeurs en régime normal ou dégradé (plan de tension, courants, pertes, courants de court-circuit), la fiabilité, entre autres. Cette section décrit les principaux outils qui permettent d'évaluer les critères de planification.

- a) Le calcul de répartition de charges: Le calcul de répartition de charges est l'outil de base pour déterminer l'état du réseau en régime statique. Le problème est de déterminer l'angle et l'amplitude de la tension dans chaque nœud du réseau, pour ensuite déduire les flux de puissance sur les lignes en fonction des différentes puissances consommées par les clients ou injectées par les générateurs. Les équations du calcul de répartition des charges sont non-linéaires, de sorte qu'il est nécessaire d'utiliser des méthodes itératives pour résoudre numériquement ces équations. Le calcul de répartition de charges est fait pour différents scénarios typiques de charge : maximum, moyen et minimum. Les résultats obtenus permettent de vérifier que les valeurs des variables électriques du réseau se maintiennent dans les limites des tensions ou des courants autorisés pour les réseaux européens dans la norme EN 50-160 pendant les pics de charge ou de production [WO-96].

- b) L'analyse de contingence : L'analyse de contingence est un outil pour évaluer la sûreté d'exploitation du système électrique. L'objectif est de déterminer s'il existe des situations dangereuses sur le réseau, après la perte d'un élément. Des algorithmes simplifiés sont utilisés pour évaluer la sécurité du réseau de transport pendant son exploitation. Ces algorithmes peuvent être basés sur des calculs de répartition de charges découplés (DC) et l'utilisation de facteurs de distribution [WO-96].
- c) L'analyse de la stabilité de tension : La stabilité de la tension est la capacité d'un système électrique à maintenir, à des niveaux acceptables, les tensions aux nœuds sous conditions de fonctionnement normal et après une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge généralement dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, en situation de court-circuits, et/ou ont un manque de la puissance réactive [WO-96]. Dans cette situation, le réseau électrique peut ne plus assurer la puissance réactive demandée par la charge. Le système devient instable si une perturbation occasionne une baisse progressive et incontrôlable de la tension [KU-94]. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. L'effondrement de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau, qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans pour autant causer la perte du synchronisme entre les générateurs.
- d) L'analyse de stabilité transitoire : La stabilité transitoire est la capacité du réseau à maintenir le synchronisme lorsqu'il est soumis à des perturbations sévères. La réponse du système implique de grandes excursions des angles internes des générateurs. La stabilité, dans ce cas, dépend des conditions initiales de fonctionnement du système ainsi que de la sévérité de la perturbation (de sa durée, du type de perturbation et son intensité) [KU-94]. L'analyse de stabilité transitoire est destinée à démontrer l'effet des éléments de contrôle et des automatismes afin d'évaluer les dynamiques des machines qui se produisent généralement après une perturbation. A partir des résultats, il est possible de vérifier si le comportement du système est transitoirement stable ou instable.
- e) L'analyse de la stabilité aux petites perturbations : La stabilité aux petites perturbations est la capacité du réseau à maintenir le synchronisme des générateurs face aux petites perturbations inhérentes au fonctionnement du système. Les équations algèbro-différentielles qui décrivent un système électrique sont non-linéaires, mais pour de petites perturbations, les équations peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement [KU-94]. L'analyse de la stabilité aux petits signaux permet d'obtenir les valeurs et vecteurs propres du système. La partie réelle des valeurs propres est une mesure de l'amortissement des pôles du système face aux petites perturbations. Le but de l'étude de la stabilité aux petits signaux est d'assurer, a minima, que l'ensemble des pôles du système sont stables pour une condition donnée de fonctionnement. Ces études servent également souvent pour la conception des systèmes de régulation des machines et autres actionneurs du réseau.
- f) L'évaluation de la fiabilité : La fiabilité désigne la capacité du réseau à fournir l'alimentation électrique aux différents clients en prenant en compte quelques interruptions au cours d'une période donnée. La fiabilité donne ainsi la probabilité du bon fonctionnement du système. Il y a deux approches principales pour analyser la fiabilité : la méthode de dénombrement de contingences et la simulation de Monte Carlo [BI-99].

La méthode de dénombrement de contingences est une sélection suivie d'une évaluation systématique des contingences. La méthode évalue si une contingence donnée peut induire des contraintes dans le système électrique. La figure ci-dessous montre le schéma de la méthode de dénombrement de contingences.

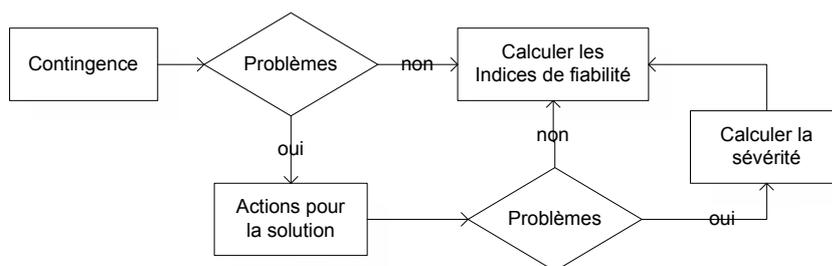


Figure I.8. Méthode de dénombrement de contingences.

La méthode de simulation Monte-Carlo est souvent utilisée pour la détermination des indices de fiabilité. Elle est basée sur la prémisse que les composants du système sont en défaillance de manière aléatoire. La méthode génère, d'une façon aléatoire, différentes défaillances des composants du système. Dès que le nombre des échantillons généré est suffisamment grand, le calcul des indices de fiabilité peut se faire. La méthode de dénombrement de contingences prend en compte en détail les événements les plus sévères qui surviennent dans le réseau. Cependant, cette méthode ne peut pas visualiser les différentes conditions d'exploitation du réseau, tandis que la méthode de simulation de Monte-Carlo le permet. Néanmoins, il n'est pas possible d'étudier avec précision de l'impact des cas les plus sévères, mais moins probables [AU-96] avec Monte-Carlo. En pratique, les deux approches sont complémentaires.

- g) Les techniques d'optimisation : ces méthodologies obtiennent les alternatives les plus intéressantes du point de vue économique. Leurs avantages par rapport à d'autres méthodologies sont qu'elles simplifient l'identification d'alternatives pour la planification. Le principal inconvénient des méthodes de planification basées sur des techniques d'optimisation réside dans le risque de concevoir des schémas de développement du réseau basés sur le coût minimum, sans réellement prendre en compte d'autres objectifs tels que la fiabilité ou la minimisation des risques qui peuvent survenir dans les scénarios défavorables. Cependant, les techniques d'optimisation ont été utilisées dans les études de planification [WO-96] pour générer des scénarios avec des coûts attractifs afin de réduire le nombre d'alternatives. Après avoir défini un nombre limité de scénarios économiques, les autres méthodes peuvent être utilisées afin de choisir la meilleure solution de planification.

1.6. Conclusion

Le réseau de distribution représente le maillon final du système électrique. Il comporte un grand nombre d'éléments qui interagissent et il est, de ce fait, très complexe. La planification du réseau de distribution poursuit un certain nombre d'objectifs contradictoires : la minimisation des pertes, des investissements, des coûts d'entretien et d'exploitation, l'amélioration de la qualité d'alimentation, etc. La planification suit un processus de plusieurs étapes. Elle comprend des calculs de base et d'analyse du réseau qui permettent la prise de décisions. La complexité de la tâche de planification est due aux multiples objectifs à atteindre, au nombre élevé de variables, à l'incertitude de l'information initiale et de la nature dynamique du problème. Les systèmes d'information type SCADA (en Anglais *Supervisory Control And Data Acquisition*) facilitent la collecte d'informations détaillées qui peuvent être utilisées ultérieurement pour améliorer l'efficacité du processus de maintenance et de planification. Les informations qui influent sur le fonctionnement du réseau peuvent être classées dans les catégories suivantes : déterministes, probabilistes, floues ou vraiment incertaines.

La tendance du raccordement de la production décentralisée sur les réseaux de distribution, conséquence du changement des conditions de l'organisation et l'approvisionnement des systèmes électrique (la dérégulation, l'ouverture du marché et la production d'énergie localement), augmente le niveau d'incertitude dans les tâches de planification. Ceci amène à

vouloir évaluer de nouvelles méthodes adaptées. Cette thèse envisage l'application de calculs de base et d'analyse du réseau qui tiennent compte du caractère incertain de certaines variables (i.e. la production décentralisée) afin d'évaluer la performance du réseau. Le développement de nouvelles méthodologies qui intègrent l'incertitude est particulièrement important dans l'environnement dérégulé où les responsabilités sont multiples et séparées. Ainsi, la planification sous incertitude pourrait offrir la possibilité d'améliorer la connaissance de l'état de fonctionnement en termes de risques et de connaître les conditions de fonctionnement du réseau dangereuses et de faible probabilité d'occurrence, qui seraient susceptibles de créer un incident généralisé (ou *blackout* en anglais) et à anticiper dans la planification. Ces aspects sont très importants dans un scénario du réseau avec le raccordement de la production décentralisée.

Les méthodes probabilistes (méthode de Simulation de Monte-Carlo) et possibilistes (méthode de l'arithmétique de nombres flous) seront appliquées dans les calculs statiques du réseau tels que les calculs de répartition des charges, l'évaluation des courants de court-circuit et des indices de fiabilité. Les méthodes probabilistes seront aussi appliquées dans des études dynamiques du réseau, pour étudier la stabilité du réseau et les conséquences de plusieurs scénarios incluant des incertitudes sur la production décentralisée. Ces nouvelles méthodes d'évaluation d'incertitudes dans les études d'analyse du réseau seront présentées dans les chapitres suivants.

Chapitre II

II. Modélisation des incertitudes

II.1. Introduction.....	33
II.2. La modélisation déterministe versus incertaine du réseau	Erreur ! Signet non défini.
II.3. La modélisation probabiliste de l'incertitude	Erreur ! Signet non défini.
II.3.1. Les méthodes analytiques.....	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2. La méthode de Simulation de Monte-Carlo	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2.1. Les types de simulation de Monte-Carlo.....	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2.2. L'échantillonnage des variables aléatoires.....	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2.3. Le théorème central limite.....	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2.4. La précision de la méthode de simulation de Monte-Carlo	Erreur ! Signet non défini.
II.3.2.5. L'analyse de la convergence de la méthode de simulation de Monte-Carlo	Erreur ! Signet non défini.
II.3.3. La représentation probabiliste des paramètres électriques incertains	Erreur ! Signet non défini.
II.4. La modélisation possibiliste de l'incertitude	Erreur ! Signet non défini.
II.4.1. Les ensembles classiques.....	Erreur ! Signet non défini.
II.4.2. Les ensembles flous.....	Erreur ! Signet non défini.
II.4.3. Les nombres flous	Erreur ! Signet non défini.
II.4.4. Les alpha-cuts du degré de confiance	Erreur ! Signet non défini.
II.4.5. Les types de nombres flous.....	Erreur ! Signet non défini.
II.4.6. Les opérations arithmétiques des intervalles flous	Erreur ! Signet non défini.
II.4.7. La représentation possibiliste des paramètres électriques incertains	Erreur ! Signet non défini.
II.5. Le principe de cohérence entre la possibilité et la probabilité	Erreur ! Signet non défini.
II.6. La transformation possibilité-probabilité	Erreur ! Signet non défini.
II.6.1. Distribution normale.....	Erreur ! Signet non défini.
II.6.2. Distribution exponentielle.....	Erreur ! Signet non défini.
II.7. La transformation probabilité - possibilité.....	Erreur ! Signet non défini.
II.8. Conclusion	Erreur ! Signet non défini.

II.1. Introduction

Traditionnellement, les études du réseau électrique sont déterministes. En pratique, il y a toujours des variations dans les paramètres du réseau électrique tels que la charge, la production d'énergie, les changements d'état de certains composants et autres événements. Puisque la structure du réseau était typiquement « verticale » et que le flux d'énergie était toujours considéré comme unidirectionnel (de la production centralisée vers la consommation), l'incertitude des entrées du système était due principalement à la variabilité de la charge et aux conditions météorologiques. Ainsi, les scénarios opérationnels les plus critiques correspondaient à la production maximale avec la consommation minimale et à la production minimale avec la consommation maximale. Les études déterministes du réseau sont basées sur l'hypothèse de représentativité des valeurs extrêmes de la demande et de la production, au lieu d'explorer toutes les valeurs que peuvent prendre les variables stochastiques. Le comportement du réseau s'établit à partir de la transition de plusieurs scénarios stables sous différentes conditions de fonctionnement.

Le changement de la structure du réseau avec le raccordement de la production décentralisée (aux différents niveaux de tension) entraîne des flux bidirectionnels de puissance sur des portions du réseau de distribution, qui complique l'analyse du réseau et augmente les incertitudes des paramètres électriques. Dans une structure « horizontale » du réseau comportant un taux significatif de sources intermittentes d'énergie, les méthodes déterministes sont insuffisantes. Dans ce contexte, il est évident que la définition du scénario opérationnel le plus critique du réseau n'est pas claire, compte tenu de l'incertitude liée aussi à la production décentralisée. Dans les nouvelles méthodes d'analyse, il faudrait réussir à prendre en compte simultanément les incertitudes de la consommation et celles de la production d'énergie décentralisée, sur la base de la collecte des données, des mesures et prévisions de production et de consommation. Les aspects déterministes et incertains du traitement des variables électriques du réseau sont présentés dans la section II.2. Les principes de modélisation d'incertitude sont illustrés à travers un exemple de calcul de la chute de tension entre deux noeuds, en utilisant les méthodes probabiliste et possibiliste, en rappelant leurs concepts mathématiques développés dans ce chapitre.

Historiquement, l'incertitude a d'abord été modélisée en utilisant la théorie de la probabilité basée sur la construction de fonction de densité de probabilité, à partir de la recollection des données statistiques. Néanmoins, étant donné que l'incertitude ne peut pas être quantifiée dans tous les cas, d'autres modèles ont été proposés pour gérer l'incertitude sur une variable donnée. Par exemple, on peut citer la théorie de possibilité basée sur l'observation qui donne une approche qualitative de l'incertitude de Zadeh [ZA-78] ou de Dubois [DU-85], la théorie de Dempster-Shafer [SH-76], et les modèles Conseils de Kohlas et Monney [KO-95]. Dans ce chapitre, nous avons étudié à la fois la méthode probabiliste et la méthode possibiliste, pour modéliser les incertitudes des paramètres électriques du réseau. Nous avons ensuite appliqué les modèles développés pour les études de planification du réseau dans les chapitres suivants. Les principaux aspects des méthodes de probabilités et de possibilités sont décrites dans les sections II.3 et II.4. Les principales différences entre les deux méthodes sont identifiées et classées dans ce chapitre, dans la section II.4.

La théorie des probabilités modélise les variables incertaines comme des fonctions de densité de probabilité. La méthode analytique probabiliste prend en compte les équations analytiques des fonctions de probabilité, tandis que la méthode de simulation de Monte-Carlo est une méthode probabiliste et itérative. La méthode analytique est difficile à réaliser, car il faut prendre en compte les concepts de probabilité pour les opérations entre variables aléatoires. Les hypothèses de la méthode analytique probabiliste et les équations des opérations entre variables aléatoires sont présentées dans la section II.3.1. La méthode de simulation Monte-Carlo fait un tirage aléatoire suivant sa fonction de probabilité et évalue les équations conventionnelles de l'algorithme employé normalement dans l'étude. C'est une méthode

générale, mais qui consomme beaucoup de temps de calcul pour obtenir une réponse détaillée. Les principes de la méthode de Monte-Carlo sont décrits dans la section II.3.2, ainsi que les différents types de simulation : statique ou temporelle. Cette classification est donnée dans la section II.3.2.1. La méthode du tirage aléatoire de variables stochastiques est montrée dans la section II.3.2.2. Le théorème central limite stipule que l'ensemble des résultats concernant le comportement de la distribution de somme (ou moyenne) de variables aléatoires s'approche d'une distribution normale. Ce théorème est présenté dans la section II.3.2.3 ; il aide à établir la précision de la méthode de simulation de Monte-Carlo dans la section II.3.2.4. L'équation qui définit le nombre d'itérations nécessaires pour la méthode de simulation de Monte-Carlo est explicitée dans la section II.3.2.5. Un exemple d'application des méthodes probabilistes de simulation de Monte-Carlo et de la méthode analytique, traitant du calcul de la chute de tension d'un réseau composé d'une ligne, d'un poste source et d'une charge, est montré dans la section II.3.2.6. Il présente les résultats obtenus par les méthodes probabilistes de simulation de Monte-Carlo et de la méthode analytique.

La théorie des ensembles flous, notamment la méthode de l'arithmétique des nombres flous, a été explorée pour évaluer les incertitudes. Les différences entre les approches : probabiliste quantitative et possibiliste qualitative, sont expliquées dans la section II.4. L'extension de la théorie des ensembles classiques définis par une relation binaire, vrai (1) ou faux (0), de la section II.4.1, est à l'origine de la théorie des ensembles flous de la section II.4.2. Les propriétés des nombres flous sont mentionnées dans la section II.4.3 et le concept des coupes alpha (ou *alpha-cuts* en anglais) [KL-95], qui permet d'avoir une autre représentation des nombres flous en fonction des intervalles du degré de confiance, est décrit dans la section II.4.4. Les différentes distributions de nombres flous telles que : normale, triangulaire et trapézoïdale, sont décrites dans la section II.4.5. Les opérations arithmétiques des intervalles flous sont montrées dans la section II.4.6. Le même exemple de réseau électrique que celui utilisé dans la partie probabiliste, a été appliqué pour calculer la chute de tension possibiliste par la méthode floue, dans la section II.4.7. Les opérations arithmétiques de la méthode floue sont plus simples que celles de la méthode analytique probabiliste. L'arithmétique floue a besoin de moins d'itérations que la méthode de simulation de Monte-Carlo pour évaluer les incertitudes. La méthode de simulation de Monte-Carlo est une référence dans les études probabilistes et peut servir de référence pour comparer les résultats obtenus par la méthode de l'arithmétique floue.

S'il existe une loi de transformation entre la probabilité et la possibilité, c'est aussi le cas en sens inverse. Cette loi est appelée principe de cohérence entre la possibilité et la probabilité. Elle est décrite dans la section II.5. Ce théorème nous a servi pour comparer les résultats obtenus par les deux méthodes. La transformation possibilité-probabilité est donnée dans la section II.6, et la transformation pour les distributions normale et exponentielle est présentée dans les sections II.6.1 et II.6.2. La transformation inverse probabilité – possibilité est développée dans la section II.7 pour différentes distributions de probabilité. La conclusion du chapitre est dans la section II.8. Elle inclut les aspects et les fondements mathématiques sur la représentation des incertitudes.

II.2. La modélisation déterministe versus incertaine du réseau

La modélisation des variables électriques du réseau a été traitée classiquement d'une manière déterministe, tout au plus en prenant en compte l'incertitude des paramètres pour les cas réputés les plus défavorables. L'évaluation des cas extrêmes des variables (des maxima et des minima) a été souvent considérée comme suffisante, dans les études du réseau. La modélisation déterministe représente la manière dont les variables du système sont combinées dans un modèle mathématique, afin de reproduire les cas extrêmes du système, sans prendre en compte des variations continues et aléatoires qui peuvent avoir lieu. Cette modélisation considère que toutes les contraintes physiques et les actions de contrôle qui ont lieu pendant

le fonctionnement du système sont fixes et il n'y a pas d'autres possibilité. Ce modèle représente ainsi le comportement du système en régime permanent.

La prise en compte de toutes les valeurs possibles d'entrées fait partie de la modélisation stochastique. La modélisation stochastique s'attache à décrire et à inclure le comportement incertain des variables et de leurs interactions, qui pourraient potentiellement changer l'état du système. Cette modélisation permet d'explorer les états possibles du système et leurs conséquences, quand les contraintes du système ne sont pas satisfaites. L'incertitude a différentes origines ; les principales sources d'incertitude du réseau électrique sont :

- a) L'incertitude des variables d'entrée liées aux variations de la charge et à la puissance produite par les sources non-dispatchables (facteurs endogènes). L'incertitude de la charge peut varier en fonction du comportement des consommateurs (industriels, commerciaux ou résidentiels). L'incertitude de la puissance produite non-dispatchable dépend, au-delà des paramètres exogènes décrits dans le paragraphe suivant, d'une part de l'utilisation des machines (mode de fonctionnement, récupération de la puissance maximale), et d'autre part de la perte éventuelle d'un générateur dû à une panne (indisponibilité).
- b) L'incertitude des variables externes qui affectent les variables d'entrée comme les conditions météorologiques (facteurs exogènes).
- c) L'incertitude de la configuration du système. Cette incertitude est liée à la perte d'un ou de plusieurs composants du réseau suite à une défaillance. Cet état conduit à une nouvelle topologie du réseau [AL-92].

La prise en compte des incertitudes avec une modélisation probabiliste permet de quantifier l'incertitude globale liée aux entrées stochastiques du système. Cette approche s'éloigne de la technique classique d'évaluation des scénarios et des pires conditions du réseau (calculs déterministes extrêmes), pour considérer l'ensemble des états possibles du réseau. La modélisation probabiliste représente donc de manière quantitative l'incertitude en utilisant des fonctions de densité de probabilité, associées, par exemple, à une arithmétique propre (convolutions entre autres, par méthode analytique) ou encore à une analyse d'un grand nombre d'essais pseudo-aléatoires (méthode de Simulation de Monte-Carlo). Pour l'analyse des incertitudes, il faut donc collecter les données correspondantes à chaque entrée incertaine du système, choisir un modèle mathématique approprié. Ce modèle permet de représenter et de quantifier l'incertitude des entrées ainsi que d'étudier les effets de l'incertitude des variables d'entrée sur le système électrique, grâce à des algorithmes déterministes.

Différentes méthodes de calcul pour l'analyse des incertitudes des réseaux électriques ont été introduites dès le début des années 1970 [BO-74]. Les principales approches trouvées dans la littérature sont, soit l'analyse d'incertitude probabiliste [AN-90], soit l'analyse de l'incertitude possibiliste avec l'arithmétique floue [ZA-78], [SA-92]. Ces méthodes sont utilisées pour la modélisation des deux types d'incertitudes liées aux études des réseaux électriques : l'incertitude quantitative et l'incertitude qualitative [AL-92].

II.3. La modélisation probabiliste de l'incertitude

L'approche probabiliste modélise l'incertitude de chaque variable d'entrée du système électrique comme une variable aléatoire qui suit une loi de probabilité. La loi de probabilité ou la fonction de densité de probabilité, modélise les valeurs que la variable peut prendre avec une expression mathématique, en fonction de sa probabilité d'occurrence. La fonction de densité de probabilité est toujours liée à une fonction de répartition, qui somme toutes les probabilités dues à ses valeurs possibles. Ainsi les valeurs minimales et maximales de n'importe quelle fonction de répartition sont 0 et 1. Dans la littérature, deux approches probabilistes sont souvent présentées : les méthodes analytiques et les simulations stochastiques comme la méthode de Simulation de Monte-Carlo.

II.3.1. Les méthodes analytiques

Le principal avantage de la solution analytique, par rapport à la méthode de Simulation Monte-Carlo, est sa rapidité. Le manque d'outils de calcul performants au début des années 1970 favorisait le développement d'une formulation analytique probabiliste d'analyse [SC-90]. Toutefois, afin d'obtenir une solution analytique, des simplifications sont nécessaires :

- a) Linéarisation du modèle du système : la linéarisation du modèle du système permet la représentation des sorties comme une combinaison linéaire des entrées du système. La linéarisation est réalisée autour d'un point de fonctionnement qui correspond à la valeur moyenne des entrées du système. Cette approximation est valable pour les cas où la dispersion des entrées du système est limitée autour de la valeur moyenne. Quand ce n'est pas le cas, les données d'entrée sont transformées avec moins de précision par ce modèle linéaire, en particulier dans les régions les plus éloignées du point de linéarisation.
- b) Indépendance : les entrées du système sont supposées être statistiquement indépendantes. Cette hypothèse, en combinaison avec la précédente, permet de calculer les sorties du système, par l'utilisation d'une série de convolutions ou par l'application de la méthode de l'expansion Gram-Charlier [ZH-04], ainsi que le calcul des fonctions de répartition de sorties du système.
- c) Normalité : les entrées du système sont supposées être distribuées normalement. Cette hypothèse permet l'utilisation d'une corrélation linéaire pour représenter la dépendance entre les variables aléatoires (v.a.). Cette dépendance linéaire des variables aléatoires peut être introduite dans l'analyse et, en combinaison avec la première hypothèse, les distributions des variables de sortie peuvent être obtenues analytiquement par convolution, ou en utilisant des techniques d'orthogonalisation (de Gram-Schmidt).

Le choix de ces hypothèses, spécialement de linéarisation, est très important pour l'évaluation de la solution analytique. Mathématiquement, la propriété de linéarité permet l'évaluation de la distribution de la somme, de la soustraction, du produit et du ratio et l'obtention d'une distribution résultante basée sur ces opérations. Soit X et Y deux variables aléatoires continues, avec des fonctions respectives de densité de probabilité $X \rightarrow f(t)$ et $Y \rightarrow g(t)$. Les opérations arithmétiques entre variables sont définies de la façon suivante [BR-12a] :

$$Z \rightarrow X + Y = \int_{-\infty}^{+\infty} f(\tau) * g(t - \tau) * d\tau \quad \text{Équation II.1}$$

$$W \rightarrow X - Y = \int_{-\infty}^{+\infty} f(\tau) * g(t + \tau) * d\tau \quad \text{Équation II.2}$$

$$V \rightarrow XY = \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{|x|} * p_{X,Y} \left(x, \frac{v}{x} \right) * dx \quad \text{Équation II.3}$$

$$U \rightarrow X/Y = \int_{-\infty}^{+\infty} |y| * p_{X,Y}(uy, y) * dy \quad \text{Équation II.4}$$

où $p_{X,Y}$ correspond à la probabilité conditionnelle de l'occurrence de la probabilité de X , étant donné Y , qui n'est pas toujours calculable. La distribution de la somme correspond à la convolution entre variables et la distribution de la soustraction correspond à la corrélation croisée entre les fonctions de densité de probabilité.

Dans la section suivante, l'évolution sur les premières hypothèses de base de la méthode analytique est présentée et d'autres approches qui ont été faites dans le domaine du génie électrique pour évaluer l'impact des incertitudes dans les études de réseau, sont aussi discutées.

Historiquement, la première formulation probabiliste du réseau électrique en régime permanent a été introduite au début des années 1970s [BO-74], [AL-74], sous le terme « *Probabilistic*

Load Flow». Les deux principales hypothèses de cette approche sont la linéarisation et l'indépendance entre variables aléatoires. Grâce à la linéarisation du modèle du système, les sorties sont exprimées par une combinaison linéaire des entrées. Si les charges sont des variables aléatoires indépendantes, le calcul de répartition de charges est résolu en utilisant les techniques numériques de convolution, essentiellement la Transformée Rapide de Fourier (TRF) [LA-02]. Initialement, le calcul de répartition de charges découplé linéarisé (DC) a été utilisé, mais peu après, d'autres méthodes plus détaillées ont émergé pour résoudre la répartition de charges découplée (AC) [AL-75], [AL-76], [AL-81]. Des améliorations du calcul de répartition de charges découplée se trouvent dans la littérature [SI-85], [SI-90a], [SI-90b]. Dans la référence [SI-81], une approximation multilinéaire du modèle du réseau est présentée, afin d'augmenter la précision de l'algorithme.

Toutefois, l'hypothèse d'indépendance de charges est irréaliste. Dans les références [AL-76] et [AL-77], ainsi que dans [AL-81] et [SI-84], les distributions des charges sont normales et linéairement dépendantes. Par conséquent, la distribution normale de chaque charge est divisée en deux composantes, l'une correspondant à la corrélation linéaire entre les charges et l'autre représentant la contribution du bruit, qui est indépendant et modélisé par une distribution normale. Toutes les distributions normales sont linéairement corrélées et des techniques de convolution sont employées pour déterminer les valeurs de sortie.

Une autre formulation du calcul de répartition de charges est apparue en 1975 sous la terminologie « *Stochastic Load Flow-SLF* » [DO-75]. Cette dernière reprend les équations exactes de la répartition de charges. Dans l'analyse de SLF, la charge et la production sont traitées comme des variables aléatoires ; le bruit aléatoire est une distribution normale dont la covariance définit les variations des injections de puissance autour de leurs valeurs moyennes. En supposant l'application du théorème central limite (TCL), les distributions des variables d'état et des sorties suivent des distributions normales. Par conséquent, leurs variances peuvent être calculées. Cette approche présente l'avantage d'utiliser à la fois le modèle détaillé et la corrélation entre les charges. Toutefois, la Simulation de Monte-Carlo indique que la normalité des états du système et des sorties sont des hypothèses peu fiables [SI-84], [AL-81], [SI-81]. Pour cette raison, [SA-78] a proposé l'utilisation de moments d'ordre supérieur (troisième et quatrième) pour une représentation plus précise de la fonction de densité de probabilité (PDF en anglais *Probabilistic Density Function*). D'autres approches sont ainsi proposées :

- a) Meliopoulos [ME-83] traite la corrélation entre les charges et la génération pour le dispatching. Le modèle suppose une distribution normale des charges et un « dispatching » économique linéaire. Le flux de puissance et les tensions nodales sont exprimés comme une combinaison linéaire des charges normales. Dans [ME-90], les non-linéarités du modèle du réseau électrique, le dispatching économique et la disponibilité des unités de production sont traités. Dans [ME-03], une approximation quadratique du modèle du réseau est présentée. Cette approche a été développée dans [ST-04], où le concept de charges non-conformes stochastique est exposé. Selon les auteurs, les charges ont des modèles conformes, c'est-à-dire que la charge sur un nœud représente un pourcentage fixe de la charge totale du réseau. Statistiquement, cela signifie que toutes les charges sont entièrement corrélées. Le modèle de charge non-conforme est en corrélation avec les charges d'autres nœuds et est une combinaison linéaire des charges conformes. L'hypothèse de base pour l'applicabilité de cette approche est la normalité des injections de puissance dans les nœuds du système.
- b) Zhang et Lee [ZH-04] propose, comme solution du problème probabiliste, l'utilisation de la fonction de répartition et de la théorie d'expansion Gram-Charlier. Selon cette approche, la distribution de sortie est exprimée en une somme pondérée des distributions normales ; les coefficients de pondération dans cette somme sont exprimés comme une fonction de répartition de la distribution. La méthode suppose, en outre, la linéarisation du modèle du réseau et l'indépendance de ses entrées. Les distributions de

sortie sont une combinaison linéaire des variables d'entrée indépendantes et les fonctions de répartition de la distribution de sortie sont une combinaison linéaire des entrées. Ces fonctions de répartition sont utilisées pour calculer les coefficients de pondération pour l'expansion de Gram-Charlier de la distribution de sortie.

Ultérieurement, une autre alternative pour le traitement des entrées du système linéairement corrélées a été présentée dans [CA-82], et développée dans [BL-85]. Dans ces articles, l'orthogonalisation de Gram-Schmidt est utilisée pour transformer les entrées du système corrélées linéairement en une somme pondérée des variables aléatoires indépendantes. En linéarisant le système, ces transformations des entrées peuvent être utilisées pour exprimer les sorties du système comme une somme pondérée des variables aléatoires indépendantes (orthogonales). En outre, les méthodes ci-dessus peuvent être utilisées pour la dérivation des distributions de sortie du système. L'hypothèse d'entrées corrélées linéairement est équivalente à celle de la normalité. Cette question sera examinée en détail dans le chapitre III.

II.3.2. La méthode de Simulation de Monte-Carlo

La méthode de Simulation de Monte-Carlo permet de résoudre des problèmes physiques et mathématiques à travers la simulation de variables aléatoires. C'est un outil standard pour l'analyse des systèmes complexes multidimensionnels. Il peut être utilisé pour résoudre des problèmes stochastiques ou déterministes, mais l'application stochastique est la plus habituelle. Cette méthode est basée sur un processus itératif, raison pour laquelle, à chaque étape du processus, l'ensemble des valeurs des variables aléatoires impliqués est utilisé. Ces valeurs sont générées en fonction des fonctions de densité de probabilité de chaque variable. Voici les principes de base, concepts et définitions de la méthode pour son application.

- a) L'approche statistique a deux valeurs : la marge d'erreur et la confiance de l'erreur. L'intervalle de confiance pour l'estimation d'une variable aléatoire est l'intervalle d'erreur définie autour de cette estimation. La probabilité que la valeur correcte de l'estimation soit dans cet intervalle est le niveau de confiance.
- b) La moyenne d'un échantillon, d'une variable aléatoire converge vers l'espérance de la variable.
- c) La procédure d'obtention de l'échantillonnage de la variable aléatoire dépend de la fonction de densité de probabilité.
- d) L'erreur statistique d'une solution obtenue par la méthode de Monte-Carlo converge vers zéro à une vitesse proportionnelle à $n^{-1/2}$. La densité de probabilité de la moyenne de la variable converge vers une distribution normale. Cela signifie que la distribution de la moyenne de l'échantillon d'une estimation est indépendante de la distribution de l'estimation.
- e) La méthode de Simulation de Monte-Carlo converge plus lentement qu'une méthode numérique, par exemple pour un calcul d'intégrales. Cependant, la convergence est indépendante de la dimension du système.

Le but de la méthode de Monte Carlo est d'obtenir la réponse d'un système en fonction des variables aléatoires d'entrée. Le processus d'échantillonnage est répété, jusqu'à arriver à la convergence. Si la génération de variables d'entrée est effectuée par un processus approprié, la solution converge quand le nombre d'échantillons augmente $n \rightarrow \infty$, et l'erreur statistique de $n^{-1/2}$ tend vers zéro [EL-03].

II.3.2.1. Les types de simulation de Monte-Carlo

Les méthodes de simulation Monte-Carlo sont classées en deux types: séquentielle et non séquentielle. Les deux types diffèrent dans l'aspect chronologique de la simulation.

- a) Les méthodes non séquentielles : aussi connues sous le nom d'échantillonnage des états, effectuent un échantillonnage aléatoire sur l'espace d'état du système pendant la période

d'analyse, indépendamment de la chronologie des événements. Ainsi, un nombre approprié d'échantillons générés à partir de techniques spatiales d'état est utilisé pour estimer les paramètres requis. La méthode ne tient pas compte des aspects temporels de la modélisation du système. Elle est donc mieux adaptée aux systèmes où la dépendance entre les variables n'est pas pertinente et/ou où l'on peut l'ignorer avec une erreur négligeable.

- b) La méthode séquentielle : simule le comportement du système en fonction du temps. La méthode construit un ensemble de séquences d'états des éléments (ou variation des variables d'entrée) qui composent le système, choisies au hasard pour la période d'étude. Ce type de méthode est plus approprié pour des applications dans les systèmes où il est nécessaire de modéliser les événements dépendants du temps ou lorsque la chronologie d'événements est importante. Cependant, son principal inconvénient est la condition de ressources de calcul (temps de calcul et mémoire) que cela implique. Cela limite l'application de la méthode Monte-Carlo aux systèmes réels. Il y a trois types de méthodes séquentielles qui diffèrent dans la génération d'événements pendant la simulation. Ces types sont : synchrones, asynchrones et temps mélangé.
- i. Méthode synchrone ou en temps discret : Cette méthode considère un intervalle de temps de base (dt) choisi suivant les caractéristiques du système. Ainsi, l'algorithme initialise le système dans un premier état ($t = 0$), puis incrémente le temps de simulation (dt) et vérifie le nouvel état du système. Par conséquent, cette méthode évalue l'état du système aux instants discrets (dt) de zéro jusqu'au nombre maximum d'intervalles (n), sans considérer les variations d'états pendant dt . La méthode est appropriée pour les systèmes où les changements de configuration se produisent à intervalles de temps réguliers.
 - ii. Méthode asynchrone : Cette méthode considère une suite d'événements s'espacant à intervalles irréguliers ; cette méthode s'appuie sur les données temporelles de l'occurrence des événements qui se produisent et suppose que le prochain événement aura lieu à (t_{k+1}), lorsque cet événement se produira, et avance ainsi le temps de simulation à l'instant désiré. La génération d'événements temporels est faite à partir de la fonction de probabilité de l'état pour chaque élément du système.
 - iii. Méthode du temps mélangé : Cette méthode implique des éléments de la méthode synchrone et asynchrone à la fois.

II.3.2.2. L'échantillonnage des variables aléatoires

Par définition, pour une variable aléatoire X avec une distribution cumulative de probabilité inversible $F_X(x) = P(X \leq x)$, la variable aléatoire suit une distribution uniforme sur l'intervalle $[0,1]$. Cette relation constitue la base de l'échantillonnage de toutes les variables aléatoires dans les études de Simulation de Monte-Carlo. Ceci est illustré par l'équation suivante :

$$r \in [0,1] : P(F_X(X) \leq r) = P(X \leq F_X^{-1}(r)) = F_X[F_X^{-1}(r)] = r \quad \text{Équation II.5}$$

Ainsi, si U est une distribution uniforme, $F_X(X) = U \Leftrightarrow X = F_X^{-1}(U)$. Par conséquent, $F_X^{-1}(U)$ suit la distribution de X . Pour l'échantillonnage d'une seule variable aléatoire X avec une distribution cumulative de probabilité inversible F_X , tout d'abord un échantillonnage aléatoire u d'une distribution uniforme U dans $[0,1]$ est généré, puis la transformation $x = F_X^{-1}(u)$ est appliquée. Dans ce cas, les échantillons x suivent la distribution F_X . La procédure est présentée dans la Fig. II.1.

Cette méthode peut également être appliquée pour l'échantillonnage à partir de données mesurées, en utilisant la distribution cumulative de probabilité empirique de données F_X^e .

Dans ce cas, l'échantillonnage entre les valeurs adjacentes peut être effectué par interpolation, ou en choisissant une des valeurs aux bornes. Cette caractéristique offre des avantages significatifs pour la modélisation de systèmes basée sur des données réelles ; ainsi, au lieu d'essayer de choisir une distribution paramétrique, la distribution des données exactes pour la simulation peut être utilisée.

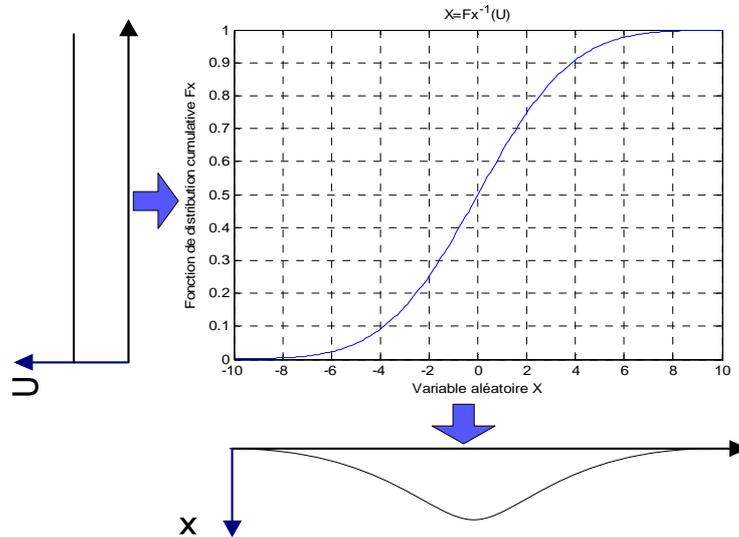


Figure II.1. Échantillonnage de la variable aléatoire par la méthode de Monte-Carlo

II.3.2.3. Le théorème central limite

Comme il a été mentionné précédemment, la méthode de Simulation de Monte-Carlo est basée sur un processus itératif ; il faut donc calculer un nombre minimum d'itérations pour obtenir des résultats suffisamment fiables avec un niveau de tolérance acceptable.

Si cette méthode pouvait être appliquée pour un nombre infini d'itérations, les résultats auraient une précision de 100% (une marge d'erreur nulle), car toutes les valeurs possibles des variables auraient été considérées. Il n'est malheureusement pas possible d'envisager un nombre infini d'itérations, parce que le temps de calcul serait alors infini. La justification est basée sur le théorème central limite, et peut s'exprimer comme suit :

Soit X une variable aléatoire. Toutes les valeurs que peuvent prendre la variable font partie d'une distribution normale caractérisée par : la moyenne (μ) des valeurs de X pondérées par leur probabilité, et l'écart type (σ) qui représente la dispersion de X égal à la racine de sa variance. A partir de cette distribution sont tirés au hasard tous les échantillons possibles de X , de taille n qui est le nombre d'itérations de la méthode. Si on forme une distribution à partir des moyennes de tous les échantillons de données (la distribution d'échantillonnage de moyennes), on peut constater que :

- La moyenne des données est égale à la moyenne de la distribution normale.
- Les moyennes des échantillons sont réparties autour de la moyenne de la distribution normale, avec un écart type à la moyenne égal à l'écart type de la normale divisé par la racine du nombre des échantillons (n) ; la distribution typique de la moyenne est $\sigma \times n^{-1/2}$.
- La répartition des moyennes de l'échantillon est une distribution de type « normal » pour des valeurs d'échantillon supérieures à 30 [EL-03], peu importe si la distribution de départ est normale ou pas.

Par conséquent, pour un échantillonnage de taille (n) d'une distribution normale $N(\mu, \sigma)$, les moyennes de ces échantillons suivent une distribution normale $N(\mu, \sigma \times n^{-1/2})$. La distribution

typique de la moyenne ($\sigma \times n^{-1/2}$), indique le degré de variabilité des moyennes de l'échantillonnage. Plus n sera grand, plus la distribution typique se rapprochera de la moyenne de la distribution normale.

II.3.2.4. La précision de la méthode de simulation de Monte-Carlo

Il est possible d'estimer le nombre d'itérations nécessaires pour assurer une marge d'erreur déterminée de l'échantillon d'une distribution de probabilité et de trouver sa valeur moyenne avec un certain niveau de confiance et une marge d'erreur donnée. Cela se représente par l'expression suivante [EL-03] :

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 \cdot p \cdot (1-p)}{s^2} \quad \text{Équation.II.6}$$

où p est la probabilité que la variable dépasse une certaine valeur ; s est l'erreur permise ou la certitude que les résultats obtenus sont dans l'intervalle établi, en (%) ; $z_{\alpha/2}$ est la valeur d'une distribution normale, $N(0,1)$ définit un intervalle $[-z_{\alpha/2}, +z_{\alpha/2}]$ dans lequel se trouve la variable aléatoire avec une probabilité $(1-\alpha)$; n est le nombre d'itérations qui garantit un niveau de confiance $(1-\alpha)$.

Ainsi, pour garantir que les résultats obtenus par la méthode de Simulation de Monte-Carlo soient assez précis, il faut estimer le nombre minimal d'itérations, à partir duquel l'erreur des distributions des variables aléatoires de sortie est en dessous d'une certaine valeur, avec un niveau de confiance donné. Ce nombre minimum d'itérations garantit que l'échantillonnage des variables aléatoires des distributions d'entrée à partir desquelles sont obtenus les résultats, est bien compris dans la marge d'erreur correspondante aux distributions théoriques.

II.3.2.5. L'analyse de la convergence de la méthode de simulation de Monte-Carlo

Le nombre d'itérations nécessaires est une variable aléatoire de distribution log-normale. De cette propriété, il est possible de déterminer le nombre d'itérations nécessaires pour atteindre un niveau de confiance de l'erreur maximale spécifiée. Donc, l'équation II.7, qui définit la taille de l'échantillon en fonction de la précision d'estimation et de l'échantillon développé dans la section précédente, peut s'écrire en fonction de l'erreur souhaitée avec $p = 0.5$ [EL-03] :

$$e = \frac{z}{2\sqrt{n}} \quad \text{Équation.II.7}$$

où n est la taille de l'échantillon ; z est la fonction du degré de confiance de l'estimation et e est la marge d'erreur, qui est la fraction pour que l'estimation soit incorrecte. Le tableau suivant contient les valeurs de z pour certains niveaux de confiance typiques :

Tableau II-1. Niveaux de confiance pour des simulations par la méthode de Monte Carlo

z	1,96	2,58	3,29
Degré de confiance	95,00%	99,00%	99,90%

II.3.3. La représentation probabiliste des paramètres électriques incertains

La mise en œuvre de l'approche probabiliste du réseau électrique est effectuée par la modélisation des incertitudes des variables électriques (telles que : la puissance active et réactive consommées par les charges, les paramètres linéiques de ligne, la tension au poste source, entre autres), comme des fonctions de densité de probabilité. On peut construire la fonction de densité de probabilité des paramètres à partir des mesures déterministes annuelles. Dans cette section, on calculera la tension probabiliste au nœud deux d'un réseau électrique radial composé d'une ligne et d'une charge alimentée par un poste source, comme

illustré dans la figure II.2. Nous avons appliqué la méthode analytique et la méthode de simulation de Monte-Carlo pour résoudre ce problème.

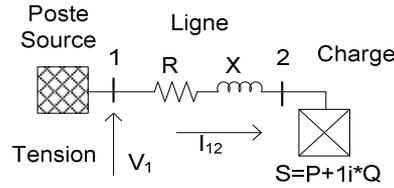


Figure II.2. Réseau radial avec une charge.

Les paramètres électriques de ce petit réseau et leurs variations sont utilisés pour faire un modèle incertain de chaque variable électrique. Ces valeurs sont les suivantes :

- La longueur de la ligne est de 92 km, avec une erreur de mesure de 6 km,
- Les paramètres de ligne : résistance de 0,536 Ohm/km et réactance de 0,384 Ohm/km,
- La tension du poste source est de 21 kV avec un changeur de prises (1,67%),
- La demande sur la charge varie entre 3 et 5 MVA, avec un maximum de 6,0 MVA et un minimum de 2,0 MVA,
- Le facteur de puissance de la charge, de valeur 0,95 inductif.

Les fonctions de densité de probabilité modélisent l'incertitude des paramètres électriques. En utilisant les valeurs précédentes, on peut modéliser les incertitudes par une fonction de densité de probabilité normale $N(\mu, \sigma^2)$ de valeur moyenne (μ) et d'écart type (σ). Les variables déterministes sont : l'impédance de la ligne par unité de longueur $Z(\text{Ohm/Km})=0.0536+j0.0384$ et le facteur de puissance (f.p.) de la charge $\cos(\phi)=0,95$ inductif. Les paramètres d'incertitude du réseau sont caractérisés par leurs fonctions de densité de probabilité comme suit :

- La longueur de la ligne : $N_L(\mu=92\text{km}, \sigma=1\text{km})$,
- La tension du nœud poste source : $N_V(\mu=21\text{kV}, \sigma=1,67*0.21/6\text{kV})$
- La demande de charge : $N_S(\mu=4\text{MVA}, \sigma=2/3\text{MVA})$,

Les paramètres de ligne sont calculés en effectuant la multiplication de l'impédance par unité de longueur avec la longueur de la ligne, et les puissances active et réactive de la charge à partir du facteur de puissance. C'est l'opération qui correspond à une transformation linéaire de la fonction de probabilité $ax+b$ avec x variable aléatoire et a, b deux scalaires (valeur déterministe). La transformation linéaire d'une fonction de densité normale $x \rightarrow N(\mu, \sigma^2)$ est définie par $ax+b \rightarrow N(a\mu+b, a^2\sigma^2)$. Ainsi, les fonctions de densité de probabilité de l'impédance et de la puissance de la charge obtenues sont :

- La résistance de ligne est : $N_R(\mu=0.0536 \times 92 \Omega, \sigma=0.0536 \times 1 \Omega)$,
- La réactance de ligne est : $N_X(\mu=0.0384 \times 92 \Omega, \sigma=0.0384 \times 1 \Omega)$,
- La puissance active est : $N_P(\mu=4 \times 0.95 \text{MW}, \sigma=2/3 \times 0.95 \text{MW})$
- La puissance réactive est : $N_Q(\mu=4 \times 0.3 \text{MVA}_r, \sigma=2/3 \times 0.3 \text{MVA}_r)$

Si on considère que le facteur de puissance de la charge est proche à l'unité (f.p.=1), la chute de tension depuis le poste source jusqu'à la charge peut être approchée par l'équation suivante :

$$\Delta V_{12} = \frac{R \times P + X \times Q}{V_1} \quad \text{Équation II.8}$$

où R et X sont la résistance et réactance de la ligne respectivement, P et Q les puissances active et réactive de la charge respectivement, V_1 la tension du poste source. Dans le cas probabiliste, ces valeurs correspondent aux fonctions de densité de probabilité N_R , N_X , N_P , N_Q et N_V respectivement.

La résolution de l'équation II.8 par la méthode analytique doit considérer les opérations entre les variables aléatoires (v.a.), dans ce cas : le produit et la somme entre les variables $N_R \times N_P$ et $N_X \times N_Q$, et le ratio par N_V . Les opérations de produit et de ratio entre deux variables aléatoires normales $X \rightarrow N(0, \sigma_X^2)$ et $Y \rightarrow N(0, \sigma_Y^2)$ indépendantes sont définies par :

a) La fonction du produit est $Z = X \times Y \rightarrow (\pi \times \sigma_X \times \sigma_Y)^{-1} K_0 \left(\frac{|z|}{\sigma_X \times \sigma_Y} \right)$ où K_0 est la fonction

de Bessel de deuxième ordre qui correspond à $K_0 = \int_0^{\infty} \cos(zt) (1+t^2)^{-1/2} dt$.

b) La fonction du ratio est $Z = X \div Y \rightarrow \text{Cauchy}(0,1) = \frac{1}{\pi} \times \frac{(\sigma_X / \sigma_Y)}{Z^2 + (\sigma_X / \sigma_Y)^2}$ où Cauchy est une fonction de densité de probabilité de type Cauchy.

La détermination de la fonction de densité de probabilité de la chute de tension par la méthode analytique est très complexe. Elle a besoin de développer des méthodes d'intégration pour les équations analytiques qui modélisent les variables avec les équations II.1 - II.4. Les expressions déjà montrées pour deux fonctions de probabilité normale ont été obtenues avec ces équations. La chute de tension analytique probabiliste est faite avec quelques simplifications. On considère que les paramètres de ligne ($R=4.93\Omega$ et $X=3.53\Omega$) et la tension ($V_1=21\text{kV}$) du poste source sont des variables déterministes et les puissances active et réactive de la charge $N_P(\mu=3.8\text{MW}, \sigma=0.63\text{MW})$ et $N_Q(\mu=1.24\text{MVar}, \sigma=0.21\text{MVar})$ sont les seules variables d'incertitude. La chute de tension correspond à l'évaluation de l'expression suivante : $\Delta V_{12} = (R/V_1) \times N_P + (X/V_1) \times N_Q$ et de la somme de deux fonctions normales.

a) La puissance active est : $(R/V_1) \times N_P = N(\mu=0.89\text{kV}, \sigma=0.15\text{kV})$

b) La puissance réactive est : $(X/V_1) \times N_Q = N(\mu=0.21\text{kV}, \sigma=0.03\text{kV})$

La somme de deux fonctions normales est $Z = X + Y \rightarrow N(\mu_X + \mu_Y, \sigma_X^2 + \sigma_Y^2)$. Ainsi, la chute de tension probabiliste par la méthode analytique est une autre fonction normale avec des paramètres suivants tels que : $N_{\Delta V_{12}} = N(\mu=1.10\text{kV}, \sigma=0.160\text{kV})$.

Cet exemple peut être résolu en appliquant la méthode de simulation de Monte-Carlo. La méthode permet de prendre en compte toutes les variables d'incertitude considérées initialement sans aucune simplification. Toutefois, la simulation de Monte-Carlo exige un minimum d'itérations pour avoir un bon niveau de convergence. Nous avons réalisé la simulation de Monte-Carlo pour 1200 tirages aléatoires, ce qui implique une erreur marginale de 0,0475 à un degré de confiance de 99,9%.

Le résultat de la chute de tension, prenant en compte tous les variables d'incertitude tels que : la tension poste source (V), la puissance consommée par la charge (PQ) et les paramètres de ligne (RX), est ajusté à une distribution normale de valeurs $N_{\Delta V_{12}} = N(\mu=1.10\text{kV}, \sigma=0.152\text{kV})$. La chute de tension résultante prend en compte que la seule variable d'incertitude est la puissance consommée par la charge (PQ). La distribution de

probabilité de la chute de tension est $N_{\Delta V_{12}} = N(\mu = 1.10\text{kV}, \sigma = 0.149\text{kV})$. Le temps de simulation requis pour chaque simulation est de 0.12 sec et 0.07 sec respectivement.

Les fonctions de densité de probabilité obtenues par la méthode de simulation de Monte-Carlo et par la méthode analytique (qui ne considèrent que les incertitudes de puissance consommée) sont montrées dans la figure II.3. La moyenne de la chute de tension analytique est $\mu_{ANT} = 1.102\text{kV}$ et la moyenne obtenue par la méthode de simulation de Monte-Carlo est $\mu_{MCS} = 1.099\text{kV}$; les valeurs sont ainsi très proches. Par contre, la valeur de la déviation standard analytique $\sigma_{ANT} = 0.160\text{kV}$ est supérieure à celle de la méthode de simulation de Monte-Carlo $\sigma_{MCS} = 0.149\text{kV}$. Les différences entre les moyennes et déviations standards sont dues à l'approche numérique de Monte-Carlo. Les résultats de la simulation de Monte-Carlo qui considère toutes les sources d'incertitude a une déviation standard ($\sigma_{MCS} = 0.152\text{kV}$) aussi inférieure à celle de la méthode analytique ($\sigma_{ANT} = 0.160\text{kV}$) due à la division avec les incertitudes provenant de la tension poste source et de l'erreur associée à la simulation de Monte-Carlo.

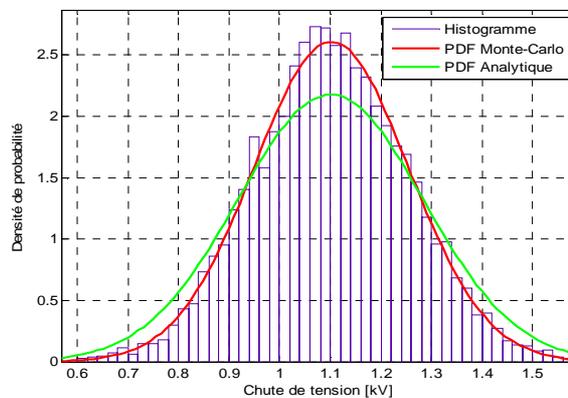


Figure II.3. Chute de tension probabiliste par les méthodes de Monte-Carlo et analytique.

II.4. La modélisation possibiliste de l'incertitude

En 1965, L.A. Zadeh introduit la théorie des ensembles flous comme un mécanisme pour représenter le caractère vague et imprécis des concepts utilisés dans le langage commun. Ces ensembles flous ont été définis comme une extension des modèles classiques prenant en compte l'imprécision des concepts humains. Au milieu des années 70, l'extension de la notion d'ensemble logique apparaît ainsi que leurs applications aux systèmes de contrôle-commande. L'existence de la méthode possibiliste a été souvent source de confusion dans l'analyse de l'incertitude.

En effet, les degrés de certitude sont souvent confondus avec des probabilités. Cependant, ils sont conceptuellement différents ; le degré d'appartenance à l'ensemble dénote le degré de vérité suivant lequel la propriété de l'ensemble est valable, et non la probabilité d'un événement. Pour illustrer cette différence, considérons l'exemple classique suivant : Bob est dans une maison avec deux pièces adjacentes : la cuisine et la salle à manger. Dans de nombreux cas, la position de Bob peut se réduire à l'ensemble « dans la cuisine » : il est, soit « dans la cuisine », soit « pas dans la cuisine ». Qu'en est-il quand Bob se tient sur le seuil de la porte ? Il peut être considéré comme « partiellement dans la cuisine ». Quantifier cet état partiel donne une appartenance à un ensemble flou. Si le gros orteil de Bob est dans la salle à manger, nous pourrions dire que Bob est à 99% « dans la cuisine » et 1% « dans la salle à manger ». Aucun événement (comme un tirage au sort) ne va pas résoudre le problème pour savoir si Bob est complètement « dans la cuisine » ou « pas dans la cuisine », tant qu'il est sur

le seuil de la porte. Les ensembles flous sont basés sur la définition des ensembles vagues et non sur celle d'un événement aléatoire.

La théorie des ensembles flous a été reconnue comme un outil potentiel pour améliorer la capacité de traitement des problèmes trop complexes ou pas assez définis pour être résolus par des méthodes conventionnelles. Un modèle flou peut décrire un degré d'incertitude de la valeur exacte du modèle ou donner une description linguistique de la gamme possible des valeurs basées sur des jugements humains. Prenons, par exemple, l'analyse comparative de l'impact de l'interconnexion de deux types de sources d'origines éolienne et solaire dans la planification du réseau électrique. Cela implique l'étude de deux types d'incertitudes :

- a) Qualitative³: cette incertitude qui concerne le type de source d'énergie (énergie solaire ou éolienne) et le lieu de production. Le concepteur du réseau peut avoir un degré de certitude concernant le type de source à installer. Ce type d'incertitude se modélise en utilisant l'approche possibiliste.
- b) Quantitative⁴: cette incertitude se réfère à la production de puissance du générateur stochastique en un lieu donné. Cette incertitude peut être quantifiée en termes numériques par l'analyse statistique de données, ou par un jugement d'expert.

Par erreur, on interprète souvent l'incertitude quantitative [PA-04] à l'aide d'une approche possibiliste. Un exemple récent peut être trouvé dans [SA-04], où une approche floue est présentée pour la modélisation de la corrélation entre les entrées stochastiques, se référant à la sortie de petites centrales hydroélectriques, les systèmes solaires, les parcs éoliens et les charges. Dans ce cas, une représentation qualitative est utilisée pour évaluer quantitativement la répartition d'énergie dans le système, conduisant à une interprétation erronée des résultats. La confusion concernant la frontière entre les deux méthodes provient de l'absence de définitions concernant la théorie de possibilité et le nombre flou [SA-04]. Dans la définition du problème, il convient de préciser quel type d'incertitude est concerné. L'incertitude de la sortie de production stochastique ou de charge dans un système spécifique est de nature quantitative. L'approche de modélisation appropriée est celle utilisant l'analyse probabiliste.

Comme nous l'avons indiqué plus haut, l'origine de la logique floue découle de la notion d'ensembles flous. Avant d'aborder l'étude de la théorie des ensembles flous, certains concepts de base de la théorie classique seront tout d'abord présentés afin de parvenir à une plus grande compréhension des deux. Le point de départ de la théorie des nombres flous est la notion d'élément et celle d'ensemble.

II.4.1. Les ensembles classiques

Un ensemble est défini de façon générique comme une collection d'éléments. Typiquement, les éléments qui font partie d'un ensemble ont une certaine propriété en commun qui les rend susceptibles d'appartenir à cet ensemble, mais cette exigence est simple.

La relation d'appartenance, est désignée par l'expression : $a \in A$. Dans le cas où b n'appartient pas à A , on écrit : $b \notin A$. La description de l'ensemble s'écrit, soit sous forme énumérative [SI-85], soit par la loi de formation.

Face à un problème donné, l'ensemble universel noté par S est la combinaison de tous les éléments du problème. En complément, l'ensemble vide, notée \emptyset , est un ensemble sans élément. Suivant la théorie des ensembles classiques, tout élément x de S appartient ou n'appartient pas à A de manière claire et sans ambiguïté.

³ L'incertitude quantitative est l'incertitude qui est quantifiable en termes numériques par une fonction mathématique avec des paramètres déterministes.

⁴ L'incertitude qualitative est l'incertitude qui est initialement exprimée en termes vagues et non-numériques (généralement verbaux) des termes tels que "approximativement égal à" ou «un pourcentage petit».

Fonction caractéristique : La notion d'appartenance ou non d'un élément à un ensemble A peut être exprimée numériquement par une fonction caractéristique ou fonction d'appartenance. Cette fonction affecte à chaque élément x une valeur 0 ou 1.

$$\varphi_A : S \rightarrow \{0,1\} \quad \varphi_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in A \\ 0 & \text{si } x \notin A \end{cases} \quad \text{Équation II.9}$$

Tout ensemble $A \subset S$ peut être défini par les couples qui composent chaque élément x de l'univers et par sa fonction caractéristique φ , exprimée comme suit : $A = \{(x, \varphi_A(x)) : x \in S\}$

II.4.2. Les ensembles flous

Les ensembles classiques sont définis par un état qui résulte d'une bipartition claire de l'univers S . Toutefois, le raisonnement humain ne peut pas toujours être tranché en termes de oui ou non (0 ou 1), nous devons donc faire appel à la notion d'ensemble flou. La façon la plus appropriée pour résoudre ce problème est de considérer que l'appartenance ou la non-appartenance d'un élément x de l'ensemble A n'est pas absolue mais graduelle, et qu'elle définit un ensemble flou A [ZA-73].

Fonction d'appartenance : La fonction caractéristique φ_A de l'ensemble A est remplacée par une fonction d'appartenance μ_A . La fonction d'appartenance ne prend plus les valeurs discrètes $\{0,1\}$, mais celles de l'intervalle fermé continu $[0,1]$. Cette fonction détermine le degré selon lequel un élément $x \in [0,1]$ (où S est l'univers) appartient à l'ensemble A .

$$\mu_A : S \rightarrow [0,1] \quad \mu_A(x) \in [0,1] \quad \text{Équation II.10}$$

où $\mu_A(x)$ donne le degré d'appartenance de la variable x dans l'intervalle continu $[0,1]$ vers la condition qui constitue l'ensemble. Lorsque $\mu_A(x) = 0$, l'élément n'appartient pas à l'ensemble A , et quand $\mu_A(x) = 1$ il lui appartient entièrement.

En utilisant la notation mathématique utilisée pour les ensembles classiques, tout ensemble $A \subset S$ peut être défini par les couples composés de chaque élément x de l'univers et de sa valeur par la fonction d'appartenance, définie par l'expression $A = \{(x, \mu_A(x)) : x \in S\}$.

II.4.3. Les nombres flous

Les nombres flous sont définis à partir d'un ensemble flou A sur l'univers S . Ils constituent l'ensemble des paires ordonnées qui accomplissent la condition $A = \{(x, \mu_A(x)) : x \in S\}$ avec leurs degrés d'appartenance respectifs. Ils sont définis sur la droite \mathfrak{R} en fonction de ses intervalles de variation. Il existe aussi des nombres flous complexes ; leurs parties réelle et imaginaire doivent accomplir les conditions d'appartenance. Tout nombre flou, ou ensemble flou A de \mathfrak{R} , possède les propriétés suivantes [KL-95] :

- a) La fonction est normalisée : il y a au moins un élément x de \mathfrak{R} tel que $\mu_A(x) = 1$.
- b) La fonction est convexe, c'est-à-dire, géométriquement, que tous les niveaux de l'ensemble A appelés aussi coupes alpha (ou en Anglais *alpha-cuts*), sont des intervalles fermés dans \mathfrak{R} . Ces intervalles indiquent le degré α d'imprécision de chaque valeur de la fonction dans la figure II.3. Cette propriété peut s'exprimer mathématiquement par l'expression :

$$\forall \delta \in [0,1] \forall x, y \in \mathfrak{R} \quad \mu_A(\delta x + (1 - \delta)y) \geq \min(\mu_A(x), \mu_A(y)) \quad \text{Équation II.11}$$

- c) La fonction d'appartenance est toujours continue et bornée.

Les propriétés des nombres flous sont montrées dans la courbe générale de la figure II.4. La propriété a) est reflétée par le fait que le maximum de la fonction est $\text{hgt}(\tilde{A}) = 1$. Le noyau de

la fonction d'appartenance est la valeur ou intervalle des valeurs pour lesquelles la fonction vaut 1. Le noyau de la fonction de la figure II.4 est égal à $core(\tilde{A})$. La propriété b) est reflétée par le fait que la fonction d'appartenance est croissante, jusqu'à $\mu_{\tilde{A}}(x)=1$ et décroissante ensuite. La propriété c) est reflétée par le fait que la fonction est continue et bornée par $sup(\tilde{A})$.

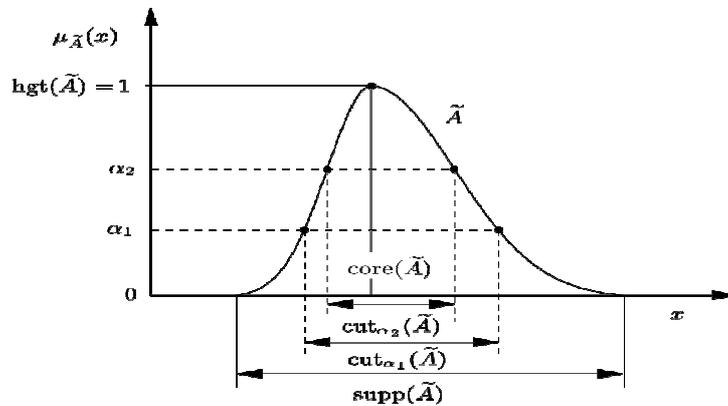


Figure II.4. Propriétés du nombre flou.

II.4.4. Les alpha-cuts du degré de confiance

La fonction d'appartenance $\mu_A(x)$ de la figure II.4 de la section précédente peut être coupée, par exemple, par deux droites réelles des valeurs du degré de confiance de la fonction α_1 et α_2 appelées coupes alpha ou alpha-cuts. Le degré de confiance détermine un intervalle de variation de la fonction.

Les coupes alpha sont constitués par les éléments dont le degré d'appartenance $\mu_A(x)$ du nombre flou dépasse ou atteint le seuil de α . On peut passer des ensembles flous aux ensembles classiques en utilisant le degré de confiance de la fonction d'appartenance. Etant donné un nombre $\alpha \in [0,1]$ et un ensemble flou A , les coupes alpha de A sont définis comme l'ensemble A_α dont la fonction caractéristique est définie comme suit :

$$\varphi_{A_\alpha}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } \mu_A(x) \geq \alpha \\ 0 & \text{autrement} \end{cases} \quad \text{Équation II.12}$$

On peut construire un ensemble flou par l'union de leurs coupes alpha comme suit :

$$\mu_A(x) = \bigcup_{\alpha \in [0,1]} \max[\alpha, \varphi_{A_\alpha}(x)] \quad \text{Équation II.13}$$

Les coupes alpha sont particulièrement utiles dans l'étude de l'arithmétique des nombres flous.

II.4.5. Les types de nombres flous

Les nombres flous (ou ensembles flous) peuvent avoir de nombreuses formes ; toutefois, ils doivent accomplir les conditions expliquées dans la section II.4.3. Si la fonction d'appartenance modélise un phénomène physique, sa forme est soumise à une certaine composante subjective, par rapport à la forme rigide (objective) des fonctions caractéristiques de la logique classique. Bien que les nombres flous puissent avoir n'importe quelle forme, on se réfère généralement à des fonctions d'appartenance standards :

- a) La fonction d'appartenance gaussienne qui est caractérisée par une fonction normalisée et, en général, asymétrique gaussienne paramétrée [HA-05].

$$\mu_A(x) = e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Équation II.14}$$

où μ est l'espérance mathématique et σ est l'écart type. Dans la figure II.5 (a), on peut trouver la forme de cette fonction. La fonction d'appartenance peut être écrite en fonction des intervalles de confiance par l'équation suivante :

$$A_\alpha = \left[\mu - 2 \times \sigma \times \sqrt{\ln \alpha^{-1}}, \mu + 2 \times \sigma \times \sqrt{\ln \alpha^{-1}} \right], \quad \forall \alpha \in [0,1] \quad \text{Équation II.15}$$

- b) La fonction d'appartenance trapézoïdale est déterminée par quatre paramètres qui se réfèrent aux points a_1, a_2, a_3, a_4 de la fonction d'appartenance. La forme exacte de la fonction d'appartenance trapézoïdale est définie comme suit [HA-05] :

$$\mu_A(x) = \begin{cases} \frac{x-a_1}{a_2-a_1}, & \text{pour } a_1 \leq x \leq a_2 \\ 1, & \text{pour } a_2 \leq x \leq a_3 \\ \frac{a_4-x}{a_4-a_3}, & \text{pour } a_3 \leq x \leq a_4 \end{cases} \quad \text{Équation II.16}$$

où a_1, a_4 sont les valeurs pour les extrêmes $\alpha = 0$, a_2, a_3 les valeurs extrêmes $\alpha = 1$ avec $a_1 \leq a_2 \leq a_3 \leq a_4$. La fonction d'appartenance peut être aussi écrite en fonction des intervalles de confiance des α -cuts avec l'équation suivante :

$$A_\alpha = [a_1 + \alpha(a_2 - a_1), a_4 - \alpha(a_4 - a_3)], \quad \forall \alpha \in [0,1] \quad \text{Équation II.17}$$

Ce modèle à quatre paramètres peut également être utilisé pour représenter les fonctions d'appartenance triangulaire ($a_2 = a_3$) ou rectangulaire ($a_1 = a_2$ et $a_3 = a_4$).

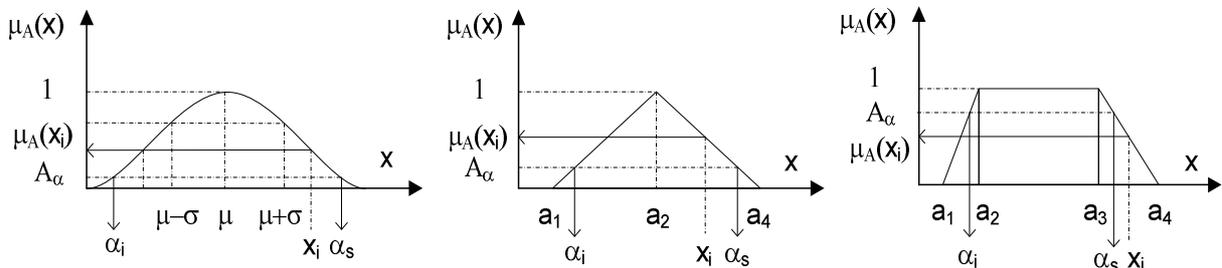


Figure II.5. Représentation des nombres flous (a) gaussien, (b) triangulaire et (c) trapézoïdal

II.4.6. Les opérations arithmétiques des intervalles flous

Les règles pour les opérations arithmétiques entre les nombres flous peuvent être déduites à partir du principe d'extension de Zadeh [ZA-78]. Si le nombre flou C est une fonction de deux nombres flous A et B (i. e. $C = f(A, B)$), le principe d'extension donne :

$$\mu_C(z) = \max[\min\{\mu_A(x), \mu_B(y) : f(x, y) = z\}] \quad \text{Équation II.18}$$

Si A et B sont deux nombres flous triangulaires $A = [a_1, a_2, a_3]$ et $B = [b_1, b_2, b_3]$, les opérations arithmétiques de base sont les suivantes :

$$\begin{aligned} A + B &= [a_1 + b_1, a_2 + b_2, a_3 + b_3] \\ A - B &= [a_1 - b_3, a_2 - b_2, a_3 - b_1] \\ A \times B &= [a_1 \times b_1, a_2 \times b_2, a_3 \times b_3] \\ A \div B &= [a_1 \div b_3, a_2 \div b_2, a_3 \div b_1] \end{aligned} \quad \text{Équation II.19}$$

Maintenant, si A et B sont deux nombres flous trapézoïdaux $A = [a_1, a_2, a_3, a_4]$ et $B = [b_1, b_2, b_3, b_4]$, les opérations arithmétiques de base deviennent :

$$\begin{aligned} A + B &= [a_1 + b_1, a_2 + b_2, a_3 + b_3, a_4 + b_4] \\ A - B &= [a_1 - b_4, a_2 - b_3, a_3 - b_2, a_4 - b_1] \\ A \times B &= [a_1 \times b_1, a_2 \times b_2, a_3 \times b_3, a_4 \times b_4] \\ A \div B &= [a_1 \div b_4, a_2 \div b_3, a_3 \div b_2, a_4 \div b_1] \end{aligned} \quad \text{Équation II.20}$$

On peut observer que les opérations arithmétiques entre nombres flous sont évaluées pour chacune des valeurs extrêmes de chaque intervalle. Les résultats de l'intervalle extérieur sont les résultats des opérations entre a_1 et a_4 et aussi pour l'intervalle intérieur a_2 et a_3 . Pour le noyau, les opérations sont réalisées comme pour un nombre qui n'est pas flou.

II.4.7. La représentation possibiliste des paramètres électriques incertains

La mise en œuvre de l'approche possibiliste est illustrée sur le calcul de la chute de tension au nœud 2 du réseau électrique de la figure II.2. Les incertitudes sont modélisées par fonctions d'appartenance floue. La fonction floue $\mu_A(x)$ donne un degré d'appartenance pour chaque valeur possible de la variable incertaine. On peut obtenir la fonction d'appartenance floue à partir des variations des valeurs déterministes ou des erreurs de calcul des paramètres d'incertitude.

Supposons l'exemple du réseau électrique étudié par l'approche probabiliste dans la section II.3.3. Les erreurs des paramètres électriques du réseau radial de la figure II.2 sont utilisées pour faire un modèle flou de chaque variable électrique incertaine. Les nombres flous peuvent avoir une variété de formes ; par simplicité, on suppose les données représentées par des fonctions d'appartenance trapézoïdale ou des nombres flous trapézoïdaux avec les valeurs suivantes :

- a) L'impédance de ligne par unité de longueur : $Z=0.0536+j0.0384$ Ohm/Km
- b) La longueur de la ligne flou est : $L = [89 \ 91 \ 93 \ 95]$ Km
- c) La tension du poste source en nombre flou est : $V = [20.65 ; 20.88 ; 21.12 ; 21.35]$ kV
- d) La demande de puissance en nombre flou est : $S = [2,0 ; 3,5 ; 5,2 ; 6,0]$ MVA
- e) Le facteur de puissance $\cos \phi = 0,95$ inductif.

Ainsi, les paramètres de ligne sont calculés par la multiplication impédance/longueur par la longueur floue de la ligne. Les puissances active et réactive sont déduites du facteur de puissance floue de la charge. Nous avons alors les valeurs suivantes :

- a) La résistance de ligne $R = 0.0536 \times [89 ; 91 ; 93 ; 95]$ Ohm
- b) La réactance de ligne $X = 0.0384 \times [89 ; 91 ; 93 ; 95]$ Ohm
- c) La puissance active $P = 0.95 \times [2.0 ; 3.5 ; 4.5 ; 6.0]$ MW
- d) La puissance réactive $Q = \sin(\arccos(0.95)) \times [2.0 ; 3.5 ; 4.5 ; 6.0]$ MVar

Les fonctions floues obtenues par la méthode possibiliste sont montrées dans la figure II.6. La courbe de la chute de tension qui considère l'incertitude de la charge (PQ) est définie par le quadruple [0.52 ; 0.95 ; 1.26 ; 1.74]. Elle est montrée dans la figure II.6. (a). La courbe qui considère toutes les variables d'incertitude (i.e. de la charge, des paramètres de la ligne et de la tension du poste source (PQ, RX, V)) est définie par le quadruple [0.56 ; 0.97 ; 1.23 ; 1.63] et est montrée dans la figure II.6. (b). La variation des intervalles sont relativement très proches des cas représentés pour la méthode probabiliste analytique et la méthode de Monte-Carlo. L'analyse possibiliste permet de prendre en compte toutes les incertitudes impliquées dans le calcul, comme le fait la méthode de Monte-Carlo qui considère toutes les variables, par rapport au cas simplifié traité par la méthode analytique, et ce sans poser aucun problème. L'intervalle de variation obtenue par la méthode possibiliste est plus grand, toujours par rapport aux méthodes probabilistes.

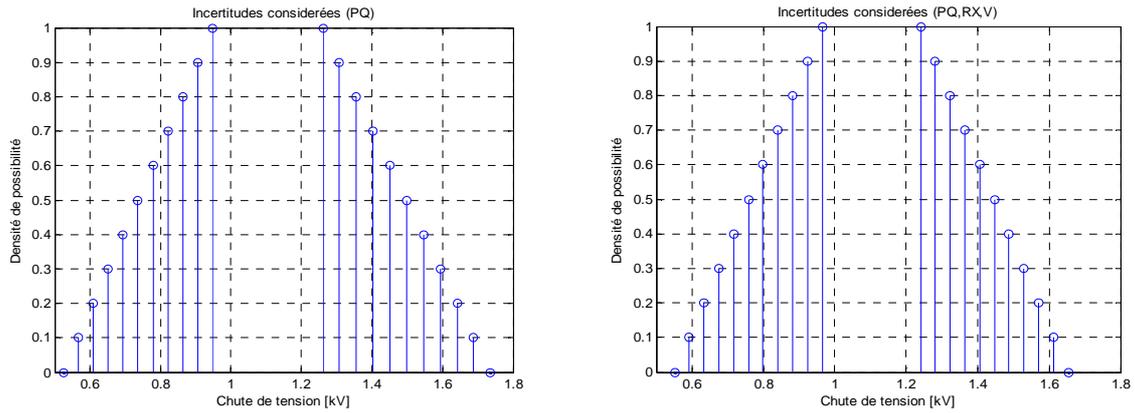


Figure II.6. Chute de tension possibiliste par la méthode de l'arithmétique floue.

En principe, les méthodes de l'arithmétique floue et de la méthode de simulation Monte-Carlo mettent en œuvre des algorithmes (ou modèles) déterministes quelconques. La méthode de simulation de Monte-Carlo s'appuie sur un grand nombre d'itérations du tirage aléatoire des variables aléatoires pour obtenir la précision désirée. La méthode floue s'appuie sur des opérations arithmétiques ; donc, l'algorithme (ou modèle) doit être linéaire (ou simplifié/linéarisé). La principale différence réside dans le fait que les variables aléatoire et les opérations arithmétiques floues sont définis différemment [KA-93].

II.5. Le principe de cohérence entre la possibilité et la probabilité

L'une des questions les plus controversées en matière de modélisation et d'incertitude dans les sciences de l'information est la relation entre la théorie des probabilités et celle des ensembles flous. La littérature se rapportant à ce débat peut être trouvée dans [DU-93a] et [DU-93b]. Les mêmes auteurs proposent une transformation optimale pour que les pertes d'informations soient les plus faibles possibles. Une variable incertaine peut être associée à une distribution de probabilité ou à une distribution de possibilité. Intuitivement, la possibilité est liée à notre perception du degré de facilité de réalisation.

Soit U un univers ; P la mesure de probabilité associée à la distribution de probabilité p et Π la mesure de possibilité associée à la distribution de possibilité π . La transformation est possible si les conditions suivantes sont vérifiées :

- a) Le principe de cohérence :

$$P(A) \leq \Pi(A), \forall A \subset X \quad \text{Équation II.21}$$

- b) Le principe de préférence :

$$\begin{cases} p(a) < p(b) \Rightarrow \pi(a) < \pi(b) \\ p(a) = p(b) \Rightarrow \pi(a) = \pi(b) \end{cases} \forall a, b \in X \quad \text{Équation II.22}$$

Le concept du principe de cohérence entre la possibilité et la probabilité (PCPP) a été proposé par Zadeh [ZA-78] pour parvenir à un compromis entre la possibilité et la probabilité de l'information. Ce compromis démontre que la diminution de la possibilité d'un événement tend à réduire sa probabilité, mais non réciproquement.

Soit U un ensemble fini et soit X une variable qui prend les valeurs de U avec la possibilité Π et la probabilité P . La mesure de la cohérence (PCPP) est exprimée par [MO-94] :

$$Cz(\pi, p) = \sum_{x \in U} \pi(x) \cdot p(x) = \int \pi(x) \cdot p(x) \quad \text{Équation II.23}$$

La valeur C_z montre le degré de cohérence de la transformation entre la fonction de densité de probabilité et sa distribution de densité de possibilité. Elle implique le degré de maintenance de l'information au cours de la transformation.

II.6. La transformation possibilité – probabilité

Dans la littérature, des techniques d'optimisation sous contraintes ont été développées pour obtenir des fonctions de probabilité à partir des fonctions de possibilité [CI-86] qui correspondent à un degré déterminé par la méthode d'optimisation utilisée ci-dessous :

$$\min \frac{1}{2} \int_{-\infty}^{+\infty} \mu^2(x) \cdot dx \quad \text{Équation II.24}$$

$$\text{tels que } C_z(\pi, p) - \int_{-\infty}^{+\infty} \pi(x) \cdot p(x) \cdot dx \leq 0 \quad 0 \leq \mu(x) \leq 1 \quad \text{Équation II.25}$$

où $\mu(x)$ est la moyenne dérivée de la fonction de possibilité, C_z le degré de cohérence de cette transformation, $p(x)$ la possibilité que la valeur réelle moyenne soit située dans l'intervalle moyen défini par la fonction de possibilité moyenne. La borne inférieure de C_z doit satisfaire le lemme suivant pour pouvoir trouver la valeur minimale de la transformation.

Lemme : Pour chaque fonction de probabilité, il existe une limite inférieure pour le degré de cohérence C_z . Pour les valeurs supérieures à C_z , les fonctions de possibilités dérivées satisfont le principe de cohérence. Dans les deux sections suivantes, deux fonctions de probabilité très utilisées sont transformées en fonction de possibilité afin de démontrer le processus. Il s'agit des distributions normale et exponentielle.

II.6.1. Distribution normale

On suppose une fonction de probabilité $p(x)$ de type gaussienne notée par $N(0,1)$. La fonction de possibilité moyenne $\mu(x)$ est représentée par le paramètre S . La valeur de S détermine le degré de cohérence C_z , et leurs relations sont représentées par les équations suivantes et la figure II.7.

$$\mu(x) = \begin{cases} e^{-\frac{x^2}{2}}, & |x| > S \\ 1, & |x| < S \end{cases} \quad \text{Équation II.26}$$

$$C = \sqrt{\frac{1}{2}} \left[e^{-\frac{S^2}{2}} \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-x^2} \cdot dx + \int_0^S e^{-\frac{x^2}{2}} \cdot dx \right] = F_{cg}(S) \quad \text{Équation II.27}$$

La valeur C peut être évaluée en utilisant une technique d'analyse numérique. Lorsque la valeur de C est supérieure ou égale à $1/\sqrt{2}$, la fonction de possibilité dérivée de la densité normale standard sera en conformité avec le principe de cohérence. La relation entre le paramètre C défini par la fonction de possibilité ($F_{cg}(S)$) indique le passage de cohérence de la transformation possibilité et probabilité.

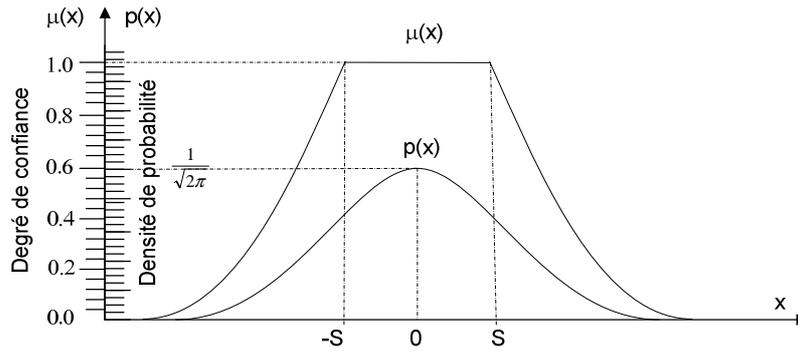


Figure II.7. Fonctions de densité de probabilité $p(x)$ et distribution de possibilité $\mu(x)$

II.6.2. Distribution exponentielle

La distribution exponentielle est la distribution la plus largement utilisée dans l'évaluation de fiabilité des systèmes [BI-96]. Cette distribution de probabilité est souvent utilisée pour modéliser le taux de défaillance et la durée de coupure de l'énergie électrique. Ces deux taux obéissent respectivement à une distribution de Poisson et à une distribution gamma [BI-96, BI-94]. Les fonctions modifiées sont :

$$f(r) = \begin{cases} Ke^{-Kr}, & r \geq S \\ 0, & \text{autrement} \end{cases} \quad \text{Équation II.28}$$

$$\text{avec } K = \begin{cases} e^{-\lambda t}, & \text{pour une distribution Poisson} \\ \lambda^2 \cdot e^{-\lambda}, & \text{pour une distribution Gamma} \end{cases} \quad \text{Équation II.29}$$

où, λ est le taux de défaillance, et t est une période de temps donnée. En utilisant une technique similaire à la technique décrite pour la distribution normale, les relations entre $f(r)$, $\mu(r)$ et S sont représentées par les équations suivantes :

$$\mu(r) = \begin{cases} e^{-K \cdot (S-r)}, & r > S \\ 1, & r \leq S \end{cases} \quad \text{Équation II.30}$$

$$\text{Avec } C = 1 - \frac{1}{2} \cdot e^{-K \cdot S} = F_{cb}(S) \quad \text{Équation II.31}$$

où K et S désignent le taux de défaillance (fréquence/ans) et la durée de panne (heures) en fonction de leur valeur moyenne en pourcentage.

II.7. La transformation probabilité - possibilité

Afin de passer des fonctions de densité de probabilité aux fonctions de densité de possibilité, la transformation proposée par [LA-98] a été adoptée. Cette transformation est appelée tronquée triangulaire ; c'est une approximation de la transformation optimale. La forme générale de la transformation appliquée à des fonctions de probabilité symétriques satisfaisant une distribution de possibilité tronquée triangulaire est décrite par l'équation suivante :

$$\mu(x) = \begin{cases} 1 - \frac{1-\varepsilon}{x_\varepsilon - x_c} |x - x_c|, & \text{si } |x - x_c| \leq (x_\varepsilon - x_c) \\ \varepsilon, & \text{si } (x_\varepsilon - x_c) \leq |x - x_c| \leq (x_n - x_c) \\ 0, & \text{autrement } |x - x_c| \geq (x_n - x_c) \end{cases} \quad \text{Équation II.32}$$

Dans la référence [LA-98], la distribution de possibilité tronquée a été appliquée sur quatre fonctions symétriques de densité de probabilité. La distribution de possibilité qui en résulte peut être décrite par quatre paramètres : x_c , x_n , x_e et ε . La transformation des paramètres de la fonction de probabilité aux paramètres de l'équation II.28 est basée sur les valeurs suivantes :

- a) La valeur x_c coïncide avec la valeur moyenne x_m , soit $x_c = x_m$
- b) La valeur x_n contribue à $P[2x_m - x_n] = 0.99$, où P est la mesure de probabilité associée à la fonction de densité de probabilité p ; ainsi, le sous-ensemble est délimité par un intervalle de confiance de 99%.
- c) La valeur x_e correspond à la superficie minimum, tandis que la condition est satisfaite : $P(A) \leq \Pi(A), \forall A \subset U$, où U est un univers; P la mesure de probabilité associée à la distribution de probabilité p et Π la mesure de possibilité associée à la distribution de possibilité π .
- d) La valeur ε est déduite à partir de x_e , en utilisant la transformation d'une fonction optimale de densité de probabilité p comme suit :

$$\varepsilon = \pi_{opt}(x_e) = 2 \int_{x_e}^{\infty} p(t) dt \quad \text{Équation II.33}$$

Il peut être démontré mathématiquement que le paramètre ε ne dépend pas de σ . Par conséquent, la valeur de ε est la même pour tout σ d'une loi de probabilité donnée. Les résultats de la transformation pour les quatre distributions sont résumés dans le tableau II.2.

Tableau II-2. Paramètres caractéristiques de la distribution triangulaire tronquée de l'équation II.28 pour quatre différentes distributions de probabilité différentes et une générale.

Distribution	Equation	x_n	x_e	ε
Gaussienne	$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-x_m)^2}{2\sigma^2}}$	$x_m + 2.58\sigma$	$x_m + 1.54\sigma$	0.12
Exponentielle	$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2}} e^{-\frac{\sqrt{2} x-x_m }{\sigma}}$	$x_m + 3.20\sigma$	$x_m + 1.46\sigma$	0.13
Triangulaire	$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{6}} - \frac{ x-x_m }{6\sigma^2}$ si $ x-x_m < \sigma\sqrt{6}$	$x_m + 2.45\sigma$	$x_m + 1.63\sigma$	0.11
Uniforme	$p(x) = \frac{1}{2\sigma\sqrt{3}}$ si $ x-x_m < \sigma\sqrt{3}$	$x_m + 2.45\sigma$	$x_m + 1.63\sigma$	0
Générale	-	$x_m + 3.20\sigma$	$x_m + 1.73\sigma$	0.086

II.8. Conclusion

Les calculs de réseau sous incertitude affectent les résultats obtenus de manière déterministe. L'incertitude reflète le degré de connaissance des variables dans les calculs. Le réseau électrique contient déjà des grandeurs temporelles variables comme la charge. Ceci a encouragé le développement des techniques probabilistes pour fournir une approximation de la réalité. Les méthodes probabilistes permettent d'obtenir un spectre de valeurs possibles de variables électriques. La méthode d'évaluation de l'incertitude analytique s'appuie sur des concepts de normalité et d'indépendance. L'application de la méthode analytique est limitée à

une approximation linéaire du modèle du système. D'autres formulations pour l'analyse des incertitudes considèrent les interdépendances entre les variables. Si les variables d'entrée ne sont pas indépendantes, on peut supposer une corrélation linéaire des variables d'entrée du système. Cela réduit les erreurs graves dans le cas de simulations temporelles sur les variables de sortie. Cette considération rend le problème encore plus complexe et invalide les hypothèses de la méthode analytique.

La méthode de simulation de Monte-Carlo a été aussi développée pour la résolution des problèmes probabilistes. Cette méthode peut évaluer, d'une part, les différentes distributions de probabilité sans problème d'intégration entre les variables aléatoires. D'autre part, elle exige des efforts de calcul considérables. Pendant longtemps, cet inconvénient a été décisif. Dans quelques cas particuliers, la méthode de simulation Monte-Carlo a été appliquée dans des réseaux électriques réels. Cependant, le développement des moyens de calcul permet d'envisager l'application pratique de cette méthode pour les systèmes de grande taille. En utilisant plusieurs calculateurs en parallèle, le temps requis pour la simulation de Monte-Carlo peut être plus rapide. Le temps de calcul d'une simulation Monte-Carlo d'un grand nombre d'échantillons N avec m ordinateurs sera réduit d'environ un facteur de m , car il n'y a pas besoin d'échanger d'informations entre les processeurs en parallèle.

Les calculs de réseaux tel que les études de planification doivent prendre en compte toutes les combinaisons possibles des entrées du système pour avoir un meilleur panorama des scénarios de fonctionnement possibles. Ainsi, l'intégration des nouvelles sources d'énergies intermittentes présentées dans le chapitre I pose un nouveau défi dans la planification des réseaux qui vont les accueillir. L'intégration de la production stochastique dans le réseau électrique nécessite ainsi l'utilisation d'une approche incertaine pour la modélisation de l'incertitude de la puissance produite, qui a des conséquences sur le comportement du réseau, mentionnées dans le chapitre I, ce qui affecte ainsi la planification. Les modèles traditionnels probabilistes, comme la méthode analytique, ne répondent pas à ce problème. Par conséquent, la méthode de simulation de Monte-Carlo est utilisée en modélisant les variables d'incertitude comme des variables aléatoires suivant des distributions unidimensionnelles marginales de probabilité. La méthode de Monte-Carlo permet de résoudre le problème avec la génération stochastique présentant des valeurs d'incertitude non négligeables.

L'existence de la transformation probabilité-possibilité offre l'opportunité de choisir l'une ou l'autre des approches pour, par exemple, le problème de la planification du réseau sous incertitude. Il s'agit, soit des variables floues/arithmétique floue, soit la méthode de simulation Monte-Carlo. Ces deux méthodes permettent la prise en compte de l'incertitude et des facteurs incertains. La méthode de simulation Monte-Carlo a un inconvénient par rapport à l'approche floue ; elle exige des efforts de calculs considérables. L'utilisation de l'approche avec des variables floues permet de résoudre d'une autre manière le problème lié aux incertitudes. A la différence de la méthode de simulation de Monte-Carlo, l'approche avec les nombres flous n'a pas besoin d'un minimum d'itérations pour arriver à la convergence. Les calculs sont effectués en fonction des intervalles obtenus par les alpha-cuts. Cependant, il faut transformer la distribution de probabilité en une fonction d'appartenance et valider les résultats obtenus par l'arithmétique floue avec la simulation de Monte-Carlo.

Le choix de la simulation Monte-Carlo comme méthode de référence ne veut pas dire que l'utilisation des informations floues et variables floues est rejetée. Ces variables peuvent être utilisées si l'information statistique n'est pas disponible. L'approche possibiliste peut être adéquate pour le traitement des problèmes avec incertitude qui nécessitent des temps de calcul court (comme par exemple pour des réseaux de grande taille). Les méthodes probabilistes et possibilistes seront mises en œuvre et comparées dans le chapitre suivant.

Chapitre III

III. Etudes statiques du réseau

III.1. Introduction	56
III.2. Le calcul de répartition de charges pour les réseaux de distribution	Erreur ! Signet non défini.
III.2.1. Le modèle de ligne triphasée déséquilibré	Erreur ! Signet non défini.
III.2.2. L'algorithme de répartition de charges	Erreur ! Signet non défini.
III.2.3. Les incertitudes dans les calculs de répartition de charges.	Erreur ! Signet non défini.
III.2.4. Le modèle de la demande	Erreur ! Signet non défini.
III.2.5. Le modèle de génération éolienne	Erreur ! Signet non défini.
III.2.6. Le modèle de la vitesse du vent	Erreur ! Signet non défini.
III.2.7. Le modèle de l'aérogénérateur	Erreur ! Signet non défini.
III.2.8. Le modèle de la puissance de sortie éolienne	Erreur ! Signet non défini.
III.2.9. La description du réseau de distribution de 28 nœuds	Erreur ! Signet non défini.
III.2.10. La répartition de charges équilibré d'un réseau de distribution équilibré	Erreur ! Signet non défini.
Signet non défini.	
III.3. Le calcul des courants de court-circuit	Erreur ! Signet non défini.
III.3.1. Les impédances de court-circuit	Erreur ! Signet non défini.
III.3.2. Les facteurs de correction	Erreur ! Signet non défini.
III.3.3. Le calcul du courant de court-circuit	Erreur ! Signet non défini.
III.3.4. La contribution au courant de court-circuit des GED	Erreur ! Signet non défini.
III.3.5. La description du réseau de distribution de 11 nœuds	Erreur ! Signet non défini.
III.3.6. Le calcul du courant de court-circuit du réseau de distribution	Erreur ! Signet non défini.
Signet non défini.	
III.4. Les indices de fiabilité	Erreur ! Signet non défini.
III.4.1. Le taux de défaillance	Erreur ! Signet non défini.
III.4.2. Le taux de réparation	Erreur ! Signet non défini.
III.4.3. Le taux d'indisponibilité	Erreur ! Signet non défini.
III.4.4. L'énergie non distribuée	Erreur ! Signet non défini.
III.4.5. L'indice de la fréquence moyenne d'interruption	Erreur ! Signet non défini.
III.4.6. L'indice de la durée moyenne d'interruption	Erreur ! Signet non défini.
III.4.7. La description du réseau de distribution de 43 nœuds	Erreur ! Signet non défini.
III.4.8. Le calcul des indices de fiabilité du réseau de distribution ..	Erreur ! Signet non défini.
III.5. Conclusion	Erreur ! Signet non défini.

III.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de développer et de mettre en œuvre les méthodes présentées au chapitre précédent pour l'étude de l'impact de l'intégration de la production décentralisée (GED) sur le comportement du réseau électrique en régime statique (ou quasi-statique). En effet, l'évaluation des conséquences des GEDs (en particulier intermittentes) sur les contraintes du réseau nécessite des études techniques et non-techniques. Les études non-techniques visent à évaluer et à analyser l'impact environnemental et économique des GEDs sur le réseau. Les études techniques permettent d'évaluer les performances et les conditions de sécurité de fonctionnement du réseau pour divers scénarios d'exploitation. Dans ce chapitre, nous nous limiterons à l'évaluation de l'impact technique lié à l'intégration des GED au réseau.

La classification des phénomènes temporels du réseau influe sur la modélisation du système et de ses composants. Nous distinguons d'un côté les études statiques et quasi statiques et les études transitoires et dynamiques impliquant l'évolution des variables dans le temps. Dans ce chapitre, nous nous attacherons à développer les études classiques statiques (de quelques minutes) et quasi-statiques (de quelques centaines de millisecondes) du réseau.

Les études statiques sont à la base de la planification et de l'exploitation du réseau. Elles permettent d'évaluer et d'analyser sa performance et sa sécurité, en s'appuyant sur des outils tels que le calcul de répartition de charges, le calcul des courants de court-circuit et le calcul des indices de fiabilité (qui mesurent la qualité du service), etc. Cependant, de nombreuses variables électriques sont souvent entachées d'incertitudes, ce qui peut modifier sensiblement les résultats obtenus par des approches déterministes de ces outils d'analyse. Les incertitudes ont de multiples causes, par exemple : la variation permanente de la courbe de la charge dans une plage de valeurs grossièrement prédite ou l'incertitude sur les paramètres électriques des lignes due notamment à des variations de la température ou de l'humidité, etc.

La présence des GEDs de type renouvelables ajoute une nouvelle contrainte dans les études statiques, car sa puissance varie, entre autres, avec les conditions météorologiques. La prise en compte de l'incertitude de la puissance produite par des GEDs est indispensable car son taux de pénétration est de plus en plus important dans les réseaux actuels. Les GEDs peuvent avoir un rôle non marginal dans la constitution du plan de production (de la veille pour le lendemain), de la gestion des charges, de la minimisation de coût d'exploitation, du maintien de l'équilibre production-consommation, du respect des contraintes, etc. Les études statiques réalisées dans ce chapitre sont brièvement décrites ci-dessous :

- a) Le calcul de répartition de charges : permet de calculer les différentes grandeurs électrotechniques (puissances générées, tensions de nœuds, transits de puissance dans les lignes, pertes, etc) du réseau pour un point de fonctionnement donné. Il permet également de vérifier si le réseau rencontre des contraintes opérationnelles pour des conditions spécifiques de fonctionnement du réseau. Les équations classiques non linéaires de la répartition de charges sont présentées dans la section III.2. Le modèle des lignes de distribution triphasées utilisé pour la répartition de charges du réseau de distribution est présenté dans la section III.2.1. L'algorithme linéaire retenu pour le réseau de distribution radial est développé dans la section III.2.2. L'importance de la prise en compte des incertitudes des variables électriques dans la répartition de charges est expliquée dans la section III.2.3. Les données historiques de la charge et de la vitesse du vent sont étudiées dans les sections III.2.4 et III.2.5 (pour le cas de la production éolienne), ainsi que leurs modèles d'incertitude probabilistes et possibilistes. La transformation de l'énergie cinétique du vent, source primaire d'énergie du parc éolien, en énergie électrique grâce au modèle non linéaire de l'aérogénérateur est abordée dans la section III.2.7. Les modèles de la puissance de sortie éolienne probabiliste et possibiliste sont étudiés dans les sections III.2.8. Le réseau de distribution de 28 nœuds

utilisé est décrit dans la section III.2.9. Les résultats de la répartition de charges équilibrée du réseau et l'analyse des résultats du réseau de 28 nœuds sont présentés dans la section III.2.10.

- b) Les études de court-circuit : permettent d'obtenir les valeurs des courants de court-circuit, ainsi que les tensions nodales entre phases, et entre phase et terre, pendant le défaut. Le court-circuit est l'un des événements les plus sévères pouvant survenir sur un ouvrage du réseau électrique. Les éléments du réseau doivent résister aux forts courants, donc à des contraintes thermiques et électrodynamiques (mécaniques) importantes lors de court-circuits. Ces études sont essentielles pour le choix des équipements (tenues aux courants de court-circuit), pour le réglage des systèmes de protection et pour le calcul du pouvoir de coupure de différents disjoncteurs. La section II.3.1 développe les causes et l'importance du calcul des courants de court-circuit du réseau. Dans les sections III.3.2 et III.3.3, on présente la modélisation des éléments du réseau par les impédances de séquence (Fortescue) et les facteurs de correction indiqués par la norme IEC 60909, qui permettent de déterminer la valeur du courant de court-circuit. Les sections suivantes présentent, succinctement, les modèles de Fortescue pour le calcul de courants de court-circuit et tensions correspondant à chaque type de défaut (monophasé, biphasé isolé, biphasé à la terre et triphasé). La section III.3.4 prend en compte la contribution au court-circuit des GED reposant sur des sources d'énergies renouvelables telles que : les machines asynchrones à double alimentation ou les machines synchrones avec interface d'électronique de puissance. Un réseau de distribution de 11 nœuds est utilisé pour réaliser les calculs de courant de court-circuit avec la contribution de plusieurs types de GEDs au courant du défaut. La section III.3.5 présente les paramètres d'incertitude qui ont été pris en compte. La section III.3.6 présente l'analyse des résultats des courants de court-circuit.
- c) La fiabilité : est liée à la capacité du réseau à fournir de l'énergie électrique, dans les limites admissibles de tension et de fréquence, requise par la demande. Pour évaluer la fiabilité, il faut tenir compte de la demande, des taux de défaillance des éléments du réseau et de leurs durées de réparation associées. La section III.4 présente l'importance des indices de fiabilité et leur classification. Les sections III.4.1, III.4.2 et III.4.3 développent les principaux indices de fiabilité, dépendant de variables telles que le taux de défaillance, le taux de réparation et le taux d'indisponibilité. . D'autres indices de fiabilité évaluent l'impact de la défaillance sur les consommateurs, tels que l'énergie non distribuée, l'indice de la fréquence moyenne d'interruption et l'indice de la durée moyenne d'interruption. Ces indices sont présentés dans les sections III.4.4, III.4.5 et III.4.6. La section III.4.7 présente le test des indices de fiabilité dans un réseau de distribution de 34 nœuds. Quelques incertitudes des paramètres du réseau telles que les paramètres de ligne et son taux de défaillance sont considérées dans le calcul. Les résultats, ainsi que leur analyse, sont présentés dans la section III.4.8.

Les méthodes de modélisation des incertitudes du chapitre II ont été abordées dans l'optique de les utiliser pour la résolution des calculs d'analyse de réseau. Ainsi, nous avons considéré les variations de puissance des GED, de la demande et des paramètres réseau dans les études statiques. D'autres sources d'incertitude ont été prises en compte, telles que les tensions des GEDs et la tension du nœud de référence. Les méthodes probabilistes (la méthode de simulation de Monte-Carlo) et possibiliste (la méthode de l'arithmétique des nombres flous) ont été utilisées pour modéliser les différentes variables considérées. Les variables de sortie estimées sont les tensions des nœuds du réseau, les courants pendant les courts circuits, les pertes d'énergie et la qualité du service par les indices de la fiabilité au niveau des consommateurs. Les conclusions de l'évaluation des incertitudes dans les études statiques se trouvent dans la section III.5.

III.2. Le calcul de répartition de charges pour les réseaux de distribution

Le calcul de répartition de charges est l'un des outils le plus largement utilisé pour l'exploitation, l'analyse et la planification des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. Il fournit les valeurs en régime permanent (à fréquence nominale) des variables électriques d'un réseau pour un scénario spécifié des charges et des conditions d'exploitation. Le calcul de répartition de charges a une grande importance dans les réseaux existants (pour trouver un plan de production économiquement optimal, un réglage en tension optimisé, entre autres) et dans la planification et l'expansion de nouveaux réseaux (en vérifiant les contraintes électriques des éléments du réseau de type compensateurs shunt, prises des transformateurs, entre autres, ceci avec différentes topologies).

Cette méthode permet d'évaluer les effets de la perte temporaire des générateurs, des lignes et des transformateurs ; les effets de la reconfiguration du réseau sur les variables électriques et l'évaluation d'améliorations futures du réseau qui se produisent avec le changement de section des lignes, par exemple. La résolution de la répartition de charges permet de déterminer les puissances fournies par les générateurs, les flux de puissance dans les lignes, la tension et la phase relative de tous les nœuds du réseau, ainsi que les pertes.

La formulation mathématique du problème de répartition de charges part des données du diagramme unifilaire du réseau et de sa topologie. La tension du nœud i peut être exprimée par :

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j |V_i| \sin \delta_i \quad \text{Équation III.1}$$

où V_i et δ_i sont respectivement l'amplitude et l'angle de la tension. De même, l'admittance de ligne entre les nœuds i et j est représentée par :

$$\bar{Y}_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} \quad \text{Équation III.2}$$

où G_{ij} et B_{ij} sont respectivement la conductance et la susceptance ; $|Y_{ij}|$ et θ_{ij} sont respectivement le module et l'angle de l'admittance. Suivant la loi des nœuds, le courant injecté dans le nœud i du réseau en fonction des éléments de \bar{Y}_{in} est donné par [LI-99] :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N Y_{in}V_n \quad \text{Équation III.3}$$

Les injections de puissances active et réactive P_i et Q_i au nœud i peuvent être obtenues selon les équations suivantes [GR-94] :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \rightarrow \begin{cases} P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i V_k| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ Q_i = - \sum_{k=1}^n |Y_{ik} V_i V_k| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \end{cases} \quad \text{Équation III.4}$$

Si P_{Gi} et Q_{Gi} sont, respectivement, les puissances active et réactive produites ; P_{Li} et Q_{Li} , respectivement, les puissances active et réactive consommées ; $P_{i,inj}$ et $Q_{i,inj}$, respectivement les puissances active et réactive injectées au nœud i , qui sont :

$$\begin{aligned} P_{i,inj} &= P_{Gi} - P_{Li} \\ Q_{i,inj} &= Q_{Gi} - Q_{Li} \end{aligned} \quad \text{Équation III.5}$$

Si les valeurs calculées des puissances active et réactive sont notées par $P_{i,cal}$ et $Q_{i,cal}$, nous pouvons définir les fonctions ΔP_i et ΔQ_i avec l'équation suivante :

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{i,inj} - P_{i,cal} = P_{i,g} - P_{i,d} - P_{i,cal} \\ \Delta Q_i &= Q_{i,inj} - Q_{i,cal} = Q_{i,g} - Q_{i,d} - Q_{i,cal}\end{aligned}\quad \text{Équation III.6}$$

Les méthodes de résolution numérique classiques du calcul de répartition de charges s'appuient sur les équations III.4 et la recherche des racines de l'équation III.6. Les méthodes classiques utilisées sont celles de Gauss-Seidel indirecte et directe (matrice d'admittance et d'impédance de nœud), et de Newton-Raphson complet (AC) et découplé (DC) [ST-74], [LI-99]. Elles sont applicables sur des topologies maillées normalement en haute tension, où les déséquilibres entre les phases sont négligeables (car les charges sont considérées comme équilibrées et les lignes sont transposées). De plus, la valeur du ratio r résistance/réactance (R/X) est faible, car l'effet capacitif de lignes est non négligeable. Ces algorithmes sont relativement peu adaptés (temps de calculs relativement longs, problèmes éventuels de convergence pour le modèle DC) aux réseaux de distribution, principalement à cause des caractéristiques spécifiques de ce dernier (exploitation radiale entre autres).

En effet, les réseaux de distribution sont principalement exploités en structure radiale ou faiblement maillée. Ils sont caractérisés : par un régime de fonctionnement potentiellement polyphasé et déséquilibré ; par différents types de charges (résidentiel, commercial, industriel) ; par un très grand nombre de branches et de nœuds ; par des valeurs de résistance et de réactance comparables (ce qui implique que le ratio résistance/réactance (R/X) est plus élevé) et par une non transposition des conducteurs. Ces caractéristiques influent sur les performances et la robustesse des méthodes traditionnelles de la répartition de charges (Gauss Seidel et Newton-Raphson) dans le cas des réseaux de distribution. Les techniques de Gauss Seidel et Newton-Raphson ne satisfont pas aux exigences de performance et de robustesse de réseaux de distribution.

En particulier, les hypothèses de simplification utilisées dans la méthode découplée de Newton-Raphson ne sont pas valables pour les réseaux de distribution (hypothèse R/X faible non valide). Par conséquent, un algorithme de répartition de charges plus adapté aux réseaux de distribution est nécessaire pour prendre en compte toutes les spécificités de ces derniers. Plusieurs algorithmes de calcul de répartition de charges ont été proposés dans la littérature [TE-94] pour les systèmes de distribution. Certaines méthodes ont été développées sur une topologie maillée similaire aux systèmes de transport [BI-76].

Le calcul de répartition de charges que nous développerons dans ce chapitre est basé sur l'algorithme de Jen-Hao Teng [TE-03] qui prend en compte les avantages des caractéristiques topologiques des réseaux de distribution. Deux matrices sont employées, la matrice *BIBC* (en Anglais *Bus injection Branch Current*) et la matrice *BCBV* (en Anglais *Branch Current Bus Voltage*). Ces matrices se multiplient dans l'algorithme de la répartition de charges. Cela signifie que la matrice d'admittance, des algorithmes traditionnels, n'est pas nécessaire dans l'algorithme retenu. Il peut être également utilisé dans les réseaux de distribution faiblement maillés. La méthode est plus précise et plus efficace que les méthodes conventionnelles dans le cas des réseaux de distribution.

De plus, cet algorithme a été choisi parce qu'il repose sur des résolutions partielles, linéaires et successives. La linéarité du processus de solution permet l'application des opérations de l'arithmétique des nombres flous et, ainsi, l'évaluation de la théorie des possibilités. La méthode de simulation de Monte-Carlo a été aussi testée avec cet algorithme de répartition de charges.

III.2.1. Le modèle de ligne triphasée déséquilibré

Les paramètres d'une section de ligne triphasée connectée entre les noeuds i et j peuvent être obtenus par la méthode développée par Carson et Lewis [KH-06]. Cette dernière permet notamment de déterminer les éléments parasites de la ligne.

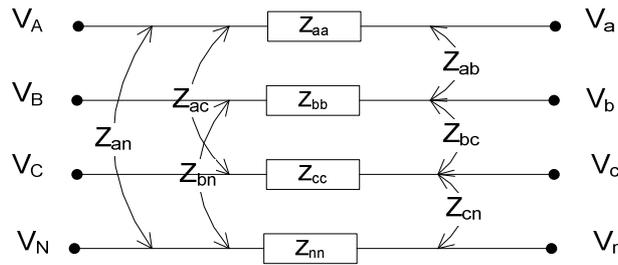


Figure III.1 Modèle triphasé d'une section de ligne

La méthode de Carson et Lewis permet la construction d'une matrice 4x4, qui prend en compte les effets des couplages propres et mutuels des conducteurs de la section de ligne triphasée. Cette matrice peut être synthétisée par l'équation suivante :

$$Z_{abcn} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{Équation III.7}$$

où les impédances Z_{ii} et Z_{ij} sont, respectivement, les impédances propres et de couplage mutuelles entre les lignes. Cette matrice tient compte uniquement des éléments en série (variations de tension) et ne tient pas compte de l'effet capacitif ou des pertes diélectriques entre les lignes et la terre (variations de courant). Ainsi, il n'est donc valable que pour les lignes courtes. La réduction de Kron [KE-95], nous permet de réduire l'ordre de la matrice :

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \quad \text{Équation III.8}$$

La relation entre les tensions de nœuds et les courants de branche de la figure III.1 peut être exprimée grâce à l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa-n} & Z_{ab-n} & Z_{ac-n} \\ Z_{ba-n} & Z_{bb-n} & Z_{bc-n} \\ Z_{ca-n} & Z_{cb-n} & Z_{cc-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Aa} \\ I_{Bb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} \quad \text{Équation III.9}$$

III.2.2. L'algorithme de répartition de charges

Comme nous l'avons indiqué plus haut, la méthode repose sur deux matrices dérivées de la topologie du réseau : la matrice *BIBC* (en Anglais *Bus injection Branch Current*) et la matrice *BCBV* (en Anglais *Branch Current Bus Voltage*). Dans cette section, la procédure de l'algorithme est décrite en détail.

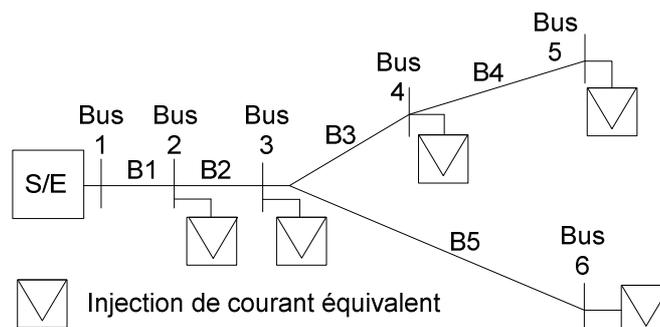


Figure III.2. Réseau de distribution radial avec un poste source.

Le terme équivalent de l'injection de courant par phase à l'itération k est dérivé de la puissance consommée sur le nœud i , qui est exprimée par :

$$S_{i-phase} = (P_{i-phase} + jQ_{i-phase}), i = 1, \dots, N \quad \text{Équation III.10}$$

$$I_{i-phase}^k = \left(\frac{P_{i-phase} + jQ_{i-phase}}{V_{i-phase}^k} \right)^* \quad \text{Équation III.11}$$

où $S_{i-phase}$ est la puissance apparente consommée par la charge de l'une des trois phases (a, b, ou c), composée de $P_{i-phase}$ et $Q_{i-phase}$ qui sont, respectivement, les puissances active et réactive de la charge par phase ; N est le nombre de charges ; $V_{i-phase}^k$ et $I_{i-phase}^k$ sont, respectivement, la tension du nœud et l'équivalent d'injection de courant du nœud par phase à l'itération k .

Un réseau de distribution est illustré, comme exemple, à la figure III.2. Les injections de puissance peuvent être converties en injections de courant équivalent par l'équation III.12. La relation entre les injections de courant de nœud et les courants de branche est déterminée par la loi des nœuds ou de courants de Kirchhoff. Les courants de branches peuvent alors être formulés en fonction de différents courants injectés aux nœuds. Par conséquent, cette relation peut être exprimée comme :

$$\begin{bmatrix} B_{1abc} \\ B_{2abc} \\ B_{3abc} \\ B_{4abc} \\ B_{5abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} \\ \tilde{0} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} & \tilde{1} \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} & \tilde{1} & 0 \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} & 0 \\ \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{0} & \tilde{1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{2abc} \\ I_{3abc} \\ I_{4abc} \\ I_{5abc} \\ I_{6abc} \end{bmatrix} \rightarrow [B]_{abc} = [BIBC][I]_{abc} \quad \text{Équation III.12}$$

où **BIBC** (en Anglais *Bus injection Branch Current*) est la matrice qui exprime la relation entre le courant injecté au nœud et le courant de branche ; $B_{iabc} = [B_{ia} \ B_{ib} \ B_{ic}]^T, i = 1, 2, \dots, 5$ est le vecteur des injections de courants de branche i ; $I_{iabc} = [I_{ia} \ I_{ib} \ I_{ic}]^T, i = 2, 3, \dots, 6$ est la vecteur des courants de nœud i . Les symboles $\tilde{0}, \tilde{1}$ représentent les vecteurs $[0 \ 0 \ 0]^T$ et $[1 \ 1 \ 1]^T$. Pour le cas équilibré, $\tilde{0}, \tilde{1}$ sont simplement 0,1. La matrice **BIBC** est triangulaire supérieure, et ne contient que des valeurs de 0 et 1.

La tension de nœud peut être exprimée comme une fonction des courants de branche, des paramètres de ligne et de la tension de référence au niveau du poste source (HTB/HTA). La relation entre les courants de branche et les tensions de nœud, comme il est indiqué dans la Fig. II.2, est obtenue par l'équation III.13 et III.14.

$$\begin{bmatrix} V_{1abc} \\ V_{2abc} \\ V_{3abc} \\ V_{4abc} \\ V_{5abc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{2abc} \\ V_{3abc} \\ V_{4abc} \\ V_{5abc} \\ V_{6abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Z}_{12abc} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & 0 & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & \tilde{Z}_{34abc} & 0 & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & \tilde{Z}_{34abc} & \tilde{Z}_{45abc} & 0 \\ \tilde{Z}_{12abc} & \tilde{Z}_{23abc} & 0 & 0 & \tilde{Z}_{36abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{1abc} \\ B_{2abc} \\ B_{3abc} \\ B_{4abc} \\ B_{5abc} \end{bmatrix} \quad \text{Équation III.13}$$

$$[\Delta V]_{abc} = [BCBV]_{abc} [B]_{abc} \quad \text{Équation III.14}$$

où **BCBV** (en Anglais *Branch Current Bus Voltage*) est la matrice qui représente la relation entre les courants de branches et les tensions des nœuds ; $V_{iabc} = [V_{ia} \ V_{ib} \ V_{ic}]^T, i = 2, 3, \dots, 6$

est la tension triphasée du nœud i , et $Z_{ij\ abc}$ est l'impédance de ligne triphasée entre le nœud i et le nœud j .

Les matrices $BIBC$ et $BCBV$ sont élaborées en fonction de la structure topologique du réseau de distribution. En combinant les équations III.12 et III.14, la relation entre ces deux matrices peut être exprimée comme :

$$[\Delta V]_{abc} = [BCBV][BIBC][I]_{abc} \quad \text{Équation III.15}$$

$$[\Delta V]_{abc} = [DLF][I]_{abc} \quad \text{Équation III.16}$$

où DLF représente la matrice produit de $BCBV$ par $BIBC$. La solution du calcul de répartition de charges est obtenue par une résolution itérative, de l'équation III.10. La tension est calculée grâce à l'équation de récurrence III.11 et suivant le critère d'arrêt de l'équation III.18.

$$[V^{k+1}]_{abc} = [V^0]_{abc} + [\Delta V^{k+1}]_{abc} \quad \text{Équation III.17}$$

$$[\Delta V^{k+1}]_{abc} - [\Delta V^k]_{abc} < \varepsilon \quad \text{Équation III.18}$$

où ε est la précision désirée sur la chute de tension. La seule matrice nécessaire pour la résolution du calcul de répartition de charges est la matrice DLF . En conséquence, la méthode proposée peut économiser un temps de calcul considérable. L'algorithme utilisé peut être résumé par la figure suivante :

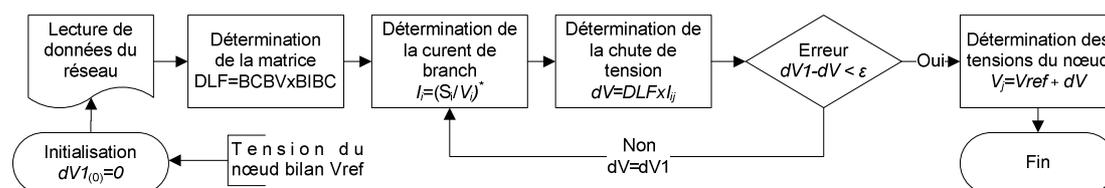


Figure III.3. Algorithme de la répartition de charges pour des réseaux radiaux.

III.2.3. Les incertitudes dans les calculs de répartition de charges

L'évaluation des performances des réseaux modernes de distribution nécessite des études statiques, tels que le calcul de répartition de charges, celui du calcul des courants de court-circuit, l'évaluation de la fiabilité et des analyses économiques. Ces modèles doivent prendre compte la représentation des lignes, les charges, les équipements de manœuvre et la connectivité entre les éléments du réseau. La modélisation des principaux éléments du réseau dans l'algorithme comprend :

- Les lignes de distribution, qui sont représentées par une impédance série, suffisamment précise pour les lignes courtes du réseau de distribution.
- Les transformateurs, qui peuvent être représentés par une impédance shunt (qui représente le courant magnétisant et les pertes fer) et une impédance en série (qui représente l'inductance de fuite et les pertes Joule).
- Le modèle statique des charges électriques est considéré par une combinaison linéaire des trois catégories suivantes : courant constant, puissance constante, ou impédance constante. Les équations III.19 et III.20 présentent la modélisation exponentielle retenue [LI-99].

$$P = P_n \times (V / V_n)^{k_1} \quad \text{Équation III.19}$$

$$Q = Q_n \times (V / V_n)^{k_2} \quad \text{Équation III.20}$$

où P_n et Q_n sont respectivement les puissances actives et réactives à la tension nominale, V_n la tension nominale du nœud, v la tension du nœud de la charge. Pour les

charges à puissance constante : $k_1=k_2=0$, pour les charges à courant constant : $k_1=k_2=1$ et pour les charges à impédance constante : $k_1=k_2=2$. Dans la suite du développement de l'algorithme et compte tenu des données réseau disponibles pour l'étude, la modélisation à puissance constante a été retenue.

Les incertitudes affectent les résultats de la répartition de charges. Du point de vue de la planification du réseau électrique, l'incertitude a souvent été traitée, dans la littérature, avec des variables aléatoires et en utilisant des calculs de répartition de charges probabiliste [CH-99], [LE-90]. Ces méthodes sont surtout faites pour le réseau de transport et il existe nettement moins de publications concernant le réseau de distribution.

La modélisation des incertitudes des variables électriques a été mise en œuvre, dans cette étude, avec l'approche probabiliste (par leur fonction de densité de probabilité avec une simulation de Monte-Carlo) et avec l'approche possibiliste (par leur fonction d'appartenance et les outils de l'arithmétique floue). Ces fonctions sont obtenues à partir de l'analyse des mesures déterministes faite sur les éléments d'incertitude. Les principales sources d'incertitude à prendre en compte dans les études du réseau sont :

- Les variations des paramètres de ligne, comme conséquence des variations de la température et des erreurs d'estimation des paramètres des lignes.
- Les variations de tension au poste source (HTB/HTA) dues aux variations de tension du réseau de répartition et du régulateur en charge.
- Les variations de la demande, comme conséquence des activités liées à la consommation de puissance par la charge (demande imprévisible).
- Les variations du facteur de puissance des charges par l'action des compensateurs de puissance réactive.
- L'intermittence des GEDs dépend des conditions météorologiques

En principe, les algorithmes pour effectuer les calculs de répartition de charges probabilistes (simulation de Monte-Carlo) et possibilistes (arithmétique floue) sont semblables à ceux dans le cas déterministe. La figure ci-dessous montre la procédure générale des algorithmes appliqués aux études statistiques du réseau pour traiter les incertitudes liées à ces problèmes.

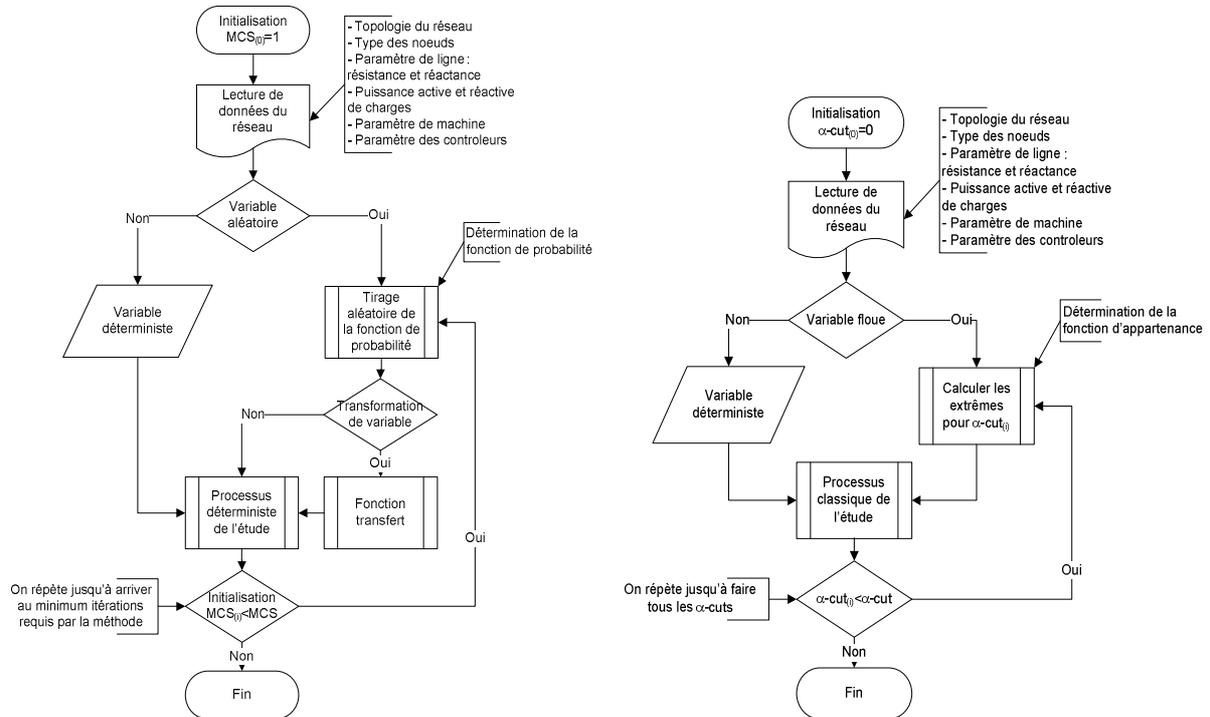


Figure III.4. Procédure générale des algorithmes de : (a) Monte-Carlo et (b) arithmétique floue.

Les principales différences entre les deux algorithmes sont : le nombre d'itérations requises dont a besoin chaque méthode pour obtenir une certaine précision, et le temps pour résoudre le problème. Les nombres flous appliquent les lois de l'arithmétique floue. Pour les différentes études présentées cette thèse, les deux méthodes s'appuient sur l'algorithme de répartition de charges décrit par la méthode itérative pour des réseaux radiaux (cf. figure III.3). En utilisant des données sur les sources d'incertitude liées aux variables électriques du réseau, les valeurs des variables aléatoires puis les nombres flous sont déterminées en utilisant les transformations citées dans la section II.6.1 du chapitre précédent.

III.2.4. Le modèle de la demande

La modélisation de la charge est une tâche complexe. La charge est le paramètre le plus incertain du réseau, elle varie constamment. La complexité de sa modélisation est due à l'existence de cycles de charge journaliers et annuels, qui varie, de plus, suivant la segmentation des clients. En général, la valeur la plus intéressante pour le planificateur est la demande de pointe annuelle, car elle détermine les besoins en capacité pour le parc de production mais également pour les contraintes supportées par le réseau. D'autre part, pour la comparaison économique, il est nécessaire de calculer les pertes annuelles du système et leur coût associé. Parmi les facteurs fondamentaux qui influencent la demande, on peut citer :

- a) Le facteur économique : qui affecte la charge de pointe annuelle à long terme, le facteur démographique et le niveau de l'activité industrielle de la région. Ces paramètres définissent l'augmentation ou la baisse de la charge du réseau. Ils doivent être pris en compte dans la prévision de charge à long terme, qui est l'un des points de départ pour les études de planification du réseau.
- b) D'autres sources d'incertitude : qui sont liées aux facteurs temporels et météorologiques. Les facteurs temporels proviennent des variations saisonnières, des cycles de charges hebdomadaires, quotidiens et de l'activité économique (cf. pendant jours fériés). La température varie d'un pays à l'autre en fonction de la saison et affecte la charge. En outre, les charges résidentielles sont les charges les plus thermosensibles, pendant l'hiver dans certains pays et pendant l'été dans d'autres pays.

La charge est le paramètre le plus important qui affecte la solution du problème de la planification du réseau. La demande électrique de chaque client ne peut pas être déterminée précisément. Il est nécessaire généralement de connaître les charges existantes ou prévues sur une base de données statistiques du réseau pour estimer la charge à venir dans le système. Pour répondre aux demandes futures, les planifications sont généralement basées sur l'hypothèse que les modèles ne changeront pas de manière significative (sauf preuve de l'effet contraire). Le modèle probabiliste des incertitudes de la charge à court terme est déterminé par les facteurs déjà mentionnés plus haut.

La construction du modèle retenu agrégé de la charge est faite à partir de données mesurées au niveau d'un poste source de 33 kV : 110kV, pendant un an avec des intervalles de temps de 10 minutes. Les variations saisonnières de la charge par rapport à la moyenne journalière et hebdomadaire sont représentées dans la figure III.5. Il y a aussi des différences entre les pics des jours ouvrables et les pics du week-end. Le comportement de données de la charge est donc décrit par une variable aléatoire et sa fonction de densité de probabilité. Les données annuelles de variation de la charge de la figure III.6 sont soumises à une analyse détaillée.

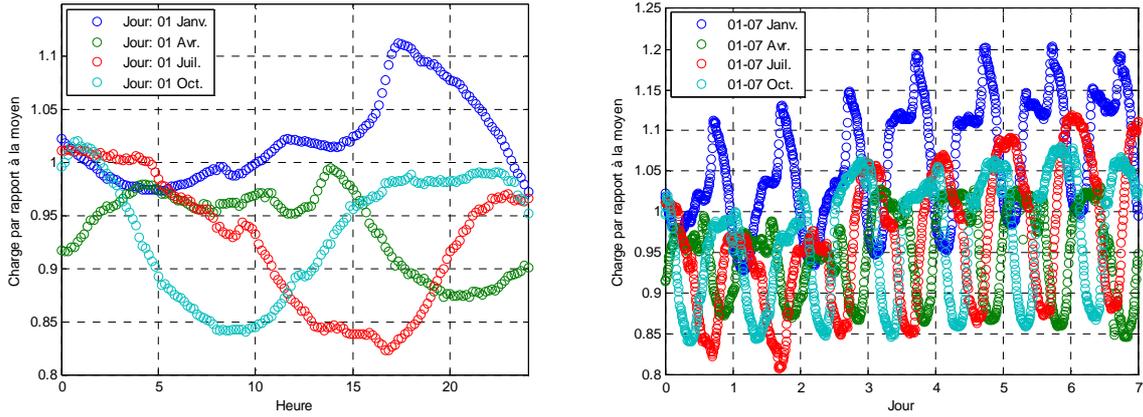


Figure III.5. Variation de la charge (a) journalière (b) hebdomadaire par saison de l'année.

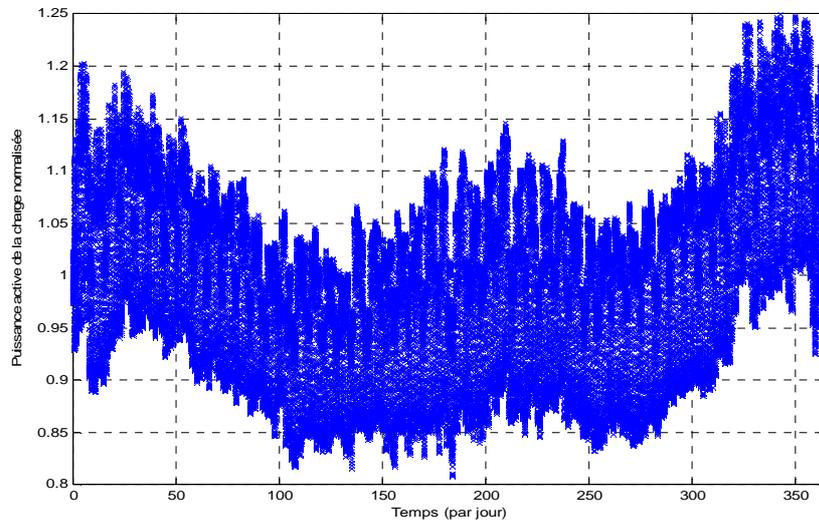


Figure III.6. Variation de la charge annuelle par rapport à la moyenne.

La figure III.7 montre la fonction de densité de probabilité et la fonction cumulative pour la charge annuelle modélisées par une distribution normale, ainsi que les histogrammes de données réelles de la charge. L'histogramme montre la fréquence avec laquelle un intervalle des valeurs se répète pendant le temps d'étude.

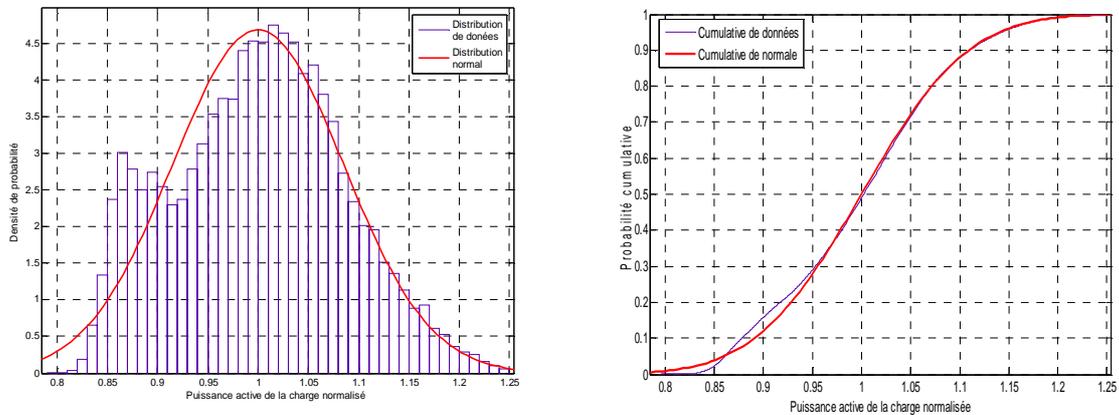


Figure III.7. (a) Fonction de densité de probabilité normale et histogramme (b) Fonction cumulative de probabilité normale et le cumulatif de données annuelles de la charge.

On peut voir que l'histogramme de données est bien représenté par la distribution normale calculée à partir de la comparaison des fonctions cumulatives de probabilité x . On note cependant l'existence d'un maximum local de la charge, à 0.85 de sa puissance moyenne. Néanmoins, la densité de probabilité de la charge (pdf) a été ajustée par une distribution de probabilité type normale :

$$pdf_x(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Équation III.21}$$

De la même façon, la fonction possibiliste d'appartenance (podf) de la charge normale est aussi décrite par l'équation suivante :

$$podf_A(x) = e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Équation III.22}$$

où μ est la moyenne et σ l'écart type. Selon le test de vraisemblance, les données correspondent avec une précision de 95% ; la fonction de densité de probabilité est caractérisée par les valeurs $\mu_{(95\%)} = 99.999 \pm 0.037$ et $\sigma_{(95\%)} = 8.510 \pm 0.026$, où le symbole \pm indique la plage d'erreur de l'approximation de ces deux paramètres.

III.2.5. Le modèle de génération éolienne

L'intégration à large échelle de la production décentralisée (de nature intermittente) dans le réseau de distribution pousse à l'utilisation d'approches probabilistes. Ainsi, la modélisation du caractère incertain de la disponibilité des ressources primaires renouvelables a été spécialement développée pour les parcs éoliens et photovoltaïques. Les sources primaires d'énergie de ces types de GED sont respectivement la vitesse du vent et le rayonnement solaire, qui dépendent de facteurs tels que les saisons, le moment de la journée, la localisation et des conditions climatiques, etc. Tous ces paramètres rendent très variable la production de puissance des GEDs. La modélisation de l'énergie éolienne est étudiée dans cette section pour évaluer l'impact de sa connexion au réseau à travers des études classiques de réseau.

Le modèle utilisé pour la génération éolienne prend comme point de départ des échantillons de la vitesse du vent sur un an. La modélisation de ces données a été réalisée avec une fonction de densité de probabilité. La turbine éolienne fait la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique et enfin en énergie électrique au travers du générateur. La puissance nominale d'une éolienne est la puissance maximale du générateur installé. La puissance transmise au générateur par la turbine est limitée à cette valeur grâce au système de contrôle. Cette dernière limite l'énergie cinétique récupérée, souvent par l'action sur l'angle d'incidence du vent sur les pales. Il faut veiller à ce que cette puissance ne soit pas dépassée par vents forts.

Actuellement, deux grands types d'éoliennes sont couramment utilisées, à axe vertical ou à axe horizontal, avec un nombre de pales généralement de deux ou trois. Les éoliennes bipales sont moins chères, mais elles tournent plus vite que les éoliennes tripales. Cette section ne traite pas en détail du modèle dynamique de l'éolienne, qui sera développé en détail plus loin dans le chapitre IV. Par contre, on s'intéresse à la puissance de sortie en fonction de la vitesse du vent de l'éolienne et à leurs modèles respectifs.

En effet, dans le cas de l'éolienne, le facteur fondamental qui influence la puissance fournie est la variation de la vitesse du vent. La vitesse du vent varie d'une région à une autre, elle dépend aussi fortement des conditions météorologiques. Grâce à la collecte de mesures de la vitesse du vent sur une région ou sur un site de production potentiel, il est possible d'établir un modèle probabiliste (fonction de densité de probabilité) pour les vitesses du vent.

III.2.6. Le modèle de la vitesse du vent

Les données de la vitesse du vent sont généralement obtenues à partir d'une rose des vents ou d'un histogramme à partir des mesures du vent sur une période de temps longue. Le calcul de la fonction de probabilité de la vitesse du vent est donc fait avec son histogramme des données, (cf. dans la section précédente pour distribution de probabilités de la charge). Les variations de la vitesse du vent sont décrites par une distribution de type Weibull par l'équation :

$$f_v(v) = \frac{\beta}{\alpha} \left[\frac{v}{\alpha} \right]^{\beta-1} e^{-\left(\frac{v}{\alpha}\right)^\beta} \quad \text{Équation III.23}$$

où v représente la vitesse du vent, α le facteur d'échelle et β le facteur de forme. Généralement, le facteur d'échelle α est compris dans l'intervalle $\alpha \in (1,10)$. Le facteur de forme $\beta=2$, conduit à la distribution de Rayleigh, tandis que pour $\beta > 3$, la distribution se rapproche d'une distribution normale et $\beta=1$ indique une distribution exponentielle. Le facteur β est lié à la vitesse moyenne du vent. Ainsi, une valeur élevée de β est favorable à une production d'énergie. Pour les études dynamiques (voir chapitre IV), les variations temporelles de la vitesse du vent $\tilde{v}(t)$ doivent être prises en compte. Ainsi, les équations suivantes permettent de réaliser le tirage aléatoire de la vitesse du vent $\tilde{v}(t)$:

$$v(t) = \beta (-\ln(1-R))^{1/\beta} \quad \text{Équation III.24}$$

$$R = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\beta} \quad \text{Équation III.25}$$

$$\tilde{v}(t) = (1 + v(t) + \hat{v})v_0 \quad \text{Équation III.26}$$

où R est un générateur uniforme de variable aléatoire, \hat{v} la valeur moyenne et v_0 la première vitesse moyenne obtenue dans l'étape d'initialisation de la vitesse du vent.

Les données réelles annuelles de la vitesse du vent dans une région de France ont été représentées par leur histogramme. Les fonctions de densité de probabilité et les fonctions cumulatives ont été approchées par une distribution Weibull, à partir de l'histogramme de données réelles de la vitesse du vent dans la figure ci-dessous.

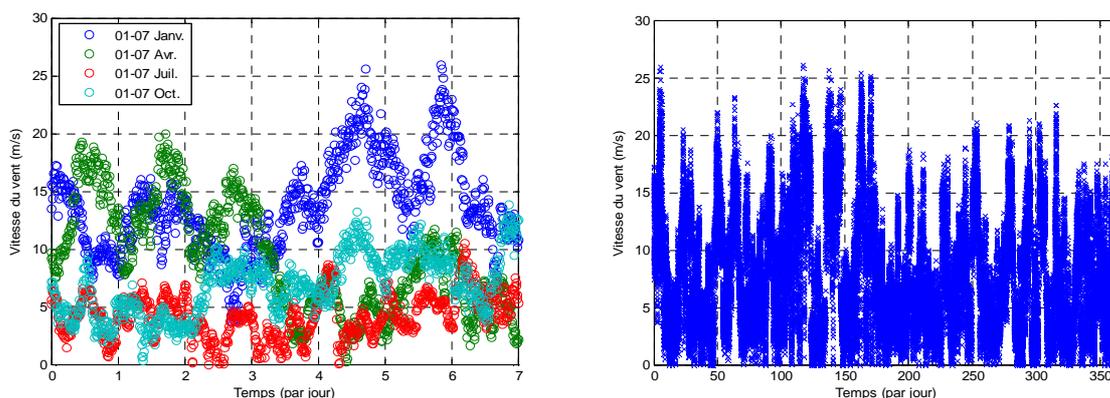


Figure III.8. Variation de la vitesse du vent (a) hebdomadaire (b) annuelle

De la même manière que pour la charge, le test de vraisemblance avec une précision de 95% sur les données de l'histogramme, a été appliqué. La fonction de densité de probabilité ajustée correspond à une fonction de type Weibull avec des valeurs $\alpha = 8.494 \pm 0.028 \text{ m/s}$ et $\beta = 1.487 \pm 0.005 \text{ m/s}$; le symbole \pm indique la plage d'erreur maximale de l'approximation.

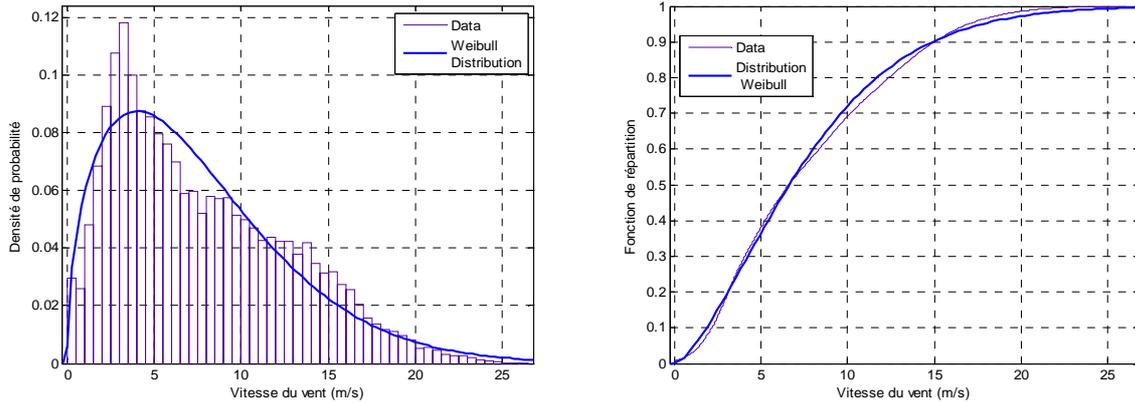


Figure III.9. (a) Fonction de densité de probabilité de Weibull et histogramme de données du vent ; (b) Fonction cumulative de probabilité de Weibull et cumulative de données du vent.

III.2.7. Le modèle de l'aérogénérateur

La courbe de puissance est déterminée par l'efficacité aérodynamique de la turbine, par le rendement de la transmission mécanique, par la technologie de conversion électromécanique, par la hauteur de l'éolienne et de la vitesse du vent sur le site. Les données électriques typiques fournies par un fabricant d'éolienne sont la puissance maximale, la vitesse de démarrage, la vitesse nominale, et la vitesse de coupure. Grâce à ces données, la courbe de puissance de sortie peut être extraite ; elle permet de calculer la puissance de sortie de l'éolienne pour n'importe quelle vitesse du vent. Par exemple, la courbe de puissance de la turbine Risø DTU modèle NM80 de puissance nominale de 2 MW sur la plage de vitesse de vent de 0m/s à 27m/s est présentée à la figure III.10. Quelques éoliennes peuvent produire aussi une puissance réactive avec un facteur de puissance ($\cos \phi$), en régime permanent qui varie souvent de 95% à 100%. Le facteur de puissance nominal de l'éolienne est fourni par le fabricant. Pour la turbine Risø DTU modèle NM80 de 2MW, ce facteur vaut 95%.

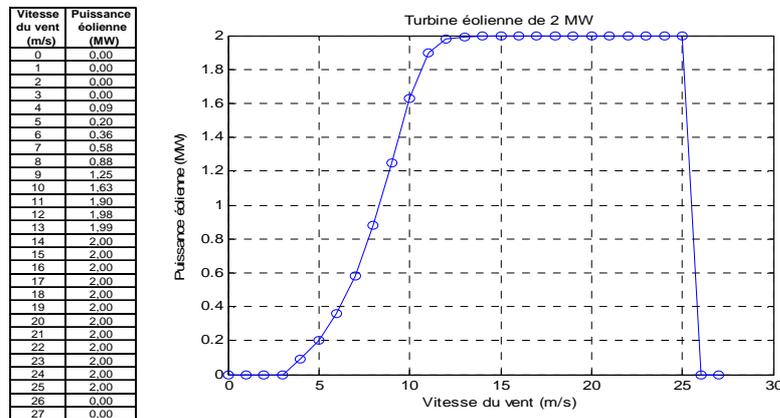


Figure III.10. Fonction de transfert vitesse du vent et puissance de sortie éolienne.

La courbe de puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent peut être approximée et linéarisée par parties à partir de la courbe réelle de puissance donnée par le fabricant (figure III.10). Le modèle de la turbine, peut ainsi être décrit par une fonction en trois parties : l'une qui représente les valeurs pour lesquelles il n'y a pas de génération de puissance, l'autre pour laquelle la puissance générée varie linéairement en fonction de la vitesse du vent, et enfin un intervalle de valeurs sur lequel la puissance produite par la turbine est constante et égale à la puissance nominale de la turbine. Ce modèle de courbe de puissance de la turbine est indiqué dans l'équation suivante :

$$P_w = \begin{cases} \left(\frac{P_R}{V_R - V_C} \right) (v - V_C) & \text{pour } V_C \leq v \leq V_R \\ P_R & \text{pour } V_R \leq v \leq V_F \\ 0 & \text{autrement} \end{cases} \quad \text{Équation III.27}$$

où P_R est la puissance nominale, V_C la vitesse de démarrage, V_R la vitesse nominale et V_F la vitesse de coupure pour laquelle la turbine s'arrête pour des raisons de sécurité. Dans le cas de la turbine Risø DTU de 2MW présentée à la figure III.10, les valeurs de ces paramètres correspondent à $V_C = 5 \text{ m/s}$, $V_R = 12.5 \text{ m/s}$, $V_F = 25 \text{ m/s}$ et $P_R = 2 \text{ MW}$.

III.2.8. Le modèle de la puissance de sortie éolienne

La puissance de sortie éolienne est obtenue à partir de l'échantillonnage de la vitesse du vent et de la courbe de puissance donnée par l'équation III.19. La fonction de densité de probabilité de la puissance éolienne produite est montrée dans la figure ci-dessous.

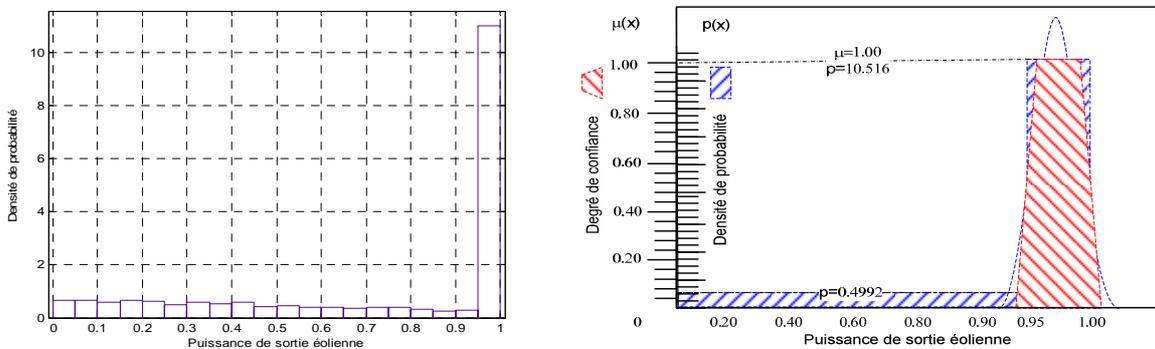


Figure III.11. (a) Fonction de densité de probabilité de la production d'énergie éolienne (b) Fonction d'appartenance floue de la production d'énergie éolienne approximée en rouge barré descendant et fonction de densité de probabilité en traits pointillés bleu.

La fonction de densité de probabilité de la puissance éolienne produite est décrite par l'expression analytique suivante de deux créneaux [BR-11] :

$$pdf_{P_w}(P_w) = \begin{cases} 0,4992 & \text{pour } 0 \leq P_w < 0,95 \\ 10,516 & \text{pour } 0,95 \leq P_w \leq 1,00 \end{cases} \quad \text{Équation III.28}$$

Cette distribution peut être approchée par une distribution normale $N(\mu, \sigma) = N(0.975, 0.025)$, voir Figure III.11.b. Le modèle flou de la production d'énergie éolienne a été déterminé par une fonction d'appartenance $\mu_A(x)$ trapézoïdale, comme il a été fait pour la demande d'énergie. Les extrêmes de cette fonction trapézoïdale sont définis par les quatre valeurs suivantes : $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.95; 0.97; 0.98; 1.00)$.

III.2.9. La description du réseau de distribution de 28 nœuds

Le réseau de distribution « 28-bus test » est présenté dans la référence [KH-06]. Le système original est un système réel de distribution en 11 kV (puissance de référence de 100kVA) auquel on a ajouté, sur le nœud 6, une source éolienne de 20% de la charge totale. Dans ce système, tous les nœuds sont des nœuds de type consommateur (PQ), à l'exception du nœud 1 qui est un nœud bilan avec une tension de nœud de 1 p.u. Le diagramme unifilaire du réseau est montré dans la figure ci-dessous.

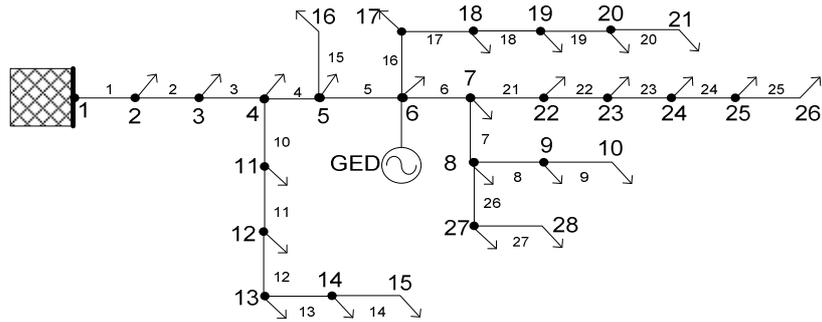


Figure III.12. Diagramme unifilaire du réseau 28 nœuds.

Ce modèle suppose que le système triphasé équilibré peut être représenté par son équivalent monophasé direct. Dans le cas déséquilibré, les trois phases a, b, c doivent être prises en compte. Les données de paramètres électriques du réseau et charges pour le cas équilibré et déséquilibré sont indiquées dans l'annexe A. Le modèle comprend les éléments suivants :

- a) Les lignes de distribution représentées par leurs résistances et réactances directes.
- b) Les capacités shunts des lignes (différents des bancs de condensateurs) sont souvent négligées pour les lignes courtes du réseau HTA typiques pour le réseau de distribution.
- c) Les charges sont représentées par leurs puissances actives et réactives.
- d) Le nœud de raccordement de l'éolienne est considéré comme un nœud PQ d'injection de puissance avec un facteur de puissance inductif de 0.95.

Le taux de pénétration de la production éolienne a été modélisé selon le Global Wind Energy Council [GL-06]. En effet, d'après cette référence, et d'après les méthodes de contrôle déjà en place et de la capacité de soutien disponible pour gérer les facteurs variables (la demande et le niveau d'approvisionnement), les réseaux électriques admettent environ 20% de GED de type éolienne sans problèmes particuliers.

Les paramètres d'incertitude sont représentés par une fonction de densité de probabilité ou par des nombres flous. Ces deux modèles sont équivalents grâce au principe de cohérence de transformation de probabilité en possibilité, avec une perte minimale d'information. Les nombres flous peuvent avoir une variété de formes (sous certaines conditions), mais par souci de simplicité, on traite principalement des données représentées par des fonctions d'appartenance trapézoïdale. Les sources d'incertitude sont attribuées aux éléments suivants :

- a) La puissance active et réactive des charges varie d'une manière continue en fonction d'une loi normale déterminée dans la section III.2.8 de ce chapitre. L'incertitude de la distribution normale est caractérisée par $\sigma_{(\%)}$ = 8.51 ± 0.026. Les extrêmes de la fonction floue trapézoïdale associée sont définis par le quadruple $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.90; 0.95; 1.05; 1.10)$.
- b) Les paramètres électriques des lignes varient en fonction de la température suivant les conditions météorologiques et la charge. L'incertitude des paramètres de lignes suit, comme la charge, une fonction normale de paramètre $\sigma_{(\%)}$ = 1.00 par rapport à la valeur nominale des valeurs des paramètres de la ligne. Les extrêmes de la fonction trapézoïdale floue sont définis par le quadruple $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.98; 0.99; 1.01; 1.02)$.
- c) La tension au poste source est régulée avec un changeur de prise en charge du transformateur de pas ±2.5%, pour maintenir la tension du réseau dans l'intervalle permis. L'incertitude de la tension du nœud bilan est considérée comme une fonction normale avec σ = 1.25% par rapport à la valeur nominale des paramètres. Les extrêmes de la fonction floue trapézoïdale associée sont définis par le quadruple $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.975; 0.99; 1.01; 1.025)$.
- d) La puissance produite par l'éolienne varie en fonction de la vitesse du vent. Les modèles d'incertitude probabiliste et possibiliste sont continus et correspondent aux modèles déterminés dans la section III.2.8 de ce chapitre.

On considère que toutes les variables d'incertitude sont continues. L'intervalle de confiance des valeurs possibles d'incertitude floue est déterminé avec les alpha-cuts des fonctions d'appartenance $\mu_A(x)$ de chaque variable.

III.2.10. La répartition de charges d'un réseau de distribution équilibré

Avant de considérer l'impact de toutes les variables entachées d'incertitude dans la répartition de charges, l'effet de la production décentralisée sur le profil de tension a été étudié de manière déterministe, ainsi que les pertes du réseau électrique de la figure III.13. Les résultats déterministes du profil de tension et des pertes Joules du réseau sont montrés dans la figure III.13.

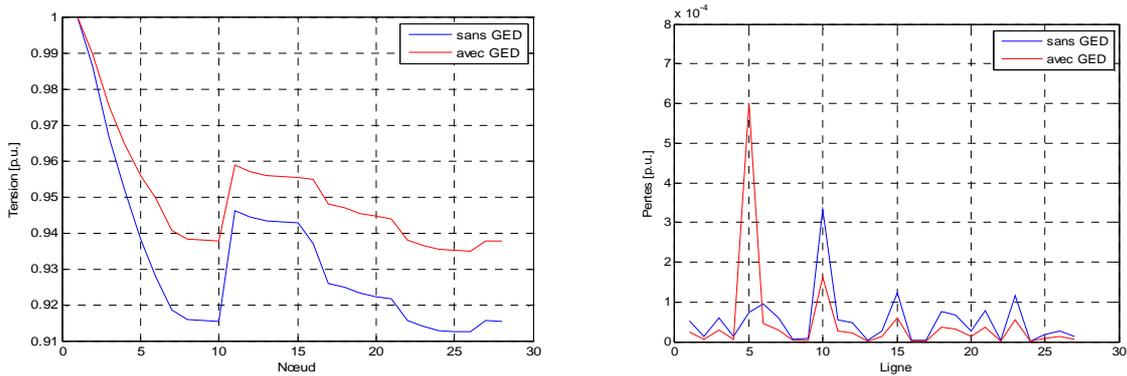


Figure III.13. Profil de tension et de pertes de ligne du réseau 28 bus test.

On observe que la chute de tension est moins grande après l'insertion de l'éolienne et que le profil de tension est amélioré dans les nœuds en amont et en aval de l'éolienne. Ce changement dans le profil de tension indique que de la puissance est bien fournie par l'éolienne. De même, dans la figure III.13, le profil des pertes par ligne du réseau est globalement plus bas, dans le cas avec de l'éolienne : les pertes totales du réseau sans l'éolienne sont 1.88 fois celles obtenues avec l'éolienne. On constate, pour ce cas, les aspects positifs de l'insertion de sources de l'éolienne au réseau de distribution. Cependant, il est à préciser que les pertes peuvent baisser ou augmenter et les surtensions peuvent survenir dans le réseau à la suite d'insertion de GED en fonction du taux de pénétration des GED, du lieu de raccordement, de l'état de charge, du type du réseau, etc.

Les résultats montrés dans la section suivante correspondent aux études de répartition de charges utilisant la méthode de l'arithmétique floue et la méthode de simulation de Monte-Carlo. Les résultats obtenus par la simulation de Monte-Carlo ont été faits pour 2500 tirages aléatoires avec une erreur marginale de 0,0475 pour un degré de confiance de 99,9%. La méthode de simulation de Monte-Carlo représente la simulation de référence, pour comparer avec les résultats obtenus par la méthode floue. Les résultats des variables électriques (représentées par quatre courbes) obtenues par la méthode de l'arithmétique floue correspondent aux valeurs extrêmes d'incertitude du quadruple d'un nombre flou trapézoïdale. Les valeurs extrêmes du nombre flou des résultats sont comparées avec les résultats des 2500 tirages aléatoires de la méthode de Simulation de Monte-Carlo. On étudiera ainsi l'influence de l'incertitude.

Le premier cas de l'étude du réseau de la figure II.12 correspond à l'impact de la variation de la tension du poste source (avec une incertitude variable de 0.975 à 1.025 p.u.) sur le profil de tension. Les résultats sont représentés dans la figure III.14. On observe que les baisses de tension les plus significatives se trouvent sur les nœuds 10, 26 et 28 qui sont localisées après la GED dans les branches des extrémités. Ces tensions nodales atteignent jusqu'à 0.90 p.u. pour les simulations de Monte-Carlo tandis que par l'arithmétique floue, elles sont plus basses. On observe, sur cet exemple, que l'incertitude de la tension est plus importante pour

les résultats obtenus par la méthode de l'arithmétique floue. La GED injecte de la puissance, réduit la puissance consommée par le poste source et améliore le profil de tension. En principe, l'effet de l'incertitude sur la chute de tension dépend principalement de la topologie et des valeurs relatives entre les charges et les impédances de ligne. Pour des lignes du réseau ayant les mêmes paramètres électriques (Ω/Km), l'incertitude dépendra de la longueur de la ligne définie par la topologie du réseau et de la température.

Les charges équivalentes vues par les nœuds 10, 26 et 28 sont les plus grandes du réseau (ce sont des extrémités des lignes) ; de fait, l'intervalle de variation de chute de tension est plus grand sur ces nœuds que sur les autres. La variation de tension sur les nœuds 28 et 26 est de 4.25 % ; elle est de 4.15% pour le nœud 10. Quand on observe les résultats obtenus par Monte-Carlo, on voit que très peu de valeurs s'approchent des valeurs extrêmes obtenues par la méthode de l'arithmétique floue. Ces valeurs correspondent au tirage aléatoire avec une faible probabilité d'occurrence.

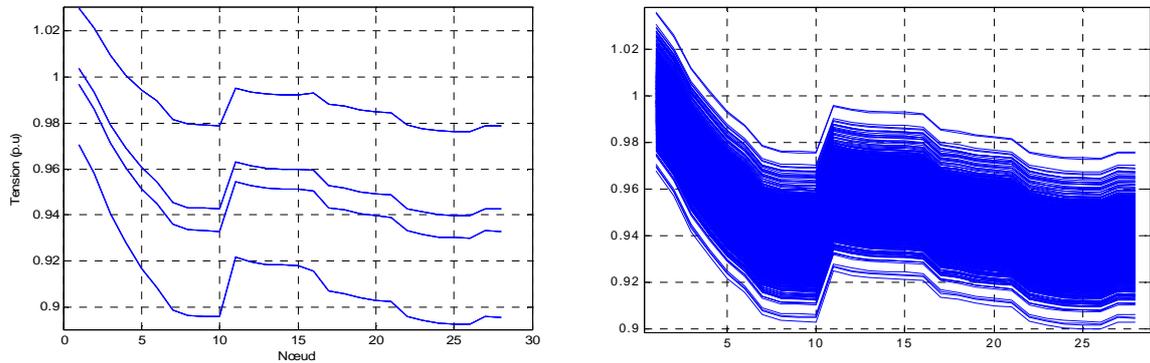


Figure III.14. Profil de tension avec incertitude sur la tension de la source (a) par la méthode floue (b) par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

La figure III.15 montre le profil de tension avec la prise en compte de l'incertitude uniquement sur les paramètres des lignes. Dans le profil de tension déterminé par la méthode de Monte-Carlo, la tension baisse pour le nœud 26 (le point le plus bas) jusqu'à 0.93 p.u. Les variations les plus importantes se trouvent sur les nœuds 10, 26 et 28 comme dans le cas précédent. Le profil de tension donné par la méthode floue contient les valeurs extrêmes de tension. Donc, l'arithmétique des intervalles flous trouve la variation de tension avec moins de tirages que la simulation de Monte-Carlo. La variation de tension extrême sur les nœuds 28, 26 et 10 est respectivement de 1.06%, 0.8% et 1% dans le cas possibiliste, tandis qu'elle est de 0.98%, 0.76% et 0.95% dans le cas probabiliste.

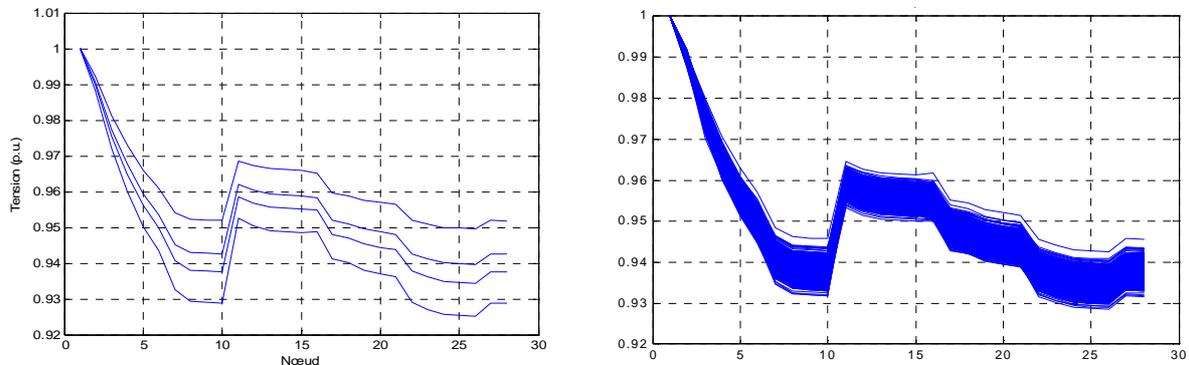


Figure III.15. Profil de tension avec incertitude sur les lignes (a) par la méthode floue (b) par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

La figure III.16 montre le profil de tension avec une incertitude sur les charges. On observe que la chute de tension est plus grande dans ce cas (en arrivant jusqu'à 0.91 p.u) par rapport au cas de variation des paramètres de ligne (avec une chute de tension jusqu'à 0.93 p.u). Ainsi, l'impact de la charge est plus grand que celui des paramètres de lignes avec les variabilités considérées. Les valeurs obtenues par l'arithmétique floue sont plus grandes que celles obtenues par la simulation de Monte-Carlo : de nouveau, elles contiennent les résultats ; ceci avec le réseau considéré et les valeurs des pdf et pdf retenues. La variation de tension dans le cas possibiliste sur les nœuds 28 et 10 est respectivement de 1.61% et 1.7%, tandis que pour le cas probabiliste, elle est respectivement de 1.16% et 1.17%.

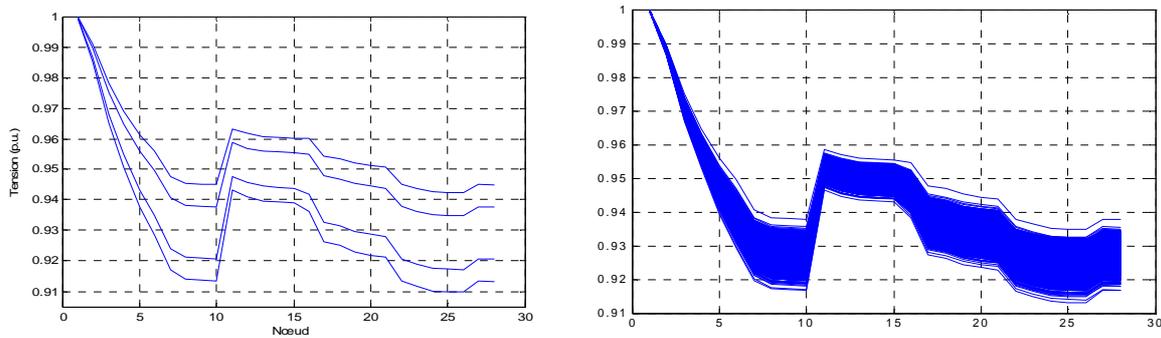


Figure III.16. Profil de tension avec incertitude sur les charges (a) par la méthode floue (b) par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

La figure III.17 montre le profil de tension avec incertitudes sur, simultanément, la tension de la source, sur les paramètres des lignes et sur les charges. La variation de tension sur les nœuds 28 et 10 dans le cas possibiliste est respectivement de 4.81% et 5%, tandis que dans le cas probabiliste, elle est respectivement de 3.62% et 3.74%. Le temps de simulation avec un processeur Intel-core i5 1333MHz et 5-Gb par la méthode de Monte-Carlo a été de 22 secondes, tandis que par la méthode floue, il a été uniquement de 0.87 secondes. Les résultats de l'arithmétique floue sont plus larges, tant pour les limites supérieures que pour les limites inférieures, mais les tendances des résultats sont assez semblables.

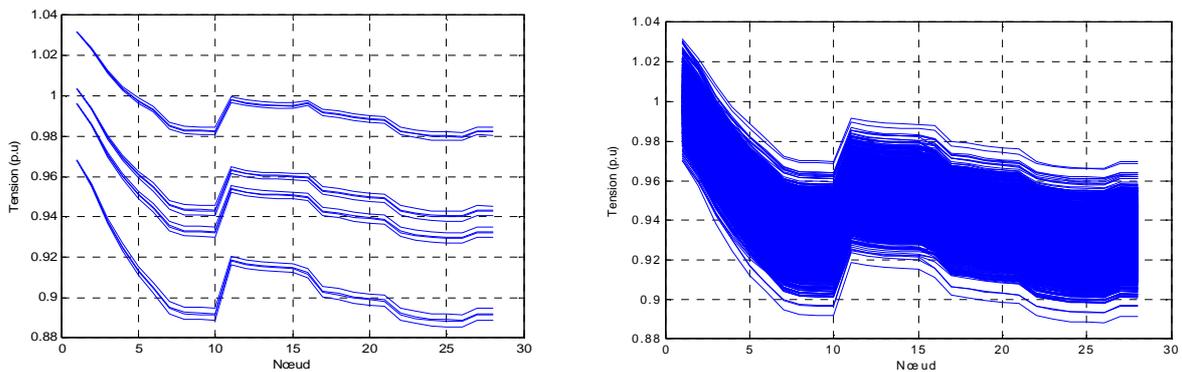


Figure III.17. Profil de tension de lignes avec incertitude tenant compte de la tension de la source, des paramètres de lignes et des charges (a) par la méthode floue (b) par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

On a aussi calculé les pertes par effet Joule des différentes lignes du réseau de distribution pour comparer les résultats des deux méthodes dans la figure III.18. On peut voir que l'estimation faite par la méthode de l'arithmétique floue est plus grande dans la plage des valeurs de pertes occasionnées par les différences dans la chute de tension et l'erreur quadratique entre les deux méthodes. De la même manière que pour les autres cas, les limites d'incertitudes obtenues par l'arithmétique floue sont plus importantes que pour la méthode de

Monte-Carlo. La variation la plus importante est observée au niveau de la branche 5 entre les nœuds 5 et 6 où l'éolienne est couplée.

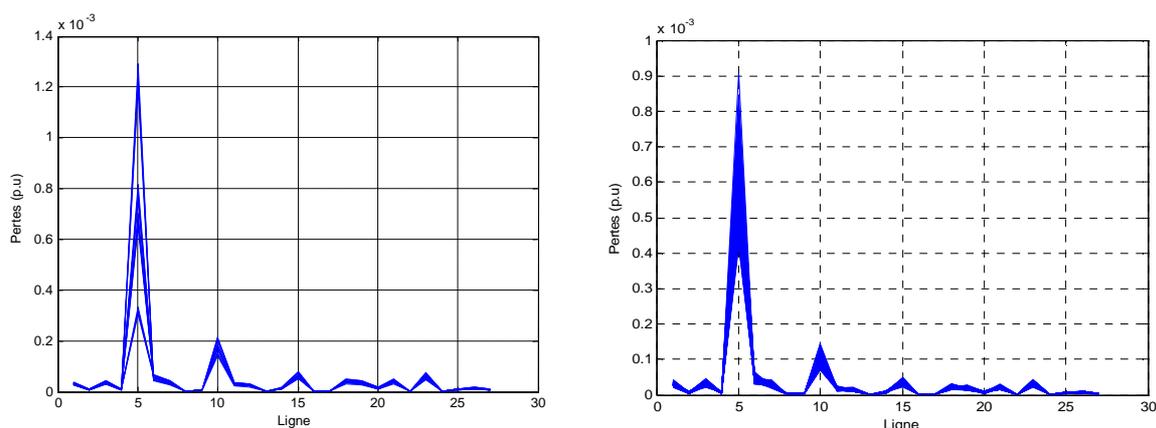


Figure III.18. Profil de pertes de lignes avec incertitude tenant compte de la tension de la source, des paramètres de lignes et des charges (a) par la méthode floue (b) par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

On peut remarquer, sur le temps de convergence déjà mentionné pour les deux méthodes, que la méthode de Monte Carlo est plus lente que l'arithmétique floue (25 fois le temps requis dans ce réseau de 28 nœuds). Le temps de convergence d'une méthode est très important pour les calculs associés à un réseau plus grand (plus de nœuds) par rapport à une autre méthode. Du fait que la méthode de l'arithmétique floue a été plus rapide dans l'évaluation des incertitudes que la méthode de simulation de Monte-Carlo, nous avons poursuivi l'évaluation et la mise en œuvre des deux méthodes dans les études statiques du réseau électrique.

III.3. Le calcul des courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit permet de déterminer les niveaux et la répartition de courants de défaut sur les conducteurs des lignes, ainsi que leurs conséquences sur les tensions du réseau pendant le défaut. Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections. Les causes, endogènes et exogènes, les plus courantes de court-circuit sont diverses ; elles peuvent être [IE-02] :

- a) Le vieillissement du matériel qui engendre des défauts d'isolation du contact entre phases, ou entre ligne et terre.
- b) Les erreurs humaines (négligence, mauvaise manœuvre, entre autres).
- c) Les conditions atmosphériques sévères comme la foudre, la neige collante, la tempête et le vent engendrent des destructions de matériel, et provoquent des courts circuits (surtension de foudre par exemple).
- d) La végétation, les animaux (i.e. les oiseaux) provoquent souvent des courts circuits.

Les conséquences du courant de court-circuit sont variables selon le type, la durée du défaut et la localisation. Elles incluent [IE-02] :

- a) La présence d'arcs électriques à l'emplacement du défaut qui peut entraîner des dommages sur les isolants, la soudure des conducteurs, des incendies et un danger pour les personnes.
- b) La présence de forces électrodynamiques dans le circuit sur défaut déforme les barres, provoque la déconnexion des câbles, augmente la température des composants par pertes Joule et risque d'endommager l'isolation électrique.
- c) La présence de creux de tension pendant le temps d'élimination du défaut (de quelques millisecondes à une centaine de millisecondes) peut provoquer le déclenchement des productions décentralisées.
- d) La déconnexion d'une partie du réseau et des usagers par les dispositifs de protection.

- e) La création de dynamiques d'instabilité, de perte de machines et de désynchronisation.
- f) La création de perturbations sur les circuits de contrôle-commande des composants du réseau.

Une estimation des fréquences d'occurrence des court-circuits symétriques et dissymétriques est donnée dans le tableau ci-dessous, extrait de [BO-06].

Tableau III-1. Fréquence d'occurrence de court-circuit.

Triphasé	Biphasé isolé	Biphasé à la terre	Monophasé
3%	10%	6%	81%

Le courant de court-circuit du réseau est usuellement calculé selon la norme IEC 60909. La norme CEI 60909 est applicable pour le calcul des courants de court-circuit dans des systèmes triphasés à courant alternatif 50 ou 60 Hz. Une source de tension équivalente permet de calculer les courants de défaut, en utilisant la tension nominale du réseau et des paramètres de lignes. Il faut tenir compte des conditions d'exploitation du réseau (tensions pré-défaut, le niveau de charge, la position du changeur de prises du transformateur, entre autres) et de l'utilisation de différents facteurs de correction d'impédance. Le courant de court-circuit est calculé comme la somme d'une composante alternative symétrique (ac) et d'une composante aperiodique (cc). Le calcul des différents courants de court-circuit maximaux est basé sur le calcul de la période initiale symétrique. Les règles de raccordement pour la production décentralisée (GED) exigent de ne pas dépasser la capacité nominale de court-circuit en tout ouvrage du réseau. La contribution au courant de court-circuit de petites GEDs, n'est pas abordée dans la norme et plusieurs hypothèses doivent être faites, comme on le verra par la suite.

Dans un réseau de distribution typiquement radial, avec un transformateur au poste source HTB/HTA ou HTA/BT, le courant de court-circuit en amont du transformateur diminue rapidement en aval, du fait des impédances série des lignes. Si l'impédance interne de la GED est élevée par rapport à l'impédance des lignes, le courant de court-circuit du réseau est réduit aux nœuds éloignés des machines tournantes. Le courant de court-circuit total sur le point de défaut est la somme vectorielle des courants de défaut du transformateur du poste source, des moteurs et de la production décentralisée connectée au réseau de distribution.

III.3.1. Les impédances de court-circuit

Selon la norme IEC 60909, dans le cas des réseaux non-maillés, le courant symétrique de défaut initial est donné par la somme vectorielle des courants de court-circuit de toutes les sources. Dans le cas des réseaux maillés, les impédances de séquence de court-circuit sont déterminées par des techniques de réduction des impédances des composants du système. Les impédances des machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances internes. La méthode des composantes symétriques est valable pour le calcul des courants de court-circuit symétriques et déséquilibrés.

Le courant de court-circuit le plus élevé dépend des impédances de séquences directe (Z_1), inverse (Z_2) et homopolaire (Z_0) au point de défaut. Le modèle des impédances de séquence des différents composants du réseau est décrit ci-dessous :

- a) L'impédance équivalente du réseau amont (Z_Q) ramenée côté HTA est $Z_Q = R_Q + jX_Q$ avec R_Q et X_Q respectivement la partie résistive et inductive de cette impédance. L'impédance équivalente du réseau amont est déterminée à partir du courant de défaut comme suit :

$$Z_Q = \frac{cU_Q}{\sqrt{3}I_{kQ}} \quad \text{Équation III.29}$$

où I_{kQ} est le courant de court-circuit du réseau amont, U_Q la tension nominale au secondaire du transformateur. Dans les réseaux de tension nominale supérieure à 35 kV, la norme IEC suggère $R_Q=0$ et pour les tensions inférieures, il est recommandé de prendre $R_Q/X_Q=0.1$ comme hypothèse de sécurité. Le facteur c tient compte des variations de la tension du réseau et doit être en accord avec les écarts de tension autorisés dans le réseau. Lors du calcul de la valeur maximum de court-circuit, il est recommandé de retenir $c_{max}=1.1$ [IE-09] pour tous les niveaux de tension.

- b) L'impédance de court-circuit d'un transformateur (Z_T), avec ou sans changeur de prises, est $Z_T = R_T + jX_T$ avec R_T et X_T respectivement les parties résistive et inductive de cette impédance. L'impédance de court-circuit d'un transformateur est calculée en utilisant les équations suivantes :

$$Z_T = \frac{u_{kr} U_{rT}^2}{100 S_{rT}} \quad \text{Équation III.30}$$

$$R_T = \frac{u_{Rr} U_{rT}^2}{100 S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad \text{Équation III.31}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad \text{Équation III.32}$$

où u_{kr} est la tension de court-circuit du transformateur (l'impédance série en %), u_{Rr} la composante résistive nominale de la tension de court-circuit (en %), U_{rT} et P_{krT} la tension et les pertes en charge au courant nominal. Ces équations sont également applicables au courant de court-circuit des réactances.

- c) L'impédance des lignes aériennes (Z_L) et des câbles est $Z_L = R_L + jX_L$ avec R_L et X_L respectivement la partie résistive et inductive de cette impédance. L'impédance de ligne est calculée à partir des données des conducteurs et de la géométrie des lignes.
- d) L'impédance des générateurs synchrones (Z_G) est remplacée par l'impédance $Z_G = R_G + jX''_d$ avec R_G la résistance du stator et X''_d la réactance sub-transitoire du générateur synchrone valide pendant les premières millisecondes du défaut.
- e) L'impédance de moteurs asynchrones (Z_M) est $Z_M = R_M + jX_M$ avec R_M et X_M respectivement la partie résistive et inductive de cette impédance. Elle est donnée par :

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad \text{Équation III.33}$$

où I_{LR}/I_{rM} est le rapport du courant de rotor bloqué sur courant nominal ; U_{rM} et S_{rM} sont respectivement la tension nominale et la puissance apparente nominale de la machine. Le ratio R_M/X_M est évalué à partir des données du circuit équivalent ; les valeurs typiques sont fonction de la puissance nominale et de la tension du moteur.

- f) L'impédance des convertisseurs statiques réversibles est traitée dans la norme IEC 60909 de la même manière que pour les moteurs asynchrones, avec un rapport du courant de rotor bloqué au courant nominal $I_{LR}/I_{rM} = 3$ et le rapport de la résistance à l'inductance de la machine $R_M/X_M = 0.1$. Tous les convertisseurs statiques d'autres types sont ignorés pour le calcul des courants de défaut.
- g) Les condensateurs shunt et les charges non tournantes sont ignorés.

III.3.2. Les facteurs de correction

Pour compenser les diverses hypothèses simplificatrices de la méthode, la norme IEC 60909 présente des facteurs de correction des impédances des transformateurs (K_T), des

générateurs synchrones (K_G) et des unités des petites centrales (K_S et K_{SO}) avec transformateurs (avec ou sans changeur de prises respectivement) qui multiplient les impédances dans le calcul.

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \frac{c_{max}}{1 + x_T (I_T^b / I_{rT}) \sin \varphi_T^b} \quad \text{Équation III.34}$$

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}^b} \quad \text{Équation III.35}$$

$$K_S = \left(\frac{U_{nQ}}{U_{rG}} \right)^2 \left(\frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \right)^2 \frac{c_{max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \varphi_{rG}} \quad \text{Équation III.36}$$

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} (1 \pm p_T) \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad \text{Équation III.37}$$

Le facteur de tension c_{max} est déterminé en fonction de la tension nominale de l'équipement. Le facteur $(1 \pm p_G)$ correspond au ratio de transformation maximum et minimum où p_G est la surtension permise du générateur. S'il n'y a pas de données spécifiques, $p_G = 0$ et $p_T = 0$.

III.3.3. Le calcul du courant de court-circuit

Le calcul du court-circuit initial (I_f) sur le point du défaut est effectué à partir des formules de la norme IEC 60909. La norme s'applique aux réseaux électriques d'une tension inférieure à 550 kV et permet de calculer les courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les différents types de court-circuit sont montrés dans la figure ci-dessous.

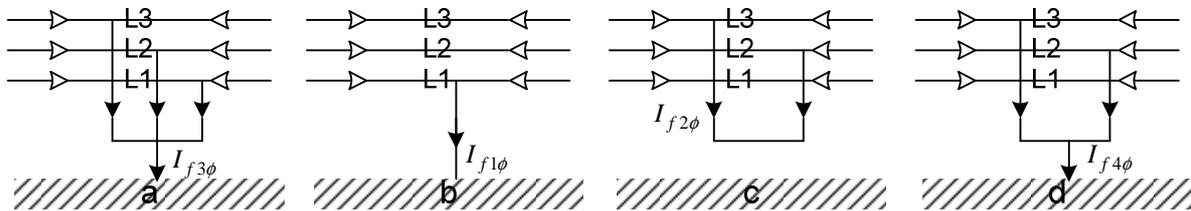


Figure III.19. Les différents types de défauts (a) court-circuit triphasé (b) court-circuit monophasé (c) court-circuit biphasé isolé (d) court-circuit biphasé à la terre.

Le calcul du courant de court-circuit initial, est fait à l'aide des impédances équivalentes de composantes symétriques vu du point de défaut.

Défaut triphasé $I_{f3\phi} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_d + Z|}$ Équation III.38

Défaut monophasé $I_{f1\phi} = \frac{c\sqrt{3}U_n}{|Z_d + Z_i + Z_o + 3Z|}$ Équation III.39

Défaut biphasé isolé $I_{f2\phi} = \frac{cU_n}{|Z_d + Z_i + Z_{cc}|}$ Équation III.40

Défaut biphasé à la terre $I_{f4\phi} = \frac{c\sqrt{3}U_n|Z_i|}{|Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_d Z_o|}$ Équation III.41

où U_n est la tension efficace composée du réseau triphasé ; c un facteur de tension pour tenir compte : des variations de tension dans l'espace et dans le temps, des changements éventuels

de prise des transformateurs, du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs entre 0.95 et 1.05 en BT et entre 1 et 1.1 en HT ; Z_{cc} l'impédance de court-circuit entre phases, I_k le module du courant de court-circuit ; Z l'impédance équivalente de mise à la terre du neutre ; Z_d, Z_i, Z_o les impédances en composantes symétriques équivalentes vues du point du défaut. Ces impédances se définissent à partir des caractéristiques des différents éléments (indiquées par le constructeur) du réseau électrique étudié. Parmi ces caractéristiques il faut noter que $Z_d \approx Z_i$ sauf pour les machines tournantes, alors que Z_o varie selon les éléments, la configuration du réseau et le couplage des transformateurs. Dans les impédances homopolaires classiques des éléments du réseau, on peut citer les machines synchrones ($Z_o \approx 0,5Z_d$) et asynchrones ($Z_o \approx 0$), les lignes ($Z_o \approx 3Z_d$), les transformateurs de connexion⁵ Yyn ou Zyn avec flux libre ($Z_o \rightarrow \infty$), avec flux forcé ($Z_o \approx 10 \sim 15X_d$), les transformateurs de connexion YNyn ou Zyn ($Z_o \approx X_d$) et de connexion Dzn ou Yzn ($Z_o \approx 0.1 \sim 0.2X_d$).

Les équations du courant de court-circuit de III.38 à III.41 sont déterminées à partir du schéma équivalent du réseau selon les composantes symétriques, montrées dans la figure III.21, qui lie les tensions et impédances de séquence correspondantes aux composantes électriques.

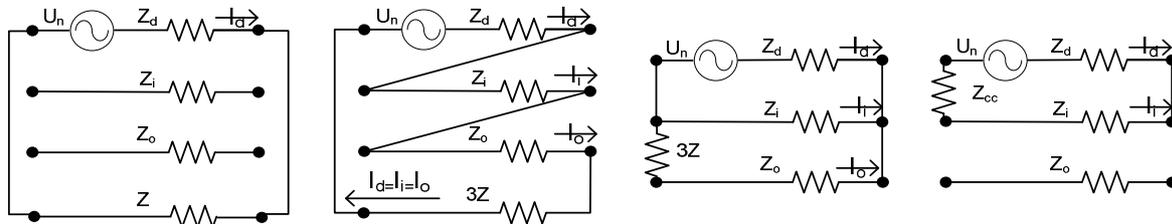


Figure III.20. Les schémas du réseau selon les composantes symétriques (a) triphasé (b) monophasé (c) biphasé à la terre (d) biphasé isolé.

Le courant de court-circuit (I_f) et les tensions de phase (V_1, V_2, V_3) sont reliés par le modèle des composantes symétriques et des impédances de séquence. Les courants sont déterminés en utilisant le schéma équivalent du réseau de la figure III.19. Les tensions de phase dérivées des quatre types de défaut sont montrées dans le tableau ci-dessous. Les phases en défaut sont L1 pour le défaut monophasé, et L2-L3 pour les défauts biphasés isolé et à la terre.

Tableau III-2. Tensions de phase sur le point en défaut.

Défaut	V_1	V_2	V_3
Monophasé	$\frac{3 \times Z \times U_n}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$	$U_n \left(1 - \frac{Z_d + a^2 Z_i + a Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right)$	$U_n \left(1 - \frac{Z_d + a Z_i + a^2 Z_o}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \right)$
Biphasé à la terre	$\frac{3 \times U_n \times Z_i \times (Z_o + 2Z)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z)}$	$\frac{-3 \times U_n \times Z \times Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z)}$	$\frac{3 \times U_n \times Z \times Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z)}$

⁵ Les schémas de la connexion des enroulements de phase d'un transformateur triphasé en étoile, triangle et Zigzag sont représentés par les lettres « Y », « D », « Z » ou « y », « d », « z ». Le neutre est représenté par la lettre « N » ou « n ». Les lettres majuscule et minuscule représentent la tension primaire et secondaire du transformateur.

Défaut	V_1	V_2	V_3
Biphasé isolé	$\frac{U_n \times (2Z_i + Z_{cc})}{Z_d + Z_i + Z_{cc}}$	$\frac{U_n \times (a^2 Z_i - Z_{cc})}{Z_d + Z_i + Z_{cc}}$	$\frac{U_n \times (a Z_i - Z_{cc})}{Z_d + Z_i + Z_{cc}}$

où a est un opérateur complexe $a = 1 \angle 120^\circ$; le terme valant $1 - (Z_d + aZ_i + a^2Z)/ (Z_d + Z_i + Z_o + 3Z)$ est appelé facteur de défaut à la terre ; sa valeur varie entre 1 et 1,8.

III.3.4. La contribution au courant de court-circuit des GED

En ce qui concerne la contribution du courant de court-circuit des générateurs décentralisés, on distingue quatre principaux types de production, basés sur le type de générateur ou de convertisseur de puissance utilisé. L'approche présentée ici constitue une extension de la IEC 60909, et ne figure quelquefois pas dans la norme [IE-09].

- a) Les générateurs synchrones directement couplés au réseau : Dans le cas des petites centrales hydroélectriques et de la cogénération, il existe des dispositions explicites dans l'IEC 60909. La contribution au courant de court-circuit est donnée par les impédances du générateur, du transformateur, de la ligne et des réactances en série à l'endroit du défaut. Pour les générateurs synchrones connectés directement au réseau, on applique les équations de la section III.3.1 pour l'impédance du générateur (Z_G) et le facteur de correction (K_G). Si le générateur est branché via un transformateur avec régleur en charge, le facteur de correction (K_{SO}) est utilisé avec les relations $R_G = 0.07X_d$ pour $U_{rG} < 1kV$ et $R_G = 0.15X_d$ pour $U_{rG} > 1kV$ citées dans la norme [IE-09]. Pour accomplir la régulation de tension et minimiser les pertes du réseau, un facteur de puissance (p.f) de 0,95 capacitif à 0,95 inductif est nécessaire.
- b) Les machines asynchrones directement connectées au réseau : Dans le cas des éoliennes à vitesse constante, et des petites centrales hydroélectriques. La IEC 60909 fait référence uniquement aux moteurs asynchrones, pour lesquels des valeurs indicatives sont fournies. Toutefois, le principe du calcul est identique et applicable aux générateurs. Par conséquent, l'impédance du générateur Z_G est déterminée par le courant, rotor bloqué, de la machine. En l'absence de données spécifiques, on peut choisir $I_{LR}/I_{rM} = 8$ et $R_G = (0.10 \sim 0.15)X_G$, selon la taille du générateur (ces valeurs différentes des données indicatives fournies dans la IEC 60909 pour les moteurs). Les facteurs typiques du transformateur pour la connexion du générateur sont la tension de court-circuit $u_{rR} = 4 \sim 6\%$ et la composante résistive $u_{Rr} = 1.0 \sim 1.5\%$.
- c) Les machines asynchrones à double alimentation (à travers un convertisseur branché sur le circuit du rotor) : ou DFIG en Anglais *Double Fed Induction Generator*). Elles sont largement utilisées dans les turbines modernes et font l'objet de nombreuses publications [BL-03], [NI-04]. Grâce à la puissance réduite du convertisseur du rotor (autour de 30% de la puissance nominale) et de sa capacité limitée de courant, la contribution du courant de défaut d'une machine asynchrone à double alimentation est déterminée par son courant statorique. Un dispositif à électronique de puissance, aussi nommé en Anglais *crowbar* [NI-04] dissipe une partie de la puissance active excédentaire pour protéger les convertisseurs, lorsque des surtensions ou des surintensités dépassent la capacité du bus continu du convertisseur. La réponse de la machine asynchrone à double alimentation dans le cas d'un court-circuit dépend aussi de la commande du rotor du côté de convertisseur AC/DC, de la capacité de surcharge et du fonctionnement des protections du dispositif *crowbar*.

Après l'apparition d'un défaut, des surtensions et des courants sont développés dans l'enroulement du rotor, ce qui peut déclencher la protection *crowbar* et « découpler » le rotor du réseau. Dans un tel cas, le comportement de la machine jusqu'à sa déconnexion du réseau est identique à un générateur asynchrone classique. Cela s'applique aux machines asynchrones à double alimentation en basse tension [MA-04]. Les exigences imposées sur les nouveaux parcs éoliens ne sont pas toujours applicables aux installations raccordées au réseau de distribution.

Selon la conception du fabricant Vestas [VE-01], le stator de la machine V52-850 kW est déconnecté après quelques cycles du défaut (30~50 ms), tandis que le convertisseur qui interface le rotor reste en fonctionnement pour maintenir le générateur magnétisé. Après la restauration de la tension, le générateur est de nouveau synchronisé immédiatement. Le courant de sortie maximum avant le déclenchement du stator peut atteindre 5 p.u. [VE-03], ce qui est très similaire à la contribution d'un générateur asynchrone classique, si un transformateur élévateur est présent.

D'autres fabricants examinent des modifications du dispositif *crowbar*, pour protéger le convertisseur et maintenir le contrôle du générateur pendant le défaut, ainsi que le surdimensionnement des convertisseurs du côté du rotor. La simulation des courants de défaut plus importants est présentée dans [PE-04] et [ER-06].

Les machines asynchrones à double alimentation sont traitées comme des machines classiques (cf du point b) lors du calcul de leur contribution au courant de défaut maximal. Les unités restent connectées pendant au moins 100 ms, suivant les réglementations et après 5 cycles, l'ouverture des disjoncteurs annule leur contribution.

Par contre, si les machines asynchrones à double alimentation sont équipées avec des interrupteurs statiques à déconnexion rapide au circuit du stator, l'unité peut se connecter après le premier demi-cycle suivant le défaut, ce qui peut diminuer sa contribution au courant crête [ER-06]. Dans ce cas, la contribution au défaut comprend essentiellement le courant du circuit du rotor du convertisseur côté du réseau, qui est bien inférieur au courant nominal. Ce cas est permis par exemple dans les règles de raccordement (*Grid Code*) Allemandes E.ON Netz [EO-06].

- d) Les unités avec interfaces d'électronique de puissance : C'est le cas de quelques éoliennes à vitesse variable, des cellules photovoltaïques et des microturbines à gaz. La norme CEI 60909 peut s'appliquer pour calculer la contribution au courant de court-circuit des convertisseurs statiques. Ces sources peuvent être traitées [EK-03] comme des machines synchrones, avec $I_{LR}/I_{rM} = 3$ et $R_M/X_M = 0.1$, c'est-à-dire une impédance de 3 p.u. pour le calcul du courant initial de court-circuit. Cependant, l'expérience et les informations sur ces sources indiquent que les contrôleurs rapides de courant et la capacité de surintensité limitent le courant du défaut. Celui-ci n'excède pas 200% du courant nominal, ceci sans composantes aperiodiques. La contribution au courant de défaut (I_k'') peut donc s'exprimer comme :

$$I_k'' = kI_{rG} \text{ sur l'interval } \Delta t \quad \text{Équation III.42}$$

où $k = 1.5 - 2.0$ et Δt est la durée de la contribution au défaut de 100 ms. La représentation d'un courant constant s'écarte du principe impédance équivalente de la IEC 60909. La contribution au courant de court-circuit s'ajoute algébriquement au niveau total du courant de défaut.

III.3.5. La description du réseau de distribution de 11 nœuds

Le cas d'étude est un réseau de distribution de 20 kV présenté à la figure III.23, qui comprend les quatre types de production décentralisée explicités dans la section précédente. Ce réseau a été déjà présenté dans la littérature pour le cas d'un défaut triphasé. Les données pour le réseau

et les unités de production d'énergie sont présentées dans [BO-08] et dans l'annexe A. Le réseau est alimenté par un transformateur au poste source de rapport 150 kV/20 kV et de puissance nominales de 50 MVA. La puissance de court-circuit du réseau amont est de 3000 MVA avec un ratio résistance sur impédance $R_{amont}/Z_{amont} = 0,1$. La charge maximale du réseau est de 35 MVA, avec un facteur de puissance inductif de 0,85. Il y a trois parcs éoliens et une petite centrale hydroélectrique, connectés au travers de lignes et de divers transformateurs HTA/BT. Le réseau contient aussi une réactance pour limiter le courant de court-circuit, installé à la sortie du parc éolien 3. La capacité totale de toutes les unités de production décentralisée est de 17,16 MW.

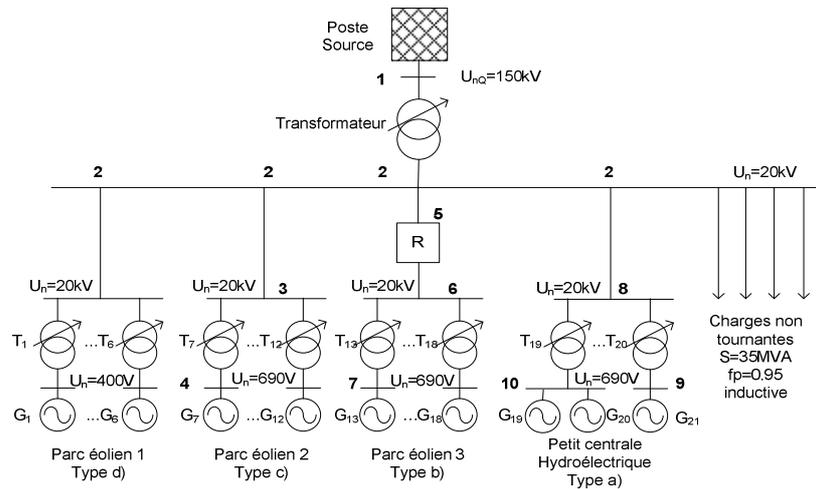


Figure III.21. Diagramme unifilaire du réseau HTA de 11 nœuds.

De la même manière que pour le calcul de répartition de charges, les incertitudes des fonctions de densité de probabilité ont été traduites en fonctions de possibilité ou d'appartenance. Grâce à l'utilisation de la transformation du principe de cohérence expliqué dans le chapitre II section 6, on peut comparer les résultats obtenus par la méthode de simulation de Monte-Carlo avec ceux obtenus par l'arithmétique floue. Les paramètres d'incertitudes tiennent compte des impédances du réseau et des valeurs de sources de tension et courant avant le défaut [BR-12b] :

- Les paramètres électriques des lignes et impédances internes de la machine varient continûment en fonction de la température qui dépend des conditions météorologiques et de la charge. Donc, l'incertitude des paramètres des lignes suit, comme la charge, une fonction normale de paramètre $\sigma_{(\%)} = 1.00$ par rapport à leurs valeurs nominales. Les extrêmes de la fonction trapézoïdale floue sont définis par le quadruple $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.975; 0.99; 1.01; 1.025)$.
- Les sources de tension et de courant pré-défaut dépendent, entre autres, de la tension du réseau amont et de la prise du transformateur du poste source ($\pm 2,5\%$). Cette incertitude est considérée comme suivant une fonction normale avec $\sigma_{(\%)} = 1.25$ par rapport à la valeur nominale. Les extrêmes de la fonction floue trapézoïdale associée sont définis par le quadruple $(a_1; a_2; a_3; a_4) = (0.98; 0.99; 1.01; 1.02)$.

La puissance produite par l'éolienne varie en fonction de la vitesse du vent. Les modèles d'incertitude probabiliste et possibiliste sont continus et correspondent aux modèles présentés dans la section III.2.8.

III.3.6. Le calcul du courant de court-circuit du réseau de distribution

La puissance de court-circuit est calculée en fonction des impédances des séquences : directe inverse et homopolaire, ainsi que des facteurs de correction des impédances et des contributions au courant du poste source et des GEDs, suivant la norme IEC 60909. Le

courant de court-circuit déterministe est calculé sur le nœud 2. Le profil de tension des nœuds a aussi été déterminé avant l'occurrence du défaut. En prenant en compte la classification des différents types de GEDs, la contribution au courant de défaut du parc éolien 1 de type d est modélisée comme une source de courant, tandis que les autres GEDs sont modélisées comme des sources de tension en série, avec une impédance qui dépend de la machine de raccordement. La contribution au courant de défaut du réseau amont est aussi modélisée comme une source de tension en série, avec l'impédance Z_{cc} qui traduit la puissance de court-circuit au nœud 1. Aucune contribution au courant du défaut des moteurs de charge n'est considérée. Le tableau ci-dessous montre la contribution au courant de court-circuit des différents types de GED, du réseau amont et les courants de défaut.

Tableau III-3. Contribution à la puissance de court-circuit des quatre types de défaut.

Défaut	Puissance de court-circuit (MVA)					
	amont	Type a	Type b	Type c	Type d	Totale
Monophasé	120	10.4	9.3	8,07	13,45	161
Biphasé à la terre	207	16.12	18	14	9,35	259
Biphasé isolé	87	6.8	7.6	5.90	3.44	110
Triphasé	239	19	21	16,2	5.4	300

Le courant de court-circuit triphasé ($I_{f3\phi}$) déterministe, comprend la somme vectorielle des contributions individuelles de toutes les sources. La puissance de court-circuit déterministe totale obtenue dans le nœud 2 est de 300 MVA. Elle correspond au courant de court-circuit multiplié par la tension nominale du réseau. La contribution du réseau amont est de 239 MVA, tandis que la contribution totale de toutes les GEDs est de 61 MVA. La contribution des unités du parc éolien 1 (type d – interfaçage à électronique de puissance) est beaucoup plus faible que celle de tous les autres types (5.4 MVA, environ 3 fois moindre). De même, le parc éolien 3 (source Type c), grâce à la réactance série, diminue sa propre participation au courant de défaut de 24,5 à 16,2 MVA. Le courant de défaut du parc éolien 2 (source Type b) est de 21 MVA et de la petite hydraulique (source Type a) est de 19 MVA. Le courant de défaut du réseau amont constitue la source de courant de court-circuit dominante.

Les courants de court-circuit incertains, pour les quatre types de défauts, ont été déterminés et comparés par les méthodes de simulation de Monte-Carlo et par la méthode de l'arithmétique floue. On a aussi comparé le temps de simulation requis pour chaque méthode. Le calcul du courant de court-circuit probabiliste de la méthode de simulation de Monte-Carlo a été fait pour 2500 tirages aléatoires, ce qui donne une marge d'erreur de 0,05 (valeur absolue) pour un niveau de confiance de 99%. Les valeurs de précision de la méthode pour les quatre types de défaut étudiés sont identiques. Le calcul du courant de court-circuit possibiliste de l'arithmétique floue a été fait pour onze coupes ($\alpha=11$ -cuts) des fonctions d'appartenance trapézoïdales. Les opérations de base de l'arithmétique floue ont été mises en œuvre dans Matlab, en fonction des opérations arithmétiques des coupes alpha (*alpha-cuts*) du chapitre précédent en utilisant des nombres flous complexes.

Les résultats stochastiques du courant de défaut obtenus par la simulation de Monte-Carlo ont été représentés par son histogramme. La fonction de densité de probabilité a été approchée à partir de son histogramme dans la figure III.22 (a) par une distribution normale $N(\mu, \sigma)$. Le test de vraisemblance donne une précision de 95% à partir de ces données. Les paramètres trouvés de la distribution normale sont $\mu = 299,37 \pm 0.03\text{MVA}$ et $\sigma = 2,264 \pm 0.005\text{MVA}$; le symbole \pm indique la plage d'erreur de l'approximation de ces deux paramètres. Par conséquent, la valeur de puissance de court-circuit se situe dans l'intervalle de 294 MVA à 304 MVA, avec une probabilité de 95,4%. L'intervalle maximum de variation du courant de défaut triphasé obtenu par la méthode de l'intervalle flou varie entre 291 et 308 MVA; la

fonction d'appartenance du courant de court-circuit résultant est montrée dans la figure III.25 (b). En comparant la variation de la puissance de court-circuit sur cet exemple, on constate que la méthode floue inclut de nouveau les résultats issus de Monte-Carlo. Le temps de simulation de la méthode de Monte-Carlo a été de 80 secondes, avec un processeur Intel-core i5 1333MHz et 5-Gb, tandis que pour la méthode floue, il est de 1 seconde.

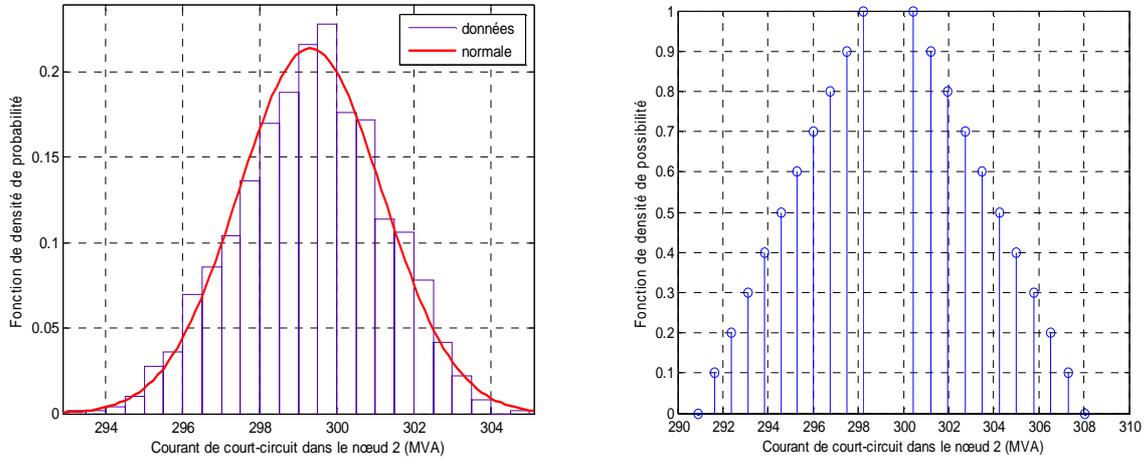


Figure III.22. Puissance de court-circuit triphasé dans le nœud 2 obtenue par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

Si on considère que le réseau est en équilibre, les paramètres des lignes sont égaux et les tensions de défaut des trois phases sont égales ($|V_1| = |V_2| = |V_3|$) pour tous les nœuds (défaut triphasé équilibré). Les amplitudes des courants de phase sont égales ($|I_1| = |I_2| = |I_3|$), car les courants de séquence indirect et homopolaire sont nuls ($I_i = I_o = 0$) pour un défaut triphasé. Le courant de défaut est égal au courant direct $I_{f3\phi} = I_d$. Les résultats du profil de tension obtenus par la simulation de Monte-Carlo et de l'arithmétique floue sont dans la figure III.26. La variation de tension de défaut triphasé est plus grande pour les résultats de l'arithmétique floue que pour la simulation de Monte-Carlo, ce qui est cohérent avec la variation de la capacité de court-circuit triphasé. Les variations maximales de tension se produisent au niveau des nœuds avec GEDs.

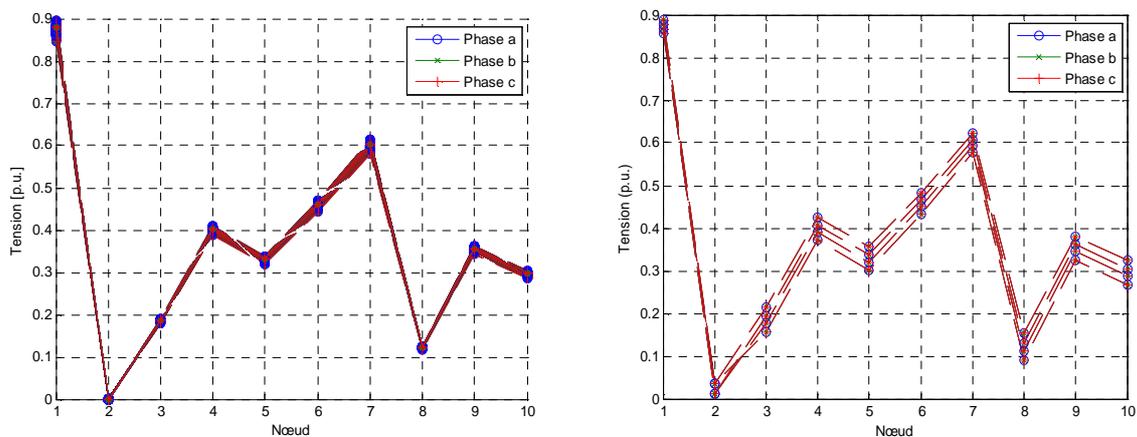


Figure III.23. Profil de tension du réseau sur court-circuit triphasé dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

Les impédances directe, inverse et homopolaire (Z_d, Z_i, Z_o) et la connection des transformateurs sont considérées dans le calcul des courants de défaut déséquilibrés. Les

impédances directe et inverse ont été considérés comme égales ($Z_d \approx Z_i$). Les impédances homopolaires des éléments du réseau utilisés dans les calculs sont : pour les machines synchrones ($Z_o \approx 0,5Z_d$) ; pour les lignes ($Z_o \approx 3Z_d$) ; et pour les transformateurs avec connection YNyn et impédance de liaison à terre, de valeur ($Z_o \approx 5Z_d$).

La capacité de court-circuit monophasé franc ($I_{f1\phi}$) déterministe totale au nœud 2 est de 161 MVA. Les courants de séquences sont égaux ($I_d = I_i = I_o$) et la contribution totale au courant de court-circuit est $I_{f1\phi} = 3I_d$. La contribution du parc éolien 1 (type d) est égale à trois fois la valeur de courant triphasé (son modèle est une source de courant), tandis que la contribution au courant de court-circuit des autres sources est plus réduite, dans un rapport : $1/|Z_d + Z_i + Z_o|$. La contribution du réseau amont est de 120 MVA, tandis que la contribution totale de tous les GEDs est de 41 MVA. La contribution du parc éolien 1 (source type d) est de 13,45 MVA. Pour le parc éolien de 3 (source Type c), sa contribution n'est que de 8,07 MVA. Les contributions aux courants de défaut du parc éolien 2 (source Type b) et des petites unités hydrauliques sont respectivement de 10.4 MVA et de 9.3 MVA.

La fonction de densité de probabilité des résultats stochastiques du courant de défaut monophasé obtenus par la simulation de Monte-Carlo a été approchée par une distribution normale $N(\mu, \sigma)$, comme cela a été fait pour le réseau triphasé, voir Fig. III.23 (a). Les paramètres trouvés de la distribution normale sont $\mu = 161.185 \pm 0.040 \text{MVA}$ et $\sigma = 1.250 \pm 0.028 \text{MVA}$. Par conséquent, la puissance de court-circuit est comprise dans l'intervalle de 158.68 MVA à 163.90 avec une probabilité de 95,4%. Les bornes de l'intervalle de valeurs possibles du courant de défaut monophasé obtenu par la méthode d'arithmétique floue sont 156 et 166 MVA. La fonction d'appartenance du courant est montrée dans la figure Fig. III.27 (b). La plage de variation du courant obtenu par la méthode d'arithmétique floue est plus grande que celle obtenue par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

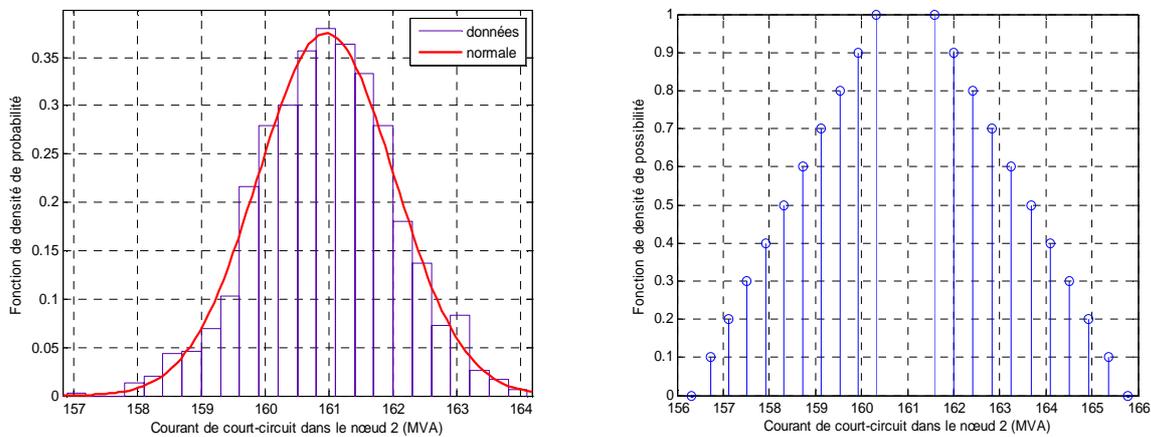


Figure III.24. Puissance de court-circuit monophasé dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

La tension de la phase sur le nœud en défaut est égale à zéro, vu que c'est un court-circuit monophasé franc. Tandis que sur les autres phases, il y a une surtension de 1.2 p.u., qui est occasionnée par le « facteur de défaut à la terre » qui varie entre 1 et 1.8. La tension sur les autres nœuds (phases sans défaut) est inférieure à la tension pre-défaut, et elle varie autour de 0.90 p.u. Le profil de tension de la phase en défaillance a une tension inférieure par rapport aux autres phases. L'analyse déterministe explique les résultats du profil de tension obtenus par la méthode de simulation de Monte-Carlo et de l'arithmétique floue de la figure III.28.

La plus grande variation de tension se trouve pour les résultats de l'arithmétique floue. En effet, les valeurs de courants de court-circuit flous ont varié plus par rapport à celles obtenues par la simulation de Monte-Carlo. Le temps de simulation de la méthode de Monte-Carlo a été de 91 secondes, tandis que pour la méthode floue, elle est de 1.2 seconde.

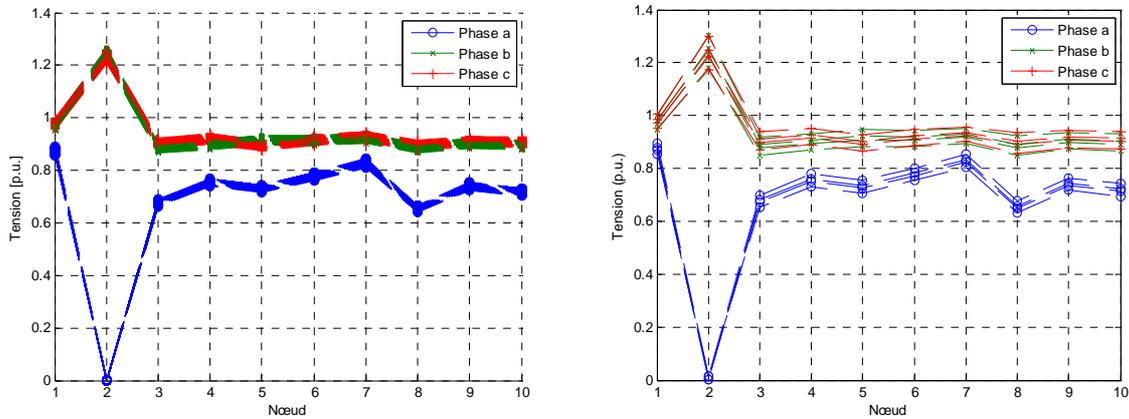


Figure III.25. Profil de tension du réseau sur court-circuit monophasé dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

La puissance de court-circuit biphasé isolé déterministe totale dans le nœud 2 est de 259 MVA. Les relations entre courants de séquences sont ($I_d = -I_i$ et $I_o = 0$) et la contribution totale au court-circuit est $I_{f2\phi} = \sqrt{3}I_d$. La contribution du parc éolien 1 (type d) est racine de trois fois le courant triphasé, du fait que son modèle est une source de courant. Tandis que le courant de court-circuit des autres sources est plus petit par rapport aux valeurs de court-circuit triphasé d'un facteur $1/|Z_d + Z_i|$ dans notre cas de connexion YNyn. La contribution du niveau de défaut du réseau en amont est de 207 MVA tandis que la contribution totale de tous les GEDs est de 53,32 MVA. La contribution du parc éolien 1 (source type d) est de 9,35 MVA. Le parc éolien 3 (source Type c) n'apporte que 14 MVA. Les contributions aux courants de défaut du parc éolien 2 (source Type b) et des petites unités hydrauliques sont respectivement de 18 MVA et de 16.12 MVA.

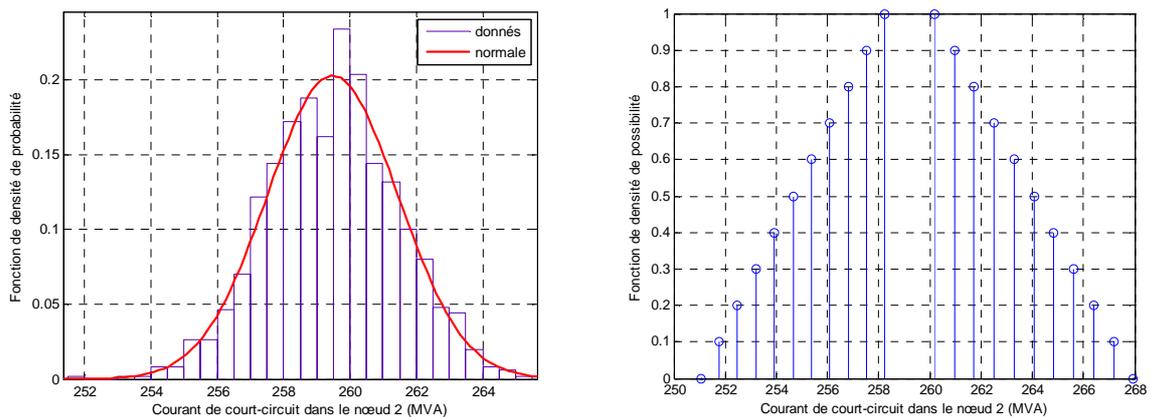


Figure III.26. Puissance de court-circuit biphasé isolé dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

La fonction de densité de probabilité des résultats stochastiques du courant de défaut biphasé obtenus par la simulation de Monte-Carlo a été approchée par une distribution normale $N(\mu, \sigma)$. Les paramètres trouvés de la distribution normale sont $\mu = 259,513 \pm 0.221 \text{MVA}$ et $\sigma = 3,82449 \pm 0,156 \text{MVA}$, voir figure III.29 (a). Par conséquent, la puissance de court-circuit est

comprise dans l'intervalle entre 253 et 266 MVA, avec une probabilité de 95,4%. Les bornes de l'intervalle de valeurs possibles du courant de défaut obtenues par la méthode floue sont 251 et 268 MVA ; la fonction d'appartenance du courant est montrée dans la figure Fig. III.27 (b). Là encore, la plage de valeurs du courant obtenue par la méthode floue est plus large que celle obtenue par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

La tension de défaut aux phases 2 et 3 au niveau du nœud de défaut est égale à 0.5 la tension nominale pré-défaut (comme montré dans le tableau III.2), vu l'égalité des impédances de séquence : $Z_d = Z_i$, et vu que l'impédance de défaut entre phases est : $Z_{cc} = 0$. À partir de la figure III.27, on voit que la tension des phases du défaut varie entre 0.45 et 0.75 p.u sur les différents nœuds, à l'exception du nœud du réseau amont du transformateur, où la tension est de l'ordre de 0.90 p.u. La tension de tout le réseau de distribution est ainsi très influencée par le défaut. La tension de la phase restante 1 reste égale à la tension pré-défaut. Cette tension n'est pas impactée par le défaut biphasé, car on ne considère pas d'effets de couplage entre les lignes. En comparant les résultats, la plus grande plage d'incertitude du profil de tension est déterminée par les résultats de l'arithmétique floue, étant donné que les valeurs de courant de court-circuit flou sont plus étalées que celles obtenues par la simulation de Monte-Carlo. Le temps de simulation de la méthode de Monte-Carlo a été de 91 sec, tandis que pour la méthode d'arithmétique floue, il est de 1.2 sec.

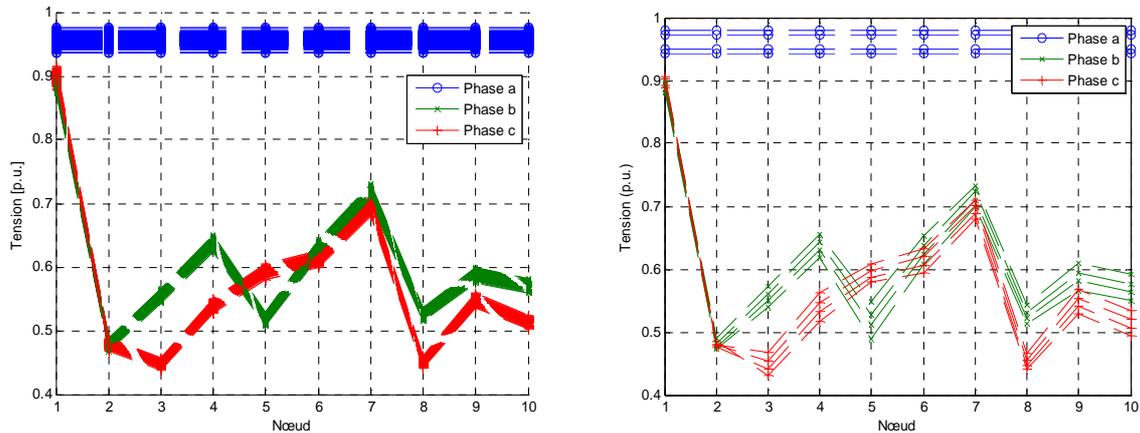


Figure III.27. Profil de tension du réseau sur court-circuit biphasé isolé dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

La puissance de court-circuit biphasé à la terre déterministe totale dans le nœud 2 est de 110 MVA. Les relations entre les courants de séquences sont $I_d = -I_i - I_o$ et la contribution totale au court-circuit est $I_{f4\phi} = I_o$. La contribution du courant de court-circuit pour les sources de courant (type d) et pour les sources de tension est une fraction $Z_i / |Z_d + Z_i|$ du courant directe (I_d), du schéma de la figure III.19. La contribution du réseau amont est 87 MVA, tandis que la contribution totale de tous les GEDs est de 23 MVA. La contribution du parc éolien 1 (source type d) est de 3.44 MVA. Egalement pour le parc éolien 3 (source Type c) la contribution diminue à 5.90 MVA. Les contributions aux courants de défaut du parc éolien 2 (source Type b) et des petites unités hydrauliques sont respectivement de 7.6 MVA et de 6.8 MVA.

La fonction de densité de probabilité des résultats stochastiques du courant de défaut biphasé terre obtenue par la simulation de Monte-Carlo a été approchée par une distribution normale $N(\mu, \sigma)$. Les paramètres trouvés de la distribution normale sont $\mu = 110,513 \pm 0.012 \text{ MVA}$ et $\sigma = 2,12449 \pm 0,096 \text{ MVA}$, voir figure III.31 (a). Par conséquent, la puissance de court-circuit se situe dans l'intervalle de 108 à 112 MVA avec une probabilité de 95,4%. L'intervalle maximum de variation du courant de défaut obtenu par la méthode floue varie de 106,2 à 114,8 MVA, la

fonction d'appartenance du courant est montrée dans la figure III.31 (b). De nouveau, la variation du courant obtenue par la méthode floue est plus grande que celle obtenue par la méthode de Simulation de Monte-Carlo sur cet exemple.

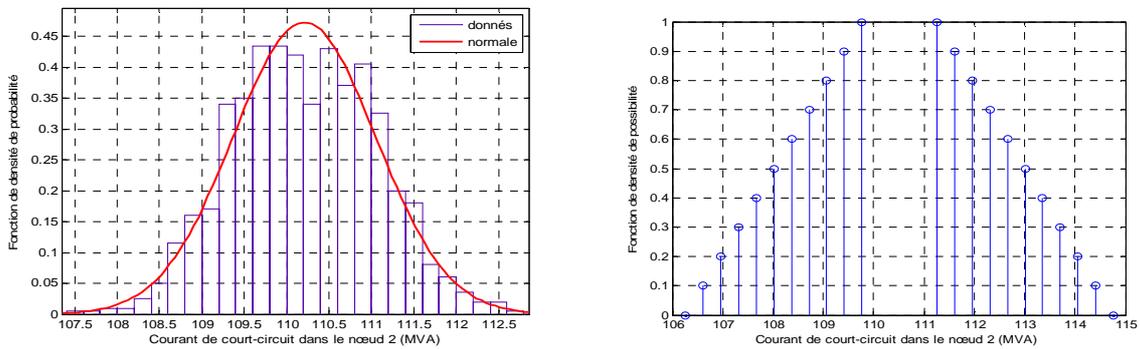


Figure III.28. Puissance de court-circuit biphasé à terre dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

Les tensions de défaut des phases 2 et 3 sur le nœud en défaut sont égales à zéro avec un court-circuit franc, dû au fait que les impédances de séquence sont égales ($Z_d = Z_i$). La figure III.32 montre que les tensions de phases sont plus petites que pour un défaut isolé et varient entre 0.40 et 0.65 p.u. La tension du réseau amont reste à 0.80 p.u. Le profil de tension de la phase saine présente une surtension dans le nœud en défaut. Le tableau II-2 donne la relation tension pour ce type de défaut $V_1 = 3U_n / (2 + Z_d / Z_o)$, en prenant en compte la relation entre les impédances de séquence $Z_o > Z_d = Z_i$. Ainsi, la tension de la phase (V_1) varie de 1.0 à 1.5 p.u. Les tensions des autres nœuds de la phase saine sont inférieures à la tension avant défaut pour le déséquilibre occasionné sur le nœud 2. En effet, les valeurs de courants de court-circuit ont varié plus pour la méthode floue par rapport à celles obtenus par la simulation de Monte-Carlo. Le temps de simulation de la méthode de Monte-Carlo a été de 91 secondes, tandis que pour la méthode floue, elle est de 1.2 seconde.

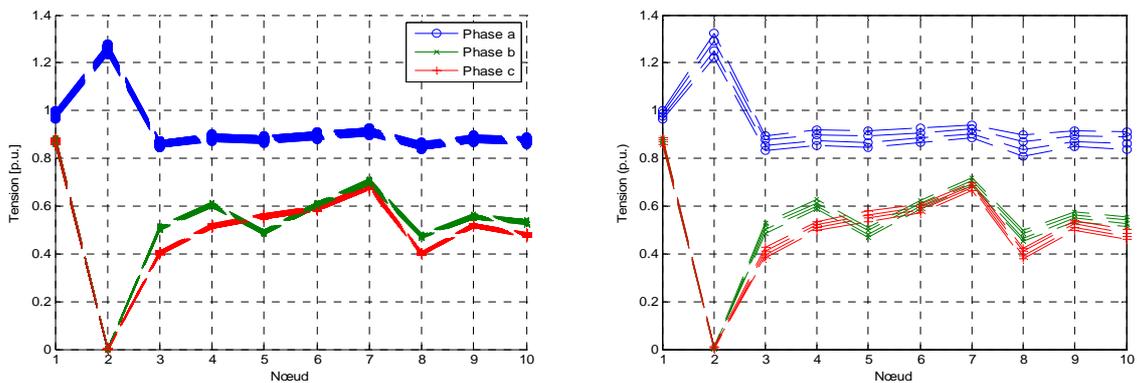


Figure III.29. Profil de tension du réseau sur court-circuit biphasé à terre dans le nœud 2 obtenu par (a) la méthode de Monte-Carlo (b) la méthode de l'arithmétique de nombres flous.

III.4. Les indices de fiabilité

La fiabilité du réseau électrique est exprimée en fonction d'indices, qui mesurent la qualité de service du réseau. Afin de qualifier la fiabilité, il est nécessaire d'introduire un certain nombre d'indicateurs qui permettent de la définir. Ces indices doivent être suffisamment précis et sensibles pour distinguer les différents scénarios d'opération que doit connaître l'opérateur pour réagir aux événements possibles du réseau. Les indices de fiabilité décrivent le fonctionnement du système, les opérations possibles du réseau. Ils permettent de justifier de

nouveaux investissements, de comparer de solutions d'expansion du réseau et d'évaluer le rapport coût/bénéfice [BI-96]. Il existe deux types des indices de fiabilité :

- a) Les indices de base qui modélisent l'état du composant en panne ou hors service, affectant la continuité de l'approvisionnement d'énergie pour les consommateurs. Par conséquent, ils évaluent la fiabilité d'un réseau et donnent des indicateurs probabilistes, liés à la continuité du service.
- b) Les indices globaux qui peuvent se définir à partir des indices de base. Ils prennent en compte le nombre de consommateurs affectés par une défaillance, la durée hors service et la fréquence de ces pannes.

La fiabilité du réseau est importante pour la qualité du service. Les indices principaux de fiabilité étudiés sont décrits ci-dessous.

III.4.1. Le taux de défaillance

C'est un indice de fiabilité de base. Le taux de défaillance (λ) représente le nombre de défaillances d'un composant du système pendant sa durée de vie opérationnelle. Le temps moyen avant défaillance (*MTTF* en Anglais *Mean Time To Failure*) est défini comme l'inverse du taux de défaillance ($MTTF = 1/\lambda$). L'indice λ est calculé selon l'équation suivante [BI-96] :

$$\lambda = \frac{\sum_{i=0}^N n_i}{T} \quad \text{Équation III.43}$$

où n_i est le nombre de pannes, N est le nombre de composants et T le temps d'observation. Les temps de défaillance des composants suivent normalement une distribution de probabilité de type exponentielle pendant leur durée de vie utile ou de fonctionnement. De plus, le taux de défaillance dans un réseau radial ne dépend que des taux de défaillance des composants et non des temps de restauration. Par conséquent, les temps de restauration ne modifient pas le taux de défaillance. Le relevé des défaillances (λ) d'un composant fait apparaître pour une courbe en baignoire [BI-99], on constate ainsi que le taux d'arrivée des pannes est constant pendant une période étendue de fonctionnement. Le phénomène d'arrivée des pannes dans le temps suit une distribution type Poisson.

III.4.2. Le taux de réparation

C'est un indice de fiabilité de base. Le taux de réparation (M) indique le nombre de réparations d'un composant ou réseau pendant sa durée de vie. Le temps moyen de réparation (*MTTR* en Anglais *Mean Time To Failure*) est le temps moyen mis pour réparer le système et il est défini comme l'inverse du taux de réparation ($MTTR = 1/M$). L'indice M est calculé selon Billinton [BI-96] par l'équation suivant :

$$M = \frac{\sum_{j=0}^k \lambda_j}{\sum_{j=0}^k t_j \lambda_j} \quad \text{Équation III.44}$$

dans laquelle λ_j est le taux de défaillance (constant) du composant, t_j le temps pour réparer le système et k le nombre de composants.

III.4.3. Le taux d'indisponibilité

C'est un indice de fiabilité de base. L'indisponibilité (U) donne la probabilité de trouver un composant (ou le système) en défaillance à n'importe quel instant. Il définit la période de temps pendant laquelle le composant est hors service [BI-96].

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + M} \quad \text{Équation III.45}$$

où M est le taux de réparation et λ le taux de défaillance du composant. Ces indicateurs sont des variables aléatoires, de sorte que les valeurs indiquées sont des valeurs moyennes attendues et des prédictions faites à partir des informations historiques sur les événements du réseau. Son analyse dépend de la méthode d'évaluation de la fiabilité et de la qualité des informations disponibles (historiques ou modélisations physiques/comportementales).

III.4.4. L'énergie non distribuée

L'indice de l'énergie non distribuée (*EENS* en Anglais *Expected Energy Not Supplied*) est utilisé pour représenter la probabilité de panne sur la charge du système. Par exemple, s'il n'y a pas d'autres lignes d'alimentation disponibles ni de bouclage du départ, un défaut k sur la branche principale interrompt l'alimentation de toutes les branches et les charges associées alimentées en aval de la protection. Par conséquent, l'énergie non fournie à cause de la défaillance de la branche k est [NA-03a] :

$$EENS_k = D\lambda l_k [m_k] [P] \quad \text{Équation III.46}$$

où λ est le taux de défaillance de la ligne par unité de longueur ; ; D la durée de l'interruption, l_k la longueur de la ligne k et P la puissance moyenne de la charge. Ces valeurs sont des variables qui ne peuvent pas être prédites avec certitude. l'énergie non fournie dépend au même temps de la localisation des protections qui minimisent l'étendue de son impact. Les éléments de la matrice de connectivité entre branches (m_{ik}) sont définis avec la relation suivante [NA-03a].

$$m_{ik} = \begin{cases} 1, \text{si la branche } i \text{ fournit la branche } k \\ 0, \text{autrement} \end{cases} \quad \text{Équation III.47}$$

Ainsi, l'énergie totale non-distribuée chaque année est égale à [NA-03a] :

$$EENS = \sum_{k=1}^n EENS_k + D' \lambda \sum_{k=1}^n l_k \sum_{k=1}^n P_k \quad \text{Équation III.48}$$

Le deuxième terme de l'équation III.48 englobe l'énergie non fournie au cours de la reprise de service et des diverses réparations. D' est la durée de la réparation.

On peut observer que l'indice *EENS* est une fonction monotone croissante qui dépend des courants consommés par la charge, du taux de défaillance, et de la durée de réparation.

III.4.5. L'indice de la fréquence moyenne d'interruption

L'indice de la fréquence moyenne d'interruption d'énergie (*SAIFI* en anglais *System Average Interruption Frequency Index*) est défini comme le ratio du nombre total d'interruptions longues des clients sur le nombre total de clients servis. Les coupures longues sont d'au minimum d'une minute selon l'IEEE et de trois minutes selon la CENELEC. Le *SAIFI* indique combien de fois en moyenne un client est en panne pendant un an. Il est calculé par l'équation suivante [NA-03a] :

$$SAIFI = \frac{\lambda \sum_{k=1}^n l_k \sum_{k=1}^n g_k}{\sum_{k=1}^n g_k} = \lambda \sum_{k=1}^n l_k \quad \text{Équation III.49}$$

où g_k est le nombre de clients servis. Un *SAIFI* de 3 signifie que les clients connectés en aval d'un poste source sont susceptibles d'être en rupture d'alimentation trois fois par an.

III.4.6. L'indice de la durée moyenne d'interruption

L'indice de la durée moyenne d'interruption du système (*SAIDI* en anglais *System Average Interruption Duration Index*) est défini comme le rapport entre la somme des durées d'interruption des pannes sur le nombre total de clients affectés par la panne. Le *SAIDI* indique la durée moyenne d'interruption en minutes par an et par client aussi bien pour les interruptions planifiées que celles non planifiées. Il est généralement donné pour une période d'un an et est calculé par l'équation suivante [NA-03a] :

$$SAIDI = D' \lambda \sum_{k=1}^n l_k + \frac{D \lambda \sum_{k=1}^n l_k [m_k][g]}{\sum_{k=1}^n g_k} \quad \text{Équation III.50}$$

où $[g]$ est un vecteur colonne de dimension $n \times 1$ qui indique le nombre de clients servis au point d'alimentation. Un *SAIDI* de 200 minutes signifie que les clients connectés à un poste source ont été sujets à des interruptions d'alimentation d'une durée moyenne totale de 200 minutes cumulées, sur la période d'un an.

On observe que les indices *SAIFI* et *SAIDI* sont proportionnels au taux de défaillance de la ligne par unité de longueur. Le *SAIDI* est une fonction linéairement croissante du temps de réparation et de la durée de défaillance. Ainsi, les limites pour ces indices de fiabilité peuvent être calculées facilement en utilisant l'arithmétique des nombres flous.

III.4.7. La description du réseau de distribution de 43 nœuds

C'est un réseau de distribution aérien réel triphasé équilibré de 10 kV (avec une puissance de référence de 100 kVA). Les principales sources d'incertitudes considérées pour l'évaluation de la fiabilité du réseau sont : la puissance de la charge, le taux de défaillance des lignes, la durée de l'interruption du service et de réparation. Le nombre de clients servis (g_k) et la topologie du réseau sont considérés comme des variables déterministes connues et constantes. Les données des paramètres du réseau et des incertitudes sont indiquées dans l'annexe A. Le diagramme monophasé direct du réseau sous étude est montré dans la figure suivante [NA-03a].

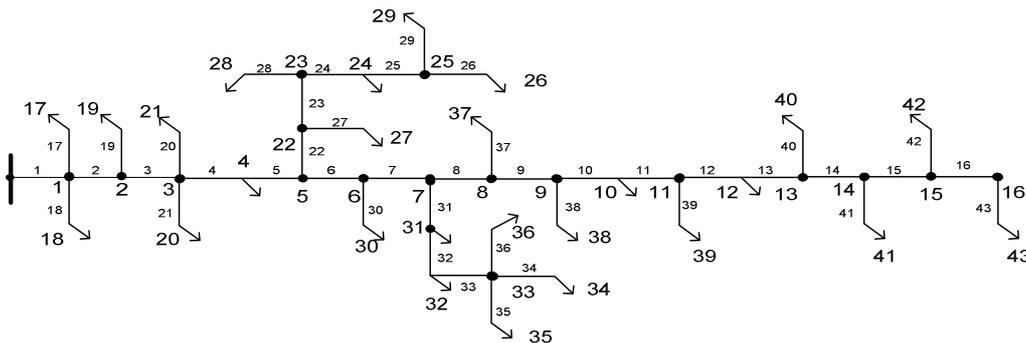


Figure III.30. Cas d'étude du réseau de distribution 10 kV.

Les paramètres d'incertitude sont représentés par leurs fonctions de densité de probabilité et leurs fonctions d'appartenance. Les deux modèles sont équivalents grâce au principe de cohérence de transformation de probabilité en possibilité. La modélisation floue associe un degré d'appartenance pour chaque valeur possible. Le nombre flou est représenté par une fonction d'appartenance trapézoïdale caractérisée $(a_1; a_2; a_3; a_4)$ avec $a_1 < a_2 < a_3 < a_4$. Les sources d'incertitude sont attribuées aux éléments suivants :

- a) Le taux de défaillance (λ) des lignes qui représente le nombre annuel de défaillances de la ligne pour chaque 100 km. Il suit une loi normale caractérisée par son espérance et son écart-type : $N_{\lambda}(0.07,0.01)$. Les extrêmes de la fonction floue trapézoïdale associée sont décrits par le quadruple $(a_1;a_2;a_3;a_4)=(0.04;0.06;0.08;0.10)$.
- b) La durée d'interruption du service (D) et la durée de réparation de la section en défaillance (D'), exprimées en heures. Elles suivent une loi normale caractérisée par l'espérance et l'écart-type, soit respectivement : $N_D(6,1)$ et $N_{D'}(1.25,0.30)$. Les extrêmes des fonctions floues trapézoïdales associées sont définis par les quadruples $(a_1;a_2;a_3;a_4)=(3.00;7.00;8.00;9.00)$ et $(a_1;a_2;a_3;a_4)=(0.35;0.95;1.55;2.00)$.
- c) Les puissances active et réactive des charges varient en fonction d'une loi normale déterminée dans la section III.2.8 de ce chapitre. L'incertitude de la distribution normale est caractérisée par $\sigma_{(\%) }=8.51\pm 0.026$. Les extrêmes de la fonction floue trapézoïdale associée sont définis par le quadruple $(a_1;a_2;a_3;a_4)=(0.84;0.95;1.05;1.16)$.

Les données d'incertitude ont été prises de la référence [NA-03a]. En principe, les données floues sont considérées comme provenant de l'expertise de l'opérateur ou d'un échantillon de mesures des paramètres incertains. Les valeurs possibles d'incertitude floue sont déterminées avec les α -cuts des fonctions d'appartenance $\mu_A(x)$ de chaque variable.

III.4.8. Le calcul des indices de fiabilité du réseau de distribution

Les effets de l'incertitude des variables d'entrée sur les grandeurs qui caractérisent les performances des réseaux de distribution sont examinés. Les indices de fiabilité par les méthodes de simulation de Monte-Carlo et par la méthode de l'arithmétique floue ont été déterminés et comparés. Nous avons comparé aussi le temps de simulation requise pour chaque méthode. La simulation de Monte-Carlo a été faite pour 2500 tirages aléatoires, ce qui donne une marge d'erreur de 0,0475 (valeur absolue) et un niveau de confiance de 99%. Le calcul avec la méthode possibiliste de l'arithmétique floue a été fait pour 11 coupes ($\alpha=11$ -cuts) des fonctions d'appartenance trapézoïdales. Les opérations de base de l'arithmétique floue ont été mises en œuvre dans Matlab. Les résultats des fonctions de densité de probabilité et d'appartenance des indices de fiabilité sont montrés dans les figures III.35 à III.37 pour le réseau de distribution proposé. Les temps de simulation de Monte-Carlo et de la méthode de l'arithmétique floue sont de 0.27 et de 0.15 secondes respectivement, pour les trois indices choisis : *EENS* , *SAIDI* et *SAIFI* . Le tableau suivant résume les valeurs de ces indices.

Tableau III-4. Indices de fiabilité déterministes.

EENS (MWh)	SAIFI (h/consom.*année)	SAIDI (int./consom.*année)
154.642	2.144	8.204

La valeur déterministe de l'énergie non distribuée pour les valeurs moyennes des variables est $EENS = 154.642$ MWh. L'énergie non distribuée dépend de quatre valeurs d'incertitude que sont la puissance de la charge (P), le taux de défaillance de la ligne par unité de longueur (λ), la durée d'interruption de service et de réparation (D et D'). Les résultats obtenus par la simulation de Monte-Carlo ont été représentés par un histogramme de la figure III.35 (a). La fonction de densité de probabilité a été approchée par une distribution normale $EENS = N(153.05;34.71)$ MWh, selon le test de vraisemblance avec une précision de 99% à partir de son histogramme dans la figure III.35 (a). Par conséquent, l'*EENS* se déplace dans l'intervalle de 50 MWh à 250 MWh avec une probabilité de 95,4%. Tandis que la valeur obtenue par l'arithmétique floue de la fonction d'appartenance trapézoïdale est caractérisée par le quadruplet $EENS = (32.82;128.46;186.30;275.68)$ MWh.

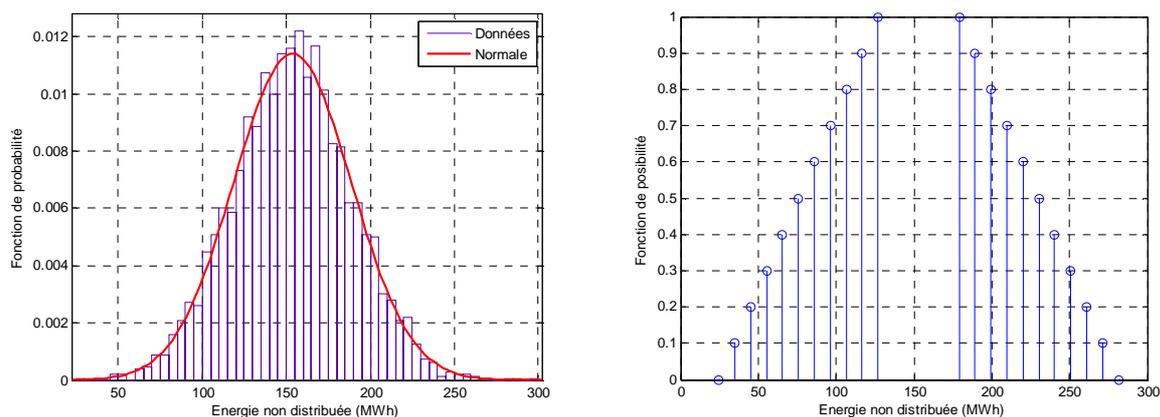


Figure III.31. L' *EENS* obtenue par la méthode de : (a) Monte-Carlo (b) l'arithmétique floue.

La valeur déterministe du *SAIFI* pour les valeurs moyennes des variables est $SAIFI = 2.144$ interruption/consommateur/an. Le *SAIFI* varie faiblement, vu que la seule source d'incertitude est liée au taux de défaillance des lignes (λ). Les résultats obtenus par la simulation de Monte-Carlo ont été représentés par un histogramme. La fonction de densité de probabilité a été approchée par une distribution normale $SAIFI = N(2.125; 0.215)$ interruption/consommateur*année, selon le test de vraisemblance avec une précision de 99% à partir de son histogramme. Par conséquent, le *SAIFI* se déplace dans l'intervalle de 2.86 à 1.48 avec une probabilité de 95,4%. Les valeurs obtenues par l'arithmétique floue de la fonction d'appartenance trapézoïdale est caractérisée par le quadruplet $SAIFI = (1.22; 2.01; 2.28; 3.60)$ heures/consommateur/an.

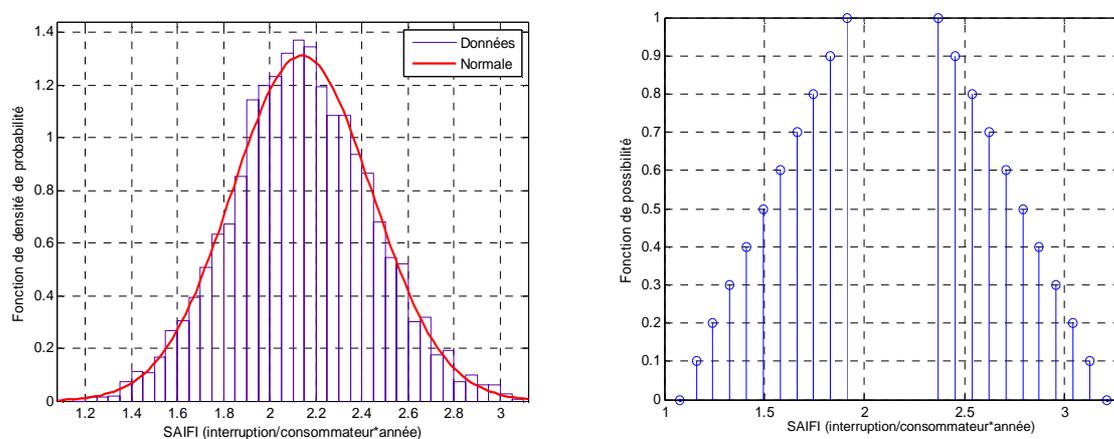


Figure III.32. Le *SAIFI* obtenu par la méthode de : (a) Monte-Carlo (b) l'arithmétique floue.

La valeur déterministe du *SAIDI* pour les valeurs moyennes des variables est $SAIDI = 8.204$ heures/consommateur*année. Le *SAIDI* est affecté par plusieurs facteurs d'incertitude qui ne peuvent pas être exactement prédits, telle que la localisation du défaut, les temps de défaut et de réparation. Pour cette raison, les résultats varient plus que pour le *SAIFI*. Les résultats obtenus par la simulation de Monte-Carlo ont été représentés par un histogramme. La fonction de densité de probabilité a été approchée par une distribution normale $SAIDI = N(8.12; 1.43)$ heures/consommateur/an, selon le test de vraisemblance avec une précision de 95% à partir de son histogramme. Par conséquent, le *SAIDI* se déplace dans l'intervalle de 5.26 à 10.98 avec une probabilité de 95,4%. Tandis que la fonction d'appartenance trapézoïdale, obtenue par l'arithmétique floue, est caractérisée par le quadruple $SAIDI = (2.72; 7.15; 9.33; 13.95)$ heures/consommateur/an.

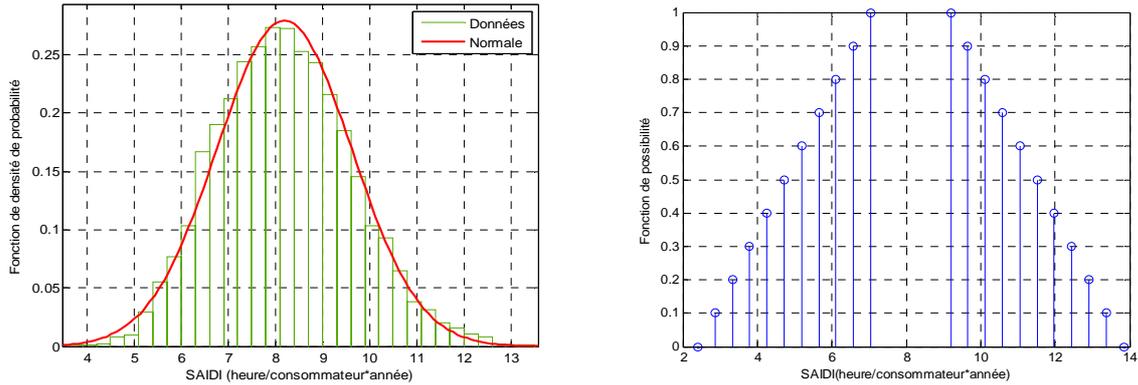


Figure III.33. Le *SAIDI* obtenu par la méthode de : (a) Monte-Carlo (b) l'arithmétique floue.

A partir de ces résultats obtenus, on observe que les valeurs déterministes coïncident avec les valeurs moyennes des fonctions de probabilité et de possibilité. Les valeurs du *SAIFI* et du *SAIDI* sont basses, ce qui indique une haute qualité du service en termes des durées et fréquences d'interruptions annuelles, tandis que l'*EENS* est élevée pour cette topologie. De manière générale, l'intervalle des valeurs possibles des indices est large, car prenant compte toutes les incertitudes. Dans tous les cas, l'intervalle de variation des valeurs possibiliste a été plus grand que la variation obtenue par la méthode de simulation de Monte-Carlo. Les limites des indices de fiabilité reflètent les incertitudes des entrées. L'indice le plus affecté par les incertitudes des données d'entrée est l'*EENS* qui devrait être considéré comme un indice pertinent pour toute prise de décision. L'indice le moins touché est le *SAIFI*. Le temps de simulation des deux méthodes est réduit (de moins de 1 sec); néanmoins, la durée de la méthode de l'arithmétique floue est moitié moindre que pour la simulation de Monte-Carlo.

III.5. Conclusion

Le réseau de distribution est exploité de manière radiale, en moyenne et basse tension. Les études statiques étudiées dans ce chapitre comprennent le calcul de répartition de charges pour les réseaux radiaux, le calcul des courants de court-circuit et les indices de fiabilité. La structure radiale du réseau a obligé à chercher un algorithme alternatif aux algorithmes classiques (matriciels ou autres, prévu pour les réseaux de transport) de calcul de répartition de charges. La détermination des courants de court-circuit a été faite en considérant la méthode de calcul et les facteurs de correction des impédances de la norme IEC 60909 avec différentes sources de production décentralisées à base d'énergies renouvelables. La topologie radiale du réseau permet d'écrire les équations des indices de fiabilité pour ce cas particulier qui affectent la qualité de service du consommateur.

Les variables électriques du réseau ont été modélisées, en prenant en compte les sources d'incertitude déjà existantes dans le réseau. Dans les calculs, les variables électriques sont traitées normalement de manière déterministe, considérant des valeurs comme la prédiction de la charge par exemple. L'intégration des GEDs dans les réseaux de distribution fait que la prise en compte uniquement des valeurs déterministes extrémales, dans les calculs, pourrait sous-estimer les résultats de simulation et conduire à des conclusions trop optimistes. Le meilleur choix est de considérer la combinaison des variables dans les algorithmes comme un ensemble variable. Toutefois, le modèle des variables électriques du réseau peut être construit aussi de manière stochastique ou aléatoire, en prenant en compte des incertitudes pour l'évaluation de son impact sur sa performance. Les modèles d'incertitude sont fondés, soit sur l'utilisation directe des résultats de mesures, soit sur le choix d'une distribution de probabilité empirique adaptée aux valeurs mesurées (approche probabiliste) ou d'une distribution de possibilité (approche floue).

Les variables d'incertitude analysées dans ce chapitre ont été principalement la demande et la production décentralisée. La demande des clients est un paramètre qui change considérablement au cours de la journée, la semaine et l'année. La production d'énergie des éoliennes varie aussi en fonction des conditions météorologiques. Ces deux facteurs causent des difficultés dans l'estimation des pertes de puissance par exemple. D'autres types d'incertitudes ont été considérés dans les études de ce chapitre, comme des petites variations des paramètres de ligne et de la tension du poste source. Ces modèles d'incertitude servent à évaluer l'impact de l'incertitude et les exigences du comportement des variables électriques du réseau.

La mise en œuvre des approches probabiliste et possibiliste a été testée dans les calculs statiques. L'approche probabiliste est mise en œuvre en appliquant la méthode de simulation de Monte-Carlo et la modélisation des incertitudes des variables électriques (puissance, paramètre de ligne, entre autres) est réalisée avec des fonctions de densité de probabilité. L'approche possibiliste est faite en appliquant la méthode de l'arithmétique des intervalles flous et la modélisation des incertitudes est faite avec des fonctions d'appartenance floues. Les nombres flous associent un degré d'appartenance de chaque valeur possible de la variable. On peut obtenir la fonction d'appartenance floue à partir des données de mesures ou des erreurs de mesures.

Les résultats des études menées sur les réseaux test ont montré que l'intervalle de variation des sorties par la méthode de l'arithmétique floue englobe celles obtenues par la méthode de Monte-Carlo. La méthode de l'arithmétique floue a aussi une meilleure performance au niveau de temps de calcul par rapport à la méthode de Monte-Carlo. La méthode de l'arithmétique floue a été effectuée en fonction des coupes-alpha pour les variables d'incertitude avec $\alpha=11$.

La raison de la différence entre les résultats de deux méthodes est que l'arithmétique des intervalles flous utilise les valeurs extrêmes des variables (minimum et maximum) dans les opérations arithmétiques. Par contre, la méthode de simulation de Monte-Carlo fait un tirage aléatoire pour chaque variable d'incertitude en fonction de sa probabilité d'occurrence. La méthode de simulation de Monte-Carlo n'explore pas les pires valeurs de faible probabilité ; cela oblige le lancement d'un grand nombre d'itérations pour obtenir une loi normale, ce qui augmente le temps de calcul. Le temps de simulation peut devenir significatif pour des réseaux de grande taille.

La méthode de l'arithmétique floue peut être utilisée dans les réseaux plus de plus grande dimension (grand nombre de variables incertaines), où l'application de la méthode de Monte-Carlo prendrait trop de temps. Le fait qu'il soit possible de convertir des nombres flous en des fonctions de densité de probabilité permet d'évaluer indirectement les probabilités en termes de fonctions de distribution de possibilité. Il est important de noter que la fonction d'appartenance doit satisfaire les conditions de base mentionnées dans le chapitre II afin d'appliquer la transformation. Aussi, pour l'application de la méthode de l'arithmétique floue, il faut que l'algorithme de base pour la résolution du problème soit défini en termes d'opérations arithmétiques simples, voir section II.4.6. Le temps de simulation évité par la méthode de l'arithmétique floue par rapport à la simulation de Monte-Carlo dépend aussi de la méthode de résolution de l'algorithme de base. Ces deux méthodes (probabiliste et possibiliste) peuvent être appliquées dans n'importe quelle topologie du réseau avec la limitation des opérations arithmétiques simples.

La méthode de l'arithmétique floue est utile afin d'évaluer les incertitudes, liées à l'intégration des sources d'énergie stochastiques, qui ont un impact plus fort que la production d'énergie conventionnelle dans les études du réseau en raison de leur production d'énergie variable.

Chapitre IV

IV. Etudes dynamiques du réseau

IV.1. Introduction	96
IV.2. La stabilité du réseau électrique.....	97
IV.2.1. Les différents types de stabilité	98
IV.2.2. Les méthodes d'évaluation de la stabilité.....	100
IV.3. Le modèle de la machine synchrone.....	100
IV.4. Le régulateur de fréquence de la turbine	105
IV.5. Le régulateur automatique de tension	106
IV.6. Le modèle de l'éolienne	107
IV.6.1. L'éolienne à vitesse constante avec machine asynchrone à cage d'écureuil	107
IV.6.2. L'éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation... ..	108
IV.6.3. L'éolienne à vitesse variable avec machine synchrone	109
IV.6.4. Comparaison des principaux types de turbines éoliennes.....	109
IV.7. Le modèle de l'éolienne avec machine asynchrone à double alimentation.....	110
IV.8. L'analyse de la stabilité en petits signaux.....	114
IV.9. Les considérations sur la stabilité du réseau filien en présence des éoliennes	115
IV.10. Le modèle de rafale du vent par chapeau Mexicain	118
IV.11. La description du réseau étudié.....	119
IV.12. Les études des perturbations sur le réseau 9-nœuds.....	120
IV.13. Les résultats de simulation.....	122
IV.13.1. Le scénario déterministe 1 : Le court-circuit triphasé	122
IV.13.2. Le scénario probabiliste 2 : La variation de la charge.....	125
IV.13.3. Le scénario probabiliste 3 : La perte d'une machine synchrone.....	128
IV.13.3.1. Le scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 37%.....	129
IV.13.3.2. Le scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 40% et plus ..	132
IV.13.4. Le taux de pénétration maximale pour les éoliennes	135
IV.14. Conclusion.....	136

IV.1. Introduction

Le réseau électrique comprend de nombreux éléments avec des caractéristiques dynamiques et des effets non linéaires différents. Le comportement et la stabilité dynamique du réseau sont des critères essentiels dans les étapes de l'évaluation de la sécurité du réseau. Les phénomènes dynamiques ont des impacts économiques et des impacts sur la qualité du service. La prise en compte de ces phénomènes permet également de prévoir les conditions de fonctionnement auxquelles le réseau et ses composants peuvent être soumis ainsi que les marges de sécurité possibles. Ces considérations techniques sont très importantes pour assurer la fiabilité et la sécurité du réseau déjà existant, ainsi que pour l'interconnexion avec d'autres réseaux ou encore pour le raccordement des nouveaux éléments, tout en tenant compte des diverses incertitudes mises en œuvre. Le système doit être capable de fonctionner sous des conditions de fonctionnement normales, et face à des perturbations tant endogènes qu'exogènes. Ainsi, les études dynamiques permettent, entre autres, la mise en œuvre de décisions futures pour la préparation à la conduite voire la planification du réseau. Les dynamiques du réseau sont dues aux processus électriques ou mécaniques et à leurs effets directs ou indirects sur les éléments passifs et actifs du réseau. Les perturbations les plus couramment étudiées sont les courts-circuits, les augmentations de la charge, la perte d'un générateur, l'ouverture d'une ligne, entre autres. Ces perturbations serviront de base pour nos scénarios d'étude du réseau.

Ce chapitre présente le concept de la stabilité du réseau et sa classification en fonction de ses effets sur les variables électriques (la position entre les angles du rotor de machines, la tension et la fréquence de nœuds) dans la section IV.2; ou son classement en fonction de la nature de la perturbation (statique, dynamique et transitoire). Comme l'énergie électrique ne se stocke pas, le terme stabilité du réseau définit la capacité du réseau à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie à tout moment ; le système doit continuer à fonctionner après avoir été soumis à une perturbation aussi, en gardant les variables du système dans les limites de fonctionnement [SA-98]. Lors de l'analyse de la stabilité, il est important d'avoir des modèles mathématiques « précis » des composants du réseau qui reflètent au mieux leurs caractéristiques dynamiques et leurs interactions avec le système complet. Ainsi, les modèles fondamentaux pris en compte dans ces études sont usuellement les machines synchrones, asynchrones, les systèmes de contrôles automatiques primaires des générateurs, les automates liés, entre autres, aux transformateurs de puissance avec régulateurs en charge ainsi que les protections et les charges. Le modèle de la machine synchrone est présenté dans la section IV.3. Les régulateurs primaires sont principalement des régulations de fréquence (TG en anglais pour *Turbine Governor*), de tension (AVR en anglais pour *Automatic Voltage Regulator*) et d'amortissement des oscillations de puissance (PSS en anglais pour *Power System Stabilizer*) [KU-94] aux bornes des machines qui réagissent aux perturbations. En état stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant le générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont en équilibre. Les régulateurs primaires des machines jouent un rôle fondamental dans le réglage du point de fonctionnement de la machine lors d'un déséquilibre entre la demande et la production. Les schémas du réglage primaire mis en œuvre pour la fréquence et la tension (TG et AVR) sont montrés dans les sections IV.4 et IV.5.

A l'heure actuelle la puissance fournie par les grands parcs éoliens devient de plus en plus importante. Cette puissance fournie est variable et dépend de la vitesse du vent. Les caractéristiques des trois principaux types de technologies de générateur éoliens sont étudiées dans la section IV.6. Ces trois technologies sont la machine asynchrone à vitesse constante (CSWT en anglais pour *Constant Speed Wind Turbine*), la machine asynchrone à double alimentation (DFIG en anglais pour *Double Fed Induction Generator*) et la machine synchrone à vitesse variable raccordée au réseau par une interface d'électronique de puissance (DDSG en anglais pour *Direct Drive Synchronous Generator*). Le modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation (DFIG) est développé dans la section IV.7. Le modèle retenu

de la vitesse est d'une rafale du vent est présenté dans la section IV.10. La modélisation appropriée de la machine, de son système de contrôle-commande et de l'évolution de la vitesse du vent permet d'évaluer l'impact de la production éolienne sur le réseau.

Le comportement dynamique du réseau est régi par un ensemble d'équations algèbro-différentielles non linéaires d'ordre élevé liant les différents modèles des éléments du réseau. On peut réaliser un modèle linéaire du réseau complet et analyser la stabilité du réseau devant de petites perturbations autour d'un point d'équilibre. Ces concepts sont étudiés dans la section IV.8. Les contraintes tels que les limites thermiques des lignes, les tensions maximales aux nœuds, les puissances actives et réactives maximales des machines doivent être évaluées pendant et après la perturbation jusqu'à arriver à un nouvel état stable. Les parcs éoliens peuvent également être soumis à la fourniture de services système de type régulation de fréquence ou de tension ; de plus, des limites en puissances active et réactive sont à respecter dans des conditions particulières de fonctionnement. Dans la section IV.9, nous avons comparé les exigences du réseau Irlandais (en anglais *grid code*) et des réseaux îliens français.

Des études de stabilité ont été employées pour déterminer un taux de pénétration maximal d'un parc éolien raccordé au réseau Anderson [AN-02] de 9-bus, 3-générateurs présenté dans la section IV.11. On considère un parc éolien avec des machines de type DFIG avec un taux de pénétration de puissance important. Le taux de pénétration maximal du parc éolien dépend de nombreux paramètres dont la topologie et les contraintes des éléments du réseau. Pour ce taux, le réseau doit toujours revenir à un état d'équilibre en respectant les contraintes des éléments du réseau. La méthode de Monte-Carlo a été utilisée en tenant compte, entre autres incertitudes, de la variation de la charge pour reconstituer une fonction de probabilité des cas instables en fonction du taux de pénétration éolien, avec un scénario de fonctionnement du réseau qui soit le plus contraignant possible. La section IV.12 décrit les cas de simulations dynamiques étudiés tels que : le court-circuit (cas déterministe), l'augmentation de la charge (cas stochastique), la perte d'un générateur, l'ouverture d'une ligne. Le cas de perte d'une machine est le cas le moins favorable qui déterminera le taux de pénétration maximal du parc éolien. Les résultats sont montrés et analysés dans la section IV.13. En utilisant la simulation de Monte-Carlo, une courbe de densité de probabilité a été construite pour modéliser les pôles situés à droite de l'axe imaginaire qui rendent le système instable aux petites perturbations. Pour finir, la conclusion est donnée dans la section IV.14 de ce chapitre.

IV.2. La stabilité du réseau électrique

La stabilité du réseau électrique est la capacité du système, étant donné un point de fonctionnement initial, à continuer à fonctionner après avoir été soumis à une perturbation, en gardant les variables du système dans les limites de fonctionnement admissibles [SA-98]. En général, le réseau est caractérisé par les fluctuations temporelles des variables électriques, et la stabilité globale du réseau électrique se manifeste par l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique. Le comportement du réseau et sa stabilité face aux perturbations dépendent du lieu, de la nature et de l'ampleur des événements. Les perturbations typiques du réseau sont dues à des défaillances ou aux changements de la structure du réseau, des conditions d'exploitation, systèmes de contrôle-commande des machines ou du niveau des charges. Ces événements peuvent aboutir à déstabiliser une partie ou l'ensemble du réseau.

La stabilité peut être sub-divisée, selon l'effet de la perturbation, sur les variables électriques du réseau, principalement sur les machines. La stabilité est donc sub-divisée en trois catégories : la stabilité angulaire, qui étudie les excursions angulaires des rotors des machines synchrones, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence du réseau. La stabilité peut être classée aussi selon la durée du phénomène, donc divisée en stabilité statique, transitoire et dynamique [KU-94]. La figure ci-dessous montre la classification de la stabilité selon l'effet sur les variables électriques.

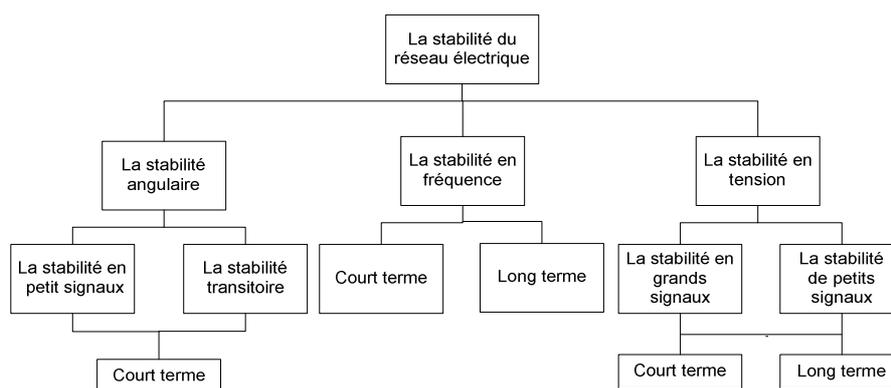


Figure IV.1. Classement de la stabilité des systèmes électriques [SA-98].

IV.2.1. Les différents types de stabilité

Le réseau électrique de transport se trouve parfois dans un fonctionnement proche des limites de stabilité à cause de facteurs comme la saturation du réseau et la difficulté de construction de nouveaux ouvrages, la multiplication des échanges d'énergie aux interconnexions, entre autres. Il est donc important d'évaluer la stabilité des réseaux d'énergie électrique pour tous les points de fonctionnement, et si possible en temps réel. La durée des phénomènes de la stabilité du réseau peut être divisée aussi en deux groupes de dynamique : lente ou rapide. Les perturbations lentes se font de manière graduelle (variations lentes de la charge, du plan de tension) et les perturbations rapides sont brusques (court-circuit sévère, perte d'ouvrages de type machines, jeux de barre, transformateurs ou lignes). L'échelle du temps est importante car elle influe sur la modélisation des composants du réseau [SA-98] et l'activation des mécanismes de réponse à la perturbation. Les principaux éléments pris en compte dans les modèles dynamiques du réseau sont les machines synchrones et asynchrones avec leurs excitations, les systèmes de régulation de fréquence (TG en Anglais *Turbine Governor*), les systèmes de régulation de tension (AVR en Anglais *Average Voltage Reguator*) et des systèmes d'amortissement des oscillations de puissance (PSS en anglais *Power System Stabilizer*) [KU-94].

- a) La stabilité angulaire : est définie comme la capacité du réseau à maintenir le synchronisme entre les machines interconnectées et de retrouver un point de fonctionnement d'équilibre lorsque le réseau est soumis à des perturbations importantes. Les grandes perturbations peuvent conduire à de larges excursions des angles du rotor de machines et, lorsque les actions correctives échouent, à la perte de synchronisme en fraction de millisecondes. Il faut maintenir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de la machine synchrone pour que le système soit stable. Ainsi la cause principale de l'instabilité angulaire est donc un déséquilibre entre les forces électromagnétiques et mécaniques appliquées à la machine. La stabilité angulaire peut être décomposée en deux types correspondant soit à la stabilité transitoire, soit de petits signaux.

La stabilité transitoire étudie la capacité du réseau à maintenir l'équilibre face à de grandes perturbations comme, par exemple, un court-circuit, ou la perte d'ouvrages importants du réseau de transport. Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, elles peuvent même conduire à l'effondrement complet du réseau (*black-out* en Anglais) [KU-94]. La gravité de la perturbation dépend du point initial de fonctionnement, du type de perturbation, de la durée, de la localisation, de la performance des systèmes de protection (sélectivité, relais, disjoncteurs, fusibles), du niveau de puissance active, de la topologie du réseau, du degré d'excitation des machines, des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs et des stabilisateurs mis en place.

Après un régime transitoire le système atteint un régime dit permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de la stabilité statique de petits signaux du réseau devant de petites perturbations. On dit qu'un réseau électrique est stable en régime statique petits signaux si, suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état fonctionnement synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état initial [SA-98]. Ainsi, on peut réaliser une linéarisation des équations algèbro-différentielles non linéaires représentant le réseau autour du point de fonctionnement. L'instabilité aux petits signaux peut être due à une augmentation régulière de l'angle du rotor de la machine, occasionnée par l'absence de couple synchronisant pour ralentir la machine, ou par des oscillations non amorties des rotors occasionnées par l'absence de couple amortissant. Les réglages des différents régulateurs peuvent aussi devenir inadaptés au nouveau régime permanent et causer une instabilité de petits signaux. Les contraintes de fonctionnement du réseau doivent être respectées en régime permanent. Si ce n'est pas le cas, l'opérateur du centre de contrôle du réseau doit ramener le système à un état stable en apportant des modifications adéquates suffisamment rapidement. Si quelques contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une ou des parties du réseau peut/peuvent se séparer du système pour assurer leur fonctionnement normal (îlotage intentionnel).

- b) La stabilité en fréquence : C'est la capacité du système à maintenir l'équilibre entre la production et la demande, afin de maintenir la fréquence proche de la fréquence nominale du réseau à 50 ou 60 Hz. L'instabilité peut être due à des oscillations de fréquence non amorties pouvant entraîner la déconnection des centrales et/ou des charges. Les petits réseaux îliens supportent souvent mieux les variations de fréquence, tandis que dans les grands réseaux interconnectés, les grandes perturbations peuvent conduire à des incidents généralisés (*blackouts* en Anglais).

La stabilité de fréquence court terme est associée à la déconnection d'une centrale ou aux changements intempestifs de la demande, (par exemple l'utilisation de fours à arc électrique peut causer des déséquilibres ou des instabilités provoquant la déconnection des éléments du réseau).

En revanche, la stabilité de fréquence long terme a comme origine principale la mauvaise coordination des protections, la perte de synchronisme des générateurs, des tensions basses, l'insuffisance des réserves de puissance active (pour réaliser le réglage secondaire en fréquence) et l'incapacité à rétablir l'équilibre de puissance.

- c) La stabilité en tension : C'est la capacité du système à maintenir la tension dans la plage de valeurs de tension règlementaire admissible. L'instabilité en tension se produit lorsqu'il y a une diminution ou une augmentation incontrôlée de la tension sur les nœuds d'une zone du réseau [SA-98]. Le facteur principal responsable de l'instabilité de tension est le déséquilibre de puissance réactive dans le système.

Les petites perturbations qui peuvent provoquer une instabilité de tension sont l'augmentation de la demande, la déconnection de lignes, ou des défauts éloignés qui provoquent l'augmentation de la consommation de puissance réactive ou l'augmentation des pertes.

La stabilité en tension aux grandes perturbations est occasionnée par des événements comme un court-circuit à proximité des centres de production, la déconnection des machines, les réactions des régleurs en charge des transformateurs ou des contrôleurs de tension.

La stabilité en tension diffère également selon la période d'étude ; il peut y avoir une instabilité à court terme et à long terme. L'instabilité à court terme implique le comportement transitoire des machines asynchrones, des dispositifs d'électronique de puissance et leur réponse dynamique devant un événement. L'instabilité à long terme est,

elle, due aux limites de tension des transformateurs avec changeurs de prises, aux limiteurs de courant d'excitation des générateurs, ou à l'absence de réserves dynamiques de puissance réactive dans le système.

IV.2.2. Les méthodes d'évaluation de la stabilité

Les méthodes d'évaluation de la stabilité dépendent du type de stabilité étudiée et du type de perturbation. Les méthodes proposées dans la littérature pour la stabilité transitoire sont les méthodes indirectes (intégration numérique), directes énergétiques (critère d'égalité des aires ou fonction d'énergie transitoire), directes (apprentissage automatique) et hybrides. Il existe deux méthodes principales pour évaluer la stabilité en tension : les méthodes dynamiques (intégration numérique) et statiques (point de bifurcation). Nous utiliserons et développerons ici la méthode indirecte d'intégration numérique qui est utilisée pour évaluer le comportement de diverses variables du réseau (les tensions, les angles, la fréquence, ainsi que les puissances actives et réactives). Cette méthode nous permettra d'établir les conditions de fonctionnement et de stabilité des variables du réseau face à d'éventuelles perturbations [MA-97] avec des incertitudes sur certaines grandeurs. Cette méthode peut, de plus, évaluer la robustesse du réseau vis-à-vis de petites et grandes perturbations.

La méthode indirecte d'intégration numérique détermine l'évolution temporelle par résolution pas-à-pas de l'ensemble des équations algébriques, intégrales et différentielles non linéaires qui gouvernent le comportement du réseau. Les modèles mathématiques décrivent la dynamique d'un système avant, pendant et après une perturbation. Ainsi, cette méthode permet d'inclure dans le modèle mathématique, les caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des systèmes de régulation et des systèmes de contrôle avancés (AVR, TG, PSS, entre autres), et de prendre aussi en considération les actions des systèmes de protection.

Les techniques numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes (intégration numérique) sont les méthodes d'Euler direct et modifiée, de Runge-Kutta implicite et explicite ou encore celle du « prédicteur-correcteur » [KU-94]. Cette méthode est directement applicable à tous les niveaux de détail des modèles de réseau électrique. Toutes les informations sur les variables d'état pendant le régime transitoire aussi bien que pendant le régime permanent sont disponibles avec cette méthode. D'autre part, les résultats de simulations peuvent être interprétés directement par les utilisateurs ; les mécanismes d'instabilité et l'évolution temporelle des variables peuvent être examinés en détail.

Les méthodes classiques de calcul de l'ensemble des équations algébro-différentielles sont souvent trop lourdes pour envisager leur traitement généralisé en temps réel. De plus, elles ne donnent qu'une simple réponse stable ou instable, sans permettre d'estimer la marge de stabilité du système. Aussi, toutes les situations qui peuvent survenir lors du fonctionnement en temps réel du système ne peuvent être prévues. Il faut donc être capable de trouver rapidement des moyens d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Ceci explique les énormes efforts consentis aux méthodes directes pour satisfaire ces demandes [GR-94]. Néanmoins, l'approche temporelle est la référence de toute analyse dynamique. La méthode est également l'outil de base des méthodes non conventionnelles.

IV.3. Le modèle de la machine synchrone

Le modèle mathématique de la machine synchrone comprend un ensemble d'équations algébriques et différentielles, qui décrivent le comportement des variables électriques (tension et courant) et mécaniques (couple, inertie de l'arbre, entre autres) de la machine. Le modèle électrique tient compte des différents effets introduits par le circuit du rotor, par les bobines de champ du stator et par les phénomènes associés aux circuits d'amortissement. La géométrie de la machine synchrone peut être à rotor avec pôles saillants (utilisé pour les centrales

hydrauliques), avec le noyau du rotor en fer feuilleté ; et à rotor avec pôles lisses (de vitesse de rotation élevée), avec un noyau en fer massif (utilisé pour les centrales thermiques).

La transformation de Park [PA-29] simplifie la modélisation de machines synchrones. Elle projette toutes les variables du circuit statorique triphasé suivant un repère tournant composé de trois axes, appelés « axe direct », « axe en quadrature » et « axe homopolaire ». Les équations homopolaires ne sont souvent pas considérées, car les tensions du réseau et de la machine sont supposées équilibrées. Les axes direct et en quadrature tournent à la vitesse de rotation synchrone. L'axe direct (axe d) est aligné avec l'axe du champ magnétique de l'enroulement du stator, et l'axe en quadrature (axe q) est de 90° en avance par rapport à l'axe d. La transformation de Park permet de réduire les équations des machines sur une représentation statique de phases, quand le rotor de la machine tourne à la vitesse de rotation synchrone. L'avantage de la transformation de Park est moins évident quand le rotor ne tourne pas à la vitesse synchrone.

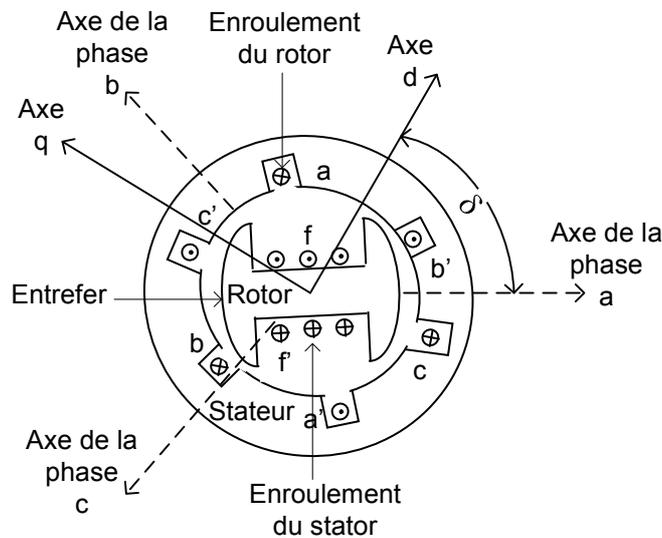


Figure IV.2 Diagramme de la machine synchrone.

La figure IV.2 montre la section transversale d'une machine synchrone de pôles saillants ainsi que les axes utilisés dans la représentation de Park [PA-29]. La nomenclature utilisée pour les éléments montrés dans la figure est la suivante : l'enroulement d'excitation de champ est nommé par ff' , l'enroulement triphasé du stator des trois phases est dénoté par aa' , bb' et cc' . L'effet des courants induits du noyau du rotor est regroupé sur l'axe en quadrature q_1q_1' avec l'enroulement du champ. Les effets d'amortissement sont modélisés par deux enroulements fictifs, d_1d_1' et q_2q_2' respectivement, dans le rotor. Ce modèle est le plus largement utilisé, d'autant plus que les paramètres des constructeurs des machines sont souvent exprimés dans ce référentiel. La transformation de Park annule la dépendance des inductances. La transformation représente l'angle entre la phase a et l'axe d avec deux circuits équivalents couplés, avec paramètres constants. Les tensions de la machine sur les axes d et q (v_d et v_q) sont :

$$\begin{aligned} v_d &= V_h \sin(\delta - \theta_h) \\ v_q &= V_h \cos(\delta - \theta_h) \end{aligned} \quad \text{Équation IV.1}$$

où δ est l'angle du rotor de la machine (aussi souvent appelé angle interne), θ_h est l'angle de la phase de tension du réseau au point h $V_h \angle \theta_h$. La puissance injectée (P_h et Q_h) par la machine au point h est exprimée sous la forme :

$$\begin{aligned} P_h &= v_d i_d + v_q i_q \\ Q_h &= v_q i_d - v_d i_q \end{aligned} \quad \text{Équation IV.2}$$

où i_d et i_q sont les courants du circuit du rotor de la machine sur les axes d et q. Les équations différentielles mécaniques classiques de la machine sont les suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \Omega_b (\omega - \omega_s) \\ \dot{\omega} &= \frac{\tau_m - \tau_e - D(\omega - 1)}{2H} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.3}$$

où Ω_b est la fréquence de base synchrone en rad/s ($\Omega_b = 2 \cdot \pi \cdot f \approx 314.16 \text{ rad/s}$ à 50 Hz), ω la fréquence de référence de la machine en grandeurs réduites (p.u.). Si la fréquence de référence est égale à la fréquence synchrone, alors $\omega_s = 1 \text{ p.u.}$ D est le coefficient d'amortissement en p.u., H la constante d'inertie de la machine en kW/kVA (on trouve souvent dans la littérature que le temps caractéristique de la machine est $M = 2H$), τ_m le couple mécanique de la machine et τ_e le couple électromagnétique. Le couple électromagnétique de la machine est défini par l'expression suivante :

$$\tau_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad \text{Équation IV.4}$$

où ψ_d et ψ_q sont les flux sur les axes d et q. Le couple mécanique d'entrée (τ_m) et la tension de champ (v_f) peuvent être définis comme des variables algébriques auxiliaires qui permettent facilement l'interface entre le modèle de la machine avec d'autres éléments tels que les régulateurs de vitesse de la turbine (TG en Anglais *Turbine Governor*) et les régulateurs automatiques de tension (AVR en Anglais *Automatic Voltage Regulator*). Les valeurs initiales du couple mécanique et de la tension de champ sont $\tau_m = \tau_{m0}$ et $v_f = v_{f0}$.

Les équations électriques du circuit du stator qui établissent la relation entre les flux magnétiques (ψ_d et ψ_q), les tensions (v_d et v_q) et les courants (i_d et i_q) sur les axes d et q sont les suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{\psi}_d &= \Omega_b (r_a i_d + \omega \psi_q + v_d) \\ \dot{\psi}_q &= \Omega_b (r_a i_q - \omega \psi_d + v_q) \end{aligned} \quad \text{Équation IV.5}$$

où r_a est la résistance de l'armature, $\dot{\psi}_d$ et $\dot{\psi}_q$ les dérivées des flux magnétiques sur les axes d et q respectivement. Pendant les phénomènes électromagnétiques transitoires, la dynamique des flux est relativement rapide. En fait, pour les études de stabilité transitoire du réseau électrique de fréquence de 50 ou 60 Hz, l'inverse de la fréquence de base est : $1/\Omega_b = 10^{-3} \text{ s}$. Une simplification commune est de supposer $\dot{\psi}_d \approx \dot{\psi}_q \approx 0$, ce qui conduit à :

$$\begin{aligned} 0 &= r_a i_d + \omega \psi_q + v_d \\ 0 &= r_a i_q - \omega \psi_d + v_q \end{aligned} \quad \text{Équation IV.6}$$

Ainsi, étant donné que les écarts de vitesse du rotor sont petits, la vitesse du rotor est égale à la fréquence nominale ($\omega \approx 1$). Par conséquent, l'équation IV.6 devient :

$$\begin{aligned} 0 &= r_a i_d + \psi_q + v_d \\ 0 &= r_a i_q - \psi_d + v_q \end{aligned} \quad \text{Équation IV.7}$$

Les trois équations du circuit du stator peuvent être utilisées indifféremment. L'équation du modèle IV.5 est utilisée pour une analyse détaillée qui nécessite une formulation précise des équations électromagnétiques pour les études dynamiques. Le choix le plus commun adopté est celui de l'équation IV.7, qui permet également de supprimer les variables ψ_q et ψ_d à partir du modèle de la machine.

La plupart des modèles des équations magnétiques de la machine ont une variable d'état par enroulement du rotor, réel ou équivalent. Ainsi, dans le cas général, le modèle de la machine nécessite quatre variables d'état avec leurs équations différentielles associées nécessaires pour un modèle dynamique. Deux équations algébriques permettent de définir les flux du stator, les courants du stator, la tension de champ et les variables d'état du rotor. Le modèle complet des équations magnétiques de la machine de Marconato [MA-02] sur les axes d et q de la machine est décrit par les équations différentielles suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{e}_q' &= (-e_q' - (x_d - x_d' - \gamma_d) i_d + (1 - T_{AA} / T_{d0}') v_f) / T_{d0}' \\ \dot{e}_d' &= (-e_d' - (x_q - x_q' - \gamma_q) i_q) / T_{q0}' \\ \dot{e}_q'' &= (-e_q'' + e_q' - (x_d' - x_d'' + \gamma_d) i_d + T_{AA} v_f / T_{d0}') / T_{d0}'' \\ \dot{e}_d'' &= (-e_d'' + e_d' - (x_q' - x_q'' + \gamma_q) i_q) / T_{q0}'' \end{aligned} \quad \text{Équation IV.8}$$

$$\begin{aligned} \text{Avec} \quad \gamma_d &= \frac{T_{d0}''}{T_{d0}'} \frac{x_d''}{x_d'} (x_d - x_d') \\ \gamma_q &= \frac{T_{q0}''}{T_{q0}'} \frac{x_q''}{x_q'} (x_q - x_q') \end{aligned} \quad \text{Équation IV.9}$$

où e_q' et e_d' sont les tensions induites dans les enroulements amortisseurs (dynamique rapide), e_q'' et e_d'' les tensions induites dans l'enroulement du champ continu et dans le noyau du rotor (induits en régime transitoire). La réponse dynamique des enroulements amortisseurs est plus rapide que celle de l'enroulement de champ en courant continu et des courants induits. Dans l'état d'équilibre synchrone les tensions sont e_q et e_d ; enfin γ_d et γ_q sont les coefficients de puissance active et réactive du nœud de l'axe d et q.

Les paramètres de la machine sont x_d la réactance synchrone de l'axe direct, x_d' la réactance transitoire de l'axe direct, x_d'' la réactance subtransitoire de l'axe direct, T_{d0}' la constante de temps transitoire en circuit ouvert de l'axe direct, T_{d0}'' la constante de temps subtransitoire en circuit ouvert de l'axe direct, x_q la réactance synchrone de l'axe quadrature, x_q' la réactance transitoire de l'axe quadrature, x_q'' la réactance subtransitoire de l'axe quadrature, T_{q0}' la constante de temps transitoire en circuit ouvert de l'axe quadrature et T_{q0}'' la constante de temps subtransitoire en circuit ouvert de l'axe quadrature, T_{AA} la constante de temps de fuite sur l'axe d. Toutes les réactances sont exprimées en p.u. et les constantes de temps en secondes. Les équations algébriques suivantes complètent le modèle de la machine synchrone :

$$\begin{aligned} 0 &= \psi_d + x_d'' i_d - e_q'' \\ 0 &= \psi_q + x_q'' i_q + e_d'' \end{aligned} \quad \text{Équation IV.10}$$

Le modèle utilisé dans cette thèse est un modèle simplifié du quatrième ordre, avec quatre variables d'état et leurs équations différentielles associées. Plusieurs simplifications sont appliquées aux équations classiques du modèle Marconato de la machine d'ordre huit avec saturation. La figure. IV.3 montre la courbe de saturation de la machine synchrone. La caractéristique de saturation de la machine synchrone [KU-94] est définie en fonction des facteurs de saturation $S(1,0) = 1 - i_{d1} / i_{b1}$ et $S(1,2) = 1 - i_{d12} / i_{b12}$. La courbe de saturation de la figure ci-dessous est linéaire pour les tensions $e_q' < 0.8$, alors qu'elle est approchée au moyen d'une interpolation quadratique pour $e_q' \geq 0.8$. La relation $S(1,0) < S(1,2)$ assure la convexité de la droite de la courbe de saturation. Si les facteurs de saturation $S(1,0)$ et $S(1,2)$ sont donnés, la constante de temps de fuite sur l'axe d est considérée nulle ($T_{AA} \approx 0$).

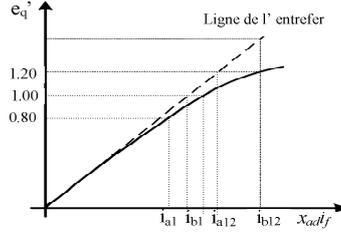


Figure IV.3. Caractéristique de saturation de la machine.

Les modèles complets des équations différentielles de la machine de Marconato [SA-98] sur les axes d et q des sont illustrés dans la figure ci-dessous.

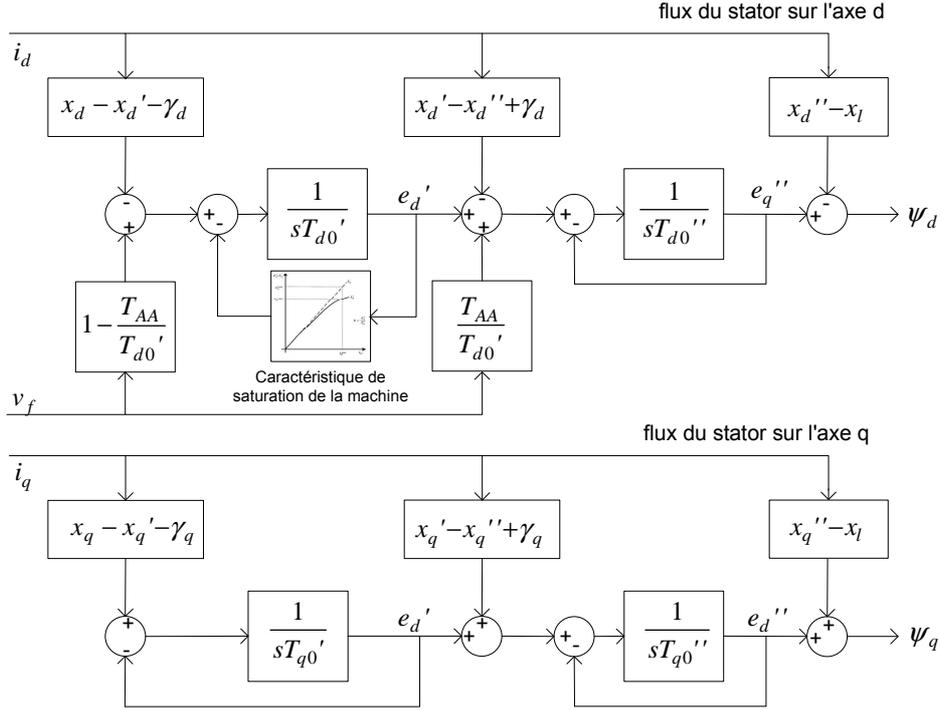


Figure IV.4. Diagrammes des flux sur les axes d et q du stator pour le modèle détaillé de la machine synchrone de Marconato.

Les modèles simplifiés de la machine consistent à déclasser une ou plusieurs variables d'état du rotor en variables algébriques. Le modèle de la machine synchrone sur les axes d ou q est dérivé des équations de la machine avec certaines simplifications. Si on choisit $\gamma_d \approx \gamma_q \approx T_{AA} \approx 0$ et $T_{d0}' \approx T_{q0}'' \approx 0$ dans le modèle complet, les équations magnétiques résultantes de la machine n'ont que deux variables d'état e_q' et e_d' , définies par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{e}_q' &= (-e_q' - (x_d - x_d')i_d + v_f) / T_{d0}' \\ \dot{e}_d' &= (-e_d' - (x_q - x_q')i_q) / T_{q0}' \end{aligned} \quad \text{Équation IV.11}$$

Les équations algébriques du modèle simplifié sont alors :

$$\begin{aligned} 0 &= v_q + r_a i_q - \dot{e}_q' + (x_d' - x_l) i_d \\ 0 &= v_d + r_a i_d - \dot{e}_d' + (x_q' - x_l) i_q \end{aligned} \quad \text{Équation IV.12}$$

où x_l est la réactance de fuite et r_a la résistance de l'induit. Un modèle similaire peut être formulé en utilisant le subtransitoire d-axe de tension e_d'' au lieu de e_d' . L'équation différentielle correspondante est la suivante :

$$\begin{aligned} \dot{e}_q' &= (-e_q' - (x_d - x_d')i_d + v_f)/T_{d0}' \\ \dot{e}_d' &= (-e_d'' - (x_q - x_q'')i_q)/T_{d0}' \end{aligned} \quad \text{Équation IV.13}$$

Les équations algébriques de ce modèle simplifié s'écrivent :

$$\begin{aligned} 0 &= v_q + r_a i_q - e_q' + x_d' i_d \\ 0 &= v_d + r_a i_d - e_d'' + x_q'' i_q \end{aligned} \quad \text{Équation IV.14}$$

IV.4. Le régulateur de fréquence de la turbine

La fréquence du réseau est pilotée par l'action combinée de tous les régulateurs de fréquence et de puissance de toutes les machines synchrones de grande puissance [EN-92], [WO-81]. La fréquence est déterminée par l'équilibre entre la demande, les pertes et la puissance produite. A partir de l'équation de mécanique de chaque machine, on peut conclure qu'un déséquilibre entre ces puissances occasionne un changement de la fréquence du réseau. La puissance des charges industrielles et la puissance produite dépendent de la fréquence. La puissance des appareils tournants industriels, des pompes, des ventilateurs et des compresseurs a une relation plus ou moins linéaire en fonction de la fréquence. Lorsque celle-ci diminue, la demande de puissance des machines diminue. Par contre, la puissance consommée par les charges résidentielles ne dépend pas de la fréquence. La puissance produite dépend aussi de la fréquence ; ce facteur est mis en œuvre intentionnellement dans le contrôle de la fréquence pour des raisons de stabilité et pour régler l'équilibre sur plusieurs machines synchrones.

Les machines synchrones sont normalement entraînées par des turbines à vapeur, à gaz ou à eau. Les turbines sont équipées d'un système de contrôle qui permet le démarrage et l'exploitation de la turbine jusqu'à la vitesse de fonctionnement requise par la demande. Le régulateur de vitesse de la turbine définit la régulation de la fréquence principale de la machine synchrone. Les paramètres du contrôleur déterminent quelle est la variation de la puissance active délivrée par une machine par rapport à la variation de fréquence. En état d'équilibre, les puissances produite et consommée sont égales ; les deux dépendent de la fréquence et de la tension. D'autres schémas de contrôle de régulateurs de fréquence peuvent être trouvés dans [AN-02]. Les équations qui décrivent les régulateurs de fréquence utilisés pour les machines synchrones pour les simulations dynamiques sont décrites par les équations ci-dessous en fonction de la variable d'état (tg) :

$$\begin{aligned} \dot{tg} &= \frac{1}{T_2} * \left(\frac{\omega_{ref} - \omega}{R} * \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) - tg \right) \\ T_{mech} &= tg + \frac{1}{R} * \frac{T_1}{T_2} * (\omega_{ref} - \omega) + T_{mech0} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.15}$$

$$T_{mech} = \begin{cases} T_{mech}^* & \text{if } T_{min} \leq T_{mech}^* \leq T_{max} \\ T_{max} & \text{if } T_{mech}^* > T_{max} \\ T_{min} & \text{if } T_{mech}^* < T_{min} \end{cases}$$

où ω_{ref} est la vitesse de référence en p.u., R le gain statique, T_{min} et T_{max} le couple de sortie minimum et maximum de la turbine en p.u., T_1 la constante de temps transitoire de gain en sec, T_2 la constante de temps du contrôleur en sec. Les limites du couple mécanique sont contrôlées à l'étape d'initialisation.

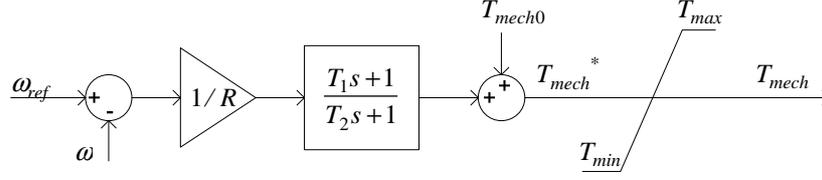


Figure IV.5. Diagramme de blocs du régulateur de fréquence.

IV.5. Le régulateur automatique de tension

La régulation primaire de tension du réseau est commandée et réalisée par les régulateurs automatiques de tension des machines synchrones. La tension est une variable locale ; le niveau de tension dépend des paramètres du réseau et du niveau de tension à l'emplacement donné. La régulation primaire de la tension a pour but : de maintenir la tension de sortie des générateurs constante ; de maintenir la répartition de la puissance réactive stable sur tous les générateurs ; d'éviter des tensions élevées en cas de perte de charge d'alimentation ; et d'augmenter la stabilité du réseau en cas de court-circuit en agissant sur l'excitation, pour maintenir le synchronisme du réseau. La régulation de tension primaire détermine l'état d'équilibre de la distribution des puissances réactives sur les générateurs. Une augmentation du courant d'excitation augmente l'amplitude du champ rotorique, augmente l'amplitude de la tension induite et modifie l'angle au stator (angle entre la tension et le courant). A tension statorique constante, une augmentation du courant d'excitation augmente la puissance réactive produite.

Le système d'excitation du générateur est constitué d'un exciteur et d'un régulateur automatique de tension qui alimente la tension d'excitation (v_f) de la machine synchrone. La tension aux bornes de la machine (V) du générateur est mesurée et elle est comparée avec la tension de référence (v_m) pour produire l'erreur en tension. Cette erreur en tension est amplifiée et utilisée pour modifier la sortie de la tension de champ (v_f), et par conséquent le courant du générateur, ainsi que pour réduire l'erreur en tension. C'est une commande en boucle fermée. D'autres schémas de contrôle de régulateurs de tension peuvent être trouvés dans la référence [AN-02]. Les équations qui décrivent les régulateurs de tension utilisés pour les machines synchrones pour les simulations dynamiques sont décrites par les équations ci-dessous :

$$\begin{aligned}
 \dot{v}_m &= \frac{V - v_m}{T_r} \\
 \dot{v}_r &= \frac{1}{T_2} \left(\mu_0 * \left(1 - \frac{T_1}{T_2} \right) * (v_{ref} - v_m) - v_r \right) \\
 \dot{v}_f &= \frac{1}{T_e} \left(\left(v_r + \mu_0 * \frac{T_1}{T_2} * (v_{ref} - v_m) \right) + v_{fo} \right) * \frac{V}{V_0} - v_f \quad \text{Équation IV.16} \\
 v_f &= \begin{cases} v_f & \text{if } v_{f_{min}} \leq v_f \leq v_{f_{max}} \\ v_{f_{max}} & \text{if } v_f > v_{f_{max}} \\ v_{f_{min}} & \text{if } v_f < v_{f_{min}} \end{cases}
 \end{aligned}$$

où $v_{f_{max}}$ et $v_{f_{min}}$ sont la tension maximale et minimale d'excitation en p.u., μ_0 le gain du régulateur, T_2 le pôle régulateur en seconde, T_1 le zéro du régulateur en seconde, v_{fo} la tension du champ en p.u., V_0 l'amplitude de la tension du nœud en p.u., T_e et T_r la constante de temps du système et de la mesure en seconde. La tension de champ v_{fo} et la tension du nœud V_0 sont fixées pour les conditions initiales de simulation (valeur issue du calcul de

répartition de charges). La tension de champ v_f est soumise à un limiteur de tension et T_e est fixée à une valeur de constante temps petite ($T_e = 0.001s$).

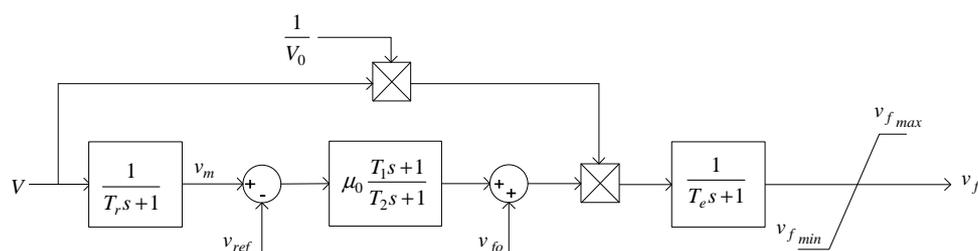


Figure IV.6. Diagramme de blocs du régulateur en tension.

IV.6. Le modèle de l'éolienne

Le principe de fonctionnement d'une éolienne comprend deux procédés de conversion d'énergie [HE-04] : l'un dans la turbine, qui extrait de l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple mécanique, et l'autre dans le générateur, qui convertit ce couple en électricité. Les principes de base d'un aérogénérateur sont montrés dans la figure IV.7. Actuellement, trois principaux types d'éoliennes sont sur le marché. Les principales différences entre les trois sont le système de production et la manière dont l'efficacité aérodynamique du rotor est limitée pour des vitesses de vent élevées (pour des raisons qui seront discutées plus loin). La régulation de l'angle de la pale (en anglais *pitch control*) est présente dans pratiquement toutes les configurations des turbines éoliennes. En ce qui concerne le système de production, les éoliennes les plus utilisées aujourd'hui sur les réseaux électriques, en fonction des spécifications exigées dans les normes, sont décrites ci-dessous :

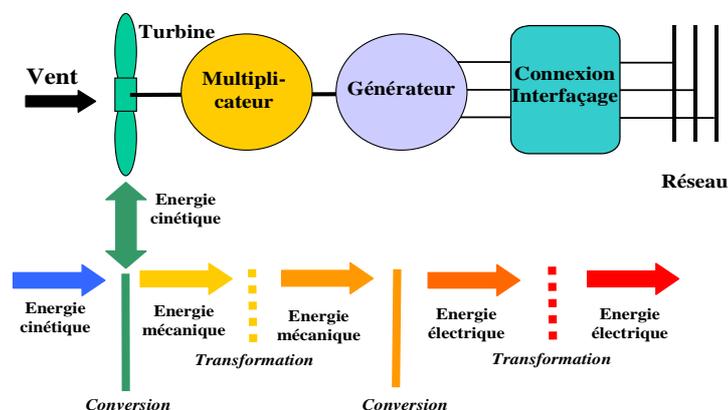


Figure IV.7. Principes d'un aérogénérateur [LA-05].

IV.6.1. L'éolienne à vitesse constante avec machine asynchrone à cage d'écureuil

Ce système de conversion est le plus ancien. Il se compose d'une machine asynchrone à cage d'écureuil [PO-05] directement couplée au réseau. La vitesse du rotor de cette machine varie avec la quantité de puissance générée. Ces variations de vitesse du rotor sont, cependant, très faible, environ 1% à 5%. Par conséquent, ce type d'éolienne est normalement appelé à vitesse constante. La boîte d'engrenage (ou multiplicateur de vitesse) est utilisée pour rendre compatible la vitesse de la turbine avec celle du rotor de la génératrice. La tension aux bornes de la machine est élevée par un transformateur élévateur.

Le rotor tourne à une vitesse fixe déterminée par la fréquence du réseau, en fonction du rapport d'engrenage et du nombre de paires de pôles du générateur. Les machines asynchrones à cage d'écureuil utilisées dans les turbines éoliennes peuvent souvent fonctionner à deux niveaux de vitesse différents (mais constants) en changeant le nombre de

paires de pôles de l'enroulement du stator. Ce type de machines absorbe de la puissance réactive du réseau, de sorte qu'un banc de condensateurs est nécessaire pour assurer une compensation de puissance réactive.

Ce type d'éoliennes a l'avantage d'être simple, robuste et moins cher que les autres types d'éoliennes. Toutefois, la consommation de puissance réactive ne peut pas être contrôlée. Un autre inconvénient de l'éolienne à vitesse fixe est que les fluctuations de vitesse du vent sont transmises au couple mécanique et finalement transférées au réseau. La fluctuation de la puissance fournie au réseau peut conduire à des fluctuations de tension importantes [SL-03a]. Le risque de déconnexion en raison de survitesse lors d'un creux de tension et d'une augmentation de la consommation d'énergie réactive, en particulier après élimination d'un défaut, est un autre inconvénient de ce type d'éolienne. Le comportement dynamique de la machine asynchrone ne peut pas être amélioré. Des mesures préventives ou correctives peuvent être faites pour éviter ces effets en limitant l'accélération de la machine au cours d'un creux de tension grâce un frein mécanique et en conservant la magnétisation du rotor, en fournissant, par exemple, un soutien de puissance réactive pendant et après l'élimination du défaut, avec de dispositifs de type FACTS [SL-03a]. L'installation des dispositifs FACTS, comme les SVC (en Anglais *Static Var Compensator*) ou les STATCOMs (en Anglais *STATIC synchronous COMpensator*) peut améliorer la performance de la machine pendant le défaut, mais il peut être coûteux. De plus ce type de turbine est moins efficace aérodynamiquement et bruyant.

IV.6.2. L'éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation

La machine asynchrone à double alimentation est un générateur asynchrone avec un rotor bobiné, alimenté par un convertisseur AC-DC-AC connecté au réseau. Ce type est approprié pour des éoliennes de grande puissance, puisque seulement une fraction (typiquement 20-30%) de la puissance totale passe par le convertisseur. Ce qui donne la possibilité de concevoir un convertisseur de petite taille et, par conséquent, de présenter un surcoût, par rapport à la technologie précédente, acceptable. Les pertes de puissance sont également plus faibles. Pour permettre le fonctionnement à vitesse variable, la vitesse mécanique du rotor et la fréquence du réseau électrique sont découplées dans ce type de turbine. Le rotor est capable de fonctionner à des vitesses variables, tensions et fréquences rotoriques non nulles ; l'intervalle de glissement typique est de $\pm 30\%$ et limité par le dimensionnement du convertisseur [SL-03b]. Ses avantages sont la variabilité de la vitesse qui réduit le stress mécanique [AC-05], la capacité d'extraire le maximum de puissance dans les gammes de vent intermédiaires et de contrôler la puissance réactive indépendamment de la commande du couple électrique de la machine [SL-03b], [US-01].

La caractéristique du convertisseur AC-DC-AC détermine le comportement de l'éolienne par rapport au réseau [HE-98]. L'interface d'électronique de puissance permet au générateur de fonctionner à vitesse variable, ce qui améliore la gestion des charges au cours des turbulences du vent. Le convertisseur est équipé de deux onduleurs - redresseurs réversibles à Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) séparés par un bus continu. Le convertisseur règle les courants alternatifs (AC) de sortie en réponse au signal de référence du courant avec une porteuse de modulation de largeur d'impulsions d'environ 3 kHz (valeur typique) [HU-05]. Ceci permet de fournir un courant de sortie sinusoïdal de bonne qualité, synchronisé à la fréquence de la tension du réseau. Le contrôle de la puissance réactive se fait généralement par l'asservissement du facteur de puissance ($\cos\phi$ ou déphasage du courant injecté dans le réseau par rapport à la tension) mais peut aussi utiliser un système d'alimentation séparé, composé de condensateurs avec des thyristors commandés qui contrôlent la puissance réactive au point de couplage avec le réseau. Le facteur de puissance contrôle la puissance réactive et la tension au point de couplage. Le contrôleur du facteur de puissance utilise un correcteur en boucle fermée qui varie dans la plage de valeurs de 0,95 inductive à 0,95 capacitive (valeurs typiques). Les avantages de ce type de turbines par rapport à l'éolienne à

vitesse constante sont une diminution du stress mécanique, moins de bruit, plus d'efficacité aérodynamique mais par contre elles ont besoin de convertisseurs d'électronique de puissance qui les rendent moins efficaces du point de vue électrique et plus chères.

IV.6.3. L'éolienne à vitesse variable avec machine synchrone

L'éolienne à vitesse variable avec machine synchrone est complètement découplée du réseau électrique grâce à un convertisseur AC-DC-AC. Ces éoliennes sont équipées avec un convertisseur qui alimente l'enroulement d'excitation des trois phases ou d'un aimant permanent et couple la machine avec le réseau [HE-98]. Le découplage entre la vitesse mécanique du rotor et la fréquence de réseau électrique permet un fonctionnement à vitesse variable. Du côté du réseau, le convertisseur fonctionne en source de tension et est souvent constitué d'un pont à IGBT (en Anglais *Insulated Gate Bipolar Transistor*) ; du côté de la machine, cela peut être, soit un convertisseur en source de tension, soit (plus rare et moins flexible) un redresseur à diodes [CO-08]. De cette manière, la tension et la puissance réactive sont réglées à l'aide des convertisseurs d'électronique de puissance en cascade.

Les générateurs à aimants permanents offrent des avantages sur la machine asynchrone en termes d'augmentation de la densité de puissance, en termes d'efficacité pour des faibles vitesses de vent, d'amélioration de basses tensions en court-circuit lorsqu'il est combiné avec la conversion de puissance complète et en termes de simplicité de la conception [SL-03a]. Pour de faibles vitesses, la machine à aimant permanent est plus compétitive que la machine synchrone classique, car elle dispose d'un nombre de paires de pôles élevé qui réduisent l'impact du changement de vitesse (multiplicateur de vitesse) sur la machine. En effet, cette turbine n'a pas besoin d'une boîte de vitesse, comme l'éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation ; elle a donc moins de stress mécanique ; elle est moins bruyante et plus efficace aérodynamiquement que l'éolienne à vitesse constante. Par contre, il est nécessaire d'avoir un convertisseur de puissance avec deux interfaces et la machine est plus grande (grand nombre de paires de pôles) et plus complexe, plus chère et plus lourde par rapport aux autres technologies éoliennes. La nomenclature des différents types de turbines éoliennes décrites est présentée dans la figure ci-dessous.

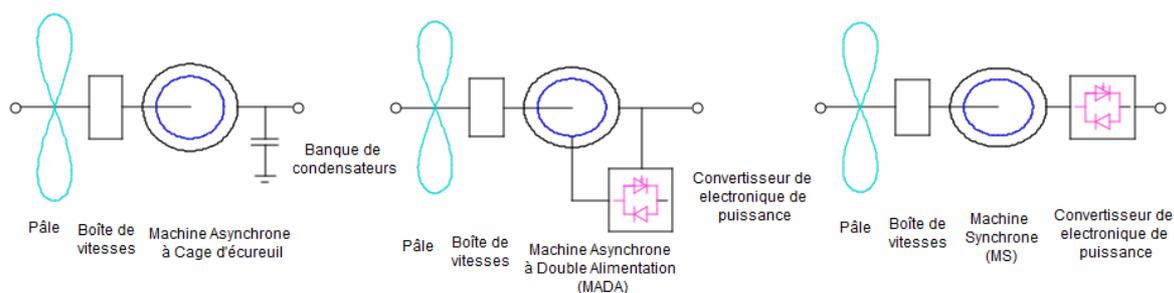


Figure IV.8. Types d'éolienne : (a) éolienne à vitesse constante avec générateur induction à cage (b) éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation (c) éolienne à vitesse variable avec machine synchrone découplée du réseau [MI-10].

IV.6.4. Comparaison des principaux types de turbines éoliennes

Les principales caractéristiques des trois types de turbines les plus courants sur le marché décrits dans les sections : IV.6.1 à vitesse constante avec machine asynchrone, IV.6.2 à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation et IV.6.3 à vitesse variable avec machine synchrone et interface d'électronique de puissance, sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV-1. Comparaison des principaux types de turbines éoliennes [BL-06].

Caractéristique	CSWT	DFIG	DDSG
Vitesse variable	Non	Oui	Oui

Caractéristique	CSWT	DFIG	DDSG
Contrôle de puissance active	Non	Oui	Oui
Contrôle de puissance réactive	Non	Oui	Oui
Contribution au court-circuit	Oui	Oui	Non
Flicker	Oui	Non	Non
Compensateur réactif	Oui	Non	Non
Fonctionnement isolé	Non	Oui	Oui
Investissement	+	++	+++
Maintenance	+++	++	+
Pourcentage des parcs	35%	45%	20%

Sur la base des informations du tableau IV.1, nous avons choisi de modéliser un parc éolien avec des machines asynchrones à double alimentation pour les simulations dynamiques. Les principales raisons de ce choix sont : le pourcentage de parcs d'éoliennes installées de ce type est le plus grand ; le coût d'investissement et de maintenance n'est guère plus cher en comparaison avec les autres types de turbines. Ce type de parcs d'éoliennes contribue aux courants de court-circuit. La section suivante présente les équations du modèle de la DFIG.

IV.7. Le modèle de l'éolienne avec machine asynchrone à double alimentation

Le modèle des équations mécaniques de l'éolienne est indépendant de la configuration [XU-06]. Ces configurations sont divisées en deux catégories : la turbine à vitesse constante à pales fixes et la turbine avec angle de calage ou *pitch* (angle relatif de la pale par rapport au vent) variable et vitesse variable. Le modèle de la turbine avec un contrôle de *pitch* est utilisé pour les éoliennes avec contrôle de vitesse. Le schéma des variables électriques et mécaniques est montré dans la figure IV.19, proposé par [LA-05]. Le modèle comprend les variables suivantes : la mesure de la vitesse du vent (v_w), la mesure et le contrôle de l'angle de *pitch* (ou de calage θ_p) et de la vitesse de la machine (ω), ainsi que la mesure et le contrôle des courants et des tensions à la sortie de la machine et des interfaces d'électronique de puissance.

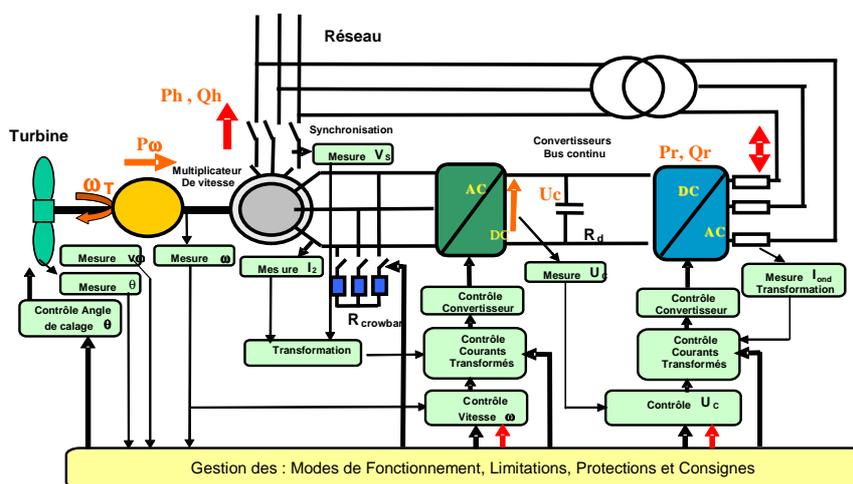


Figure IV.9. Le schéma de l'éolienne à vitesse variable avec machine asynchrone à double alimentation [LA-05].

Dans le modèle de la turbine avec contrôle de l'angle de pitch (ou de calage), les pales de la turbine tournent afin de réduire la vitesse du rotor en condition de hyper synchronisme. La puissance mécanique extraite du vent (P_w) est fonction de la vitesse du vent (ω_m) et de la vitesse du rotor (V_w). Elle est donnée par l'équation suivante :

$$P_\omega = \frac{\eta_{gen} \rho}{2S_n} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_\omega^3 \quad \text{Équation IV.17}$$

où c_p est le coefficient de rendement ou coefficient de puissance de la turbine, η_{gen} le nombre de machines composant le parc éolien, ρ la densité de l'air (kg/m³) θ_p la position angulaire des pales appelé angle de pitch, $A_r = \pi R^2$ la zone balayée par le rotor et λ le rapport entre la vitesse de pointe de la pale (v_{bt}) et la vitesse du vent en amont du rotor (v_ω) défini par l'équation :

$$\lambda = \frac{v_{bt}}{v_\omega} = \eta_{GB} \frac{2R\omega_t}{\eta_{pole} v_\omega} \quad \text{Équation IV.18}$$

où η_{pole} est le nombre de paires de pôles de la machine, R le rayon de la zone balayée par les pales. Le coefficient de rendement de la puissance extraite $c_p(\lambda, \theta_p)$ peut être approché par les équations suivantes :

$$c_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta_p - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad \text{Équation IV.19}$$

$$\text{Avec } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta_p} - \frac{0.035}{\theta_p^3 + 1} \quad \text{Équation IV.20}$$

L'angle de pitch (θ_p) est contrôlé pour limiter la puissance extraite du vent et éviter des vitesses trop élevées. Le schéma de contrôle est représenté dans la figure IV.10 et décrit par l'équation différentielle suivante [MI-10] :

$$\dot{\theta}_p = (K_p \phi(\omega_m - \omega_{ref}) - \theta_p) / T_p \quad \text{Équation IV.21}$$

où ϕ est une fonction qui permet de faire varier l'angle de pitch de consigne lorsque la différence ($\omega_m - \omega_{ref}$) dépasse une valeur prédéfinie $\pm \Delta\omega$, K_p le gain du contrôle et T_p la constante de temps du contrôle en secondes. La commande de l'angle de pitch ne fonctionne que pour des vitesses super-synchrones. Un limiteur verrouille l'angle de pitch à $\theta_p = 0$ pour les vitesses sub-synchrones ; cet angle correspond à l'angle optimal pour récupérer un maximum de puissance par la force de portance qui s'applique sur les pales dans des gammes de vitesse intermédiaires.

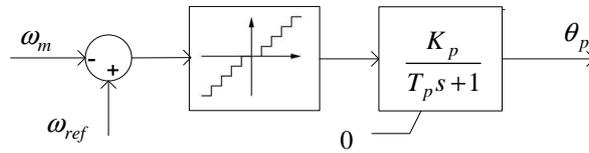


Figure IV.10. Schéma de commande de l'angle de pitch.

La caractéristique de puissance en fonction de la vitesse permet d'optimiser la quantité d'énergie capturée par l'éolienne. La courbe $P_\omega^*(\omega_m)$ décrit la puissance mécanique optimale produite (P_ω^*) en fonction de la vitesse du rotor. Le contrôle de cette vitesse du rotor n'a pas d'effet pour des vitesses inférieures à la moitié de sa vitesse nominale. La caractéristique de puissance de la vitesse du rotor de la turbine $P_\omega^*(\omega_m)$ est la suivante [MI-10] :

$$P_\omega^*(\omega_t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \omega_t < 0.5 p.u. \\ P_\omega^*(\omega_t^*) & \text{si } 0.5 p.u. \leq \omega_t \leq 1.0 p.u. \\ 1 & \text{si } \omega_m > 1.0 p.u. \end{cases} \quad \text{Équation IV.22}$$

Ainsi, la puissance mécanique générée par l'éolienne (P_ω) dépend de la vitesse du vent (V_ω) et de la vitesse du rotor de la turbine (ω_t). Pour les vitesses super-synchrones, la puissance de référence est fixée à 1 p.u. afin d'éviter des surcharges sur le générateur ; pour $\omega_t \leq 0.5$ p.u, la puissance de référence mécanique est mise à zéro. Une simplification possible (linéarisation de la fonction en V_ω^3 de l'énergie cinétique récupérable par une turbine) de l'équation est de considérer $P_\omega(\omega_t^*) \approx 2\omega_t - 1$. La vitesse et la tension sont soumises à des contrôles anti-*windup* limiteurs afin d'éviter les surintensités au niveau du convertisseur.

En conditions normales de fonctionnement, le modèle de la machine asynchrone à double alimentation est supposé être à l'état d'équilibre (les variations du flux rotorique, de la tension et du courant du stator sont rapides par rapport aux variations du réseau). Les tensions du stator sur les axes d et q sont décrites par l'équation suivante :

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -V_h \sin(\theta_h) \\ v_{qs} &= V_h \cos(\theta_h) \end{aligned} \quad \text{Équation IV.23}$$

où $V_h \angle \theta_h$ est l'amplitude et la phase de la tension du nœud au point de connexion (h) de la machine au réseau. Les puissances active et réactive injectées par l'éolienne au point (h) sur le réseau électrique dépendent des tensions et des courants du stator et du convertisseur, comme suit :

$$\begin{aligned} P_h &= v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} + v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \\ Q_h &= v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} + v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.24}$$

où $i_{ds} + ji_{qs}$, $v_{ds} + jv_{qs}$, $i_{dc} + ji_{qc}$ et $v_{dc} + jv_{qc}$ sont respectivement les courants et tensions suivant les axes d et q du stator « s » et du convertisseur « c ». Les équations du convertisseur d'électronique de puissance côté réseau (P_c et Q_c) peuvent être réécrites en fonction des courants du rotor et du stator et des tensions du rotor par l'équation :

$$\begin{aligned} P_c &= v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \\ Q_c &= v_{qc}i_{dc} - v_{dc}i_{qc} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.25}$$

De même, les équations du convertisseur de puissance du côté du rotor (P_r et Q_r) peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{aligned} P_r &= v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \\ Q_r &= v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.26}$$

Si le facteur de puissance est assumé unitaire ($Q_c = 0$) du côté réseau, la puissance réactive injectée par le convertisseur devient $Q_h = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}$. En supposant le modèle du convertisseur sans perte, la puissance active du convertisseur de puissance coïncide avec la puissance active du rotor ($P_c = P_r$). La puissance active injectée au réseau néglige la résistance du stator. En supposant que l'axe d coïncide avec l'orientation du flux maximum du stator, les puissances injectées au réseau sont les suivantes [MI-10] :

$$\begin{aligned} P_h &= v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} + v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \\ Q_h &= \frac{x_m v_h i_{dr}}{x_s + x_m} - \frac{v_h}{x_m} \end{aligned} \quad \text{Équation IV.27}$$

où x_s et x_m sont les réactances du stator et magnétisante de la machine respectivement. A l'état d'équilibre, les équations électromagnétiques de la machine asynchrone à double alimentation supposent que la dynamique du flux rotorique est rapide en comparaison avec la dynamique du réseau. Les contrôles de conversion découplent la machine du réseau. Avec ces hypothèses, les équations électromagnétiques de la machine sont :

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= -r_S i_{ds} + (x_S + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr} \\
 v_{qs} &= -r_S i_{qs} - (x_S + x_m) i_{ds} - x_m i_{dr} \\
 v_{dr} &= -r_R i_{dr} + (1 - \omega_m) ((x_R + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs}) \\
 v_{qr} &= -r_R i_{qr} - (1 - \omega_m) ((x_R + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds})
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.28}$$

où r_S et r_R sont les résistances du stator et du rotor respectivement. La liaison entre les flux du stator et les courants du générateur est la suivante :

$$\begin{aligned}
 \psi_{ds} &= -(x_S + x_m) i_{ds} - x_m i_{dr} \\
 \psi_{qs} &= -(x_S + x_m) i_{qs} - x_m i_{qr}
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.29}$$

L'équation mécanique du mouvement de la machine (principe fondamental de la dynamique appliqué aux charges tournantes) et du couple électrique (τ_e), en supposant que les dynamiques soient filtrées par les contrôles de conversion, s'écrivent alors :

$$\begin{aligned}
 \dot{\omega}_m &= (\tau_m - \tau_e) / 2H_m \\
 \tau_e &= \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.30}$$

Ainsi l'équation du couple électrique (τ_e) en fonction des courants du rotor et du stator et l'équation du couple mécanique (τ_m) sont décrites par les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 \tau_e &= x_m (i_{qr} i_{ds} - i_{dr} i_{qs}) \\
 \tau_m &= P_\omega / \omega_m
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.31}$$

Si la dynamique de la structure de contrôle est assez rapide par rapport aux transitoires électromécaniques, le convertisseur peut être modélisé comme une source de courant idéale, où i_{qr} et i_{dr} sont des variables d'état utilisées pour la commande de la vitesse du rotor et la tension de nœud, respectivement. Les équations différentielles du contrôle sont les suivantes :

$$\begin{aligned}
 \dot{i}_{qr} &= \frac{1}{T_e} \left(\frac{x_S + x_m}{x_m V} \frac{P_\omega^* (\omega_m)}{\omega_m} - i_{qr} \right) \\
 \dot{i}_{dr} &= K_V (V - V_{ref}) - V / x_m - i_{dr}
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.32}$$

où P_ω est la puissance mécanique extraite du vent, K_V le gain du contrôle en tension, et T_e la constante du temps du régulateur de puissance. Les diagrammes de contrôle de la vitesse du rotor et de la tension du nœud sont représentés dans la figure ci-dessous.

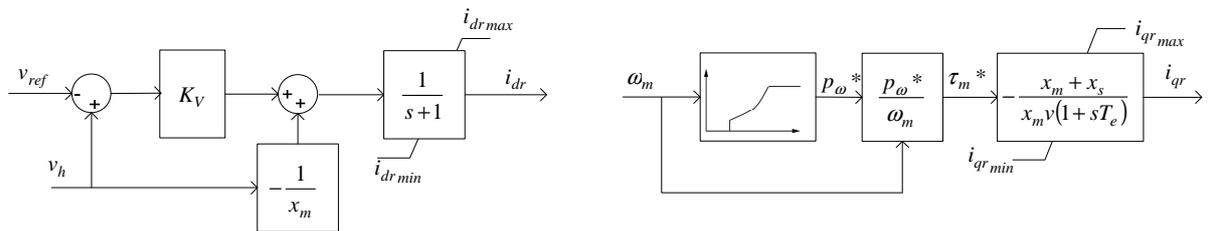


Figure IV.11. Schéma de contrôle de : (a) la tension au nœud (b) la vitesse du rotor.

Les limites des courants du rotor sont calculées sur la base des puissances active et réactive de la machine, en supposant que la tension du nœud de connexion est proche de la tension nominale ($v_h \approx 1$) ; ces limites sont :

$$\begin{aligned}
 [i_{qr \min}, i_{qr \max}] &\approx -\frac{x_S + x_m}{x_m} [P_{\max}, P_{\min}] \\
 [i_{dr \min}, i_{dr \max}] &= -\frac{x_S + x_m}{x_m} \left[Q_{\max} - \frac{1}{x_m}, Q_{\min} - \frac{1}{x_m} \right]
 \end{aligned}
 \tag{Équation IV.33}$$

Ainsi, les limites des courants du rotor correspondent à ses limites de puissance active et réactive, tel que $[i_{qr\min}, i_{qr\max}] = -[P_{\max}, P_{\min}]$, $[i_{dr\min}, i_{dr\max}] = -[Q_{\max}, Q_{\min}]$.

IV.8. L'analyse de la stabilité en petits signaux

La stabilité en petits signaux analyse la robustesse, autour d'un point d'équilibre, du fonctionnement du réseau électrique. Il est ainsi possible d'effectuer une analyse modale linéaire du système autour du point de fonctionnement et d'étudier sa réponse (stable ou instable) avec de petits incréments des variables du système. Cette technique convient dans les méthodes d'analyse des systèmes dynamiques.

Les réseaux réels sont continuellement sujets aux variations de la demande, de la production ou des consignes des dispositifs de contrôle-commande des machines et des actionneurs en réseau, ce qui conduit, quelquefois, à des oscillations du système qui obligent à trouver un nouveau point de fonctionnement. Le modèle linéaire permet d'analyser l'amortissement des oscillations sur la base des modes propres du système (valeurs propres). Si le système n'est pas suffisamment amorti, les oscillations causées par de petites perturbations pourraient augmenter le risque d'instabilité du réseau. Cette méthode est utilisée pour déterminer les points faibles du système et obtenir des informations sur la contribution de chaque « variable du réseau » à l'instabilité, à l'aide du calcul des facteurs de participation.

Le comportement dynamique du réseau peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles ordinaires du premier ordre [KU-94]. En utilisant une notation vectorielle, cet ensemble s'écrit :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad \text{Équation IV.34}$$

où x est le vecteur des variables d'état du réseau de dimension $n \times 1$, \dot{x} le vecteur des dérivés des variables d'état dans le temps, u le vecteur des entrées du réseau de dimension $r \times 1$, f le vecteur des fonctions des dérivés des variables d'état de dimensions $n \times 1$; n est l'ordre du système et r est le nombre d'entrées. Le vecteur des variables de sorties y , de dimension, $n \times 1$ peut être exprimé comme une fonction des variables d'état et d'entrée comme :

$$y = g(x, u) \quad \text{Équation IV.35}$$

où g est le vecteur des fonctions non linéaires reliant les variables d'état des entrées et des sorties. La linéarisation des équations IV.34 et IV.35 autour du point de fonctionnement x_0 et u_0 permet d'étudier le comportement du réseau, face à des petites perturbations qui se produisent dans le réseau de manière permanente et qui affectent les variables d'état, des entrées et de contrôle. Les petites perturbations des fonctions $g(x, u)$ et $f(x, u)$ peuvent être exprimées sous la forme d'une série de Taylor, en se limitant aux termes du premier ordre, comme suit [KU-94] :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta u \\ \Delta y &= C \Delta x + D \Delta u \end{aligned} \quad \text{Équation IV.36}$$

où $\Delta x = x - x_0$, $\Delta y = y - y_0$ et $\Delta u = u - u_0$ sont respectivement l'incrément des vecteurs d'état, de sortie et d'entrée, A est la matrice d'état de dimension $n \times n$, B est la matrice des entrées de dimension $n \times r$, C est la matrice de sortie de dimension $m \times n$ et D est la matrice décrivant la relation liant les entrées et les sorties, de dimension $m \times r$. La stabilité du réseau peut être calculée et analysée avec les méthodes traditionnelles de résolution par la transformée de Laplace :

$$\begin{cases} s \Delta X(s) - \Delta x = A \Delta X(s) + B \Delta U(s) \\ \Delta Y(s) = C \Delta X(s) + D \Delta U(s) \end{cases} \quad \text{Équation IV.37}$$

$$\Delta Y = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} (\Delta x(0) + B \Delta U \Delta U(s)) + D \Delta U(s) \quad \text{Équation IV.38}$$

Les pôles de $\Delta X(s)$ et $\Delta Y(s)$ sont les racines de l'équation caractéristique de la matrice A et les racines de l'équation caractéristique $\det(sI - A) = 0$ sont les valeurs propres de la matrice A . Celles-ci correspondent à tous les Λ_i pour lesquels il existe une solution non-triviale ($\Phi \neq 0$) selon l'équation [RO-98] :

$$A\Phi = \Lambda\Phi \quad \text{Équation IV.39}$$

où Φ est un vecteur de dimension $n \times 1$ et $(\Lambda_1, \Lambda_2, \dots, \Lambda_n)_i$ les valeurs propres, qui sont obtenues en résolvant l'équation caractéristique de la matrice A [RO-98].

$$\det(A - \Lambda I) = 0 \quad \text{Équation IV.40}$$

Les n solutions de l'équation sont les valeurs propres de la matrice A . Ces valeurs propres sont en général de la forme $\lambda = \sigma \pm j\omega$ avec σ le coefficient d'amortissement et ω la vitesse angulaire d'oscillation du mode. Le système est amorti si $\sigma < 0$. Il est instable si $\sigma > 0$ et l'amplitude de l'oscillation du système augmente. Les valeurs propres ont les propriétés suivantes :

- Le nombre de valeurs propres est égal au nombre d'états du système.
- Les valeurs propres représentent les modes propres d'oscillation du système et caractérisent la réponse temporelle face à une faible perturbation.
- Le point de fonctionnement du réseau est stable oscillant ($\omega \neq 0$), lorsque toutes les valeurs propres ont une partie réelle nulle et imaginaire non nulles. Si la partie réelle est positive, le système est instable aperiodique ($\omega = 0$) ou oscillatoire non-amorti ($\omega \neq 0$).
- Les valeurs propres complexes se produisent toujours par paires conjuguées qui correspondent chacune à un mode oscillatoire.

Les valeurs propres (Λ) de la matrice A peuvent s'exprimer en fonction de la fréquence d'oscillation naturelle (ω_n) et du facteur d'amortissement (ζ), déterminés par les équations suivantes :

$$\Lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta\omega_n \pm \omega_n \sqrt{\zeta^2 - 1} \quad \text{Équation IV.41}$$

$$\omega_n = \frac{\sigma}{\zeta} \quad \text{et} \quad \zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad \text{Équation IV.42}$$

La stabilité est confirmée en regardant le temps caractéristique des modes oscillatoires correspondant à chaque valeur propre Λ_i , donnée par $e^{t\Lambda_i}$. Les modes instables sont aussi appelés dominants, puisque leur contribution détermine si le système est instable.

IV.9. Les considérations sur la stabilité du réseau îlien en présence des éoliennes

Les réseaux îliens sous conditions normales de fonctionnement sont soumis à de relativement grandes variations de tension et de fréquence. Le cas du réseau Irlandais [WI-04] peut être considéré comme un réseau intermédiaire, entre les réseaux interconnectés et les petites îles qui sont des systèmes autonomes, comme les réseaux îliens français. Dans les réseaux îliens, tous les générateurs connectés doivent être capables de s'adapter aux variations importantes de fréquence et de tension. Dans les périodes normales, ces réseaux sont exposés à des risques d'instabilité, comme, par exemple, la perte d'une machine. Afin d'éviter une réaction en chaîne sur les machines du réseau qui pourrait conduire à l'incident généralisé ou *blackout*, les machines doivent rester couplées aussi longtemps que possible. On s'assure donc que les exigences minimales des réglementations techniques soient respectées par les éoliennes pour que leur raccordement au réseau soit accepté. À l'heure actuelle, les règlements techniques

pour les éoliennes dans les îles sont basés sur les normes des réseaux interconnectés modifiées légèrement pour tenir compte de certaines différences entre les réseaux îliens et interconnectés. Les principales réglementations techniques appliquées aux éoliennes des réseaux îliens sont mentionnées ci-dessous :

- a) Le creux de tension sur court-circuit : Le raccordement de parcs éoliens au réseau doit inclure une analyse transitoire. Habituellement, l'analyse se limite à examiner si le générateur proposé est capable de rester stable et connecté au réseau lorsque celui-ci est exposé à un court-circuit et à l'effacement du défaut par les protections. C'est l'une des contingences les plus graves. La déconnection massive des machines peut entraîner une réaction en chaîne avec d'autres machines qui pourrait conduire à l'instabilité généralisée du système. Traditionnellement, les éoliennes sont découplées du réseau quand une chute de tension importante se produit, par exemple, à la suite d'un défaut dans le réseau, comme une panne d'une centrale électrique ou un défaut sur une ligne. L'augmentation des unités d'énergie éolienne interconnectées oblige le gestionnaire du réseau à demander à ce que les éoliennes restent connectées pendant les creux de tension. Pour cette raison, les parcs éoliens sont équipés d'un contrôle de tension basée sur de l'électronique de puissance. Afin d'éviter la déconnection d'une grande quantité d'énergie éolienne après un défaut, les réglementations techniques obligent les parcs éoliens d'être capables de résister à des chutes de tension d'une certaine ampleur et d'une durée donnée. Ces valeurs ont été calculées en tenant compte du temps de réaction normal des relais de protection [WI-04] et [AR-99].

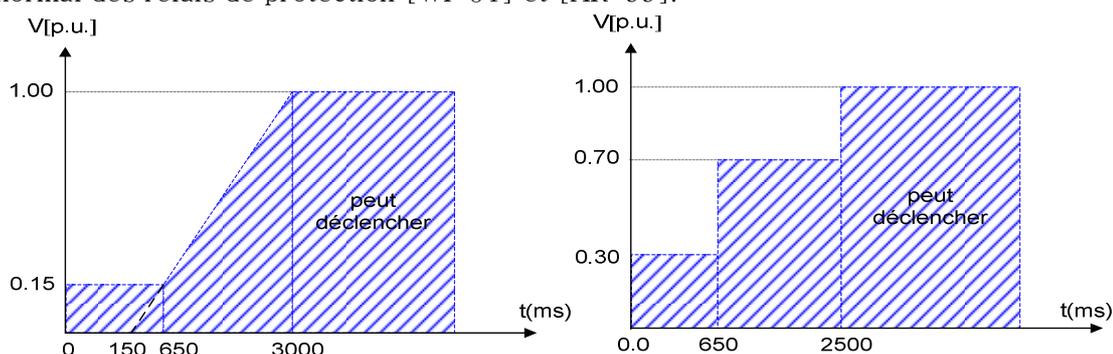


Figure IV.12. Le créneau de la tension sur court-circuit en (a) Irlande (b) Iles françaises.

- b) Les plages de tension ou de puissance active : Les réseaux îliens sont plus sensibles aux variations de fréquence que le réseau interconnecté. Ces variations sont dues à la forte variation de la consommation de puissance active, qui dépend de la taille du réseau électrique. Actuellement, les exigences techniques imposent de contrôler la production de puissance active des éoliennes dans les périodes de non consommation. La production de puissance active de ces parcs éoliens doit être réduite lorsque la fréquence est supérieure à 50 Hz. Certaines normes [WI-04] vont jusqu'à garder une réserve de puissance active lorsque la fréquence est inférieure à 50 Hz. En effet, si le point de fonctionnement des éoliennes était à 100% de la puissance disponible, elles ne pourraient pas contribuer au réglage de fréquence. Si on veut obtenir une réponse rapide et automatisée, des techniques de contrôle doivent être mises en œuvre.

Les parcs éoliens en Irlande doivent obéir à quelques règles par rapport à la commande de fréquence ou le contrôle de la puissance active. Chaque éolienne est capable de fonctionner à un niveau de puissance réduit pour des raisons de sécurité du système. Les modifications de la puissance du parc éolien sont réalisées par la modification de la puissance active de chaque aérogénérateur, plutôt que par son arrêt. Les valeurs de réglage (A, B, C, D et E de la figure IV.13 (a) montrant la puissance active de sortie de l'éolienne) sont déterminées par le gestionnaire du réseau [WI-04]. Ces valeurs dépendent principalement de la puissance nominale du parc éolien, des conditions du

réseau et de l'emplacement de ces parcs. Le taux de réponse de chaque éolienne disponible doit être au minimum de 1% de sa capacité nominale par seconde. Aucune éolienne ne doit démarrer tant que la fréquence du réseau est au-dessus 50,2 Hz. Dans les îles françaises, il n'y a pas de réglementation concernant les exigences de contrôle de fréquence [AR-99].

- c) Les plages de fréquence ou de puissance réactive : La régulation de tension est nécessaire pour éviter d'endommager les équipements connectés au réseau électrique. Les variations de tension du réseau sont dues aux perturbations, à la variation de la charge et aux résistances et inductances des lignes des réseaux de transport/répartition. Contrairement à la commande en fréquence, la commande en tension est un problème local. Ce contrôle se fait par les régulateurs de tension et en particulier par le contrôle de la puissance réactive injectée. Les éoliennes doivent également contribuer à la régulation globale de tension en fournissant une compensation de puissance réactive. Les exigences techniques les plus importantes en ce qui concerne le contrôle en tension ou en puissance réactive sont les suivantes :

En Irlande le système de régulation de tension des parcs éoliens doit se faire par la modulation continue de la production de puissance réactive. Les parcs éoliens doivent être capables de fonctionner à n'importe quel point de fonctionnement dans les limites de facteur de puissance (p.f.) illustré dans figure IV.13 (b), mesurée sur le côté basse tension (BT) du transformateur de raccordement. L'exigence de puissance réactive dans les îles françaises ne concerne que les générateurs synchrones. Ces générateurs doivent être capables de fonctionner avec un $\tan\phi$ compris entre 65% (en avance) et 15% (en retard) au point de connexion [AR-99].

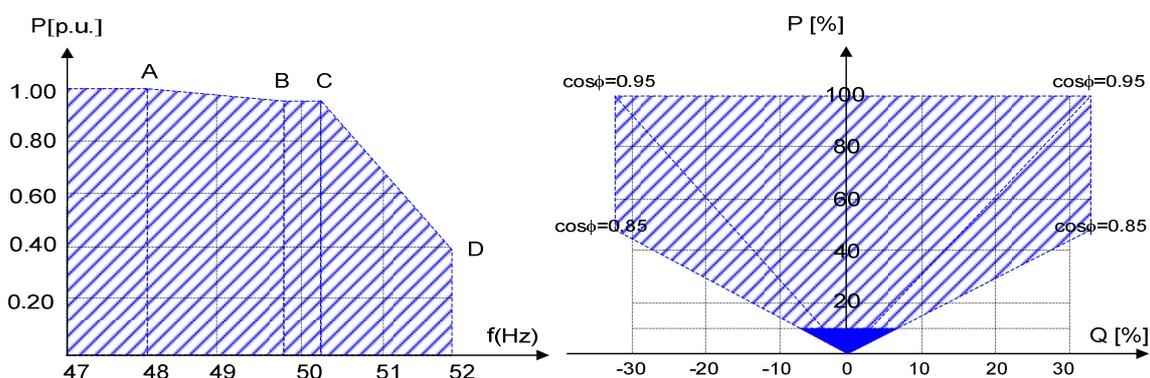


Figure IV.13. (a) Variation de la puissance en fonction de la fréquence (b) Variation du facteur de puissance des éoliennes en Irlande.

- d) Les plages de fréquence et de tension : Les changements constants dans la charge rendent le réseau vulnérable aux faibles variations de la tension et de la fréquence en régime stationnaire du point d'exploitation. En outre, la production d'énergie stochastique de l'éolienne augmente ces variations, qui sont plus importantes dans des petits réseaux autonomes (ce qui est le cas dans des îles). Les éoliennes doivent avoir la capacité de produire de l'électricité à des tensions et des fréquences différentes des valeurs nominales, pendant une durée minimale. Les figures ci-dessous montrent les plages de valeurs en tensions et en fréquences permises au point de raccordement du réseau Irlandais et des réseaux îliens français [AR-99].

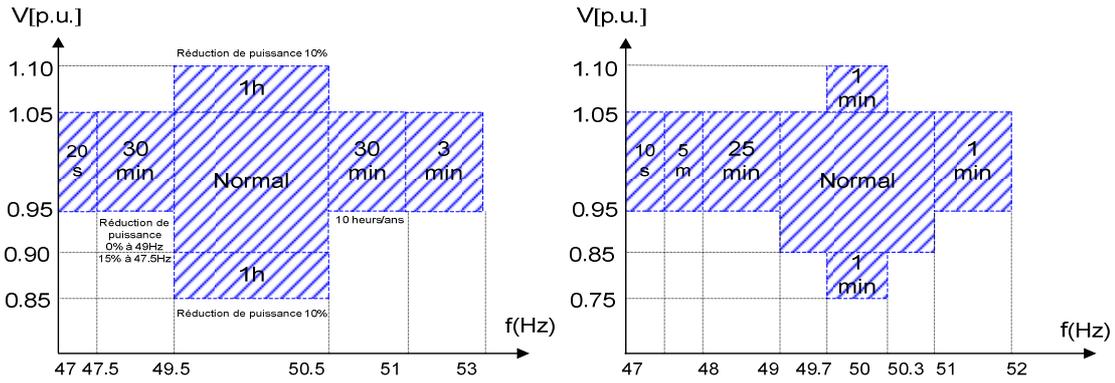


Figure IV.14. Tensions et fréquences des éoliennes en Irlande (a) 400 kV (b) 100kV et 220kV.

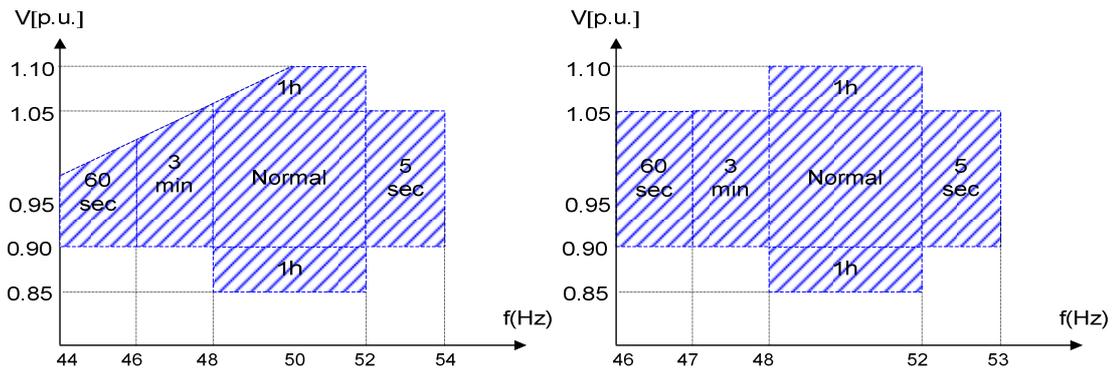


Figure IV.15. Tensions et fréquences des éoliennes de réseau îlien français (a) HTB (b) HTA.

IV.10. Le modèle de rafale de vent par chapeau Mexicain

Le modèle de rafale de vent par chapeau mexicain est un modèle déterministe normalisé par la norme IEC 61400-1 [IE-05]. Le chapeau mexicain modélise des vitesses de vents constantes, supérieures à la valeur moyenne et aussi des vitesses de vent nulles. Il est utilisé pour étudier l'effet temporel de la perte de puissance éolienne pendant des intervalles de temps où le vent ne souffle pas. Ce modèle a l'avantage, par rapport au modèle stochastique (de distribution de probabilité par exemple), de ne pas avoir besoin d'un très long temps de simulation et d'avoir une corrélation temporelle entre des échantillons successifs. De plus, ce modèle déterministe est contrôlable. Il s'écrit à partir de la dérivée seconde d'une fonction de densité de probabilité Gaussienne caractérisée par un temps moyen (t_o) et une déviation standard (σ). Le modèle de la vitesse du vent est décrit par l'équation ci-dessous :

$$v_{\omega} = v_{\omega}^a + \left(v_{\omega}^g - v_{\omega}^a \right) \left(1 - \frac{(t-t_o)^2}{\sigma^2} \right) e^{-\frac{(t-t_o)^2}{\sigma^2}} \quad \text{Équation IV.43}$$

où t_o est le temps du cœur de la rafale, σ le facteur de forme, v_{ω}^g la vitesse maximale du vent et v_{ω}^a la vitesse moyenne. Les conditions standards du modèle correspondent à une densité de l'air (ρ) de 1.225 kg/m³ à la température de 15 °C et à la pression atmosphérique moyenne (1 atm = 1013,25 hPa = 1,01325 bar). La densité de l'air dépend de l'altitude ; par exemple, à 2000 m , ρ est inférieur de 20% par rapport à sa valeur au niveau de la mer.

La figure IV.16 (a) montre une rafale de vent modélisée par un chapeau mexicain de paramètres $t_o=15$ s, $v_{\omega}^g=25$ m/s, $v_{\omega}^a=12$ m/s, avec un facteur de forme (σ) variable de 0.1 à 5 m/s. Ces vitesses sont centrées à $t_o=15$ s ; le facteur de forme varie avec l'amplitude du creux et avec sa durée. Pour $\sigma=0.1$ m/s, la vitesse du vent descend jusqu'à 6 m/s, tandis que

pour des valeurs de $\sigma > 1$ la vitesse du vent diminue près de zéro et le creux dure plus longtemps.

La figure IV.16 (b) montre la puissance mécanique extraite d'une turbine ($\eta_{gen} = 1$) de ratio ($R = 75m$) à partir des vitesses du vent (v_ω) de la figure IV.16 (a) par l'équation IV.18 et avec une puissance apparente ($S_n = 0.55$ p.u.). La puissance mécanique correspondant à $\sigma = 0.1m/s$ ne varie pas beaucoup car la vitesse minimale ne dure pas suffisamment longtemps, tandis que pour $\sigma > 1$ la puissance mécanique diminue jusqu'à zéro et dure plus longtemps. La puissance mécanique sera après transformée en puissance électrique. Ce modèle de la rafale de vent est avantageux dans les simulations dynamiques en temps limité ce qui est le cas de cette étude.

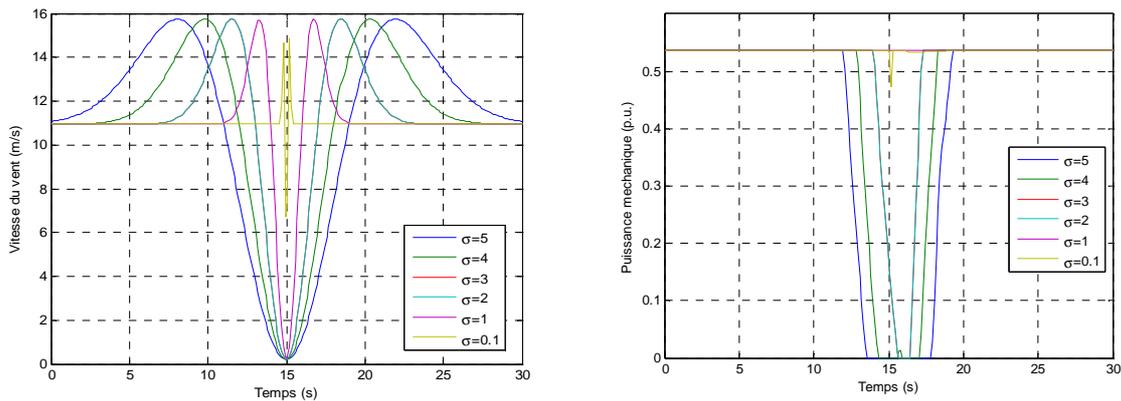


Figure IV.16. (a) Vitesse du vent (b) Puissance mécanique du modèle de chapeau mexicain.

IV.11. La description du réseau étudié

Une caractéristique importante des réseaux électriques modernes est leur interconnectivité. Afin de refléter cette caractéristique, en gardant une topologie simple pour des fins de démonstration, un réseau classique de transport maillé a été choisi pour les études dynamiques. Le réseau WSCC (*Western System Coordinated Council*) de 3-machines, 9-nœuds en 230 kV a été utilisé dans la littérature par Anderson, Fouad [AN-02] et Sauer, Pai [SA-98]. Il comprend trois grandes charges équivalentes et trois grandes machines synchrones connectées au réseau. Le réseau, bien que petit, est non-trivial et permet d'illustrer de nombreux cas d'étude en considérant l'incertitude. Le réseau original a été modifié avec l'insertion d'un parc éolien au nœud 6. La configuration du réseau est montrée dans la figure IV.17.

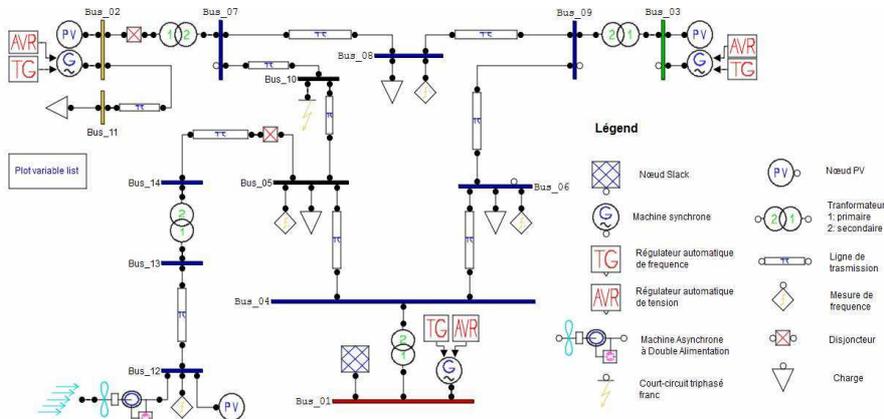


Figure IV.17. Diagramme unifilaire du réseau de 9-nœuds, 3-machines synchrones.

Le modèle des charges retenu est à impédance constante (cf chapitre III, section 2.3), donc son modèle dynamique ne dépend pas de la tension du nœud de connexion. Les modèles des machines synchrones sont du quatrième ordre et ont été présentés dans la section IV.3 de ce chapitre. Les régulateurs primaires de tension (AVR) et de fréquence (TG) des machines (voir sections IV.4 et IV.5) ont été inclus dans les simulations. Le modèle d'éolienne pris en compte est celui d'une machine asynchrone à double alimentation et développé dans la section IV.6. Le modèle de la vitesse du vent qui alimente la machine est le modèle d'une rafale de vent en chapeau mexicain, de la norme IEC 61400-1 [IE-05]. Les bases de puissance et de fréquence du réseau sont 100 MVA et 50 Hz. Les données des éléments du réseau électrique : lignes, charges, machines et contrôleurs, sont rassemblées dans l'annexe B.

Grâce aux simulations dynamiques, les trois catégories de stabilité du réseau électrique, à savoir : transitoire, de tension et de fréquence, sont étudiées pour déterminer le taux d'insertion maximal du parc éolien connecté au réseau sur le nœud 6. Cette étude, d'un cas particulier, est un premier pas vers une approche méthodologique systémique de prise en compte des incertitudes pour les études dynamiques de raccordement. Les critères de stabilité retenus sont : l'angle du rotor entre les machines synchrones doit rester en synchronisme ; les valeurs de tension et de fréquence de tous les nœuds du réseau doivent se maintenir dans la plage de valeurs admissibles après une perturbation. Les grandes perturbations comme la perte d'une machine ou un court-circuit bouleversent l'état d'équilibre du réseau entre la production et la charge. Les contraintes de fonctionnement du réseau telles que : la capacité thermique lignes/transformateurs, la charge et les puissances active et réactive maximales des machines synchrones, doivent aussi être respectées. En même temps, les limites dynamiques des variables électriques des éoliennes en tension, fréquence, puissances active et réactive, mentionnées dans la section IV.9 de ce chapitre doivent être également considérées dans les scénarios étudiés.

Les critères pris en considération pour le découplage des unités de production décentralisées ont été ceux du réseau Irlandais, ce qui est un cas intermédiaire entre les grands réseaux interconnectés (qui ne permettent pas des grandes excursions des variables électriques) et les réseaux îliens qui permettent de plus grandes variations.

Tableau IV-2. Contraintes électriques du réseau.

Bus	Limites des machines				Ligne	Limites des lignes P_{\max} [p.u.]
	P_{\min} [p.u.]	P_{\max} [p.u.]	Q_{\min} [p.u.]	Q_{\max} [p.u.]		
1	0	2.00	-1.00	1.00	1-4, 2-7, 3-9	2.00
2	0	2.00	-0.30	0.70	1-4, 2-7, 3-9	1.00
					8-2, 9-8, 9-4	

IV.12. Les études des perturbations sur le réseau 9-nœuds

Trois types de perturbations ont été considérés dans les études dynamiques du réseau 3-machines, 9-nœuds modifié et présenté dans la section précédente. Le comportement du réseau après avoir été soumis aux perturbations, permet de trouver le taux de pénétration maximal du parc éolien connecté au réseau sur le nœud 6. On a considéré les deux perturbations les plus sévères qui peuvent survenir dans le réseau, c'est-à-dire le court-circuit et la perte d'une machine, ainsi que la variation de la charge qui est la perturbation la plus courante du réseau. Les limites de fonctionnement du parc éolien doivent être respectées pour rester connecté au réseau. Si ces limites ne sont pas respectées, le parc se découple du réseau. Les scénarios de fonctionnement étudiés et simulés pour chaque perturbation sont les suivants :

- a) Le scénario 1 : Le fonctionnement du réseau sous défaut. Un court-circuit triphasé se produit au milieu de la ligne entre les nœuds 5 et 7. Cette ligne est proche du point de

raccordement de l'éolienne. Le défaut se produit à l'instant $t=10s$. Le court-circuit dure 150 ms, c'est-à-dire jusqu'au temps $t=10.150s$ (soit près de 8 cycles). Les disjoncteurs aux extrémités de la ligne aux nœuds 5 et 7 déclenchent (critère N-1) à cet instant, pour éliminer le défaut de la ligne. Le parc éolien doit être capable de supporter le creux de tension qui se produit à cause du court-circuit. Le parc éolien doit respecter les limites d'opération de la courbe temps - tension sous court-circuit de la figure IV.12 pour rester connecté au réseau, sinon le parc éolien se déconnecte. Le seuil de tension minimale pendant le court-circuit est de 0.25 p.u.

- b) Le scénario 2 : Le fonctionnement normal du réseau avec variation de la charge. Les augmentations et les diminutions de la charge se produisent dans le réseau continûment. La variation de la charge est obtenue à partir de la courbe de charge annuelle. La charge varie annuellement (section III.2.4) suivant une distribution normale avec une déviation standard $\sigma_{(\%)}$ = 8.510 ± 0.026 p.u. par rapport à sa moyenne. Dans le cas des simulations dynamiques d'une durée de quelques secondes, le modèle de la demande ne varie pas dans la même plage de valeurs. Ainsi la variation de la charge (son incertitude) a été modélisée dans les simulations par une densité de probabilité uniforme dans un intervalle de variation de $\sigma_{(\%)}$ = ±5.00 p.u. par rapport à sa moyenne. La variation spatio-temporelle de la charge est indépendante ; elle est modélisée par une distribution uniforme et est inférieure à celle du modèle normal. La probabilité d'occurrence de la charge est équiprobable. Le saut de la charge se produit à l'instant $t=5s$.
- c) Le scénario 3 : Le fonctionnement du réseau avec la perte d'une machine (critère N-1). Deux perturbations sont considérées : d'une part, la variation de la charge sous les mêmes conditions du scénario 2 et d'autre part, la perte d'une grande machine. La perte d'une grande machine est l'évènement le plus sévère sur n'importe quel réseau. Cela amène les principaux éléments du réseau aux limites de fonctionnement, comme les lignes et les transformateurs (avec leurs capacités thermiques) et les machines restantes connectées au réseau (avec leurs puissances active et réactive potentiellement maximales). On analyse la perte de la machine connectée au nœud 2 qui se déclenche à l'instant $t=30s$. La variation de la demande change continûment le point d'équilibre entre la production et la demande, avant la perte de la machine. Pendant ce temps, le parc éolien doit être capable de supporter une grande excursion de fréquence qui se produit au moment de la perte de la machine, en restant dans les limites de puissance active/fréquence et du facteur de puissance (section IV.9) ; dans le cas contraire, il doit se déconnecter du réseau. La perte de deux machines avec la perte possible du parc éolien (critère N-2) peut amener le réseau à l'incident généralisé, ou *blackout*.

Le parc éolien tient compte des limites de tension et des puissances active et réactive de fonctionnement permises dans la réglementation Irlandaise. La mesure de ces variables a été faite pour déterminer si le parc éolien doit se déconnecter du réseau lorsque les variables dépassent les seuils de limites de fonctionnement. Ainsi, il a été considéré que le parc éolien se déconnecte pour des fréquences inférieures à 48.5 Hz. Ces mesures et contrôle de déconnexion du parc sont présentes dans tous les scénarios de fonctionnement précédents.

Une autre considération des scénarios de simulations est le modèle de la rafale de vent qui affecte la puissance de sortie du parc éolien. Tous les scénarios de fonctionnement du réseau considèrent une rafale de vent modélisée par un chapeau mexicain de paramètres : vitesse maximale $v_{\omega}^g = 25m/s$, vitesse moyenne $v_{\omega}^a = 12m/s$ et facteur de forme de $\sigma = 3$. La puissance de sortie de l'éolienne varie autour de l'instant t_o . Ainsi, deux cas de simulation ont été pris en compte pour décrire la puissance éolienne variable pendant le temps de simulation avec une rafale du vent centrée en $t_o = 10s$ pour le scénario 1 et $t_o = 15s$ pour les scénarios 2 et 3, et une puissance constante avec la rafale de vent décentrée en dehors du temps de simulation. Quand le vent cesse de souffler quelques secondes, la production de puissance chute pendant un intervalle de temps qui affecte la dynamique des autres machines.

A la fin du temps de simulation de tous les scénarios, on a effectué l'analyse petits signaux pour évaluer l'évolution de la stabilité du réseau. Cette analyse permet d'observer les pôles et les zéros du système après l'application des perturbations et de déterminer si le comportement des variables électriques en régime permanent du réseau est stable ou instable. Le taux de pénétration éolienne maximal du réseau est ainsi déterminé en augmentant sa puissance nominale et en étudiant les scénarios, jusqu'à ce que les variables électriques du réseau deviennent oscillatoires ou instables après l'application des perturbations. Le tableau ci-dessous résume les scénarios de fonctionnement à étudier dans les simulations dynamiques du réseau 3-machines, 9-nœuds avec un parc éolien.

Tableau IV-3. Scénarios de fonctionnement du réseau sous étude.

Scénario	Description	Cas 1	Cas 2	Contraintes
1	Court-circuit triphasé milieu de la ligne entre les nœuds 5 et 7	Vitesse du vent constante	Vitesse du vent variable	<ul style="list-style-type: none"> - Limites des lignes. - Limites de puissance active et réactive des machines. - Limites du parc éolien. - Fréquence minimale du parc éolien de 48.5 Hz.
2	Variation des charges			
3	Variation des charges et perte de la machine 2			

IV.13. Les résultats de simulation

Tout d'abord, le réseau sous étude a été modélisé avec l'aide d'une boîte à outil (*toolbox* en Anglais) de Matlab dédiée à l'analyse des réseaux électriques. PSAT (*Power System Analysis Toolbox*) est une boîte à outil développé par Federico Milano [MI-10] qui comprend les études de la répartition de charges, de l'analyse de la stabilité des petits signaux et de la simulation temporelle du réseau, entre autres. Cette boîte à outil réalise des simulations déterministes. Nous avons donc développé la partie correspondant aux variations stochastiques de la charge et à la déconnexion du parc éolien pour l'application des cas d'étude considérés. Les fichiers de simulation ont été créés et développés sous Matlab.

La boîte à outil inclut les modèles des éléments classiques du réseau tels que les lignes électriques, les transformateurs, les interrupteurs, les machines synchrones et asynchrones, ainsi que les modèles de régulation primaire des machines tels que les régulateurs automatiques de tension (AVR), et de fréquence (TG), ainsi que stabilisateurs de puissance (PSS) des machines synchrones. PSAT comprend aussi les trois modèles des éoliennes décrits dans ce chapitre : machine asynchrone à vitesse constante (CSWT), machine asynchrone à double alimentation (DFIG) et machine synchrone à vitesse variable découplée du réseau par une interface d'électronique de puissance (DDSG). Le modèle de rafale du vent utilisé dans les études de stabilité est également disponible.

Les études temporelles faites en PSAT permettent d'étudier les phénomènes de stabilité transitoire, à moyen et à long terme, ainsi que de réaliser les études de stabilité des petits signaux et les études dynamiques du réseau. Ces deux études permettent d'explorer les limites de la stabilité du réseau des scénarios de fonctionnement avec un taux de pénétration éolienne considérable, en respectant les limites d'exploitation des éléments du réseau.

IV.13.1. Le scénario déterministe 1 : le court-circuit triphasé

Un court-circuit triphasé franc se produit à l'instant $t=10s$. Ce scénario étudie seulement l'aspect déterministe des paramètres et des événements de la simulation dynamique, il ne considère pas la variation de la charge. La topologie du réseau change dans le temps de simulation, avant (conditions normales), pendant (conditions de défaillance) et après le défaut (ouverture de ligne). Les changements de la topologie affectent la matrice impédance (Z_{bus}) du réseau. Ce scénario considère deux cas de fonctionnement : d'une part, la puissance fournie

par le parc éolien est constante et d'autre part, elle varie avec le modèle de la rafale de vitesse du vent par le chapeau mexicain.

Voici une première étude déterministe du court-circuit proche du parc éolien qui vérifie que le court-circuit ne représente pas un risque pour la stabilité du réseau sous la pire condition du court-circuit triphasé franc. Ainsi, ce n'est pas une étude probabiliste de court-circuit pour ce scénario, contrairement aux études des cas 2 et 3 qui prennent en compte la variation stochastique de la charge.

La répartition de puissances fournies par les machines dans ce scénario est donnée dans la figure IV.18 (c). Le parc éolien fournit une puissance active de 1.40 p.u. qui représente un taux de pénétration de 44%. Les machines synchrones connectées aux nœuds 1, 2 et 3 du réseau fournissent une puissance active, respectivement de 0.20 p.u. 0.80 p.u. et 0.80 p.u. qui représentent respectivement 6%, 25% et 25% de la demande. Les tensions des nœuds avant défaut varient de 0.99 à 1.04 p.u. A l'instant du défaut $t=10s$, la tension sur le nœud 5 du parc éolien descend jusqu'à 0.30 p.u. Le profil de tension des autres nœuds du réseau varie entre 0.75 p.u. et 0.40 p.u. en fonction de leur localisation par rapport au nœud en défaut (voir figure IV18 (b)). La perte de couple électrique pendant la durée du défaut augmente la vitesse de rotation des machines. Le parc éolien est régulé par un mécanisme de décrochage actif [MU-60] afin de réduire le couple mécanique du rotor de la turbine. Lorsque le défaut est supprimé, la tension et le couple électrique des machines se re-stabilisent, la vitesse des machines diminue et revient à la vitesse nominale (voir figure IV18 (a-c)). Pour récupérer le couple électrique, les machines synchrones ont besoin d'absorber une grande quantité de puissance réactive pour se re-magnétiser (voir figure IV18 (d)).

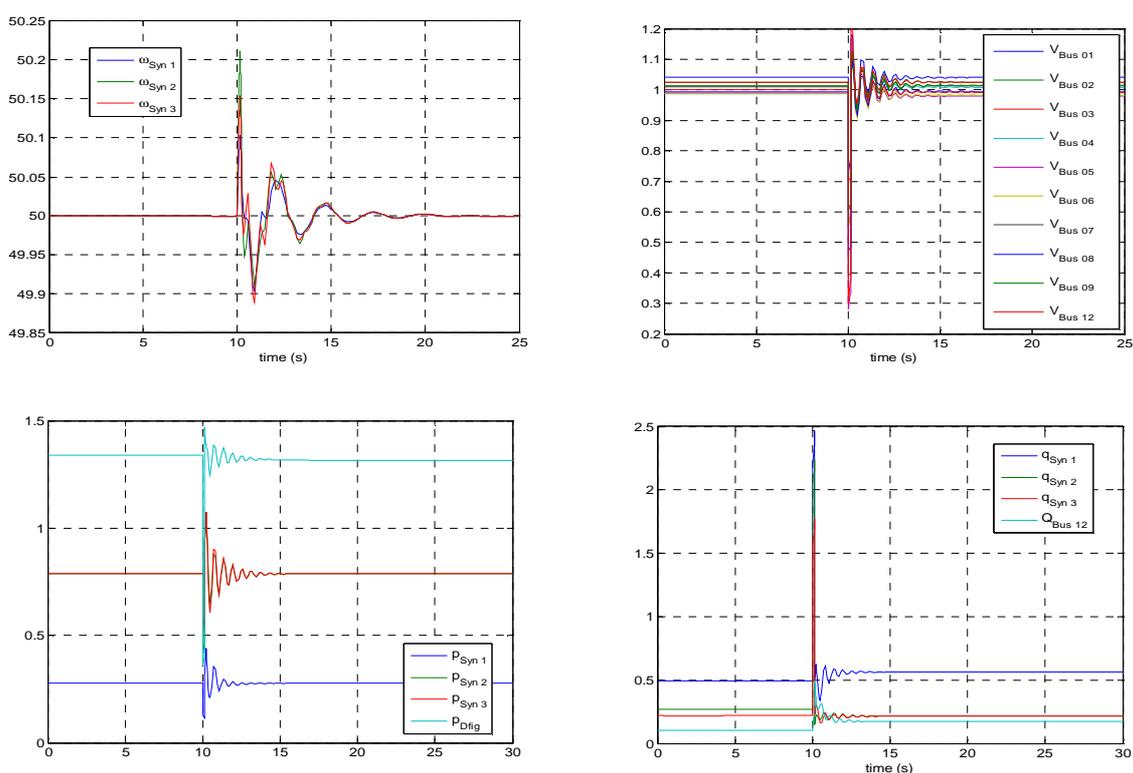


Figure IV.18. Réponse dynamique du scénario 1 avec un taux de pénétration constant de 44% (a) fréquence (b) tension nodale (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

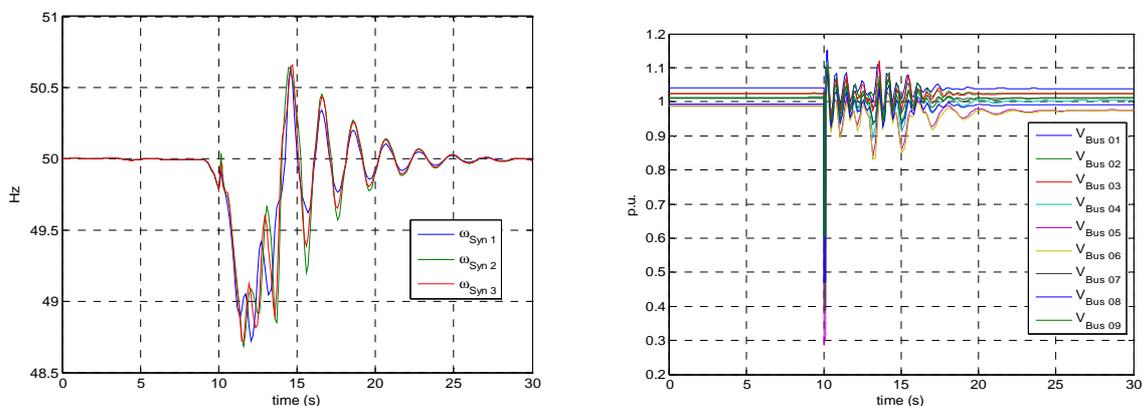
Les résultats du profil de tension de la figure IV.18 (b) montrent que le parc éolien reste connecté au réseau, car sa tension minimale est supérieure au creux de tension, pendant et après le défaut. La variation de fréquence de la figure IV.18 (a), due au court-circuit, provoque un petit transitoire de 50.2 Hz à 49.9 Hz dans les machines synchrones du réseau.

Les efforts des puissances actives de la figure IV.18 (c) sur les machines connectés au réseau aux nœuds 1, 2 et 3 causés par le court-circuit sont de 0.4 p.u., 1.2 p.u. et 1.2 p.u. respectivement. Ces valeurs de puissance active sont inférieures à la valeur maximale (2 p.u.) autorisée par la machine, les contraintes du réseau sont respectées. Les variables du réseau reviennent dans un état stable après l'occurrence du court-circuit.

Voici une deuxième étude déterministe du même scénario qui prend en compte l'influence du court-circuit et de la rafale du vent. Les puissances fournies par les machines synchrones, le parc éolien et les tensions avant défaut sont les mêmes que pour le cas à vitesse constante. Ce cas considère que la puissance fournie par le parc éolien est variable et qu'elle ne dépend que de la vitesse du vent modélisée par un chapeau Mexicain centré en $t_o = 10s$. La puissance éolienne diminue brusquement jusqu'à quasiment zéro pendant le défaut dans un intervalle de temps de 8 à 15 sec. La variation de la vitesse du vent occasionne un régime transitoire des variables électriques du réseau (fréquence, tension, et puissance) pendant cet intervalle de temps. Les variables électriques du réseau sont beaucoup plus affectées que lorsque la vitesse du vent était constante (cas précédent). Les machines synchrones doivent compenser l'absence de puissances active et réactive des générateurs éoliens, ce qui modifie la fréquence du réseau.

A l'instant du défaut $t=10s$, la tension au nœud 5 du parc éolien descend jusqu'à 0.30 p.u. Le profil de tension des autres nœuds du réseau varie entre 0.75 p.u. et 0.40 p.u. La variation de la vitesse du vent occasionne aussi une chute de tension sur tous les nœuds entre 1.10 p.u. et 0.82 p.u. (voir figure IV.19 (b)). La baisse de la puissance éolienne a un effet supérieur sur la fréquence des nœuds de connexion des machines synchrones qui varie de 50.6 Hz à 49 Hz, par rapport à celui provoqué par le court-circuit, (voir figure IV.19 (a)). En considérant la variation de la puissance éolienne, l'excursion en fréquence pendant la simulation dynamique est plus grande que pour le cas précédent à puissance constante. Les machines synchrones supportent les efforts mécaniques causés par le court-circuit et l'absence de puissance éolienne variable pendant la rafale de vent. Ces valeurs de puissance active sont inférieures à la valeur maximale (2 p.u.) permise par la machine (voir figure IV.19 (c)) ; les contraintes du réseau sont respectées. Les variables électriques reviennent à un état d'équilibre après 25 s.

Toutes les contraintes du réseau sont respectées pendant le temps de simulation et à la fin, le réseau revient à un état de régime permanent stable. Le scénario de court-circuit ne semble donc pas poser de problème pour augmenter le taux de pénétration éolienne sur le réseau dans les deux cas de vitesse constante et de vitesse variable. Le parc éolien reste connecté au réseau avec un taux de pénétration de 44% ; le réseau retourne à un état stable après les perturbations. L'analyse linéaire du réseau de pôles et de zéros n'est pas montrée car il est évident que le système est stable. Les résultats des variables électriques du réseau sont montrés dans les figures ci-dessous.



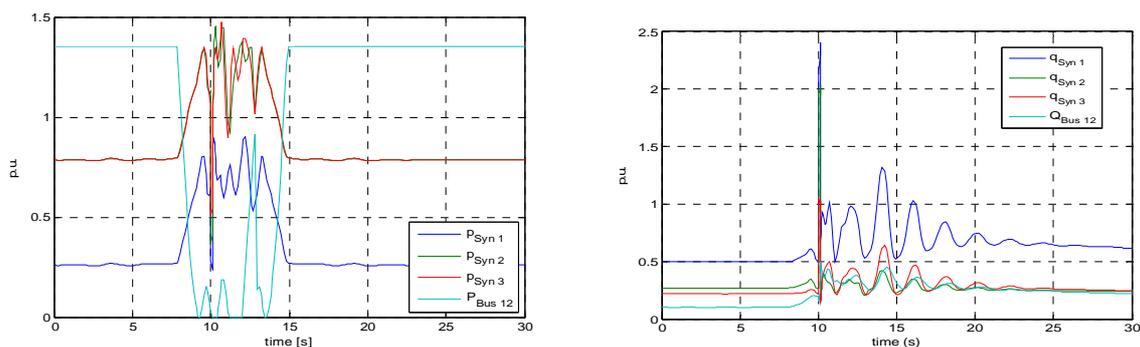


Figure IV.19. Réponse dynamique du scénario 1 avec un taux de pénétration variable de 44% (a) fréquence (b) tension nodale (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

IV.13.2. Le scénario probabiliste 2 : la variation de la charge

Le scénario d'augmentation de la charge se produit à l'instant $t=5s$. Ce scénario étudie l'aspect d'un évènement stochastique de la simulation dynamique : la variation de la charge à un instant donné. La charge varie selon une distribution uniforme à l'instant $t=5s$ dans une plage de valeurs de 0.95 à 1.05 fois la valeur moyenne de la charge de chaque nœud. La topologie du réseau reste constante pendant la simulation. Ce scénario considère deux conditions de fonctionnement : soit la puissance fournie par le parc éolien est constante, soit elle varie avec le modèle de la rafale de vitesse du vent par le chapeau mexicain.

Les conditions initiales de fonctionnement des deux cas du scénario 2 à l'instant $t=0s$ de la répartition de charges sont décrites dans cette section. Le parc éolien fournit une puissance active de 1.40 p.u. qui représente un taux de pénétration de 44%. Les machines synchrones 1, 2 et 3 du réseau fournissent respectivement une puissance active 0.20 p.u., 0.80 p.u. et 0.80 p.u., qui représentent 6%, 25% et 25% de la demande respectivement. Les tensions de nœuds avant la perturbation de la charge varient de 0.99 à 1.04 p.u. Ces conditions sont les mêmes que pour le scénario 1.

Voici le premier cas d'étude stochastique du scénario 2 qui applique la méthode de simulation de Monte-Carlo dans la perturbation de la charge. La perturbation de la charge avec une vitesse du vent constante du parc éolien, provoque une baisse de la tension des nœuds si la charge est plus grande que la valeur nominale ou une augmentation de la tension dans le cas contraire, comme visible dans la figure IV.20 (b). La variation de la tension est plus visible sur les nœuds de charge que sur les nœuds de production. La fréquence du réseau varie dans une plage de valeurs de 49.94 à 50.1 Hz dans la figure IV.20 (a). La diminution de la fréquence n'est pas suffisante pour déconnecter le parc éolien du réseau, quelles que soient les réglementations prises en compte. Les machines et le parc éolien augmentent un peu leur production grâce aux réglages et à la variation du vent, pour alimenter la charge. La variation de puissance active de la figure IV.20 (c) ne dépasse pas les limites thermiques des éléments du réseau (lignes, transformateurs). Les contraintes électriques de puissance réactive des machines dans la figure IV.20 (d) ont été respectées. Le comportement du réseau est stable en régime permanent après l'application de la perturbation. Le réseau retrouve un point d'équilibre. Ce cas ne représente pas un risque pour la stabilité du réseau. Les résultats montrant les variables électriques du réseau obtenues par la méthode de simulation de Monte-Carlo sont superposés et montrés dans les figures ci-dessous.

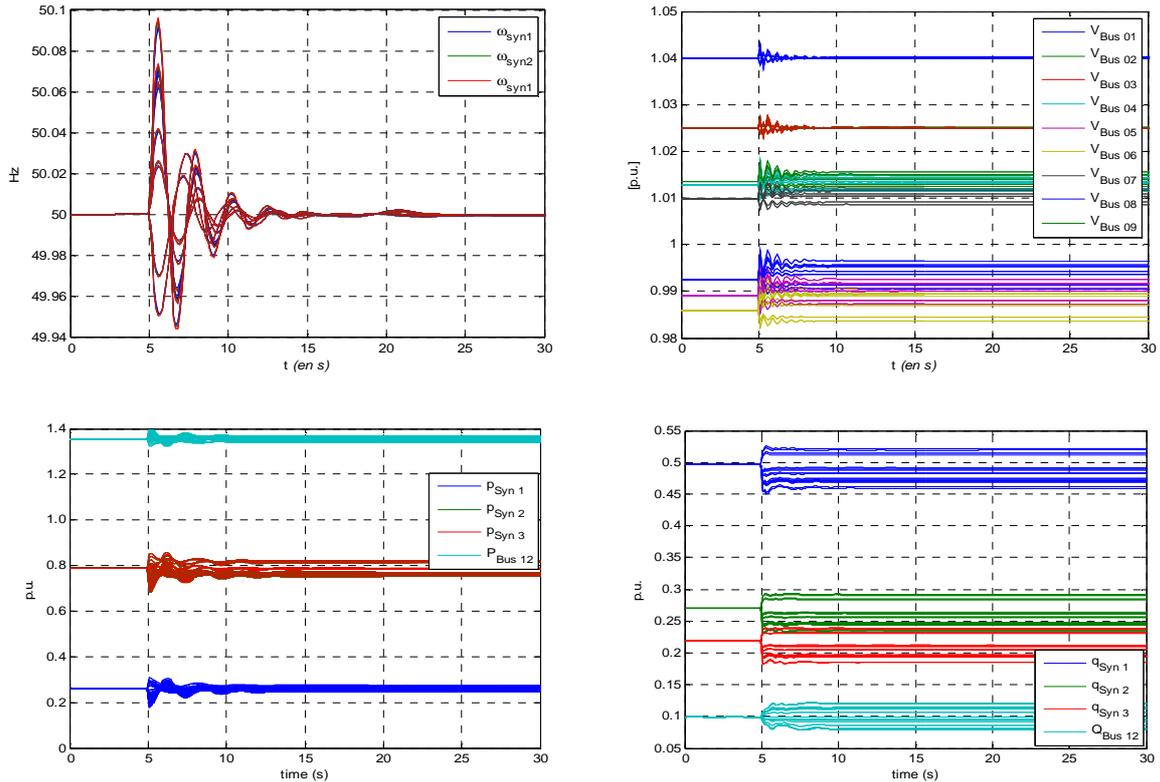


Figure IV.20. Réponse dynamique du scénario 2 avec un taux de pénétration constant de 44%.
 (a) fréquence (b) tension nodale (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

Voici le deuxième cas d'étude stochastique du scénario 2 avec perturbation de la charge. Ce cas étudie l'influence stochastique de la variation de la charge et de la rafale de vent pendant le temps de simulation, pour montrer l'impact des variations de la production éolienne. Les tensions des nœuds, les puissances fournies par les machines synchrones et les paramètres initiaux du parc éolien sont équivalents au cas du parc éolien à vitesse constante. La puissance fournie par le parc éolien est variable et dépend de la vitesse du vent modélisé par un chapeau Mexicain centré en $t_0 = 15s$. La puissance éolienne diminue brusquement jusqu'à quasiment zéro pendant le défaut, dans un intervalle de temps de 12.5 à 18.5s. La variation de la vitesse du vent occasionne un transitoire des variables électriques du réseau (fréquence, tension, et puissances active et réactive) pendant cet intervalle. Les variables électriques du réseau sont plus touchées pendant l'intervalle de temps où la vitesse du vent est variable.

Les machines synchrones compensent l'absence de puissance active et réactive du parc éolien pour alimenter la charge dans l'intervalle de temps de 12.5 à 18.5s. La variation des puissances active et réactive fournies par le parc éolien oblige les machines synchrones à réagir et à fournir la puissance manquante du parc éolien pendant cet intervalle du temps. Dans les figures IV.21 (c) et IV.21 (d) on observe les courbes des puissances active et réactive des machines et du parc éolien. Pour le cas de la puissance réactive, l'impact de l'absence de production éolienne est moins considérable que pour le cas de puissance active, car le facteur de puissance de l'éolien est de 0.95. Ces changements de puissance occasionnent un transitoire sur les autres variables électriques, tension et fréquence, pendant quelques secondes. La perturbation de la charge a un impact moins considérable que la diminution de la puissance éolienne sur les variables électriques. Le réseau est sensible aux variations de la puissance éolienne. La plage des valeurs de variation de la fréquence dans la figure IV.21 (a) n'est pas suffisante pour déconnecter le parc éolien. Ce cas ne met pas en risque la stabilité du réseau. Les variables électriques se stabilisent à $t=30s$ quand le réseau retrouve un point d'équilibre entre la production et la demande. Les contraintes des limites

thermiques des éléments du réseau et de la puissance réactive des machines ont été respectées. Les résultats sur les variables électriques du réseau sont montrés dans les figures ci-dessous.

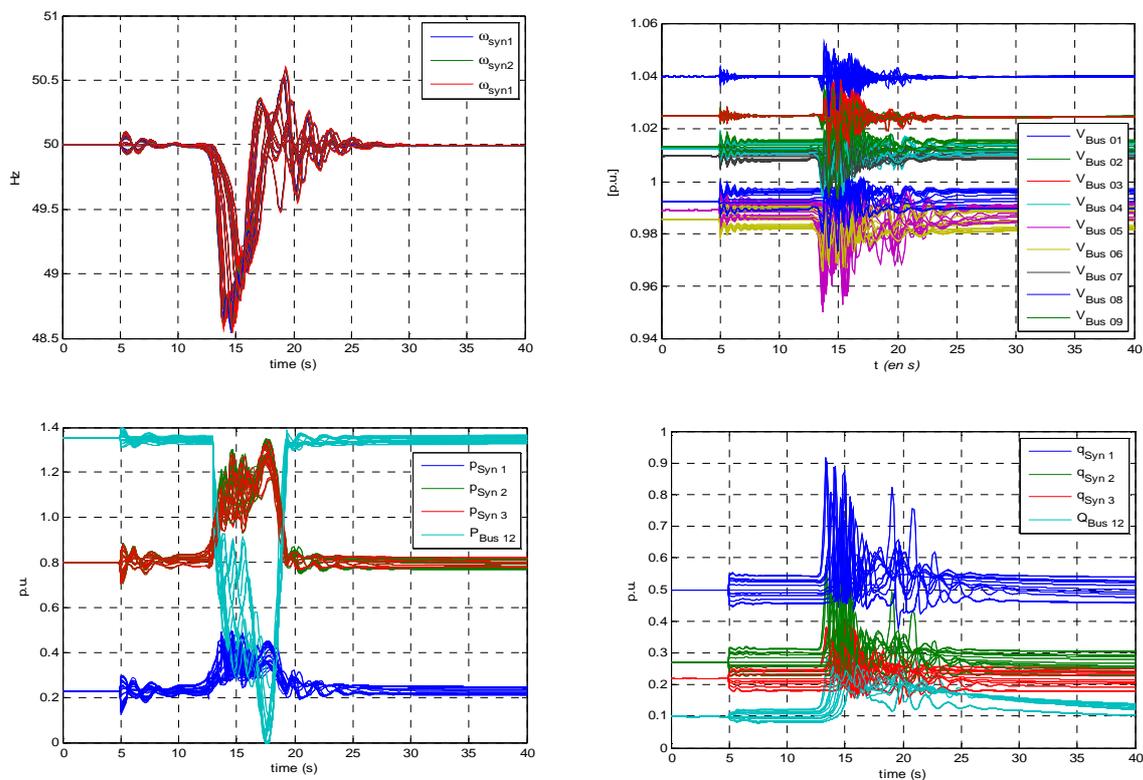


Figure IV.21. Réponse dynamique du scénario 2 avec un taux de pénétration variable de 44%. (a) tension de nœud (b) fréquence (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

L'analyse linéaire du réseau a été réalisée en calculant, notamment, les valeurs propres à la fin du temps de simulation pour comparer les changements ou déplacements des lieux des pôles du réseau. Les valeurs propres permettent de savoir si le réseau est stable (oscillant amorti) ou instable (oscillant non-amorti) en analysant des valeurs propres du système dans le plan complexe. La détermination de ces valeurs à la fin de la simulation montre le comportement du système en régime permanent. Ces résultats pour le scénario 2 dans les cas de vitesse du vent constante et de vitesse du vent variable sont toujours dans le demi-plan réel négatif, ce qui implique que le système est stable en régime permanent dans les deux cas. Le cas de simulation le plus réaliste est le cas avec la rafale du vent. Les différences entre les lieux des pôles dans les deux cas sont la conséquence de la variation de la puissance du parc éolien qui modifie les valeurs propres après la perturbation stochastique de la charge par rapport au cas à vitesse constante. Il y a des pôles relativement proches de l'axe des imaginaires (limite du demi plan des valeurs réelles négatives) qui porte un risque sur la stabilité réseau et qui sera étudié dans la section suivante. Les valeurs propres du scénario 2 à puissance éolienne constante et variable sont montrées dans les figures IV.22 (a) et IV.22 (b).

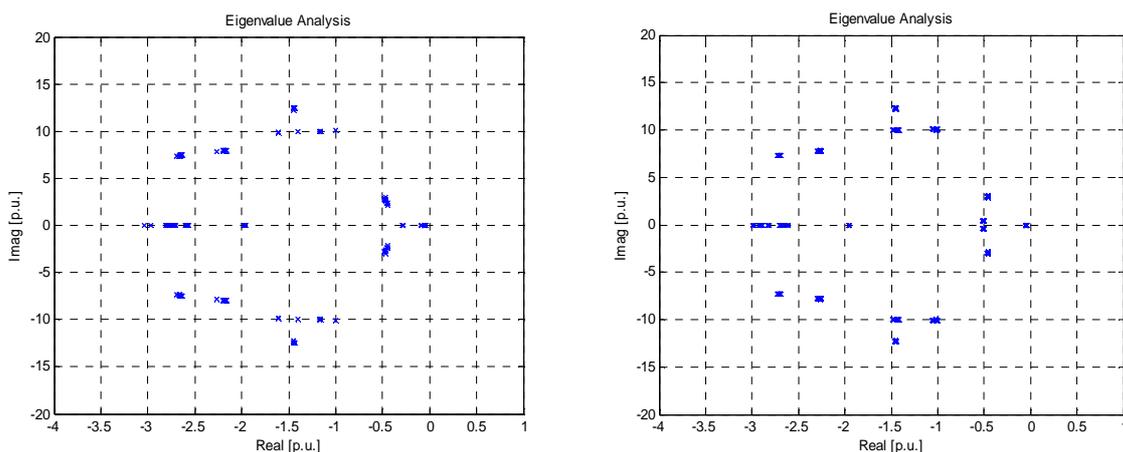


Figure IV.22. Les valeurs propres du scénario 2 stochastique par simulation de Monte-Carlo avec un taux de pénétration éolienne de 44% (a) vent constant (b) vent variable.

IV.13.3. Le scénario probabiliste 3 : la perte d'une machine synchrone

Ce scénario correspond à la perte de la machine synchrone connectée au nœud 2, qui se produit à l'instant $t=30s$. Il fait partie des études de contingences classiques (N-1) couramment utilisées dans la planification et la conduite des réseaux électriques. La perte d'une grande machine synchrone est un événement très sévère qui peut survenir dans un réseau. Avant la perte de la machine, l'amplitude de la charge varie de manière stochastique, selon une distribution uniforme à l'instant $t=5s$ dans une plage de valeurs de 0.95 à 1.05 fois la valeur moyenne de chaque nœud. La topologie du réseau change lors de la perte de la machine connectée au nœud 2. Ce scénario étudie les limites de fonctionnement de tous les éléments du réseau.

Les machines synchrones restantes, après la perte de la machine synchrone 2, doivent suppléer la demande qui était alimentée par cette dernière ; les lignes proches du nœud 1 et 3 doivent supporter l'augmentation du flux de puissance provenant des autres machines. La perte du parc éolien est également possible, si les contraintes de fonctionnement sont dépassées (voir section IV.9). La perte du parc éolien constitue le critère (N-2) et modifie encore la stabilité du réseau, jusqu'à sa valeur extrême, compte tenu des contraintes de ces éléments. La détermination du taux maximum de pénétration éolien dépend de la stabilité du réseau soumis à ces perturbations. Dans le scénario 3, deux cas sont considérés : premier cas, la vitesse du vent et la puissance éolienne sont constantes ; deuxième cas, la rafale du vent et la puissance éolienne sont variables, comme dans le scénario 2.

Les conditions initiales de fonctionnement des deux cas du scénario 3 à l'instant $t=0s$ de la répartition de charges sont décrites dans le paragraphe suivant. Un taux d'insertion éolien inférieur à celui des cas déjà étudiés a été considéré. Le parc éolien fournit une puissance active de 1.18 p.u. qui représente un taux de pénétration de 37% et puissance active de 1.26 qui représente un taux de pénétration de 40 % et qui conduit à un incident généralisé. Le tableau IV.25 montre l'évolution des valeurs moyennes de la puissance fournie par les machines pendant le temps de simulation, pour deux cas de taux de pénétration éolien (P12) de 37% et 40% de la demande. Le tableau contient les puissances de la condition initiale, de la perte de la machine et du parc éolien, après le dépassement de la fréquence de 48.5 Hz.

Tableau IV-4. Changements de puissance fournie par les machines pendant la simulation.

Perturbation	Taux de pénétration éolien de 37%				Taux de pénétration éolien de 40%			
	P ₁ [p.u.]	P ₂ [p.u.]	P ₃ [p.u.]	P ₁₂ [p.u.]	P ₁ [p.u.]	P ₂ [p.u.]	P ₃ [p.u.]	P ₁₂ [p.u.]
Condition initiale	0.41	0.80	0.80	1.18	0.34	0.80	0.80	1.26

Perturbation	Taux de pénétration éolien de 37%				Taux de pénétration éolien de 40%			
	P ₁ [p.u.]	P ₂ [p.u.]	P ₃ [p.u.]	P ₁₂ [p.u.]	P ₁ [p.u.]	P ₂ [p.u.]	P ₃ [p.u.]	P ₁₂ [p.u.]
Perte de la machine	0.80	0.00	1.18	1.18	0.74	0.00	1.20	1.26
Perte de la machine et du parc éolien	1.40	0.00	1.80	0.00	1.40	0.00	1.80	0.00

IV.13.3.1. Le scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 37%

Voici le premier cas d'étude stochastique du scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 37% pour une vitesse du vent constante, qui applique la méthode de simulation de Monte-Carlo sur l'échelon de la charge, avec la perte de la machine 2 et du parc éolien. Le cas de perte de la machine synchrone 2 à l'instant $t=30s$ avec une vitesse du vent constante occasionne une baisse de la fréquence du réseau qui devient inférieure à 48.5 Hz. La fréquence est inférieure à la valeur minimale de la fréquence choisie pour la déconnexion du parc éolien. Ainsi, l'effet de la protection entre les nœuds 5 et 14 déconnecte le parc éolien du réseau.

Avant la perte du parc éolien, les machines 1 et 3 fournissent 25% de la puissance initialement fournie par la machine 2. Le profil de tension avant la perte des machines varie de 0.99 à 1.04 p.u. La tension minimale se trouve au nœud 5 sur lequel la production décentralisée est raccordée, (voir figure IV.23 (b)). A la suite de la perte de la machine 2 et du parc éolien, les machines restantes 1 et 3 doivent assumer 62% de la demande. Après la déconnexion du parc éolien, la fréquence du réseau peut descendre jusqu'à 48 Hz. Toutefois, la fréquence du réseau se stabilise en régime permanent à 49.85 Hz. Après la perte de la machine 2, voir figure IV.23 (a et c), où l'on observe l'ilotage réussi de cette unité de production sur ses auxiliaires et du parc éolien, la tension varie de 0.94 p.u à 1.04 p.u.

Les puissances active et réactive produites reflètent la variation de la charge et la perte des machines aux instants $t=5s$, $30s$ et $31.1s$. Les machines 2 et 3 doivent supporter la surcharge de puissance active et réactive sans dépasser leurs limites de fonctionnement. Les puissances actives maximales des machines 1 et 3 sont de 1.60 p.u. et de 1.45 p.u. respectivement; tandis que les puissances réactives maximales sont de 0.90 p.u. et de 0.55 p.u. respectivement (voir figure IV.23 (c)). Ces puissances sont inférieures aux excursions maximales de puissance active de 2 p.u. autorisées pour les deux machines; et des puissances réactives maximales de 1.0 p.u. pour la machine 1 et de 0.70 pour la machine 3, (voir figure IV.23 (d)).

La variation de la puissance réactive est une combinaison de la puissance de la demande et de la puissance réactive produite par les capacités des lignes qui dépendent des tensions nodales. Les chutes de tension et le transit de puissance active supplémentaire amènent à augmenter les puissances réactives des machines synchrones. On obtient donc une variation de la puissance réactive supérieure à la variation de la puissance active. Après la déconnexion du parc éolien, les variables électriques sont stables en régime permanent. Le réseau supporte la perte de la machine 2 et du parc éolien avec un taux de pénétration de 37%. Les résultats sur les variables électriques du réseau de ce cas sont montrés dans les figures ci-dessous.

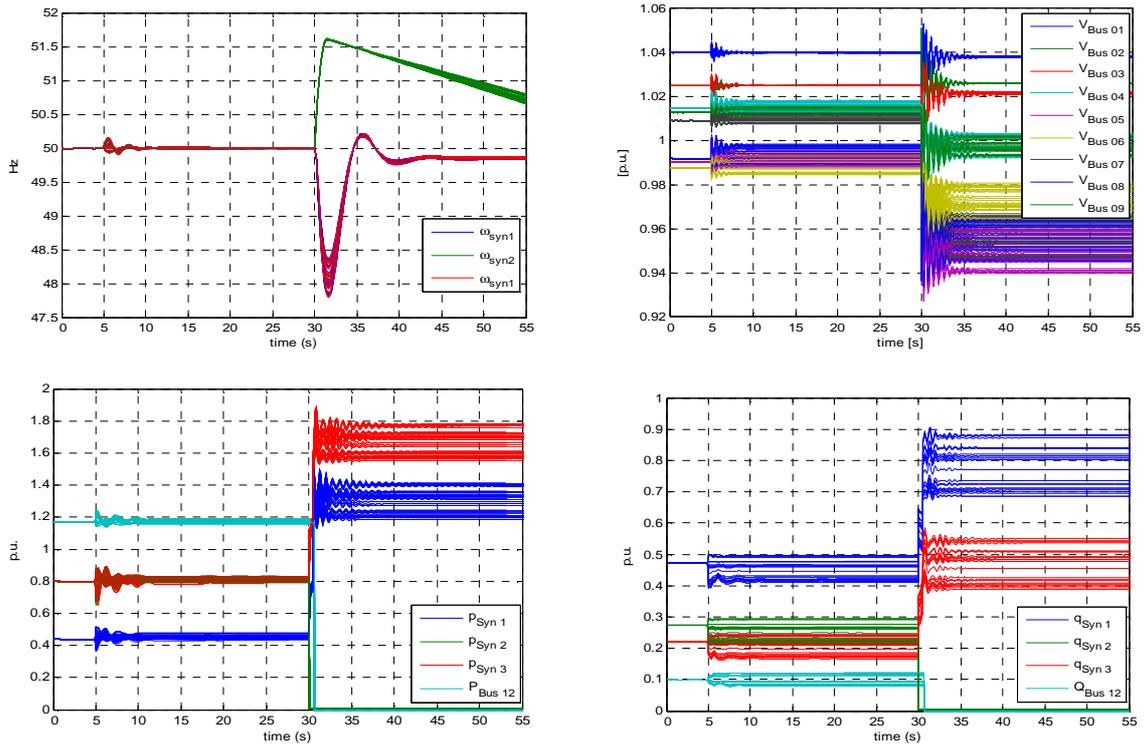


Figure IV.23. Réponse dynamique du scénario 3 avec un taux de pénétration constant de 37%. (a) tension nodale (b) fréquence (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

Voici le deuxième cas d'étude stochastique du scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 37% avec vitesse du vent variable, ainsi une variation des paramètres électriques se produit avec la baisse de la vitesse du vent pendant quelques secondes. Le scénario de la perte de la machine synchrone 2 à l'instant $t=30s$ affecte la stabilité après la perturbation de la rafale de vitesse du vent variable modélisée par chapeau Mexicain. Les conditions des tensions nodales et des puissances fournies par les machines synchrones sont les mêmes que celles du parc éolien à vitesse constante. Les machines synchrones 1, 2 et 3 fournissent une puissance active qui représente respectivement 13%, 25% et 25% de la demande dans la figure IV.24 (c). Les tensions nodales avant la perturbation de la charge varient de 1 à 1.04 p.u (voir figure IV.24 (b)). Ainsi, le taux de pénétration éolien est de 37% de la demande.

La réponse dynamique des variables électriques est semblable à celle obtenue pour le scénario 2 avec vitesse variable jusqu'à la perte de la machine 2. La perte de la machine 2 à l'instant $t=30s$ occasionne une baisse de la fréquence rendant celle-ci inférieure à 48.5 Hz, et le disjoncteur entre les nœuds 5 et 14 déconnecte le parc éolien du réseau comme montré dans la figure IV.24 (a). Les machines restantes, 1 et 3, assument la charge alimentée initialement par la machine 2 et le parc éolien. Après la déconnexion du parc éolien, la fréquence du réseau diminue jusqu'à 48 Hz. Les variables du réseau se stabilisent à $t=40s$. La fréquence du réseau se stabilise en régime permanent à la même valeur que celle obtenue dans le cas précédent à 49.85 Hz, après ces événements.

Les puissances actives maximales des machines 1 et 3 sont de 1.75 p.u. et de 1.40 p.u. ; tandis que les puissances réactives maximales sont de 0.90 p.u. et de 0.60 p.u respectivement, comme montré dans les figure IV.24 (c et d). Ces puissances sont inférieures aux excursions maximales autorisées. Les puissances réactives réagissent selon les mêmes phénomènes déjà décrits dans la section précédente. Les machines 1 et 3 soutiennent toute la demande du réseau après la perte de la machine 2 et du parc éolien raccordé au nœud 5. Ce scénario avec un taux de pénétration éolienne de 37% assure la stabilité du réseau pour la pire

contingence qui puisse arriver au réseau avec la perte de deux grandes unités de production. Les résultats des variables électriques du réseau sont montrés dans les figures ci-dessous.

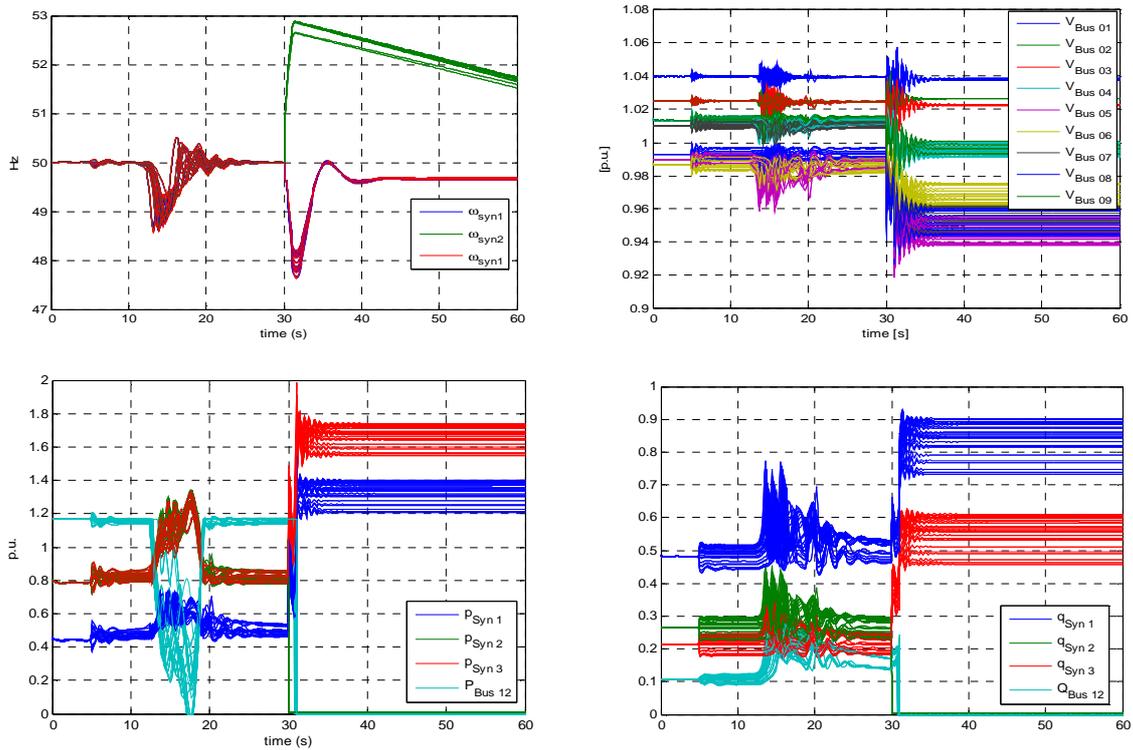


Figure IV.24. Réponse dynamique du scénario 3 avec un taux de pénétration variable de 37%. (a) tension nodale (b) fréquence (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

La détermination des valeurs propres du réseau à la fin de la simulation montre le comportement du système en régime stabilisé. Les résultats des valeurs propres dans les cas où la vitesse du vent est constante et variable sont proches de l'axe imaginaire, ce qui implique que le système est stable en régime permanent mais proche de l'instabilité. Dans le cas de la rafale de vent, ces valeurs propres sont encore plus proches de l'axe imaginaire. Les valeurs propres plus proches de l'axe imaginaire sont un risque accru d'instabilité avec un taux de pénétration éolienne supérieur ou une augmentation de la charge. Les résultats sont montrés dans les figures ci-dessous.

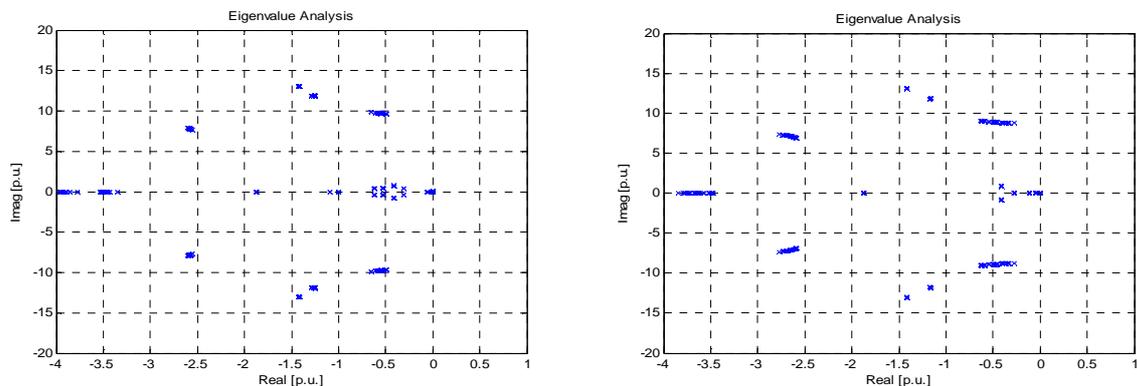


Figure IV.25. Les valeurs propres du scénario 3 stochastique par simulation de Monte-Carlo avec un taux de pénétration éolienne de 37% (a) vent constant (b) vent variable.

IV.13.3.2. Le scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 40% et plus

Le taux de pénétration du parc éolien du scénario 3 est encore augmenté et les simulations Monte-Carlo sont de nouveau effectuées pour déterminer la limite de stabilité du réseau après l'application des perturbations. La puissance fournie par le parc éolien est de 1.26 p.u. c'est-à-dire 40% de la demande, la puissance active fournie par les machines synchrones 1, 2 et 3 correspondent respectivement à 10%, 25% et 25% de la charge respectivement. Les tensions nodales initiales varient de 0.99 à 1.04 p.u. Comme la fréquence devient basse, de nouveau, à 48.5 Hz le parc éolien se déconnecte par l'effet de la protection entre les nœuds 5 et 14. Ce scénario étudie les cas du parc éolien à vitesses de vent constante et variable. Les résultats sur les variables obtenues avant et après la perte de la machine 2 sont similaires au cas de taux de pénétration éolien de 37% pour les deux cas de vitesses de vent étudiées, mais les oscillations des variables sont plus importantes et le régime permanent plus lent à s'établir.

Voici le premier cas d'étude stochastique du scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 40% avec vitesse du vent constante, qui applique la méthode de simulation de Monte-Carlo dans l'échelon de la charge, avec la perte de la machine 2 et du parc éolien. A partir des résultats des variables électriques avec une vitesse du vent constante, on observe que la réponse dynamique des variables du réseau devient oscillatoire très faiblement amorti dans quelques cas de perturbation de la charge qui intervient à $t = 5$ s. Après la perte de la machine 2, la fréquence du réseau diminue plus violemment que pour le cas avec un taux de pénétration éolien de 37%. La fréquence du réseau arrive même en dessous de 47.6 Hz, voir figure IV.26 (a). La déconnexion du parc éolien, rapidement après la perte de la machine 2, exige plus d'efforts des machines 1 et 3 qui restent connectées au réseau. Les oscillations des variables du réseau sont plus importantes que pour le cas précédent, car le taux de pénétration du parc éolien est plus important. Les profils de tension du réseau sont inférieurs aux résultats précédents, avec un minimum de 0.935 p.u. pour le nœud 5 lorsque l'éolienne était raccordée, voir figure IV.26 (b). La fréquence du réseau se stabilise après la perte de la machine 2 et du parc éolienne à 49.7 Hz. Les limites de puissance des machines 1 et 3 s'approchent de leurs limites de puissance active de 2 p.u., voir figure IV.26 (c), et réactive de 1.0 p.u et 0.7 p.u. respectivement, voir figure IV.26 (d). Il y a un résultat pour lequel la puissance active est à son maximum de 2 p.u. Les variables continuent à osciller à la fin du temps de simulation, après ces évènements.

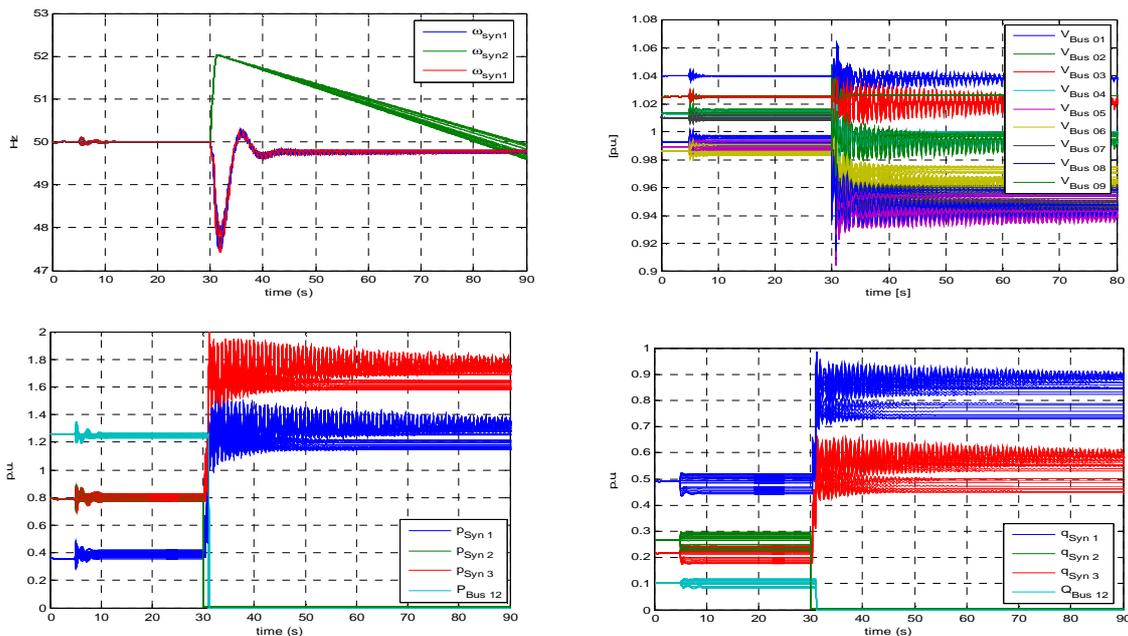


Figure IV.26. Réponse dynamique du scénario 3 avec taux de pénétration constant de 40%. (a) tension de nœud (b) fréquence (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

Voici le deuxième cas d'étude stochastique du scénario 3 avec un taux de pénétration du parc éolien de 40% avec une vitesse du vent variable. Les variables électriques du réseau sont moins amorties que celles obtenues dans le cas de vent à vitesse constante. L'analyse des résultats est semblable à celle déjà décrite pour ce scénario. L'amplitude des oscillations des variables diminue moins dans le même intervalle de temps par rapport au cas précédent, car la vitesse du vent modifie le point de fonctionnement des machines avant la perte de la machine synchrone 2. La chute de fréquence dure plus longtemps que pour le cas précédent. La fréquence du réseau tombe en dessous 47.6 Hz puis se stabilise à 49.7 Hz, voir figure IV.27 (a). Le profil de tension du réseau est plus bas que dans le cas précédent, avec un minimum de 0.93 p.u. au nœud de raccordement 5, voir figure IV.27 (b). Les limites de puissance des machines 1 et 3 s'approchent de leurs limites de puissance active de 2 p.u., voir figure IV.27 (c), et réactive de 1.0 p.u et 0.7 p.u. respectivement, voir figure IV.27 (d). Les variables continuent à osciller à la fin du temps de simulation, après ces événements.

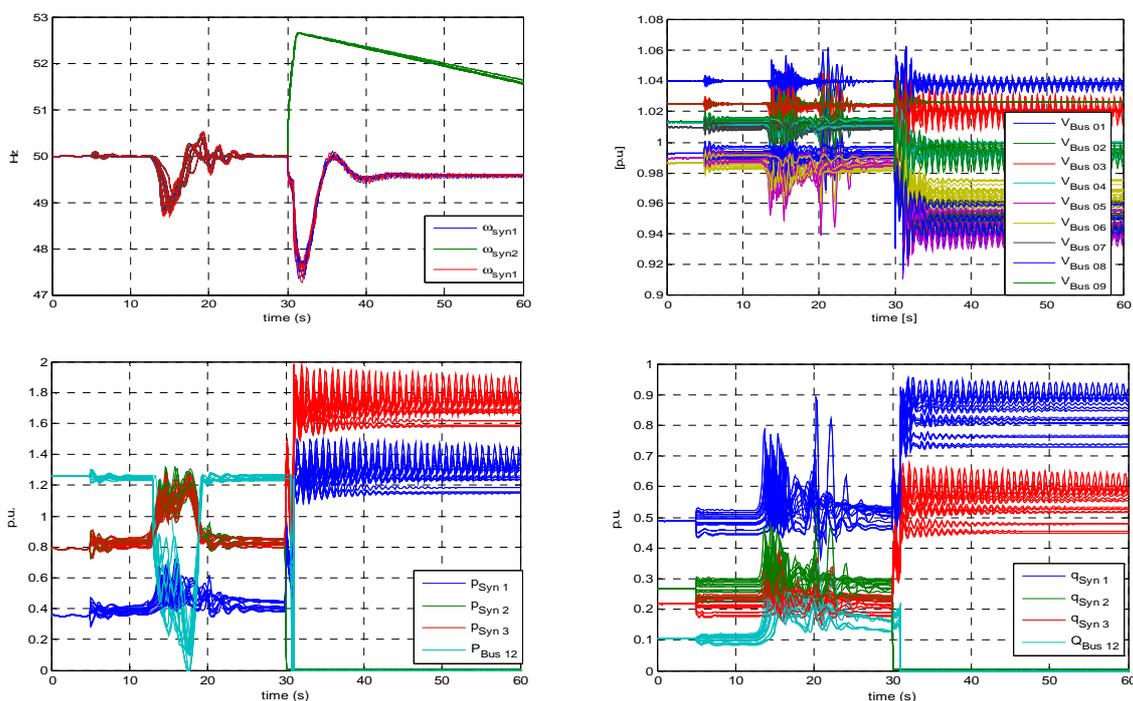


Figure IV.27. Réponse dynamique du scénario 3 avec un taux de pénétration variable de 40%.
 (a) tension nodale (b) fréquence (c) puissance active (d) puissance réactive des générateurs.

La détermination des valeurs propres à la fin du temps de simulation montre que le système est dans la limite de la stabilité pour un taux de pénétration de 40%. De nombreuses valeurs propres sont quasiment sur l'axe des imaginaires dans la limite de la stabilité, même si elles restent dans le demi-plan des réels négatifs. Les perturbations déplacent les valeurs propres qui produisent les oscillations du réseau ; quand il n'y a plus de perturbation, les pôles sont stationnaires mais créent un comportement oscillant de l'ensemble. Les valeurs propres reflètent la robustesse du réseau et des contrôleurs devant les perturbations. Ces valeurs sont montrées dans la figure IV.28 pour un taux de pénétration de 40% et des vitesses du vent constante et variable.

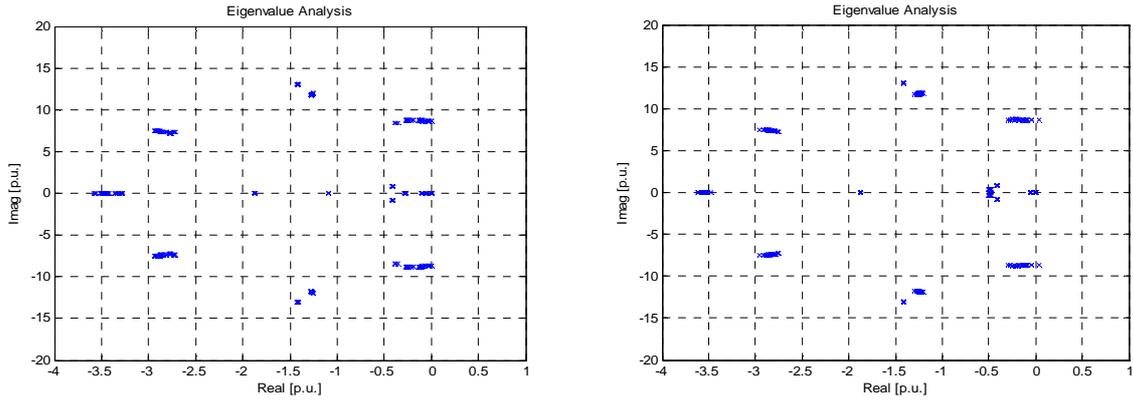


Figure IV.28. Les valeurs propres du scénario 3 stochastique par simulation de Monte-Carlo avec un taux de pénétration éolienne de 40% (a) vent constant (b) vent variable.

Les résultats des valeurs propres du scénario 3 pour un taux de pénétration du parc éolien supérieur (41% et 42%), sont montrés dans les figures ci-dessous. A partir de l'analyse en petits signaux du réseau, celui-ci ne revient pas à l'équilibre car il existe des valeurs propres positives qui rendent le réseau instable après les perturbations. En effet, il y a une paire de pôles complexes qui se déplacent à droite de l'axe imaginaire et qui causent les oscillations non-amorties des variables électriques du réseau. Sur le nombre total des valeurs propres correspondants aux éléments dynamiques du réseau, 7% d'entre elles s'approchent de la limite de stabilité sur l'axe imaginaire.

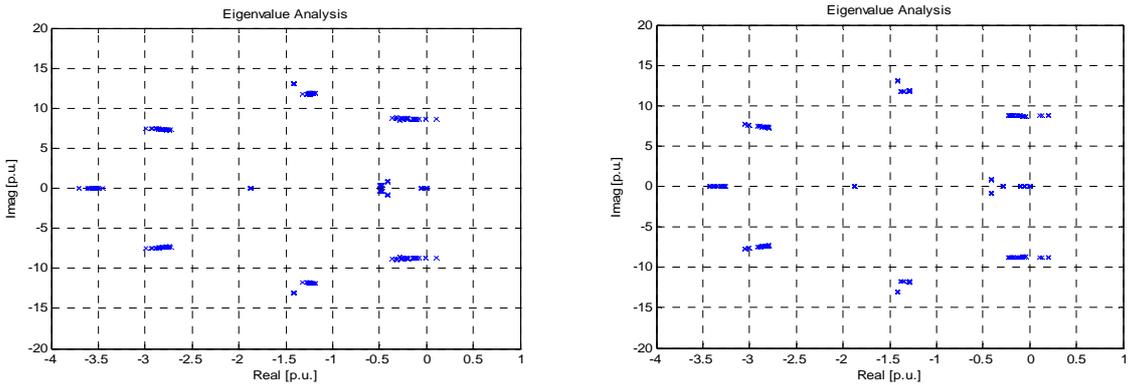


Figure IV.29. Les valeurs propres du scénario 3 stochastique par simulation de Monte-Carlo avec un taux de pénétration éolienne de 41% (a) vent constant (b) vent variable.

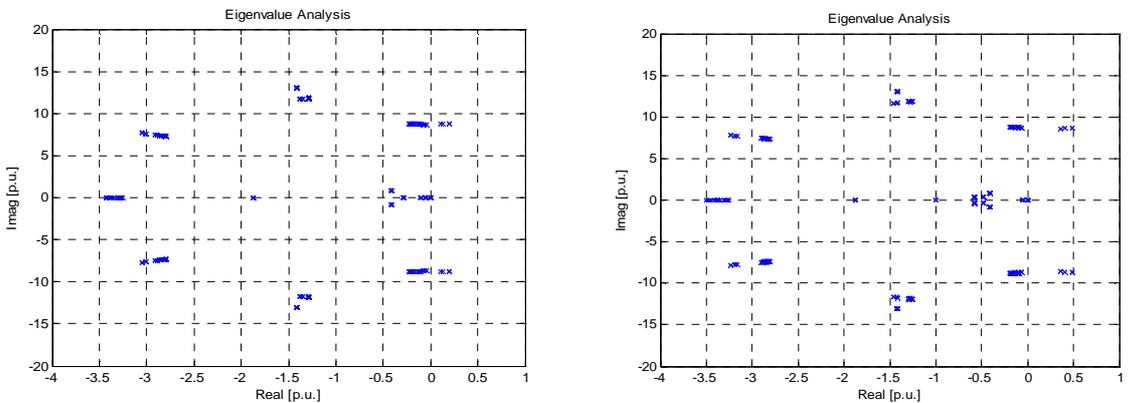


Figure IV.30. Les valeurs propres du scénario 3 stochastique par simulation de Monte-Carlo avec un taux de pénétration éolienne de 42% (a) vent constant (b) vent variable.

IV.13.4. Le taux de pénétration maximale pour les éoliennes

Suite aux résultats précédents, il a été choisi d'établir une fonction de densité de probabilité qui reflèterait la stabilité du réseau à partir de la localisation de ces valeurs propres, à la fin du temps de simulation. La fonction de probabilité de la stabilité du réseau doit modéliser le nombre de « succès » ou d'« échecs » du système à supporter les perturbations auxquelles le système est soumis sans perdre sa stabilité. Le nombre d'échecs et de succès correspond aux nombres des cas stables et instables du réseau à la fin du temps de simulation.

En probabilité [GR-97], une expérience de Bernoulli est une expérience aléatoire avec deux états possibles de « succès » et d'« échec ». La variable aléatoire prend la valeur 1 en cas de succès et 0 en cas d'échec. La définition du succès et de l'échec est fonction des conditions de l'expérience. La probabilité que l'événement se réalise ou ne se réalise pas est noté respectivement par p et $q=1-p$. Elle peut s'appliquer aux expériences avec deux états complémentaires possibles, par exemple, dans le cas d'une suite de jets d'une pièce de monnaie où la probabilité d'obtenir pile est p et celle d'obtenir face est q .

La succession de n expériences indépendantes de Bernoulli permet la construction d'une variable aléatoire comptant le nombre de succès. Cette variable suit une loi de probabilité binomiale de paramètres (n, p) . La variable aléatoire x est discrète et prend des valeurs $x = \{0, 1, 2, \dots, n\}$. La fonction de densité de probabilité de la loi binomiale est décrite par l'équation suivante :

$$f_x(x) = \binom{n}{x} p^x (1-p)^{n-x} = \frac{n!}{x!(n-x)!} p^x (1-p)^{n-x} \quad \text{Équation IV.44}$$

où p est la probabilité de succès et q la probabilité complémentaire de l'échec $q=1-p$. Le terme combinatoire de l'équation dénote l'incompatibilité des deux événements à se réaliser exactement durant les n expériences. La moyenne ou l'espérance mathématique (μ) de l'expérience est np et sa variance (σ^2) est npq .

La fonction de probabilité binomiale décrit le nombre de cas instables obtenus par la simulation de Monte-Carlo de la charge du réseau du scénario 3. Le nombre total des essais de la charge a été de $n=30$. La stabilité du réseau a été testée en faisant varier le taux de pénétration éolien de 38% à 43%. Le nombre de fois qu'au moins un pôle du réseau se localise à la droite de l'axe imaginaire détermine l'état instable du réseau. A partir de ce fait, on peut construire la fonction de densité qui établit la probabilité du nombre de fois que le réseau sera instable pour un taux de pénétration éolien déterminé. Le réseau revient toujours en état stable pour un taux de pénétration éolien de 37%. Cette dernière fonction de probabilité vaut alors 1 puisqu'il n'y a pas de cas instable. Les fonctions de densité de probabilité des cas instables et leurs fonctions cumulatives respectives sont montrées dans les figures ci-dessous.

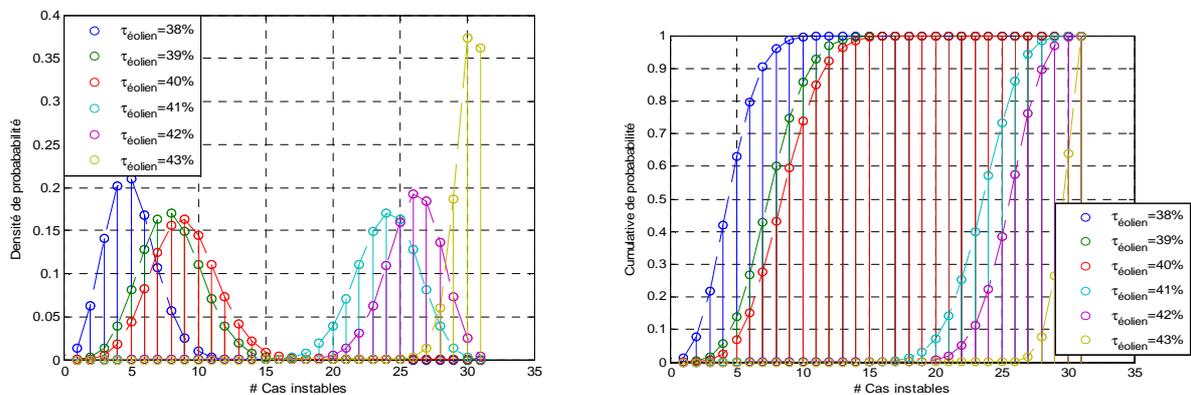


Figure IV.31. Fonctions de (a) densité et (b) cumulative de probabilité des cas instables.

La simulation dynamique et l'étude en petits signaux des valeurs propres du réseau combinées ont nécessité 55 secondes pour chaque simulation des 30 essais. Le temps de simulation par cas de pénétration éolien a été environ de 30 minutes pour chacun des cas. Le nombre de fois où le réseau électrique étudié est devenu instable pour un taux de pénétration de 38, 39, 40, 41, 42 et 43% est respectivement de 5, 6, 7, 23, 25 et 29. Ces valeurs sont les moyennes (np) des fonctions de densité de probabilité. La valeur moyenne représente le nombre de cas instables plus probables. Ainsi, le nombre de cas instables augmente en fonction du taux de pénétration éolien. La plage de cas instables pour un taux de pénétration éolien de 38% varie de 0 (aucun cas instable) à 8 pour 30 essais, tandis que pour un taux de 43%, presque tous les cas sont instables : elle varie de 26 à 30. La fonction cumulative de probabilité montre le nombre de cas instables pour tous les essais effectués par la simulation de Monte-Carlo.

Le taux de pénétration maximal du parc éolien sur notre réseau d'étude, est de 37% car c'est la valeur minimale de puissance éolienne pour laquelle le réseau n'a eu aucune valeur propre localisée à droite de l'axe imaginaire. Ainsi, le comportement des variables électriques du réseau est resté stable pendant les simulations dynamiques du réseau en respectant en même temps les contraintes de fonctionnement des éléments du réseau et des machines. On remarque aussi entre 40 et 41% un phénomène de percolation. Il y a, en effet, une migration plus rapide des pôles des valeurs propres vers la partie instable et donc un grand creux entre les fonctions de densité de probabilité.

IV.14. Conclusion

Les études dynamiques de la stabilité et de l'analyse en petits signaux du réseau sont usuellement employées par les gestionnaires des réseaux de transport pour déterminer le comportement des variables électriques devant des perturbations redoutées. L'augmentation du taux de pénétration de la génération d'énergie décentralisée (GED) dans le réseau électrique, conséquence des nouvelles politiques énergétiques mondiales, peut affecter potentiellement la stabilité du réseau. Ainsi, les études dynamiques sont très importantes pour prévoir l'effet dynamique des GEDs. L'une des caractéristiques les plus importantes des machines synchrones classiques du réseau est la grande inertie qu'elles introduisent et qui aide à maintenir la fréquence du réseau stable devant les événements qui peuvent se produire. Dans le cas des GEDs, la stabilité du réseau est affectée par la faible inertie de ces petites unités qui font varier plus facilement la fréquence, et augmentent la probabilité des oscillations. Ainsi, la production décentralisée peut occasionner des fluctuations des variables électriques, même sous conditions normales de fonctionnement. L'utilisation des dispositifs de contrôle des machines synchrones améliore la stabilité du réseau. La limite du taux de pénétration des GEDs dépend des valeurs limites des contraintes d'exploitation du réseau et des composants qui doivent être respectées.

A l'heure actuelle, la puissance fournie par les grands parcs éoliens augmente et elle représente, dans certains pays, le taux de pénétration le plus important des GEDs de type énergies renouvelables. Cette puissance est variable et dépend des conditions météorologiques. Les parcs éoliens sont également soumis à des limites d'exploitation imposées par l'opérateur du réseau. Ces limites dépendent du réseau dans lequel le parc est connecté, soit dans un réseau interconnecté de grande puissance de court-circuit, soit un réseau autonome de faible puissance de court-circuit, ou soit un cas intermédiaire comme l'Irlande. La prise en considération de la régulation de fréquence, de tension, des puissances active et réactive du parc éolien détermine son fonctionnement dans le réseau. Si les contraintes d'exploitation du parc éolien ne sont pas respectées, les systèmes de protection doivent le déconnecter du réseau. Les contraintes envisagées dans cette étude ont été calées sur celles du réseau Irlandais, sauf pour la fréquence pour lequel il a été choisi un seuil à 48.5 Hz, qui est un cas moyen entre les grands réseaux et les réseaux isolés comme les réseaux éoliens français.

Les études dynamiques réalisées comprennent plusieurs événements. Ainsi, un court-circuit (avec la manœuvre d'ouverture de la ligne sous défaut) et la perte d'une grande machine synchrone du réseau ont été envisagés. Ces perturbations sont souvent les plus graves et les plus redoutées qui peuvent survenir sur un réseau. On a aussi intégré le cas plus courant de perturbations comme la variation de la charge, ainsi que les rafales de vent, sous l'aspect stochastique. Ces scénarios ont été étudiés pour évaluer l'effet de la puissance éolienne sur les variables électriques à vitesse du vent constante ou variable. Le scénario 3 d'exploitation est le pire : celui de la perte d'une machine. Ce scénario a servi pour mettre au point une méthodologie permettant de déterminer le taux maximum de puissance éolien admissible par le réseau sans mettre en péril sa stabilité. Les scénarios 1 et 2 ont une meilleure réponse dynamique dans les limites de fonctionnement autorisées pour des taux de pénétration supérieurs à ceux du scénario 3.

Le scénario de simulation 3 (perte d'une machine) prend compte la variation de la charge avant cet événement. La méthode de simulation de Monte-Carlo a été appliquée pour modéliser le caractère aléatoire de la charge à un instant donné ($t=5s$) de la simulation. Cette variation a été modélisée par une distribution de probabilité uniforme dans l'intervalle des valeurs $\pm 5\%$ de sa valeur moyenne. Ont été réalisés 30 tirages aléatoires pour la simulation de Monte-Carlo de la charge ; ainsi, 30 simulations temporelles ont été faites pour chaque cas d'étude. Ce scénario provoque la perte du parc éolien quand la fréquence devient inférieure à 48.5 Hz. Sous ces conditions, les réserves de puissance des machines sont importantes pour éviter les problèmes de contrôle de fréquence. La nature imprévisible du parc éolien oblige aux machines conventionnelles à fournir la demande. Les conditions de la charge sont directement liées à la limite de stabilité du réseau. Après la perte de la machine, le parc éolien se déconnecte aussi du réseau ; les machines restant connectés au réseau doivent alors fournir la demande.

Le taux de pénétration du réseau pour lequel le réseau revient toujours à un état stable a été déterminé, grâce à la simulation de Monte-Carlo. Cette puissance correspond, pour notre cas d'étude, à un taux de pénétration de 37% à vitesse du vent variable. Pour des valeurs de puissances éoliennes supérieures, le réseau devient instable. Nous avons construit la densité de probabilité de cas instables en fonction du taux de pénétration. Le modèle a été fait à partir de la localisation des pôles du réseau à la fin du temps de simulation, grâce à laquelle on a confirmé le taux de pénétration maximum de 37% du réseau sous étude. La simulation de Monte-Carlo de la charge nous a servi pour trouver la densité de probabilité des cas instables en fonction des perturbations.

Conclusions générales et perspectives

Les études classiques d'analyse de réseau sont basées sur des techniques déterministes. L'incertitude des grandeurs électriques a été traitée, dans le passé, de manière déterministe ; il s'agit de considérer directement les valeurs extrêmes de ces grandeurs, conduisant aux scénarios les plus contraignants pour le fonctionnement du réseau. Par exemple, le calcul de répartition de charges sur un réseau de distribution radial, sans production raccordée, est effectué pour une puissance de charge correspondant à la puissance de pointe annuelle, ce qui permet d'identifier les contraintes thermiques des ouvrages, en comparant les courants maximaux obtenus aux courants admissibles. Ainsi, malgré l'incertitude sur les valeurs des variables électriques d'entrée, le calcul est ramené à un algorithme déterministe connu.

Le raccordement croissant de productions décentralisées intermittentes, à base d'énergie renouvelable, particulièrement sur les réseaux de distribution, impose de nouvelles méthodes de calcul pour l'analyse de réseau. En effet, l'approche déterministe devient critiquable, car le flux de puissance n'est plus nécessairement unidirectionnel. Il devient alors moins évident d'identifier, a priori, ce que peuvent être les entrées conduisant au cas le plus contraint. D'autre part, une conséquence importante de l'insertion croissante de la production décentralisée est également une plus grande incertitude sur les variables électriques, du fait de la part croissante de la production intermittente. Pour l'ensemble de ces raisons, il apparaît nécessaire de proposer des méthodes de calcul adaptées, intégrant l'incertitude pour connaître les pires conditions de fonctionnement du réseau.

Une revue bibliographique des travaux dans ce domaine a permis de montrer comment l'incertitude sur les valeurs de charge a été déjà étudiée dans le passé, grâce aux techniques probabilistes, dans les calculs de répartition de charges et les calculs de courants de court-circuit du réseau. La théorie des probabilités propose un formalisme naturel, couramment employé, où les variables incertaines sont modélisées par des variables aléatoires, soumises à des lois de distribution de probabilité. L'emploi de méthodes probabilistes se justifie donc pour la résolution des problèmes avec prise en compte de l'incertitude des variables d'entrée, qui sont, dans notre cas, certains des paramètres du réseau électrique. Ainsi, la première approche retenue pour l'intégration des incertitudes dans les outils d'analyse de réseau est l'extension et la généralisation de méthodes probabilistes. La méthode itérative de Monte-Carlo a été utilisée comme méthode probabiliste ; elle s'appuie sur un tirage aléatoire de réalisations des variables aléatoires, conformément à leurs fonctions de distribution de probabilité.

Une alternative intéressante pour le traitement des incertitudes fait appel à la théorie des possibilités et les ensembles flous. La méthode floue modélise l'incertitude par une fonction d'appartenance. Le formalisme flou permet d'utiliser des variables imprécises ou qualitatives, comme par exemple des règles de contrôle qualitatives, pour du contrôle-commande à base de logique floue. Dans les études d'analyse de réseau, la difficulté de l'application des méthodes floues tient au fait de la nécessité de réécrire tous les algorithmes de simulation pour les adapter aux nombres flous. La variable incertaine est modélisée par une fonction d'appartenance, avec un degré d'appartenance pour chaque valeur que peut prendre la variable. L'avantage est un meilleur temps de calcul et une bonne précision. En particulier, avec l'élaboration du principe de transformation de la probabilité en possibilité, la théorie des ensembles flous appliquée aux algorithmes du réseau électrique permet un gain important en termes de précision et de temps de simulation, par rapport à la méthode probabiliste de simulation de Monte-Carlo.

Les approches probabilistes et possibilistes ont été appliquées et évaluées, pour les études statiques du réseau sous incertitude. Ces études portent sur le calcul de répartition de charge, le calcul des courants de court-circuit et le calcul des indices de fiabilité du réseau. Les réseaux des cas d'étude présentent un taux important d'insertion de GED, avec le raccordement de parcs éoliens, et de ce fait, une forte incertitude sur la puissance injectée. La méthode probabiliste modélise les variables d'incertitude par une fonction de densité de probabilité. La méthode possibiliste modélise les variables d'incertitude par des fonctions d'appartenance. Les calculs statiques étudiés ici reposent sur des algorithmes (itératifs) linéaires. Ces algorithmes ont permis l'application de la méthode d'arithmétique floue et la comparaison des résultats flous avec ceux obtenus par la méthode de simulation de Monte-Carlo.

Les résultats ont montré que la méthode de l'arithmétique floue est plus performante que la méthode de simulation de Monte-Carlo, en termes de temps de simulation et de calcul des bornes de l'intervalle des valeurs des variables de sortie. Les plages de valeurs de sortie possibles sont plus étendues pour la méthode d'arithmétique floue que pour la méthode de Monte-Carlo : l'arithmétique floue permet d'obtenir directement les bornes de l'intervalle de résultats. Le temps de simulation de l'arithmétique floue est aussi toujours plus court que pour la méthode de simulation de Monte-Carlo, qui nécessite de nombreuses itérations pour atteindre la précision demandée. Par comparaison, il n'est pas nécessaire de réaliser un grand nombre d'itérations avec la méthode floue pour obtenir une bonne précision. Il est suffisant de traiter les points caractéristiques de la fonction caractéristique du nombre flou pour connaître les extrêmes de l'incertitude des variables de sortie, par exemple les valeurs du quadruplet de la fonction d'appartenance trapézoïdale. L'application des nombres flous est toutefois limitée aux opérations arithmétiques relativement simples, alors que la méthode de Monte-Carlo peut être appliquée aux systèmes non linéaires, au prix de plus de temps de simulation.

L'approche probabiliste a été appliquée pour traiter les incertitudes dans les études de stabilité en petits signaux et moyen-long terme des réseaux. Ces études de stabilité du réseau ont été réalisées par des simulations dynamiques temporelles, et par des simulations statiques autour d'un point de fonctionnement. Le comportement dynamique des parcs éoliens a été considéré. Le cas d'étude a été un petit réseau interconnecté, en prenant en compte les contraintes réglementaires dynamiques de fonctionnement des parcs éoliens du réseau Irlandais en tension, puissance active, puissance réactive et en fréquence (limite de découplage fixée à 48.5 Hz). Les contraintes des machines synchrones et les contraintes thermiques des ouvrages ont été toujours respectées.

Le cas du court-circuit franc a été évalué avec la méthode déterministe, et il ne présente pas de risque pour la stabilité du réseau. Le parc éolien supporte le creux de tension survenant pendant le court-circuit. Les deux cas de l'augmentation de la charge et de la perte d'une machine ont été évalués par la méthode probabiliste de simulation de Monte-Carlo.

L'effet de la variation de la vitesse du vent du parc éolien sur la fréquence du réseau a été mis en évidence dans le scénario de l'augmentation de la charge avec la vitesse du vent modélisée par le chapeau mexicain. Dans l'intervalle de temps pendant lequel le parc éolien ne produit pas de puissance (car la vitesse du vent est nulle), la fréquence du réseau descend au-dessous de 49 Hz. Cette situation aboutit à un impact plus sévère que dans l'autre cas d'étude, c'est-à-dire un échelon de charge (d'amplitude de $\pm 5\%$ de la valeur nominale de la charge). Les valeurs propres du réseau à la fin de simulation ont été calculées et localisées dans le plan complexe : ainsi, le réseau reste stable en petites perturbations. Ce scénario représente une condition de fonctionnement normal du réseau qui ne met pas en risque la stabilité du réseau ou la déconnexion du parc éolien.

Le scénario de la perte d'une machine synchrone sous les contraintes de fonctionnement des composants du réseau a permis de déterminer le taux maximal d'insertion en puissance maximale des éoliennes. Ce scénario a mis en évidence les limites des contraintes thermiques

de quelques lignes et aussi de la puissance réactive des machines. La fréquence du réseau descend sous la fréquence minimale autorisée après la perte de la machine synchrone 2, conduisant à une déconnection du parc éolien. Les valeurs propres du réseau ont été calculées et les variables électriques analysées pour différents pourcentages de taux de pénétration éolien, de 37% jusqu'à 43% de la charge. Les variables du réseau reviennent toujours en état stable, pour un taux de pénétration éolien de 37%, et les parties réelles des valeurs propres du réseau sont négatives, pour tous les tirages aléatoires faits par la simulation de Monte-Carlo. Pour les taux de pénétration supérieurs à 37%, sous ces conditions de variation de la charge et du modèle de vitesse du vent variable, quelques tirages aléatoires de la simulation de Monte-Carlo ont abouti à des cas d'instabilité du réseau. La fonction de densité de probabilité de l'instabilité du réseau en fonction du taux de pénétration éolien et des valeurs propres correspond à une distribution binomiale qui ressemble à une loi normale discrète.

À partir des études dynamiques du réseau, on peut conclure que la variation de la vitesse du vent et la faible inertie des parcs éoliens peuvent causer des variations importantes de fréquence du réseau, face à un événement (perturbation) ou même sous conditions normales de fonctionnement. L'insertion des parcs éoliens augmente la possibilité d'instabilité du réseau, avec les sites de production se déconnectant automatiquement du réseau.

L'approche floue n'a pas été faite pour ces études de stabilité dynamique. En définitif, ce travail de thèse apporte une contribution à l'intégration de l'incertitude dans les outils de calculs d'analyse de réseau, en proposant l'application de la méthode de l'arithmétique floue, en montrant que cette méthode offre des possibilités dans l'évaluation des incertitudes dans les calculs du réseau sur quelques conditions de calcul et en concluant qu'elle devrait être utilisée plus couramment.

Une première perspective pour des travaux futurs est l'évaluation de l'arithmétique floue dans les études de stabilité du réseau, dynamique temporelle et statique, en suivant la même méthodologie appliquée dans les études statiques, et en comparant les résultats et le temps de simulation obtenus par la méthode de simulation de Monte-Carlo avec ceux obtenus par la méthode de l'arithmétique floue. Une autre perspective de recherche est d'explorer la possibilité d'appliquer la méthode d'arithmétique floue à d'autres études de réseau, tel que le dispatching et les études économiques du réseau prenant en compte l'incertitude des prix du marché.

Bibliographie général

- [AC-01] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, (2001), Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, p. 195–204.
- [AC-05] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems.*, John Wiley & Sons, Chichester (2005).
- [AR-99] NOR : ECOI9900230A, Arrêté du 15 avril 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement des installations de production autonome d'énergie électrique aux réseaux publics HTA et BT non reliés à un grand réseau interconnecté, 1999, www.industrie.fr
- [AL-74] R. N. Allan, B. Borkowska, and C. H. Grigg, Probabilistic analysis of power flows, *Proceedings IEE*, 121 (1974), pp. 1551–1556.
- [AL-75] R. N. Allan and M. R. G. Al-Shakarshi, Probabilistic a.c. load flow, *Proceedings IEE*, 123 (1975), pp. 531–536.
- [AL-76] R. N. Allan, C. H. Grigg, D. A. Newey, and R. F. Simmons, Probabilistic power-flow techniques extended and applied to operational decision making, *Proceedings IEE*, 123 (1976), pp. 1317–1324.
- [AL-77] R. N. Allan and M. R. G. Al-Shakarshi, Linear dependence between nodal powers in probabilistic a.c. load flow, *Proceedings IEE*, 124 (1977), pp. 529–534.
- [AL-81] R. N. Allan, A. M. L. da Silva, and R. C. Burchett, Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-100 (1981), pp. 2539–2546.
- [AL-92] F. Alvarado, Y. Hu, et R. Adapa, Uncertainty in power system modeling and computation, in *IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, vol. 1, 1992, pp. 745–760.
- [AN-90] G. J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, Wiley Interscience, 1990.
- [AN-02] P.M. Anderson et A.A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Wiley-IEEE Press, New York (2002)
- [AU-96] R.R Austria, B. P. Lam, F. S. Prabhakara, *Advanced Transmission Planning Course Using Modern Analytical Tools*, Power Technologies Inc., 1996.
- [BA-00] P. P. Barker et R. W. de Mello, Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 – radial distributed systems, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, vol 3: pp1645–1656.
- [BA-12] P. Bacher, Production d'énergie électrique par centrales nucléaires, *Techniques de l'ingénieur n° d4003*, août 2004.
- [BI-99] R. Billington, Tutorial Course: Reliability Assessment in the New Electric Power Utility Environment, *IEEE – ADESCON99*, 1999.
- [BE-60] B. Ahmed, et U. H. Multon, *Aérogénérateurs électriques*. *Techniques de l'ingénieur n° d3960*, nov. 2004.
- [BL-06] F. Blaabjerg, Z. Chen, R. Teodorescu, and F. Iov, Power Electronics in Wind Turbine Systems, in *Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006. *IPEMC 2006*. CES/IEEE 5th International, 2006, pp. 1–11.
- [BL-85] J. A. Bloom, Probabilistic production costing with dependent generating sources, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-104 (1985), pp. 2064–2070.
- [BO-74] B. Borkowska, Probabilistic load flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-93 (1974), pp. 752–759.
- [BO-01] A.-M. Borbely and J. F. Kreider, *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*, CRC Press, 2001.
- [BR-11] W.C. Briceno Vicente, R. Caire, N. Hadjsaid Modélisation floue des énergies intermittentes raccordées au réseau de distribution. *Électrotechnique du Futur EF*. 14 & 15 décembre 2011, Belfort, France.

- [BR-12a] W.C. Briceno Vicente, R. Caire, N. Hadjsaid, Probabilistic load flow for voltage assessment in radial systems with wind power, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 41, Issue 1, October 2012, Pages 27–33, ISSN 0142-0615, 10.1016/j.ijepes.2012.02.014.
- [BR-12b] W.C. Briceno Vicente, R. Caire, N. Hadjsaid, Interval Arithmetic for Short-Circuit Computation in MV Radial Networks with Distributed Generation. *IEEE Transactions on General Meeting*. 22 – 26 July 2012.
- [BR-12c] W.C. Briceno Vicente, R. Caire, N. Hadjsaid. Maximal wind power penetration in radial MV. *Power Plant and Power System Control*. 2–5 septembre 2012.
- [BU-03] M. O. Buygi, H. M. Shanечи, G. Balzer, and M. Shahidehpour, *Transmission Planning Approaches in Restructured Power Systems*, *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 1, pp 1-7, 2003.
- [CA-82] M. C. Caramanis, R. D. Tabors, K. S. Nochur, and F. C. Schweppe, The introduction of non-dispatchable technologies as decision variables in long-term generation expansion models, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-101 (1982), pp. 2658–2666.
- [CA-00] J-F, Canard, N, Hadjsaid. Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution. *Institut National Polytechnique de Grenoble- INPG*. Déc. 2000.
- [CI-86] M. R. Civanlar and H. J. Trussell., *Constructing Membership Functions Using Statistical Data, Fuzzy Sets and Systems.*, Vol. 18, 1986, pp. 1-13.
- [CE-99] CENELEC, E.N. 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC, 1999.
- [CI-98] CIGRE Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. *CIGRE Study Committee No 37, Working Group 23, Final Report*, September 1998.
- [CI-99] CIRED, (1999), Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, June, p. 9 + Appendix (p.30).
- [CO-08] J. F. Conroy and R. Watson, Frequency response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 601–612, May 2008.
- [CH-01] A. Chambers, (2001), *Distributed Generation: A Nontechnical Guide*, PennWell, Tulsa, Oklahoma, p. 283.
- [CR-92] E. Crousillat, Hyde Merrill, *The Trade-off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning*, The World Bank, 1992.
- [DO-75] J. F. Dopazo, O. A. Klitin, and A. M. Sasson, Stochastic load flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems*, PAS-94 (1975), pp. 299–309.
- [DO-02] P. Dondi, D. Bayoumi, C., Haederli, D. Julian and M. Suter, (2002), Network integration of distributed power generation, *Journal of Power Sources*, vol. 106, p. 1–9.
- [DU-93a] D. Dubois, H. Prade, “Fuzzy Sets and Probability: Misunderstandings, Bridges and Gaps”, *Second IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, vol.2, pp. 1059–1068, 1993.
- [DU-93b] D. Dubois, H. Prade, S. Sandri, “On Possibility/Probability Transformations”, *Fuzzy Logic*, Kluwer Academic Publishers, pp.103–112, 1993.
- [DU-12] G. Duboc, *Microréseau, Techniques de l'ingénieur n° d4095*, mars 1989.
- [EL-03] D. Ellard, et P. Ellard, *SQ Course Book*; 2003.
- [EN-92] Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, *IEEE Std 421.5-1992*, New York, Tech. Rep. (March 1992).
- [EN-04] J. H. R. Enslin, Interconnection of distributed power to the distribution network, in *IEEE Young Researchers Symposium*, Delft, the Netherlands, March 18–19 2004.
- [GR-97] C. M. Grinstead, and J. L. Snell, *Introduction to Probability*, 1997 Amer. Math. Soc.
- [GR-94] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [GU-89] *IEEE Guide for Interfacing and Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*, *ANSI/IEEE Std. 100 1 - 1988*, April 1989.

- [HA-05] M. Hanss. Applied Fuzzy Arithmetic: An Introduction with Engineering Applications., Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2005.
- [HE-98] S. Heier, Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons, England (1998).
- [HE-04] H. Polinder, W.H. Sjoerd, M. R. de Haan, J. Dubois et G. Slootweg, Basic Operation Principles and Electrical Conversion Systems of WTs (2004).
- [HU-05] F. M. Hughes, O. A. Lara, N. Jenkins and G. Strbac, "Control of DFIG – based wind generation for power network support," IEEE Trans. Power Systems, vol. 20, no. 4, pp. 1958–1966, November 2005.
- [HY-03] T. Hynes, DG and CHP Technology Overview: Microturbines, DG and CHP in Federal Facilities, Bowman Power Systems, Inc., Newport Beach, CA, May 13, 2003.
- [IE-05] IEC 61400-1, Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, Tech. Rep. (August 2005).
- [IE-01] IEC 60909-0, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems—Part 0: calculation of short-circuit currents, 2001.
- [IE-02] IEC 60909-1, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems—Part 1: factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0, 2002.
- [JA-92] A. L. Jaumotte et P. Decock, Aménagements hydroélectriques. Techniques de l'ingénieur n° b4405, août 1992.
- [KU-94] P. Kundur, Power System Stability and Control. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [KA-93] K. Kaulaniemi. Fuzzy models and techniques for the calculation of radial distribution networks Power Tech Conference: "Planning, Operation and Control of Today's Electric Power Systems", Athens, Greece, Sept. 543, 1993.
- [KA-03] Y. A. Kazachkov, J. W. Feltes, R. Zavadil "Modeling Wind farms for Power System Stability Studies", 2003 IEEE/PES General Meeting, Paper Print ISBN: 0-7803-7989-6, July 2003.
- [KE-95] W. H. Kersting and W. H. Phillips, "Distribution feeder line models", IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 31, pp.715 –720 1995.
- [KL-95] G. J. Klir, B. Yuan., Fuzzy Sets & Fuzzy Logic – Theory & Applications., Prentice Hall P T R Upper Saddle River, New Jersey. 1995.
- [KH-06] H. M. Khodr, L. Ocque, J. M. Yusta, M. A. Rosa., New Load Flow Method S-E Oriented For Large Radial Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 42, March 2006.
- [KO-95] J. Kohlas and P.A. Monney A Mathematical Theory of Hints. An Approach to the Dempster-Shafer Theory of Evidence. Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, vol. 425. Springer, 1995.
- [LA-98] V. Lasserre, G. Mauris, Y. Foulloy, "Fuzzy Modelling of Measurements Acquired by an Intelligent Ultrasonic Telemeter", IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, IMTC/98 Conference Proceedings, vol. 2, pp. 837 –842, 1998.
- [LA-02] W. La Cruz Bastidas. Transformada de Laplace. Universidad Central de Venezuela. July 2002. http://neutron.ing.ucv.ve/electronica/materias/c2515/temas1_archivos/tema10.pdf
- [LA-05] N. Laverdure Intégration de générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires, PhD Thesis of the Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005. (available on : <http://tel.archives-ouvertes.fr/>)
- [LA-09] P. Lavy, Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques, Techniques de l'ingénieur n° d4009, août 2004.
- [LA-12] A. Lallemand, Production d'énergie électrique par centrales thermiques, Techniques de l'ingénieur n° d4002, févr. 2005.
- [LE-08] J. Lemale et P. Laplaige, Géothermie. Techniques de l'ingénieur n° be8590., 2008.
- [MA-02] R. Marconato, Electric Power Systems, vol. 2. CEI, Italian Electrotechnical Committee, Milano, Italy (2002).
- [MA-97] J. Machowski, Power System Dynamic and Stability, 1997 :John Wiley & Sons Press

- [ME-83] A. P. S. Meliopoulos, A. G. Bakirtzis, and R. Kovacs, Power system reliability evaluation using stochastic load flows, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-102 (1983), pp. 1084–1091.
- [ME-90] A. P. S. Meliopoulos, G. J. Cokkinides, and X. Y. Chao, A new probabilistic power flow analysis method, IEEE Transactions on Power Systems, 5 (1990), pp. 182–190.
- [ME-03] A. P. S. Meliopoulos, S. Kang, G. J. Cokkinides, and R. Dougal., Animation and visualization of spotprices via quadratized power flow analysis., in Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003, pp. 6–9.
- [MI-10] F. Milano, Power System Modelling and Scripting. Springer Verlag: London, 2010.
- [MU-60] B. Multon et X. Roboam, "Aerogenerateurs électriques", Techniques de l'ingénieur, D3960.
- [MA-06] Martín-García, A. Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica. Universidad Pontifica Comillas dissertation, in juin 2006.
- [MU-03] B. MULTON. Production d'énergie électrique par sources renouvelables Techniques de l'ingénieur n° d4005, mai. 2003.
- [MU-05] S. Muthukumar, S. Kakumanu, S. Sriram, and V. Jayashankar, Energy storage considerations for a stand-alone wave energy plant, Proceedings of IEMDC '05, May 2005.
- [NO-40] F. Novel-Cattin, P. Stevens, C. Lamy et A. Hammou. Piles à combustible. Techniques de l'ingénieur n° d3340, août 2000.
- [PA-29] R. H. Park., Two-reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis - Part I., AIEE Transactions 48, 716–727 (1929).
- [PO-05] H. Polinder, S. W. H. de Haan, J. G. Slootweg, et M. R. Dubois, "Basic operation principles and electrical conversion systems of wind turbines," EPE J., vol. 15, no. 4, pp. 43–50, Dec. 2005.
- [PR-00] Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standard. 929-2000, 2000.
- [PU-03] H. B. Puttgen, P. R. MacGregor et F. C. Lambert, Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era?, IEEE Power and Energy Magazine, 1, 2003, pp. 22–29.
- [RE-92] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Standard 519-1992, 1992
- [RO-05] Y. Rogaume, Production de chaleur à partir du bois: Installations industrielles, Techniques de l'ingénieur n° be8748, avr. 2005.
- [RO-98] L. Rouco, "Eigenvalue-based methods for analysis and control of power system oscillations," in Proc. 1998 IEE Colloquium on Power Dynamics Stabilization, pp. 1–6.
- [SA-98] P.W. Sauer et M.A. Pai, Power System Dynamics and Stability. Prentice Hall, Upper Saddle River (1998)
- [SA-1978] P. W. Sauer and G. T. Heydt, A generalized stochastic power flow algorithm., In 1978 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July 1978.
- [SA-04] J. T. Saraiva, N. Fonseca, and M. A. Matos, Fuzzy power flow—an ac model addressing correlated data, in 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Iowa State University, Ames, Iowa, USA, September 12–16 2004, pp. 519 – 524.
- [SC-90] M. T. Schilling, A. M. L. da Silva, R. Billinton, and M. A. El-Kady , Bibliography on power system probabilistic analysis (1962–1988), IEEE Transactions on Power Systems, 5 (1990), pp. 1–11.
- [SH-76] G. Shafer, A Mathematical Theory of Evidence, 1976 : Princeton University Press.
- [SI-84] A. M. L. da Silva, V. L. Arienti, and R. N. Allan, Probabilistic load flow considering dependence between input nodal powers, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-103 (1984), pp. 1524–1530.
- [SI-1985] A. M. L. da Silva, R. N. Allan, S. M. Soares, and V. L. Arienti, Probabilistic load flow considering network outages, Proceedings of the IEE, 132 (1985), pp. 139–145.

- [SI-90a] A. M. L. da Silva and V. L. Arienti., Probabilistic load flow by multilinear simulation algorithm., Proceedings of the IEE, C (1990), pp. 276–282.
- [SI-90b] A. M. L. da Silva, S. M. P. Ribeiro, V. L. Arienti, R. N. Allan, and M. B. D. C. Filho, Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, 5 (1990), pp. 1047–1053.
- [SL-03a] J. G. Slootweg, et E. de Vries, "Inside wind turbines—fixed vs. variable speed", Renewable Energy World, vol. 6, pp.30 2003.
- [SL-03b] J.G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder et W.L. Kling, General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. IEEE Transactions on Power Systems 18(1), 144–151 (2003).
- [SL-03c] J. G. Slootweg, Wind Power: Modelling and Impact on Power Systems Dynamics, PhD thesis, Delft University of Technology, Delft, the Netherlands, 2003.
- [ST-2004] G. K. Stefopoulos, A. Meliopoulos, and G. J. Cokkinides, Probabilistic power flow with non-conforming electric loads, in 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Iowa State University, Ames, Iowa, USA, September 12–16 2004.
- [SR-05] N. Sriram and M. Shahidehpour, Renewable biomass energy, in 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 12–16 2005, pp. 1910–1915.
- [ST-03] IEEE - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547–2003, 2003.
- [US-01] J. Usaola and P. Ledesma, Dynamic incidence of wind turbines in networks with high wind penetration, in Proc. 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 755–760.
- [WI-04] Wind Farm Power Station Grid Code Provisions, ESB National Grid, July 2004, <http://www.eirgrid.com>
- [WO-81] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems, Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 100(2), 494–509 (1981)
- [WO-96] B. Wollenberg and A. Wood Power Generation, Operation and Control, Wiley, 1996.
- [WO-00] N. Wohlgemuth et F. Missfeldt, The kyoto mechanisms and the prospects for renewable energy technologies, Solar Energy, 69, 2000, pp. 305–314.
- [XU-06] F. Xu, X. P. Zhang, K. Godfrey and P. Ju, Modeling and control of wind turbine with doubly fed induction generator, in 2006 Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 1404–1409.
- [ZA-78] L. A. Zadeh., Fuzzy Sets as a Basis for a Theory of Possibility. Fuzzy Sets and Systems, Vol. 1, 1978, pp. 3–28.
- [ZH-04] P. Zhang and S. T. Lee, Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and gram-charlier expansion, IEEE Transactions on Power Systems, 19 (2004), pp. 676–682.

Annexe A : Les données des études statiques du réseau

Le réseau de distribution « 28 bus test »

Les données du réseau du réseau de distribution « 28-bus test » [KH-06] de la section III.2.9 et du diagramme unifilaire de la figure III.12 sont montrés dans les tableaux suivants avec des bases de tension et de puissance de 11 kV et 100kVA respectivement.

Tableau A-1. Les données du nœud bilan.

Nœud	Tension initiale		Puissance active [p.u.]	Tension		Puissance réactive	
	Amplitude [p.u.]	Phase [p.u.]		Min [p.u.]	Max [p.u.]	Min [p.u.]	Max [p.u.]
01	1,03000	0,00	20	0.9	1.1	-18	-18

Tableau A-2. Les paramètres de lignes.

Ligne De - A	Paramètre de ligne		Ligne De - A	Paramètre de ligne	
	Résistance [p.u.]	Réactance [p.u.]		Résistance [p.u.]	Réactance [p.u.]
01-02	0,00151	0,00063	15-16	0,00227	0,00096
02-03	0,00184	0,00078	16-17	0,00341	0,00064
03-04	0,00113	0,00047	17-18	0,00227	0,00064
04-05	0,00076	0,00031	02-19	0,00284	0,00080
05-06	0,00301	0,00125	19-20	0,00114	0,00032
06-07	0,00226	0,00094	20-21	0,00227	0,00064
07-08	0,00120	0,00050	21-22	0,00409	0,00116
08-09	0,00226	0,00094	03-23	0,00296	0,00084
09-10	0,00301	0,00125	23-24	0,00250	0,00071
10-11	0,00227	0,00064	24-25	0,00455	0,00129
11-12	0,00114	0,00032	06-26	0,00227	0,00064
12-13	0,00341	0,00096	26-27	0,00114	0,00032
13-14	0,00341	0,00071	27-28	0,00114	0,00032
14-15	0,00250	0,00064			

Les résultats de la répartition de charges après l'insertion du parc éolien dans le réseau de distribution « 28-bus test » sont montrés dans les tableaux ci-dessous.

Tableau A-3. Les résultats de la répartition de charges avec la GED.

Nœud	Tension		Puissance		Nœud	Tension		Puissance	
	Amplitude [p.u.]	Phase [rad]	Active [p.u.]	Réactive [p.u.]		Amplitude [p.u.]	Phase [rad]	Active [p.u.]	Réactive [p.u.]
02	0,95884	0,00	0,14	0,09	16	0,88560	0,00	0,07	0,04
03	0,91877	0,01	0,08	0,05	17	0,88296	0,01	0,06	0,03
04	0,89598	0,00	0,08	0,06	18	0,87556	0,00	0,06	0,03
05	0,83736	0,00	0,10	0,06	19	0,86914	0,01	0,07	0,04
06	0,85068	0,00	-4,0	-1.74	20	0,86378	0,01	0,05	0,03
07	0,82855	0,00	0,09	0,04	21	0,86240	0,01	0,05	0,03
08	0,82189	0,01	0,09	0,04	22	0,86120	0,00	0,04	0,02
09	0,81233	0,01	0,08	0,05	23	0,81710	0,01	0,05	0,03
10	0,80821	0,01	0,09	0,05	24	0,81079	0,01	0,05	0,02

Nœud	Tension		Puissance		Nœud	Tension		Puissance	
	Amplitude [p.u.]	Phase [rad]	Active [p.u.]	Réactive [p.u.]		Amplitude [p.u.]	Phase [rad]	Active [p.u.]	Réactive [p.u.]
11	0,94989	0,00	0,08	0,05	25	0,80725	0,00	0,06	0,03
12	0,94655	0,01	0,08	0,04	26	0,80467	0,01	0,04	0,02
13	0,93980	0,01	0,09	0,05	27	0,80884	0,01	0,04	0,02
14	0,93684	0,01	0,07	0,04	28	0,80774	0,00	0,04	0,02
15	0,88945	0,01	0,07	0,04					

Le réseau de distribution « 11 bus test »

Les données du réseau du réseau de distribution « 11-bus test » de 20 kV présenté dans la section III.3.5 et montré dans la figure III.23, comprend les quatre types de production décentralisée. Ces données sont montrées dans le tableau ci-dessous.

Tableau A-4. Les données des GEDs dans le réseau de 11 nœuds.

Générateur	G1 - G6	G7-G12	G13-G18	G19-G21
Machine	Synchrone avec convertier	DFIG	Asynchrone	Synchrone Cos(φ_{rG})=0.9ind
Type	d	c	b	a
No de machines	6	6	6	3
S_{rG} (kW)	-	-	-	1650
P_{rG} (kW)	600	660	850	1500
U_{rG} (V)	400	690	690	690
kI_{rG} (A)	1.5x866	1x560	1x710	-
I_{LR} (kA)	-	-	5.5	-
R_G/X_G	-	-	0.1	-
X_d'' [p.u.]	-	-	-	0.18
R_G/X_d''	-	-	-	0.15
R_G (m Ω)	-	8.848	7.207	8
X_G (m Ω)	-	88.480	72.072	52
Transformateur	T1-T6	T7-T12	T13-T18	T19, T20
S_{rT} (kVA)	630	700	1000	3500 et 2000
t_{rT} (kV)	20($\pm 5\%$)/0.4	20($\pm 5\%$)/0.69	20($\pm 5\%$)/0.69	20($\pm 5\%$)/0.69
u_{krT} et u_{RrT}	4% et 1.2%	5% et 1.2%	5% et 1.1%	6% et 1%
R_T (Ω)		6.86	4.4	1.143 et 2
X_T (Ω)		27.74	23.59	9.07 et 11.83
K_T (Ω)		1.015	1.009	1.007
Ligne	Aérienne	Aérienne	Aérienne	Aérienne
R_L (Ω)	2.15	2.22	2.22	1.61
X_L (Ω)	3.34	3.34	3.34	2.51
Ligne	Souterrain	Souterrain	Souterrain	Souterrain
R_L (Ω)	0.081	0.081	0.162	0
X_L (Ω)	0.056	0.056	0.115	0

Le réseau est alimenté par réseau amont et un transformateur au poste source de rapport 150 kV/20 kV. Ces données sont spécifiées ci-dessous :

Le réseau amont : $U_{nQ}=121$ kV, $S''_{kQ}=3000$ MVA, $R_Q/Z_Q=0.1$

Le transformateur du réseau amont : $S_{rT}=50$ MVA, $u_{kr}=20.5\%$ ($u_{k-}=19.5\%$, $u_{k+}=22\%$), $P_{krT}=160$ kW, $tr=150/21$ [+ 12.5% - 17.5%] kV

Le réseau contient aussi une réactance pour limiter le courant de court-circuit, installé à la sortie du parc éolien 3. Ces données sont spécifiées ci-dessous :

La réactance: $S_{rR} = 6\text{MVA}$, $U_{rR} = 20\text{kV}$, $u_{kr} = 14\%$, $u_{Rr} = 0\%$

Le réseau de distribution « 43 bus test »

Les données du réseau de distribution « 43-bus test » de 10 kV et 100kVA présenté dans la section III.4.7 et montré dans la figure III.33 sont données dans les tableaux suivants.

Tableau A-5. La longueur des branches de la topologie.

Ligne	Nœud		Long. (Km)	Ligne de -a	Nœud		Long. (Km)	Ligne	Nœud		Long. (Km)
	De	A			De	A			De	A	
1	1	2	3,08	16	16	17	1,5	31	8	32	0,63
2	2	3	1,3	17	2	18	0,84	32	32	33	1,07
3	3	4	0,56	18	2	19	1,26	33	33	34	0,83
4	4	5	0,46	19	3	20	0,41	34	34	35	0,05
5	5	6	0,35	20	4	21	1,35	35	34	36	0,33
6	6	7	1,2	21	4	22	0,65	36	34	37	0,28
7	7	8	0,48	22	6	23	0,15	37	9	38	0,7
8	8	9	0,36	23	23	24	1,03	38	10	39	0,3
9	9	10	0,35	24	24	25	1,12	39	12	40	0,05
10	10	11	0,45	25	25	26	0,9	40	14	41	0,6
11	11	12	1,02	26	26	27	0,75	41	15	42	0,15
12	12	13	1,82	27	23	28	0,18	42	16	43	0,04
13	13	14	0,6	28	24	29	0,43	43	17	44	0,24
14	14	15	1,34	29	26	30	0,55				
15	15	16	0,54	30	7	31	0,33				

Tableau A-6. Les courants de branche.

Ligne	Courant de branche (A)		
	minimum	moyenne	maximum
4 ; 12 ; 31 ; 32 ; 34 ; 37 ; 38 ; 39 ; 41 ;	14.40+ 6.80i	6.60+ 3.10i	3.30 + 1.60i
6 ; 17 ; 19 ; 20 ; 21 ; 24 ; 26 ; 27 ; 29 ; 40 ; 42 ; 43	4.50+ 1.50i	2.10+ 0.70i	1.05 + 0.30i
10	26.00+ 12.20i	12.80+ 6.25i	6.50 + 3.10i
18 ; 28 ; 30 ; 35 ; 36 ;	9.00+ 3.90i	4.40 + 1.90i	2.10 + 0.90i

Tableau A-7. Le nombre des consommateurs par nœud.

Nœud	Consommateurs
11	90
32 ; 33 ; 35 ; 38 ; 39 ; 40 ;	80
5 ; 13 ; 42 ;	70
19 ; 29 ; 31 ; 36 ; 37 ;	60
7	50
18 ; 20 ; 21 ; 22 ; 25 ; 27 ; 28 ; 30 ; 41 ; 43 ; 44	40

Annexe B : Les données des études dynamiques du réseau

Le réseau interconnecté de 3-machines et 9-nœuds

Les données des paramètres de machines, des lignes, des contrôleurs primaires du réseau du réseau de 3-machines, 9-nœuds en 230 kV d'Anderson [AN-02] de la section IV.11 et la figure IV.17 sont montrées dans les tableaux suivants. Les valeurs base du réseau sont 230 kV, 100 MVA et 50Hz. Ces données comprennent.

Tableau B-1. Les paramètres de lignes.

Ligne de -a	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	Limite thermique [p.u.]	Ligne de -a	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	Limite thermique [p.u.]
1-4	0.0000	0.0576	0.0000	2.0	7-8	0.0085	0.0720	0.1490	1.0
4-5	0.0170	0.0920	0.1580	2.0	8-2	0.0000	0.0625	0.0000	1.0
5-6	0.0390	0.1700	0.3580	2.0	8-9	0.0320	0.1610	0.3060	1.0
3-6	0.0000	0.0586	0.0000	1.0	9-4	0.0100	0.0850	0.1760	1.0
6-7	0.0119	0.1008	0.2090	1.0	9-4				

Tableau B-2. Les paramètres de machines.

Syn	Paramètre de machines						Limites électriques				
	2xH [s]	X_d [p.u.]	X_d' [p.u.]	X_q [p.u.]	X_q' [p.u.]	T_{d0}' [s]	T_{q0}' [s]	P_{min} [p.u.]	P_{max} [p.u.]	Q_{min} [p.u.]	Q_{max} [p.u.]
01	47.28	0.1460	0.0608	0.0969	0.0969	8.960	0.310	0	2.4	-1.5	1.5
02	12.80	0.8958	0.1198	0.8645	0.1969	6.000	0.535	0	1.8	-1.5	1.5
03	6.02	1.3125	0.1813	1.2578	0.2500	5.890	0.600	0	1.2	-1.5	1.5

Tableau B-0-3. Les paramètres des contrôleurs de tension et fréquence machines

Syn	Régulateur de fréquence (TG)					Régulateur automatique de tension (AVR)							
	R [p.u.]	T_1 [s]	T_2 [s]	T_{max} [p.u.]	T_{min} [s]	μ_0 [p.u.]	T_1 [s]	T_2 [s]	T_d [s]	T_r [s]	V/V ₀ [p.u.]	V_{max} [p.u.]	V_{min} [p.u.]
01	1/200	20	1	2	0	300	0.05	0.03	0.314	0.02	0	10	-10
02	1/200	20	1	2	0	300	0.05	0.03	0.314	0.02		10	-10
03	1/200	20	1	2	0	300	0.05	0.03	0.314	0.02		10	-10

Le parc éolien est composé de 60 machines en 13.8 kV, 50 Hz et puissance nominale variable en fonction du taux de pénétration éolien ($\tau_{\text{éolien}}$). La puissance nominale s'écrit comme $\tau_{\text{éolienne}} \times 315$. Le ratio de la boîte de vitesse est de 1/89. Le nombre et rayon des pales sont respectivement de 3 et 75 m. Les paramètres électriques du parc éolien sont montrés dans les tableaux ci-dessous.

Tableau B-4. Les paramètres électriques du Parc éolien.

2xH [s]	R_s [p.u.]	X_s [p.u.]	R_r [p.u.]	X_r [p.u.]	X_m [p.u.]	No poles	P_{min} [p.u.]	P_{max} [p.u.]	Q_{min} [p.u.]	Q_{max} [p.u.]
2.00	0.01	0.10	0.01	0.08	3.00	4	0	1.0	-0.5	0.5

Les paramètres de contrôle de l'angle de pitch sont $K_p = 10$ p.u. et $T_p = 3$ s. Les constantes de contrôle de tension et la constante de temps de la puissance du Parc éolien sont $K_v = 2.4$ p.u. et $T_e = 0.01$ s respectivement.

Les résultats de la répartition de charges pour un taux de pénétration éolien ($\tau_{\text{éolien}}$) de 37% du réseau sont montrés dans le tableau ci-dessous.

Tableau B-5. Les résultats de la répartition de charges.

Nœud	Type	Tension		Puissance produit (G) et consommé (D)			
		V [p.u.]	θ (rad)	P_G [p.u.]	Q_G [p.u.]	P_D [p.u.]	Q_D [p.u.]
01	Bilan	1.04	0	0.26	0.50	0	0
02	PV	1.025	0.07	0.79	0.27	0	0
03	PV	1.025	0.05	0.79	0.22	0	0
04	PQ	1.012	-0.01	0	0	0	0
05	PQ	0.989	0.01	0	0	-1.25	-0.50
06	PQ	0.985	-0.05	0	0	-0.90	-0.30
07	PQ	1.01	0.02	0	0	0	0
08	PQ	0.99	-0.01	0	0	-1.00	-0.35
09	PQ	1.01	0.01	0	0	0	0
12	PV	1.00	0.05	1.35	0.10	0	0

Les résultats de l'étude des valeurs propres après la répartition de charges à l'instant $t=0$ s, le début de la simulation dynamique pour un taux de pénétration éolien ($\tau_{\text{éolien}}$) de 37% du réseau sont montrés dans le tableau ci-dessous. Il y a 37 valeurs propres du réseau électrique. Elle indique le nombre de fois que chaque une valeur se répète dans les résultats de valeurs propres.

Tableau B-6. Les résultats des valeurs propres à l'instant $t=0$ s.

# fois	8	1	1	1	1	1
Valeurs propres	-50	-56.38	-54.19	-53.76	-29.19	-29.58
# fois	1	1	1	1	3	1
Valeurs propres	-27.36	-100	-0.33	-10	-0.05	-0.16
# fois	1	1	1	1	1	1
Valeurs propres	-1.47± 1i×12.49	-1.17± 1i×10.	-1.60± 1i×9.87	-2.18 ± 1i×7.93	-2.65± 1i×7.44	-0.44± 1i×2.09

Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes

Résumé :

Les évolutions récentes des systèmes électriques comme conséquence de la dérégulation du marché et des traités internationaux comme le protocole de Kyoto ont des répercussions importantes sur les réseaux, en particulier, ceux de distribution. En effet, une large part de la production décentralisée est prévue d'être raccordée sur ces derniers. La production décentralisée utilise des sources d'énergie renouvelables hautement imprévisibles et réparties. Ce fait ajoute une contrainte forte sur l'exploitation des réseaux de distribution qui n'ont pas été conçus, à l'origine, pour accueillir de la production d'énergie à large échelle.

Ce travail de thèse étudie l'impact de l'incertitude sur les études classiques de planification des réseaux électriques. Les études statiques et dynamiques du réseau ont été réalisées prenant en compte plusieurs sources d'incertitude dans plusieurs réseaux de distribution. Les incertitudes sont modélisées dans les études statiques par les méthodes probabilistes et possibilistes. La méthode possibilistes offre des avantages sur la méthode probabiliste. Un taux de pénétration éolien maximum d'un petit réseau maillé a été déterminé, en dynamique, en utilisant la méthode probabiliste, ainsi que les simulations de stabilité moyen-long terme et petits signaux du réseau.

Mots clés :

Réseaux électriques, incertitude, production décentralisée, méthode probabiliste, méthode possibiliste, études statiques, études dynamiques, stabilité.

Modeling distribution networks under uncertainties

Abstract:

The recent developments in power systems, as consequence of the market deregulation and the international treaties, as the ones originated by the Kyoto Protocol, have serious repercussions in power systems. Particularly on distribution networks, given that a large amount of distributed generation units are connected in this part of the grid. For instance, renewable energy sources, that are used as distributed generation, are well-known for being distributed and highly unpredictable. This fact adds a strong constraint on operating the distribution networks that were not originally designed to accommodate distributed generation on a large scale.

To this aim, this thesis examines the impact of uncertainties on classical power system planning studies, where classical static and dynamic planning studies are carried out in several power networks taking into account some sources of uncertainty. These uncertainties are modeled in the static studies using a probabilistic and a possibilistic approach. The possibilistic approach offers good advantages over the probabilistic method in terms of time consumption and precision. The maximum wind power penetration was determined for a small mesh network by the probabilistic method using both dynamic and static stability simulations of the power system.

Key words:

Power grids, uncertainty, distributed generation, probabilistic method, possibilistic method, static studies, dynamic studies, stability.