

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Supérieure Polytechnique
Département de Génie Electrique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Thèse de Doctorat en Sciences

En Electrotechnique

Option : *Réseaux Electriques*

Thème :

**LES ASPECTS DE LA FIABILITE DES SYSTEMES
ELECTRIQUES :**
Analyse des données, Modélisation Semi-Markovienne et
Optimisation de la Maintenance

Soutenue publiquement le 06/07/2009 à l'ENSP par : MEDJOU DJ Rabah

Devant le jury composé de :

Président :	A. MEKHALDI,	Professeur	ENSP d'Alger
Rapporteurs :	D. AISSANI,	Professeur	U.A/MIRA Béjaia
	A. BOUBAKEUR,	Professeur	ENSP d'Alger
Examineurs :	A. AISSANI,	Professeur	USTHB Alger
	K. BOUKHETALA,	Professeur	USTHB Alger
	L. NEZLI,	Maître de conférences	ENSP d'Alger
	H. MOULAI,	Maître de conférences	USTHB Alger
Invités :	A. BADACHE,	Président Directeur Général	O.S Sonelgaz
	M. AMOROUAYECHE,	Dr.Ing	O.S Sonelgaz

ENSP B.P 182 EL Harrach 16200 Alger -2009-

خلاصة

السيطرة على جوانب من موثوقية الشبكات الكهربائية توفر مديري و مشغلي هذا القطاع نظرة شاملة عن الإمكانيات المناسبة لصنع قرارات كافية. تعتبر تحليل البيانات، النمذجة، إدارة و تخطيط العمليات و التحسين معايير و ميزات لا يمكن فصلها عن تقييم موثوقية النظم الكهربائية. لقد تم التكفل بهم في هذا العمل عن طريق إستخدام التقنيات الجديدة التي أثبتت نفسها في مجالات أخرى و لقد تم تطبيقها بنجاح على شروط سونلغاز. لقد أنشأت النمذجة باستخدام أسلوب ماركوف و منهج ويبول ماركوف مع مراعاة ميكانيزمات وآليات التدهور العملي. و إستنادا إلى مجموعة من نتائج التطبيقات المقدمة لحالات حقيقية، توصيات من جهة النظر العملية قد أبرزت و يمكن أن تشكل خطة عمل لأي موزع للكهرباء.

الكلمات الرئيسية

الشبكات الكهربائية، الجوانب من موثوقية، النمذجة العشوائية، و الصيانة و التحسين.

Abstract

The control of electrical systems reliability aspects alloys to managers and operators a comprehensive view on the appropriate tools for adequate decision making to meet the challenges of both highly technological and vulnerable systems. Data analysis, modeling, management and operational planning and optimization tasks are inseparable from the electrical systems reliability assessment. These spots have been supported in this work by using new techniques that have proven themselves in other areas and have been successfully applied to the conditions of Sonelgaz. Models using Markov method and Weibull-Markov approach taking into account failure mechanisms and degradation process are developed. Based on real cases applications results, recommendations from a practical point of view have been highlighted and can constitute a plan of action for any distributor of electricity.

Keywords

Electrical systems, Reliability aspects, Stochastic modeling, Maintenance and Optimization.

Résumé

La maîtrise des aspects de la fiabilité des systèmes électriques offre aux managers et aux exploitants une vision globale sur les outils appropriés pour des prises de décision adéquates pouvant répondre aux défis d'un environnement très technologique et vulnérable. L'analyse des données, la modélisation, la gestion et la planification en exploitation et l'optimisation sont des tâches indissociables de l'évaluation de la fiabilité des systèmes électriques. Ces tâches ont été prises en charge dans ce travail en se basant sur des techniques nouvelles qui ont fait leurs preuves dans d'autres domaines et ont été appliquées aux conditions de Sonelgaz. La modélisation a été établie en utilisant la méthode de Markov et l'approche de Weibull-Markov en tenant compte des mécanismes de défaillance et des processus de dégradation. Sur la base des résultats obtenus sur une panoplie d'applications réelles, des recommandations pratiques ont été dégagées, pouvant constituer un plan d'action pour tout distributeur d'énergie électrique.

Mots clés

Réseaux électriques, Aspects de la fiabilité, Modélisation stochastique, Maintenance et Optimisation.

TABLE DES MATIÈRES

Notations	1
Introduction Générale	16
1 Hiérarchie des niveaux de tension et mode de défaillance des équipements électriques	22
1.1 Incidents majeurs (Cas des blackouts)	23
1.1.1 Causes initiales	23
1.1.2 Mécanisme des incidents	24
1.2 Grands principes et composantes d'un plan de défense	26
1.3 Pratiques internationales	27
1.3.1 Surcharges, cascades de surcharges	27
1.3.2 Ecoulements de tension	28
1.3.3 Chutes de fréquence	28
1.3.4 Ruptures de synchronisme	29
1.4 Reprise de service	30
1.5 Evaluation du risque du blackout	31
1.6 Réseaux de distribution	32
1.6.1 Présentation des réseaux de distribution	32
1.6.2 Les postes moyenne tension/basse tension (MT/BT)	33
1.7 Protection des réseaux de distribution	33
1.8 Présentation des réseaux de distribution étudiés	34
1.8.1 Réseau 10 kV de la ville d'Alger	34
1.8.2 Réseau de distribution 30 kV de la ville de Béjaia	35
1.9 Recherche de défauts	36

1.9.1	Stratégies de réalimentation	37
1.9.2	Amélioration de la recherche de défauts	37
2	Formulations et définitions des fonctions et paramètres utilisés en fiabilité des systèmes	39
2.1	Définitions	39
2.1.1	Fonction Densité de Probabilité (PDF)	40
2.1.2	Fonction de Distribution Cumulée (CFD)	40
2.1.3	Fiabilité	41
2.1.4	Taux de défaillance	41
2.1.5	Fonction taux de défaillance cumulé	42
2.1.6	Temps moyens	44
2.2	Maintenabilité	44
2.3	Disponibilité	45
2.4	Maintenance	46
2.5	Classes de distributions continues	46
2.5.1	La classe IFR (DFR)	47
2.5.2	La classe IFRA (DFRA)	47
2.5.3	La classe NBU (NWU)	47
2.5.4	La classe DMRL (IMRL)	47
2.5.5	La classe NBUE (NWUE)	47
2.5.6	La classe HNBUE (HNWUE)	48
2.6	Classes de distributions discrètes	48
2.7	Processus stochastique	49
2.7.1	Processus de Markov	49
2.7.2	Processus de Poisson	50
2.7.3	Modèles de chocs	50
2.7.4	Modèle de choc cumulatif	52
2.7.5	Modèle de choc extrême	52
2.7.6	Modèle δ choc	53
3	Mécanismes de défaillance et processus de dégradation	54
3.1	Dégradation au niveau des jeux de barres	54
3.1.1	Contraintes thermiques	55
3.1.2	Contraintes électromécaniques	56
3.1.3	Contraintes électriques	58
3.2	Dégradation au niveau des transformateurs	59

3.2.1	Vieillessement des huiles de transformateur	59
3.2.2	Déformation des enroulements	60
3.2.3	La combustion de la résine	60
3.3	Dégradation au niveau des équipements de protection	60
3.3.1	Les contacts	60
3.3.2	Les diélectriques	63
3.3.3	La commande	64
3.4	Exemples d'application	64
3.4.1	Lois non-paramétriques du processus de comptage	67
3.5	Corrélations entre les modèles de chocs et les modèles de dégradations . . .	70
4	Apport et traitement du retour d'expérience	73
4.1	Constitution de la base de données	73
4.1.1	Données du retour d'expérience	73
4.1.2	Données censurées	74
4.2	Modèles des séries chronologiques	75
4.2.1	Définition	76
4.2.2	Série chronologique stationnaire	76
4.3	Modèle de Box et Jenkins	76
4.3.1	Étapes de la méthode de Box et Jenkins	76
4.3.2	Le processus moyenne mobile d'ordre 1 (MA(1))	78
4.3.3	Le processus moyenne mobile d'ordre q	79
4.3.4	Le processus auto-régressif d'ordre 1 (AR(1)) :	79
4.3.5	Processus auto-régressif d'ordre P (AR(P))	80
4.4	Les modèles non stationnaires ARIMA et SARIMA	80
4.5	Etude de cas	81
4.5.1	Prévisions des pannes	81
4.5.2	Prévisions de la demande en énergie	84
4.5.3	Tests sur la validité des coefficients du modèle	85
4.5.4	Test sur les résidus	86
4.6	Evaluation des paramètres des lois de distribution	87
4.6.1	Test d'ajustement de Kolmogorov-Smirnov	87
4.6.2	Résultats d'ajustement des données	88
4.6.3	Indices de fiabilité des équipements	89
4.6.4	Résultats d'ajustement pour le poste	90
4.7	Tests non-paramétriques	91
4.7.1	Test graphique basé sur la TTT-statistique	91

5	Modélisation de la défaillance et de la dégradation par les graphes d'états	94
5.1	Défaillance aléatoire	94
5.1.1	Composant/système à deux états	95
5.1.2	Système redondant	96
5.1.3	Défaillance aléatoire avec maintenance	97
5.2	Processus de dégradation	98
5.2.1	Sans maintenance	98
5.2.2	Avec maintenance imparfaite	98
5.2.3	Avec les maintenances imparfaite et parfaite	99
5.3	Modélisation Markovienne	101
5.4	Approche de Weibull-Markov	102
5.5	Modélisation de Weibull-Markov	103
5.5.1	Système de Weibull-Markov	106
5.6	Exemple d'application	106
5.6.1	Application au transformateur	106
5.6.2	Interprétation des résultats	111
6	Analyse de la défaillance et de la perte de charge	112
6.1	Intérêt des méthodes combinatoires	112
6.1.1	Méthode de probabilité de perte de charge (LOLP)	113
6.1.2	Méthode de probabilité de perte d'énergie (LOEP)	113
6.2	Calcul des indices de fiabilité LOLP et LOEP	114
6.2.1	Taux de non-fonctionnement	114
6.2.2	Calcul des probabilités des états de capacités	115
6.2.3	Calcul de la probabilité de perte de charge	116
6.2.4	Calcul de la probabilité de perte d'énergie	117
6.3	Calcul des indices de fiabilité d'un système de distribution	118
6.3.1	Indices de fiabilité d'un point de charge/système	118
6.3.2	Indices de fiabilité d'un système à structure bouclée	120
6.4	Intérêt du calcul de répartition de puissance	120
6.4.1	Calcul complexe de répartition de puissance en vue de la restructuration du réseau	121
6.5	Expression de la fonction coût sans maintenance	122
6.5.1	Les dépenses en investissements	122
6.5.2	Les frais d'exploitation	123
6.5.3	La gêne économique	124

6.6	Critères de décision	126
6.6.1	Critère de décision particulier à l'automatisation du réseau	126
6.6.2	Application au réseau 10 kV de la ville d'Alger	127
7	Optimisation de la maintenance basée sur la fiabilité-disponibilité	131
7.1	L'OMF en Algérie et dans le monde	132
7.1.1	Rappel de la méthode	133
7.1.2	Plans de maintenance	135
7.1.3	La réduction des coûts	135
7.1.4	Organisation	136
7.2	Optimisation de la maintenance sous contrainte de fiabilité	136
7.2.1	Evaluation des temps de maintenance	137
7.2.2	Optimisation de la maintenance	137
7.2.3	Variation de la fiabilité après chaque maintenance	141
7.2.4	Coût de la maintenance	143
7.3	Application au réseau de la ville de Béjaia	144
	Conclusion Générale	151
	Communications et publications dans le cadre de la thèse	159

LISTE DES TABLEAUX

4.1	Les prévisions des consommations de pointes mensuelles	86
4.2	Résultats d'ajustement pour les durées de bon fonctionnement	88
4.3	Résultats d'ajustement pour les durées de coupure	88
4.4	Indices de fiabilité des équipements	89
4.5	Résultats d'ajustement	90
4.6	Récapitulatif du test graphique	92
5.1	Probabilités des états sans maintenance	110
5.2	Probabilités des états avec maintenances	110
6.1	Taux de non fonctionnement des GTA	115
6.2	Probabilités des états i de capacité C_i	115
6.3	Probabilités des états combinés	115
6.4	Calcul de la probabilité des déficiences possibles	117
7.1	Les paramètres des sous-systèmes série	144
7.2	Les bénéfices et les actions de maintenance choisies pour chaque sous-système	145
7.3	Disponibilité et coûts	146
7.4	Les paramètres des sous-systèmes en pont	148
7.5	La disponibilité, les coûts et le programme de maintenance	148

TABLE DES FIGURES

1.1	Organisation d'un réseau électrique	23
1.2	Schéma d'un poste HT/MT classique (Avec un disjoncteur d'arrivée) . . .	33
1.3	Schéma unifilaire du poste source HT/MT (Amirauté)	35
1.4	Organisation des équipements d'un réseau électrique	36
1.5	Schéma d'un réseau avec des indicateurs de court-circuits	38
2.1	Courbe en baignoire de la fonction taux de défaillance	42
2.2	Taux de défaillance cumulé correspondant à DFR, CFR et IFR	43
2.3	Taux de défaillance cumulé correspondant au taux de défaillance de la courbe en baignoire	43
3.1	Erosion par l'arc électrique en fonction de l'énergie d'arc	62
3.2	Influence du diamètre des contacts sur le taux d'érosion.	63
3.3	Influence du soufflage magnétique sur la perte de masse.	63
3.4	Diagramme des états de transition d'un système sujet à trois processus de panne	71
4.1	Courbe de prévisions pour les données du réseau 10 kV d'Alger.	83
4.2	Le graphe de la série	84
4.3	corréllogramme et corrélogramme partiel des résidus	86
4.4	Graphe des prévisions	87
4.5	Graphe des états (fonctionnement, panne, maintenance)	90
4.6	Test graphique pour BEE, BEI, TR, câble souterrain, lignes aérienne, Départ (ville1)	92
5.1	Modèle de fiabilité d'un système à deux états.	95

5.2	Graphe des états d'un système à 02 composants en parallèle	96
5.3	Graphe avec un état intermédiaire.	97
5.4	Diagramme des états avec le processus de dégradation	98
5.5	Diagramme des états de transitions d'un système réparable avec un programme de maintenance préventive.	98
5.6	Modèle homogène de Markov avec des états de dégradations	99
5.7	Modèle Weibull-Markov avec des états de dégradation.	103
5.8	Premier modèle de dégradation Markovien	107
5.9	Deuxième modèle de dégradation Markovien	108
5.10	Modèle de dégradation de Weibull-Markov	109
6.1	Courbe de durée de consommation pour l'évaluation de la LOLP	113
6.2	Courbe de durée de consommation pour l'évaluation de la LOEP	114
6.3	Diagramme des états i de capacités C_i	116
6.4	Diagramme des états combinés.	116
6.5	Consommations de pointe prévues	116
6.6	Courbe cumulative de durée de charge.	117
7.1	Les fonctions d'un contact électrique	133
7.2	Variation du taux de défaillance avec les différentes actions de maintenance	139
7.3	Organigramme de la maintenance préventive basée sur la disponibilité . . .	141
7.4	Variation de la fiabilité avec les différentes actions de maintenance	143
7.5	Variation de la fiabilité du transformateur	146
7.6	Variation de la fiabilité de la BEI	147
7.7	Fiabilité du système	147
7.8	Variation de la fiabilité du transformateur1.	149
7.9	Variation de la fiabilité du transformateur2.	149
7.10	Variation de la fiabilité de la ville 1.	149
7.11	Variation de la fiabilité de zone 1.	149
7.12	Variation de la fiabilité du système.	149

Notations Utilisées

$\bar{F}(x)$	Fiabilité au temps t
$F(x)$	Fonction de répartition de la variable aléatoire X
$f(x)$	Fonction de densité de probabilité de la variable aléatoire X
$H(x)$	Fonction taux de défaillance cumulé de la variable aléatoire X
$\mathbb{E}(x)$	Espérance mathématique de la variable aléatoire X
$var(x)$	Variance de la variable aléatoire X
$A(x)$	Fonction disponibilité
A_{op}	Disponibilité opérationnelle
$M(t)$	Densité de probabilité de réparation
$g(t)$	Etat de dégradation, $i = 1, 2, 3$
$\lambda(t)$	Taux de défaillance dépendant du temps. Si constant, $\lambda(t)=\lambda$
μ	Taux de réparation, inverse de la MTTR. Si constant, $\mu(t) = \mu$
η	Paramètre d'échelle de la loi de Weibull
β	Paramètre de forme de la loi de Weibull
γ	Paramètre de position de la loi de Weibull
D_{ks}	Statistique empirique du test de Kolmogorov-Smirnov
$d(n, 0.05)$	Quantile tabulé du test de Kolmogorov-Smirnov avec un seuil de signification égal à 0.05
$\Gamma(\cdot)$	Fonction Gamma
\bar{P}_k	Probabilité de survie de l'équipement à k choc
$P(i)$	Probabilité de séjours dans l'état i
$\mathbb{E}(Di)$	Temps moyen de séjours dans l'état i
$F(i)$	Fréquence de séjours dans l'état i
$\pi(n)$	Vecteur des probabilités des états
T_p	Temps optimal de maintenance pour le système
f_i	Fréquence de coupure/défaillance
T_i	Durée moyenne de coupure d'un point de charge Lp_i
T_α	Temps équivalent de remise en service
Wn_i	Energie non distribuée
h_f	Fréquence de coupure du système
T_c	Durée moyenne de coupure d'un système
H_s	Durée totale d'interruption par consommateur et par année
W_n	Energie non distribuée du système
m_1, m_2	Facteurs d'amélioration
D_i	Etat de dégradation, $i = 1, 2, 3$
M_i	Etat de maintenance, $i = 1, 2, 3$
MP	Maintenance préventive
MC	Maintenance curative
1a	Maintenance simple
1b	Réparation partielle
2p	Remplacement
t_a	Durée de la maintenance préventive
t_b	Durée de la maintenance curative
t_{bm}	Temps moyen de maintenance curative du système

B_{ik}	Bénéfice de la maintenance pour chaque sous-système/composant à la $j^{\text{ème}}$ étape
C_{ik}	Coût de la $k^{\text{ème}}$ action de maintenance du $i^{\text{ème}}$ sous-système/composant
$\lambda_{i,j}(t)$	Taux de défaillance du $i^{\text{ème}}$ sous-système/composant à la $j^{\text{ème}}$ étape
\bar{F}_0	Fiabilité initiale
$\bar{F}_j(t)$	Fiabilité du système/composant à la $j^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{0,j}(t)$	Fiabilité initiale du système à la $(j)^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{0,j-1}(t)$	Fiabilité initiale du système à la $(j-1)^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{f,j-1}(t)$	Fiabilité finale du système à la $(j-1)^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{i,j+1}(t)$	Fiabilité du $i^{\text{ème}}$ sous-système/composant à la $(j+1)^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{i,j}(t)$	Fiabilité du $i^{\text{ème}}$ sous-système/composant à la $j^{\text{ème}}$ étape
$\bar{F}_{v,j}(t)$	Caractéristique de dégradation de la fiabilité
$t_{i,k,a}$	Temps de la $k^{\text{ème}}$ action de maintenance preventive à la $j^{\text{ème}}$ étape
g_k	Coût d'investissement annuel actualisé d'un ouvrage k
g'	Coût d'investissement annuel de plusieurs ouvrages
K_I	Coût total d'investissement
P_{max}	Pertes maximales
K_k	Coût annuel des pertes
K_v	Coût total des pertes
C_d	Coût de la défaillance
$C_d(t)$	Coût de la défaillance est le coût de l'énergie non distribuée
K_w	Coût total de l'énergie non distribuée
K_g	Coût actualisé de la gêne économique
K	Coût total actualisé
G_n	Gain annuel obtenu par l'optimisation de n indicateurs de défauts
$LOLP$	Probabilité de Perte de Charge (Loss of Load Probability)
$LOEP$	Probabilité de Perte d'Energie (Loss of Energy Probability)
Cap IN	Capacité en service
Cap OUT	Capacité hors service
IFR	Increasing Failure Rate
DFR	Decreasing Failure Rate
IFRA	Increasing Failure in Average
DFRA	Decreasing Failure Rate in Average
IMRL	Increasing Mean Residual Life
DMRL	Decreasing Mean Residual Life
NBU	New Better than Used
NWU	New Worse than Used
NBUE	New Better than Used in Expectation
NWUE	New Worse than Used in Expectation
HNBU	Harmonically New Better than Used in Expectation
HNWUE	Harmonically New Worse than Used in Expectation
MUT	Mean Up Time, moyenne des temps de fonctionnement
MDT	Mean Down Time, moyenne des temps des arrêts
MTBF	Mean Time Between Failures, moyenne des temps entre défaillances
MTTR	Mean Time To Repair, moyenne des temps de réparation
MRTF	Mean Residual Time to Failure

<i>MTTF</i>	Mean Time To Failure, Temps moyen de bon fonctionnement
<i>BEE</i>	Boite extrémité extérieure
<i>BEI</i>	Boite extrémité intérieure
<i>BJ</i>	Boite de jonction
<i>TR</i>	Transformateur
<i>Ss</i>	Sous-système

REMERCIEMENTS

J'ai eu beaucoup de chance et c'est pour moi un privilège d'avoir travaillé avec le professeur AISSANI Djamil, mon directeur de thèse. Il m'est difficile de trouver les mots et les expressions adéquates pour le remercier pour sa générosité, son dévouement, sa présence ininterrompue et ses judicieuses orientations.

Que le professeur BOUBAKEUR Ahmed, mon co-directeur de thèse, trouve ici l'expression de ma profonde gratitude pour ses encouragements et sa disponibilité permanente. Je lui exprime ici mes amitiés les plus sincères.

Mes remerciements vont à *M^r* A.MEKHALDI, professeur à l'ENSP pour l'honneur qu'il me fait en présidant le jury de cette thèse.

Que Messieurs, A.AISSANI, professeur à l'USTHB, K.BOUKHETALA, professeur à l'USTHB, L.NEZLI, Maître de Conférences à l'ENSP et H.MOULAI, Maître de Conférences à l'USTHB, trouvent ici l'expression de ma gratitude pour l'intérêt qu'ils ont manifesté à l'égard de mes travaux de recherche en acceptant de les juger.

J'adresse mes vifs remerciements aux cadres supérieurs de Sonelgaz, *M^{me}* M.AMOROUAYECHE Dr-Ing Opérateur Système et *M^r* A.BADACHE, Président Directeur Général Opérateur Système, pour avoir rehaussé ma soutenance par leur présence.

Je reconnais avoir effectué mes travaux de recherche dans un environnement chaleureux et convivial, qu'offre le laboratoire Lamos. A cet effet, j'exprime toute ma gratitude à son personnel administratif et à ses chercheurs et en particulier à *M^r* S.ADJABI, Maître de Conférences à l'université A.Mira Béjaia.

Mes remerciements vont à la Sonelgaz (Alger et Béjaia) dont je salue le professionnalisme des dirigeants et du personnel à tous les niveaux de la hiérarchie. La contribution de cette entreprise nationale a permis la valorisation des développements théoriques par des applications.

Grace à la contribution de l'université de Béjaia et aux facilités de prises en charges, j'ai pu faire valoir mes travaux de recherche dans des conférences internationales. Que son personnel, à tous les niveaux hiérarchiques, trouve ici l'expression de ma gratitude.

Je tiens à remercier le staff du département de Génie électrique de L'ENSP pour m'avoir accompagné durant ces années de préparation de thèse.

Mes remerciements vont à mes collègues et amis enseignants de l'université de Béjaia qui n'ont cessé de m'encourager par l'expression de leur joie à chaque événement lié à la progression de cette investigation.

Je me rappelle qu'à mes premiers pas en fiabilité des systèmes électriques, j'étais encouragé par le professeur A. OUABDESSELAM. Je veux qu'il trouve ici l'ex-

pression de ma plus grande considération.

Je rend hommage à *M^{me}* F. AISSANI, Maître de Conférences à l'université A.Mira Béjaia qui n'a cessé durant tout ce long parcours, de me rappeler mes obligations quant à l'aboutissement de ces travaux de recherche et pour ses précieux conseils.

Je termine par l'expression de ma gratitude à *M^{elles}* L. AKLI et Z. BACHI, Ingénieurs en R.O, pour leur précieuse contribution lors de la rédaction de cette thèse.

A Nassima, ma femme.

A mes enfants

Yasmine, Amine-Allah et Imene-Meryam.

Introduction Générale

Le réseau électrique a pour rôle de permettre d'assurer un service d'électricité sûr, fiable, durable et concurrentiel au plan des tarifs. Pour les décisions, le plus grand défi est de bâtir des infrastructures afin de renouveler le réseau existant, de répondre à la croissance de la charge et de combler les besoins de la clientèle.

Ces résultats s'apparentent étroitement à ceux d'un exercice stratégique récent au cours duquel le conseil d'administration de notre Entreprise Nationale SONELGAZ a déterminé les enjeux les plus puissants de l'industrie et a établi une feuille de route en vue de les résoudre. Certains domaines prioritaires sont la réglementation, l'environnement, l'efficacité énergétique, la technologie et la sûreté de fonctionnement.

Dans cette thèse nous nous penchons sur les défis liés aux constituantes de la sûreté de fonctionnement en termes de fiabilité, de disponibilité de maintenabilité et de sécurité. Une démarche globale et une approche générale des aspects de la fiabilité allant de l'analyse des données jusqu'à l'optimisation en passant par la modélisation de la fiabilité en exploitation des réseaux électriques ont été développées et appliquées aux systèmes algériens.

Les aspects de la fiabilité revêtent un intérêt primordial de la part de nombreux acteurs de différents horizons. Ils sont souvent traités sous l'égide d'un groupe de travail multidisciplinaire [1]. On retrouve, des spécialistes en réseaux électriques (en allant du design à l'exploitation en passant par la planification), des spécialistes dans le traitement et l'analyse des données (en allant de leurs collecte jusqu'à l'interprétation de leurs significations en passant par l'ajustement et la modélisation), des fiabilistes maîtrisant les volets d'analyse, d'engineering et d'optimisation, sans oublier les experts en exploitation des systèmes. Le jugement des experts est prépondérant dans la validation des résultats des investigations et dans l'élaboration des éventuelles recommandations

relatives à toute action de maintenance, de restructuration ou d'évolution dans les réseaux.

Les travaux de cette thèse obéissent à une organisation structurale permettant en une investigation donnée, l'exploitation des résultats de la précédente. Elle permet ainsi de faire valoir l'approche globale faisant ressortir une cohérence entre les différents volets traités. Ces travaux sont exposés en trois parties.

Dans les chapitres 1, 2 et 3, constituant la première partie des travaux de cette thèse, nous développons les théories relatives aux systèmes électriques accompagnées d'applications à deux réseaux algériens distincts : le réseau 10 kV de la ville d'Alger et le réseau 30 kV de la ville de Béjaia.

Dans le chapitre 1, un intérêt particulier a été accordé aux incidents majeurs. Il s'agit des blackouts, événements très redoutés par les compagnies d'électricité vu le préjudice qu'ils peuvent causer.

Au chapitre 2, sont développés tous les éléments relatifs aux mesures de fiabilité, en termes de distributions de probabilités, de paramètres et d'indices de fiabilité.

Au chapitre 3, et en vue de la maîtrise des phénomènes de dégradation, une approche sur les mécanismes de défaillance des systèmes électriques a été développée et où les composants ont été traités individuellement.

La deuxième partie de notre thèse, englobe les chapitres 4 et 5. Les travaux relatifs au traitement de données, à l'analyse fiabiliste et à l'établissement des prévisions sont regroupés au chapitre 4. La modélisation Markovienne et l'approche de Weibull-Markov ont fait l'objet du chapitre 5.

La troisième partie est consacrée à l'analyse de la défaillance et à l'optimisation. Dans le chapitre 6, on retrouve les volets connus des systèmes électriques, à savoir, la planification et l'exploitation. Quant au chapitre 7 deux approches distinctes y sont développées relativement à la l'optimisation de la maintenance.

Position des travaux de thèse par rapport à la recherche actuelle.

1^{ère} Partie

Chapitre 1

Durant cette dernière décennie, plusieurs réseaux à travers le monde ont connu des incidents majeurs laissant dans le noir des centaines de millions d'habitants. On peut citer, les blackouts du nord de l'Amérique [2][3], du Brésil, d'Italie et d'Algérie durant l'année 2003 [4]. Ces événements nous interpellent sur la nécessité d'une meilleure compréhension des causes et l'obligation d'une réflexion profonde à une stratégie de sauvegarde des équilibres entre la production et la consommation et la prévention de ces événements redoutés. Plusieurs publications ont traité les blackouts, soit pour des prévisions [5], soit pour constituer un plan de défense déterministe. Dans notre travail, nous avons initié une approche probabiliste pouvant conduire à la prévention basée sur un modèle de probabilité de perte de charge.

Relativement à la hiérarchie des niveaux de tension, les réseaux de distribution requièrent un intérêt particulier, vu que plus de 90% des incidents enregistrés par les consommateurs ont leur origine dans cette partie des réseaux [6][7]. L'une des opérations les plus importantes dans l'exploitation de cette partie des réseaux est la recherche de défauts. Cette opération a toujours constitué un défi pour son exécution et aussi pour son amélioration. Elle est étroitement liée aux préjudices moral et financier causés pour toute entreprise d'électricité. Ces détails ont été bien développés dans la référence [8].

Chapitre 2

En vue de modélisation, d'ajustement et d'analyse, les paramètres des fonctions de distribution de probabilités et des indices de fiabilité doivent être définis et connus.

Deux types de distribution sont souvent utilisées en fiabilité des systèmes électriques, à savoir : la loi exponentielle et la loi de Weibull. La première est basée sur plusieurs hypothèses simplificatrices et conduit à l'introduction de la méthode de Markov dans la modélisation stochastique. Dans plusieurs cas d'études, les résultats sont jugés trop éloignés de la réalité [9][10]. La deuxième loi considérée est celle de Weibull, jugée flexible et générale. Elle constitue une alternative et est liée directement à une nouvelle approche, qui est celle de Weibull-Markov [11][12][13].

Un rappel sur les indices classiques est donné quant à l'évaluation de la fiabilité en terme de valeurs moyennes [13] [14].

Le test de Kolmogorov-Smirnov a été aussi introduit pour juger la validité d'acceptation ou de rejet d'une distribution lors du processus d'ajustement [14].

Chapitre 3

D'une manière générale, que ce soit pour les systèmes de production, de transport ou de distribution, dans la théorie, on retrouve la représentation binaire (fonctionnement/panne) des diagrammes de fiabilité [15][16]. Dans certaines publications récentes, des chercheurs ont évoqué les systèmes multi-états mettant en évidence la présence d'états intermédiaires entre le fonctionnement et la panne finale [17][18]. Ces états constituent la dégradation. Dans ce chapitre il est fait état des mécanismes de défaillance et des différents types de dégradations pouvant se manifester sur les équipements électriques. L'idée principale de cette investigation a été introduite par Pierrat dans la référence [9]. Elle a été bien développée dans cette thèse premièrement dans ce chapitre, traitant des phénomènes physiques puis reprise dans la 2^{ème} partie pour la modélisation stochastique.

2^{ème} Partie

Chapitre 4

Dans ce chapitre, est effectuée l'analyse des données dont les objectifs majeurs sont l'évaluation des paramètres des lois de distributions et le calcul des indices de fiabilité en termes de valeurs moyennes des nombres de coupures et de leurs durées d'une part et l'élaboration des modèles de prévisions d'autre part [19].

Des travaux récemment publiés [10][20] modélisent les données suivant la loi exponentielle. Les résultats obtenus attestent que cette dernière n'est pas à 100% adéquate, car elle ne prend pas en considération tout le cycle de vie de l'équipement. Les travaux que nous avons réalisés à ce sujet, confirment cette tendance, car l'ajustement des paramètres par la loi de Weibull a été confirmé par le non rejet en se basant sur le test de Kolmogorov-Smirnov [13]. Les données de pannes concernent un éventail de composants, à savoir : les transformateurs, des boîtes d'extrémités intérieures et extérieures, les lignes aériennes, les câbles souterrains et les boîtes de jonctions.

Relativement aux réseaux électriques, le volet des prévisions traite souvent celles de la charge et de la production [21]. Plusieurs méthodes ont été développées et parmi elles, nous citons les séries chronologiques. Ces dernières années, ces séries ont été adaptées aux phénomènes de blackouts [5] [22]. Dans la référence [8], les modèles de Box et Jenkins ont été introduits dans la modélisation des fréquences de pannes, de leurs durées et de l'énergie non distribuée. Dans notre thèse, des modèles de prévision sont actualisés et spécifiés pour différents composants du système. Les modèles ARIMA ont été retenus.

Ils confirment la croissance des taux de panne et renseignent sur le type de dégradation vieillissante des équipements.

L'analyse des données a révélé la difficulté du domaine ; à savoir : la constitution de la base de données au niveau des entreprises, leur exploitation et l'interprétation des modèles quant à leur signification pratique.

Certaines recommandations ont été énumérées permettant de mieux maîtriser la collecte, l'ordonnancement et l'exploitation [8][23].

Chapitre 5

La notion de modélisation stochastique a été largement développée et constitue un passage incontournable dans l'évaluation des performances des systèmes.

Les constituantes de la sûreté de fonctionnement sont souvent modélisées en considérant trois aspects différents selon l'interdépendance des événements, à savoir : les arbres de défaillances, les réseaux de Pétri et les graphes des états. Dans cette thèse sont développés les graphes des états exprimant la dépendance partielle des événements. Les systèmes ou composants sont considérés comme des entités multi-états. La modélisation Markovienne est largement développée. La proposition d'une alternative à cette méthode en terme de l'approche de Weibull-Markov initialement introduite par J-Van Castaren [12][11] et citée par Pivatolo [24], et une comparaison des résultats des applications ont été établies et synthétisées dans la référence [13].

3^{ème} Partie

Chapitre 6

L'analyse de la défaillance fait l'objet de ce chapitre. En premier lieu, le problème est traité relativement aux systèmes de production ; il s'agit de déterminer la probabilité de perte de charge et la probabilité de perte d'énergie. Une application a été faite à la centrale hydraulique de Darguina [21]. En deuxième lieu, nous considérons les systèmes de distribution. Dans cette partie des réseaux, l'optimisation est traitée en vue de l'amélioration de la fiabilité exprimée en termes d'objectifs à attendre. Cette amélioration fait appel à des notions de planification, à savoir le calcul de répartition de puissance, la restructuration des réseaux et les actions techniques et organisationnelles relevant du domaine d'exploitation [6] [25] . Afin d'assurer une balance économique entre le niveau de fiabilité désiré et les investissements à consentir, une fonction coût déjà développée dans [26] a été actualisée, elle fait ressortir les coûts d'investissement, les coûts de la

défaillance et les coûts des pertes. Un aperçu a été donnée sur les critères de décisions. Cette investigation a été soldée par une application à un réseau algérien (réseau 10 kV de la ville d'Alger).

Chapitre 7

Ce chapitre est exclusivement dédié à l'optimisation de la maintenance. Dans une première partie nous développons la RCM qui a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche ces dernières années [1][27][18]. Notre apport dans cette thèse est l'expression de son applicabilité au cas algérien afin de répondre à certains questionnements posés par des responsables de SONELGAZ. Il à été montré que la prise en charge de cette notion est assurée par un groupe de travail multidisciplinaire. Dans la deuxième partie est développée une théorie de maintenance préventive afin d'améliorer la fiabilité des systèmes. Cette amélioration est apparente compte tenu des résultats obtenues.

Par le passé, Tsai et al [27] ont développé cette théorie pour un système mécatronique de structure série. Dans cette thèse nous l'avons appliqué avec succès à des systèmes plus complexes que sont les réseaux électriques. En plus des systèmes séries, cette application a été effectuée sur des systèmes complexes (configuration en pont) et sur un cas réel (réseau 30 kV de la ville de Béjaia). Ce chapitre est perçu comme le point de convergence de toutes les théories développées à travers les différents chapitres de la thèse.

Des recommandations d'un point de vue pratique ont été énumérées et concernent les mesures techniques et organisationnelles permettant d'assurer un meilleur niveau de fiabilité et de répondre aux exigences des standards internationaux en terme de qualité et de sécurité et surtout de sauvegarde de l'intégrité des systèmes.

Les travaux de cette thèse ont permis l'aboutissement au fil des années d'une vingtaine de projets d'ingénieurs aux départements d'Electrotechnique et de Recherche Opérationnelle de l'Université de Béjaia. Ils ont été inscrits dans les objectifs de 04 projets de recherche finalisés au niveau du laboratoire LAMOS. Les résultats sont soldés par plus 07 communications internationales, de 03 communications au niveau local et une publication internationale dans IMechE, part O :Journal of Risk and Reliability.

CHAPITRE 1

Hiérarchie des niveaux de tension et mode de défaillance des équipements électriques

Introduction

Un réseau électrique est constitué d'un ensemble d'équipements destiné à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique. A la figure (1.1), nous illustrons l'organisation d'un réseau électrique. Trois niveaux de tension sont à distinguer et constituent une hiérarchie générale mettant en évidence la partie production, la partie transport et enfin la partie distribution.

La partie production est développée afin d'introduire le concept de la probabilité de perte de charge et l'élaboration des modèles de séries chronologiques pour les prévisions de charges. La partie transport est introduite pour exprimer la problématique et les effets des incidents majeurs en terme de blackouts. Quant à la partie distribution, elle a un intérêt majeur vu sa contribution dans la disponibilité et la qualité de service aux consommateurs. D'un point de vu statistique, cette partie des réseaux électriques est à l'origine de plus de 90% des interruptions. Par rapport aux réseaux de distribution qui englobe les niveaux moyenne tension (MT) et basse tension (BT), les volets relatifs aux équipements, aux protections et la recherche de défauts sont traités. De multiples modèles relatifs au traitement et à l'apport du retour d'expérience, à l'analyse de fiabilité en exploitation, à la maintenance, et enfin à l'optimisation sont élaborés et discutés tout au long de cette investigation.

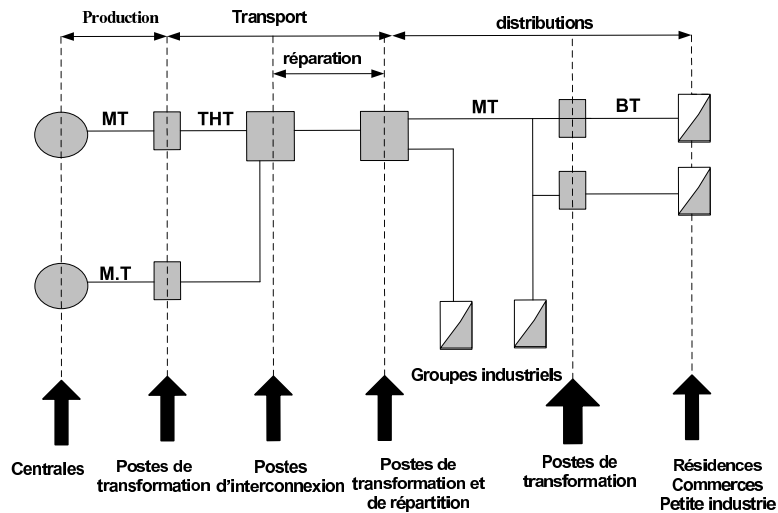


FIG. 1.1 – Organisation d'un réseau électrique

1.1 Incidents majeurs (Cas des blackouts)

Ces incidents majeurs, affectent l'alimentation des clients à une échelle régionale ou nationale. Ils se caractérisent par leur étendue géographique, leur profondeur en terme de clientèle non alimentée et leur durée. Or, plus la panne est profonde et étendue, plus la reprise de service risque d'être longue. Pour cette raison, ces incidents sont particulièrement redoutés. Les conséquences d'un blackout sont graves :

- d'une part, en raison de la dépendance croissante de notre société vis-à-vis de l'électricité et, par conséquent, de sa sensibilité aux grandes pannes (conséquences économiques, désorganisation de la vie, influence des médias) ;
- d'autre part, pour des raisons évidentes de sécurité d'alimentation de clients sensibles, comme les hôpitaux par exemple.

1.1.1 Causes initiales

Le blackout résulte de la conjonction de facteurs aggravants et d'un aléa initiateur. En analysant l'historique des blackouts, on constate que l'élément déclencheur de l'incident est soit la perte d'un élément de production, soit la perte d'un élément de transport.

Nous retiendrons principalement les facteurs aggravants suivants :

- Perturbation climatique importante.
- Défaillances de protections, d'automates et de régulations.
- Circonstances particulières d'exploitation.
- Défaillances humaines.

L'aléa initiateur de l'incident majeur va causer des perturbations telles que le dis-

patcher n'aura pas le temps de reconstituer le réseau. A partir de cet instant, un seul aléa supplémentaire va provoquer soit un dépassement de la capacité de transport d'un ouvrage, soit une perte de stabilité d'un ou plusieurs groupes.

1.1.2 Mécanisme des incidents

A partir de l'aléa initiateur, les incidents majeurs sont la conséquence d'un mécanisme de dégradation en chaîne du réseau électrique.

A la suite de l'occurrence d'un aléa initiateur, certains ouvrages de production ou de transport passent dans un état de fonctionnement inadmissible. Il est nécessaire de déconnecter automatiquement ces éléments du réseau pour éviter leur dégradation partielle, ou totale

Ces premiers déclenchements peuvent conduire au déclenchement d'autres ouvrages du fait de facteurs aggravants ou de certaines défaillances dans le réglage des protections. D'autres ouvrages peuvent alors passer dans des états inadmissibles et déclenchent à leur tour.

Lors de l'écroulement du réseau, on trouve des compositions de quatre types de phénomènes qui peuvent se ranger en deux classes :

- les phénomènes d'écroulement à dynamique lente : les cascades de surcharges et les écroulements de tension ;
- les phénomènes d'écroulement à dynamique rapide : les chutes de fréquence et les rupture de synchronisme.

Cascade de surcharges

Lors d'incident sérieux, à cause du phénomène de report de charge sur les autres ouvrages, il peut apparaître sur le réseau une cascade de surcharges : étant obligé d'éliminer la première surcharge, on peut causer des surcharges sur d'autres ouvrages, pouvant aussi conduire à leur déclenchement.

La dynamique du phénomène est cadencée par la temporisation de déclenchements successifs des lignes, de l'ordre de la dizaine de minutes au début de l'écroulement et de l'ordre de la dizaine de secondes quand l'affaiblissement du réseau conduit à des surcharges importantes.

Une cascade de surcharges peut conduire à :

- Une écroulement de tension ;
- Une perte régionale de synchronisme ;
- La mise en réseaux séparés suite à la perte de toutes les lignes d'interconnexion.

Différents moyens pour lever les surcharges sont disponibles, mais ils doivent être mis en oeuvre assez rapidement.

- Parades topologiques ;
- Démarrage de groupes hydrauliques ou thermiques ;
- Délestage de charges.

Les deux premières solutions permettent de maintenir l'alimentation de la clientèle.

La dernière solution, qui ne le permet pas, est utilisée en dernier recours.

Ecroulement de tension

La tenue de tension des réseaux de distribution, c'est-à-dire au plus proche du client, est assurée par l'intermédiaire de régleurs en charge équipant les transformateurs installés entre différents niveaux de tension.

Les aléas, comme la perte d'une interconnexion ou le déclenchement d'un groupe de production, conduisent à une chute de la tension sur le réseau de transport, qui entraîne une baisse de tension sur les réseaux de répartition et de distribution.

En modifiant leur rapport de transformation, les régleurs en charge augmentent le niveau de tension des réseaux de répartition et de distribution, au détriment de la tension du réseau de transport. Si un équilibre est possible avant le passage du point critique, les régleurs trouvent leurs point d'équilibre. Sinon, les régleurs vont passer des prises pour tenir la tension des réseaux de niveau de tension inférieure, dégradant encore plus la tension du réseau de transport, sans pour autant parvenir à remonter la tension en aval.

C'est à partir de ce moment que le régleur en charge, prévu pour régler la tension, va être le moteur de l'écroulement de tension. De plus, la baisse de tension, lorsqu'elle atteint un certain seuil, entraîne le déclenchement de groupes de production, protégés contre les tensions basses. La tension au droit de ces groupes n'est donc plus tenue, ce qui aggrave encore l'écroulement de tension et favorise sa propagation au reste du réseau.

L'écroulement de tension conduit alors à des cascades de surcharges, du fait de l'augmentation des transits d'énergie réactive, et à des pertes de synchronisme, car le réseau est beaucoup moins stable à tension basse.

Les solutions curatives face aux écroulements de tension sont :

- l'augmentation de la consigne de production réactive des groupes ;
- la diminution de la tension de consigne des régleurs en charge,
- le blocage des régleurs en charge pour éviter l'effet " boule de neige " ;
- en dernier recours, le délestage d'une partie de la charge.

Chute de fréquence

La fréquence sur le réseau résulte de l'équilibre entre production et consommation. Elle peut diminuer à la suite d'une augmentation de la consommation ou lorsque le volume de la production vis-à-vis de la demande est insuffisant.

Les opérateurs du réseau utilisent la réserve primaire pour faire face à chaque instant à un aléa qui mettrait en cause le maintien de la fréquence. Si la réserve primaire est insuffisante, la fréquence ne pourra pas être ramenée dans une plage de fonctionnement correcte.

L'écroulement de fréquence sera d'autant plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation sera important. La dynamique généralement observée d'un écroulement de fréquence est de l'ordre de la seconde. L'écroulement peut être accéléré par le déclenchement en cascade des groupes de production, dès que la fréquence est située hors de la plage de fonctionnement autorisée ; le déclenchement d'un groupe de production aggrave le déficit de production et fait chuter encore plus la fréquence.

Rupture de synchronisme

En régime normal, chaque groupe de production fonctionne en synchronisme avec l'ensemble des autres groupes. Il se peut cependant que, suite à un incident, un ou plusieurs groupes d'une région perdent le synchronisme par rapport au réseau, c'est-à-dire fonctionnent à des fréquences très différentes des autres groupes.

Toute action tendant à affaiblir les liens entre cette région et le reste du réseau peut conduire à l'apparition d'une rupture de synchronisme. L'apparition de court-circuits dans cette région faiblement interconnectée peut aussi être à l'origine d'une rupture de synchronisme. Les conséquences d'un tel incident sont :

- le fonctionnement en réseaux séparés, à la suite de l'îlotage de la zone hors synchronisme, par action des protections de distance ou protections spécialisées ;
- la mise hors tension du réseau dans son ensemble si la rupture de synchronisme est mal isolée et, éventuellement, de la zone hors synchronisme à la suite de l'îlotage.

1.2 Grands principes et composantes d'un plan de défense

Un plan de défense a pour objectifs de :

- détecter que le réseau électrique est dans un état dégradé ;
- prendre les mesures curatives adaptées afin de stopper l'extension des incidents et leurs propagations au reste du réseau électrique ;

- permettre un retour rapide à une situation saine du réseau ;
- prévoir des remises sous-tension des groupes hydrauliques ;
- favoriser, en dernier ressort, la reconstitution ultérieure du système.

Le plan de défense est constitué de deux lignes dont le domaine d'action n'est pas pris en compte par les règles de planification et d'exploitation.

a) Première ligne de défense

Elle est composée d'un certain nombre de mesures prises par les opérateurs du réseau électrique dans les centres de conduite lors d'incidents, quand la dynamique du phénomène le permet : les incidents concernés sont les cascades de surcharges et les écroulements de tension. Ces actions d'urgence permettent de rétablir au plus tôt le réseau dans une situation viable. Elles sont données ci-dessous :

- l'action sur les consignes de production active et réactive des groupes de production ;
- l'action sur les régleurs en charge, soit par un blocage manuel, soit par la diminution de la tension de consigne, pour diminuer les appels de puissances active et réactive sur le réseau de transport et stopper les éventuels écroulements de tension ;
- en dernier recours, le délestage manuel d'une partie de la consommation.

b) Seconde ligne de défense

Elle est constituée d'un ensemble de protections spécifiques à actions automatiques installées sur le réseau électrique. Elles permettent de lutter contre les incidents majeurs à dynamique rapide, telles que les chutes de fréquence ou les ruptures de synchronisme.

1.3 Pratiques internationales

Nous présentons ici les pratiques utilisées dans les différentes compagnies électriques. Les barrières de défense utilisées sont de deux types, en accord avec la philosophie de chaque compagnie électrique en matière de défense, selon qu'elle tienne à se protéger d'un phénomène d'écroulement ou d'un incident en particulier.

1.3.1 Surcharges, cascades de surcharges

La protection des lignes contre les surcharges ne relève pas d'une approche par phénomène dans le cas de réseaux maillés. En effet, on ne sait pas évaluer, à l'aide d'une grandeur classique de réseau, un risque de surcharge. Il faut citer, dans cette problématique, les réseaux français et japonais, qui font partie des très rares réseaux à être équipés de protections contre les surcharges de lignes. En France, toutes les lignes du réseau de transport en sont équipées ; au Japon, seules les lignes des axes principaux le sont. Soulignons qu'il s'agit bien d'une protection de l'ouvrage lui-même, et que son

fonctionnement ne résout pas a priori les problèmes qui pourraient apparaître sur le réseau.

La protection des zones les plus contraignantes est quant à elle réalisée à l'aide d'automates de types SPS (Spécial Protection Schème), pour résoudre les problèmes rencontrés par le réseau.

Les principales actions peuvent être :

- délestage de consommation en cas de surcharge sur certaines lignes (système des sections critiques utilisé en Italie) ;
- déclenchement de moyens de protection proches pour lever les contraintes de surcharge sur des interconnexions importantes (automates de la Vallée du Rhône, automate de St-Vulbas, en France) ;
- voir les deux actions conjuguées : déclenchement de production ou de charge en cas de surcharge sur les lignes d'évacuation des centrales, comme au Canada.

1.3.2 Ecrolements de tension

Deux mesures sont utilisées par les pays qui ont le souci de minimiser la gêne de leurs clients et font office de formes " douces " de délestage de consommation :

- le blocage automatique des régleurs en charge se généralise (Canada, Finlande, France) ; cela permet d'enrayer le processus d'écrolement ;
- la baisse de 5 % sur la tension de consigne des transformateurs MT aide au rétablissement d'une situation de réseau correct car elle limite les appels d'énergie réactive sur les réseaux de transport ou de répartition.

Enfin, en dernier recours, on peut utiliser le délestage automatique sur critères de tension, notamment au Canada. L'un des soucis majeurs est la tenue de la tension. Cette mesure n'est pas automatique en France, mais laissée à l'appréciation et au soin du dispatcher.

1.3.3 Chutes de fréquence

Face à un écrolement de fréquence, le délestage fréquentométrique a pour but de rétablir l'équilibre en adaptant la consommation à la production disponible. Le délestage est opéré sélectivement, principalement sur les départs de distribution, sur critères de fréquence et/ou de sa dérivée.

Le critère de fréquence est une mesure qui est pratiquée dans la plupart des compagnies. Par contre, selon les problèmes rencontrés, les seuils de délestage, en nombre, en valeur et en volume différent :

- le volume de délestage peut aller de 20% à 60% de la consommation globale ;
- le nombre de seuils peut aller de quatre à une vingtaine.

Quel que soit le réglage des seuils de délestage, il est important de ne pas temporiser l'action de délestage. En effet, le phénomène d'écroulement de fréquence étant très rapide, on risquerait alors d'être obligé de solliciter des seuils de délestage non nécessaires, donc de couper inutilement de la clientèle.

Pour EDF, les seuils de délestage sont fixés comme suit :

- 49 Hz, 15 % de la consommation totale,
- 48,5 Hz, 15% de la consommation totale,
- 48 Hz, 15% de la consommation totale,
- 47,5 Hz, 15% de la consommation totale.

La tendance observée est de ne pas effectuer de delestage, c'est-à-dire de reconnexion automatique de charge, sur critère de fréquence, afin de maîtriser la fréquence au moment du delestage : avoir une fréquence correcte ne garanti pas que l'on dispose des réserves suffisantes.

On peut noter que certains pays adoptent également un critère de dérivée de fréquence avec des objectifs bien déterminés :

- ajustement du délestage à effectuer au pourcentage près (en Italie, par exemple) ;
- rétablissement plus rapide de l'équilibre production/consommation en délestant, en une fois, l'équivalent du déficit de la zone de la puissance concernée (en Italie également).

1.3.4 Ruptures de synchronisme

En France, EDF a retenu une action systématique, rapide et contrôlée contre ce phénomène (utilisation de relais spécifiques sur le réseau), allant de pair avec le verrouillage des protections de distance équipant les ouvrages de transport (antipompage). C'est-à-dire que le fonctionnement de ces protections est bloqué afin d'éviter leur déclenchement anarchique lors des régimes de rupture de synchronisme, empêchant ainsi une séparation non maîtrisée et non sélective de zones du réseau.

D'autres compagnies, comme au Japon, ont une approche mixte et installent des dispositifs spécifiques aux points névralgiques de leur système (lieu d'interconnexion entre grandes zones du système), voire SPS (Spécial Protection Scheme) qui agissent sur reconnaissance d'évènements particuliers entraînant la perte de synchronisme à un endroit bien identifié. Il existe :

- des SPS préventifs : au Japon, certains systèmes basés sur les mesures de phase anticipent les ruptures de synchronisme, en séparant le système en fonction de l'équilibre production/consommation, voire en délestant de la consommation ;
- des SPS curatifs : ces systèmes séparent le réseau en deux selon une frontière

prédéterminée, délestant de la consommation ou de la production pour rétablir l'équilibre.

En revanche, les 10 à 20 % des compagnies qui ont une approche globale vis-à-vis de ce phénomène adoptent le raisonnement suivant.

La rupture de synchronisme n'affecte pas généralement un groupe isolé, mais un ou plusieurs sites de production. L'ensemble des groupes de production de ces sites, qui tournent à une vitesse identique, mais différente de celle du reste du réseau, constitue une " zone électriquement homogène ". Déclencher les groupes affectés n'est pas la meilleure solution, car :

- il n'existe pas de critères locaux sûrs, permettant de reconnaître le phénomène groupe par groupe ;
- l'action serait trop grave pour le reste du système, vu le fort déficit de production généré.

C'est pourquoi ces compagnies préfèrent, au niveau du réseau, séparer l'ensemble de la zone affectée du reste du système. Ces compagnies mettent en œuvre des protections spécifiques (out-of-step relays) pour lutter contre ce phénomène et n'utilisent les protections des groupes qu'en secours au cas où les premières n'auraient pas correctement fonctionné. Ces protections spécifiques fonctionnent sur la base de critères divers et généralement propres aux compagnies. Il existe de relais sur critères d'impédance apparente, de phase de la tension et de battements de tension pour déclencher au bout d'un nombre de battements prédéfinis assurant le meilleur compromis entre la rapidité et la sélectivité.

1.4 Reprise de service

La reprise de service ne fait pas partie d'un plan de défense. Mais ces deux concepts sont fortement liés, puisque l'un des objectifs du plan de défense est de réduire le temps de retour à un service normal. On évoquera donc dans ce paragraphe les étapes de la reprise de service.

– a) **Première étape**

C'est la réalisation d'un bilan du réseau :

- se rendre compte de la profondeur et de l'étendue géographique de l'incident ;
- se rendre compte des groupes, des ouvrages de transport qui sont encore disponibles.

– b) **Deuxième étape**

Si le réseau est complètement hors tension, il faudra, donc identifier les moyens de production permettant de remettre certaines parties du réseau sous-tension. En effet,

certaines groupes ont besoin d'un apport de tension extérieur pour se reconnecter au réseau.

– c) **Troisième étape**

Elle consiste en une remise sous-tension progressive des ouvrages du réseau de transport, en évitant toute surtension et les phénomènes délicats comme la ferrorésonance, tout en vérifiant, en permanence, que la reprise de service se fait en toute sécurité (gestion des surcharges, tenue de tension) pour éviter tout nouvel écroulement.

1.5 Evaluation du risque du blackout

En se basant sur l'historique du blackout survenu sur le réseau algérien le 03 Février 2003, on constate que le déficit de puissance de 350 MW dans la production nationale était la cause principale du déclenchement de la panne.

Vu le manque de réserve de puissance dans le réseau électrique algérien et la non réalisation de nouvelles centrales depuis l'événement, l'incapacité de l'interconnexion avec le Maroc (réglage automatique à 300 MW), une éventuelle perte d'une puissance équivalente pourrait alors provoquer la panne de nouveau.

Pour le travail qui suit, on a pris alors la puissance seuil (350 MW) comme une variante et on a calculé les probabilités de panne des différentes combinaisons de perte de groupes qui conduisent à la perte de cette puissance de seuil.

L'application de la loi binomiale pour le calcul de la probabilité de défaillance des centrales de production d'énergie du réseau électrique d'Algérie nous a donné les résultats présentés dans le tableau suivant :

Exemple d'application

$$P_k = C_N^k \cdot p^k \cdot q^{N-k} \text{ (Loi binomiale);}$$

P_k : probabilité de perte de k groupes ;

N : nombre de groupes de la centrale ;

k : nombre de groupes hors service ;

p : probabilité de non fonctionnement de chaque groupe ;

q : probabilité de fonctionnement.

Pour le calcul qui suit, on a pris $p = 0.02$ ce qui donne $q=0.98$

Centrale de Hamma 2

2 groupes de 209 MW

$$\text{Puissance installée} = 2 \cdot 209 = 418 \text{ MW} > 350 \text{ MW}$$

$$P_2 = C_2^2 \cdot p^2 \cdot q^{2-2} = (0.02)^2 = 0.0004 \text{ (probabilité de perte de deux groupes)}$$

$$P_1 = C_2^1 \cdot p^1 \cdot q^1 = 2 \cdot 0.02 \cdot 0.98 = 0.0392 \text{ (probabilité de perte d'un groupe)}$$

Centrale de Hamma 2 (2x209MW)

Nombre de groupes perdus	Autres groupes perdus	Puissance perdue (MW)	Probabilité de panne
Deux groupes de Hamma 2		418	0.0004
Un groupe	Un groupe de Marsat	405	0.00361
	Un groupe de Marsat	405	0.002258
	Centrale de Skikda	471	0.00001568
	Deux groupes de M'sila 2	409	0.00004609
	Deux groupes de Tiaret 2	409	0.000004609
	Centrale de Hassi-Messaoud nord 2	409	0.00001568
	Centrale de Tilghemt	409	0.00001568
	Probabilité totale		0.006365739

1.6 Réseaux de distribution

Le domaine des réseaux de distribution s'étend depuis les postes sources alimentés par les réseaux haute tension (HT) en 60 kV ou plus jusqu'aux abonnés alimentés en moyenne tension (MT) ou en basse tension (BT).

En allant de l'amont vers l'aval, on rencontre : les sources HT/MT, les lignes aériennes et les câbles souterrains MT, les postes de distribution publique MT/BT, mixte ou des postes clients MT, les réseaux BT triphasés à 4 fils et les branchements monophasés ou triphasés.

La gêne ressentie par la clientèle provient d'incidents ou de défauts affectant les différents niveaux de tension.

Dans de ce chapitre, nous présentons les structures et les protections des réseaux pour les différents niveaux de tension. Il s'agit du réseau MT 10kV de la ville d'Alger et du réseau MT 30kV de la ville de Béjaia. Les méthodes de recherche de défauts avec les différentes stratégies de réalimentations ont été introduites et constituent des points importants dans l'exploitation des réseaux électriques.

1.6.1 Présentation des réseaux de distribution

Le poste HT/MT

Le schéma le plus classique d'un tel poste est donné à la figure (1.2). Les différentes fonctions d'exploitation sont assurées par des automatismes (régulation de tension, basculement automatique d'un départ sur un autre, cycles de réenclenchement des disjoncteurs,

délestage sur baisse de fréquence, etc) ou par des télécommandes depuis les bureaux de conduite ou depuis les véhicules des agents d'exploitation (notamment télécommandes des disjoncteurs MT) [29].

Le raccordement aux jeux de barres HT se fait, en général, par l'intermédiaire d'un sectionneur à rupture brusque. Dans les grands postes, on utilise assez souvent un disjoncteur.

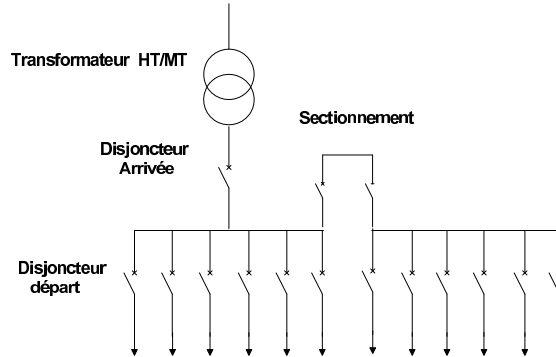


FIG. 1.2 – Schéma d'un poste HT/MT classique (Avec un disjoncteur d'arrivée)

1.6.2 Les postes moyenne tension/basse tension (MT/BT)

Les postes de transformateurs MT/BT alimentés par les réseaux ruraux sont réalisés suivant deux techniques différentes selon la puissance du transformateur à prévoir [30].

Pour le réseau urbain, le poste MT/BT est le plus souvent au rez de chaussée d'un immeuble ou bien en surface dans un local séparé. Le tableau MT comporte des arrivées câble MT et une cellule de protection transformateur. Le nombre de poste MT/BT à mettre en oeuvre dans une zone urbaine est fonction de la densité de charge, de telle sorte à assurer une desserte sans contraintes BT (thermique ou chute de tension) [30].

1.7 Protection des réseaux de distribution

Les réseaux de distribution moyenne tension sont protégés des défauts qui peuvent les affecter par un ensemble cohérent de protections et d'automatismes dont les fonctions consistent à : détecter la présence d'un défaut, identifier l'ouvrage atteint, commander les organes de coupure concernés et assurer un haut niveau de sûreté de fonctionnement. Le plan de protection doit s'adapter à l'évolution des réseaux (l'accroissement des longueurs de câbles souterrains, l'évolution du régime de neutre) et aux exigences croissantes de la clientèle en matière de qualité. Il devra tirer profit des évolutions technologiques récentes [31].

Les défauts peuvent avoir plusieurs conséquences tels que : l'échauffement dans les conducteurs (particulièrement dans les câbles souterrains MT), les destructions provoquées par l'arc, l'explosion des disjoncteurs et les chutes de tension.

1.8 Présentation des réseaux de distribution étudiés

1.8.1 Réseau 10 kV de la ville d'Alger

Le réseau 10 kV de distribution de la ville d'Alger est constitué d'un ensemble de postes de transformation HT/MT d'où partent des départs qui alimentent les consommateurs par le biais des postes MT/BT publiques, mixtes et de livraisons, plantés le long de chaque départ. L'exploitation est réalisée en boucle ouverte (départs radiaux) où les éléments (postes MT/BT et les tronçons de câbles) sont en série. Nous soulignons la possibilité de bouclage entre postes HT/MT pour un éventuel secours.

Poste HT/MT AMIRAUTE (N° 594)

Le choix s'est fait sur le poste Amirauté, car il est le point le plus chaud de l'exploitation, de part sa situation, ses charges et l'importance de la clientèle desservie. Ce poste a déjà fait l'objet d'un incendie. Sa suppression durant cette période et son remplacement par un poste Skid n'a été qu'une solution provisoire. Sa rénovation est une priorité absolue pour la compagnie. La puissance mise à disposition est de 25 MVA qui reste à l'heure actuelle insuffisante. Ce poste est soulagé par le poste Tafourah et Ain-Benyen comme indiqué sur sa courbe de charge annuelle [32].

Le schéma unifilaire du poste source HT/MT Amirauté est donné à la figure (1.3). On a un transformateur et sa cellule de protection, deux demi- rames avec leur protection, deux jeux de barres et les départs MT [32].

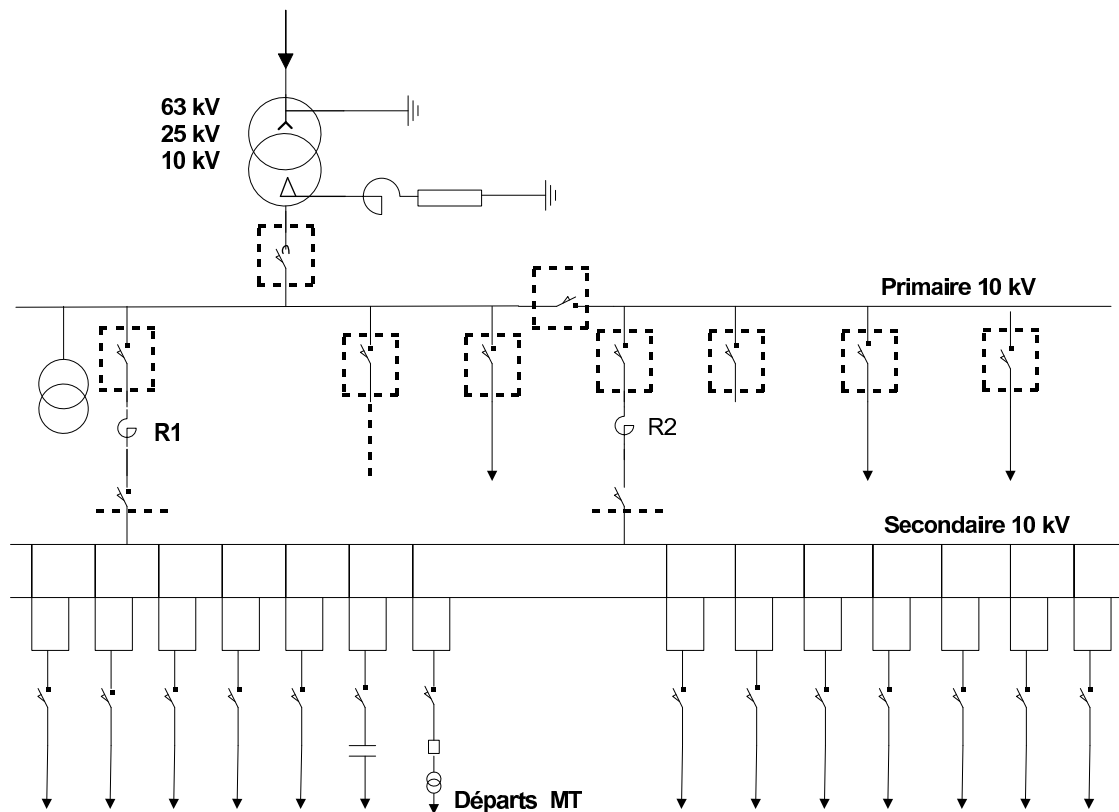


FIG. 1.3 – Schéma unifilaire du poste source HT/MT (Amirauté)

1.8.2 Réseau de distribution 30 kV de la ville de Béjaïa

Le réseau MT de la ville de Béjaïa est alimenté par le poste de transformation 60/30 kV, installé en 1952 et conçu pour assurer la répartition en 30 kV. En 1976, une ligne d'alimentation de 60 kV venant de Darguina lui a été raccordée. En 1982, une seconde ligne provenant du poste de transformation d'El- Kseur a été connectée à la ligne déjà citée.

Le réseau se présente pour sa partie moyenne tension suivant le schéma de la figure (1.4). On rencontre la cellule d'arrivée HT, les cellules transformateurs, les cellules de départs MT ainsi que les postes MT, les postes MT/BT et les tronçons de câbles et parfois des tronçons de lignes aériennes structurés en coupure d'artère.

La partie MT est constituée de deux demi-rames raccordées par l'intermédiaire d'un sectionneur. A chacune de ces dernières sont raccordés six départs. Les six départs de la première demi-rame sont : V_1 (ville 1), Tichy, Sopeg, Snib, V_2 (ville 2) et Z_2 (zone 2). Ceux de la deuxième demi-rame sont : ENCG, Cevital, EKS, V_3 (ville 3), Z_1 (zone 1) et V_4 (ville 4).

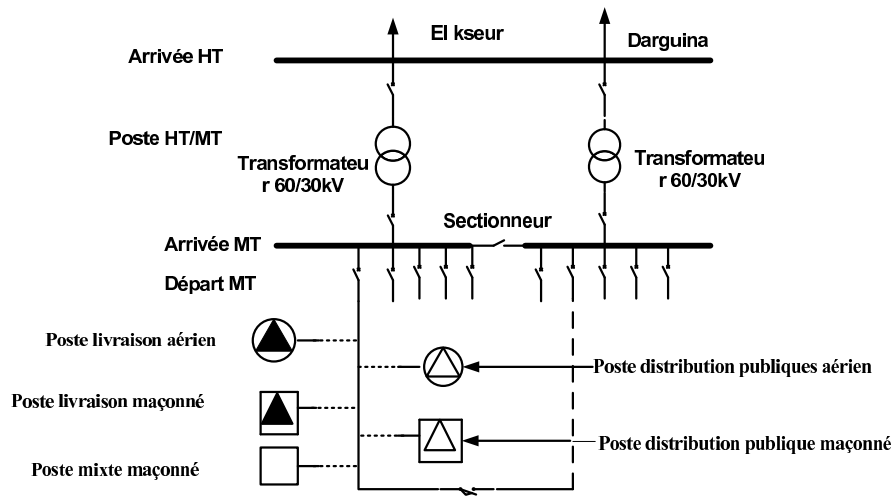


FIG. 1.4 – Organisation des équipements d'un réseau électrique

En tête de chaque départ, on trouve un disjoncteur principal. Les départs sont constitués de tronçons de câbles et de postes, disposés en série.

1.9 Recherche de défauts

Une des opérations les plus importantes dans l'exploitation des réseaux électriques de distribution est la recherche de défauts si ces derniers apparaissent.

La recherche de défauts s'effectue en deux phases successives :

- la recherche du tronçon en défaut.
- la recherche de l'endroit de défaut.

La recherche du tronçon en défaut est la phase la plus délicate. L'expérience du personnel exploitant et la connaissance des points faibles du réseau sont des facteurs à prendre en considération.

La recherche de défauts se fait manuellement, par les déclenchements et les réenclenchements des protections (disjoncteurs) le long du départ affecté.

Pour faciliter cette opération et particulièrement dans les réseaux simples, on introduit la recherche automatique de défauts. En pratique, la mise en oeuvre de la recherche automatique de défauts dans le cas d'un réseau arborescent est longue et difficile. Pour ce faire, on choisit un pas N suivant le nombre de postes du départ ou suivant la longueur du départ. Au fur et à mesure de la recherche du tronçon en défaut, la réalimentation des parties saines s'effectue suivant plusieurs stratégies [33].

1.9.1 Stratégies de réalimentation

On distingue trois stratégies de réalimentation :

- a) la réalimentation suivant le nombre de postes : Ils s’agit de réalimenter du côté où il y a plusieurs postes en tenant compte de leurs importances ;
- b) La réalimentation suivant la puissance de consommation : Dans ce cas, on réalimente du côté où la demande est la plus importante ;
- c) La réalimentation du côté poste source : Elle consiste à isoler le défaut, le réparer jusqu’à avoir la possibilité de réalimenter du côté poste source. Parmi les stratégies de réalimentation, on retiendra celle qui nous donne les meilleurs indices de fiabilité que nous calculons à l’aide du Logiciel Z.V [33].

Une localisation de défauts est réalisée en plusieurs étapes. Les trois principales sont les suivantes [34] :

- Première étape : elle consiste en la détermination de la nature du défaut et l’appréciation de la distance du point d’injection (extrémité de mesure) au défaut, par une méthode de boucle ou une méthode échométrique.
- Deuxième étape : elle consiste en la recherche, si nécessaire, du tracé du câble par une méthode du champ magnétique.
- Troisième étape : elle consiste en la localisation précise de l’endroit de défaut. Comme cité précédemment, des manœuvres sur organes de coupure ont permis d’isoler la partie en défaut et de remettre sous tension les parties saines.

1.9.2 Amélioration de la recherche de défauts

Pour améliorer la recherche de défauts, l’entreprise peut équiper son réseau d’indicateurs de court-circuits, comme indiqué à la figure (1.5). Cette technique est déjà utilisée depuis plus d’une décennie dans plusieurs réseaux de pays développés (EDF, Réseau allemand). Elle permet de réduire le temps de la recherche de défaut et par conséquent la durée totale de coupure, ainsi que l’énergie non distribuée. Elle permet également de réduire le nombre d’enclenchements et de déclenchements du départ sujet à un défaut. Ceci implique la réduction des efforts mécaniques sur les protections.

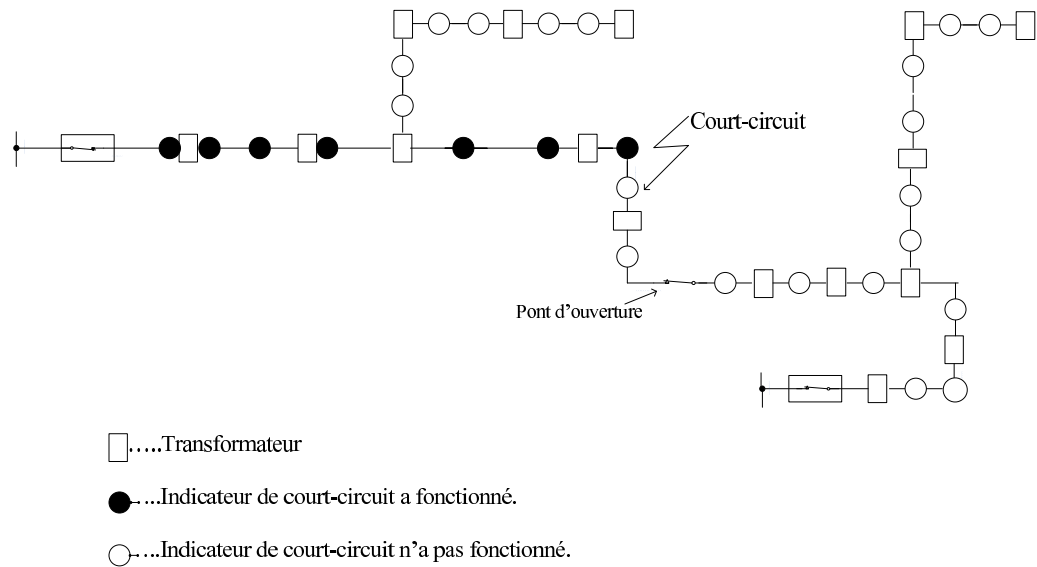


FIG. 1.5 – Schéma d'un réseau avec des indicateurs de court-circuits

Conclusion

Quelles que soient les règles commerciales et l'organisation du secteur électrique recon- nues, la production et le réseau forment un ensemble techniquement insécable. Ce système peut être confronté à chaque instant à un incident généralisé. Pour limiter le nombre de ces incidents et leurs conséquences, le gestionnaire du réseau dispose de plusieurs leviers qui correspondent au compromis coût-risque qu'il est prêt à prendre.

Les mesures préventives permettent de rendre les risques résiduels d'écroulement aussi faibles que possible, par une bonne conception et un bon entretien des ouvrages, des protections et automates. Cela est vrai en particulier pour l'ouvrage de production, les automates et les protections adéquates, qui doivent agir avec précaution et sûreté.

Les mesures curatives, dans les cas exceptionnels où le système électrique entre dans la zone de risques résiduels ont des conséquences tel qu'il est sage de prévoir des lignes ultimes de défense.

Un aperçu général a été donné sur les différents niveaux de tensions et les préoccupations de l'exploitant des réseaux électriques. Ces préoccupations varient selon ces derniers et que la finalité reste la même, assurer la continuité de service dans de bonnes conditions. Cette noble tâche exige la connaissance des outils de prévention de défauts, leur détection et leur élimination s'ils apparaissent.

CHAPITRE 2

Formulations et définitions des fonctions et paramètres utilisés en fiabilité des systèmes

Introduction

L'intérêt accordé au développement de la sûreté de fonctionnement des systèmes passe impérativement par la définition et la connaissance des formulations de leurs différentes constituantes et de leurs paramètres. Deux types de distributions sont souvent utilisées en fiabilité des systèmes électriques, à savoir : la loi exponentielle et la loi de Weibull. La première est basée sur plusieurs hypothèses simplificatrices et conduit à l'introduction de la méthode de Markov dans la modélisation stochastique. La deuxième loi considérée et celle de Weibull, jugée flexible et générale. Elle constitue une alternative liée directement à une nouvelle approche, qui est celle de Weibull-Markov.

Un rappel sur les indices classiques est donné quant à l'évaluation de la fiabilité en termes de valeurs moyennes.

Le test de Kolmogorov- Smirnov a été aussi introduit pour juger la validité d'acceptation ou de rejet d'une distribution lors du processus d'ajustement [?].

2.1 Définitions

Souvent, la représentation des diagrammes de fiabilité fait ressortir ce qui suit :

- Etat-binaire : Fonction d'un équipement qui admet deux états : panne (échec) ou fonctionnement (succès).

- Multi-états : Fonction d'un équipement qui peut être dans l'un des états suivant : succès complet, succès partiel, ou panne (échec).
- Défaillance majeure : C'est une défaillance catastrophique qui cause la cessation complète d'une fonction. Un tel mode de défaillance se produit dans un équipement à état-binaire.
- Défaillance mineure : C'est une perte partielle d'une fonction. Ce mode de défaillance se produit dans un équipement à multi-états (dégradation).

2.1.1 Fonction Densité de Probabilité (PDF)

Soit X une variable aléatoire (v.a) continue. A chaque valeur t de X , on associe une probabilité :

$$P(t < X \leq t + dt) = f(t)dt$$

$f(t)$ s'appelle fonction densité de probabilité ou pdf (Probability Density Function) de la v.a X . Elle a une valeur finie :

$$f(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P(t < X \leq t + dt)}{dt}$$

2.1.2 Fonction de Distribution Cumulée (CFD)

La CDF (Cumulative Distribution Function), notée, $F(t)$ est la probabilité de défaillance de l'équipement avant l'instant t ou la probabilité de défaillance dans l'intervalle $[0, t]$. Mathématiquement, elle est définie par :

$$F(t) = P(X \leq t) = \int_{-\infty}^t f(t)dt \quad (2.1)$$

L'équation (2.1) est équivalente à

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (2.2)$$

Si le temps jusqu'à la défaillance est exponentiellement distribué de paramètre λ , la PDF et la CDF sont respectivement :

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t), t \geq 0 \quad (2.3)$$

$$F(t) = \int_0^t \lambda \exp(-\lambda t) dt = 1 - \exp(-\lambda t), t \geq 0 \quad (2.4)$$

Si le temps jusqu'à la défaillance est distribué suivant la loi de Weibull de paramètres β , η et γ , la PDF et la CDF sont respectivement :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left(- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right); \quad (2.5)$$

$$F(t) = 1 - \exp \left(- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right); \quad (2.6)$$

2.1.3 Fiabilité

La fiabilité est l'aptitude d'un système à accomplir une fonction (ou mission) donnée durant une période déterminée dans des conditions spécifiées d'exploitation.

On appelle fonction de fiabilité de la variable aléatoire X , la probabilité de bon fonctionnement continu durant $[0, t]$; on la note $\bar{F}(\cdot)$ ou $R(\cdot)$ et elle est donnée par :

$$\bar{F}(t) = 1 - F(t) = P(X > t) = \int_t^{\infty} f(t)dt \quad (2.7)$$

De (2.4) et (2.7), la fonction de fiabilité suivant la distribution exponentielle est :

$$\bar{F}(t) = \exp(-\lambda t), t \geq 0. \quad (2.8)$$

De (2.6) et (2.7), la fonction de fiabilité suivant la distribution de Weibull est :

$$\bar{F}(t) = \exp \left(- \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta} \right) \quad (2.9)$$

2.1.4 Taux de défaillance

La notion de taux de défaillance¹ ou risque de panne est fondamentale en théorie de fiabilité en particulier pour les distributions de survie.

Le **taux de défaillance**, $\lambda(t)$ est la probabilité pour qu'un élément tombe en panne au cours de $[t, t + x]$, sachant qu'il a fonctionné sans défaillance jusqu'à la date t . Il est donné par

$$\lambda(t) = \lim_{x \rightarrow 0} \frac{1}{x} \frac{F(t+x) - F(t)}{1 - F(t)} = \lim_{x \rightarrow 0} \frac{1}{x} \frac{\bar{F}(t) - \bar{F}(t+x)}{\bar{F}(t)}. \quad (2.10)$$

Si F est dérivable, on aura :

$$\lambda(t) = \frac{-\bar{F}'(t)}{\bar{F}(t)} = \frac{f(t)}{\bar{F}(t)}. \quad (2.11)$$

En intégrant l'équation différentielle (2.11), la fonction de fiabilité s'écrira

$$\bar{F}(t) = \exp \left\{ - \int_0^t \lambda(u)du \right\}. \quad (2.12)$$

¹On l'appelle aussi intensité de défaillance.

La fonction $\lambda(t)$ est définie ci-après par :

$$\lambda(t) = \int_0^t \lambda(u) du = \log(1/\bar{F}(t)) \quad (2.13)$$

s'appelle **fonction de risque** ou fonction de hasard (hazard function). Elle représente le taux de défaillance cumulé jusqu'à l'instant t .

De (2.3), (2.8), et (2.14), le taux de défaillance suivant la distribution exponentielle est :

$$\lambda(t) = \lambda \quad (2.14)$$

De (2.5), (2.9) et (2.15), le taux de défaillance suivant la distribution de Weibull est :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1}. \quad (2.15)$$

En général, il y a trois types de distribution de taux de défaillance : (DFR) distribution à taux défaillance décroissant, (CFR) distribution à taux de défaillance constant et (IFR) distribution à taux de défaillance croissant. La figure (2.1) montre la fonction classique de taux de défaillance en baignoire, modélisant les trois phases de la vie d'un élément :

- Période de jeunesse où $\lambda(t)$ est décroissant.
- Période de maturité où $\lambda(t)$ est pratiquement constant.
- Période de vieillesse où $\lambda(t)$ est croissant.

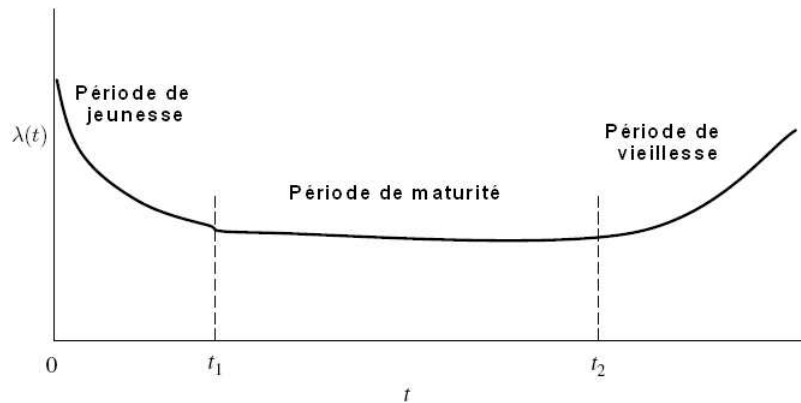


FIG. 2.1 – Courbe en baignoire de la fonction taux de défaillance

2.1.5 Fonction taux de défaillance cumulé

La fonction taux de défaillance cumulé, notée $H(t)$ est définie par :

$$H(t) = \int_{-\infty}^t \lambda(t) dt \quad (2.16)$$

Pour la distribution exponentielle :

$$H(t) = \lambda t, t \geq 0, \quad (2.17)$$

Pour la distribution de Weibull :

$$H(t) = \left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta, t > 0 \quad (2.18)$$

$H(t)$ est une fonction non décroissante. La figure (2.2) décrit $H(t)$ lié aux classes de distributions DFR, CFR, et IFR. Les formes de $H(t)$ pour DFR, CFR et IFR sont convexes.

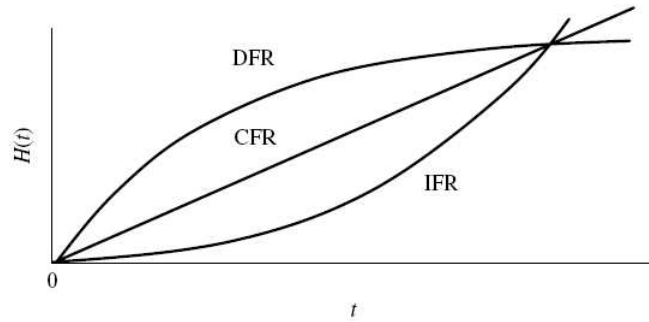


FIG. 2.2 – Taux de défaillance cumulé correspondant à DFR, CFR et IFR

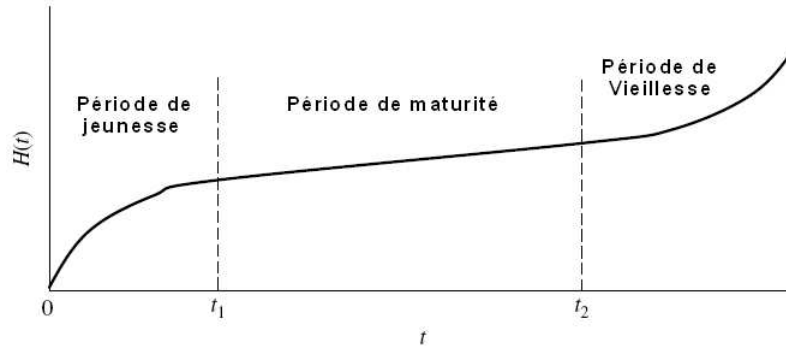


FIG. 2.3 – Taux de défaillance cumulé correspondant au taux de défaillance de la courbe en baignoire

2.1.6 Temps moyens

Temps moyen de bon fonctionnement

C'est le temps moyen jusqu'à la panne qui correspond à l'espérance mathématique de la durée de vie X . On le note MTTF : Mean Time to Failure. Il est donné par :

$$MTTF = \mathbb{E}(X) = \int_0^{\infty} tf(t)dt = \int_0^{\infty} (1 - F(t))dt = \int_0^{\infty} \bar{F}(t)dt \quad (2.19)$$

Pour la distribution exponentielle, le MTTF est :

$$MTTF = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t)dt = \frac{1}{\lambda} \quad (2.20)$$

Pour la distribution de Weibull, le MTTF est :

$$MTTF = \gamma + \eta\Gamma(1 + \frac{1}{\beta}); \quad (2.21)$$

Durée moyenne de vie résiduelle

C'est le temps moyen résiduel de panne correspondant à l'espérance de survie à la date t , noté $\mathbb{E}(X_t)$. Il est défini comme le MRTF : Mean Residual Time to Failure et exprimé en fonction de la fiabilité, par

$$MRTF = \mathbb{E}(X_t) = \frac{1}{\bar{F}(t)} \int_t^{\infty} \bar{F}(t)dt \quad (2.22)$$

2.2 Maintenabilité

La maintenabilité est l'aptitude (probabilité) d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir la fonction requise lorsque la maintenance est réalisée dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits.

Elle joue un rôle important sur le plan économique, technologique et humain. Il ne s'agit plus, de se limiter à l'entretien ou de subir la panne. Il faut au contraire parvenir à la maîtriser et à la prévenir. Pour cela, il est prépondérant ou recommandé d'agir le plus en amont possible en tenant compte des contraintes ou des facteurs influants sur l'intégrité du système.

La maintenabilité permet de réduire les durées de pannes et leurs coûts. Elle caractérise la facilité à remettre ou à maintenir un équipement en bon état de fonctionnement.

La fonction maintenabilité $M(t)$ d'un dispositif est une fonction non décroissante de t , elle est donnée par :

$$M(t) = P(\text{que le dispositif soit réparé avant } t) \quad (2.23)$$

Taux de réparation d'un dispositif $\mu(t)$ est la densité de probabilité pour qu'il soit remis en service entre les instants t et $t + dt$ sachant qu'il était en panne à l'instant t . D'où :

$$\mu(t) = -\frac{1}{1 - M(t)} \frac{dM(t)}{dt} = \frac{g(t)}{1 - M(t)} \quad (2.24)$$

avec

$$g(t) = \frac{dM(t)}{dt} \quad (2.25)$$

$g(t)$ est la densité de probabilité de réparation. Elle est généralement ajustée par une distribution exponentielle ou log-normale.

La moyenne des temps de réparation peut être définie par :

$$MTTR = \int_0^{\infty} tg(t)dt = \int_0^{\infty} [1 - M(t)]dt \quad (2.26)$$

2.3 Disponibilité

La Disponibilité est l'aptitude d'une entité, sous les aspects combinés de sa fiabilité, maintenabilité et de l'organisation de maintenance, à être en état d'accomplir une fonction requise, dans des conditions de temps déterminées.

D'une façon générale, la disponibilité $A(t)$ d'un équipement au temps $t > 0$, est la probabilité pour que ce dernier fonctionne au temps t , sous des conditions données.

$$A(t) = P(\text{que l'équipement est non défaillant à l'instant } t) \quad (2.27)$$

On entend par disponibilité opérationnelle, la quantité :

$$A_{op} = \frac{MUT}{MUT + MDT} = \frac{MUT}{MTBF} \quad (2.28)$$

Où :

MUT : est la durée moyenne de bon fonctionnement après réparation.

MDT : est la durée moyenne de défaillance comprenant la détection de la panne, la durée d'intervention, le temps de la réparation et le temps de remise en service.

MTBF : est le temps moyen entre deux défaillances d'un système réparable.

2.4 Maintenance

La maintenance est définie comme étant l'ensemble des activités destinées à maintenir ou à rétablir un bien dans un état ou dans des conditions données de sûreté de fonctionnement, pour accomplir une fonction requise. Ces activités sont une combinaison d'activités techniques, administratives et de management. D'une manière générale on peut distinguer deux grandes formes de maintenance : corrective et préventive.

Maintenance préventive

La maintenance préventive permet de remplacer les pièces qui se dégradent par suite d'usure, de fatigue, etc, avant qu'elle ne provoquent une défaillance. Ces pièces présentent un taux de défaillance croissant avec l'âge. La détermination de la durée entre remplacement nécessite la connaissance de la distribution des durées de vie. Elle fait appel à la théorie de renouvellement.

On distingue plusieurs politiques de maintenance préventive, à savoir : la maintenance systématique, la maintenance conditionnelle et la maintenance prévisionnelle.

Maintenance corrective

C'est un ensemble d'activités réalisées après la défaillance d'une entité, ou la dégradation de sa fonction, pour lui permettre d'accomplir une fonction requise, au moins provisoirement.

La maintenance corrective comprend en particulier : la localisation de la défaillance et son diagnostic, la remise en état avec ou sans modification et le contrôle du bon fonctionnement.

On distingue deux types de maintenance corrective, à savoir : la maintenance palliative et la maintenance curative.

2.5 Classes de distributions continues

Elles expriment une propriété qualitative d'un équipement à l'image de la jeunesse, de la maturité et la la vieillesse. On dit qu'une fonction de distribution F de moyenne finie μ appartient à l'une des classes ci - dessous si elle satisfait les conditions pour chaque cas.

2.5.1 La classe IFR (DFR)

On dit que F est une fonction de distribution à taux de défaillance croissant "IFR" (décroissant "DFR") si :

$$\bar{F}_t(x) = \frac{\bar{F}(x+t)}{\bar{F}(x)} \text{ est décroissante (resp croissante) en } t; \forall t \geq 0; x \geq 0 \quad (2.29)$$

2.5.2 La classe IFRA (DFRA)

Une durée de vie X de taux de défaillance λ , est dite "IFRA", ("DFRA"), ou à taux de défaillance croissant (décroissant) en moyenne, si elle vérifie l'une des propriétés équivalentes suivantes :

- i) La fonction qui à $t \geq 0$ associe : $(-\frac{1}{t})\log(\bar{F}(t))$ est croissante (décroissante) en t ,
- ii) La fonction $\bar{F}(t)^{1/t}$ est décroissante (croissante) en t ,
- iii) $\forall t \geq 0, \forall a \in [0, 1], \bar{F}(at) \geq (\text{resp } \leq) \bar{F}(t)^a$.

2.5.3 La classe NBU (NWU)

NBU (NWU) signifie qu'un élément neuf est meilleur (pire) qu'un élément usagé.

On dit que la distribution F est NBU (NWU) si :

$$\bar{F}(x+y) \leq (\text{resp } \geq) \bar{F}(x) \cdot \bar{F}(y) \text{ pour } x \geq 0, y \geq 0 \quad (2.30)$$

On peut écrire aussi :

$$\bar{F}_y(x) = \frac{\bar{F}(x+y)}{\bar{F}(y)} \leq (\geq) \bar{F}(x), \forall x \geq 0 \text{ et } y \geq 0.$$

i.e. La fiabilité d'un élément usagé d'âge y est inférieure à celle d'un élément neuf.

2.5.4 La classe DMRL (IMRL)

On dit que F est IMRL (DMRL) si [35] :

$$\mathbb{E}(X_t) = (1/\bar{F}(x)) \int_t^\infty \bar{F}(u) du \text{ est croissante (resp décroissante) en } t \quad (2.31)$$

2.5.5 La classe NBUE (NWUE)

NBUE (NWUE) [36], signifie qu'un élément neuf est meilleur (pire) qu'un élément usagé en moyenne.

On dit que la distribution F est **NBUE (NWUE)** si :

$$\int_t^{\infty} \bar{F}(x) dx \leq (\geq) \mu \bar{F}(t), \text{ pour } t \geq 0 \quad (2.32)$$

Cette expression est équivalente à :

$$\mathbb{E}(X_t) \leq (\geq) \mathbb{E}(X)$$

Où $\mathbb{E}(X_t)$: est la moyenne de la durée de vie résiduelle d'un élément d'âge t . La moyenne de la durée de vie résiduelle d'un élément d'âge t est inférieure à celle d'un élément neuf.

2.5.6 La classe **HNBUE (HNWUE)**

Les classes de distribution d'âge **HNBUE (HNWUE)** ont été introduites par Rolski (1975) et étudiées par Klefsjö (1981, 1982) [37].

Soient une distribution d'âge F et sa distribution de survie $\bar{F} = 1 - F$ avec la moyenne μ finie. F est dite "HNBUE" si :

$$\int_t^{\infty} \bar{F}(x) dx \leq \mu e^{-t/\mu}, \text{ pour } t \geq 0 \quad (2.33)$$

Si l'inégalité inverse est vérifiée alors F est dite "HNWUE"

2.6 Classes de distributions discrètes

On dit que la distribution discrète de probabilité de survie :

$$\bar{P}_k = \sum_{j=k+1}^{\infty} p_j \quad k = 0, 1, 2, \dots (\bar{P}_0 = 1)$$

De moyenne μ : $\mu = \sum_{k=0}^{\infty} \bar{P}_k$ finie est :

1. IFR discrète si :

$$(\bar{P}_k / \bar{P}_{k+1})_{k=0}^{\infty} \text{ est non croissante en } k, k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.34)$$

2. IFRA discrète si :

$$(\bar{P}_k^{1/k})_{k=0}^{\infty} \text{ est non croissante en } k, k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.35)$$

3. NBU discrète si :

$$\bar{P}_j \cdot \bar{P}_k \geq \bar{P}_{j+k} \text{ pour } j, k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.36)$$

4. DMRL discrète si :

$$\sum_{j=k}^{\infty} \frac{\bar{P}_j}{\bar{P}_k} \text{ est décroissante en } k, k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.37)$$

5. NBUE discrète si :

$$\bar{P}_k \cdot \sum_{j=0}^{\infty} \bar{P}_j \geq \sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j; \text{ pour } k = 0, 1, 2, \dots \quad (2.38)$$

Où :

\bar{P}_k : Probabilité de survie de l'équipement à k choc.

2.7 Processus stochastique

2.7.1 Processus de Markov

Etant donné un ensemble d'indices T et un espace probabilisé (Ω, U, P) : On appelle processus stochastique une application de T dans la famille des variables aléatoires définies sur (Ω, U, P) .

Nous utiliserons souvent comme éléments de l'ensemble T le paramètre t désignant le temps.

Les ensembles T et Ω peuvent être discrets ou continus, ce qui engendre 4 types de processus.

Pour chaque éléments ω de Ω , l'application de T dans R qui associe à t le réel $x_t(\omega)$ s'appelle une trajectoire (ou réalisation) du processus.

Lorsque nous utiliserons les processus stochastiques en théorie de la fiabilité, Ω représentera l'ensemble des trajectoires du système étudié dans ses différents états.

Soit un processus stochastique $x_t(t \in T)$ tel que pour toute suite finie $t_1 < t_2 < \dots < t_n < t$ d'éléments de t et pour toute suite finie U_1, U_2, \dots, U_n d'éléments de U on ait :

$$P[x_{t_1} \in U/x_{t_1} \in U_n, x_{t_{n-1}} \in U_{n-1} \dots x_{t_1} \in U_1] = P(x_t \in U/x_{t_1} \in U_n]$$

Un tel processus est dit Markovien. La connaissance de l'état à l'instant t_n résume toute l'histoire du système.

Lorsque l'ensemble Ω des états est discret, ce processus est appelé chaîne de Markov (à paramètre discret si T est discret et à paramètre continu si T est continu).

2.7.2 Processus de Poisson

Supposons maintenant que T soit continu et que l'on s'intéresse au nombre d'événements X_{t_i} s'étant produit jusqu'aux instants t_i ($t_i \in T$).

On suppose que les variables aléatoires représentant les nombres d'événements, se produisant entre deux intervalles disjoints sont indépendantes ; c'est-à-dire que si $t_0 < t_1 \dots < t_n$ alors $(x_{t_1} - x_{t_0}), (x_{t_2} - x_{t_1}), \dots, (x_{t_n} - x_{t_{n-1}})$ sont des variables aléatoires mutuellement indépendantes. On dit que x_i est un processus à accroissement indépendant.

On appelle processus de poisson, un processus à accroissements indépendants tel que :

- a) la variable aléatoire $x_{t_0+t} - x_{t_0}$ ne dépend que de t ,
- b) $P(x_{t_0+\Delta t} - x_{t_0} \geq 1) = \lambda \Delta t + o(\Delta t)$
- c) $P(x_{t_0+\Delta t} > 1) = o(\Delta t)$

Où, $o(\Delta t)$: Est une fonction de Δt telle que :

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{o(\Delta t)}{\Delta t} = 0.$$

La propriété (c) indique que deux éléments ne peuvent se produire simultanément. On montre alors que :

$$P(x_t = k) = \frac{(\lambda t)^k e^{-\lambda t}}{k!} \text{ (Loi de poisson de paramètre } \lambda t \text{)}. \quad (2.39)$$

On montre également que :

- Quel que soit l'instant auquel on se place, la durée qui sépare cet instant du prochain événement est une variable aléatoire de loi exponentielle de paramètre λ ,
- Les durées qui séparent les événements consécutifs sont des variables aléatoires qui suivent cette même loi exponentielle.

2.7.3 Modèles de chocs [38, 39, 40]

Soit un équipement sujet à des chocs et que ces derniers sont commandés par un processus de comptage : $N = \{N(t); t \geq 0\}$. Chaque choc cause un dommage D_i .

Lorsque le dommage cumulé $\sum_{i \leq N(t)} D_i$ excède un seuil critique x , l'équipement est défaillant.

La probabilité que le dispositif fonctionne sans défaillance entre $[0, t]$ ou encore la probabilité pour qu'il survive au-delà de t , est \bar{F} telle que :

$$\bar{F} = \sum_{k=0}^{\infty} P(N(t) = k) \bar{P}_k \quad (2.40)$$

Avec :

$P(N(t) = k)$: la probabilité que l'équipement a subit exactement k chocs.

\bar{P}_k : la probabilité de survie à k chocs, sachant que $1 = \bar{P}_0 \geq \bar{P}_1 \geq \bar{P}_2 \dots; k = 0, 1, 2, \dots$

Plusieurs cas peuvent se présenter sur la nature du processus de comptage N , à savoir :

- Le cas où N est un processus de poisson de taux constant, alors :

$$\bar{F} = \sum_{k=0}^{\infty} \exp(-\lambda t) \frac{(\lambda t)^k}{k!} \bar{P}_k \quad (2.41)$$

- Le cas où N est un processus de poisson non homogène alors :

$$\bar{F} = \sum_{k=0}^{\infty} \exp(-q(t)) \frac{(q(t))^k}{k!} \bar{P}_k \quad (2.42)$$

$q(t)$: est la fonction de la valeur moyenne telle que :

$$q(t) = \int_0^t \lambda(x) dx$$

-Le cas où N est un processus quelconque alors :

$$\bar{F} = \sum_{k=0}^{\infty} a_k(t) \bar{P}_k \quad (2.43)$$

Avec : $a_k(t) = P(N(t) = k)$

Tel que :

$$q_k = \int_0^{\infty} a_k(t) dt = E(U_{k+1})$$

q_k : La durée de vie moyenne.

U_{k+1} : Le temps des inter-arrivées entre les chocs d'ordre k et $k + 1$.

La probabilité \bar{P}_k de survie aux k chocs est considérée en fonction seulement du nombre de choc k , sans considération d'autres dommages aléatoires. Dans les cas où la capacité de résister aux chocs varie d'un choc à un autre d'une manière considérable, alors le seuil critique x doit être vu comme variable aléatoire. Dans ce cas :

$$\bar{F} = \sum_{k=0}^{\infty} P(N(t) = k) F_k^{(k)}(x) \quad (2.44)$$

Avec : $F_k^{(k)} = F_1(x) * F_2(x) * \dots * F_k(x)$ (le produit de convolution de F , k fois) : la probabilité que les dommages cumulés ne dépassent le seuil critique x .

$$\begin{cases} F_0^{(0)} = 1, & x \geq 0 \\ F_0^{(0)} = 0, & \text{ailleurs.} \end{cases}$$

Les modèles de chocs représentent l'un des sujets les plus importants de la théorie de fiabilité. Ils sont employés pour décrire les systèmes qui à des dates aléatoires sont sujets à des chocs de magnitude aléatoire. Plusieurs modèles sont introduits dans la littérature. Parmi eux, le modèle de choc cumulatif, le modèle de choc extrême et le modèle δ choc.

2.7.4 Modèle de choc cumulatif

Le système tombe en panne lorsque la magnitude des chocs cumulés entre dans une certaine région critique donnée. La représentation de ce modèle est :

$$\{X \leq t\} \Leftrightarrow \left\{ \sum_{i=0}^{N(t)} A_i \in Z \right\}$$

Où :

$X \geq 0$: la durée de vie du système,

A_i : magnitude du $i^{\text{ème}}$ choc,

$Z \subset \mathfrak{R}$: région critique de formes suivantes : $[0, z]$, $]z_1, z_2]$, $]-\infty, z[$, ou $]z, \infty[$, où z , z_1 et z_2 sont des constantes fixées appelées les seuils du système,

$N(t)$: le nombre de chocs survenus dans l'intervalle $[0, t]$.

Concernant ce modèle de fiabilité, la propriété de classe de la distribution de la durée de vie est étudiée dans plusieurs références ; voir par exemple Esary et al [41]. Ainsi, les propriétés IFR, IFRA et NBU sont obtenues dans la condition que le processus fondamental est un processus de Poisson homogène. Certains de ces résultats sont étendus par A. Hameed & Proschan [42] au cas d'un processus de Poisson non homogène, pour lequel les propriétés IFR et NBU demeurent valides dans un système série de composants finis. Dans certaines conditions, dans les cas tels qu'un processus de naissance pur non stationnaire, les auteurs discutent les conditions suffisantes d'appartenir à IFRA/DFRA et HNBUE/HNWUE.

2.7.5 Modèle de choc extrême

Le système tombe en panne dès que la magnitude du choc individuel entre dans la région critique.

On suppose que la magnitude du choc n'est pas cumulative, ainsi le modèle de choc extrême est :

$$\{X \leq t\} \Leftrightarrow \{ \min\{i : A_i \in Z\} \leq N(t) \}$$

Shanthikuma & Sumita [43] ont conclu quelques propriétés de la distribution de la durée de vie du système, et ont obtenu la condition suffisante pour laquelle la durée de vie est complètement monotone, NBU, NBUE, ou HNBUE.

La combinaison des deux modèles nous donne le modèle de choc mixte introduit par Gut [44], où le système est supposé tomber en panne soit par le cumul des chocs minimes ou bien par un seul choc majeur, selon celui qui atteint son niveau critique en premier.

Les variables aléatoires suivantes

$$\nu(Z) = \min\{n : S_n \in Z\}, \tau(Z) = \min\{n : A_n \in Z\}$$

représentent le nombre de chocs jusqu'à la panne du système dans le cas cumulatif et extrême respectivement. Les durées de vie correspondantes aux deux cas sont notées par $X_\nu(Z)$ et $X_\tau(Z)$.

La durée de vie de ce système est $X_\kappa(Z)$ avec : $X_\kappa(Z) = \min\{\nu(Z), \tau(Z)\}$

Où :

$$S_n = \sum_{i=1}^n B_i,$$

B_n : l'intervalle du temps entre le $(n - 1)^{\text{ème}}$ et le $n^{\text{ème}}$ choc ou bien entre le $n^{\text{ème}}$ et le $(n + 1)^{\text{ème}}$ choc.

2.7.6 Modèle δ choc

Le système tombe en panne lorsque le délai entre deux chocs successifs entre dans une certaine région critique décidée par δ , paramètre fixé. La représentation de ce modèle est :

$$\{X \leq t\} \Leftrightarrow \{\min\{i : B_i \in C(\delta), i \in N\} \leq N(t)\}$$

avec :

$C(\delta)$: La région critique du système.

Dans le cas d'un système à un seul composant avec $C(\delta) =]0, \delta[$, Li et al [45] ont obtenu la distribution explicite, le moment, les propriétés de NBU/NWU de la durée vie du système et son comportement asymptotique.

Conclusion

Dans ce chapitre, des éléments de fiabilité ont été définis et constituent les paramètres et les fonctions de base des investigations engagées dans les chapitres qui vont suivre. Quant à la notion de modèles de chocs, elle a été introduite pour mieux expliciter certains mécanismes de dégradations dans les systèmes électriques que nous introduisons dans le troisième chapitre.

CHAPITRE 3

Mécanismes de défaillance et processus de dégradation

Introduction

Ces dernières années, la modélisation du comportement des composants/systèmes électriques ne s'est pas limitée à la considération du modèle binaire, fonctionnement-panne. Une attention particulière relative aux traitements des processus de défaillance s'est révélée prépondérante. Elle s'intéresse à l'évolution de ce processus en allant de la première mise en service de l'équipement jusqu'à la panne catastrophique en passant par des états de dégradation successifs, de leurs natures et de leurs conséquences sur la vie de l'équipement considéré.

Dans ce travail, sont traités des mécanismes de défaillances (problème déterministe) et des modèles de dégradations et de chocs (problèmes déterministe et probabiliste).

3.1 Dégradation au niveau des jeux de barres

Comme sur différentes parties du réseau électrique, les jeux de barres sont le siège de pertes d'énergie qui engendrent un échauffement des matériaux. Leurs propriétés électriques, diélectriques, chimiques et mécaniques sont modifiées en conséquence.

Les jeux de barres, traversés par des courants sont soumis aux forces électrodynamiques, dues aux champs magnétiques, qui pour des courants de même sens s'attirent et pour des courants de sens inverse se repoussent. Ces effets se traduisent par des translations des conducteurs et par des efforts de traction, flexion et torsion sur les

supports. Dans le cas de court-circuit, ces forces peuvent conduire aux destructions des supports et des isolateurs.

En général, les conducteurs de jeux de barres sont dimensionnés en fonction de l'intensité maximale de service nominal. Par suite, les sections choisies sont vérifiées en fonction des contraintes thermiques et mécaniques.

3.1.1 Contraintes thermiques

Influence de l'échauffement sur les propriétés des conducteurs :

- L'échauffement agit sur la résistivité électrique des conducteurs qui varie linéairement suivant la formule

$$\rho_{\theta} = \rho_{\theta_1}(1 + \alpha_1(\theta - \theta_1)) \quad (3.1)$$

α_1 : Coefficient de température, en $^{\circ}C^{-1}$,

ρ_{θ} : Résistivité électrique à la température θ , en $\Omega mm^2/m$,

ρ_{θ_1} : Résistivité électrique à la température θ_1 , en $\Omega mm^2/m$,

- L'échauffement agit sur les propriétés chimiques des conducteurs au niveau des contacts en les oxydant. L'énergie absorbée en ces points augmente en conséquence. Les variations de résistance des contacts dues à l'échauffement doivent rester dans les limites fixées par les normes. Des précautions spéciales doivent être prises, notamment l'utilisation des contacts recouverts d'argent.

- L'échauffement influe sur les propriétés diélectriques : le facteur de pertes diélectriques augmente avec la température.

- La température agit sur les propriétés mécaniques des conducteurs en modifiant leur longueur suivant la loi :

$$L_{\theta} = L_{\theta_1}(1 + \alpha_1(\theta - \theta_1)) \quad (3.2)$$

Avec :

α_1 : Coefficient de dilatation thermique à la température θ_1 , en $^{\circ}C^{-1}$

L_{θ} : Longueur du conducteur à la température θ , en m,

L_{θ_1} : Longueur du conducteur à la température θ_1 , en m,

$(\theta - \theta_1)$: Échauffement du conducteur.

Des précautions spéciales sont donc prises pour effectuer les raccordements. Si les raccords sont des joints mécaniques, des rondelles élastiques disposées sous les boulons en acier permettent de compenser les différences de dilatations de l'acier et de conducteurs. En l'absence de ces rondelles, et par suite de l'échauffement, les boulons en acier

soumettent les barres à une forte pression qui les déforme et favorise le desserrage des connexions.

Pour le raccordement des barres entre elles, des joints flexibles appelés " colliers de dilatation " absorbent les dilatations des barres et les vibrations provoquées par la manipulation d'appareils de coupure. La destruction des isolateurs par suite de l'échauffement est ainsi évitée.

3.1.2 Contraintes électromécaniques

Tout conducteur placé dans un champ magnétique subit, lorsqu'il est traversé par un courant, une force qui selon les lois de l'électromagnétisme tend à le déformer pour lui faire couper le nombre maximum de lignes de force du champ, ou qui, en d'autres termes, tend à le faire traverser par le flux maximum.

Les jeux de barres subissent de telles forces dues aux champs magnétiques produits par les conducteurs voisins et parallèles. Lorsque dans deux barres voisines les courants sont de même sens, l'effort subit par les barres est une attraction ; si les courants sont de sens opposés, les barres se repoussent.

En service normal, ces efforts sont suffisamment petits pour pouvoir être négligés. En court-circuit ; ils peuvent devenir considérables et atteindre des valeurs plusieurs fois supérieures à leur valeur en service normal. On est amené à en tenir compte pour le calcul mécanique des jeux de barres.

En cas de court-circuit, ces forces prennent naissance très brusquement ; elles sont unidirectionnelles pour le courant continu, vibratoires ou pulsatrices pour le courant alternatif et les efforts auxquels peuvent être soumises les barres ou leurs supports sont de quatre types :

- 1) attraction ou répulsion transversales,
- 2) efforts dus à des vibrations,
- 3) efforts longitudinaux dus à une flexion transversale des barres,
- 4) moments de torsion provenant également de la flexion transversale.

a) Efforts électrodynamiques

Dans le cas général de deux barres parallèles, parcourues par deux courants I_1 et I_2 , la force électrodynamique exercée mutuellement entre les deux barres est donnée par la formule :

$$F = \mu_0 \frac{I_1 I_2}{2\pi d} \quad (3.3)$$

$\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$: Perméabilité de l'air.

d : Distance entre les axes des deux conducteurs.

Pour un circuit triphasé ayant leurs barres parallèles dans le même plan, les forces qui s'exercent sur les barres sont :

$$F_1 = F_3 = \frac{\mu_0}{2\pi d} (I_1 I_2 + \frac{I_2 I_3}{2}) \quad (3.4)$$

$$F_2 = \frac{\mu_0}{2\pi d} (I_1 I_2 - I_2 I_3) \quad (3.5)$$

Avec :

F_1 : Force exercée par les conducteurs 2 et 3 sur le conducteur 1,

F_2 : Force exercée par les conducteurs 1 et 3 sur le conducteur 2,

F_3 : Force exercée par les conducteurs 1 et 2 sur le conducteur 3.

Les valeurs extrêmes de ces forces sont :

$$F_{1MAX} = F_{3MAX} = 0.81 \frac{\mu_0}{2\pi d} I_{MAX}^2 \quad (3.6)$$

$$F_{2MAX} = 0.87 \frac{\mu_0}{2\pi d} I_{MAX}^2 \quad (3.7)$$

On remarque que la barre du milieu est la plus sollicitée aux efforts électrodynamiques, donc on propose de calculer le courant de court-circuit, correspondant à la deuxième barre. En régime de court-circuit, le courant maximum traversant la barre étant le courant de choc, sa valeur est donnée par :

$$I_{CHOC} = \sqrt{2} K_{CHOC} I_{cc} \quad (3.8)$$

Tel que :

$$K_{CHOC} = 1 + \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right)$$

Avec :

K_{CHOC} : Coefficient de choc.

T_a : Constante de temps donnée par $T_a = \frac{X}{R}$

t : Temps au bout duquel le courant de choc est atteint.

Pour trouver la valeur de K_{CHOC} , il faut calculer X et R au point de court-circuit. Si la valeur de R est difficile à calculer ou n'est pas connue, on prend $K_{CHOC}=1.8$.

Si le réseau est purement capacitif on prend $K_{CHOC}=1$.

Si le réseau est purement inductif on prend $K_{CHOC}=2$.

$$F_{2MAX} = F_{2CHOC} = 0.85 \frac{\mu_0}{2\pi d} I_{CHOC}^2 \quad (3.9)$$

D'où :

$$F_{2CHOC} = 1.74 \frac{I_{CHOC}^2}{d} 10^{-7} \quad (3.10)$$

b) Efforts statiques

Le calcul des contraintes mécaniques s'effectue en considérant les barres comme des poutres travaillant à la flexion, posées sur des appuis et soumises à une charge uniformément répartie. La partie à considérer est celle comprise entre les supports. On distinguera les "contraintes principales" dues aux forces s'exerçant entre conducteurs principaux, et les "contraintes partielles" dues aux forces s'exerçant entre conducteurs d'une même phase.

La contrainte maximale de flexion est donnée par la relation

$$\sigma_{MAX} = \frac{M_{MAX}}{W} \quad (3.11)$$

M_{MAX} : est le moment maximal de flexion donné par :

$$\sigma_{MAX} < \sigma_{adm} \leq \sigma_{rupture} \quad (3.12)$$

W : est le module de flexion, en cm^3 , par rapport à l'axe perpendiculaire au plan de la force d'agitation. Pour qu'un jeu de barre résiste aux efforts statiques il faut que :

$$M_{MAX} = \frac{F_{2CHOC}L}{12} + 1.7I_{CHOC}^2 \frac{L^2}{d} 10^{-3} \quad (3.13)$$

Pour les tubes en AGS : $\sigma_{adm} = 17daN/mm^2$

Pour les tubes en Cu : $\sigma_{adm} = 24daN/mm^2$

3.1.3 Contraintes électriques

L'intensité maximale admissible dans les conducteurs de jeux de barres doit être diminuée lorsque l'échauffement résultant excède 30°C. Elle se calcule suivant la relation

$$I = I_{30} \sqrt{\frac{\Delta\theta}{30}} \quad (3.14)$$

Avec :

I_{30} : le courant provoquant un échauffement à 30°C

$$\Delta\theta = \theta_{MAX} - \theta_1$$

Où :

θ_1 : La température permanente admissible.

θ_{MAX} : La température maximale admissible fixée par les normes.

3.2 Dégradation au niveau des transformateurs

Le transformateur de puissance est un élément d'investissement lourd dans une installation électrique, sa place au sein de cette installation est primordiale et est critique.

Malgré leur durée de vie appréciable, un échec de fonctionnement, engendré par divers défauts, peut survenir.

Un transformateur défaillant occasionne des préjudices parfois très lourds de conséquences : techniques, financières, commerciales, humaines, environnementales, etc. Dans ce qui suit, sont exposés : les mécanismes de défaillances les plus fréquents.

3.2.1 Vieillessement des huiles de transformateur

Le fonctionnement sans défaillance des transformateurs de puissance dépend en grande partie des qualités diélectriques des huiles isolantes. Tout au long de leur utilisation, ces huiles peuvent être soumises à plusieurs contraintes électriques, thermiques, chimiques, etc.

Sous l'action combinée ou séparée de ces contraintes pendant la mise en service des transformateurs, les huiles isolantes se dégradent au cours du temps, ce qui est connu sous le nom de vieillissement.

On appelle vieillissement tout phénomène se traduisant par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau. Le terme de vieillissement n'implique pas un mécanisme précis, on est souvent en présence de phénomènes complexes faisant intervenir simultanément plusieurs mécanismes tels que l'oxydation à température modérée, hydrolyse, migration d'adjuvant.

L'étude du phénomène de vieillissement thermique d'un isolant liquide tel que l'huile de transformateur a deux buts principaux :

- le premier est d'évaluer la durée de vie de ces isolants sous l'effet des contraintes thermiques.
- le second est de trouver une éventuelle corrélation entre le processus de vieillissement et

les contraintes qui le provoquent.

On distingue quatre phénomènes importants, à savoir : électrisation, oxydation, l'humidification et la dilatation.

3.2.2 Déformation des enroulements

Les forts courants de court-circuits sont une cause bien connue des déformations et déplacements des enroulements de transformateur en raison des forces électrodynamiques résultantes. De telles déformations ne mènent pas nécessairement à un échec immédiat du transformateur, mais ses capacités à résister à de futurs efforts peuvent être fortement réduite.

Pour assurer une capacité suffisante à résister à des court-circuits, des méthodes modernes de diagnostic devraient identifier de tels pré-endommagements des transformateurs de puissance.

Dans la norme 76-5 de la CEI, la mesure de réactance est décrite comme la méthode de diagnostic, pour démontrer l'intégrité des enroulements.

3.2.3 La combustion de la résine

La résine époxy thermodurcie exposée à une source de chaleur subit une dégradation thermique allant jusqu'à la combustion.

3.3 Dégradation au niveau des équipements de protection

L'appareillage électrique est un élément essentiel qui permet d'obtenir une protection et une exploitation sûre et ininterrompue d'un réseau. Il est souvent soumis à des contraintes qui créent des défauts au niveau des contacts, du diélectrique et le système de commande.

3.3.1 Les contacts

Les appareils de coupure sont avant tout des appareils de connexions, qui laissent ou non passer le courant selon que les contacts sont ouverts ou fermés. Ces contacts électriques ont donc un rôle fondamental dans la constitution des appareils et leurs performances, en particulier :

a) La résistance de contact

Cette résistance est due au fait que le courant ne passe que par quelques points réellement en contact et exempts de couches isolantes ; ils ne représentent qu'une petite fraction de la surface qui est déterminée par la force d'appui, la dureté superficielle du matériau et son niveau d'oxydation. Elle doit rester faible et sans évolution notable dans le temps ; afin que les échauffements locaux qui en résultent soient admissibles.

• Au passage du courant dans les contacts, il apparaît une résistance évaluée par la formule de Holm selon le modèle ellipsoïdale de conduction par :

$$R_{s0} = \sqrt{\frac{\pi H}{F_e}} \times \frac{\rho_0}{2} \quad (3.15)$$

Avec :

ρ_0 : la résistivité du matériau à la température ambiante,

F_e : La force de contact,

H : La dureté du matériau.

b) La résistance à l'érosion

L'une des caractéristiques essentielles de l'arc électrique est sa température élevée (5000 K à 10000 K) qui porte tous les métaux au-delà de leur point de fusion et d'ébullition. On conçoit dès lors qu'après chaque coupure d'arc, la surface réelle du contact est fortement perturbée. La complexité des phénomènes qui modifient la surface de contact est telle qu'il est impossible de prévoir les variations des résistances de contact après coupures. On remarque la très grande dispersion due essentiellement à la modification aléatoire de l'état de surface. Seule l'expérience peut permettre d'apprécier l'évolution de la résistance après plusieurs manœuvres.

L'érosion électrique devient significative pour les courants forts et les tensions élevées. Elle est souvent exprimée en fonction de la quantité d'électricité transportés par l'arc de coupure, avec un coefficient d'évaporation donné par :

$$K' = 0.5 \times 10^2 \frac{U_{am}}{\sqrt{H}} A^3 \quad (3.16)$$

$$A = \frac{\text{Masse atomique}}{\text{Densité}}$$

Où K' est obtenu en $10^{-6} \text{cm}^{-3}/\text{C}$, avec H en t/cm^{-2} .

Cette formule montre que l'évaporation diminue quand la dureté H et la densité du métal croissent, et augmente avec la tension minimale d'arc U_{am} .

Expérimentalement, on observe un coefficient d'usure (matière évaporée - matière redéposée) dont les valeurs, à $\pm 40\%$, pour quelques métaux sont regroupés ci-dessous.

Métal	Ag	Pt	Au	Ni	W
$K'(10^{-6} \text{ cm}^3/\text{C})$	0.24	1.2	1.1	1.4	0.04

L'érosion peut aussi s'exprimer en fonction de l'énergie dans l'arc.

$$W_a = \int_0^t U_{am} dt \quad (3.17)$$

Le phénomène de l'érosion est d'avantage élucidé à travers les figures : (3-1), (3-2) et (3-3).

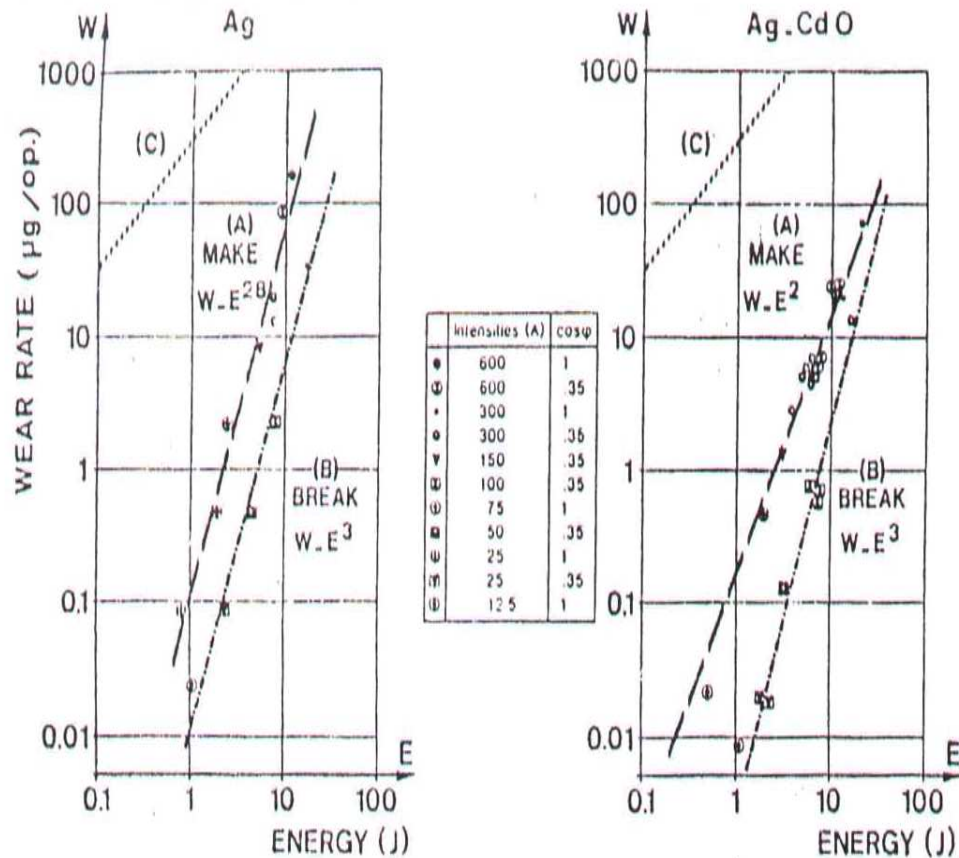


FIG. 3.1 – Erosion par l'arc électrique en fonction de l'énergie d'arc

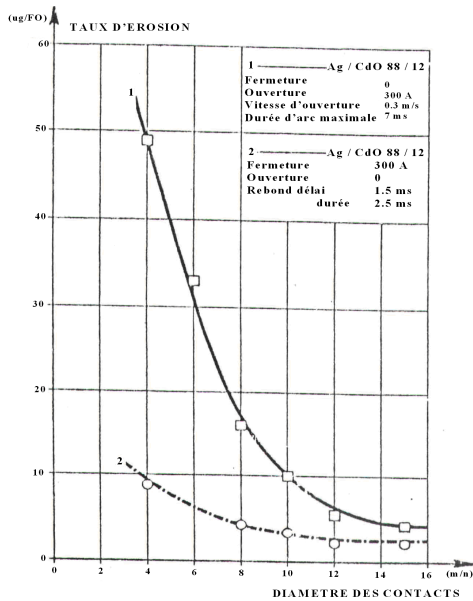


FIG. 3.2 – Influence du diamètre des contacts sur le taux d'érosion.

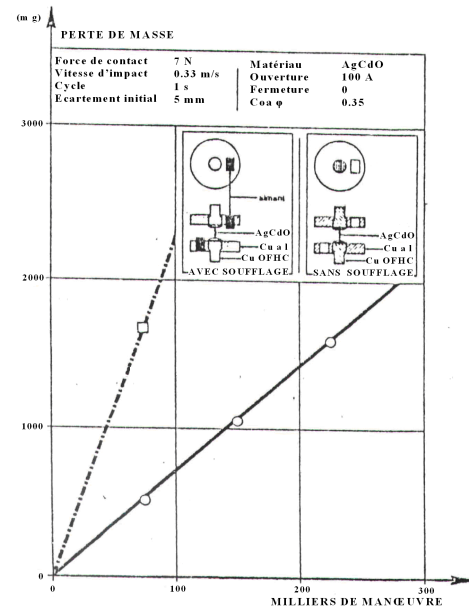


FIG. 3.3 – Influence du soufflage magnétique sur la perte de masse.

c) La propension à souder des matériaux

C'est un mode de défaillance grave pour l'appareil ainsi que pour le réseau ou l'installation dont l'équipement est insérée. Cette propension à souder est déterminante quant au bon fonctionnement des appareils.

- Lorsque la surintensité dépasse la valeur assignée, par exemple lors d'un court-circuit (même limité par un fusible ou un disjoncteur rapide), les contacts peuvent s'ouvrir par répulsion électrodynamique, créant un arc de courte longueur et de brève durée. La re-fermeture sur des surfaces de fusion donne lieu, alors, à de fortes soudures.
- La soudure des contacts en absence de l'arc électrique, est due aux surcharges de courant qui font fondre le métal des contacts qui se solidifie après qu'il soit diminué.

3.3.2 Les diélectriques

Le problème de la tenue diélectrique d'appareillage s'apparente à celui de tous les composants de réseaux, mais peut revêtir des aspects spécifiques liés en particulier, au type de milieu utilisé pour l'extinction de l'arc de coupure : air ou gaz (comprimé ou non), liquide (huile minérale), vide et solide.

Plus la tension est élevée, plus les problèmes diélectriques sont préoccupants, ils sont dominés par la difficulté d'étude des champs électriques, environnant les pièces et milieux isolants et, bien plus encore, par la complexité des phénomènes d'altération dans le temps,

des propriétés isolantes de ces pièces ou milieux, altération qui relève presque toujours de l'imprévisible.

- les isolants gazeux : si la tenue diélectrique d'un appareil résulte de l'emploi d'une certaine pression, il est clair qu'une baisse de cette pression entraînera une dégradation de ses propriétés d'isolement. Si, à l'inverse, elle est due à un vide très poussé, une très légère remontée en pression, par l'introduction accidentelle de l'air ou libération de gaz occlus dans des matériaux internes, pourra altérer gravement la tenue diélectrique initiale.
- les isolants liquides : la présence, même à l'état de trace, d'impuretés en suspension dans un isolant liquide diminue considérablement ses propriétés diélectriques. Les particules charbonneuses dues à la décomposition de l'huile par les arcs ou les effluves sont une autre cause d'altération des propriétés isolantes. Des phénomènes plus complexes de même ordre, ou un peu plus complexes, se produisent à la surface de séparation entre les liquides isolants et les autres milieux.
- les isolants solides : parmi les isolants solides, ceux qui sont organiques sont les plus altérables ; ils sont, tôt ou tard, décomposés chimiquement. Si, de surcroît, ils sont soumis à un champ électrique important, ils peuvent subir dans leur masse une destruction progressive due au mécanisme d'ionisation interne (décharges partielles). Les isolants inorganiques (verre, porcelaine) résistent mieux dans leur masse car ils ne sont pas décomposables par les effluves internes, mais les efforts mécaniques et les cycles thermiques peuvent parvenir à les disloquer.

3.3.3 La commande

Selon les statistiques effectuées sur le comportement des disjoncteurs des réseaux à haute tension d'une population d'environ 8000 appareils, 80% des avaries étaient d'origine mécanique et la plupart des défauts se situant au niveau des commandes.

3.4 Exemples d'application [46, 38, 39, 40]

Cas des jeux de barres

- **Modèle de choc (rupture brutale des supports de jeux de barres)**

L'étude suivante utilise le modèle de chocs dont le processus de comptage correspond à l'arrivée des court-circuits et la distribution des dommages est celle des contraintes électromagnétiques. Lors de fortes intensités des courants de court-circuit, les jeux de barres sont soumis à des contraintes électromagnétiques (rares et extrêmes), leur

défaillance provient d'un dépassement brutal de la tenue mécanique de leurs supports.

Dans ce cas, on définit deux variables aléatoires :

- Celle de l'amplitude du courant de court-circuit (I_{cc}). C'est une v.a continue à valeurs positives bornée supérieurement pour des raisons physiques.
- Celle de la fréquence d'apparition des défauts (N). C'est une v.a discrète.

Le support d'un jeu de barres est soumis à des contraintes électromagnétiques transitoires et intenses qui sont modélisées selon la loi : $X = KI^2$. On considère la distribution des amplitudes maximales (X_1, X_2, \dots, X_N) issue de la distribution continue. Lorsque la contrainte dépasse une seule fois une tenue spécifiée x_0 il y a défaillance (rupture mécanique). En considérant l'arrivée des chocs commandée par un processus de Poisson du taux constant λ , alors la probabilité pour que le support survive jusqu'à (t) ou encore la probabilité que toutes les contraintes soient inférieures à la valeur (x) dans l'intervalle $[0, t]$ est :

$$\bar{F}_x(t) = \sum_{k=0}^{\infty} \exp(-\lambda t) \frac{(\lambda t)^k}{k!} [F(x)]^{(k)}$$

Pour une unité de temps, cette dernière devient :

$$\bar{F}(x) = \sum_{k=0}^{\infty} \exp(-\lambda) \frac{(\lambda)^k}{k!} [F(x)]^{(k)}$$

Cette dernière est issue du développement limité de :

$$\bar{F}(x) = \sum_{k=0}^{\infty} \exp[-\lambda(1 - F(x))]$$

Dans le cas où $F(x)$ est une distribution exponentielle de paramètre β on a :

$$\bar{F}(x) = \exp[-\lambda e^{-\beta x}]$$

qui est celle de Gumbel. Elle est jugée loin de la réalité [9].

Dans ce cas, la probabilité d'apparition d'un défaut d'amplitude supérieure ou égale à x dans une période égale à T unités de temps est :

$$\bar{F}(x) = P(X > x/T) = 1 - \exp[-\lambda T \exp(-\beta x)]$$

Deux autres modèles peuvent être considérés où le processus de comptage est l'arrivée des court-circuits et que les distributions des dommages peuvent correspondre respectivement à la dilatation des jeux de barres (déformation) et à la profondeur de la fissure sur barre.

Cas d'un disjoncteur

• Modèle de dégradation lente (Usure des contacts)

Le processus de comptage est l'arrivée des chocs (de manœuvres) et la distribution des dommages est celle de l'usure des contacts.

Le disjoncteur est conçu pour résister aux courants de défauts maximaux. L'accumulation des dommages élémentaires dus aux effets thermomécaniques conduit progressivement à l'usure des contacts.

L'usure des contacts est une fonction monotone de l'amplitude du courant de court-circuit (I) et du nombre de manœuvre (N). Elle est donnée par :

$$U(N) = \sum_{i=1}^N I_i^\alpha \cong KNI^\alpha$$

Dans ce cas, on définit deux v.a :

-Celle de l'amplitude des courants de court-circuit (I).

-Celle du nombre de manœuvres (N). C'est une v.a discrète. La distribution de l'usure est la distribution d'une séquence de variables aléatoires I_i^α conditionnées par les chocs 1,2,...

Tous ces chocs sont mutuellement exclusifs et leur union constitue l'événement certain.

Cependant, la distribution totale de l'usure est donnée par :

$$F(u) = \sum_{N=0}^{\infty} F(u/N)P(N(t) = N)$$

Lorsque l'usure excède une valeur spécifiée (U_0), il y a défaillance. La probabilité de survie des contacts dans $[0,t]$ aux dommages cumulés est :

$$\bar{F}(t) = \sum_{N=0}^{\infty} P(N(t) = N)F(u)^{(N)}$$

Avec :

$$F(u) = \sum_{N=0}^{\infty} F(u/j)P(N(t) = j)$$

Dans le cas d'un processus de Poisson de taux constant λ , les solutions analytiques correspondantes à $F(u)$ exponentielle de taux μ sont inutilisables car trop éloignées de la réalité.

Pour les distributions de Weibull $F(i)$ ou log normale, de bonnes approximations de $F(u)$ ont été obtenues.

Deux autres modèles peuvent être considérés par rapport à ces composant. Le processus de comptage, le nombre de manœuvre et les distributions des dommages sont respectivement la variation de la résistance des contacts et la perte de masse.

Cas du transformateur

- **Modèle de choc (Contrainte électrodynamique)**

Le processus de comptage correspond à l'arrivée des court-circuits et la distribution des dommages est celle des contraintes électrodynamiques.

Les bobinages des transformateurs sont soumis aux contraintes électrodynamiques provoquant leur déformation. Lors de fortes intensités de courant de court-circuit, ces forces sont intenses et il ya risque d'incendie du bobinage.

Dans ce cas, on définit deux v.a :

- Celle de l'amplitude des courants de court-circuit (I).
- Celle de la fréquence d'apparition du défaut (N).

La distribution des amplitudes des courants de court-circuits (I_1, I_2, \dots, I_N) est issue de la distribution continue $F(i)$. Lorsque l'amplitude du courant de court-circuit atteint une seule fois la valeur I_{cc} il y a défaillance du bobinage.

La probabilité de survie du transformateur dans $[0,t]$ est :

$$\bar{F} = \sum_{N=0}^{\infty} P(N(t) = N) F(i)^{(N)}$$

Deux autres modèles peuvent être considérés par rapport à ce composant. Les processus de comptage sont respectivement les arrivées des surtensions et celles des surcharges et les distributions des dommages sont respectivement la diminution de la rigidité diélectrique et la variation de la pression interne.

3.4.1 Lois non-paramétriques du processus de comptage [47, 48]

Dans le cas d'un modèle de choc général, la probabilité de survie de l'équipement sujet à des chocs dans $[0,t]$ est :

$$\bar{F}(t) = \sum_{N=0}^{\infty} P(N(t) = N) \bar{P}_k$$

- **Cas où le processus de comptage est un processus de Poisson**

Dans le cas ou le processus de comptage est un processus de Poisson, alors, si $(\bar{P}_k)_0^{\infty}$ a les propriétés discrètes IFR, IFRA, NBU, NBUE, DMRL, HNBUE, donc ces propriétés

vont se refléter sur $\bar{F}(t)$.

Lorsque :

- $(\bar{P}_k)_0^\infty$ est IFR discrète, alors $\bar{F}(t)$ est IFR continue : signifie que plus le nombre de chocs augmente plus le taux de défaillance augmente.

Dans ce cas : $(\bar{P}_k/\bar{P}_{k-1})_0^\infty$ est décroissante.

- $(\bar{P}_k)_0^\infty$ est IFRA discrète, alors $\bar{F}(t)$ est IFRA continue : signifie que plus le nombre de chocs augmente plus le taux de défaillance augmente en moyenne.

Dans ce cas : $(\bar{P}_k^{1/k})_0^\infty$ est décroissante.

- $(\bar{P}_k)_0^\infty$ est NBU discrète, alors elle est NBU continue : signifie que plus le nombre de chocs augmente plus l'équipement s'use et devient mauvais.

L'intérêt de cette classe se résume dans l'exemple suivant.

Si on compare deux systèmes (S_1) et (S_2) où, (S_1) est constitué d'un disjoncteur auquel on fait subir $(k + l)$ chocs. On calcule sa probabilité de survie et on trouve \bar{P}_{k+l} , (S_2) est constitué d'un disjoncteur auquel on fait subir k chocs, puis on le remplace par un autre disjoncteur auquel on fait subir l chocs et on calcule les probabilités de survie aux chocs \bar{P}_k et \bar{P}_l .

Par conséquent, la probabilité de survie du système (S_2) est $\bar{P}_k \cdot \bar{P}_l$. Si $\bar{P}_{k+l} \leq \bar{P}_k \cdot \bar{P}_l$, $k, l = 0, 1, 2, \dots$ alors, le système (S_2) est meilleur que (S_1) . Donc, il est préférable de changer le disjoncteur après k chocs, que de lui faire subir plus qu'il n'en peut. Dans le cas contraire, si $\bar{P}_{k+l} \geq \bar{P}_k \cdot \bar{P}_l$, il est préférable de laisser fonctionner le disjoncteur après k chocs, que de le changer par un autre.

- $(\bar{P}_k)_0^\infty$ est NBUE discrète alors $\bar{F}(t)$ est NBUE continue : signifie que plus le nombre de chocs augmente plus la moyenne de sa durée de vie résiduelle diminue.

Pour illustrer l'intérêt de cette classe, on présente l'exemple suivant :

On désire comparer les moyennes de vie de deux systèmes (S_1) et (S_2) à des stades de vies différents.

(S_1) comporte un disjoncteur auquel on fait subir k chocs, on calcule la probabilité de survie et on trouve \bar{P}_k . A partir des k chocs, on le soumet à une infinité de chocs puis on calcule la probabilité de survie pour chacun et on trouve $\bar{P}_{k+1}, \bar{P}_{k+2}, \dots$

La moyenne se calcule par : $\mu_k = \sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j$

(S_2) comporte un disjoncteur auquel on fait subir une infinité de chocs. Pour chacun, on calcule sa probabilité de survie et on obtient $\bar{P}_0, \bar{P}_1, \dots$

Puis on calcule la moyenne $\mu_k = \sum_{j=0}^{\infty} \bar{P}_j$, et si $\bar{P}_k \sum_{j=0}^{\infty} \bar{P}_j \geq \sum_{j=k+1}^{\infty} \bar{P}_j$, alors (S_2) est meilleur que (S_1) en moyenne.

C'est à dire que la durée de vie moyenne du disjoncteur de (S_2) est supérieure à celle de la durée de vie moyenne résiduelle du disjoncteur de (S_1) . Donc, plus il subit des chocs plus la moyenne de vie qui lui reste diminue. Dans le cas contraire, (S_1) est meilleur que (S_2) .

- $(\bar{P}_k)_0^{\infty}$ est DMRL discrète, alors $\bar{F}(t)$ est DMRL continue : signifie que plus le nombre de chocs augmente, plus la moyenne de vie résiduelle de l'équipement diminue.

Dans ce cas : $\sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j / \bar{P}_k$, est décroissante pour $k = 0, 1, 2, \dots$

- $(\bar{P}_k)_0^{\infty}$ est HNBUE discrète, alors $\bar{F}(t)$ est HNBUE continue :

Dans ce cas : $\sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j \leq \mu(1 - \frac{1}{\mu})_k$ est décroissante pour $k = 0, 1, 2, \dots$ et $\mu = \sum_{j=k+1}^{\infty} \bar{P}_j$,

ce qui signifie qu'en augmentant le nombre de chocs, l'équipement vieillit en moyenne et en harmonique dans sa durée de vie.

• Cas où le processus de comptage est un processus de Poisson non homogène

Dans le cas où le processus de comptage est un processus de Poisson non homogène alors, la fonction de survie $\bar{F}(t)$ est IFR, IFRA, NBU, NBUE, DMRL, HNBUE si

- $(\bar{P}_k)_0^{\infty}$ a la propriété discrète et sous des conditions souhaitables sur la fonction de la valeur moyenne $q(t)$.

$\bar{F}(t)$ est NBUE, si $q(t)$ est de forme étoile ; c'est-à-dire : $\frac{q(t)}{t}$ est croissante pour $t \geq 0$ et $q(0) = 0$. Cette condition est aussi exigée pour le cas HNBUE.

• Cas où le processus de comptage est un processus général

Dans le cas où le processus de comptage est un processus général, plusieurs modèles de ce type ont été étudiés.

Dans le modèle de choc où la fonction de survie $\bar{F}(t) = \bar{S}(q(t))$, avec

$$\bar{S}(t) = \sum_{k=0}^{\infty} Z_k(t) \bar{P}_k(t) \text{ où } Z_k(t) = P$$

(exactement k chocs se sont présentés dans $[0, t]$ lorsque $\lambda(t) \equiv 1$).

et $q(t) = \int_0^t \lambda(x) dx$, signifie que \bar{S} est la fonction de survie lorsque les chocs se présentent

selon un processus de naissance stationnaire pour lequel les temps des inter-arrivées entre les chocs k et $k + 1$, $k = 0, 1, 2, \dots$ sont indépendants et exponentiellement distribués avec les moyennes $\lambda_k^{(-1)}$ [49].

$\bar{F}(t)$ est IFR, IFRA, NBU, NBUE, DMRL, HNBUE sous des conditions souhaitables sur $(\lambda_k)_0^\infty$, $\lambda(t)$ et $(\bar{P}_k)_0^\infty$

$-\bar{F}(t)$ est IFRA si $(\bar{P}_k)_0^\infty$ est croissante, $q(t)$ est de forme étoile et $(\bar{P}_k)_0^\infty$ a la propriété IFRA discrète.

- $H(t)$ est DMRL si $\lambda(t)$ est croissante et $(\sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j \lambda_j^{-1}) / \bar{P}_k$ est décroissante en $k = 0, 1, 2, \dots$

- $\bar{F}(t)$ est NBUE si $q(t)$ est de forme étoile et :

$$\sum_{j=k}^{\infty} \bar{P}_j q_j \leq \bar{P}_k \sum_{j=0}^{\infty} \bar{P}_j q_j \text{ pour } k = 0, 1, 2, \dots \text{ ou } q_j = \lambda_j^{(-1)}$$

Les temps des inter arrivées U_k , $k = 0, 1, 2, \dots$ sont indépendants et NBUE (pas nécessairement de distribution exponentielle, dans le cas général)[48].

Aussi pour tout $t \geq 0$, $k = 0, 1, 2, \dots$

$$-q_k \sum_{j=0}^{\infty} a_j(t) \geq \int_t^{\infty} a_k(x) dx.$$

$\bar{F}(t)$ est HNBUE si les temps des inter-arrivées, $k = 0, 1, 2, \dots$ sont indépendants et HNBUE et $\bar{S}(t)$ est HNBUE.

3.5 Corrélations entre les modèles de chocs et les modèles de dégradations

Les notions développées précédemment peuvent être traitées simultanément dans le cas où deux processus de dégradation et un processus de choc peuvent avoir lieu sur un système donné.

Hongzhou Wang et Hoang Pham dans [50] proposent un modèle pour l'évaluation de la fiabilité d'un système avec des états de dégradation sujet à des processus de panne à savoir deux processus de dégradation Y_1, Y_2 et un processus de choc $D(t)$. A l'état initial (E_1 et E_2) le système est considéré en bon état. Avec le temps il peut passer en premier à l'état de dégradation ($(E-1)_1$ ou $(E-1)_2$) ou à l'état de panne catastrophique

(P), dû au choc aléatoire. Le même processus se répète à chaque étape de dégradation à l'exception du dernier état (0_1 et 0_2). Lorsque le système atteint le dernier état, il ne peut plus accomplir ses fonctions d'une façon satisfaisante ; il est considéré comme étant en panne telque illustré par la figure (3.4).

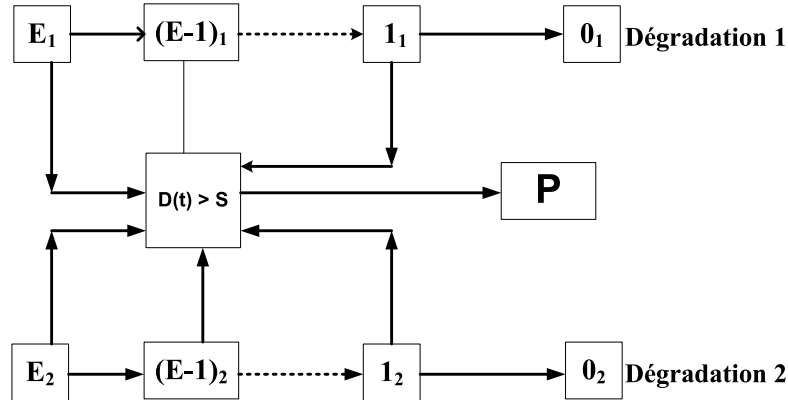


FIG. 3.4 – Diagramme des états de transition d'un système sujet à trois processus de panne

1. Le système se compose de $(E+2)$ états où 0 et F sont les états de panne, les états i , $1 < i < E$ sont des états de dégradation ;
2. Aucune réparation ou entretien sont exécutés sur le système ;
3. $Y_i(t)$ $i = 1, 2$, fonction non décroissante non négative de temps t depuis la dégradation et correspond à une accumulation irréversible des dommages ;
4. $Y_i(t)$ $i = 1, 2$ et $D(t)$ sont statistiquement indépendantes. L'indépendance implique que l'état d'un processus n'aura aucun effet sur les états des autres ;
5. A l'instant $t = 0$, le système est à l'état E ;
6. Le système peut tomber en panne en raison du :
 - Processus de dégradation si $Y_i(t) > G_i$ pour $i = 1, 2$;
 - Processus de choc aléatoire si $D(t) = \left(\sum_{i=1}^{N(t)} A_i \right) > S$, G_i et S sont des seuils critiques de dégradation et de chocs respectivement ;
7. La valeur du seuil critique G_i dépend de la fonction des états dégradés du système.

Les chemins de dégradation sont modélisés par une certaine fonction de probabilité continue. Notons que la condition de fonctionnement du système est caractérisée par un nombre fini d'états dont l'espace d'états du système est Ω_U . Par conséquent, nous avons besoin de discrétiser le processus continu.

Conclusion

Cette notion complexe constitue un axe de recherche très intéressant. Quant à notre travail, et dans le chapitre 5, seul sera traité le cas d'un seul processus de dégradation. Contrairement à ce qui a été décrit ci-dessus, deux cas sont à distinguer, à savoir : dans le premier cas, aucune action de réparation partielle ou de maintenance n'est envisagée ; par contre dans le deuxième cas, au cours de la dégradation, trois types d'actions de maintenance sont envisagées.

CHAPITRE 4

Apport et traitement du retour d'expérience

Introduction

Toute analyse de fiabilité en exploitation nécessite un traitement du retour d'expérience pour déterminer les paramètres des lois de distribution et la connaissance des évolutions futures des comportements des composants/système. Lors de ce traitement, des questions pertinentes sont posées et des réponses sont apportées [51]. Il s'agit de savoir :

- Quelles sont les données qui intéressent notre étude ?
- Comment présenter ces données pour qu'elles soient utilisables ?
- Quels moyens mettre en œuvre pour restituer les données manquantes ?
- Quels outils de calcul utiliser pour traiter les fiches obtenues en exploitation ?
- Quels outils statistiques utiliser pour juger la signification statistique des données obtenues ?

La question la plus pertinente soulevée en dernier est :

Quel est le degré de fidélité qu'il faut associer à ces données et quel moyen technique doit -t-on adopter ?

4.1 Constitution de la base de données

4.1.1 Données du retour d'expérience

La collecte des données a été faite au niveau des services d'exploitation des réseaux de la ville d'Alger et de la ville de Béjaia. Les données sont consignées dans des registres représentant les bilans annuels d'interventions des agents sur le terrain suite à un défaut

ou à une opération de maintenance. Ces bilans ont été établis à leur tour sur la base des fiches d'interventions journalières et servaient à la détermination des primes de rendement individuelles et collectives. Les données sont diverses et concernent : le jour d'intervention, le début de la coupure, l'élément qui est à l'origine de la coupure, la cause de la coupure, l'heure de rétablissement présumé, le rétablissement définitif de l'alimentation, etc.

Pour constituer la base de données, le travail consiste à exploiter des archives tout en s'appuyant sur les différentes structures des réseaux sur lesquelles des changements ont été effectués au cours des années. Aux données de pannes, s'ajoutent celles des puissances et des tronçons de câbles et de lignes. D'où la nécessité de la connaissance des types des différents postes et les sections des différents tronçons et le type de câble de chaque tronçon. Après avoir défini les données à exploiter, à savoir : le nombre annuel d'incidents par départ, les durées moyennes annuelles de coupure par départ, les énergies annuelles non distribuées et les avaries câbles souterrains et lignes aériennes, un détail devait être donné pour ces dernières. Par rapport aux incidents sur les départs, il fallait distinguer les incidents sur les postes et sur les câbles. Par rapport à ceux des postes, on précise quel est l'équipement qui est à l'origine de la panne. La même opération est effectuée pour les avaries câbles et lignes pour savoir quel équipement est à l'origine : s'agit-il du tronçon de câble ou d'une boîte d'extrémité ou de jonction [52][53]. Ce travail est résumé en termes d'analyse fonctionnelle.

Quant à l'analyse du retour d'expérience, elle s'est effectuée en trois phases, à savoir : le dépouillement, l'ordonnancement et la modélisation. Le dépouillement a duré environ 06 mois et s'est effectué en partie à l'entreprise. L'ordonnancement a été effectué sur les bases de la statistique descriptive. Quant à la modélisation, les modèles de Box et Jenkins ont été utilisés. Pour le calcul de la fiabilité proprement dite, des paramètres tels que les taux de défaillance et de remise en service ont été estimés.

Certaines données et certains résultats obtenus ont été introduits pour le calcul technicoéconomique et l'aboutissement à des recommandations en vue de prévisions de mesures techniques et organisationnelles pour l'amélioration du niveau de fiabilité [8].

4.1.2 Données censurées

Dans le cas du domaine industriel, les données sont souvent manquantes (incomplètes), l'importance de l'analyse de fiabilité avec des données manquantes est croissante, cela revient à la fois aux systèmes complexes des industries, à la sophistication de leurs modes de production ainsi qu'à la sécurité-insécurité engendrées par ces derniers développements.

La plupart des définitions relatives aux modèles censurés concernent les équipements

ou les composants non réparables, où il suffit d'une panne pour les rebuter (rejeter, déclarer inutilisables, ...). Les instants d'arrivées de pannes de cet ensemble d'équipements sont indépendants car chaque composant est indépendant de l'autre.

Le cas des équipements réparables est tout à fait autre, les instants d'arrivées de pannes de chaque équipement sont dépendants : chaque panne est dépendante de celle qui la précède.

Dans notre travail, cette notion n'a pas été développée. Néanmoins il est judicieux de souligner qu'en cas de besoin on peut recourir à trois types de modèles, à savoir : le modèle censuré de type I, le modèle censuré de type II et enfin le modèles censuré aléatoire [54].

4.2 Modèles des séries chronologiques

Ces dernières années, les séries chronologiques ont été introduites dans la modélisation de certains phénomènes relatifs aux systèmes électriques. R. Billinton et al [?] ont introduits deux types de modèles de séries chronologiques considérant les données des énergies renouvelables pour l'évaluation de la fiabilité des systèmes électriques. Une méthodologie d'estimation des paramètres de Box Jenkins a été explicitement introduite. R. Medjoudj et al [6] ont développé des modèles de Box Jenkins pour établir des prévisions de pannes des composants d'un réseau électrique de distribution et une application a été effectuée pour le réseau 10 kV de la ville d'Alger. Dans le même contexte B-A. Carreras [3], a modélisé des incidents majeurs en terme de blackouts des systèmes électriques; où l'analyse des données a été effectuée sur une période de 15 ans avec 427 blackouts qui ont eu lieu pendant cette période. Il s'agit d'estimer d'un point de vue fiabilité, l'énergie non distribuée, la puissance perdue et le nombre de consommateurs affectés [5].

Dans ce travail, en plus d'une synthèse des travaux, un autre volet mettant en exergue l'intérêt de cette modélisation consiste en la prévision de la demande en énergie pour une centrale électrique qui joue un rôle prépondérant dans le schéma de production nationale (Sonelgaz). Parallèlement à ce travail, les méthodes combinatoires d'analyse de fiabilité ont été introduites, à savoir : le calcul de probabilité de perte de charge et la probabilité de perte d'énergie, dont une application à été effectuée pour la centrale hydraulique de Darguina, et le calcul des probabilités d'occurrence d'un blackout en Algérie, basé sur la connaissance de la capacité seuil et les combinaisons sur les différents groupes des centrales de production d'énergie à travers le territoire national [21].

4.2.1 Définition

Une série chronologique est un ensemble de données mesurant un phénomène repéré dans l'ordre croissant du temps. L'analyse des séries chronologiques met en évidence quatre composantes :

- Une tendance (T) : mouvement de longue durée de la série.
- Une composante saisonnière (S) : variations correspondant à la répétition d'un profit particulier.
- Une composante cyclique (C) : fluctuation à long terme autour de la tendance.
- Composante résiduelle (R) : variations accidentelles ou erreurs.

Il existe deux types de séries :

- Série continue : c'est une série où l'observation se fait d'une manière continue.
- Série discrète : c'est une série réalisée sur des intervalles de temps fixés à priori : le jour, mois, année ; ces suites de données sont appelées discrètes, notées $(X_t, t = 1, \dots, T)$ où T désigne le nombre d'observations.

4.2.2 Série chronologique stationnaire

Une série chronologique Y_t est dite stationnaire si elle est la réalisation d'un processus stationnaire. Ceci implique que la série ne comporte pas de tendance ni de saisonnalité.

$$\begin{cases} \mathbb{E}(Y_t) = m ; \\ Cov(Y_s, Y_t) = \mathbb{E}[(Y_s - m)(Y_t - m)] = \gamma(s - t) = \gamma_k ; \\ s, t \in \mathbb{Z}, \text{ et } k = s - t. \end{cases}$$

4.3 Modèle de Box et Jenkins

Nous nous plaçons ici dans le cas où le processus stochastique généré Y_t est supposé discret et stationnaire. La méthode de Box et Jenkins permet de trouver en plusieurs étapes un modèle ARMA susceptible de représenter une série chronologique.

4.3.1 Étapes de la méthode de Box et Jenkins

1/Familiarisation avec les données : L'utilisateur doit s'informer sur la qualité des données (précision, incertitude) et l'homogénéité des données. L'utilisateur examine les représentations graphiques qui peuvent révéler par exemple des erreurs grossières.

2/Analyse préliminaire : L'analyse préliminaire nous permet de détecter les transformations à faire sur la série brute afin de l'homogénéiser (transformation logarithmique,

inverse, racine, etc ...) et de la ramener à un modèle ARMA stationnaire et cela en choisissant de différencier la série par les opérateurs : différence première (en présence d'une tendance) et différence saisonnière (en présence d'une saisonnalité d'ordre s).

3/Identification du Modèle : Généralement, pour spécifier le modèle, on se base sur la forme des fonctions d'auto-corrélations et d'auto-corrélations partielles de la série étudiée (éventuellement différenciée.)

4/Estimation des paramètres : Les paramètres sont les coefficients des polynômes AR et MA, dans les cas simples, on peut considérer les auto-corrélations du processus en nombre égal au nombre des paramètres à estimer.

5/Validation du modèle : Une fois les paramètres sont estimés, on examine s'ils répondent aux conditions de stationnarité et d'inversibilité. On vérifie si ces paramètres sont significatifs ou pas grâce au test de student. Ensuite, on peut tester les résidus du modèle s'ils constituent un bruit blanc.

6/Prévision : Les paramètres estimés sont utilisés dans cette étape pour calculer les nouvelles valeurs de la série ainsi que des intervalles de confiance autour de ces valeurs prévues.

7/Interprétation des Résultats : Cette étape n'est pas la plus simple, car il faut savoir analyser les différentes transformations effectuées pour pouvoir déterminer le comportement à long terme de la fonction de prévision.

Pour illustrer cette méthodologie nous allons définir certaines fonctions :

a/L'opérateur de différenciation : il permet d'éliminer la tendance de la série. Cet opérateur ∇ est défini par :

$$\nabla X_t = X_t - X_{t-1}$$

Nous entrons maintenant dans des considérations de notations. En effet, par écriture purement formelle on peut écrire :

$$\nabla X_t = X_t - BX_t = (1 - B)X_t$$

On peut écrire ∇ sous la forme d'un polynôme en B avec :

$$\nabla = (1 - B)$$

On peut l'appliquer une 2^{ème} fois pour éliminer la tendance quadratique, Ce mode d'écriture sous forme de polynôme en B est en fait très pratique mais totalement formel. Il ne faut pas oublier que, quand on écrit $(1 - B)X$, on définit à partir d'une série X , une nouvelle série qui à t , fait correspondre la différence entre la valeur de la série observée à l'instant t et celle observée à l'instant $(t - 1)$.

b/L'opérateur de désaisonnalisation : il permet d'éliminer la saisonnalité de période s il est noté : ∇_s et défini par :

$$\nabla_s X_t = X_t - X_{t-s}$$

au lieu d'utiliser le filtre différence on peut le remplacer par l'opérateur de retard β

$$\nabla_s X_t = (1 - B^s)X_t$$

4.3.2 Le processus moyenne mobile d'ordre 1 (MA(1))

Il s'agit d'un processus où la variable Y_t est une combinaison linéaire de deux innovations successives. Le modèle s'écrit :

$$Y_t = \varepsilon_t - \theta\varepsilon_{t-1} = \varepsilon_t - B\theta\varepsilon_t = (1 - B\theta)\varepsilon_t \quad (4.1)$$

ou bien

$$Y_t = -\theta Y_{t-1} - \theta^2 Y_{t-2} - \theta^3 Y_{t-3} - \dots + \varepsilon_t \quad (4.2)$$

où

Y_t : représente la série originale.

θ : paramètre du modèle estime.

ε_t : représente l'erreur de la précision.

1/ **La fonction d'auto-corrélation** : la fonction d'auto-corrélation est donnée par :

$$\rho_k = \frac{Cov(Y_t, Y_{t-k})}{Var(Y_t)} \quad (4.3)$$

la fonction d'auto-corrélation du processus MA(1) :

$$\rho_k = \begin{cases} \frac{-\theta}{(1+\theta^2)} & \text{si } k = 1; \\ 0 & \text{si } k > 1. \end{cases} \quad (4.4)$$

2/Condition d'inversibilité : On considère le problème suivant : connaissant les auto-corrélations du processus, nous retrouvons les coefficients du modèle :

$$\rho_1 = \frac{-\theta}{1 + \theta^2} \Rightarrow \rho_1 \theta^2 + \theta + \rho_1 = 0 \quad (4.5)$$

C'est une équation du 2^{ème} degré en θ , elle admet 2 solutions, en réalité une est acceptable en effet si :

$\theta > 1$ ou < -1 ; le poids du passé va en grandissant, ce qui est absurde. Les seules valeurs possibles sont compris entre $]-1,1[$; c'est ce qu'on appelle la condition d'inversibilité. En imposant cette condition, il n'y a qu'une seule valeur possible pour θ , pour MA(1).

3/La fonction d'auto-corrélation partielle : les auto-corrélations partielles pour un MA(1) est de la forme :

$$\pi_k = \frac{-\theta^2(1 - \theta^2)}{1 - \theta^2(k + 1)} \quad (4.6)$$

4.3.3 Le processus moyenne mobile d'ordre q

L'approche auto-projectif des modèles explicatifs dynamiques permet de proposer une classe de modèle pour les perturbation. Il s'agit d'un modèle où la variable Y_t est une combinaison linéaire de p innovations successives du passé. On écrit :

$$\begin{aligned} y_t &= \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}. \\ y_t &= (1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q) \varepsilon_t = \theta(B) \varepsilon_t \end{aligned} \quad (4.7)$$

où

ε_t : est un processus bruit blanc de variance σ^2 .

$\theta(B)$: est appelé polynôme moyenne mobile d'ordre q.

4.3.4 Le processus auto-régressif d'ordre 1(AR(1)) :

C'est le cas le plus simple d'un AR(p), où $p = 1$ et $\phi_1 = \phi$

$$Y_t = \phi y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (4.8)$$

ou alors :

$$(1 - \phi B) Y_t = \varepsilon_t$$

Le paramètre ϕ du processus ne peut pas être arbitraire, il doit remplir la condition $|\phi| \neq 1$.

Si $0 < \phi < 1$, la fonction d'auto-corrélation se présente comme une exponentielle décroissante.

Si $-1 < \phi < 0$, il y a simultanément décroissance exponentielle.

4.3.5 Processus auto-régressif d'ordre P (AR(P))

Des processus utilisant plusieurs variables du passé peuvent être considérés. Ils sont appelés processus auto-régressifs d'ordre p, où p est le plus grand retard utilisé dans l'auto-régression ; il s'écrit :

$$Y_t = \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (4.9)$$

ou bien

$$Y_t - \phi_1 Y_{t-1} - \phi_2 Y_{t-2} - \dots - \phi_p Y_{t-p} = \varepsilon_t \quad (4.10)$$

où

ε_t : est un processus bruit blanc de variance σ^2 .

$\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$: paramètres réels indépendants de t.

$\phi(B)$: est appelé opérateur auto-régressif d'ordre p. Un processus ayant une forme auto-régressive n'est pas nécessairement stationnaire. La condition de stationnarité implique des contraintes sur les paramètres $\{\phi_i, i = 1, \dots, p\}$.

4.4 Les modèles non stationnaires ARIMA et SARIMA

Le modèle auto-régressif AR, Moyenne mobile MA et les processus ARMA ont été introduits, comme des processus stationnaires de moyenne nulle mais d'une manière générale, ils ont non seulement une moyenne non nulle mais ne sont pas stationnaires (ils ont une composante saisonnière et une composante tendancielle ou même une structure plus complexe). Toutefois, une différence première d'une série non stationnaire peut la rendre stationnaire (en présence de tendance)

1/Modèle ARIMA(p,d,q)

$$\phi_p(B) \nabla^d Y_t = \Theta_q(B) \varepsilon_t \quad (4.11)$$

où

p : est le nombre de termes auto-régressifs.

d : est le nombre de différences.

q : est le nombre de moyennes mobiles.

$\phi_p(B)$: représente le polynôme auto-régressif d'ordre p .

$\Theta_q(B)$: représente le polynôme moyenne mobile d'ordre q .

∇^d : est un opérateur de filtre différence pour enlever la tendance.

2/Modèle SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)

Une autre cause de non stationnarité des processus est la présence de la saisonnalité de période s .

Box et Jenkins ont fait inclure dans leur modèle ce facteur saisonnier grâce au modèle SARIMA(p,d,q)(P,D,Q). Ce modèle s'écrit :

$$\phi_p(B)\Phi_P(B^s)\nabla^d\nabla_s^D Y_t = \theta_q(B)\Theta_Q(B^s)\varepsilon_t \quad (4.12)$$

où

$\phi_p(B)$: est le polynôme autorégressif ordinaire de degré p .

$\Phi_P(B^s)$: est un polynôme de degré P appelé polynôme auto-régressif saisonnier.

∇^d : opérateur différence ordinaire d'ordre d .

∇_s^D : opérateur différence saisonnier (saisonnalité = s) d'ordre D .

$\Theta_Q(B^s)$: polynôme de degré Q appelé polynôme moyenne mobile saisonnière.

4.5 Etude de cas

4.5.1 Prévisions des pannes

Lors de l'exploitation des données historiques du réseau 10 kV de la ville d'Alger, nous avons obtenu des résultats qui nous ont permis la représentation de certains modèles.

En général, les modèles des séries considérées sont des ARIMA(p, d, q). Des courbes de prévisions ont été obtenues dont une représentation est donnée à la figure (4.1). Elles nous confirment, dans l'état actuel d'exploitation du réseau, la croissance du nombre de panne dans les années à venir.

a) Avaries câbles aériens : Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(1,1,2); il s'écrit :

$$Y_t = 0.6965Y_{t-1} - 1.0359\varepsilon_{t-1} + 0.9999\varepsilon_{t-2} + \varepsilon_t$$

b) Modèle des avaries câbles souterrains :

b1) Avaries câbles aux 100 km : Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(2,2,0); il s'écrit :

$$Y_t = 0.6823Y_{t-1} + 0.4873Y_{t-2} + \varepsilon_t$$

b2) Avaries boites : Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(3,1,2); il s'écrit :

$$y(t) = -1.7043Y_{t-1} + 1.1601Y_{t-2} - 0.4535Y_{t-3} - 1.9289\varepsilon_{t-1} + 0.9994\varepsilon_{t-2} + \varepsilon_t$$

b3) Avaries boites aux 100 km de câble : Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(1,1,1); il s'écrit :

$$Y(t) = -0.9975Y_{t-1} - 0.9485\varepsilon_{t-1} + \varepsilon_t$$

c) Modèles des incidents (départs) :

c1) Départ Ait-Idir :

Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(2,0,1); il s'écrit :

$$Y(t) = 1.0661Y_{t-1} + 0.6030Y_{t-2} + \varepsilon_{t-1} + \varepsilon_t + 1.4393$$

c2) Départ Picard 1 : Le modèle de la série chronologique est un ARIMA(1,0,1); il s'écrit :

$$Y(t) = -0.2714Y_{t-1} + 0.0312\varepsilon_{t-1} + 2.6569$$

Nous nous sommes basés sur : les comportements des auto-corrélations et auto-corrélations partielles (voir la décroissance exponentielle des auto-corrélations et celles des auto-corrélations partielles) pour le choix de l'ordre (p,d,q) du modèle ARIMA, et les tests de Student pour la validation de chaque paramètre du modèle. Nous nous sommes basés également sur la variance du bruit blanc, le graphe de normalité des résidus et le test de χ^2 sur les résidus.

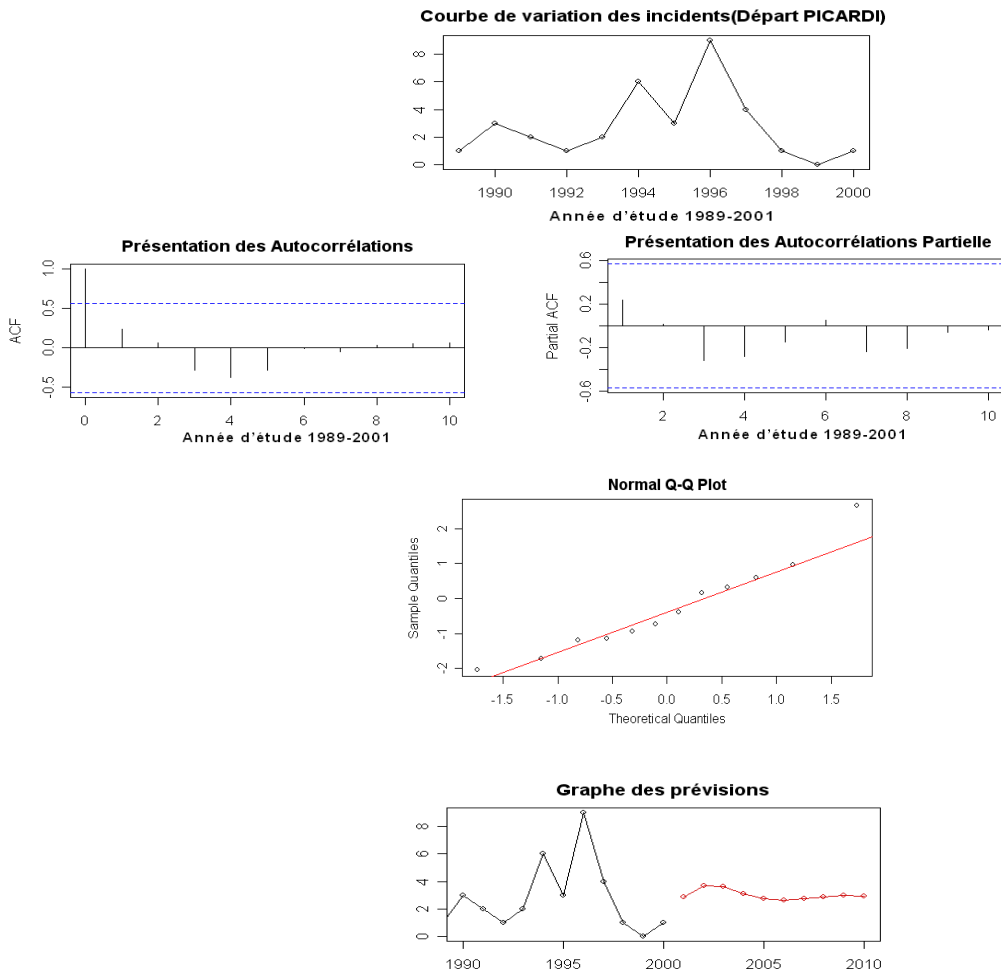


FIG. 4.1 – Courbe de prévisions pour les données du réseau 10 kV d’Alger.

4.5.2 Prévisions de la demande en énergie

Une autre application des séries chronologiques trouve son intérêt dans la prévision de la demande en énergie électrique. Un cas réel a été simulé, basé sur les données du retour d'expérience en terme de consommation fournie par la centrale hydroélectrique de Darguina. L'examen du graphe (4.2) de la série originale ne fait apparaître aucune tendance, ni de saisonnalité. Afin de réduire l'homogénéité de cette série, il a été nécessaire d'appliquer une transformation logarithmique sur cette dernière [21].

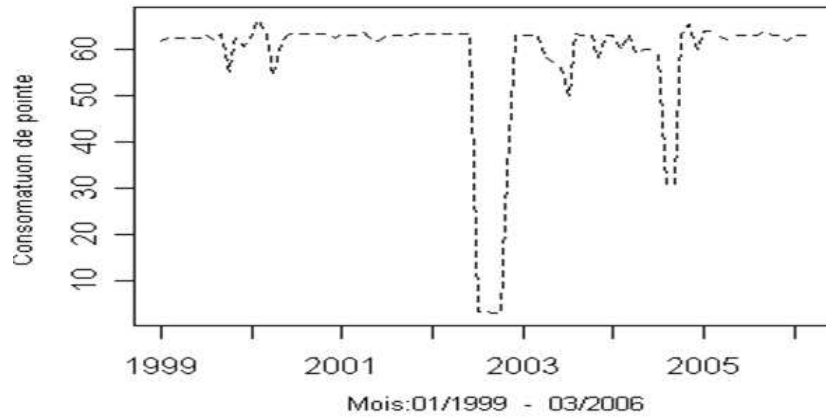


FIG. 4.2 – Le graphe de la série .

L'analyse des coefficients d'auto-corrélations et d'auto-corrélations partielles de la série transformée fait apparaître trois pics significatifs de retard 1, 2 et 3 pour l'auto-corrélation et deux pics significatifs de retard 1 et 4 pour l'auto-corrélation partielle. On proposera comme modèle possible un ARIMA(0,0,3). Le modèle va donc s'écrire sous la forme :

$$\Phi_0(B)\nabla^0 Y_t = \Theta_3(B)\varepsilon_t$$

$$\ln Y_t = (1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \theta_3 B^3)\varepsilon_t + C$$

Les estimateurs des paramètres du modèle sont :

$$\hat{\theta}_1 = 0.8619 \quad , \quad \hat{\sigma}(\hat{\theta}_1) = 0.0757$$

$$\hat{\theta}_2 = 0.7462 \quad , \quad \hat{\sigma}(\hat{\theta}_2) = 0.0872$$

$$\hat{\theta}_3 = 0.6746 \quad , \quad \hat{\sigma}(\hat{\theta}_3) = 0.0949$$

$$\hat{C} = 3.9756 \quad , \quad \hat{\sigma}(\hat{C}) = 0.1213$$

4.5.3 Tests sur la validité des coefficients du modèle

La condition de stationnarité est vérifiée : $|\phi| < 1$.

La condition de réversibilité est vérifiée : $|\theta_i| < 1$; $i=1,2,3$.

Test de H_0 " $\theta_1=0$ " contre H_1 " $\theta_1 \neq 0$ "

Ce test est basé sur la statistique

$$T_{\theta_1} = \frac{|\hat{\theta}_1|}{\hat{\sigma}(\hat{\theta}_1)} \hookrightarrow t_{(T-4, \frac{\alpha}{2})}$$

Sa réalisation (voir t value dans le résultat) est $\frac{0.8619}{0.0757} = 11.38 \not\leq t_{(83,0.025)} = 2.00$

Par conséquent, on rejette l'hypothèse H_0 . Cet estimateur est significatif $\Rightarrow \theta_1 \neq 0$

Test de H_0 " $\theta_2=0$ " contre H_1 " $\theta_2 \neq 0$ "

Ce test est basé sur la statistique

$$T_{\theta_2} = \frac{|\hat{\theta}_2|}{\hat{\sigma}(\hat{\theta}_2)} \hookrightarrow t_{(T-4, \frac{\alpha}{2})}$$

Sa réalisation (voir t value dans le résultat) est $\frac{0.7462}{0.0872} = 8.55 \not\leq t_{(83,0.025)} = 2.00$

Par conséquent, on rejette l'hypothèse H_0 . Cet estimateur est significatif $\Rightarrow \theta_2 \neq 0$

Test de H_0 " $\theta_3=0$ " contre H_1 " $\theta_3 \neq 0$ "

Ce test est basé sur la statistique

$$T_{\theta_3} = \frac{|\hat{\theta}_3|}{\hat{\sigma}(\hat{\theta}_3)} \hookrightarrow t_{(T-4, \frac{\alpha}{2})}$$

Sa réalisation (voir t value dans le résultat) est $\frac{0.6746}{0.0949} = 7.10 \not\leq t_{(83,0.025)} = 2.00$

Par conséquent, on rejette l'hypothèse H_0 . Cet estimateur est significatif $\Rightarrow \theta_3 \neq 0$

Test de H_0 " $C=0$ " contre H_1 " $C \neq 0$ "

Ce test est basé sur la statistique

$$T_C = \frac{|\hat{C}|}{\hat{\sigma}(\hat{C})} \hookrightarrow t_{(T-4, \frac{\alpha}{2})}$$

Sa réalisation (voir t value dans le résultat) est $\frac{3.9756}{0.1213} = 32.77 \not\leq t_{(83,0.025)} = 2.00$

Par conséquent, on rejette l'hypothèse H_0 . Cet estimateur est significatif $\Rightarrow (C) \neq 0$

4.5.4 Test sur les résidus

Le modèle trouvé ne doit être conservé que lorsque les résidus forment un bruit blanc. Ainsi qu'en témoigne le comportement des auto-corrélations et des auto-corrélations partielles (figure 4.3) qui sont tous inclus dans l'enveloppe. Cette constatation se confirme par le test de Box et Ljung sur les auto-corrélations des résidus.

En effet, la réalisation de la statistique Q' sur l'hypothèse de la nullité des 16 premiers coefficients de corrélation des résidus est :

$$Q' = T(T+2) \sum_{i=1}^{16} \frac{r_i'^2}{T-i} \hookrightarrow \chi_{T-k}^2 = 4.95$$

$$Q' = 4.95 < \chi_{16,0.05}^2 = 26.30$$

D'après ces deux tests, on constate que les résidus forment un processus bruit blanc.

Finalement le modèle de prévision de cette série va s'écrire :

$$\ln Y_t = (1 - 0.8619B - 0.7462B^2 - 0.6746B^3)\varepsilon_t + 3.9756$$

Y_t étant la série originale.

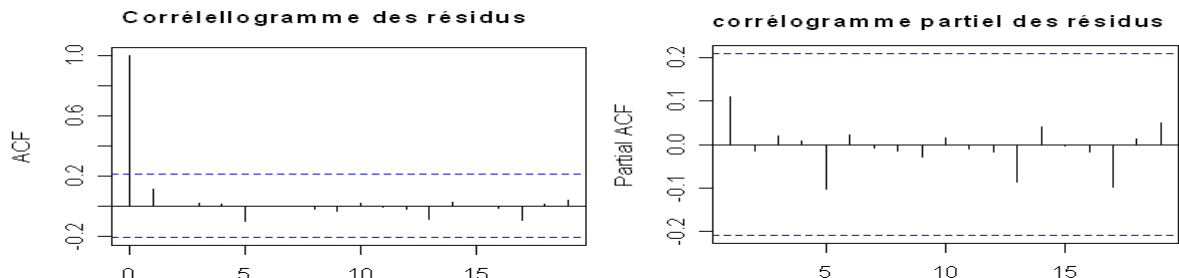


FIG. 4.3 – corréllogramme et corrélogramme partiel des résidus

Les prévisions des douze mois de l'année sont représentés dans le tableau suivant :

Année/Mois	Janvier	février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
2006				64.002	60.176	55.615	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280
2007	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280
2008	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280
2009	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280
2010	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280	53.280

TAB. 4.1 – Les prévisions des consommations de pointes mensuelles

Graphe des prévision

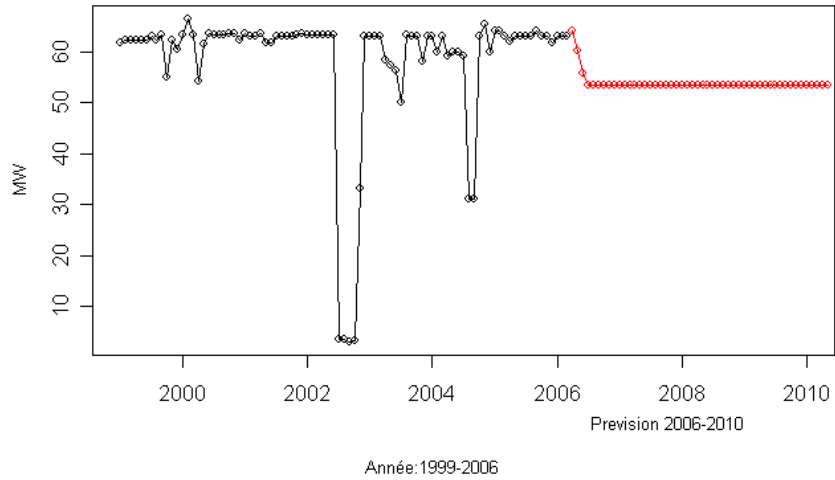


FIG. 4.4 – Graphe des prévisions

4.6 Evaluation des paramètres des lois de distribution

Dans le but d'effectuer une analyse de fiabilité, des paramètres des lois de distribution doivent être estimés. Les données concernent les composants du système de distribution de la ville de Béjaia. La base de données a été établie sur une période de 17 ans, allant de 1991 jusqu'à 2007. Les composants et sous-systèmes étudiés sont respectivement, les boîtes d'extrémités extérieures (BEE), les boîtes d'extrémités intérieures (BEI), les transformateurs (TR), les lignes aériennes, les câbles souterrains plus les boîtes de jonctions et les départs pris individuellement sont supposés des sous-systèmes séries.

4.6.1 Test d'ajustement de Kolmogorov-Smirnov

Ce test a pour but de vérifier si un échantillon provient ou pas d'une variable aléatoire de distribution connue $F_0(x)$.

Soit $F_n(x)$ la fonction de répartition de la variable échantillonnée, il s'agit de tester :

$$H_0 : "F_n(x) = F_0(x)" \text{ contre } H_1 : "F_n(x) \neq F_0(x)"$$

On se fixe pour cela un risque d'erreur α appelé niveau de signification et représentant la probabilité maximale de rejet à tort H_0 .

– Principe du test

Le test de Kolmogorov implique le calcul de :

– plus grand écart entre $F_n(x)$ et $F_0(x)$,

$$D_{ks} = \sup_{x \in \mathbb{R}} |F_n(x) - F_0(x)| \quad (4.13)$$

– La région de décision est alors :

– Si $D_{ks} > d(n, \alpha)$, on rejette l'ajustement de la variable X par la loi choisie.

– Si $D_{ks} < d(n, \alpha)$, on ne rejette pas l'ajustement de la variable X par la loi choisie.

4.6.2 Résultats d'ajustement des données

Equipement	n	Loi ajustée	Paramètres	D_{ks}	$d(n, 0.05)$	Décision
BEE	17	Weibull	$\beta=2.874256, \eta = 4.141950 * 10^5$	0.3136	0.318	on ne rejette pas on rejette
		Exponentielle	$\lambda = 5.949483 \times 10^{-6}$	0.8382		
BEI	17	Weibull	$\beta = 1.30000, \eta = 3.612098 * 10^6$	0.185	0.318	on ne rejette pas on rejette
		Exponentielle	$\lambda = 6.656045 \times 10^{-6}$	0.9897		
TR	17	Weibull	$\beta = 2.459579, \eta = 5.909754 * 10^6$	0.2264	0.318	on ne rejette pas on rejette
		Exponentielle	$\lambda = 2.041714 \times 10^{-7}$	0.8775		
Câble souterrain	17	Weibull	$\beta=1.128344, \eta = 3.526378 * 10^5$	0.2246	0.318	on ne rejette pas on ne rejette pas
		Exponentielle	$\lambda = 3.198708 \times 10^{-6}$	0.27		
Ligne aérienne	17	Weibull	$\beta=1.802051, \eta = 9.595387 * 10^4$	0.24	0.318	on ne rejette pas on rejette
		Exponentielle	$\lambda = 1.067471 \times 10^{-5}$	0.33		
Départ	17	Weibull	$\beta=1.992423, \eta = 5.474620 * 10^4$	0.1762	0.318	on ne rejette pas on rejette
		Exponentielle	$\lambda = 2.040734 \times 10^{-5}$	0.938		

TAB. 4.2 – Résultats d'ajustement pour les durées de bon fonctionnement

Les résultats obtenus montrent que le modèle de Weibull à deux paramètres est accepté pour un niveau de signification $\alpha = 0.05$ pour les équipements électriques (BEE, BEI, transformateur, les lignes aériennes) et le départ.

Pour le câble souterrain, en plus d'une tendance vers le modèle de Weibull, l'exponentialité de sa durée de vie et aussi validé. Elle est appuyée sur le fait que le paramètre de forme du modèle de Weibull est proche de 1.

Sur la base de ces premiers résultats, les durées de coupure des équipements ont été modélisés par la loi de Weibull et ce test n'est pas rejeté avec $\alpha = 0.05$ et cela afin de calculer les indices de fiabilité des équipements.

Equipement	n	Loi ajustée	paramètres	D_{ks}	$d(n, 0.05)$
BEE	17	Weibull	$\beta = 1.1305880, \eta = 114.3317432$	0.2445	0.318
BEI	17	Weibull	$\beta = 0.9416218, \eta = 122.7148681$	0.2452	0.318
TR	17	Weibull	$\beta = 0.5684626, \eta = 369.5055224$	0.2108	0.318
Câble souterrain	17	Weibull	$\beta = 0.8636170, \eta = 1813.4630584$	0.1416	0.318
Ligne aérienne	17	Weibull	$\beta = 0.9247462, \eta = 1589.3331267$	0.1385	0.318
Départ	17	Weibull	$\beta = 1.5559058, \eta = 197.7880727$	0.13	0.318

TAB. 4.3 – Résultats d'ajustement pour les durées de coupure

Où

n : Taille de l'échantillon.

4.6.3 Indices de fiabilité des équipements

Les premiers indices de fiabilité ainsi calculés sont le MUT le MDT, le MTBF, la disponibilité (A), la fréquence de coupure (F_i) et le taux de défaillance (λ), récapitulés dans le tableau (4.4).

Equipement	MUT(h)	MDT(h)	MTBF(h)	A	$F_i(1/a)$	$\lambda(1/a)$
BEE	6301.83	1.82	6303.65	0.9997107	1.390368	0.1764706
BEI	55600.82	2.16	55602.92	0.9999688	0.1575198	0.01038062
TR	87358.33	9.97	97638.32	0.9998858	0.1002449	0.007785467
Câble souterrain	5226.31	27.34	5253.65	0.9947954	1.667438	0.066(1/km)
Ligne aérienne	1514.31	28.46	154275.1	0.981567	5.678174	0.649(1/km)
Départ	808.68	2.96	811.647	0.9963486	10.79290	-

TAB. 4.4 – Indices de fiabilité des équipements

Les résultats obtenus peuvent être interprétés ainsi :

Pour le câble souterrain, le paramètre de forme est proche de 1. Cette situation conduit à un taux de défaillance sensiblement constant. Elle est justifiée par le fait que les câbles souterrains sont en majorité enterrés dans les mêmes conditions pour l'ensemble des tronçons et qu'ils échappent à l'influence des paramètres environnementaux.

Pour le reste des équipements, le paramètre de forme est supérieur à 1, leurs taux de défaillances sont donc croissants avec l'âge. Ceci signifie que leurs pannes sont dues au vieillissement.

Nous remarquons que :

La BEE enregistre en moyenne 1.390368 coupures par an, ce qui fait un temps de coupure de (2.53047 h/a).

Les câbles souterrains, enregistrent en moyenne 1.667438 coupures par an, ce qui fait un temps de coupure de (45.58775 h/a).

Les lignes aériennes, enregistrent en moyenne 5.678174 coupures par an, ce qui fait un temps de coupure de (161.6008 h/a).

Seul le Transformateur et la BEI ont une fréquence de panne inférieure à un.

Le départ enregistre en moyenne 10.79290 coupures par an, ce qui fait un temps de coupure de (31.94698 h/a).

Les durées moyennes de coupure pour chaque équipement et le départ sont presque négligeables devant les temps moyens de bon fonctionnement, ceci explique la disponibilité qui varie entre 0.99 et 0.98.

D'après les résultats obtenus, le départ ville 1 est en panne environ (0.36%) du temps annuel, soit en moyenne (31.94698 h/a) .

4.6.4 Résultats d'ajustement pour le poste

Dans notre étude, on a supposé que la panne d'un poste est d ue soit à la panne du transformateur ou à celle de la BEI et que les autres équipements sont plus fiables. La mod elisation du cycle de vie du poste est en trois  tats : fonctionnement, panne, maintenance ; comme la montre la figure (4.5).

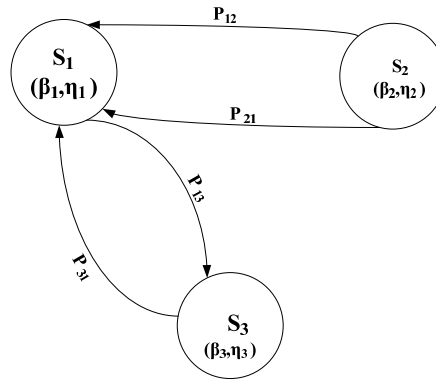


FIG. 4.5 – Graphe des  tats (fonctionnement, panne, maintenance)

Soit, $X_{12}, X_{13}, X_1, X_2, X_3$, des variables aléatoires telles que :

X_{12} : Durée de fonctionnement jusqu'à la panne ;

X_{13} : Durée de fonctionnement jusqu'à la maintenance ;

X_1 : Durée de fonctionnement ( tat S_1) ;

X_2 : Durée de coupure ( tat S_2) ;

X_3 : Durée de maintenance ( tat S_3).

Variables	n	Loi ajustée	paramètres	D_{K_S}	d(n,0.05)	Décision
X_{12}	27	Weibull	$\beta=1.064471, \eta = 3.282740 * 10^6$	0.1356	0.25438	on ne rejette pas
		Exponentielle	$\lambda = 0.0233564$	0.6815		
X_{13}	27	Weibull	$\beta=1.668917, \eta = 7.258919 * 10^5$	0.2173	0.25438	on rejette pas
X_2	27	Weibull	$\beta= 0.67648430, \eta = 196.00156991$	0.219	0.25438	on rejette pas
X_3	27	Weibull	$\beta= 1.0389924, \eta = 123.6004984$	0.1218	0.25438	on rejette pas

TAB. 4.5 – Résultats d'ajustement

Les résultats obtenus montrent que, pour un niveau de signification $\alpha = 0.05$, le modèle de Weibull à deux paramètres pour X_{12} est accepté et le modèle exponentiel est rejeté ; pour cela nous avons modélisé X_{13}, X_2 , et X_3 par le modèle de Weibull qui est accepté avec $\alpha = 0.05$.

4.7 Tests non-paramétriques

4.7.1 Test graphique basé sur la TTT-statistique

Soit $(t_1 = x_1 \leq t_2 = x_2 \leq \dots \leq t_n = x_n)$ un échantillon ordonné des temps de bon fonctionnement d'un équipement en exploitation, issu de la variable aléatoire X : "durée de vie."

Soit F la fonction de répartition de X . On note $[n, U, r]$ le plan d'essai où n équipements sont observés jusqu'à la date de la $r^{\text{ème}}$ panne sans remplacement des équipements tombés en panne.

Soit

$$S(t_r) = \sum_{i=1}^r S_i \quad (4.14)$$

avec

$$S_i = (n - i + 1)(t_i - t_{i-1}) \quad (4.15)$$

$S(t_r)$ est appelée TTT-statistique. Elle représente le temps cumulé de bon fonctionnement de l'ensemble des éléments soumis aux essais d'un plan $[n, U, r]$. On l'appelle également Totale Time on Test transformation. Posons :

$$H_n^{-1}(r/n) = \int_0^{F_n^{-1}(r/n)} [1 - F_n(u)] du \quad (4.16)$$

où

est la fonction répartition empirique et F_n^{-1} la fonction inverse correspondante. Par conséquent :

$$H_n^{-1}(r/n) = \frac{1}{n} S(t_r) \quad (4.17)$$

Par analogie :

$$H_{F^{-1}}(t) = \int_0^{F^{-1}(t)} [1 - F(u)] du \quad (4.18)$$

Lemme : Si F est IFR (resp. DFR) alors la fonction $\frac{H_{F^{-1}}(t)}{H_{F^{-1}}(1)}$ est concave (resp. convexe). D'après le théorème de Glivenko-Cantelli,

$$\lim_{n \rightarrow \infty} H_n^{-1}(r/n) = H_{F^{-1}}(t) \quad (4.19)$$

Dans le cas où nous avons un échantillon tronqué (t_1, t_2, \dots, t_r) , le nuage de points $(\frac{i}{r}, \frac{S t_i}{S t_r})$ peut être disposé autour d'une fonction dépendante de t et ayant l'allure du rapport $\frac{H_{F^{-1}}(t)}{H_{F^{-1}}(1)}$.

On obtient donc le graphe TTT en présentant les points $(\frac{i}{r}, \frac{St_i}{St_r})$ sur le carré unité et on les connectant par des segments de droite. Ainsi, d'après la distribution des ces points, on prononcera l'appartenance de la distribution à l'une des classes non paramétriques. En particulier, on peut sans ambiguïté rejeter la loi exponentielle si on observe des écarts significatifs par rapport à la première bissectrice. On décidera donc de rejeter H_0 .

- En faveur de la distribution IFR, si la courbe obtenue est concave.
- En faveur de la distribution DFR, si la courbe est convexe.

Cette notion de tests non-paramétriques est introduite pour conforter les résultats obtenus dans le paragraphe précédent. Les modèles présentés sont très simples et montrent la tendance des évolutions des pannes des différents composants du système électrique étudié.

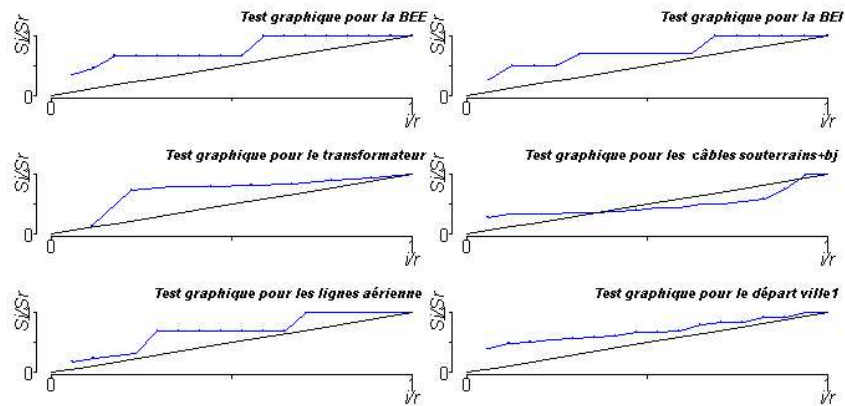


FIG. 4.6 – Test graphique pour BEE, BEI, TR, câble souterrain, lignes aérienne, Départ (ville1)

Les résultats de l'application du test graphique sont résumés dans le tableau suivant :

Equipement	n	Allure de la courbe de tendance	Modèle	Taux de défaillance
BEE	17	Concave	IFR	Croissant
BEI	17	Concave	IFR	Croissant
TR	17	Concave	IFR	Croissant
Câble souterrain	17	Au tour de la première droite	Exponentiel	Constant
lignes aérienne	17	Concave	IFR	Croissant
Départ	17	Concave	IFR	Croissant

TAB. 4.6 – Récapitulatif du test graphique

Comparaison des résultats

D'après les résultats obtenus, on remarque l'homogénéité (concordance) entre les résultats obtenus par la modélisation paramétrique et ceux obtenus par la modélisation non-paramétrique du fait qu'ils se rejoignent dans la description du type de défaillance. Pour

le câble souterrain, la modélisation paramétrique des lois de fiabilité a donné le modèle de Weibull de paramètre de forme β proche de 1 et le modèle exponentiel. C'est-à-dire que le taux de défaillance est constant ; ce qui est confirmé par le test graphique qui a validé l'exponentialité de sa durée de vie.

Pour les autres équipements, le paramètre de forme β du modèle de Weibull est supérieur à 1. Leur taux de défaillance est donc croissant, ce qui correspond à la classe de distribution IFR trouvée par les tests graphiques.

Conclusion

Dans cette partie du travail, l'importance des modèles de Box et Jenkins à été mise en exergue avec deux types de prévisions concernant les réseaux électriques, à savoir : les prévisions des évolutions des pannes des composants/système et les prévisions des consommations de pointes dépendantes d'un ensemble de groupes de générateurs. Le volet relatif à l'estimation des paramètres des distributions et l'évaluation des indices de fiabilité à été traité et une première comparaison à été effectuée entre la modélisation paramétrique et la modélisation non-paramétrique.

CHAPITRE 5

Modélisation de la défaillance et de la dégradation par les graphes d'états

Introduction

Pour modéliser la défaillance, trois formalismes peuvent assurer cette tâche, à savoir : les arbres de défaillance, les réseaux de Pétri ou les graphes des états. Selon l'interdépendance des composants et l'objectif à atteindre. Notre étude porte sur les graphes des états ; où la méthode de Markov sera prépondérante et développée. Une nouvelle approche, nouvellement introduite dans des systèmes électriques sera développée et appliquée. Comparée à la méthode de Markov ou plusieurs hypothèses simplificatrices sont considérées, l'approche de Weibull-Markov s'avère plus réaliste.

Le processus de dégradation des équipements à été traité avec un grand intérêt et comparativement aux travaux déjà publiés, la réparation partielle ou les actions de maintenance trouvent une place confortable dans le travail présenté dans ce chapitre.

5.1 Défaillance aléatoire

Dans plusieurs publications, il est indiqué que la défaillance d'un composant/système peut-être définie selon deux catégorisées, à savoir : la défaillance aléatoire ou celle résultant comme conséquence d'une séquence de dégradation.

Dans ce qui suit, un intérêt particulier a été accordé à la détermination de la disponibilité selon les deux catégories de défaillances.

5.1.1 Composant/système à deux états

La représentation la plus classique est donnée à la figure (5.1). Dans le diagramme (5.1-a), il s'agit du processus Fonctionnement - Panne, quant au diagramme (5.1-b), il met en évidence la sécurité en introduisant un état fictif où une précision est donnée selon l'état de panne et dangereux ou non.

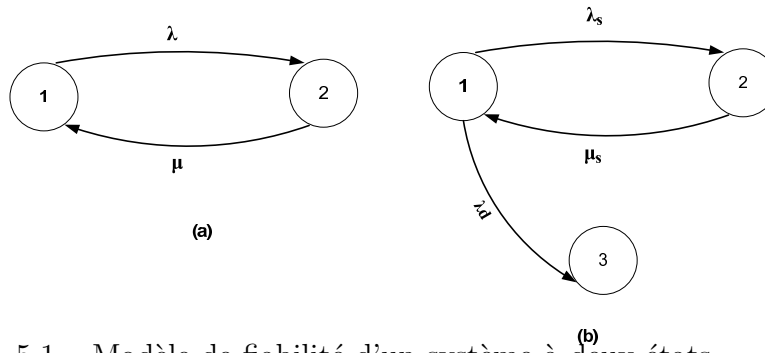


FIG. 5.1 – Modèle de fiabilité d'un système à deux états.

Avec :

1 : état de bon fonctionnement ;

2 : état de non fonctionnement ;

λ : taux de défaillance ;

μ : taux de réparation.

2(b) : état de panne non dangereuse ;

3 : état de panne dangereuse ;

λ_s : taux de défaillance dû à la panne non dangereuse ;

μ_s : taux de réparation de la panne non dangereuse ;

λ_d : taux de défaillance dû à la panne dangereuse ;

Le calcul de la disponibilité s'effectue sur la base de la résolution d'un système d'équations différentielles exprimées en termes de probabilité. Le développement de ce point est classique et disponible dans la référence [14].

Néanmoins, pour les deux diagrammes, on définit la disponibilité (A) par :

-pour le diagramme (5.1-a) :

$$A = P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

-pour le diagramme (5.1-b) :

$$A = P_1 = \frac{\mu_s}{\mu_s + \lambda_s + \lambda_d}$$

5.1.2 Système redondant

Ce point mérite une attention particulière, par rapport à la réparation. On distinguera deux cas possibles, à savoir : présence de deux réparateurs, et présence d'un seul réparateur. Dans le premier cas, il s'agit de systèmes indépendants, quant au deuxième cas, la dépendance réside dans le fait que c'est le premier composant tombé en panne qui sera réparé. Les graphes des états sont simultanément donnés à la figure (5.2).

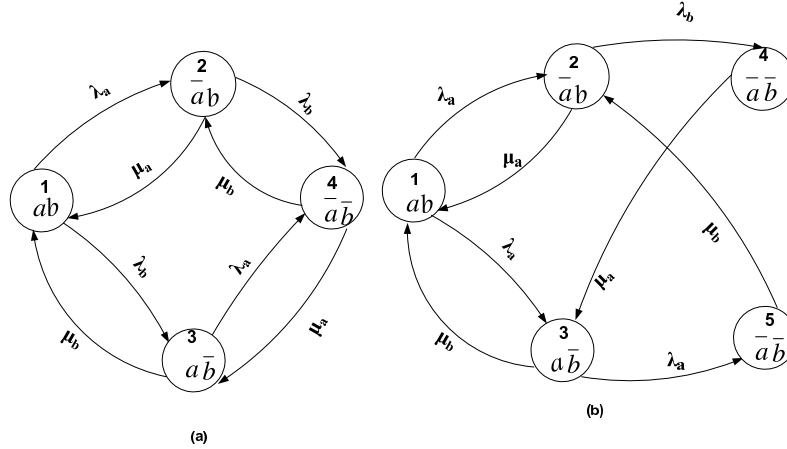


FIG. 5.2 – Graphe des états d'un système à 02 composants en parallèle

Avec

a, b : état de bon fonctionnement des éléments, a, b .

\bar{a}, \bar{b} : état de panne des élément a, b .

Etat 4 : on répare a et puis b .

Etat 5 : on répare b et puis a .

Pour les deux cas, on exprime la disponibilité en partant d'un système d'équations différentielles qui après résolution donne :

Pour le diagramme (5.2-a) : cas d'un système indépendant

$$A = \frac{\mu_a \mu_b + \lambda_a \mu_b + \lambda_b \mu_a}{(\lambda_a + \mu_a)(\lambda_b + \mu_b)}$$

Pour le le diagramme(5.2-b) : cas d'un système dépendant

$$A = P_1 + P_2 + P_3$$

Avec

$$P_1 = \left[1 + \frac{\lambda_a(\lambda_a + \mu_b)}{D} + \frac{2\lambda_a \lambda_b(\lambda_a + \lambda_b)}{D(\mu_a + \mu_b)} + \frac{\lambda_a \lambda_b(\lambda_a + \mu_b)}{D\mu_a} + \frac{2\lambda_a^2 \lambda_b(\lambda_a + \mu_b)}{D\mu_b(\mu_a + \mu_b)} \right]^{-1}$$

$$P_2 = \frac{\lambda_a(\lambda_a + \mu_b)}{D} P_1$$

$$P_3 = \frac{2\lambda_b}{\mu_a + \mu_b} P_2$$

$$P_4 = \frac{\lambda_b}{\mu_a} P_2 \quad P_4 = \frac{\lambda_a}{\mu_b} P_3$$

$$D = (\lambda_b + \mu_b)(\lambda_a + \mu_b) - 2\lambda_a\lambda_b$$

5.1.3 Défaillance aléatoire avec maintenance

Le cas le plus classique est que pour le diagramme (5.1-a), on ajoute un état de maintenance préventive. Comme dans certaines références, cet état peut être ajouté selon le diagramme (5.3), où l'état 2 est intermédiaire, c'est-à-dire qu'une panne peut avoir lieu au moment de la maintenance.

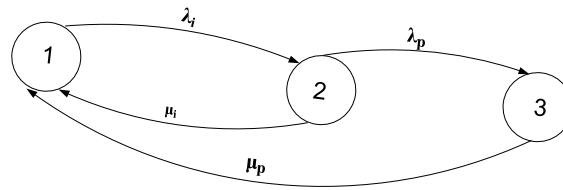


FIG. 5.3 – Graphe avec un état intermédiaire.

Avec :

1 : état de bon fonctionnement,

2 : état intermédiaire,

3 : état de panne,

λ_i : taux de panne dû à la maintenance,

μ_i : taux de remise en service après maintenance,

λ_p : taux de défaillance dû à la panne,

μ_p : taux de réparation dû à la panne.

Le développement analytique, similaire aux cas précédents, donne la disponibilité comme suit :

$$A = P_1 = \frac{\mu_p(\lambda_p + \mu_i)}{\mu_p(\lambda_i + \mu_p) + 2\lambda_p\lambda_i}$$

Dans le paragraphe qui va suivre, nous introduisons le principe de dégradation selon k étapes avant l'état catastrophique, dit de panne. Nous distinguons le cas sans maintenance, le cas avec de simples maintenances (imparfaites) et le cas avec des maintenances parfaites.

5.2 Processus de dégradation

5.2.1 Sans maintenance

Relativement aux travaux développés dans le paragraphe (5.1), il existe aussi des echecs qui résultent de la dégradation tels que représentés sur la figure (5.4). Ces diagrammes d'états sont applicables pour le composant simple et pour les systèmes multi-composants combinés en série. La détérioration D_i peut concerner le même composant ou différents composants dans le système.

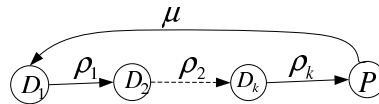


FIG. 5.4 – Diagramme des états avec le processus de dégradation

Où

D_k : état de dégradation au stade k ,

P : état de panne,

ρ_1, ρ_2, ρ_k : taux de transition.

5.2.2 Avec maintenance imparfaite

La figure (5.5) représente les diagrammes des états avec un programme de maintenance. Le diagramme (5.5-a) montre la possibilité que la panne peut se produire pendant l'entretien.

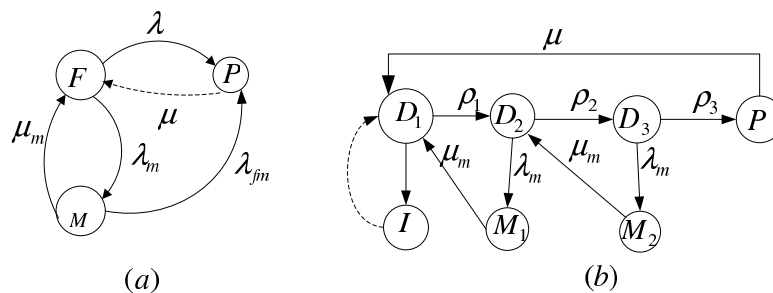


FIG. 5.5 – Diagramme des états de transitions d'un système réparable avec un programme de maintenance préventive.

Où

D_2 : dégradation mineure et D_3 : dégradation majeure,

F : état de bon fonctionnement,

P : état de panne,
 M : état maintenance.

5.2.3 Avec les maintenances imparfaite et parfaite

Le processus de dégradation est représenté par une séquence d'étapes croissantes. Chaque étape correspond à un degré de détérioration, jusqu'à la panne de l'équipement. Il est supposé que la maintenance remet l'équipement à ses conditions antérieures à la dégradation [55].

La maintenance ne produit aucune amélioration lorsque le taux de panne est constant. Dans le cas avec le processus de dégradation vieillissante, la situation est tout à fait différente, où le temps jusqu'à l'arrivée de la panne n'est pas exponentiellement distribué. Dans de tels processus, la fonction risque augmente et l'entretien engendre l'amélioration indépendamment des types de distributions entre étapes [56].

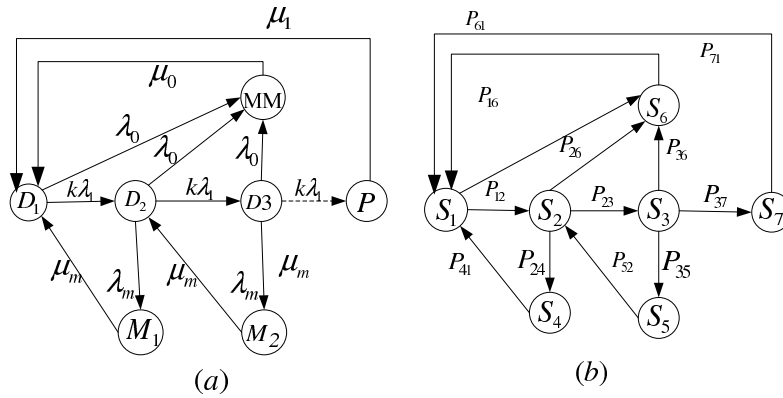


FIG. 5.6 – Modèle homogène de Markov avec des états de dégradations

La figure (5.6) représente le modèle homogène de Markov avec différentes états de dégradation. L'entretien préventif pour un système multi-composants peut être organisé dans trois principales actions : réparation ($M1=(1a)$ ou $(1b)$) après une dégradation mineure, réparation partielle ($M2=(1a)$ ou $(1b)$) après une dégradation majeure et le remplacement ($MM=2p$).

Les temps passés dans chaque étape de détérioration sont exponentiellement distribués avec la même moyenne $\frac{1}{k\lambda_1}$. Par conséquent, le temps d'échec est distribué suivant la loi d'Erlang. L'action de maintenance est modélisée par un processus de Poisson avec un paramètre λ_m . Les durées de maintenance sont exponentiellement distribuées avec une moyenne $\frac{1}{\mu_m}$. Le remplacement après échec ramène l'équipement à son état initial avec une moyenne $\frac{1}{\mu_1}$. La réparation suivant les échecs aléatoires est réalisée avec un taux μ_0 , ainsi le retour à l'état initial D_1 .

Deux points de vue sont présentés, où les temps passés dans chaque étape de détérioration sont exponentiellement distribués : pour le premier, la dégradation se produit uniformément, avec une moyenne identique de $\frac{1}{\rho_1} = \frac{1}{\rho_2} = \frac{1}{\rho_3} = \frac{1}{3\lambda}$ pour le deuxième, la dégradation est non uniforme, avec une moyenne de $\frac{1}{\rho_1} > \frac{1}{\rho_2} > \frac{1}{\rho_3}$

Les différentes transitions entre les états de la figure (5.6-a) sont données par la matrice des taux de transition S_{ij}

$$S_{ij} = \begin{pmatrix} -\Sigma_1 & \rho_1 & 0 & 0 & 0 & \lambda_0 & 0 \\ 0 & -\Sigma_2 & \rho_2 & \lambda_m & 0 & \lambda_0 & 0 \\ 0 & 0 & -\Sigma_2 & 0 & \lambda_m & \lambda_0 & \rho_3 \\ \mu_m & 0 & 0 & -\mu_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu_m & 0 & 0 & -\mu_m & 0 & 0 \\ \mu_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mu_0 & 0 \\ \mu_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mu_1 \end{pmatrix}$$

avec :

$$\Sigma_1 = \rho_1 + \lambda_0, \Sigma_2 = \rho_2 + \lambda_0 + \lambda_m \text{ et } \Sigma_3 = \rho_3 + \lambda_0 + \lambda_m$$

À l'état stationnaire le système d'équations peut être résolu comme suit :

$$PS^T = 0 \quad (5.1)$$

$$\sum_{i=1}^7 P_i = 1 \quad (5.2)$$

avec

$$P = [P_1 \ P_2 \ P_3 \ P_4 \ P_5 \ P_6 \ P_7].$$

et P_i est la probabilité à l'état stationnaire que le composant est à l'état i et ne subit aucune maintenance minimale.

La disponibilité est la somme des probabilités que le composant ou le système est en service. Elle est donnée par :

$$A(\lambda_m) = P_1 + P_2 + P_3. \quad (5.3)$$

En utilisant le processus développé dans la section (5.3), les probabilités de transition sont données par la matrice (P_{ij})

avec

$$\Sigma_4 = k\rho_2\lambda_m + \lambda_0\lambda_m + \rho_2\lambda_0, \Sigma_5 = \rho_3\lambda_m + \lambda_0\lambda_m + \rho_3\lambda_0$$

$$(P_{ij}) = \begin{pmatrix} 0 & \frac{\lambda_0}{\Sigma_1} & 0 & 0 & 0 & \frac{\rho_1}{\Sigma_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\lambda_0 \lambda_m}{\Sigma_3} & \frac{\rho_2 \lambda_0}{\Sigma_4} & 0 & \frac{\rho_2 \lambda_m}{\Sigma_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\rho_3 \lambda_0}{\Sigma_5} & \frac{\rho_3 \lambda_m}{\Sigma_5} & \frac{\lambda_0 \lambda_m}{\Sigma_5} \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

5.3 Modélisation Markovienne

La modélisation des systèmes dynamiques par le processus homogène de Markov présente bien des avantages dont notamment la possibilité d'effectuer des traitements plus précis et plus rapides en se ramenant à la résolution d'un système d'équations différentielles linéaires du premier ordre.

Le modèle homogène de Markov est définie par [57, 12] :

1. l'ensemble des états possibles : $E = \{1, 2, 3, \dots, N\}$, où N est le nombre d'états possibles du composant c .
2. La vie stochastique : $(X_{c,n}, T_{c,n})_{n=0}^{\infty}$
où
 $-\forall n, (X_{c,n} \in E, X_{c,n} \neq X_{c,n+1})$
 $-T_{c,0} = 0 \text{ et } \forall n; (T_{c,n+1} > T_{c,n})$
3. $F_{c,ij}(t)$ l'ensemble des fonctions de répartition des durées de transition $D_{c,ij}$

$$\begin{aligned} F_{c,ij}(t) &= P(D_{c,ij} \leq t) \\ &= P(X_{c,n+1} = j, (T_{c,n+1} - T_{c,n} \leq t / X_{c,n} = i)) \\ &= 1 - \exp\left(-\frac{t}{\lambda_{c,ij}}\right) \end{aligned}$$

Les durées de transition $D_{c,ij}$ sont des durées stochastiques d'un état i sachant que le prochain état est j .

$$\begin{aligned} F_{c,i}(t) &= P(D_{c,i} \leq t) \\ &= P(\min_{j=1}^N (D_{c,ij}) \leq t) \\ &= 1 - \prod_{j=1}^N P(D_{c,ij} > t) \\ &= 1 - \prod_{j=1}^N \exp\left(-\frac{t}{\lambda_{c,ij}}\right) \end{aligned}$$

$$= 1 - \exp\left(-\frac{t}{\lambda_{c,i}}\right) \quad (5.4)$$

où

$$\frac{1}{\lambda_{c,i}} = \sum_{j=1}^N \frac{1}{\lambda_{c,ij}} \quad (5.5)$$

La durée d'un état peut être directement calculée à partir du taux de transition de ce dernier :

$$\mathbb{E}(D_{c,i}) = \frac{1}{\lambda_{c,i}} \quad (5.6)$$

La probabilité de transition s'écrit alors $P_c(i, j) = P(X_{c,n+1} = j / X_{c,n} = i)$:

$$\begin{aligned} P_c(i, j) &= P(D_{c,ij} = \min_{k=1}^N(D_{c,ik})) \\ &= \int_0^\infty P(\min_{k \neq j} (D_{c,ik}) \geq \nu) \frac{1}{\lambda_{c,ij}} e^{-\nu/\lambda_{c,ij}} d\nu \\ &= \int_0^\infty \frac{1}{\lambda_{c,ij}} e^{-\nu/\lambda_{c,ij}} d\nu \\ &= \frac{\lambda_{c,i}}{\lambda_{c,ij}} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Les deux variables $D_{c,i}$ et $D_{c,ij}$; sont exponentiellement distribuées de taux $\lambda_{c,i}$ et $\lambda_{c,ij}$ respectivement.

La probabilité de l'état i d'un composant peut être calculée comme suit :

$$P_c(i) = \frac{\pi(i)\mathbb{E}(D_{c,i})}{\sum_{i=1}^N \pi(i)\mathbb{E}(D_{c,i})} \quad (5.8)$$

La fréquence de l'état i est calculée par :

$$F_c(i) = \frac{P_c(i)}{\mathbb{E}(D_{c,i})} \quad (5.9)$$

où

$\pi(n) = (P(X_n = 1), P(X_n = 2), \dots, P(X_n = N))$ est le vecteur des probabilités des états.

5.4 Approche de Weibull-Markov

Le modèle de Weibull-Markov est obtenu à partir du modèle homogène de Markov. Au lieu de la distribution exponentielle, on utilise la distribution de Weibull pour les durées des résidences dans et des transitions entre les états des composants. L'avantage de cette distribution est qu'elle n'ignore pas l'usure antérieure du composant.

5.5 Modélisation de Weibull-Markov [57, 12, 58]

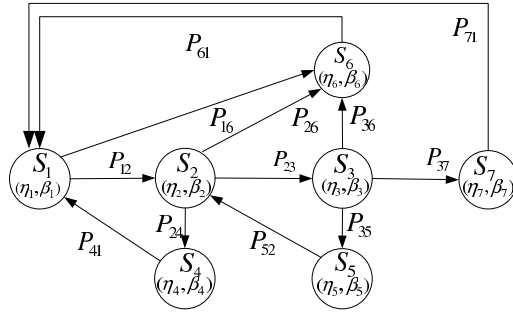


FIG. 5.7 – Modèle Weibull-Markov avec des états de dégradation.

Le composant de Weibull-Markov est un composant stochastique qui est défini comme suit [57] :

- L'ensemble des états possibles $E = \{1, 2, 3, \dots, N\}$ où N est le nombre d'états possibles.
- La vie stochastique : $(X_{c,n}, T_n)_{n=0}^{\infty}$ où
 - $\forall n, (X_{c,n} \in E, X_{c,n} \neq X_{c,n+1})$
 - $T_{c,0} = 0$ et $\forall n; (T_{c,n+1} > T_{c,n})$
- $F_{c,ij}(t)$ L'ensemble des fonctions de répartition des durées de transition $D_{c,ij}$

$$\begin{aligned}
 F_{c,ij}(t) &= P(D_{c,ij} \leq t) \\
 &= P(X_{c,n+1} = j, (T_{c,n+1} - T_{c,n}) \leq t / X_{c,n} = i) \\
 &= 1 - e^{-(\frac{t}{\eta_{c,ij}})^{\beta_{c,ij}}}
 \end{aligned}$$

La distribution de probabilité de la durée $D_{c,i}$ de l'état i du composant c est la distribution du minimum des durées de transition :

$$\begin{aligned}
 F_{c,i} &= P(D_{c,i} \leq t) = P(\min_{j=1}^N (D_{c,ij}) \leq t) \\
 &= 1 - \prod_{j=1}^N P(D_{c,ij} > t) = 1 - \prod_{j=1}^N e^{-(\frac{t}{\eta_{c,ij}})^{\beta_{c,ij}}} \\
 &= 1 - e^{\sum_{j=1}^N -(\frac{t}{\eta_{c,ij}})^{\beta_{c,ij}}}
 \end{aligned} \tag{5.10}$$

L'expression peut être simplifiée en prenant le même paramètre de forme pour toutes les durées de transition entre les états :

$$\beta_{c,ij} = \beta_{c,i} \tag{5.11}$$

On aura :

$$F_{c,i}(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta_{c,i}}\right)^{\beta_{c,i}}} \quad (5.12)$$

$$\left(\frac{1}{\eta_{c,i}}\right)^{\beta_{c,i}} = \sum_{j=1}^N \left(\frac{1}{\eta_{c,ij}}\right)^{\beta_{c,i}} \quad (5.13)$$

Les probabilités de transition entre les états peuvent être déduites comme suit :

$$\begin{aligned} P_c(i, j) &= P(D_{c,ij} = \min_{k=1}^N(D_{c,ik})) \\ &= \int_0^\infty P(\min_{k \neq j}^N(D_{c,ik}) \geq \nu) \frac{\beta_{c,i} \nu^{\beta_{c,i}-1}}{\eta_{c,ij}^{\beta_{c,i}}} e^{-(\nu/\eta_{c,ij})^{\beta_{c,i}}} d\nu \\ &= \int_0^\infty \frac{\beta_{c,i} \eta^{\beta_{c,i}-1}}{\eta_{c,ij}^{\beta_{c,i}}} e^{-(\nu/\eta_{c,i})^{\beta_{c,i}}} d\nu \\ &= \frac{\eta_{c,i}}{\eta_{c,ij}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Les fréquences et les probabilités d'état d'un composant de Weibull-Markov peuvent être calculées par rapport à la chaîne de Markov induite. Pour tout modèle de Weibull Markov, à l'exclusion de l'indice de composants, le vecteur probabilité d'état de la chaîne est défini comme suit :

$$\pi(n) = [P(X_n = 1), P(X_n = 2), \dots, P(X_n = N)] \quad (5.15)$$

Le vecteur probabilité d'état de la chaîne peut être calculé par :

$$\pi_n = P^n \cdot \pi_0 \quad (5.16)$$

Où

$$P = [P(i, j)] = \begin{pmatrix} P(1,1) & P(1,2) & P(1,3) & \dots & P(1,N) \\ P(2,1) & P(2,2) & P(2,3) & \dots & P(2,N) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P(N,1) & \vdots & \vdots & \dots & P(N,N) \end{pmatrix}$$

et

$$P(i, j) = P(X_{n+1} = j / X_n = i)$$

A l'état stationnaire, les probabilités d'état peuvent être trouvées en résolvant le système d'équations suivant :

$$\pi = P.\pi \quad (5.17)$$

Où

$$\pi = [\pi(1), \pi(2), \dots, \pi(N)] = \lim_{n \rightarrow \infty} \pi_n \quad (5.18)$$

$$\forall i \ P(i, i) = 0$$

$$\forall i \ \sum_{j=1}^N P(i, j) = 1 \quad (5.19)$$

$$\sum_{i=1}^N \pi(i) = 1 \quad (5.20)$$

$$\begin{aligned} A_{i,j} &= \begin{cases} P(i, N) + 1, & \text{si } i=j; \\ P(i, N) - P(i, j), & \text{si } i \neq j; \end{cases} \\ b_i &= P(i, N) \\ \pi' &= [\pi(1), \pi(2), \dots, \pi(N-1)] \end{aligned}$$

Une solution de π' est trouvée en résolvant

$$A.\pi' = b \quad (5.21)$$

et $\pi(N)$ est calculée en utilisant (5.19). Les probabilités du composant Weibull-Markov sont calculées par :

$$P(i) = \frac{\pi(i)\mathbb{E}(D_i)}{\sum_{i=1}^N \pi(i)\mathbb{E}(D_i)} \quad (5.22)$$

Où

$$\mathbb{E}(D_i) = \eta_i \Gamma(1 + 1/\beta_i) \quad (5.23)$$

est la durée moyenne de l'état i .

La fréquence d'état est calculée par :

$$F(i) = \frac{P(i)}{\mathbb{E}(D_i)} \quad (5.24)$$

5.5.1 Système de Weibull-Markov [57, 58]

Les probabilités de transition des composants Weibull-Markov sont indépendantes du temps et de l'historique du composant. Un système de Weibull-Markov est une combinaison de composants de Weibull-Markov. Il est défini par :

- le nombre de composants de Weibull-Markov, N
- l'ensemble de composants de Weibull-Markov ; $((X_{c,n}, T_{c,n})_{n=0}^{\infty})_{c=1}^N$
- la vie stochastique du système $(S_{n_s}, T_{n_s})_{n=0}^{\infty}$

où

$$S_{n_s} = (X_{1,n_s}, X_{2,n_s}, X_{1,n_s}, \dots, X_{N,n_s}) \text{ et } X_{c,n_s} = X_c(T_{n_s})$$

Considérons les composants indépendants et combinés en série. La probabilité d'état du système est le produit des probabilités d'états des composants.

$$P(s, t) = \prod_{c=1}^N P(X_c(t) = x_c). \quad (5.25)$$

La fréquence d'état du système s'écrit :

$$F(s, t) = P(s, t) \sum_{c=1}^N \frac{F(x_c, t)}{P(x_c, t)} \quad (5.26)$$

La fréquence et la probabilité d'état du système seront indépendantes du temps.

$$P(s) = \lim_{t \rightarrow \infty} P(s, t) = \prod_{c=1}^N P(x_c) \quad (5.27)$$

$$F(s) = \lim_{t \rightarrow \infty} F(s, t) = P(s) \sum_{c=1}^N \frac{F(x_c)}{P(x_c)} \quad (5.28)$$

5.6 Exemple d'application

Cas du réseau de la ville de Béjaia :

5.6.1 Application au transformateur

Afin d'appliquer les deux modèles de dégradation illustrés dans le chapitre trois, on a besoin des données suivantes :

- Les durées de séjour dans chaque type de maintenance ;
- Les durées de séjour dans chaque état de dégradation et panne ;

– Les instants des différentes maintenances.

Et en raison de l'inexistence de ces données au niveau de SONELGAZ, on a eu recours à des données internationales disponibles dans quelques articles, à savoir [31, 59, 60].

Premier cas Markovien

Les transitions entre les états D_1, D_2, D_3 sont identiques, c'est-à-dire la dégradation est uniforme.

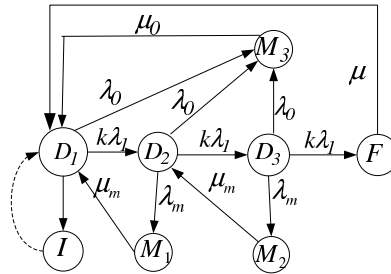


FIG. 5.8 – Premier modèle de dégradation Markovien

La matrice de probabilités de transition est :

$$\begin{pmatrix} 0 & 10/17 & 0 & 0 & 0 & 7/17 & 0 \\ 0 & 0 & 1/2 & 3/20 & 0 & 7/20 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3/20 & 1/2 & 7/20 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

En résolvant le système d'équations (5.1) et (5.2), on obtient :

$$P=(0.3323, 0.3323, 0.3323, 0.0000910, 0.0000910, 0.02549773, 0.0003188973)$$

La probabilité de séjour dans l'état D_1 est :

$$P_1 = 0.3323$$

La probabilité de séjour dans l'état D_2 est :

$$P_2 = 0.3323$$

La probabilité de séjour dans l'état D_3 est :

$$P_3 = 0.3323$$

La probabilité de panne est :

$$P_F = 0.0003188973$$

La fréquence de coupure :

$$F(7) = 0.03323165$$

La disponibilité est calculée en utilisant la formule (5.3)

$$A = 0.9969$$

Deuxième cas Markovien

La dégradation n'est pas uniforme $\rho_1 < \rho_2 < \rho_3$.

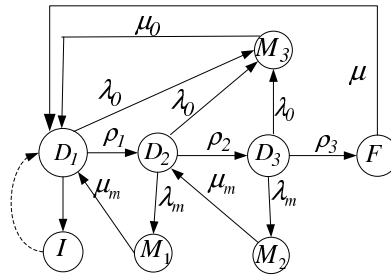


FIG. 5.9 – Deuxième modèle de dégradation Markovien

La matrice de probabilités de transitions est :

$$\begin{pmatrix} 0 & 15/22 & 0 & 0 & 0 & 7/22 & 0 \\ 0 & 0 & 1/2 & 3/20 & 0 & 7/20 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1/5 & 7/15 & 1/3 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

En résolvant le système d'équations (5.1) et (5.2), on obtient :

$$P=(0.3853, 0.3503, 0.2627, 0.000047988, 0.000047988, 0.0013, 0.00016808)$$

La probabilité de séjour dans l'état D_1 est :

$$P_1 = 0.3853$$

La probabilité de séjour dans l'état D_2 est :

$$P_2 = 0.3503$$

La probabilité de séjour dans l'état D_3 est :

$$P_3 = 0.2627$$

La probabilité de panne est :

$$P_F = 0.00016808$$

La fréquence de coupure :

$$F(7) = 0.01751528$$

La disponibilité est calculée en utilisant la formule (5.3)

$$A = 0.9983$$

Cas de Weibull-Markov

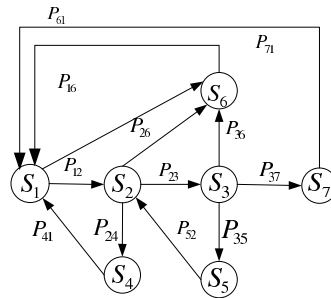


FIG. 5.10 – Modèle de dégradation de Weibull-Markov

La matrice de probabilités de transitions

$$\begin{pmatrix} 0 & 1022/2705 & 0 & 0 & 0 & 1683/2705 & 0 \\ 0 & 0 & 413/1906 & 667/1906 & 0 & 413/953 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 337/776 & 969/2398 & 530/3279 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

En utilisant la formule (5.22) et après avoir résolu le système d'équations (5.20) et (5.21) on obtient :

$$P=(0.6507, 0.2474, 0.0913, 0.00034515, 0.00034515, 0.0097, 0.0002)$$

La probabilité de séjour dans l'état D_1 est :

$$P_1 = 0.6507$$

La probabilité de séjour dans l'état D_2 est :

$$P_2 = 0.2474$$

La probabilité de séjour dans l'état D_3 est :

$$P_3 = 0.0913$$

La probabilité de panne est :

$$P_F = 0.0002$$

La fréquence de coupure est :

$$F(7) = 0.020842$$

La disponibilité est calculée en utilisant la formule (5.3)

$$A = 0.9894$$

Indices \ Modèle	1 ^{er} cas de Markov	2 ^{eme} cas de Markov	Weibull-Markov
P_1	0.3332674	0.4998401	0.5027845
P_2	0.3332674	0.3332267	0.3319982
P_3	0.3332674	0.1666133	0.1648643
P_p	0.0003197	0.0003197	0.0003529
A	0.9996802	0.9996801	0.9996470

TAB. 5.1 – Probabilités des états sans maintenance

Indices \ Modèle	1 ^{er} cas de Markov	2 ^{eme} cas de Markov	Weibull-Markov
P_1	0.3323	0.3853	0.6507
P_2	0.3323	0.3503	0.2474
P_3	0.3323	0.2627	0.0913
P_4	0.0000910	0.000047988	0.00034515
P_5	0.0000910	0.000047988	0.00034515
P_6	0.02549773	0.0013,	0.0097
P_p	0.0003188973	0.00016808	0.0002
A	0.9969	0.9983	0.9894

TAB. 5.2 – Probabilités des états avec maintenances

5.6.2 Interprétation des résultats

Les résultats de calcul montrent que pour le premier cas de Markov, les probabilités que le système soit dans un état de bon fonctionnement D_1 ou bien dans les états de dégradation D_2 et D_3 sont identiques. En exploitant les résultats donnés par l'approche de Weibull-Markov, on remarque que la probabilité de résidence dans l'état D_1 est plus importante et que plus on progresse vers l'état de panne la probabilité diminue. Pour bien situer ce modèle par rapport à la réalité, on a introduit un troisième modèle qui est un modèle Markovien avec des taux de transitions différents; ce dernier exprime une dégradation vieillissante et d'un point de vue physique, c'est une situation réaliste. Les résultats de ce modèle confirme la tendance de ceux donnés par l'approche de Weibull-Markov.

En observant le tableaux (5.2) on affirme que le modèle Markovien n'est pas réaliste car non seulement les états de dégradation ne sont pas considérés, les trois actions de maintenances n'ont aucun effet. Tandis que dans le modèle de Weibull-Markov, on voit bien cet effet.

Conclusion

La modélisation par les graphes des états constitue un outil intéressant pour la mise en évidence du comportement des équipements électriques. Dans ce même contexte, la fiabilité ne se contente pas d'une représentation binaire du comportement fonctionnement-panne mais plutôt se rapproche de la réalité en considérant les étapes de dégradation et des actions à entreprendre d'une part et d'introduire d'autres méthodes plus générales et plus réalistes d'autre part. L'approche de Weibull-Markov est inspirée analytiquement de la méthode de Markov à l'exception des probabilités d'occupation des états et de transition entre les états et des différentes fréquences qui sont basées sur la loi généralisée de Weibull.

CHAPITRE 6

Analyse de la défaillance et de la perte de charge

Introduction

Traditionnellement, l'analyse de la défaillance s'effectue sur la base des indices de fiabilité connues sous les acronymes SAIFI, SAIDI, CAIDI,..[10] et cela concerne la partie distribution. En vu d'introduire des mesures techniques et organisationnelles, il est important d'évaluer le coût de la défaillance à l'état actuel et d'exprimer des recommandations quant à l'amélioration de la fiabilité d'un système en pleine exploitation.

Dans ce travail, deux volets sont traités, à savoir : la perte de charge dans le cas d'une défaillance dans le système de production d'énergie et la défaillance des équipements dans le système de distribution. Ce deuxième volet met en évidence certaines notions relevant de la planification et de la gestion des réseaux électriques en pleine exploitation. Elles sont basées sur le calcul de répartition de puissance et le calcul technico-économique assurant l'équilibre entre le niveau de fiabilité souhaité et les coûts engendrés.

6.1 Intérêt des méthodes combinatoires

Dans cette partie du travail, une unité de production est supposée régie par le comportement binaire fonctionnement-panne, et la méthode développée consiste en un calcul probabiliste renseignant sur les chances possibles pour que la production en énergie puisse satisfaire la demande.

On distingue la méthode de probabilité de perte de charge et la méthode de probabilité de perte d'énergie. Une application à un cas réel a été effectuée et il s'agit de la centrale

de production hydroélectrique de Darguina-Bejaia [21].

6.1.1 Méthode de probabilité de perte de charge (LOLP)

Le modèle de la charge utilisé dans cette méthode est la représentation cumulée de la charge (ou bien la courbe de durée de consommation) représentée à la figure (6.1).

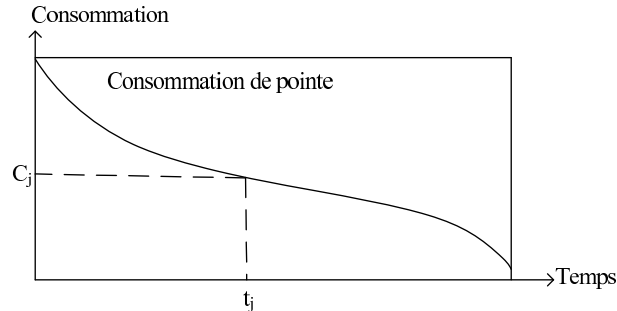


FIG. 6.1 – Courbe de durée de consommation pour l'évaluation de la LOLP

En ordonnée, on porte les valeurs de consommation de pointes. En abscisse, on porte le nombre d'unités de temps au cours desquelles la consommation de pointe est égale ou dépasse la valeur indiquée en ordonnée. Sur cette courbe, on peut lire que la consommation de pointe a dépassé la capacité restante C_j pendant t_j unités de temps. La probabilité totale à ce que la demande de la charge ne soit pas atteinte est appelée probabilité de perte de charge et elle est définie par [61] :

$$LOLP = \sum_j p[C = C_j] \cdot p[L > C_j] = \frac{\sum p_j \cdot t_j}{100}$$

Où :

p_j : probabilité associée à la panne d'unité après t_j unités de temps,

L : consommation de pointe.

6.1.2 Méthode de probabilité de perte d'énergie (LOEP)

Le but de cette méthode est d'évaluer d'une façon plus significative le préjudice subit par les consommateurs en raison des interruptions de service. La procédure à suivre est très proche de celle utilisée pour le calcul de LOLP. On trace la courbe de durée de consommation donnée à la figure (6.2).

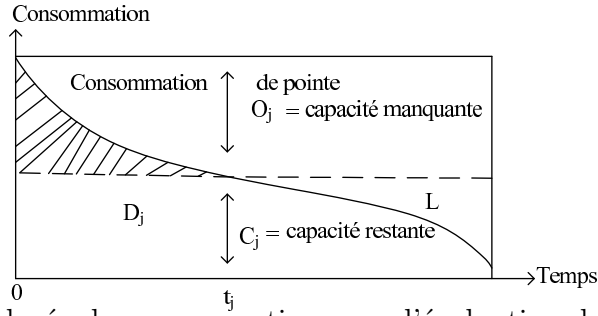


FIG. 6.2 – Courbe de durée de consommation pour l'évaluation de la LOEP

O_j est la capacité manquante pendant toute la période considérée. La probabilité de perte d'énergie (LOEP) est définie par :

$$LOEP = \sum_j \frac{p_j \cdot D_j}{D}$$

Où

p_j : La probabilité associée à la capacité manquante,

D_j : La perte d'énergie définie par :

$$D_j = \int_0^{t_j} (L - C_j) dt$$

D : La surface totale sous la courbe de la durée de consommation définie par :

$$D = \int_0^{100} L dt$$

6.2 Calcul des indices de fiabilité LOLP et LOEP

6.2.1 Taux de non-fonctionnement

Dans notre cas, nous disposons de 3 unités de production qui peuvent être représentées par deux états simples modélisés dans un processus "marche ou panne".

La quantité la plus importante pour l'analyse de fiabilité du système de production d'électricité est la probabilité de l'échec d'une unité, connue sous le nom d'indisponibilité d'une unité, désignée généralement par p .

Cette grandeur est estimée sur la base d'un traitement statistique des pannes des (Groupe-Alternateur) GTA sur une période de 7 ans.

Notons que les arrêts programmés ne sont pas comptabilisés.

Les données historiques ont fait ressortir les valeurs suivantes (Tableau 6.1).

GTA	p	1-p	λ	μ
1	0.1020	0.898	0.046	0.1123
2	0.028	0.972	0.046	0.1123
3	0.0014	0.986	0.046	0.1123

TAB. 6.1 – Taux de non fonctionnement des GTA

$$\lambda = 17/365 = 0.046 \text{ a}^{-1},$$

$$\mu = 41/365 = 0.1123 \text{ h}^{-1}$$

6.2.2 Calcul des probabilités des états de capacités

Les unités de production sont connectées en parallèle et chaque unité est caractérisée par sa capacité maximum. En raison des défaillances, elles ne fonctionnent pas continuellement à pleine puissance. Leurs différents niveaux possibles de production sont représentés sous forme d'états.

Les transitions d'un état à un état voisin peuvent avoir lieu à tout moment, et se réalisent instantanément. Les probabilités et le diagramme des états sont représentés sur les graphes 6.3 et 6.4 et récapitulées dans les tableaux 6.2 et 6.3.

unités out	Cap out(MW)	Cap in (MW)	$p[C = C_1]$	$p[C \leq (C_1)]$
0	0	70.2	$0.898 \times 0.972 \times 0.998 = 0.871$	1.000
1	32.5	37.7	$0.1020 \times 0.972 \times 0.998 = 0.09$	0.129
2	32.5	37.7	$0.898 \times 0.028 \times 0.998 = 0.025$	0.039
3	5.2	65	$0.898 \times 0.972 \times 0.0014 = 0.0012$	0.037
1,2	65	5.2	$0.1020 \times 0.028 \times 0.998 = 0.00285$	0.0349
1,3	37.7	32.5	$0.1020 \times 0.972 \times 0.0014 = 0.00013$	0.03482
2,3	37.7	32.5	$0.898 \times 0.028 \times 0.0014 = 0.000036$	0.03478
1,2 et3	70.2	0	$0.1020 \times 0.028 \times 0.0014 = 0.000004$	0.034

TAB. 6.2 – Probabilités des états i de capacité C_i

j	C_j (MW)	p_j	p_j^*	λ_{j+}	λ_{j-}	f_j	f_j^*
1	70.2	0.8710	1.00000	0	0.1380	0.120198	/
2	65	0.0012	0.11922	0.1123	0.092	0.000245	0.0028988
3	37.7	0.1150	0.11802	0.1123	0.092	0.023496	0.0028744
4	32.5	0.00016	0.00302	0.2246	0.046	0.000044	0.0005399
5	5.2	0.00285	0.002854	0.2246	0.046	0.000771	0.0005103
6	0	0.000004	0.000004	0.3369	0	0.0000013	0.0000013

TAB. 6.3 – Probabilités des états combinés

Avec :

λ_{j+} : Taux de transition de l'état j vers un état de capacité supérieure,

λ_{j-} : Taux de transition de l'état j vers un état de capacité inférieure,

f_j : Fréquence associée à la capacité manquante,

f_j^* : Fréquence cumulée quand la capacité restante est égale ou inférieure à C_j .

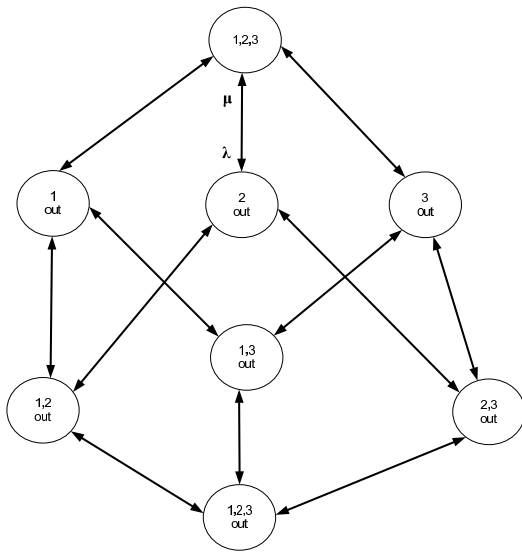


FIG. 6.3 – Diagramme des états i de capacités C_i .

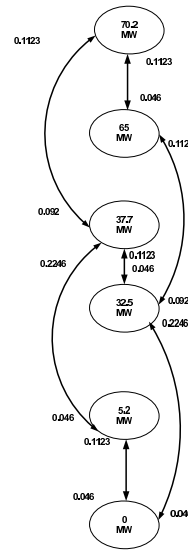


FIG. 6.4 – Diagramme des états combinés.

6.2.3 Calcul de la probabilité de perte de charge

On représente les valeurs de consommation de pointes prévues dans l'ordre décroissant telles que données sur la figure (6.5).

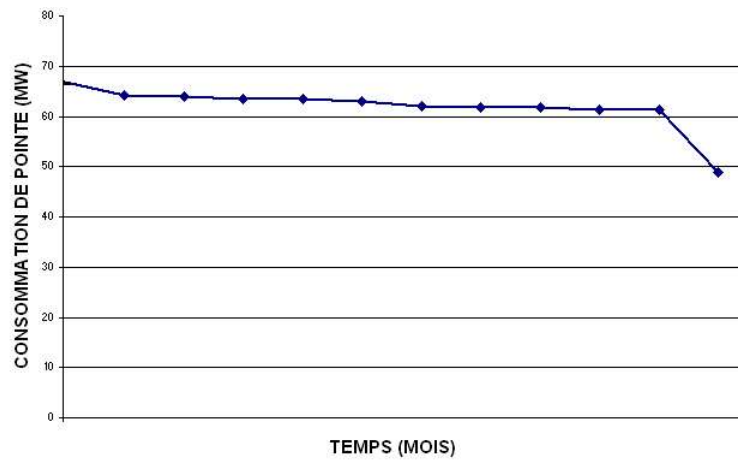


FIG. 6.5 – Consommations de pointe prévues

La probabilité totale à ce que la demande de la charge ne soit pas atteinte (**LOLP**) est calculée ainsi :

$$LOLP = \sum_i P[C < L_i]P(L_i)$$

Le modèle de charge utilisé dans cette méthode est la représentation cumulée de la charge ou bien de la courbe de durée de consommation représentée à la figure (6.6).

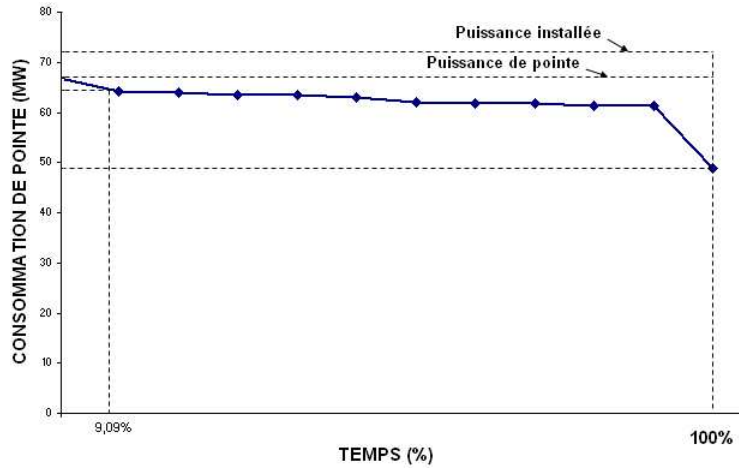


FIG. 6.6 – Courbe cumulative de durée de charge.

Pour une déficience donnée i , la contribution à la probabilité de perte de charge est égale à la probabilité P_i associée à cette déficience multiplié par le nombre d'unités de temps t_i au cours desquelles il y aurait perte de charge : $P_i t_i$ en unités de temps/période. Pour trouver la probabilité de perte de charge du système, on effectue la sommation $\sum(P_i t_i)$ de toutes les déficiences possibles à la production. Les résultats sont récapitulés dans le tableau (6.4).

cap out(MW)	cap in (MW)	probabilité p_i	temps t_i	$p_i \times t_i$
0	70.2	0.8710	0	-
5.2	65	0.0012	9.09	0.0109

TAB. 6.4 – Calcul de la probabilité des déficiences possibles

Dans le cas étudié, il existe une seule déficience sur la courbe de charge de probabilité égale à 0.0012 sur une période équivalente à 9.09% d'une année (2.5 jours) et la probabilité de perte de charge est égale à :

$$\text{LOLP} = 0.0109 \times 365 \text{ jours/année} = 3.924 \text{ jours/année} \simeq 4 \text{ jours/année.}$$

Le nombre attendu de jours pour lesquels la demande maximum dépasse la capacité disponible est de quatre jours/année.

6.2.4 Calcul de la probabilité de perte d'énergie

On procède de la même manière pour le calcul de LOLP ; on trace la courbe cumulative de charge puis on calcule les aires D et D_J .

L'énergie attendue dans le système de trois unités est égale à :

$$p_j \times D_j = 66.7452 \times 0.0012 \times 2.5 \text{ (jour)} = 0.194 \text{ MW JOUR} = 4.656 \text{ MWh}$$

L'énergie totale demandée par le système D est égale à :

$$D = 66.7452 \times 2.5 \text{ (jour)} = 166.86 \text{ MW JOUR} = 4004.64 \text{ MWh}$$

$$\text{LOEP} = \sum_j \frac{p_j \times D_j}{D} = 0.00116.$$

En utilisant les deux méthodes probabilistes ; méthode de perte de charge et méthode de perte d'énergie, on a calculé deux indices très importants pour l'évaluation du niveau de fiabilité de la centrale hydroélectrique de Darguina.

Les résultats sont exprimés comme une série d'indices de la fiabilité qui mesurent le risque de pénuries de la provision pour une configuration donnée. En comparant ces résultats aux normes ISO (Independent System Operators) qui exigent le maintien de la probabilité de perte de charge aussi petite que possible afin d'avoir la valeur LOLP=1 jour/10 ans, on peut juger que la valeur de LOLP calculée pour notre étude 4 jours/an =40 jours/10 ans est loin d'atteindre les normes d'ISO.

6.3 Calcul des indices de fiabilité d'un système de distribution

Plusieurs indicateurs de mesure de fiabilité de système existent. Les plus fréquemment utilisés sont : SAIFI, SAIDI, CAIDI, ... [10]. Ces indicateurs sont largement utilisés pour la comparaison des effets des différentes topologies et sont introduits pour la qualité de la régulation.

6.3.1 Indices de fiabilité d'un point de charge/système

Le système d'alimentation en énergie électrique pour sa partie de distribution peut être considéré comme système sériel. Les éléments en parallèle sont remplacés par l'élément équivalent en série.

Fréquence de coupure/défaillance

En un point de charge Lp_i , la fréquence de coupure est définie par :

$$f_i = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \quad (6.1)$$

Où λ_α est le taux de défaillance de l'élément α

Pour un système ayant C_i consommateurs pour chaque point de charge Lp_i , elle est définie par la fréquence de coupure par consommateur et on la note :

$$h_f = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot f_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (6.2)$$

Durée moyenne de coupure

En un point de charge Lp_i , la durée moyenne de coupure est définie par :

$$T_i = \frac{\sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha \cdot T_\alpha}{\sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha} \quad (6.3)$$

Où T_α est la durée de coupure de l'élément α .

Si deux éléments γ et β sont en parallèles, ils seront remplacés par un élément équivalent α en utilisant les équations dans le cas d'un système parallèle [62].

Le taux de défaillance est défini approximativement par :

$$\lambda_\alpha = \lambda_\beta \cdot \lambda_\gamma (T_\beta + T_\gamma)$$

Le temps équivalent de remise en service est donné par :

$$T_\alpha = \frac{1}{\mu_\beta + \mu_\gamma} = \frac{T_\beta \cdot T_\gamma}{T_\beta + T_\gamma}$$

Où $\lambda_\beta, \lambda_\gamma$: les taux de défaillance respectifs des éléments β et γ .

μ_β, μ_γ : les taux de remise en service respectifs des éléments β et γ , et sont les inverses des T_β et T_γ , temps de remise en service des éléments β et γ .

Pour un système ayant C_i consommateurs pour chaque point de charge Lp_i , la durée moyenne de coupure correspond à la durée totale d'interruptions des consommateurs et elle est donnée par :

$$T_c = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot f_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n C_i \cdot f_i} \quad (6.4)$$

On peut aussi définir un autre indice de fiabilité correspondant à la durée totale des interruptions par consommateurs et par année.

$$H_s = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot f_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n C_i}$$

Energie non distribuée

C'est l'énergie qui n'a pas pu être consommée en un point de charge Lp_i et que l'on exprime par :

$$W_{n_i} = P_i \cdot T_i \quad (6.5)$$

Où

P_i est la puissance mise à disposition au point de charge Lp_i ,

T_i est la durée moyenne de coupure d'un point de charge Lp_i

Pour un système, elle est donnée par :

$$W_n = P_c \cdot T_c$$

avec

P_c est la puissance mise à disposition du système,

T_c est la durée moyenne de coupure d'un système.

6.3.2 Indices de fiabilité d'un système à structure bouclée

La notion de boucle dans les réseaux électriques de distribution est introduite pour une certaine flexibilité dans le fonctionnement du système à structure radiale dans les conditions de défauts/pannes [62]. Les indices de fiabilité d'un tel système sont calculés de la même manière que pour un système à structure radiale.

Les avantages résident principalement dans la diminution du temps de remise en service par la possibilité de basculement si un défaut a lieu sur un départ.

6.4 Intérêt du calcul de répartition de puissance

Le point de départ de toute planification sur les réseaux de distribution est évidemment la connaissance des charges qu'ils transitent. La détermination du développement optimal

d'un réseau s'effectue alors sur un modèle représentant ce dernier et la demande en énergie, en appliquant des méthodes technico-économiques.

A la base des principales méthodes utilisées pour la planification des réseaux de distribution, se trouve le développement (ou l'exploitation) de ces idées, à savoir :

- la nécessité de dynamiser l'étude ;
- La qualité de service au niveau des études de planification ;

a) Nécessité de dynamiser l'étude :

Cette dynamisation a trois implications :

- La définition de l'évolution de la demande sur la période d'étude ;
- L'imagination et la sélection des évolutions des réseaux, qu'il convient de comparer. Des variantes sont proposées et les calculs ont été effectués [8].
- Le choix d'un critère de comparaison entre les solutions envisagées, à savoir une fonction de coût, basée sur le principe de l'actualisation et des critères de décision.

b) Qualité de service au niveau des études de planification :

L'évolution de la demande est caractérisée par l'élévation très sensible des exigences de la clientèle en ce qui concerne le produit distribué. Lors de la planification, il est essentiel d'effectuer les différents types de calculs suivants :

- calcul du transit maximal, afin de vérifier que l'intensité correspondante ne dépasse pas les possibilités limites des ouvrages.
- calcul de la chute de tension maximale afin de vérifier que la tension délivrée à la clientèle ne s'écarte pas trop de la tension nominale des appareils ;
- calcul des pertes, rubrique des frais annuels d'exploitation des réseaux ;
- calcul de la défaillance en continuité de service pour évaluer l'énergie non desservie (distribuée) du fait d'un incident sur un ouvrage ;

Ces différents points sont traités lors du calcul des indices de fiabilité [8], du calcul de répartition de puissance et du calcul technico-économique. Des résultats sont obtenus et interprétés.

6.4.1 Calcul complexe de répartition de puissance en vue de la restructuration du réseau

Pour connaître la répartition de la charge et afin d'assurer un fonctionnement normal pour les différents ouvrages du réseau, on effectue le calcul de répartition de puissance. En outre, ce calcul nous donne les valeurs des pertes de puissance active, de l'intensité maximale qui transite dans chaque tronçon et de la tension au niveau de chaque accès du réseau [25].

Des travaux ont porté sur les cas d'un départ mis individuellement puis sur le cas

d'un réseau avec plusieurs départs à l'état actuel d'exploitation puis avec des variantes considérant des modifications suite à la perte d'un tronçon ou à une modification programmée.

Une des propositions souvent présentée par les centres de recherche à des compagnies d'électricité (Exemple de EDF : [26], [64], [65]), pour assurer une bonne continuité de service, est d'ajouter des postes HT/MT et de raccourcir le départ MT.

6.5 Expression de la fonction coût sans maintenance

On distingue trois constituantes principales de la fonction coût, à savoir [30], [66] :

- les dépenses en investissements I_t ;
- les frais d'exploitation R_t ;
- la gêne économique F_t ;

Le critère économique en question, est celui qui minimise la fonction coût et est défini par :

$$\text{Minimiser } \sum_{t=1}^T \frac{I_t + R_t + F_t}{(1+i)^t} - \frac{V_{T+1}}{(1+i)^{T+1}} \quad (6.6)$$

Où

T : est l'horizon de la planification,

t : est l'indice du "pas de temps",

V_{T+1} : est la valeur d'usage du système à la fin de la période de planification,

i : est le taux d'actualisation.

Les constituantes de la fonction coût sont calculées en valeurs actualisées. Par conséquent, on introduit le taux d'actualisation i qui caractérise la politique d'investissement de l'entreprise.

6.5.1 Les dépenses en investissements [33]

Dans un réseau électrique, les investissements s'effectuent sur un ou plusieurs ouvrages, dont la durée d'utilisation diffère d'un ouvrage à un autre. Le calcul du coût total s'effectue sur une durée d'étude fixée au préalable.

On désigne par I_k le coût d'investissement unitaire d'un ouvrage k et par g_k le coût d'investissement annuel actualisé de cet ouvrage. Ce coût est formulé comme suit :

$$g_k = I_k \frac{q^n(q-1)}{q^n-1} \quad (6.7)$$

Si g' représente le coût d'investissement annuel de plusieurs ouvrages. Il est calculé par :

$$g' = \sum_{k=1}^{k'} g_k$$

Le coût total d'investissement est :

$$K_I = \sum_{t=t_1}^{t_2} g'(t) \cdot q^{-t} \quad (6.8)$$

Où :

n : l'année d'utilisation,

k' : le nombre d'ouvrages,

$[t_1, t_2]$: la durée d'étude,

$q = i + 1$, i étant le taux d'actualisation.

6.5.2 Les frais d'exploitation

Les frais d'exploitation sont formulés en termes de pertes de puissance active dans les lignes ou câbles. Les pertes maximales sont données par [33] :

$$P_{max} = 3I_{max}^2 \cdot R' \cdot l \quad (6.9)$$

Le coût annuel des pertes est donné par :

$$k_k = (k_p + k_w \cdot \theta \cdot T_a) P_{max} \quad (6.10)$$

Si l'on désigne par r le facteur d'évolution de la charge, l'équation (6.10) devient :

$$k_k = (k_p + k_w \cdot \theta \cdot T_a) P_{max} \cdot r^n \quad (6.11)$$

Avec :

R' : Résistance linéique exprimée en Ω/km ;

I_{max} : Charge maximale ;

l : Longueur de la ligne (câble) ;

k_w : Tarif du kWh ;

k_p : Tarif annuel du kW ;

θ : Facteur de charge ;

$T_a = 8760\text{h}$.

Si on a k' tronçons, le coût total annuel est alors :

$$k' = \sum_{k=1}^{k'} k_k$$

Le coût total des pertes est donnée par :

$$K_v = \sum_{t=t_1}^{t_2} k'_v q^{-t} \quad (6.12)$$

6.5.3 La gêne économique [33]

Cette gêne est ressentie principalement par l'utilisateur du réseau. Les constituantes principales sont les valeurs caractéristiques de la fiabilité déjà calculée. Ces dernières sont exprimées en terme de nombre de coupures annuelles, de leurs durées et de l'énergie annuelle non distribuée.

– Première valorisation de la gêne [30]

Elle a été définie comme étant le coût de la défaillance qui croît rapidement quand la coupure se prolonge. Elle est calculée suivant la durée de coupure.

a) Cas de coupures brèves :

Le coût de la défaillance C_d est proportionnel à la puissance coupée et est donné par

$$C_d = k_p \cdot P_c$$

Où :

k_p : Tarif annuel de kw,

P_c : Puissance mise à disposition du système.

b) Cas de coupures moyennes :

Le coût de la défaillance est proportionnel à l'énergie non distribuée et est exprimé par :

$$C_d = k_w \int_{T_c} P_c(t) \cdot dt$$

où :

k_w : Tarif du kWh.

En particulier, pour une puissance P_c constante le coût de la défaillance sera :

$$C_d = k_w \cdot P_c \cdot T_c$$

où :

T_c est la durée de coupure.

c) Cas de coupures longues :

Le coût de la défaillance est le coût de l'énergie non distribuée et exprimé par :

$$C_d(t) = k_w(1 + \theta).P_c.t$$

où :

θ : Facteur de charge,

- **Valorisation actuelle de la gêne économique** Actuellement, dans certains pays que nous allons citer, la gêne est exprimée en fonction du coût de la défaillance, incluant l'énergie non distribuée et le nombre de coupures.

a) Cas de la Norvège [67] :

Le coût de la défaillance est :

$$C_d = P_c(k_p + k_w t)$$

où t est la durée des interruptions.

b) Cas de la France (EDF)[67]

Le coût de la défaillance est :

$$C_d = P_c(k_p N^2 + k_w t) \quad (6.13)$$

où N est le nombre de coupures annuelles.

Dans de nouvelles publications [64], le coût est :

$$C_d = P_c.N^2.k_p + k_w.W_n \quad (6.14)$$

Ainsi, l'optimisation technico-économique est obtenue en majorant la valorisation de la défaillance par l'ajout d'un terme représentatif de la gêne causée par un nombre excessif de coupures. Celui ci, fonction quadratique du nombre de coupures, oriente les investissements en priorité vers les zones les plus perturbées.

Dans notre travail, compte tenu du taux d'actualisation, on prend $N = h_f$ et W_n , calculés dans la section(6.3).

où :

W_n : l'énergie annuelle non distribuée ;

P_c : la puissance moyenne par départ/poste ;

h_f : la fréquence moyenne annuelle de coupure.

Le coût total de l'énergie non distribuée est :

$$K_w = k_w \cdot \sum_{t=t_1}^{t_2} W_n \cdot q^{-t} \quad (6.15)$$

Le coût actualisé de la gêne économique est alors :

$$K_g = K_w + k_p \sum_{t=t_1}^{t_2} P_c \cdot h_f^2 q^{-t} \quad (6.16)$$

Le coût total actualisé est finalement :

$$K = K_g + K_v + K_I \quad (6.17)$$

où :

K_g : coût actualisé de la gêne économique,

K_v : coût total des pertes ;

K_I : coût total d'investissement.

6.6 Critères de décision

Plusieurs critères peuvent aider au choix des variantes étudiées. Il existe ceux qui traitent des cas généraux et ceux des cas particuliers.

Le premier critère de décision que nous avons défini, repose sur la valeur minimale de la fonction coût [30]. La variante convenable à retenir, parmi d'autres proposées est celle qui correspond à la plus petite valeur de la fonction "objectif" déjà définie auparavant (équation (6.17)).

Le deuxième critère est celui qui met en évidence l'incertitude des données, à savoir le facteur de variation de la charge.

Le troisième critère est particulier à une action correspondant à l'automatisation des réseaux [26].

6.6.1 Critère de décision particulier à l'automatisation du réseau

Le critère en question concerne la décision d'équiper le réseau d' O.M.T (organes de manœuvres télécommandés) [26]. Dans notre cas, il s'agit d'équiper le réseau d'indicateurs de défauts (voir variante "1", paragraphe 6.3). Dans le même travail, il est indiqué que les indicateurs de défauts sont installés automatiquement avec les O.M.T.

La décision d'implémentation et le nombre exact d'appareils dépendent de la situation dans laquelle on se trouve :

- si on se situe en deçà des seuils minimaux, on installe, dans un premier temps, autant d'appareils que nécessaire pour atteindre les objectifs.
- dans un deuxième temps, en supposant que les seuils minimums soient atteints, la décision d'améliorer la situation au delà, dépend de la valeur absolue du critère économique. En effet, la condition nécessaire et suffisante pour installer un appareil est que le gain annuel marginal sur la qualité soit supérieur à l'annuité d'investissement supplémentaire.

Si l'on désigne par :

- I : l'annuité d'investissement d'un indicateur de défaut,
- T_0 : le temps moyen de remise en service du départ en l'absence des indicateurs de défauts,
- T_n : le temps de remise en service du départ en présence des indicateurs de défauts,
- P_m : la puissance moyenne appelée par le départ,
- L : la longueur du départ en kilomètre ,
- h_f : le taux annuel d'incidents définitifs par kilomètre (du réseau),
- k_w : la valorisation de l'énergie non distribuée.

Le gain annuel obtenu par l'optimisation de n indicateurs de défauts sera :

$$G_n = h_f.L.P_m.(T_n - T_0).k_w \quad (6.18)$$

Le nombre optimal d'appareils à installer et leurs localisations sont alors définis par le problème suivant :

Trouver le max de G_n tel que :

$$G_n > nI \quad (6.19)$$

ou bien, $G_n - G_{n-1} > I$

Les temps de coupure sur incidents T_i , sont estimés à partir des statistiques d'exploitation.

6.6.2 Application au réseau 10 kV de la ville d'Alger

Parmi celles proposées, seules les variantes "0" et "1" sont mises en évidence car, seules existent à notre disposition les données de tarification des kW et kWh [52] ainsi que les prix des indicateurs de court-circuit. Le calcul de la fonction coût et l'application des critères de décision a été effectué pour le départ Ait-Idir.

Calcul du coût de la variante "0"

Rappelons que cette variante correspond à l'état actuel d'exploitation. Par conséquent, il n'y a pas d'investissements. Notons aussi que la durée d'étude est fixée à 5 ans.

1) Coût des pertes :

Comme indiqué auparavant, le coût des pertes dépend essentiellement des pertes en puissance active et des tarifs des kW et kWh (voir équation (6.11)).

Le facteur de variation de la charge est fixée à 3%, ce qui fait que les pertes passeront de 123.68 kw à 169.19 kW en 5 ans.

Si on prend : $K_p = 23.86$

$K_w = 66.10$

$\theta = 0.3$

Après tout calcul fait, le coût des pertes est évalué par

$$K_v = 135.62 \times 10^6 DA$$

2) Coût de la gêne économique :

Elle dépend essentiellement de la puissance appelée par le départ, de la fréquence des coupures et de la durée totale de coupure du départ, et des tarifs kW et kWh (voir l'équation (6.16)).

La fréquence de coupure est $h_f = 2.71 \text{ déf}/a$;

Le coût de l'énergie non distribuée est : $K_w = 2.45 \times 10^6 DA$;

Le coût de la défaillance est : $K_c = 16838 DA$;

Le coût de la gêne économique est alors $K_G = 2.4668 \times 10^6 DA$;

Le coût total de la variante est : $K_0 = 138.08 \times 10^6 DA$.

Calcul du coût de la variante "1"

Cette variante consiste en l'équipement du réseau par des indicateurs de court-circuit.

1) Coût d'investissements :

L'investissement correspond à l'équipement des 20 postes du départ Ait-Idir par des indicateurs de court-circuit dont nous connaissons le prix unitaire. En appliquant l'équation (6.8), le coût d'investissement sera :

$$K_I = 60470.7 DA$$

2) Coût des pertes :

Dans ce cas, les pertes restent invariantes, car nous n'avons effectué aucun changements sur les caractéristiques du réseau. Elles changeront dans le cas de la variante "4" où le

taux de défaillance du câble passe de 0.30 (1/a.km) à 0.04 (1/a.km). Le coût reste donc invariant.

$$K_v = 135.62 \times 10^6 DA$$

3) Coût de la gêne économique :

La fréquence de coupure est restée inchangée par rapport à la variante précédente, d'où l'invariance du coût de la défaillance, $K_c = 16838 DA$. Par contre, l'énergie non distribuée est passée de 8032 kWh/a à 5865 kWh/a, d'où le nouveau coût de l'énergie non distribuée.

$$K_w = 1.78874 \times 10^6 DA$$

Le coût de total de la variante est alors :

$$K_1 = 137.46891 \times 10^6 DA$$

Comme l'objectif tracé est de minimiser le coût total, la variante retenue est la variante "1".

Critères de décision sur l'automatisation

Il s'agit de déterminer le gain déduit de l'installation des indicateurs de court-circuit. Donc, il s'agit de comparer les variantes "0" et "1".

En affectant aux variables de l'équation (6.20) les valeurs calculées, telles que :

$$T_0 = 4954.7 \text{ min/a}$$

$$T_n = 3625.4 \text{ min/a}$$

$$H = 2.71 \text{ déf/a}$$

Le gain est évalué à :

$$G_n = 99403.6 DA$$

Les résultats chiffrés, indiquent que G_n est nettement supérieur à nI .

L'avantage de ces critères est la possibilité de savoir avec exactitude le nombre d'appareils à mettre dans le réseau, une fois que les objectifs à atteindre sont connus (fréquence et durée de coupure). Cette possibilité n'existe pas dans la première méthode. Par contre, l'inconvénient de ces critères réside dans l'absence de valorisation des pertes dans le réseau. Ceci est un facteur important dans l'exploitation.

Conclusion

Dans cette partie de la thèse, certains indices de fiabilité des systèmes électriques modélisés selon le processus fonctionnement-panne ont été calculés. Ces derniers servent de base de données pour un calcul technico-économique suite à des actions et à des mesures d'amélioration de la fiabilité. Dans le chapitre qui suit, il s'agit d'introduire les actions de maintenance dans un processus régi par des dégradations successives et de développer une méthode d'optimisation sous contraintes d'un niveau de fiabilité critique et d'un bénéfice " gain " maximum.

CHAPITRE 7

Optimisation de la maintenance basée sur la fiabilité-disponibilité

Introduction

La double exigence de maintien d'un niveau suffisant de sécurité des personnes et des équipements et de la maîtrise des coûts a conduit naturellement les concepteurs et les managers à intégrer d'emblée l'efficacité des actions de maintenance dans le processus d'exploitation et de planification des systèmes.

L'efficacité recouvre la capacité d'une action élémentaire de maintenance à contribuer à la pérennité d'une mission assignée à un système plus vaste que le matériel auquel elle s'applique, en contrepartie d'une applicabilité et d'un coût raisonnable. La finalité de la maintenance n'est donc pas tant la disponibilité du matériel lui-même que le maintien de missions d'ordre supérieur.

Il s'agit de ce qui suit :

1. Intégration de l'efficacité des actions de maintenance conduisant à raisonner en termes fonctionnels, ce qui introduit la notion de l'analyse fonctionnelle du système et de ses composants.
2. Interrogation sur la fréquence opérationnelle d'occurrence des modes de défaillance, ce qui oblige à traiter parallèlement le maximum d'informations issues du retour d'expérience.
3. Interrogation sur les coûts et l'applicabilité d'actions élémentaires de maintenance, ce qui conduit à prendre en compte la connaissance de la gravité de chaque mode de défaillance et l'avis des experts sur le terrain.

7.1 L'OMF en Algérie et dans le monde

La politique actuelle de maintenance E3P (Entretien Périodique Préventif Programmé) soutenue par SONEGAS, vu l'étendue du réseau, s'avère onéreuse et ne répond plus aux exigences croissantes des consommateurs en terme de qualité de service (fréquences et durées de coupures) et n'offre pas une souplesse et une optimisation satisfaisantes. Cette dernière est déclinée par la méthode OMF (Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité) et connue sous son nom originel RCM (Reliability Centered- Maintenance), devenue aujourd'hui un standard qui a fait ses preuves dans plusieurs domaines tels que : l'aéronautique, le nucléaire, etc.

Depuis plusieurs années, L'EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé un programme de recherche pour transposer la méthode RCM à la maintenance des centrales nucléaires et des postes et réseaux électriques [71] [72].

Depuis le début de 1999, la méthode RCM a acquis ses lettres de noblesses en devenant une base de norme internationale CEI(Commission Electrotechnique Internationale).

Cette méthode vise à organiser la maintenance des équipements autour d'objectifs de fiabilité sous contrainte de coût. Son application aux réseaux de Sonelgaz doit être encouragée par les résultats prometteurs obtenus par les entreprises et compagnies étrangères. Nous citons EDF, qui depuis 1994 l'a appliqué à un sous ensemble de poste 400 kV.

En marge de cette méthode, un intérêt particulier peut être accordé pour le cas des transformateurs, en réfléchissant à la maintenance conditionnelle. Elle aura pour objectif de déclencher une maintenance sur constat d'un défaut ou la planifier à l'aide d'indicateurs [1].

Ce type de maintenance est aujourd'hui préféré à la maintenance préventive systématique. Elle contribue à l'optimisation de la maintenance et améliore la disponibilité des équipements. Une surveillance appliquée aura pour mission d'apporter une aide à cette dernière. Les données de surveillance doivent être interprétées en exploitant des connaissances de l'équipement, ses défauts potentiels et leurs symptômes. C'est à dire qu'elle permet l'insertion des acquis antérieurs dans le domaine de la fiabilité et de la maintenance appuyé par une organisation du retour d'expérience. Cette démarche incite à réfléchir à la création d'une structure de projet interdisciplinaire spécifique au niveau de la compagnie d'électricité. Un projet dit pilote peut être initié sur la base de cette démarche, qui suivant la satisfaction de son application et des résultats obtenus, donnera lieu à une généralisation à l'ensemble du réseau de Sonelgaz.

Les tâches de maintenance sont par la suite définies suivant des enjeux liés à la sécurité et à l'économie. Des plans d'intervention dits : renforcés, nominaux ou allégés sont conçus et peuvent être accompagnés de visites sur sites traditionnellement.

7.1.1 Rappel de la méthode

Afin d'illustrer la méthode, on considère le cas d'une cellule ligne, dont les composants essentiels sont :

- le contrôle commande local,
- les auxiliaires,
- le disjoncteur,
- les sectionneurs,
- les réducteurs de mesure.

Considérons le disjoncteur très haute tension 400 kV comme indiqué à la figure (7.1), et intéressons nous aux contacts électriques principaux.

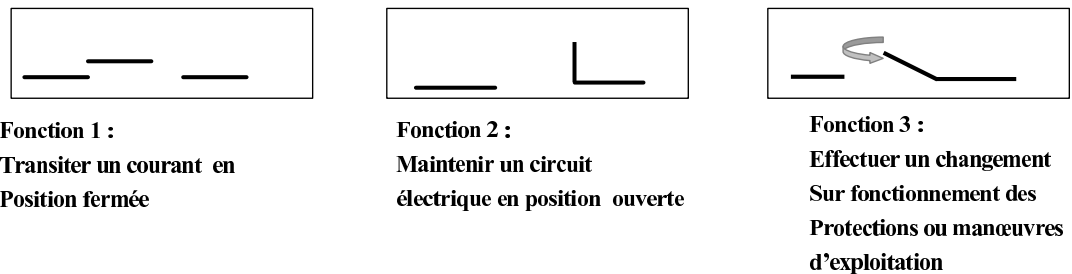


FIG. 7.1 – Les fonctions d'un contact électrique

Analyse fonctionnelle

Les contacts principaux assurent les fonctions transiter le courant en position fermés, maintenir un circuit électrique ouvert, effectuer des manœuvres et surtout couper un courant de défaut.

L'analyse fonctionnelle se poursuit en reliant les différents composants de chaque équipement aux fonctions identifiées de l'équipement. Par exemple, un composant remplissant beaucoup de fonctions fera probablement l'objet d'une attention particulière car ses défaillances auront presque à chaque fois des conséquences.

Analyse des modes de défaillances de leurs effets et leurs criticités

Les experts doivent se prononcer sur les différents modes de défaillances de ces contacts, c'est à dire les types de défaillances possibles, observées, ou probables. Ils ont retenu l'échauffement, le desserrage - blocage - rupture. Les causes renseignent sur les explications des défauts et de leurs origines, qui seront autant de pistes ultérieures pour la recherche

des paradés possibles. Les défaillances sont classées suivant leur gravité étalée sur une échelle allant de 1 à 4.

Retour d'expérience et fiabilité

Le traitement du retour d'expérience s'effectue à partir de bases de données où l'ensemble des disjoncteurs sont décrits ainsi que l'ensemble des défaillances survenues sur ces matériels. Ces informations apportent à la fois une quantification des taux de défaillance des composants, également une analyse qualitative des défaillances (modes et effets).

Pour les contacts principaux, 20 avaries conduisant à des échauffements ont été observées pendant 6 ans dans un parc d'environ 4600 appareils. Le taux qui en résulte vaut : $20/6 \times 4600 = 0.7 \times 10^{-3}/a$ par appareil.

Le traitement du retour d'expérience permet une estimation de la fréquence d'apparition de défaillances. Le jugement des experts sur le terrain est prépondérant pour la validation des résultats. Quatre classes de fréquences sont à considérer allant de 1 à 4.

Aussi, on définit la criticité par :

$$CRITICITE = FREQUENCE \times GRAVITE$$

Elle correspond à un score allant de 1 à 16.

Recherches des tâches de maintenance

Une tâche de maintenance est caractérisée par deux critères de performance notés chacun de 1 à 4 et qui sont l'efficacité et la facilité. Ainsi, on définit l'applicabilité d'une tâche de maintenance correspondant à son niveau de performance et définie par :

$$APPLICABILITE = EFICACITE \times FACILITE$$

L'efficacité étant le pouvoir de détectabilité d'un mode de défaillance donné par la tâche de maintenance ainsi que le niveau de rajeunissement du matériel qui va résulter de l'opération de maintenance. Dira-t-on qu'il est "As good as New".

La facilité traduit le caractère aisé de mise en œuvre de la tâche de maintenance. Ces deux derniers critères permettent de définir la ou les périodes de maintenance :

Période minimale :

Celle en deçà de laquelle la tâche ne détecte pas davantage de défauts.

Période maximale :

Celle au-delà de laquelle la tâche n'a plus d'efficacité car elle arrive trop tard.

Concernant le mode de défaillance du disjoncteur, il y a lieu de souligner ce qui suit :

1. Pour l'échauffement des contacts, on propose :
 - la technique indirecte de thermographie infrarouge sans intervenir sur le matériel.
 - la mesure directe de la résistance électrique de contact avec intervention sur le matériel.
2. Pour la recherche des problèmes latents de desserrage- blocage - rupture, seule une inspection des contacts après ouverture de la chambre de coupure est possible.

7.1.2 Plans de maintenance

Lors de l'analyse des tâches de maintenance, on propose un intervalle pour la périodicité de chaque tâche. Il est donc aisé d'opter pour trois périodes distinctes (minimum, moyenne et maximum), ce qui définit au fait trois plans de maintenance. Ensuite on affecte à chaque famille de système fonctionnel un plan de maintenance différent, ce qui constitue la nouvelle politique de maintenance.

Le plan renforcé : Avec des périodes minimales, qui est appliqué aux matériels des systèmes à enjeu fort à l'exemple des postes desservant des agglomérations de plus de 100 000 habitants et les départs des lignes 225 ou 400 kV.

Le plan nominal : Avec des périodes moyennes, appliqué aux matériels des systèmes à enjeu moyen, tels les départs haute tension ou un transformateur THT/HT constituant l'une des trois alimentations d'un client industriel sensible de puissance inférieure à 100 MW.

Le plan allégé : Avec des périodes maximales, qui est appliqué aux matériels des systèmes à enjeu faible, tels l'évacuation d'une production HT ou un transformateur THT/HT constituant l'une des trois alimentations d'un client industriel (dans ce cas, la maintenance allégée est largement compensée par la redondance des autres alimentations possibles).

7.1.3 La réduction des coûts

Pour les contacts principaux des disjoncteurs :

1. Pour les problèmes d'échauffement par exemple, la thermographie infrarouge doit être effectuée tous les ans, tous les deux ans ou tous les trois ans. Cette souplesse permet de choisir un effort financier différencié en fonction du type de poste.
2. D'autres tâches, comme des visites, traditionnellement mensuelles avec les visites des postes, se sont vu affecter des périodes allant de trois à six mois. D'autres tâches

lourdes sont à supprimer et à remplacer par des contrôles moins contraignants à des périodes adaptées.

7.1.4 Organisation

Résolument pluridisciplinaire, le groupe de réflexion et de travail se doit de coordonner les équipes de compétences complémentaires, et d'harmoniser des techniques variées, à savoir [68][69] :

- La constitution et le traitement de bases de données,
- La prise en compte de jugements d'experts,
- Le fonctionnement dynamique des équipements,
- L'analyse fonctionnelle,
- L'élaboration d'un canevas d'aide à la décision dans la sélection des tâches de maintenance.

Cette démarche pour un projet pilote sera soldée par des documents préparatoires de la méthode et les documents résultats. L'amélioration de la politique actuelle doit être visible (techniquement et économiquement) et les techniques utilisées doivent être évolutives (évoluent avec les équipements).

Les acteurs prévus pour cette démarche sont :

- des fiabilistes,
- un consultant en analyse fonctionnelle,
- des experts en fonctionnement des réseaux (développement, exploitation et contrôle commande),
- experts en matériels,
- des spécialistes en maintenance.

7.2 Optimisation de la maintenance sous contrainte de fiabilité

L'importance de la sûreté de fonctionnement des systèmes nous ramène à étudier l'optimisation de la maintenance. Dans cette section, on propose l'optimisation de la maintenance basée sur la disponibilité et la fiabilité. Ainsi, on procède à l'évaluation des coûts des maintenances préventives et correctives.

Pour modéliser les effets de la maintenance des systèmes multi-composants, Tsai et al [27] et Endrenyi et al [61], classent trois actions typiques de la maintenance préventive ci-dessous :

- **1a) la maintenance simple** : elle décrit les activités suivantes : Lubrification, nettoyage, la vérification, l’ajustement,..., Pour lesquelles diminuent les fortes dégradations. Usuellement, cette maintenance implique des moyens techniques, juste pour améliorer l’état du système.
- **1b) La réparation partielle** : elle consiste en l’intervention sur les composants usés mais en grande partie sur les composants en panne. Ce type d’actions est principalement adopté pour la majorité des sous-systèmes et/ou composants. Généralement, elle inclut les activités de la maintenance simple.
- **2p) Le remplacement** : c’est l’action de remplacer un composant par un nouveau qui donne les mêmes conditions originales du système. Elle est fréquemment adoptée pour corriger les sous-systèmes et /ou composants pour éviter les dommages sérieux.

7.2.1 Evaluation des temps de maintenance

Le temps de maintenance préventive (MP) peut être raisonnablement évalué si les travaux de maintenance possibles sont définis précisément à l’avance. Pour n’importe quel sous-système, il est exprimé comme suit :

$$t_a = \sum_{i=1}^4 t_i \quad (7.1)$$

Où t_a représente la somme des temps suivants :

- t_1 : le temps d’accès au composant à entretenir ;
- t_2 : le temps de diagnostic ou d’inspection ;
- t_3 : le temps de remplacement ou de réparation ;
- t_4 : le temps de vérification et d’alignement.

Le temps de la maintenance curative (MC) inclut les temps de retard de provision et de maintenance notés t_5 et t_6 respectivement. Le retard de provision consiste en le temps de retard total dans l’obtention des pièces de rechanges nécessaires ou des composants pour compléter le processus de restauration. Le retard de maintenance est le temps passé en attente de ressources de maintenance ou d’équipements.

$$t_b = \sum_{i=1}^6 t_i \quad (7.2)$$

7.2.2 Optimisation de la maintenance

L’augmentation de la fiabilité du système peut être réalisée par un programme de maintenance préventive (MP). Un tel programme peut non seulement réduire les échecs inattendus du système mais également avoir un impact significatif sur sa vie.

Pour prévoir le programme de MP par la disponibilité, l'expression mathématique de la disponibilité doit être décrite d'abord.

La disponibilité dépend de la fiabilité et de la maintenabilité, une expression concrète pour décrire la disponibilité opérationnelle est donnée par l'équation :

$$A_{op} = \frac{MUT}{MUT + MDT} \quad (7.3)$$

En considérant le problème de remplacement périodique, le MUT peut être exprimé comme suit :

$$MUT = t_p - t_b \int_0^{t_p} \lambda(t) dt \quad (7.4)$$

Où t_p et t_b sont respectivement l'intervalle de MP, et la durée MC du remplacement et $\lambda(t)$ est le taux de défaillance.

Le MDT est défini comme suit :

$$MDT = t_a + t_b \int_0^{t_p} \lambda(t) dt \quad (7.5)$$

Où t_a est la durée de MP . La substitution des équations (7.4) et (7.5) dans l'équation (7.3), donne

$$A = \frac{t_p - t_b \int_0^{t_p} \lambda(t) dt}{t_p + t_a} \quad (7.6)$$

Le taux de défaillance $\lambda(t)$ du système est exprimée par :

$$\lambda_j = \frac{1}{\bar{F}_j(t)} \frac{d\bar{F}_j(t)}{dt}; \quad (j-1)t_p \leq t \leq jt_p \quad (7.7)$$

avec :

$\bar{F}_j(t)$ est la fiabilité du système à la maintenance (j).

Le taux de défaillance peut être exprimé comme suit [27].

Pour(1a)

$$\lambda_j(t) = \lambda_{0,j} + \frac{1}{m_{1,j}} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{1/m_{1,j}(t - (j-1)t_p)}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (7.8)$$

Pour(1b)

$$\lambda_j(t) = \lambda_{0,j} + \frac{1}{m_{2,j}} \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{1/m_{2,j}(t - (j-1)t_p)}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (7.9)$$

Pour(2p)

$$\lambda_j(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - (j-1)t_p}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (7.10)$$

Où

β, η : dénotent respectivement les paramètres d'échelle et de forme de la loi de probabilité,

λ_{0j} : le taux de défaillance initial,

$m_{1,j}$ et $m_{2,j}$: les facteurs d'amélioration de la $j^{\text{ème}}$ maintenance (1a) et (1b) respectivement, que nous supposons décroissant avec l'âge du composant.

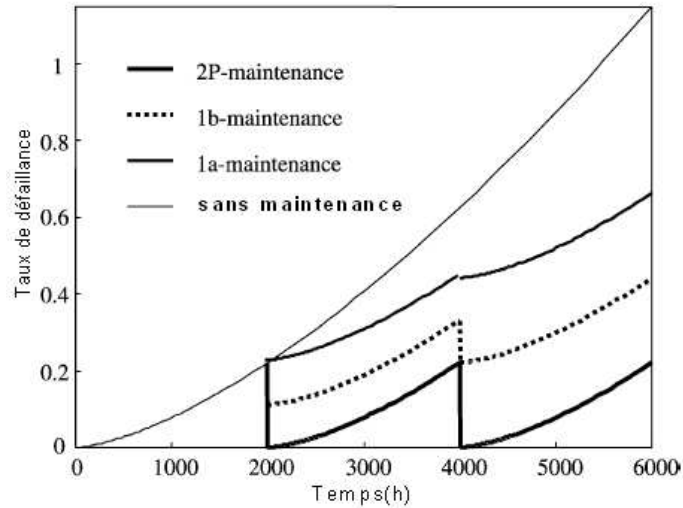


FIG. 7.2 – Variation du taux de défaillance avec les différentes actions de maintenance

Les facteurs d'amélioration sont longuement décrits dans les référence [20][27] et cela pour les applications à des systèmes mécaniques et mécatroniques.

L'intervalle de MP permettant de maximiser la disponibilité peut être obtenu en dérivant l'équation (7.6) par rapport à t_p .

$$\frac{dA}{dt_p} = 0 \quad (7.11)$$

Le résultat différentiel est :

$$(t_p + t_a)\lambda(t_p) - \int_0^{t_p} \lambda(t)dt = \frac{t_a}{t_b} \quad (7.12)$$

En considérant un système multi-composants, le t_p (le temps de remplacement optimal) de chaque sous-système (Ss) peut être tiré de l'équation (7.12) une fois les paramètres t_a ,

t_b et $\lambda(t)$ donnés. Si les Ss sont remplacés selon leurs t_p individuellement, la disponibilité du système serait en grande partie réduite en raison de l'arrêt du système. Pour éviter ce problème, on choisit le minimum parmi les t_p des Ss comme intervalle de MP du système, c'est-à-dire l'intervalle de MP du système, $T_p = \text{Min}(\text{des } t_p \text{ des Ss})$. D'autre part, les Ss dont $t_p > T_p$ sont pris avec (1a) et (1b) dans ce temps. En prévoyant le programme de MP, il y a deux problèmes qui surgissent : le premier est, est-ce que les Ss dont $t_p > T_p$ doivent être entretenus en ce moment ? le deuxième est, quelles actions devraient être adoptées pour ces Ss.

Les solutions proposées sont les suivantes.

La première solution est décidée selon la dégradation de la fiabilité.

La deuxième solution, obéit à l'analyse du bénéfice.

Le bénéfice de la maintenance pour chaque composant à la $j^{\text{ème}}$ étape est défini comme suit :

$$B_{i,k} = \frac{\int_{t_j}^{\infty} \bar{F}_{i,j+1}(t)dt - \int_{t_j}^{\infty} \bar{F}_{i,j}(t)dt}{C_{i,k}} \quad (7.13)$$

Où les indices i, k dénotent respectivement le $i^{\text{ème}}$ Ss et l'une des trois actions. Le numérateur indique la vie prolongée (étendue) du Ss_i par l'action k . Le dénominateur est le coût de la maintenance correspondant. L'action la plus avantageuse de la maintenance correspondra à Ss_i avec $B_i^* = \text{Max}(B_{i,k})$.

Une fois les actions de Ss établies, la disponibilité du système à n'importe quelle étape peut être calculée comme suit [27] :

$$A_{sj} = \frac{MUT_{sj}}{MUT_{sj} + MDT_{sj}} = \frac{T - t_{b,m} \sum_{i=1}^n \int_{t_{j-1}}^{t_j} \lambda_{i,j}(t)dt}{T + \sum_{i=1}^n t_{i,k,a}} \quad (7.14)$$

Où n est le nombre de Ss et $t_{i,k,a}$ est une représentation du temps de MP de (1a), (1b) et (2p) de Ss_i qui peut prendre la même échelle aussi bien que le coût $C_{i,k}$; $t_{b,m}$ est le temps moyen de MC du système.

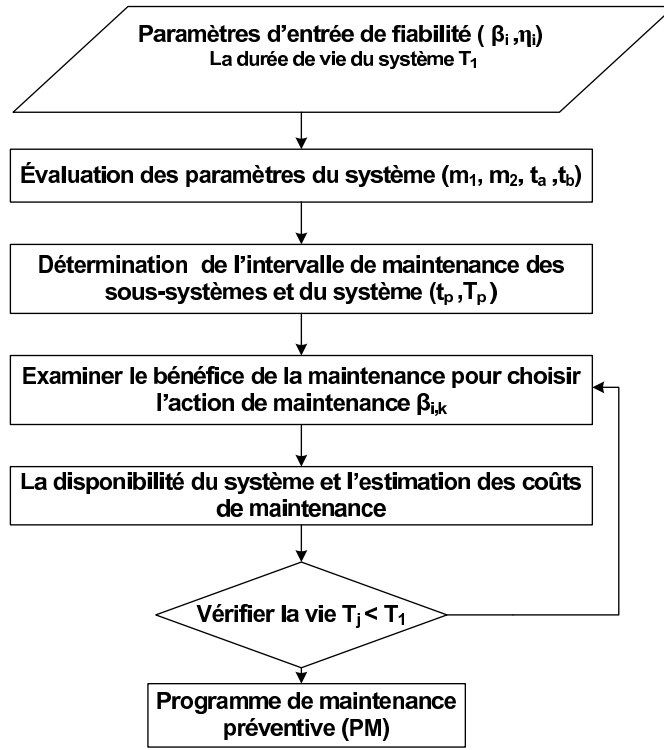


FIG. 7.3 – Organigramme de la maintenance préventive basée sur la disponibilité

7.2.3 Variation de la fiabilité après chaque maintenance

La fiabilité du système à la $j^{\text{ème}}$ maintenance est définie par [61] [70] :

$$\bar{F}_j(t) = \bar{F}_{0,j} \cdot \bar{F}_{v,j}(t) \quad (7.15)$$

Où

$\bar{F}_{0,j}$: fiabilité initiale de l'étape (j), c'est-à-dire la probabilité de fonctionnement du système ayant subi (j-1) effets d'entretien.

$\bar{F}_{v,j}(t)$: c'est la caractéristique de dégradation de la fiabilité.

Maintenance simple

Etant donné que la MP est périodique avec un intervalle t_p , la probabilité des parties survivantes est :

$$\bar{F}_{v,j}(t) = \bar{F} \left(\frac{1}{m_{1,j}} (t - (j-1)t_p) \right) \text{ avec } (j-1)t_p \leq t \leq jt_p \quad (7.16)$$

$m_{1,j}$: le facteur d'amélioration de la $j^{\text{ème}}$ maintenance (maintenance simple). Avec $0 \leq m_{1,j} \leq 1$.

La fiabilité initiale est définie comme suit :

$$\bar{F}_{0,j} = \bar{F}_{f,j-1} = \bar{F}_{0,j-1}\bar{F}(t_p) \quad (7.17)$$

Où

$\bar{F}_{0,j-1}$ et $\bar{F}_{f,j-1}$: indiquent respectivement la fiabilité initiale et la fiabilité finale du système à la $(j-1)$ ^{ème} étape.

Maintenance réparatrice

La fiabilité initiale pour la maintenance (1b) est définie comme suit :

$$\bar{F}_{0,j} = \bar{F}_{f,j-1} + m_{2,j}(\bar{F}_0 - \bar{F}_{f,j-1}) \quad (7.18)$$

Où

$$0 \leq m_{2,j} \leq 1$$

Maintenance renouvelable

Cette dernière restaure le système à ses conditions originales, c'est-à-dire mettre les deux facteurs $m_{1,j}$ et $m_{2,j}$ tous deux égaux à 1. Alors : $\bar{F}_{0,j} = \bar{F}_0$

$$\bar{F}_{v,j}(t) = \bar{F}(t - (j-1)t_p) \quad (7.19)$$

Pour illustrer les effets de plusieurs actions de la maintenance et du taux de défaillance, on utilise la distribution de Weibull, d'où

Pour (1a) :

$$\bar{F}_j(t) = \bar{F}_{0,j}e^{-[1/m_{1,j}(t-(j-1)t_p)/\eta]^\beta} \quad (7.20)$$

Pour (1b) :

$$\bar{F}_j(t) = \bar{F}_{0,j}e^{-[1/m_{2,j}(t-(j-1)t_p)/\eta]^\beta} \quad (7.21)$$

Pour (2p) :

$$\bar{F}_j(t) = e^{-[(t-(j-1)t_p)/\eta]^\beta} \quad (7.22)$$

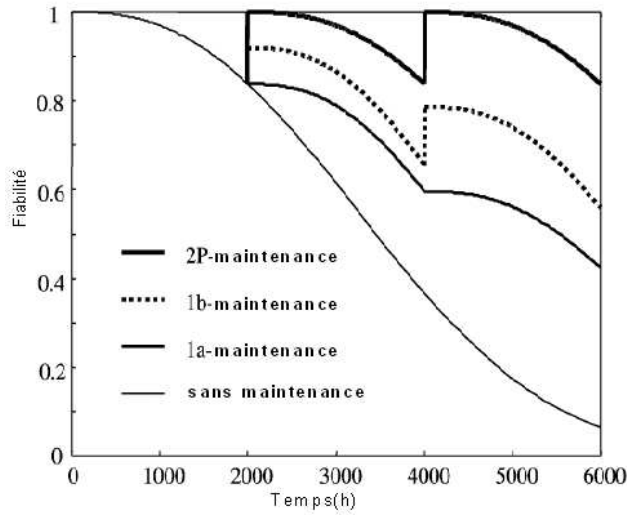


FIG. 7.4 – Variation de la fiabilité avec les différentes actions de maintenance

La fiabilité des Ss est formulée par la loi de Weibull car elle est la plus adéquate. Le système peut être décomposé en série de Sous-systèmes indépendants. La fiabilité est calculée comme suit :

$$\bar{F}_s(t) = \bar{F}_c(t) \prod_{i=1}^n \{1 - \alpha_i [1 - \bar{F}_i(t)]\} \quad (7.23)$$

Où

n : le nombre de sous-systèmes,

α_i : est la probabilité de défaillance du système dûe au Ss,

$\bar{F}_C(t)$ est la fiabilité des sous-systèmes dépourvus de Ss critiques considérés.

7.2.4 Coût de la maintenance

Le coût de la maintenance du système à n'importe quelle étape est défini comme suit [27, 61] :

$$C_{s,j} = \sum_{i=1}^n C_{i,k} + C_0 t_{b,m} \sum_{i=1}^n \int_{t_{j-1}}^{t_j} \lambda_{i,j}(t) dt \quad (7.24)$$

Où les deux termes de la somme indiquent respectivement les coûts de MP et MC du système. C_0 dénote le coût de MC du système par temps mort d'unité qui est exprimé comme suit :

$$C_0 = \frac{(c_{1a} + c_{1b} + c_{2p})}{3} \quad (7.25)$$

7.3 Application au réseau de la ville de Béjaia

On distingue deux applications différentes selon la structure, à savoir : le système à structure série et le système à structure en pont [13].

a/ Application pour un système à structure série

On considère un poste, comme étant un système composé de deux sous-systèmes, le transformateur et la boîte d'extrémité intérieure.

Dans un poste électrique, on procède à un entretien général qui se résume aux trois actions suivantes pour chaque composant :

Transformateur :

- **1a** : dépoussiérage, graissage, serrage, vérification du niveau de l'huile ;
- **1b** : renouvellement de l'huile ;
- **2p** : remplacement du transformateur.

Boîte Extrémité Intérieure :

- **1b** : rechapage des déflecteurs, désherbage ;
- **2p** : remplacement de la BEI.

Dans le cadre d'évaluation quantitative, il est nécessaire d'avoir les données probabilistes des défaillances des équipements du système. Les caractéristiques probabilistes sont associées aux modes de défaillance qui sont calculées dans le chapitre précédent. L'obtention des résultats en exploitant le MATLAB7 a nécessité les données suivantes, qui sont récapitulées dans le tableau (7.1), à savoir :

- les paramètres de la loi de distribution de Weibull à deux paramètres (β, η)
- les temps de maintenance préventive et corrective (t_a, t_b) respectifs
- les coûts de chaque type de maintenance (1a, 1b, 2p).
- les probabilités de défaillance du système dûe au sous-système ;
- le $\bar{F}_{crit} = 0.80$.

Sous système	α	β	η	$t_a(j)$	$t_b(j)$	m_1	m_2	C_{1a} \$	C_{1b} \$	C_{2p} \$
TR	1	2.45	4103.99	3.5	28	0.80	0.90	600	1500	8600
BEI	1	1.30	2508.40	0.16	2.83	0.85	0.89	0	150	1050

TAB. 7.1 – Les paramètres des sous-systèmes série

L'intervalle de maintenance de chaque composant, est calculé en utilisant l'équation (7.12), les résultats obtenus sont : (t_p (BEI) = 715j, t_p (TR) = 2415j). Par conséquent, l'intervalle de maintenance du système $T_p = \min\{715j, 2415j\} = 715j$.

Pour déterminer les actions de maintenance à effectuer à chaque étape, on doit calculer

le bénéfice des différentes actions, en utilisant l'équation (7.13). L'action choisie est celle qui correspond au bénéfice maximum, voir le tableau (7.2).

Etape	Action de maintenance	$\bar{F}((j+1)T_p)$		Bénéfices\$		Action choisi	
		TR	BEI	TR	BEI	TR	BEI
1	1a	0.9280	0.6177	*	4.9005	0	2
	1b			*			
	2p			1.2173			
2	1a	0.8165	0.5597	*	3.3480	0	2
	1b			*			
	2p			1.7739			
3	1a	0.6628	0.4676	2.5474	3.4737	1	2
	1b			2.1365			
	2p			0.4713			
4	1a	0.7174	0.3693	1.5164	3.4106	2	2
	1b			1.7309			
	2p			0.4284			
5	1a	0.8777	0.2719	*	3.1718	0	3
	1b			*			
	2p			3.4278			
6	1a	0.7341	0.6177	0.8158	4.8362	2	2
	1b			0.7181			
	2p			0.4410			
7	1a	0.8768	0.5597	*	3.3477	0	2
	1b			*			
	2p			1.7743			
8	1a	0.7232	0.4676	1.0691	3.4737	2	2
	1b			1.6781			
	2p			0.4592			
9	1a	0.8663	0.3693	*	3.4106	0	2
	1b			*			
	2p			2.9859			
10	1a	0.7039	0.9201	1.2985	0.2719	2	3
	1b			1.6646			
	2p			0.4807			

TAB. 7.2 – Les bénéfices et les actions de maintenance choisies pour chaque sous-système

* : aucune maintenance n'est effectuée ;

0 : aucune action ;

1 : l'action 1a ;

2 : l'action 1b ;

3 : l'action 2p ;

$\bar{F}((j+1)T_p)$: La fiabilité à l'instant $(j+1) \times T_p$.

Le tableau (7.2) peut être lu comme suit :

A chaque étape de maintenance, on vérifie pour chaque composant si sa fiabilité à la prochaine étape est supérieure à \bar{F}_{crit} .

-Si c'est le cas, on ne fait rien. Par exemple, à $j=1$, pour le transformateur, la fiabilité à la prochaine étape $\bar{F}((j+1) \times T_p) = \bar{F}(2 \times T_p) = 0.9280 > \bar{F}_{crit} = 0.80$, c'est pour cela aucune maintenance n'est effectuée à cette étape ($j=1$).

-Sinon, on calcule le bénéfice de chaque action de maintenance et on choisit celle qui correspond au bénéfice maximum. Par exemple, à $j=1$ la fiabilité de la BEI à la prochaine étape de maintenance $\bar{F}((j+1) \times T_p) = \bar{F}(2 \times T_p) = 0.6177 < \bar{F}_{crit} = 0.80$ et les bénéfices des actions ((1b), (2p)) sont (4.9005, 1.2173) respectivement. L'action choisie est la (1b), car c'est celle qui correspond au bénéfice maximum. Le même procédé se répète à chaque étape de maintenance.

La disponibilité et les coûts sont calculés à partir des équations (7.13) et (7.24) respectivement, et les résultats obtenus sont donnés dans le tableau (7.3).

Etape	Temps(j)	A	Coûts(PM)\$	Coûts(CM)\$
j=1	715	0.9816	150	40750
j=2	1430	0.9706	150	63760
j=3	2145	0.9559	750	92560
j=4	2860	0.9399	1650	129020
j=5	3575	0.9410	1050	168650
j=6	4290	0.9728	1650	103690
j=7	5005	0.9724	150	126590
j=8	5720	0.9572	1650	174200
j=9	6435	0.9529	150	193860
j=10	7150	0.9340	2550	138090

TAB. 7.3 – Disponibilité et coûts

La variation de la fiabilité après chaque action de maintenance pour le poste et ses composants sont présentées à la figure (7.5).

À l'état initial, la fiabilité du transformateur est supposée égale à 1, mais avec le temps cette dernière a tendance à se dégrader, d'où l'utilité d'un programme de maintenance.

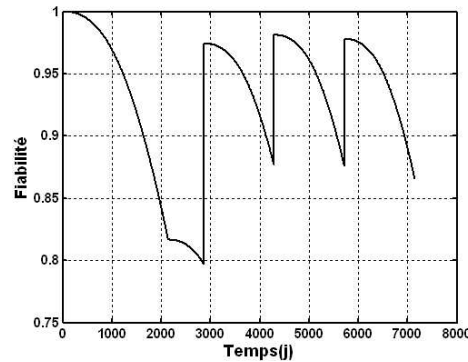


FIG. 7.5 – Variation de la fiabilité du transformateur

D'après la figure (7.5), la première et la deuxième maintenance doivent être effectuées à l'instant ($T_p = 715j$, $T_p = 1430j$) respectivement. Comme leurs fiabilités aux instants ($2 \times T_p$, $3 \times T_p$) respectivement sont supérieures à \bar{F}_{crit} , donc pas de maintenance. Par contre, à la troisième maintenance qui est programmée à l'instant $3 \times T_p$, la fiabilité à $4 \times T_p$ est égale à 0.6628 et elle est inférieure à $\bar{F}_{crit} = 0.80$, d'où l'utilité d'un choix d'une action de maintenance qui a pour effet d'augmenter la fiabilité à moindre coût. Jusqu'à l'instant $t = 8000 j$, on remarque, que seule les actions ((1a) et (1b)) sont choisies, cela est dû à la durée de vie du transformateur qui est de 60 ans.

La figure (7.6) représente la variation de la fiabilité du BEI après chaque étape de maintenance.

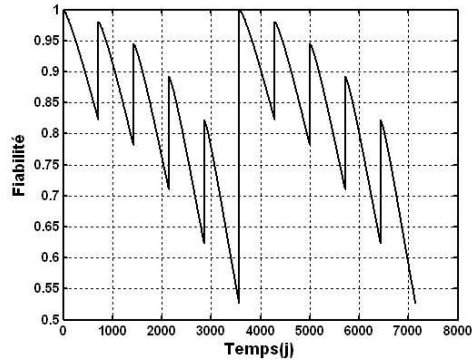


FIG. 7.6 – Variation de la fiabilité de la BEI

On remarque que pour la BEI, la maintenance est programmée pour $T_p = 715j$ et elle doit être effectuée car, à l'instant $2 \times T_p$, la fiabilité est égale à 0.6177 qui est inférieure à $\bar{F}_{crit} = 0.80$ et l'action choisie est la (1b). Elle correspond au bénéfice maximum. Il faut constater que la fiabilité augmente considérablement après chaque action de maintenance. Ce procédé se répète jusqu'au remplacement à l'instant 3575 j, c'est-à-dire qu'un remplacement est prévu dans 9.75 ans.

D'après la figure (7.7), qui représente la variation de la fiabilité du système, on voit bien que la fiabilité du système diminue jusqu'à 0.4, malgré la fiabilité du transformateur qui ne descend pas au delà de 0.71, et cela est dû à la configuration série des composants. Et malgré la diminution de la fiabilité du système jusqu'à 0.4, on a pu maintenir la disponibilité de ce dernier entre (0.9944 et 0.9987) avec un coût total de 1240170 \$.

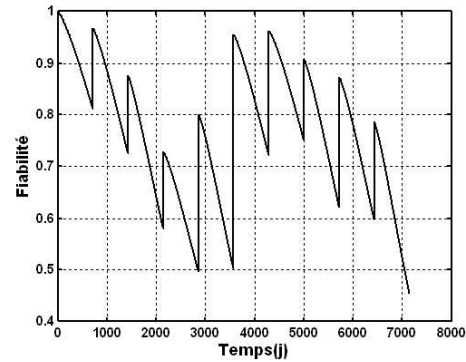


FIG. 7.7 – Fiabilité du système

b/ Application à un système à structure en pont :

Cette optimisation a été appliquée avec succès dans le cas d'un système série, et pour les systèmes en pont sera-t-il le cas? Afin de répondre à cette question, une application a été faite pour le système présenté à la figure (2.4).

Dans ce système, on procède à un entretien général qui se résume aux trois actions suivantes pour chaque sous-système :

Les départs Ville1, Zone1 :

- **1a** : dépoussiérage des transformateurs (MT/BT) graissage, serrage, vérification du niveau de l'huile,
- **1b** : désherbage, renouvellement de l'huile, remplacement de BJ, de BEE, et de BEI,
- **2p** : remplacement du transformateur.

Les transformateurs HT/MT :

- **1a** : dépoussiérage des transformateurs, graissage, serrage ; désherbage ;
- **1b** : régénération des huiles du transformateurs ;
- **2p** : renouvellement des huiles du transformateurs. Notons que le remplacement du transformateur HT/MT n'est pas envisagé. Cela est dû à sa durée de vie qui peut dépasser les 60 ans, et pendant cette période c'est toute une technologie qui change ; c'est-à-dire remplacer un transformateur HT/MT revient à remplacer toute l'installation du poste.

	β	η	$T_p(j)$	$t_a(h)$	$t_b(j)$	m_1	m_2	C_{1a} \$	C_{1b} \$	C_{2p} \$
TR_1	1.4	14666	20266	7	2	0.85	0.85	1400	2960	60000
TR_2	1.4	14666	20266	7	2	0.85	0.85	1400	2960	60000
Z_1	1.58	97	46	3	1	0.80	0.80	2250	6150	25800
V_1	1.99	39	8.35	3	2	0.81	0.81	3750	10250	43080

TAB. 7.4 – Les paramètres des sous-systèmes en pont

En utilisant les données du tableau (7.4) concernant ville1 (V_1), zone1 (Z_1), Transformateur1 (TR_1) et Transformateur2 (TR_2), on obtient les résultats récapitulés dans le tableau (7.5) représentant la disponibilité, les coûts et le programme de maintenance [73].

Etape	Temps(j)	Action choisi				A	Coût(PM)\$	Coût(CM)\$
		TR_1	TR_2	Z_1	V_1			
j=1	8.35	0	0	0	0	0.9375	0	0
j=2	16.7	0	0	0	1	0.8237	3750	24455
j=3	25.05	0	0	0	2	0.6664	102550	47991
j=4	33.4	0	0	2	3	0.6386	491500	35317
j=5	42.35	0	0	0	0	0.9187	0	0
j=6	50.7	0	0	0	1	0.7977	3750	28527
j=7	59.05	0	0	2	2	0.6203	16400	52899
j=8	67.4	0	0	0	3	0.6565	43000	34509
j=9	75.75	0	0	3	0	0.8288	2500	20499
j=10	84.1	0	0	0	1	0.841	3750	21640

TAB. 7.5 – La disponibilité, les coûts et le programme de maintenance

On remarque que pendant l'intervalle $[0, 84.1]$ aucune maintenance n'est effectuée sur

les transformateurs HT/MT en raison de leurs fiabilités qui ne diminuent pas au dessous de \bar{F}_{crit} . Par contre pour ville1 et zone1 ont été effectués les deux actions, à savoir ((1b) et la (2p)), telles que représentées aux figures (7.10) et (7.11).

A la figure (7.12) sont représentées les variations de la fiabilité du système globale en pont.

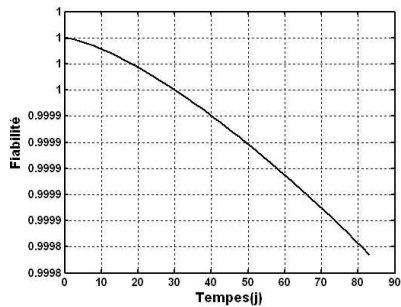


FIG. 7.8 – Variation de la fiabilité du transformateur1.

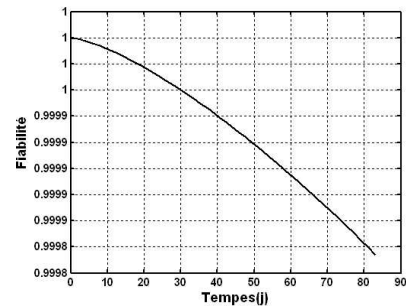


FIG. 7.9 – Variation de la fiabilité du transformateur2.

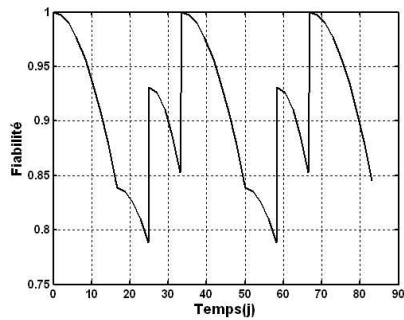


FIG. 7.10 – Variation de la fiabilité de la ville 1.

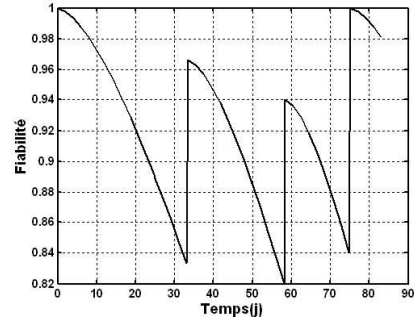


FIG. 7.11 – Variation de la fiabilité de zone 1.

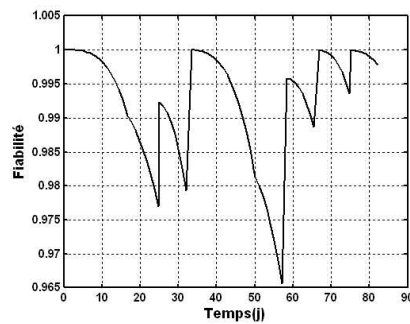


FIG. 7.12 – Variation de la fiabilité du système.

Dans cette partie, on a introduit une politique de maintenance conditionnelle (ou dynamique), car elle est liée à l'évolution du système entre deux opérations de maintenance. Son application nous a permis de voir ses effets sur la fiabilité et la disponibilité des deux systèmes à configurations différentes. Il est à remarquer que la fiabilité du système en pont est plus élevée et qu'il est conseillé de la considérer dans la structuration des réseaux en tenant compte de la balance économique.

Conclusion

L'optimisation de la maintenance par la fiabilité trouve une place très importante dans le domaine industriel. Elle permet d'introduire des règles visant l'équipement nécessaire d'une opération de maintenance au moment opportun.

Dans ce chapitre, deux approches sont introduites, une déterministe et une autre probabiliste dont l'objectif final est de réaliser la tâche efficacement à moindre coût.

Conclusion Générale

De tous ses aspects, la fiabilité en exploitation des réseaux électriques est la plus prépondérante, vu la complexité et la vulnérabilité des systèmes traités. La maîtrise de cette discipline offre aux managers des réseaux électriques, à tous les niveaux de tension, une vision globale et des outils appropriés pour les prises de décisions adéquates pouvant répondre aux défis d'un environnement très technologique d'une part et exigeant d'autre part.

Les objectifs tracés lors de l'élaboration de notre thèse sont atteints et la pluridisciplinarité du thème a été mise en exergue par le développement des volets qui s'y rapportent.

En plus de l'application des notions classiques de fiabilité, disponibilité et de maintenabilité aux systèmes électriques, d'autres nouvelles approches et méthodes ont été développées et appliquées avec succès aux systèmes électriques algériens. C'est le cas pour les lois non-paramétriques dans l'ajustement des données, la considération du comportement des systèmes multi-états (mettant en évidence le processus de dégradation), l'introduction des actions de maintenance selon le niveau de dégradation et enfin l'optimisation multi-critères (fiabilité critique et maximum de bénéfice).

De cette investigation découle certaines perspectives de recherche, à savoir : le développement de la théorie de Weibull-Markov pour des systèmes plus complexes et la modélisation des systèmes réels en considérant les réparations aléatoires. Une perspective plus ou moins pertinente est la considération simultanée des processus de dégradations avec la présence d'un processus de chocs [50][28].

Cette thèse nous interpelle aussi sur la nécessité de la constitution de la base de données fiable et accessible d'une part et sur l'urgence de renforcement de la parcelle existante mais fragile entre le monde universitaire et celui de l'industrie. Cette thèse nous a révélé l'existence d'un progrès (équipements et technologies) et d'un potentiel (humain) scientifique, au niveau de l'industrie qui incontestablement peut être mis au profit de la recherche en

Algérie.

Par cette contribution, nous souhaitons avoir apporté un plus d'éclairage à cette discipline qu'est la fiabilité des systèmes et aider l'exploitant de ce travail à une meilleure maîtrise de ses aspects.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] R. MEDJOUDJ, D. AISSANI et A. Boubakeur, *Sur la sûreté de fonctionnement pour la maintenance optimale : cas d'un réseau électrique de transport*, Actes du Séminaire International sur les Techniques et le Management de la Maintenance, Ecole Militaire Polytechnique Ed ; Bordj-el-Bahri, pp. 59, 2007.
- [2] T-J. OVERBYE, D-A. WIEGMANN, *Reducing the risk of major blackouts through improved power systems visualisation*, 15th PSCC, liege, 22-26, August 2005.
- [3] B-A. CARRERAS, D-E. NEWMANE, I. DOBSON and A-B. POOLE, *Evidence for self-organized criticality in electrical power system blackouts*, IEEE, International Conference on System Science, Hawaii, January 2001.
- [4] M. ABBAD, A. MAOUCHI, *Sur la gestion d'un réseau électrique par la fiabilité pour la prévention du blackout*, Thèse en Electrotechnique, Option Réseaux Electriques, Université de Béjaia, 2004.
- [5] R. BILLINTON, H. CHEN and R. CHAJAR, *Time-series models for reliability evaluation of power system including wind energy*, Microelectron. Reliab, vol. 36, No. 9, pp. 1253-1261, 1996.
- [6] R. MEDJOUDJ and D. AISSANI, *Economic aspects of a distribution power system reliability*, Proceedings of Third International Conference, Mathematical Methods on Reliability, MMR2002, Trondheim, Norway, 441-445, 2002.
- [7] R. MEDJOUDJ and D. AISSANI, *Reliability aspects for electrical distribution system management*, In the Book Mathematical Methods in Reliability, Proceedings of the Fourth International Conference MMR'04, Santa Fe, Los Alamos, New Mexico (U.S.A), 2004.
- [8] R. MEDJOUDJ, *Calcul et évaluation de la fiabilité d'un réseau électrique urbain*, Thèse de Magistère en Électrotechnique, Université de Béjaia 1994.

- [9] L. PIERRAT, *Fiabilité des matériels électromécaniques intérêts des modèles de défaillance Poissonniers*, EDF (DTG) et CNRS (URA 355), 37 rue Diderot-38000, GRENOBLE.
- [10] R. BILLINTON, R. GOEL, *An analytical approach to evaluate probability distributions associated with the reliability indices of electric distribution system*, IEEE Transactions Power Delevry 1(3), 245-251, 1986.
- [11] J-Van. CASTAREN, *Reliability assesment in electrical power systems : the Weibull-Markov stochastic model*, IEEE, Transactions on Industry Applications, 36(3), 911-915, 2000.
- [12] J-Van. CASTAREN, *Assessment of interruption costs in electric power systems using Weibull-Markov model*, Thesis for The Degree of Doctor of Philosophy, Department of Electric Power Engineering : Chalmers University of Technology, 2003, Sweeden.
- [13] R. MEDJOUDJ, D. AISSANI, A. BOUBAKEUR and K-D. HAIM, *Interruption modelling in electrical power distribution systems using Weibull-Markov model*, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers IMechE, part O, Journal of Risk and Reliability : 223(2), 2009, pp :145-157.
- [14] H. WANG and H. PHAM, *Reliability and optimal maintenance*, Springer,London, 2006.
- [15] J. ENDRENYI, G-J. ANDERS and A-M. LEITE DA SILVA, *Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability-an application*, IEEE Translation on Power System, vol. 13, No. 2, May 1998.
- [16] J-K. CHAN and L. SHAW, *Modeling repairable system with failure rates that depend on age & maintenance*, Electric Power System Research, 76, 452-456, 2006.
- [17] G-K. CHAN and S. ASGARPOOR, *Optimum maintenance policy with Markov processes*, IEEE Transactions on Power Systems 16 (4), pp. 638-646, 2006.
- [18] J. ENDRENYI, et al, *The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability*, IEEE, Transaction on Reliability, vol. 42, No. 4, December 1993.
- [19] R. MEDJOUDJ et D. AISSANI, *Exploitation des réseaux électriques de distribution par la fiabilité. Application au réseau 10 Kv de la ville d'Alger*, Proceedings of the International Conference CIMASI 2000, Casablanca, pp. 4-22 (support CD), Octobre 2000.
- [20] T-T. Tatietsse, et al, *Interruption modelling in medium voltage electrical network*. Electrical Power and Energy Systems, (24), 859-865, 2002.

- [21] S. SLIMANI et Z. ROUMILA, *Approche probabiliste pour l'évaluation du niveau de fiabilité d'un système de production d'électricité, cas de la centrale hydraulique "SPE.X/HY DARGUINA"*, Thèse en Recherche Opérationnelle, Université de Béjaia, 2006.
- [22] K. IOANNIS and O. KONSTANTINOS, *An analysis of blackouts for electric power transmission systems*, Proceeding of World Academy of Science, Engineering and Technology, vol. 12, ISSN 1307, 6884, March 2006.
- [23] D. AISSANI, *Banques de données et traitement statistique*, Journée d'Etudes Nationale, bdts03, Mai 2003, Béjaia.
- [24] A. PIEVATOLO, *The downtime distribution after a failure of a system with multistate independent components*, IMATI-CNR Technical Report, Presented at the Mathematical Methods on Reliability Conference, MMR, 2007, Glasgow.
- [25] R. MEDJOU DJ et D. DJABARI, *Estimation de l'état d'un réseau électrique*, Thèse en réseaux électriques, Institut d'Electrotechnique de Béjaia, 1990.
- [26] J-L. FRAISE, A. MARTY, *Politique d'automatisation des réseaux à EDF*, Actes du Cired, Bermingham, 1993.
- [27] Y-T. TSAI, K-S. WANG and L-C. TSAI, *A study of availability -centered preventive maintenance for multi-component systems*, Reliability Engineering and System Safety 84, pp. 261-270, 2004.
- [28] K-E. LIM, J-S. BAEK and E-Y. LEE, *A random shock model for a Continuously deteriorating system*, Department of Statistics, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea, Journal of Quality in Maintenance Engineering, vol. 11 No. 3, pp. 206-215, 2005.
- [29] P. CARER, G. GABRIEL and Y. LAVAGENE, *Etude de fiabilité, disponibilité et maintenabilité pour améliorer la qualité service*, EDF.DER, 17 pages, 1991.
- [30] J-C. LEMOINE, *Réseaux de distribution, structure de planification*, Technique de l'Ingénieur, EDF.DFR, D645, pp. 1-19, 1979.
- [31] L. BERTHET et O. CROB, *Protection des départs MT dans les postes HT/MT Ruraux*, 42/RGE, No.1/91, Janvier 1991.
- [32] SONELGAZ, *Etude du réseau 10 kV, du poste HT/MT Amiraute*, Service de Développement des Réseaux, Alger, Février 1983.
- [33] V. JUNGCKEL and K-D. HAIM, *Zuverlässigkeitsanalyse vo mittelspnnugsneten (Z.V)*, Fakultat Elektrotechnik, Zittau, Allemagne, 1992.
- [34] M. PAYS, *Localisation de défauts dans les réseaux de câbles d'énergie*, Techniques de l'Ingénieur D.48, pp. 540-1, 541-3.

- [35] I-A. AHMED and A-R. MUGDADI, *Further moments inequalities of life distribution*, Department of Statistics, University of Central Florida, 2001.
- [36] R-E. BARLOW and K-A. DOKUUM, *Statistical theory of reliability and life testing*, vol. 41, pp. 225-236, 2000.
- [37] B.KLEFSÖ, *Testing exponential against HNBUE*, Scandinavian Journal of Statistics, vol. 10, pp. 65-75, 1983.
- [38] R. BARLOW, F. PROSCHAN, *Statistical theory of reliability and life testing, probability models*, Holt Rinhart and Wiston, INC, USA 1975.
- [39] L.PIERRAT, *Fiabilité des matériels électromécaniques*, Intérêts des Modèles de Défaillance Poissonniers, XX-II Journée des Statistiques, Tours, Juin 1990.
- [40] R. MEDJOUDJ, D. AISSANI, *Application des modèles de chocs à l'analyse de la fiabilité des équipements d'un poste HT*, Troisième Conférence Nationale sur la Haute Tension, Guelma, 16 et 17 Novembre 1999.
- [41] J. ESARY, A. MARSHALL, and F. PROSCHAN, *Shock models and wear process*, The Annals of Probability, vol. 1 No. 17, pp. 627-649, 1973.
- [42] M-S. A-HAMEED and F. PROSCHAN, *No stationary shock models*, Stochastic Processes and Their Applications, vol. 1, No. 10, pp. 383-404, 1973.
- [43] SHANTHIKUMA and SUMITA, *Distribution properties of the system failure time in a general shock model*, Journal of Applied Probability, vol. 16, pp. 363-377, 1984.
- [44] A. GUT, *Mixed shock models*, Bernoulli, vol. 7, pp. 541-555, 2001.
- [45] Z-H. LI and F. CHEN, *The distributions of the dual δ - shock model and its properties*, In Proceeding of The 6th Conference of China Society For Industrial and Applied Mathematics, pp. 258-263, 2002.
- [46] L. AYADI et F. HAMMACHE, *Analyse de Fiabilité d'un Poste de transformation, application au 60/30KV Sonelgaz-Bejaia*, Mémoire d'Ingénieur, Université A/Mira de Bejaia, juin 1989.
- [47] B. KLEFSJÖ, *HNBUE survival under some shock models*, Scand, J.Statis, No.8, PP. 39-47, 1987.
- [48] F. MOLLAR and J. SANTOS, *Classification of shock models in System reliability*, Monografias del Semin, Matem, Garcia del Galdeano, 2003.
- [49] A. PAGES et M. GONDRAN, *Fiabilité des systèmes*, Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Eyrolles, 1995.
- [50] H. WANG and H. PHAM, *Reliability and optimal maintenance*, Springer-Verlag, London, 2006.

- [51] R. MEDJOU DJ, D. AISSANI et services d'exploitation de Rouissau- Alger et Béjaia Sonelgaz *Stratégie de récolte et d'exploitation des données relatives aux équipements du réseau 10 kV de la ville d'Alger et du réseau 30 kV de la ville de Béjaia*. Journée d'Etudes Nationale, bdts03, Mai 2003, Béjaia.
- [52] SONELGAZ, *Système de tarification, abonnés haut et moyenne tension*, Barème, 1989.
- [53] SONELGAZ, *Schémas et caractéristiques des protections des postes HT/MT et MT de la zone d'Alger*, Direction de la Distribution Zone d'Alger, 31 Juillet 1980.
- [54] M. HOUADI et F. MOULAOU I, *Diagnostic de la maintenance et réestimation des paramètres de fiabilité dans un environnement de données manquantes, cas des équipements du centre emplisseurs gpl naftal de Béjaia*, Thèse en Recherche Opérationnelle, Université de Béjaia, 2004.
- [55] S-H. SIM and J. ENDRENYI, *Optimal preventive maintenance with repair*, IEEE Translation on Reliability, vol. 37, No. 1, pp. 92-96, Apr. 1988.
- [56] S. ASGARPOOR and M-J. MATHINE, *Reliability evaluation of distribution system with non-exponential down times*, IEEE Transactions on Power Systems, 12 (2), pp. 579- 584, 1997.
- [57] J-Van. CASTAREN, *Assessment of interruption costs in electric power systems using Weibull-Markov model*, Thesis for The Degree of Licentiate of Engineering, Department of Electric Power Engineering : Chalmers University of Technology, 2003, Sweden.
- [58] R. MEDJOU DJ, D. AISSANI, A. BOUBAKEUR and K-D. HAIMD, *Interruption modelling in electrical power distribution systems using Weibull-Markov model*, MMR conference, 1-4 Juillet, GLASGOW, 2007.
- [59] P. CASEAU, *Développement et exploitation des réseaux électriques*, Faits Marquants, EDF-GDF Services, pp. 73-85, 1992.
- [60] P. JIRUTITIJAROEN and C. SINGH, *The effect of transformer maintenance parameters on reliability and cost : a probabilistic Model*, Department of Electrical Engineering, Texas A&M University, College Station, TX 77840, USA Received 19 February 2004 ; Accepted 30 April 2004 Available Online 23 July 2004.
- [61] J. ENDRENYI, *Awiley-Interscience reliability modelling in electronic power systems*, Publication, 1978.
- [62] J. ENDRENYI, *Reliability modelling in electric power systems*, John Wiley & Sons Ltd, Belfast, 338 pages, 1978.

- [63] SONELGAZ, *Etude de la fiabilité des systèmes énergétiques, estimation des paramètres de fiabilité des lignes électriques*, Direction de la Planification, No. 79-390/GE, December 1979.
- [64] G. LATURNUS, *Politique d'EDF GDF Service en Matière de qualité de fourniture dans le domaine rural*, Actes du CIRED, Bermingham, 1993.
- [65] P. MESSEGER, *technical and economic options for rural electrification*, Bulletin de la Der-Edf, Série B, 1991.
- [66] A. HAUTOT, *Making use of computers for the rationalisation of energy consumption in electrical transmission grids*, Experiences From the French Electrical Grid.Edf, Bulletin de La DER- Série B, Matériels Électriques, No.4, pp. 29-52, 1987.
- [67] The Group on Economic Aspects of Quality of Service, *Economic aspects of quality of service*, Sorrento Congres, May 30-Jun 3, UNIPDE, Paris, 36 pages, 1988.
- [68] G. BONNARD et J. AUPIED, *Optimisation de la maintenance par la fiabilité des postes du réseau de transport*, Epure, EDF, No.65, pp. 3-17, 2000.
- [69] J. CHAN, *Modeling repairable systems with failure rates that depend on age and maintenance*, IEEE Translation on Reliability, No.42/4, pp. 536-542, 1993.
- [70] J-Van. CASTEREN, M-H-J. BOLLEN and M-E. SCHMIEG, *Reliability assessment in electrical power systems : the Weibull-Markov stochastic model*, IEEE, Transaction on Industry Applications, vol. 36, No. 3, May/June 2000.
- [71] L. BERTLING, R.ALLAN and R. ERIKSSON *A reliability-centered maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems*, IEEE Transactions on Power Systems, 20 (2), February 2005.
- [72] M.SAMOTYJ *System disign and construction for enhanced reliability and power quality*, Final repport EPRI, California, USA, 2006.
- [73] L. AKLI et Z. BACHI, *Les effets des actions de la maintenance sur la fiabilité/disponibilité, des équipements d'un réseau électrique : Modélisation Markovienne et semi-Markovienne*, Thèse en Recherche Opérationnelle : Université de Bejaia, 2008.

Publications et Communications dans le Cadre de la Thèse

- 1- R. MEDJOUDJ et D. AISSANI, *Application des modèles de chocs à l'analyse de fiabilité des équipements d'un poste HT*, Actes de la troisième Conférence Nationale sur la Haute Tension, Guelma, Novembre 1999.
- 2- R. MEDJOUDJ et D. AISSANI, *Exploitation des réseaux électriques de distribution par la fiabilité. Application au réseau 10 kV de la ville d'Alger*, Proceedings of the Internationale Conference CIMASI 2000, Casablanca, Octobre 2000, pp.4–22 (support CD).
- 3- R. MEDJOUDJ et D. AISSANI, *Modèles de Chocs pour l'Analyse de Fiabilité des Equipements d'un Poste Electrique : cas d'usure des contacts de disjoncteurs et de rupture brutale des supports de jeux de barres*, Journées d'Etudes Universités-Entreprises, Béjaïa les 27 et 28 Mai 2001.
- 4- R. MEDJOUDJ and D. AISSANI, *Economic aspects of distribution power system reliability*, Application to a 30 kV network of Bejaia (Algeria), In the Book Mathematical Methods in Reliability, proceedings of the Third International Conference MMR'02, Trondheim (Norway), June 2002, pp.441-444.
- 5- R. MEDJOUDJ, D. AISSANI et Personnels des Services d'Exploitation SONELGAZ, *Stratégie de Récolte et d'Exploitation des Données Relatives aux Equipements du Réseau 10 kV de la ville d'Alger et du Réseau 30 kV de la ville de Béjaïa*, Actes de la Journée d'Etude Nationale " Banque de Données et Traitements Statistiques ", Béjaïa, Mars 2003, pp. 39.41.
- 6- R. MEDJOUDJ and D. AISSANI, *Experience Feed-Back Processing for Reliability Analysis of Electrical Distribution System*, Proceeding for First International Confe-

rence of Energy Efficiency ICEE'2003, Algiers, May 2003.

- 7- R. MEDJOUDJ and D. AISSANI, *Reliability Aspects for Electrical Distribution System Management*, In the Book *Mathematical Methods in Reliability*, Proceedings of the Fourth International Conference MMR'04, Santa Fe, Los Alamos, New Mexico (U.S.A), 2004.
- 8- R. MEDJOUDJ, D. AISSANI et A. BOUBAKEUR, *Sur la sûreté de fonctionnement pour la maintenance optimale : cas d'un réseau électrique de transport*, Actes du Séminaire International sur les Techniques et le Management de la Maintenance, Ecole Militaire Polytechnique ; Bordj-el-Bahri, Alger, 2007, pp.59 et suivantes.
- 9- R. MEDJOUDJ, D. AISSANI and A. BOUBAKEUR *Interruption modelling in electrical distribution system using Weibull-Markov model*, Proceedings of the International Conference MMR'2007 (Mathematical Methods in Reliability), Glasgow, Scotland, UK, 2007.
- 10- R. MEDJOUDJ, D. AISSANI and A. BOUBAKEUR *Comparison Between Markov and Weibull-Markov Interruption Modelling in electrical distribution system*, Proceeding of the International Conference EuroPES 2007 (Power and Energy Systems) Palma De Mallorca, 2007 IASTD Publisher..
- 11- R. MEDJOUDJ, D. AISSANI, A. BOUBAKEUR and K-D. HAIM *Interruption modelling in electrical distribution system using Weibull-Markov model*, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers (IMEchE), part O, Journal of Risk and Reliability : UK, 2009.