



Fès, le 20/01/2016

N° d'ordre 04/2016

THESE DE DOCTORAT

Présentée par

Mr: Morad MAHMOUDI

Spécialité : Génie Mécanique

Sujet de thèse :

Contribution à la gestion des coûts de maintenance et à l'élaboration d'un système intégré d'aide à la décision en matière de plans stratégiques de maintenance centrée sur la fiabilité

Thèse présentée et soutenue le Mercredi 20 Janvier 2016 devant un jury composé de

Nom Prénom	Titre	Etablissement	
Pr Taoufiq ACHIBAT	PES et Vice Doyen	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Président
Pr A.-Moumen DARCHERIF	PES et DG d'ECAM-EPMI	ECAM-EPMI, Graduate School of Engineering - Université Paris Seine, France	Rapporteur
Pr Abdelkarim CHOUAF	PES	ENSEM, Casablanca	Rapporteur
Pr Ahmed EL BIYAALI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Rapporteur
Pr Abdelhamid EL AMRI	PES	ENSEM, Casablanca	Examineur
Pr Ahmed EL KHALFI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Directeur de thèse
Pr Abdellah EL BARKANY	PH	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Co-directeur de thèse

Laboratoire d'accueil : Génie Mécanique

Etablissement : Faculté des Sciences et Techniques de Fès



Je ne cesserai jamais de penser à vous et de prier pour le repos de votre âme !

À toutes mes familles ; Mahmoudi, Amharchi et El Abbassi

« Le bonheur est à votre foyer, ne le cherchez pas dans le jardin des étrangers »
Douglas William Jerrold (Ecrivain et auteur dramatique anglais. 1803-1857)

Remerciements

Ce travail de thèse a été réalisé au sein du laboratoire de Génie Mécanique à la Faculté des Sciences et Techniques de Fès. J'ai trouvé au sein de ce laboratoire une ambiance particulièrement favorable pour mener à bien ce travail, et je remercie vivement Monsieur **Ahmed EL KHALFI**, Directeur du Laboratoire, qui m'y a accueilli et qui a suivi ces travaux de recherche.

Je tiens dans un premier temps à remercier tout particulièrement et très chaleureusement mon directeur de thèse, le Professeur **Ahmed EL KHALFI**, le premier qui m'a donné la chance d'entrer dans le monde de la recherche. Je voudrais lui témoigner toute ma reconnaissance pour sa disponibilité, sa rigueur et ses conseils.

Mon co-directeur de thèse, le Professeur **Abdallah EL BARKANY**, à qui je veux apporter mes remerciements tous particuliers et ma profonde reconnaissance. Il a su m'encadrer avec efficacité, clairvoyance et beaucoup de patience durant mes années de thèse. J'exprime toute ma gratitude aux membres du jury qui me font l'honneur de participer à l'examen de cette thèse. En premier lieu, Monsieur **Taoufiq ACHIBAT**, Professeur et Vice-Doyen chargé des affaires pédagogiques et académiques à la FST de Fès qui me fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance. Je remercie également le Professeur **Abdel-Moumen DARCHERIF**, Directeur Général d'ECAM-EPMI (France), et chercheur au Laboratoire Quartz (I.P Grand-Paris), le Professeur **Abdelkrim CHOUAF** enseignant chercheur à l'ENSEM de Casablanca, ainsi que le Professeur **Ahmed EL BIYAALI** enseignant chercheur à la FST de Fès qui ont accepté d'être les rapporteurs de ce manuscrit. Leur remarques et suggestions me permettent d'apporter des améliorations à la qualité de ce dernier. Mes remerciements s'adressent également au Professeur **Abdelhamid EL AMRI** enseignant chercheur à l'ENSEM de Casablanca pour avoir accepté d'examiner mon travail de recherche et de faire partie de mon jury de thèse.

J'adresse également mes remerciements à Monsieur **Mustapha IJJAALI**, Doyen de la FST de Fès, pour m'avoir assuré un environnement favorable pour mes travaux de recherche. Je remercie encore Monsieur **El Mestafa El Hadrami**, Vice-Doyen chargé de la recherche, de la formation continue et des relations extérieures pour son soutien permanent et sa disponibilité.

Je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements à tous les professeurs du **département de Génie Mécanique** de la FST de Fès pour leurs conseils et leur soutien, qu'ils trouvent ici l'expression de ma reconnaissance. Je tiens également à témoigner toute ma sympathie et ma profonde amitié à l'ensemble de mes amis et collègues de travail au sein de l'ONEE/BE, pour leur soutien moral, leur aide et l'encouragement permanent qu'ils m'ont assuré le long de ces années de thèse, ainsi qu'à ma direction qui m'a donné l'opportunité de travailler sur un sujet aussi concret et passionnant.

Enfin, je remercie tous ceux, qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de cette thèse. Qu'ils veuillent bien accepter mes sincères remerciements.

Table des matières

Remerciements.....	- i -
Table des matières	- ii -
Liste des figures	- iv -
Liste des tableaux.....	- vi -
Liste des abréviations.....	- vii -
Introduction générale.....	- 1 -
CHAPITRE I. Les réseaux publics d'électrification au Maroc.....	- 5 -
I.1. Introduction	- 5 -
I.2. État des lieux et l'évolution historique du secteur électrique Marocain	- 5 -
I.3. Présentation de l'ONEE-BE	- 6 -
I.4. Structure et architecture générale des réseaux électriques.....	- 7 -
I.4.1. Introduction.....	- 7 -
I.4.2. La production de l'énergie électrique	- 8 -
I.4.3. Le transport de l'énergie électrique.....	- 8 -
I.4.4. La distribution de l'énergie électrique	- 8 -
I.4.5. Le système de téléconduite des RED-HTA (Monitoring).....	- 10 -
I.5. Caractéristiques des réseaux de la distribution	- 12 -
I.5.1. Les postes sources de transformation HTB/HTA.....	- 12 -
I.5.2. Les lignes HTA	- 13 -
I.5.3. Les postes HTA/BT	- 14 -
I.6. Vers des réseaux HTA plus intelligents : Smart Grids et la production décentralisée.....	- 14 -
I.7. Les défauts dans les RED-HTA.....	- 15 -
I.8. Protection des RED-HTA	- 16 -
I.9. Les facteurs influençant la robustesse et la performance des RED-HTA	- 16 -
I.10. Conclusion.....	- 17 -
CHAPITRE II. État de l'art des stratégies optimales de maintenance	- 18 -
II.1. Introduction.....	- 18 -
II.2. Contexte général en maintenance.....	- 20 -
II.2.1. Introduction	- 20 -
II.2.2. La maintenance et ses terminologies.....	- 20 -
II.3. Les niveaux de maintenance.....	- 25 -
II.4. Maintenance et performance.....	- 26 -
II.4.1. Politiques de la maintenance	- 26 -
II.4.2. Critères d'évaluation des politiques de maintenance.....	- 27 -
II.4.3. Indicateurs de fiabilité dans les réseaux de distribution	- 29 -
II.5. Maintenance et sûreté de fonctionnement dans la distribution HTA	- 30 -
II.5.1. Définition de la sûreté de fonctionnement	- 30 -
II.5.2. Modélisation mathématiques des grandeurs de la SdF	- 31 -
II.6. Les différentes stratégies de la maintenance	- 35 -
II.6.1. La maintenance préventive	- 37 -
II.6.2. La maintenance corrective	- 44 -
II.6.3. Effets de la maintenance sur l'actif et sa fiabilité.....	- 45 -
II.7. Orientation des politiques de maintenance	- 46 -
II.8. Optimisation de la maintenance.....	- 48 -
II.9. Les coûts de maintenance.....	- 50 -
II.9.1. L'importance des coûts de maintenance	- 50 -
II.9.2. La maintenance et le LCC de RED-HTA	- 51 -
II.10. Conclusion	- 57 -

CHAPITRE III. Audit de la fonction maintenance au sein du SEX Oujda.....	- 58 -
III.1. Performance de la fonction de maintenance	- 58 -
III.2. Les indicateurs individuels de PFM.....	- 58 -
III.3. Approche d'audit de la qualité de maintenance.....	- 59 -
III.4. Contexte de l'audit au sein d'un SEX.....	- 60 -
III.4.1. Le contexte	- 60 -
III.4.2. Contraintes de maintenance	- 61 -
III.4.3. Périmètre de l'étude	- 61 -
III.5. Diagnostic du système de maintenance existant	- 64 -
III.5.1. Questionnaire.....	- 64 -
III.5.2. Collecte d'information.....	- 64 -
III.5.3. Résultats.....	- 65 -
III.5.4. Recommandations	- 69 -
III.6. Conclusion.....	- 72 -
CHAPITRE IV. Nouvelle méthode d'optimisation des plans de maintenance des RED-HTA..	- 73 -
IV.1. Introduction.....	- 73 -
IV.2. La motivation pour développer une nouvelle approche.....	- 74 -
IV.2.1. Contexte	- 74 -
IV.2.2. Les finalités et les objectifs.....	- 75 -
IV.3. Planification et hiérarchisation des travaux de la maintenance des RED-HTA.....	- 75 -
IV.3.1. Planification par la gestion des actifs.....	- 75 -
IV.3.2. L'ordonnancement des tâches de maintenance.....	- 79 -
IV.3.3. Priorisation des travaux de la maintenance.....	- 79 -
IV.4. Présentation de la nouvelle approche : les étapes du processus développé.....	- 80 -
IV.5. Études de cas	- 86 -
IV.5.1. Premier cas d'application : PMPA des L-HTA.....	- 86 -
IV.5.2. Deuxième cas d'application : PMPA optimisé des PDP HTA/BT	- 98 -
IV.5.3. Troisième cas d'application : PMPA optimisé des PS HTB/HTA	- 103 -
IV.6. Conclusion.....	- 118 -
CHAPITRE V. Optimisation des coûts de maintenance d'un système électrique HTA.....	- 119 -
V.1. Introduction	- 119 -
V.2. Les disjoncteurs HTB et HTA dans le système électrique	- 121 -
V.2.1. Définition	- 121 -
V.2.2. Principe de fonctionnement.....	- 121 -
V.2.3. Plan de Protection.....	- 122 -
V.3. Technique d'optimisation de fiabilité et la planification de MPSP&MPC par les AG	- 123 -
V.3.1. Introduction aux problèmes d'optimisation.....	- 123 -
V.3.2. Concepts de base et terminologie concernant l'optimisation	- 123 -
V.3.3. Algorithmes génétiques et optimisation de la fiabilité.....	- 124 -
V.4. Modélisation du problème.....	- 129 -
V.4.1. Description du problème.....	- 129 -
V.4.2. Objectifs de l'étude	- 132 -
V.5. Formulation du modèle d'optimisation de l'OPEX & Périodicité de la MPSP&MPC.....	- 133 -
V.5.1. Description générale du modèle adopté pour l'optimisation du coût OPEX	- 133 -
V.5.2. Formulation mathématique du modèle d'optimisation	- 137 -
V.6. Technique d'optimisation du coût OPEX.....	- 141 -
V.7. Détermination d'un plan de MPSP/MPC acceptable et optimal.....	- 141 -
V.8. Résultats et interprétation des résultats obtenus.....	- 145 -
V.8.1. En utilisant l'AG.....	- 145 -
V.8.2. En utilisant l'hybridation entre l'AG et la recherche locale	- 148 -
V.8.3. Comparaisons des résultats.....	- 150 -
V.9. Conclusion.....	- 153 -
Conclusion générale et perspectives	- 154 -
Bibliographie	- 157 -
Annexes	- 165 -

Liste des figures

CHAPITRE I :

⇒ FIGURE I.1. La structure du réseau électrique au Maroc.....	- 7 -
⇒ FIGURE I. 2. Schéma unifilaire de la structure d'un départ HTA (L-HTA)	- 9 -
⇒ FIGURE I. 3. Le SCR Oujda	- 11 -
⇒ FIGURE I. 4. Schéma détaillé d'un PS HTB/HTA de l'ONEE/BE	- 13 -
⇒ FIGURE I. 5. Chaîne de protection du RED-HTA.....	- 16 -

CHAPITRE II :

⇒ FIGURE II.1. Le contenu de la fonction maintenance [KAF-01].....	- 21 -
⇒ FIGURE II.2. Passage d'un état de bon fonctionnement à l'état de panne	- 22 -
⇒ FIGURE II.3. Les états principaux d'un système [BRI-09]	- 22 -
⇒ FIGURE II.4. Disponibilité et indisponibilité d'un équipement du réseau distribution	- 23 -
⇒ FIGURE II.5. Le modèle d'une L-HTA ou d'un TR.....	- 24 -
⇒ FIGURE II.6. Positionnement stratégique du processus maintenance.....	- 26 -
⇒ FIGURE II.7. Courbe en baignoire de la fonction $\lambda(t)$	- 32 -
⇒ FIGURE II.8. Les durées caractéristiques de FMD [MON-03]	- 32 -
⇒ FIGURE II. 9. Les types de disponibilité.....	- 34 -
⇒ FIGURE II.10. Les types de maintenance existants dans un processus de gestion des actifs.....	- 37 -
⇒ FIGURE II.11. Un point chaud au niveau d'un disjoncteur BT.....	- 39 -
⇒ FIGURE II.12. Le PM dépendant de l'âge.....	- 41 -
⇒ FIGURE II.13. Le PM périodique	- 42 -
⇒ FIGURE II.14. Processus de déroulement d'une MC sur un RED-HTA.....	- 45 -
⇒ FIGURE II.15. L'équilibre entre la MP et la MC.....	- 49 -
⇒ FIGURE II.16. Iceberg des coûts de maintenance et le coût de possession d'un actif.....	- 52 -
⇒ FIGURE II.17. Décomposition des coûts de maintenance [GLA-05]	- 53 -
⇒ FIGURE II.18. Le bilan des coûts partiels au niveau d'un PS HTB/HTA.....	- 56 -

CHAPITRE III :

⇒ FIGURE III. 1. Définition générique des indicateurs de performance.....	- 58 -
⇒ FIGURE III.2. Le champ d'action du SEX Oujda	- 61 -
⇒ FIGURE III.3. Le graphe en radar de l'audit maintenance au sein du SEXO.....	- 66 -

CHAPITRE IV :

⇒ FIGURE IV. 1. Les zones d'intérêts pour augmenter le temps de réalisation des travaux	- 76 -
⇒ FIGURE IV. 2. Le cycle vicieux de la non-réalisation d'une TM.....	- 76 -
⇒ FIGURE IV. 3. Les dépendances entre les intervenants d'un processus de la GA.....	- 77 -

⇒ FIGURE IV. 4. Les sources de la BDD maintenance des RED-HTA.....	- 78 -
⇒ FIGURE IV. 5. Le processus de gestion des travaux de la maintenance proposé.....	- 83 -
⇒ FIGURE IV. 6. Les phases de la méthode RCM - SAP/PM	- 108 -
⇒ FIGURE IV. 7. Le processus de la MP d'un PS HTB/HTA sous SAP-PM.....	- 114 -
⇒ FIGURE IV. 8. Les types des plans de maintenance mis en place au niveau SAP-PM.....	- 114 -
⇒ FIGURE IV. 9. Exemple d'une gamme opératoire de maintenance d'un PS HTB/HTA.....	- 115 -
⇒ FIGURE IV. 10. Variation de l'OPEX pendant le quadriennat 2011- 2014	- 117 -

CHAPITRE V:

⇒ FIGURE V. 1. Schéma simplifié d'un système de protection.....	- 122 -
⇒ FIGURE V. 2. Différents critères de classification des problèmes d'optimisation.....	- 123 -
⇒ FIGURE V. 3. Le minimum local et global d'une fonction.....	- 124 -
⇒ FIGURE V. 4. Illustration du codage binaire et réel.....	- 126 -
⇒ FIGURE V. 5. L'opération de Mutation et de croisement avec un point et deux points.....	- 128 -
⇒ FIGURE V. 6. Le graphe d'état du disjoncteur et conséquence sur la distribution électrique.....	- 132 -
⇒ FIGURE V. 7. Le modèle du SE série-parallèle étudié.....	- 133 -
⇒ FIGURE V. 8. Le SE multi-composant étudié (système protection).....	- 134 -
⇒ FIGURE V. 9. Le modèle de maintenance mis en place pour le disjoncteur.....	- 135 -
⇒ FIGURE V. 10. Vecteur-liste des solutions possibles pour un composant du SE	- 142 -
⇒ FIGURE V. 12. L'interface de l'AG et celle de l'hybridation AG/LS de l'outil de résolution développée.....	- 146 -
⇒ FIGURE V. 13. L'évolution du coût C_{OPEX} en fonction de la fiabilité.....	- 148 -
⇒ FIGURE V. 15. L'évolution du coût $COPEX$ en fonction de la fiabilité (AG et AG/LS).....	- 151 -
⇒ FIGURE V. 16. L'évolution du T_{MP} obtenu par les deux algorithmes AG et AG/LS	- 152 -

Liste des tableaux

CHAPITRE I :

⇒ TABLEAU I.1. Patrimoine RED-HTA de l'ONEE-BE à fin août 2015.....	- 6 -
--	-------

CHAPITRE III :

⇒ TABLEAU III. 1. La distribution démographique gérée par le SEX Onjda [HCP-12].....	- 62 -
⇒ TABLEAU III.2. Patrimoine RED-HTA géré par le SEXO.....	- 62 -
⇒ TABLEAU III. 3. Résultats du questionnaire méthode ADEPA-CETIM.....	- 65 -
⇒ TABLEAU III. 4. Nombres des visites au sol programmées et effectuées par les EQOM L-HTA	- 69 -

CHAPITRE IV :

⇒ TABLEAU IV. 1. Les niveaux de priorisation des travaux de maintenance arrêtés	- 80 -
⇒ TABLEAU IV. 2. Vitesse de croissance et périodicité d'élagage	- 87 -
⇒ TABLEAU IV. 3. Durée globale nécessaire en HMO pour réaliser le PMPA L-HTA 2012	- 89 -
⇒ TABLEAU IV. 4. Les critères de la matrice de classement des L-HTA	- 90 -
⇒ TABLEAU IV. 5. Résultat de classification des L-HTA.....	- 95 -
⇒ TABLEAU IV. 6. Synthèse de l'étude de priorisation des L-HTA.....	- 96 -
⇒ TABLEAU IV. 7. Résultat récapitulatif des HMO des EQOMP HTA/BT et écarts	- 99 -
⇒ TABLEAU IV. 8. Les critères technico-économique de priorisation des PDP HTA.BT.....	- 100 -
⇒ TABLEAU IV. 9. Périodicité proposée des interventions par type de visite	- 101 -
⇒ TABLEAU IV. 10. Récapitulation des résultats obtenus de calcul des HMO.....	- 102 -
⇒ TABLEAU IV. 11. Le TMWH total cible et le pourcentage de réalisation du PMPA.....	- 107 -
⇒ TABLEAU IV. 12. Classification des pannes des principaux actifs.....	- 109 -
⇒ TABLEAU IV. 13. Les facteurs d'estimation des risques.....	- 112 -
⇒ TABLEAU IV. 14. Hiérarchisation des défaillances et plan d'action après une étude RCM.....	- 112 -
⇒ TABLEAU IV. 15. Gain par l'adoption de la démarche RCM/SAP-PM.....	- 116 -

CHAPITRE V :

⇒ TABLEAU V. 1. Coût OPEX optimal obtenu par l'AG ($T_M = 5$ ans).....	- 147 -
⇒ TABLEAU V. 2. Coût OPEX optimal obtenu par l'AG/LS ($T_M = 5$ ans).....	- 150 -

Liste des abréviations

◇ AMDEC	: Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité
◇ ABM	: Age-Based Maintenance
◇ AGAN	: As Good As New (Aussi bon que neuf)
◇ ABAO	: As Bad As Old (Aussi mauvais que vieux)
◇ ADEPA-CETIM	: Agence Nationale pour le Développement de la Productique Appliquée à l'industrie - Centre Technique des Industries Mécaniques
◇ AGs	: Les algorithmes Génétiques
◇ CM	: Coût de Maintenance
◇ DCD	: Direction Centrale Distribution
◇ DMS	: Distribution Management System
◇ ERP	: Enterprise Resource Planning (système de gestion intégrés)
◇ EQO/EQOM	: Équipe Opérationnelle / Équipe Opérationnelle Maintenance
◇ EQOM PS	: Équipe opérationnelle maintenance des PS HTB/HTA
◇ EQOCC PS	: Équipe contrôle commande des PS HTB/HTA
◇ EQOMP HTA/BT	: Équipe opérationnelle maintenance des PDP HTA/BT
◇ EQOM L-HTA	: Équipe opérationnelle maintenance des L-HTA
◇ END	: Energie Non Distribuée
◇ FMECA	: Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis
◇ FM	: Fonction Maintenance
◇ GMAO	: Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur
◇ GA	: Gestion des actifs (Asset Management)
◇ HTB/HTA	: Haute Tension B / Haute Tension A
◇ HMO	: Heure Main d'œuvre
◇ IRD	: Inventaire Réseau de la Distribution HTA
◇ Icc	: Courant de court-circuit
◇ IACM	: Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
◇ INP	: Indisponibilité Non Programmée
◇ IP	: Indisponibilité Programmée
◇ KPI's	: Key Performance Indicator (Indicateurs clefs de performance)
◇ LAN	: Local Area Network (réseau local)
◇ L-HTA	: Ligne ou départ de distribution HTA
◇ LYDEC	: Lyonnaise des Eaux de Casablanca
◇ MPSP	: Maintenance Preventive Systématique Planifiée
◇ MPC	: Maintenance Préventive Conditionnelle
◇ MTTF	: Mean Time To Failure (temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance)

♦ MENA	: <i>Middle East and North Africa region</i>
♦ MEMEE	: <i>Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement</i>
♦ MC	: <i>Maintenance Corrective</i>
♦ MP	: <i>Maintenance Préventive</i>
♦ MW	: <i>Mégawatt</i>
♦ OPEX / CAPEX	: <i>Operational Expenditure / Capital Expenditure</i>
♦ O&M	: <i>Operations et Maintenance</i>
♦ OCR	: <i>Organe de Coupure en Réseau</i>
♦ PS	: <i>Poste Source de transformation HTB/HTA</i>
♦ PDP HTA/BT	: <i>Poste de Distribution Publique HTA/BT</i>
♦ PMPA	: <i>Plans de Maintenance Préventifs Annuels</i>
♦ PMP	: <i>Politique de Maintenance Périodique</i>
♦ PM	: <i>Politique de Maintenance</i>
♦ RCM	: <i>Reliability Centered Maintenance (Maintenance base sur la fiabilité)</i>
♦ RED-HTA	: <i>Réseau Electrique de Distribution HTA</i>
♦ RADEMA	: <i>Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Électricité de Marrakech</i>
♦ RADEM	: <i>Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Électricité de Meknès</i>
♦ VEP	: <i>Vérification et Essais des Protections</i>
♦ SAP-PM	: <i>Systems, Applications & Products in Data Processing - Plant Maintenance</i>
♦ SAP-MM	: <i>SAP-Material Management</i>
♦ SAP-CO	: <i>SAP-Controlling (contrôle de gestion)</i>
♦ SAP-FI	: <i>SAP Financial Accounting (comptabilité financière)</i>
♦ SED	: <i>Système Électrique de la Distribution</i>
♦ SS	: <i>Sous-Système</i>
♦ SEX	: <i>Service Exploitation des réseaux HTA</i>
♦ SdF	: <i>Sûreté de Fonctionnement</i>
♦ SE/PS	: <i>Système Electrique d'un Poste Source HTB/HTA</i>
♦ SMC	: <i>Système Multi-Composants</i>
♦ SESPMA	: <i>Systèmes Électriques Série-Parallèle Multi-Actifs</i>
♦ SCADA	: <i>Supervisory Control And Data Acquisition (système de contrôle et d'acquisition de données)</i>
♦ SF₆	: <i>Sulfur Hexafluoride</i>
♦ TBM	: <i>Time Based Maintenance</i>
♦ TR	: <i>Transformateur</i>
♦ TM	: <i>Tâche de maintenance</i>
♦ TWh/ kWh	: <i>Terawatt-hours (10¹² watts)/ Kilowatt-hours</i>
♦ VTI	: <i>Visite Type I</i>
♦ VTII	: <i>Visite Type II</i>
♦ VTIII	: <i>Visite Type III</i>



Introduction Générale



Introduction générale

Le Maroc connaît depuis une quinzaine d'années, comme tous les pays émergents, une forte croissance économique grâce à la pertinence de sa vision stratégique, à la maturité avancée de son modèle économique ouvert et plans de développement sectoriels globaux à forte valeur ajoutée totale, ainsi qu'à sa capacité d'exploiter ses talents et d'attirer des investisseurs étrangers. De grands projets structurants, porteurs d'avenir et créateurs de richesse sont déployés dans des conditions exemplaires (*i.e. maillage autoroutier, industrie automobile, transport guidé, plateformes portuaires et industrielles, énergie, services, télécommunications et développement urbanistique des villes*). En effet, cet essor socio-économique se traduit inévitablement par une demande soutenue en énergie électrique. La consommation électrique qui constitue le sphinx des énigmes pour l'Etat a ainsi dépassé les 33,53 TWh en 2014 en enregistrant un taux de croissance de 4,7 % par rapport à l'année 2013.

Cette situation n'est pas sans incidence sur le fonctionnement de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable / Branche Électricité (ONEE/BE) bras armé de l'Etat marocain qui se doit de disposer d'un savoir-faire technologique et organisationnel pointu et évolutif afin d'assurer un service de qualité à la hauteur des enjeux économiques du pays, nonobstant la conjoncture tumultueuse que traverse l'ONEE/BE (*déficit budgétaire, baisse de ressources professionnelles, etc.*). Ceci est d'autant plus vrai que l'industrie de la distribution de l'énergie électrique est devenue partout dans le monde une activité stratégique, décentralisée, capitalistique et hautement consommatrice en ressources humaines et financières.

En effet, les conditions économiques actuelles du marché national et international poussent la DCD à adopter une stratégie qui s'intègre harmonieusement dans un processus visant à améliorer, d'une manière récurrente, sa qualité des services et à anticiper les évolutions par une stratégie d'envergure, à mobiliser les ressources humaines et techniques et à les adapter à l'évolution du contexte économique et changements sociétaux. Le principe est de déployer ingénieusement les ressources là où elles sont nécessaires, notamment en termes de priorité, d'urgence et d'efficacité. Les services d'exploitation relevant de la DCD requièrent, par essence, des RED-HTA lourds qui exigent la mobilisation des ressources financières accrues. Leurs montants, mais aussi les modes de gestion mis en place, méritent une attention particulière, spécialement dans un contexte de transition économique difficile où l'on s'interroge de plus en plus sur la durabilité des actifs et l'efficacité de la maîtrise des dépenses publiques.

Par ailleurs, la sûreté de fonctionnement des RED-HTA revêt un caractère critique. La maîtrise de leurs performances opérationnelles et contractuelles, notamment à l'aide d'indicateurs de performance pour optimiser les conditions d'exploitations et de maintenance des actifs, afin de garantir un développement territorial soutenable et compétitif. Or, cela n'est pas chose aisée, en raison de plusieurs facteurs comme la complexité de l'exploitation de ces réseaux (*pertes techniques, défaillance des actifs, vétusté des RED-HTA, extension accélérée des réseaux sur l'ensemble du territoire, pertes commerciales et charges financières*), l'hétérogénéité de ces constituants et actifs stratégiques en service (*typologies,*

fonctionnalités, caractéristiques) et leurs interdépendance, ainsi que l'étendue géographique et la forte disparité du patrimoine à l'échelle nationale.

Dans un tel contexte, la fonction maintenance constitue une nécessité stratégique et un moyen qui s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue des performances. C'est justement dans cet esprit que s'inscrit la DCD qui s'est engagée à améliorer la qualité de son service clientèle à une population en forte croissance démographique en réduisant les défaillances et indisponibilités de son réseau par une gestion efficace de ses ressources de maintenance. Pour atteindre ces objectifs, la DCD doit avoir une stratégie de maintenance efficiente en matière de déploiement de ressources et d'organisation via la mise en place d'un système adéquat de pilotage.

Dans ce cadre, le budget de fonctionnement (*OPEX*) des services d'exploitation des réseaux de distribution ne permet pas de réaliser l'ensemble des actions techniquement souhaitables. Le top management doit alors avoir un outil d'aide à la décision permettant de hiérarchiser les actions à mener en fonction du budget OPEX alloué. L'insuffisance des ressources conduit inévitablement à un lissage des besoins par ordre de priorité et de niveau d'urgence. Aussi, les gestionnaires des réseaux de distribution tentent de trouver des éléments de réponse à des questions pratiques liées à l'optimisation des travaux et coûts de maintenance, ainsi qu'à la gestion des actifs en général, à savoir :

- Que est l'état actuel du système de maintenance dans le RED-HTA et ce qu'elle est utile pour tous les actifs du RED-HTA ?
- Quelle est l'architecture du système de maintenance la plus adéquate pour le système ?
- Les composants doivent-ils être tous entretenus de la même manière et avec la même fréquence ?
- Y a-t-il une approche quantitative et qualitative permettant de justifier le choix d'une période d'inspection, de maintenance et du remplacement des actifs exploités ?
- Quel est l'effet de la stratégie de maintenance sur les performances globales du RED-HTA ? Comment l'améliorer ?
- Quelles sont les propositions nécessaires à la réussite d'un tel système ?

Cette thèse porte sur la problématique de l'optimisation de la programmation des travaux de maintenance des RED-HTA et des coûts OPEX y afférents. Partant de données contextuelles, nous avons proposé une méthodologie originale de maintenance à forte valeur ajoutée économique et organisationnelle. Cet outil fait référence au potentiel stratégique du système de maintenance dans l'office. Nous avons également cherché à répondre ingénieusement aux enjeux stratégiques de la distribution de l'énergie électrique en vue d'améliorer la qualité des RED-HTA et de conduire à développer la maintenance préventive en l'associant à d'autres politiques de maintenance de réseaux électriques et d'en faire un facteur clé de succès et d'amélioration tout en veillant au respect des impératifs en matière de sécurité d'exploitation.

Un outil d'aide à la décision flexible, performant permettant la gestion des actifs a été développé. Il permet d'évaluer les besoins en travaux de maintenance, de déterminer les priorités et de programmer la réalisation de ces travaux. Il permet également de comparer les performances, liées à la SdF et aux coûts OPEX. L'approche proposée est basée sur les principes de la méthodologie " RCM " qui se présente comme une approche efficace pour optimiser les OPEX des actifs avec une fiabilité et disponibilité maximale. La thèse propose donc une approche appuyant la définition actuelle des plans de maintenance,

dans le sens où il faudra déterminer la portée qu'ont les programmes de maintenance actuels sur l'intensité de panne des actifs maintenus. L'outil élaboré propose une séquence logique d'interventions sur le réseau en identifiant les actifs devant faire l'objet de travaux, ainsi que la nature des interventions à effectuer. Ceci en tenant compte de contraintes liées à la disponibilité des ressources, aux prescriptions techniques de fonctionnement et paramètres spécifiques des actifs sur un horizon de planification donné.

La thèse vise également à optimiser la maintenance préventive des systèmes électriques série-parallèle multi-actifs (*SESPMA*), de manière à réduire les coûts OPEX engendrés tout en prenant en compte les contraintes de fiabilité, la durée de fonctionnement et d'organisation. Un modèle est développé à cet effet. Les travaux de cette thèse sont exposés en trois parties totalisant cinq chapitres.

La première partie est consacrée à la présentation de l'état des lieux de la maintenance et une description des réseaux électriques marocains.

⇒ Le premier chapitre dresse un état des lieux et une courte présentation des différentes architectures de ces réseaux au Maroc, plus précisément ceux de la distribution HTA, cadre de l'étude, ses évolutions envisagées et l'importance d'avoir un RED-HTA observable et contrôlable. Aussi, nous faisons une présentation de l'opérateur historique l'ONEE/BE, et une analyse des dysfonctionnements et des composants associés d'un réseau.

⇒ Le second chapitre de ce mémoire a pour but de décrire d'une façon générale, la notion de la fonction maintenance et ses concepts liés à la SdF relatif aux RED-HTA, et de présenter une étude bibliographique détaillée sur les politiques et méthodes d'optimisation de la maintenance. Elle commence par définir et préciser la typologie générale des politiques de maintenance. Les différentes politiques pour des systèmes mono et multi-composants sont ensuite présentées. Ensuite, les notions de mesure de la SdF des RED-HTA et les différentes phases utilisées pour son implantation seront aussi décrites. Aussi, nous prestons les différentes constituantes des coûts de maintenance et les méthodologies permettant de les identifier.

La deuxième partie est dédiée à l'optimisation des plans de maintenance des actifs des RED-HTA. Notre objectif est de mettre en place une gestion appropriée de ce patrimoine collectif que constituent les infrastructures des RED-HTA, indépendamment de leur taille ou de leur mode de gestion, de prévoir la programmation des travaux nécessaires pour assurer à moyen et long terme la qualité et la performance du patrimoine du service.

⇒ Dans le troisième chapitre, on présente dans un premier lieu, le cadre de mesure de performance et les approches propres à la maintenance. Il présente aussi la validation de la première étape de l'approche que nous proposons dans le quatrième chapitre dans cette thèse pour l'optimisation des travaux et plans de maintenance des RED-HTA à travers l'audit et le diagnostic de la fonction maintenance au sein d'un SEX réseau distribution. Il présente aussi, les étapes concernant la modélisation de l'approche que nous proposons pour aider le management à améliorer le fonctionnement de la maintenance au niveau stratégique. Des recommandations d'un point de vue pratique ont été énumérées et concernent les mesures techniques et organisationnelles permettant d'assurer un meilleur niveau d'organisation de maintenance et de répondre aux exigences que ce soit en termes de la qualité de service, de sécurité et surtout de sauvegarder l'intégrité durable des RED-HTA.

⇒ Par la suite, le quatrième chapitre est quant à lui exclusivement consacré à la proposition d'une démarche pragmatique, progressive, permettant l'optimisation des travaux de maintenance fondée sur l'intelligence, les savoir-faire techniques individuels et collectifs capitalisés sur le terrain et l'expérience et le professionnalisme accumulée au sein de l'ONEE/BE. Dans une première partie, nous développons l'approche proposée relative à l'optimisation des plans de maintenance et l'amélioration de la fiabilité des RED-HTA qui se basent sur le jumelage des méthodes tels que, l'analyse de Pareto, la méthode RCM, matrice multi-critères d'aide à la décision, tout en exploitant des données provenant du retour d'expérience fourni par la DCD. Dans la deuxième partie, nous appliquons la méthode RCM-SAP/PM qui s'appuie sur l'analyse des modes de défaillance du système par l'utilisation de la méthode AMDEC, et gestion des actifs via l'ERP SAP-PM pour l'établissement et l'optimisation des plans de maintenance relatifs aux actifs des PS HTB/HTA. À travers ce chapitre, nous mettons en œuvre l'expression de l'applicabilité de cette approche ainsi développée au cas Marocain afin de répondre à certaines questions posées par des responsables de la DCD relatifs à l'amélioration de la SdF et l'efficacité de maintenance des postes sources HTB/HTA. Cette amélioration est apparente compte tenu des résultats obtenus via des applications effectuées sur trois cas réels proposés par la DCD, et qui ont très bien su valoriser toute la base de données disponible.

La troisième partie est dédiée à l'optimisation des coûts de maintenance préventive systématique d'un système électrique de la distribution série-parallèle multi-actifs en redondance active par l'utilisation et l'exploitation des méthodes métaheuristiques (*les algorithmes génétiques et les algorithmes mémétiques*). La mise en évidence de l'apport potentiel des méthodes de résolution métaheuristiques, et plus particulièrement celles d'algorithmes génétiques et les algorithmes mémétiques pour la problématique d'optimisation de la maintenance préventive systématique et conditionnelle fait l'objet du cinquième chapitre. Au cours de ce chapitre, on a étudié l'optimisation du coût OPEX du plan de la MPSP jumelée à une MPC d'un SESPMA (*constitué par les disjoncteurs HTB, HTA et leur système de protection*). La fixation des dates de la première visite d'inspection de chaque disjoncteur du système après la date de mise en service opérationnelle a permis ensuite, de déterminer la période de la maintenance préventive systématique et conditionnelle de chaque disjoncteur en minimisant le coût OPEX sous contraintes conjointement de niveau requis de fiabilité opérationnelle des composants et du système électrique entier.

Le mémoire est parachevé par une conclusion générale sur la démarche suivie, les résultats obtenus et les perspectives de nos travaux de recherche.

Chapitre I



LES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRIFICATION AU MAROC



I. Les réseaux publics d'électrification au Maroc

I.1. Introduction

Il est intéressant de définir dans un premier temps le contexte actuel dans lequel évoluent les services d'électricité au Maroc où les priorités et objectifs de ces services ont changé. Depuis quelques années, les réseaux électriques au Maroc connaissent de profondes mutations et changements dues aux décisions politiques énergétiques à l'échelle nationale et internationale et aux engagements du gouvernement du Maroc envers l'Union Européenne et les bailleurs de fonds. Ces décisions visaient la dérégulation et l'ouverture du marché de l'énergie électrique à la concurrence, qui a commencé en Europe avec la Grande Bretagne au début des années 1990 et le reste de l'Europe en 1996 et qui fixait les règles de la libéralisation du marché.

L'État Marocain a regagné ce changement comme la plupart des pays par la réalisation des réformes dans le secteur électrique par l'édition en 1994 du Décret-loi n° 2-94-503 du 16 Rebia II 1415 qui habilite l'Office National d'Électricité (ONE) monopole historique à passer des contrats, avec des opérateurs privés, pour la production d'électricité, et la libération progressive et partielle de l'activité de distribution (*gestion déléguée*) en 1997. En 2010, le gouvernement a adopté et promulgué la loi n°13-09 relative aux énergies renouvelables qui a révolutionné de manière significative le paysage énergétique marocain (*en 2015, le Conseil de gouvernement a adopté le projet de loi 48-15 relative à la régulation du secteur de l'électricité*). Toutefois, ces directives ont eu des conséquences immédiates, donnant place à une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution d'énergie électrique et donc la désintégration verticale du système électrique marocain [LAF-13].

Aujourd'hui, le monde rentre dans l'ère numérique. Notre dépendance de la qualité et la sûreté d'alimentation en énergie électrique se développera en conséquence, et les exigences de la perfection de l'exploitation des RED-HTA, donnent toujours nécessité à faire des études d'amélioration de la fiabilité des RED-HTA et leurs stratégies de maintenance qui tiennent compte de tous les critères techniques, financières et conceptuels de ses actifs constitutifs.

I.2. État des lieux et l'évolution historique du secteur électrique Marocain

Traditionnellement, le secteur de l'électricité au Maroc est détenu par un seul opérateur historique, qui gère à la fois la production de l'énergie, son transport et sa distribution vers ses clients. En effet, les différentes mutations que ce secteur a subies depuis les années quatre-vingt-dix ont placé le Maroc comme acteur majeur de l'électricité en Afrique et un carrefour régional de l'énergie dans la région MENA et le bassin méditerranéen [MEN-11].

Dans l'annexe I.1, nous présentons la chronologie de l'évolution du contexte législatif, institutionnel et réglementaire de ce secteur au Maroc depuis l'indépendance.

En effet, pour plus d'information sur l'évolution historique de ce secteur au Maroc depuis l'indépendance ainsi que les perspectives d'évolution futures, le lecteur peut consulter des références comme [BOU-01], [SAP-05], [BLA-07].

I.3. Présentation de l'ONEE-BE

L'ONEE-BE est un établissement public à caractère industriel et commercial, créé en 1963 et placé sous la tutelle administrative et technique du MEMEE. Devenu leader du secteur de l'énergie électrique au Maroc, il représente ainsi un acteur majeur du développement économique et social du pays. Sa stratégie est axée sur la généralisation de l'accès à l'électricité dans le monde rural et sur la poursuite du processus de modernisation du service public. En résumé, les principaux mandats de l'ONEE-BE consistent à [ONE-14] :

- Assurer une gestion optimale du parc de production, transport et de la distribution et assurer la sécurité, la disponibilité d'approvisionnement, l'accès généralisé à l'énergie électrique aux meilleures conditions de coût et de qualité de service ;
- Développer et renforcer les réseaux de transport (RT) et de distribution d'électricité depuis les centres de production vers les consommateurs.

La DCD assure la distribution au niveau de 1453 communes dont 178 urbaines et 1275 rurales étalées sur l'ensemble de territoire national. Elle supervise, en plus de la direction électrification rurale, 10 Directions Régionales, 25 Directions Provinciales, 192 Agences de Services dont 66 Agences de Service Provinciales et 24 succursales. Dans ce cadre, et pour faire face à une demande de plus en plus croissante et en vue de répondre aux exigences de sa clientèle HTA-BT (5 314 390 à fin septembre 2015), la DCD a poursuivi en 2015 son plan d'action portant sur l'amélioration des performances des RED-HTA et de la qualité de service rendu à sa clientèle. Ainsi, à fin septembre 2015, la répartition des principaux actifs électriques gérés par la DCD est donnée dans le tableau I.1.

TABLEAU I.1. Patrimoine RED-HTA de l'ONEE-BE à fin septembre 2015

Actif (équipements du réseau)	Nombre
Postes sources HTB/HTA (60/22 kV)	195 (375 transformateurs) avec une puissance installée de 8 162 MVA
Postes HTA/HTA (22 kV/22 kV)	59
Postes HTA/BT	36 484 avec une puissance installée de 5 837 MVA
Réseau HTA	82 794 km dont 6 191 km en souterrain
OCR (<i>Organe de Coupure en Réseau</i>)	820 installés sur le réseau HTA de la DCD
Réseau BT (base tension)	193 381 km
Branchements BT pour clients	128 528 km

Les principales missions et tâches techniques que la DCD doit remplir sont principalement :

- Ajuster à tout moment et en temps réel, de la distribution de l'énergie à la consommation ;
- Garantir le maintien de la SdF des RED-HTA, face aux différents aléas dont ils sont l'objet (*court-circuit, évolution imprévue de la charge, indisponibilités fortuites, etc.*), en réduisant autant que possible le risque d'incidents pouvant conduire à une coupure de l'alimentation électrique sur des vastes zones du pays ;

- Assurer la gestion, la maintenance et le développement, selon des conditions économiques des RED-HTA sûrs, fiables et efficaces, en tenant compte de l'efficacité énergétique ;
- Améliorer la qualité de service et limiter les pertes en utilisant les différents leviers disponibles notamment, le renouvellement, l'entretien, l'automatisation des RED-HTA, etc.

Les trois premières tâches sont fortement dépendantes de la 4^{ème}. Ceci explique le besoin essentiel à mettre en place un outil d'aide à la prise de décision efficace pour l'optimisation de l'activité de maintenance et l'exploitation des RED-HTA (*optimisation des coûts et travaux de maintenance*), ainsi que l'évaluation de l'impact d'une certaine stratégie de maintenance sur l'ensemble des indicateurs de performance (*KPI's*) et de fiabilité.

I.4. Structure et architecture générale des réseaux électriques

I.4.1. Introduction

Un réseau électrique (*RE*) est un système très complexe [OCN-08], il est constitué d'un ensemble d'actifs (*transformateurs, lignes, disjoncteur, systèmes de protection, etc.*) destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique. La structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux de tension correspondant à différents réseaux électriques. Cette décomposition est à la fois structurelle et fonctionnelle. Dans la figure I.1, nous illustrons l'organisation et la structure verticale du RE au Maroc. 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. En effet, la fonction générale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique des centres de production jusque chez les consommateurs finaux en garantissant le niveau de qualité et des conditions de SdF optimales, au meilleur coût OPEX.

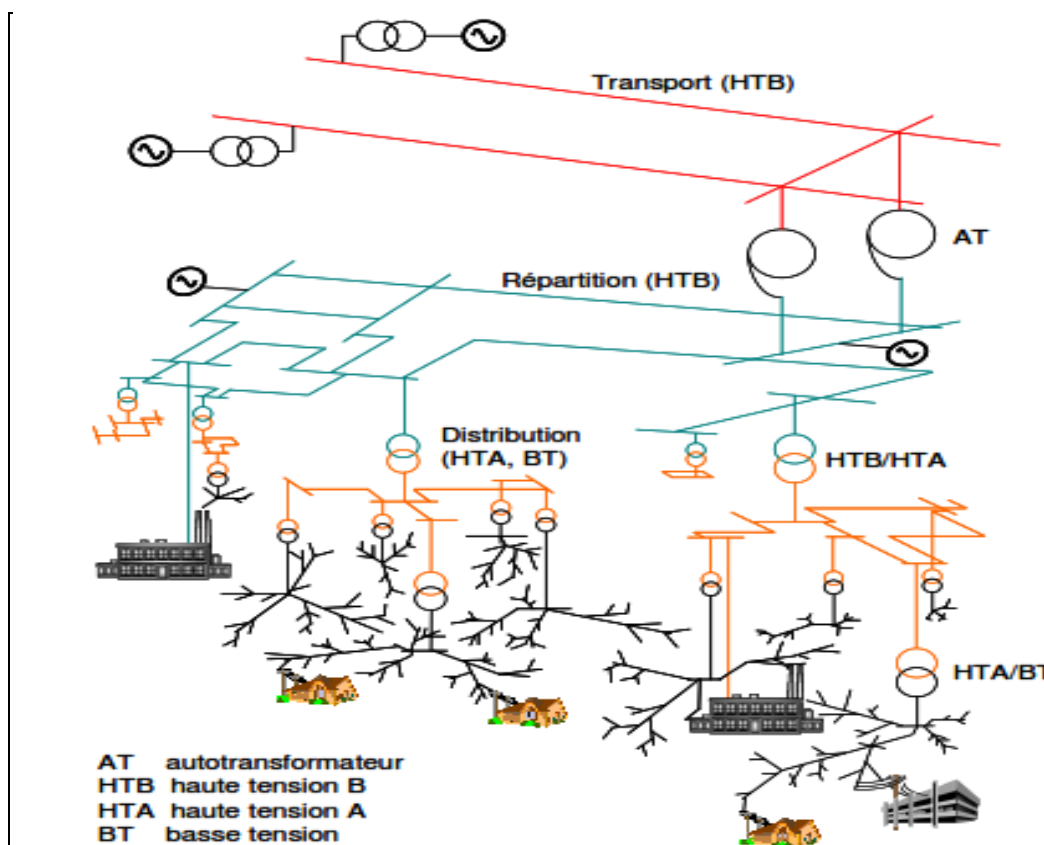


FIGURE I.1. La structure du réseau électrique au Maroc

En effet, la construction, la maintenance et l'exploitation des RE représentent des dépenses en capital accrues, et les conditions d'exploitation du réseau dépendent aussi de la demande, des prix du marché et des modifications de la législation relative au secteur électrique. L'énergie électrique produite est directement injectée sur le RT maillé à HTB (225 kV et 400 kV) pour être transportée sur de grandes distances avec un minimum de pertes. Elle descend ensuite sur les réseaux de répartition (RR), puis de distribution (22 kV ou 20 kV) où elle est distribuée aux consommateurs. Au Maroc, le réseau d'acheminement de l'énergie électrique est organisé en deux niveaux dont les tensions alternatives appliquées selon la norme NF C 18-510 [UTE-11], entre autres :

➤ Le RT et le RR-HTB (*Haute Tension de niveau B, tension supérieure à 50 kV*), dont le rôle majeur est de transporter l'énergie électrique produite par les centres de production vers les régions consommatrices [JEC-11] ;

➤ Les RED sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les RT ou RR [NGU-12]. On distingue trois sous-niveaux :

- RED-HTA (*Haute Tension de niveau A*), avec une tension comprise entre 1 et 50 kV ;
- RED-BTB - Basse Tension B, avec une tension comprise entre 500 V et 1 kV ;
- RED- BTA - Basse Tension A, avec une tension comprise entre 50 V et 500 V.

I.4.2. La production de l'énergie électrique

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz, hydrauliques ou à base des énergies renouvelables (*Eolien, biomasse, solaire*). Ils sont connectés sur le RT via un transformateur de groupe [JEC-11]. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est 100 MW pour les centrales thermiques de faibles puissances.

I.4.3. Le transport de l'énergie électrique

Le RT mutualise les différents centres de production existants (*i.e. centrales thermo-solaires, thermiques, éoliennes et hydrauliques*) et il a une architecture bouclée et maillée. Le grand RT est né de la localisation des sources d'électricité éloignées des centres de consommation [OCN-08]. Ce réseau relie les producteurs aux postes sources de transformation (PS) points d'entrée du RED. Le transporteur d'électricité utilise principalement du courant alternatif (CA) à haute, voire très haute tension. Ce courant facilite les changements successifs de tension et l'utilisation de très haute tension qui réduit les pertes par effet Joule. Le courant continu (CC), quant à lui, engendre moins de pertes en ligne mais nécessite des installations plus coûteuses. Il n'est donc rentable que pour de très grandes distances ou des projets souterrains ou sous-marins comme l'interconnexion Maroc-Espagne ou le futur projet Desertec¹ [MAH1-13], et Medgrid².

I.4.4. La distribution de l'énergie électrique

Le RED-HTA permet d'acheminer l'électricité prélevée au RT vers les consommateurs finaux. En effet, pour des raisons de coût et de simplicité technique, les RED-HTA ont une structure arborescente, ce qui simplifie considérablement le système de protections puisque le transit de puissance se fait de

¹ Consortium industriel créé en 2009, Desertec Industrial Initiative avait pour ambition de réaliser un immense projet d'énergie renouvelable en région MENA.

² Il s'agit d'un consortium de 21 groupes industriels, dont l'ONEE/BE, créé en 2010 pour favoriser le développement des interconnexions électriques entre le nord, le sud et l'est de la Méditerranée.

manière unilatérale du PS HTB/HTA vers les PDP HTA/BT et les consommateurs finals [CAU-11]. Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts. La distribution doit satisfaire des critères de sécurité (*des biens et des personnes*), de qualité et de rentabilité. La conception de la structure du réseau, de ses actifs ainsi que son exploitation est directement dépendante de ces contraintes. En effet, l'impact de l'environnement sur les actifs est important, les réseaux aériens sont soumis à de nombreuses agressions extérieures comme les orages, les températures extrêmes, les vents violents, les arbres, la neige, le givre, etc.

Le choix de l'architecture d'un RED-HTA fait donc l'objet d'un compromis entre la rentabilité de l'ouvrage, la qualité de service de celui-ci et d'autres critères d'ordres plus subjectifs (*politiques et environnementaux*). Cette architecture est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Dans le cas général avec une alimentation en HTB, allant de l'amont vers l'aval, on rencontre : les PS HTB/HTA, les lignes aériennes et les câbles souterrains HTA, les PDP HTA/BT, les postes clients HTA et les réseaux BT.

Le RED-HTA publique comporte :

- Un poste de livraison HTB/HTA situé à la frontière avec le RT, alimenté par une ou plusieurs sources et composé d'un ou plusieurs jeux de barres (*jdB*) et de disjoncteurs de protection HTB et HTA [OCN-08] ;
- Un ou plusieurs TR HTB/HTA, et un réseau de distribution interne en HTA ;
- Des PDP HTA/BT et clients HTA et des TGBT (*Tableau Général BT*) et des réseaux BT ;
- Des lignes HTA (*L-HTA*) et lignes BT allant jusqu'au compteur des clients raccordés.

Sur le RED-HTA marocain, les topologies rencontrées le plus souvent sont ; (i) la topologie radiale, (ii) la topologie coupure d'artère de type maillé simplifié et (iii) la topologie en boucle fermée, de type maillé et à double dérivation. La structure typique d'une L-HTA est de type radial exploité en boucle ouverte et fermée [OCN-08]. La structure radiale impose que chaque charge n'est alimentée que par un seul chemin. Cette architecture est représentée sur la figure I.2 où nous pouvons distinguer [RIC-06] :

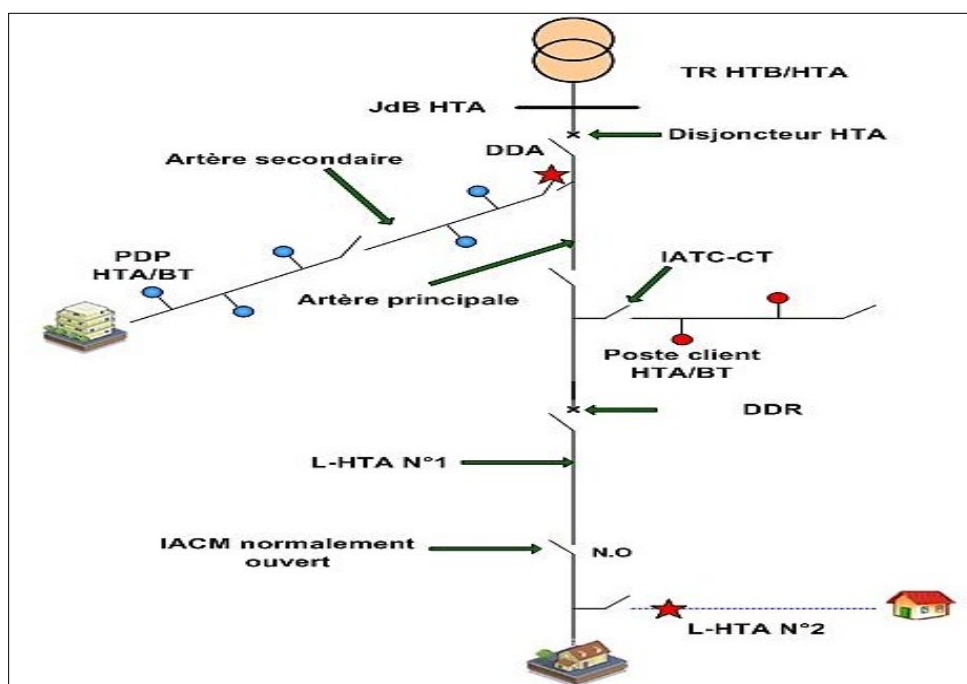


FIGURE I. 2. Schéma unifilaire de la structure d'un départ HTA (L-HTA)

- le disjoncteur en tête de chaque départ du PS HTB/HTA à ré-enclenchement automatique dont le rôle est de déclencher pour éliminer les défauts affectant les L-HTA ;
- les lignes HTA triphasées : l'artère principale et les artères secondaires ;
- les interrupteurs IACM (*Interrupteur Aérien à Commande Manuelle*) et les IAT (*Interrupteur Aérien Télécommandé*) : ils permettent en effet d'isoler la partie comportant le composant en défaut pour effectuer la maintenance [MEG-04] ;
- le secours : on parle ici d'un schéma d'exploitation de secours de manière à faire face à l'indisponibilité (*fortuit ou suite la maintenance*) d'une partie d'un départ partagé qui réalise le meilleur compromis entre la minimisation des chutes de tension et les pertes techniques. Il est composé d'un interrupteur normalement ouvert et d'une ligne raccordée à une autre L-HTA (*du même PS HTB/HTA ou d'un autre PS*) ;
- les indicateurs de passage de défaut ou détecteurs de défaut aérien (DDA) et détecteurs de défaut souterrain (DDS) placés au niveau des supports HTA et câble souterrain, ils indiquent, lors d'un défaut, le passage ou non d'un courant de court-circuit ;
- les OCR (*Organe de Coupure en Réseau*) installés au niveau d'un RED-HTA, permettent :
 - ✓ le sectionnement et l'isolement d'une partie ou des portions du réseau affectées par un incident pour y travailler en toute sécurité ;
 - ✓ la commande : ouvrir ou fermer un circuit dans les conditions normales d'exploitation ;
 - ✓ la protection : isoler une partie d'un réseau en situation anormale [TEC-05].

Le fonctionnement de ces OCR est complété par d'autres équipements de contrôle-commande. Ils sont installés pour permettre une réalimentation à distance d'un maximum de clients et donc pour réduire les durées des coupures (*cf.* § I.6). On trouve entre autres :

- le DRR : appareil électrique conçu pour fournir des fonctionnalités complètes en termes d'organe de coupure, de protection, de mesure des grandeurs électriques et leur mémorisation, d'automatismes et de communications. Il a pour but de protéger les clients situés en son amont des incidents survenant en son aval ;
- l'IAT-CT (*Interrupteur Aérien Télécommandé à Creux de Tension*) : appareil électrique équipé d'un automate qui compte le nombre de passage du courant de défaut capté par des TC Tores et qui déclenche l'ouverture de l'appareil dans le creux de tension. Il s'ouvre dans l'absence de tension intervenue après le 1^{er} ré-enclenchement lent du disjoncteur du PS, le 2^{ème} ré-enclenchement lent du disjoncteur permet de remettre ainsi la continuité d'alimentation sur les parties saines du réseau [TEC-05] ;
- l'IPT (*Interrupteur Poste Télécommandé*) : appareil électrique composé d'un interrupteur motorisé de type préfabriqué raccordé sur un réseau souterrain HTA au niveau des PDP HTA/BT et associé à un coffret d'interface de télécommande de l'interrupteur jouant le rôle d'un poste asservi.

Pour plus de détails sur les diverses architectures, le fonctionnement des OCR, et le contrôle commande des RED-HTA, le lecteur peut se procurer des références comme *Caujolle* [CAU-11], *Alchiekh* [ALC-10], *Lakervi, et al.* [LAK-95], *EDF* [EDF-94] et *Nguyen* [NGU-12].

I.4.5. Le système de téléconduite des RED-HTA (Monitoring)

Un des objectifs du distributeur est de satisfaire à tout instant la demande d'électricité dans les meilleures conditions de coût, d'accessibilité et de qualité de service. Ainsi, nous trouvons des points de regroupement, incorporant en un ou quelques points tout ce qui est nécessaire au contrôle commande à

distance des RED-HTA. Ce pilotage est assuré géographiquement dans des services de conduite régionale (SCR) dont l'objectif principal est de réduire les durées des interruptions lors d'incidents, d'isoler le défaut et de réalimenter les parties saines en temps réel [JEC-11]. Les SCR (fig. I.3) rapatrient les informations mesurées sur les réseaux HTA via un système informatique appelé SCADA, puis visualisées et interprétées par des opérateurs responsables de la conduite et de la supervision des RED-HTA. Les actions maîtrisées par l'ensemble de ces SCR portent le nom de téléconduite du réseau. En pratique, la téléconduite comporte plusieurs fonctions.

Dans le sens de transmission des opérations entre l'exploitant et le RED-HTA, ces fonctions peuvent se classer en deux groupes : télésignalisations et télémesures des appareils vers l'exploitant et télécommande de l'exploitant vers les appareils. La télésurveillance permet de connaître l'état du réseau en temps réel. Ainsi, elle rassemble les mesures des consommations instantanées ou pondérées des L-HTA, les signalisations de position des différents appareils, mais aussi leur déclenchement éventuel sur différents défauts [TOR-13], [ENA-07].



FIGURE I. 3. Le SCR Oujda

Les processus de gestion de l'exploitation des RED-HTA se basent essentiellement sur une série de données planifiées dans le temps. Ce programme cadre les activités d'affectation des ressources (*personnelles et matérielles*) aux différentes entités. Les imprévus d'exploitation (*augmentation de la demande des clients, perte de source d'énergie, etc.*) et autres perturbations nécessitent des interventions et des ajustements continuels dans le temps [ENA-07], [ALC-10]. En 2007, la DCD a mis en service un nouveau système de téléconduite des RED-HTA nommé *SCADA-DMS-SCHERPA* réalisé par l'entreprise Espagnole Nucléo dans l'objectif :

- de moderniser les activités de gestion, d'exploitation et de conduite des RED-HTA ;
- de donner une image claire de l'état des RED-HTA en permanence afin de détecter les perturbations (*incidents fortuits, etc.*) ;
- d'optimiser la gestion des réseaux de plus en plus denses et réduire les OPEX ;
- d'améliorer davantage la qualité de service et la gestion des coupures du courant grâce à la localisation rapide des défauts, le rétablissement rapide des tronçons sains du réseau et la prévention des défauts de surcharge et de fluctuation de tension pour une meilleure stabilité du réseau [ONE-14].

Pour plus d'informations sur les caractéristiques fonctionnelles d'un système de téléconduite, le lecteur peut consulter les références comme *Nguyen* [NGU-12], *Ocnasu* [OCN-08] et *Lakervi, et al.* [LAK-95]. Aussi, pour plus d'informations sur les architectures, le fonctionnement, le contrôle et le comportement des RED-HTA, le lecteur est invité à consulter les références : *Megdich* [MEG-04] et *Enacheanu* [ENA-07].

I.5. Caractéristiques des réseaux de la distribution

Les RED-HTA constituent l'infrastructure la plus importante du SED. Ils constituent le cadre de la présente étude, leurs fonctionnements sont décrits ci-après.

I.5.1. Les postes sources de transformation HTB/HTA

Les PS HTB/HTA (*type intérieure, classique, blindé et numérique*) en général alimentés par le RR (*quelquefois directement par le RT à 225 kV*) constituent l'interface entre les RT/RR et les RED-HTA. Ils sont constitués en phase initiale d'un TR alimenté par une arrivée HTB et alimentant lui-même une ou deux rames, ou jdB. En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un second TR est ajouté, et le PS est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB. Le schéma le plus classique d'un tel PS est donné à la figure I.4. Les différentes fonctions d'exploitation sont assurées par des automatismes (*i.e. régulation de tension, basculement automatique d'un départ sur un autre, cycles de ré-enclenchement des disjoncteurs, délestage sur baisse de fréquence, etc.*) ou par des télécommandes à distance depuis les SCR ou localement par des agents d'exploitation. Le raccordement aux jdB HTB se fait, en général, par l'intermédiaire d'un sectionneur ou disjoncteur [OCN-08]. On distingue principalement trois types d'exploitation d'un PS HTB/HTA [LAB-08] :

- PS télécommandé soit à partir d'un autre PS gardienné ou soit à partir un SCADA ;
- PS téléalarmé vers un autre PS adjacent ; surveillé localement ou gardienné.

Les PS HTB/HTA sont découpés en travées afin de n'isoler que la partie en défaut lors d'un incident, de faciliter l'intervention. Les travées d'un PS sont :

- Travée départs HTB : c'est l'ensemble de l'appareillage HTB reliant la ligne d'arrivée HTB et le jdB HTB, depuis la liaison avec le jdB HTB jusqu'au sectionneur ;
- Travée TR HTB/HTA : c'est l'appareillage compris entre le jdB HTB et HTA ;
- Travée L-HTA : c'est l'ensemble de l'appareillage HTA reliant le jdB HTA et les L-HTA, depuis la liaison avec le jdB HTA jusqu'au sectionneur général.

Un PS HTB/HTA se compose de trois grandes parties, à savoir :

a. **Partie Puissance** : elle est composée des éléments suivants :

- une ou plusieurs arrivées HTB et un jdB HTB subdivisée généralement en deux demi-barres HTB via un sectionneur ou disjoncteur inter barre ;
- un ou deux TR HTB/HTA afin d'abaisser la tension à la sortie des PS, ils reçoivent ainsi l'énergie électrique par le biais de L-HTB et l'aiguille vers les L-HTA ;
- un jdB HTA subdivisée aussi en deux demi-rampe HTA couplées via un sectionneur inter barre ou un disjoncteur de couplage ;
- une ou plusieurs L-HTA, en tête de chaque départ on trouve un disjoncteur HTA ;
- les réducteurs de mesure : le transformateur de tension (*TT*) et de courant (*TC*) destiné à alimenter

les appareils de mesure, les appareille de comptage d'énergie, les relais.

b. Partie Commande et relaying : les travées d'un PS HTB/HTA sont associées à des tranches BT regroupant les équipements de surveillance, de protection et de contrôle-commande relatifs à chaque travée (*protection, régulation de tension, comptage d'énergie, etc.*) [OCN-08].

c. **Partie Auxiliaire et alimentation de relavage** : elle comporte un transformateur des services auxiliaires (TSA) pour alimenter les services auxiliaires. Ces services comportent deux types :

- les services auxiliaires à CC qui englobent l'ensemble des organes de commande, de contrôle et de protection de PS qui doit fonctionner de façon absolument sûre et permanente ;
- les auxiliaires à CA tels que l'éclairage, le chauffage et les redresseurs.

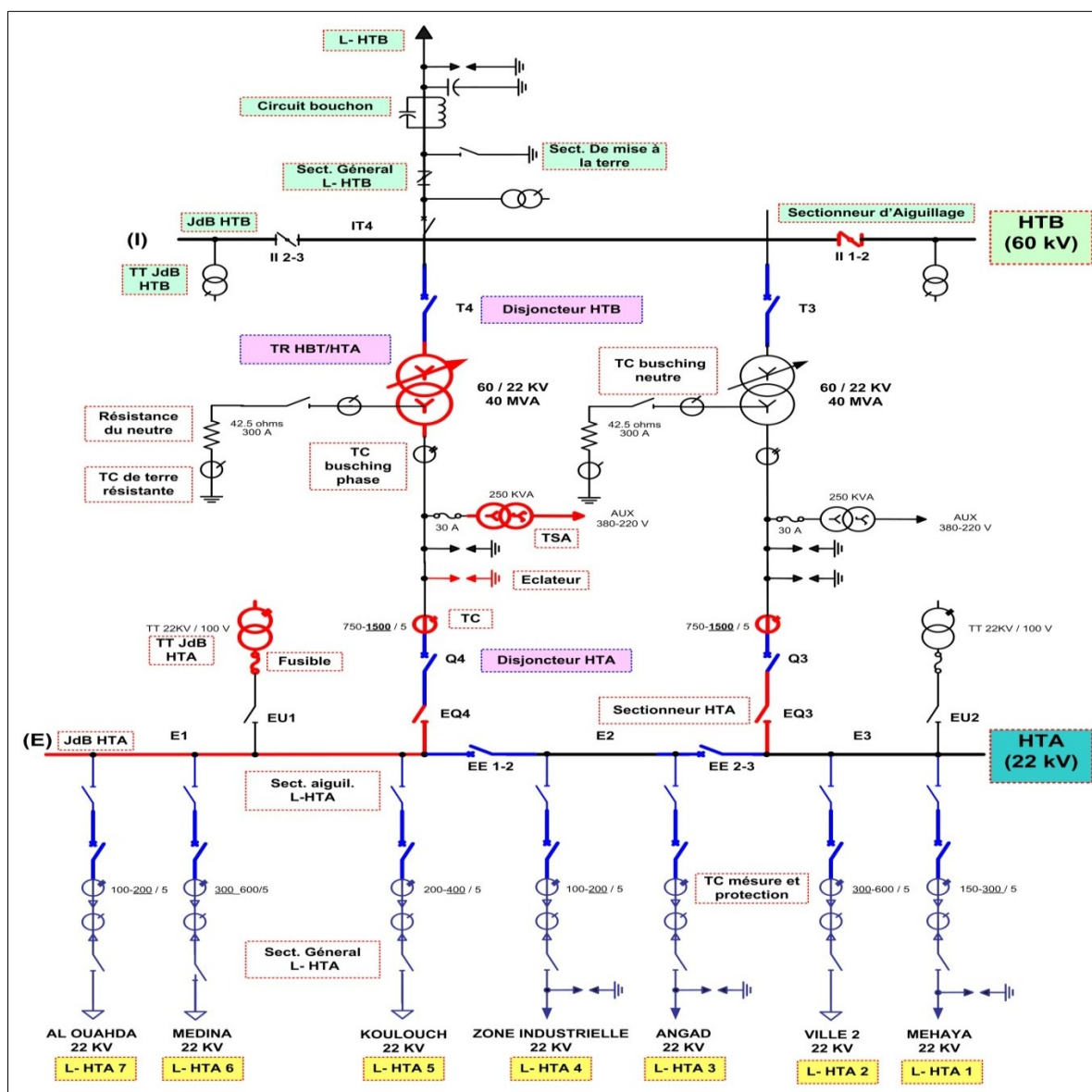


FIGURE I. 4. Schéma détaillé d'un PS HTB/HTA de l'ONEE/BE

I.5.2. Les lignes HTA

Le réseau HTA a une structure arborescente radiale le plus souvent bouclable par une autre demi-rame ou un autre PS pour la sécurité d'exploitation. Il est en général constitué d'une artère principale et

de dérivations. Selon la densité de charges à desservir, le RED-HTA est réalisé soit en lignes aériennes, soit en câbles souterrains [JEC-11]. Une L-HTA assure la liaison entre le jdB HTA des PS HTB/HTA et les postes de livraison (*postes clients et PDP HTA/BT*). Il est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et des OCR télécommandés ou manuels permettant le tronçonnement du réseau.

a. **Réseaux HTA aériens** : les zones rurales à faible densité de charge sont alimentées par des L-HTA aériennes en simple dérivation (*fig. I.2*).

b. **Réseaux HTA souterrains** : les zones urbaines ou mixtes à forte densité de charge sont alimentées par des câbles HTA enterrés en double dérivation ou en coupure d'artère. Le long des liaisons HTA, on trouve des PDP HTA/BT.

I.5.3. Les postes HTA/BT

Le poste HTA/BT est l'interface entre les RED-HTA et BT. Il est au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisations de l'énergie électrique en BT. On trouve sur les L-HTA divers postes HTA/BT. Chacun joue un rôle différent en fonction du type de réseau et de son positionnement sur celui-ci. Le PDP HTA/BT a pour rôle de convertir une tension HTA en BT pour l'alimentation des installations [MAH3-13]. Les PDP HTA/BT se distinguent les uns des autres, d'une part, par leur puissance maximale de transformation, d'autre part, par leur mode de raccordement. Au Maroc, dans le RED-HTA, on en trouve trois sortes : postes cabines maçonnées (*haut et bas*), postes haut de poteaux (*H61*) et postes en enveloppe métallique (*ou préfabriquée*).

I.6. Vers des réseaux HTA plus intelligents : Smart Grids et la production décentralisée

Un des objectifs du distributeur est de satisfaire, à tout instant, la demande d'électricité dans les meilleures conditions de coût, d'accessibilité et de qualité de service. Ces impératifs couplés à la nouvelle situation des réseaux de distribution expliquée auparavant font que l'on a vu apparaître, récemment, le concept de "*Smart Grid*", ou réseau intelligent, avec l'introduction de production centralisée sur les HTA. Le terme production décentralisée désigne l'ensemble des générateurs d'électricité de faible puissance, connectés aux RED-HTA. Ce terme est construit par opposition au terme production centralisée désignant les grandes centrales de production connectées au réseau de transport [VIC-12]. Du point de vue réglementaire, Au Maroc la loi limite la puissance des installations raccordées aux RED-HTA à 50 MW. Le nombre de Génération d'Énergie Dispersée (*GED*) connectées aux RED-HTA est actuellement en forte augmentation. Différents facteurs expliquent ce fort accroissement. Le 1^{er} est l'ouverture progressive du marché de l'énergie au Maroc. En effet, désormais, les producteurs d'énergie indépendants peuvent vendre leur production d'électricité au plus offrant à travers des bourses de l'énergie. Suivant les pays, différents systèmes coexistent : contrats bilatéraux, système de pool, acheteur unique (*le cas du Maroc*), etc. Le 2^{ème} facteur, certainement le plus important et responsable de cette augmentation, est les incitations gouvernementales au développement des énergies renouvelables.

Aujourd'hui avec l'avancée des nouvelles technologies de distribution, d'automatisation et de communication dans le domaine de l'énergie, le secteur est en profonde mutation. Les industries et les services d'électricité y voient une occasion pour moderniser à grande échelle leurs installations afin de réduire les coûts OPEX, tout en augmentant leur fiabilité, leur efficacité et leur sécurité. L'ère du numérique change les modèles de gestion des réseaux et le concept du SG, émerge au Maroc avec l'introduction des GED sur le réseau national. Les SG constitueront donc des systèmes complexes mettant en œuvre une architecture d'équipements connectés les uns aux autres, permettant de mesurer, de contrôler, de piloter les RED-HTA mais également les consommations. Il est essentiel de souligner à

ce stade que sur les réseaux électriques traditionnels, le pilotage et l'ajustement ne se produit qu'au niveau du réseau de transport composé de L-HTA et L-HTB [MAH1-13].

Plus de détails sur les GED, le fonctionnement et les technologies des GED, peuvent être trouvés dans des ouvrages comme *Vicente* [VIC-12], *Torres* [TOR-13] et *Enacheanu* [ENA-07]. En effet, les réseaux électriques actuels sont unidirectionnels.

I.7. Les défauts dans les RED-HTA

Lorsqu'un RED-HTA subit une panne, plusieurs étapes doivent être effectuées : la détection de la panne (*par des dispositifs de détection de panne*), le diagnostic de l'état du SED, les éventuels changements de son mode de fonctionnement, la mise en œuvre des mesures de sécurité lors des travaux de consignation, la maintenance des actifs endommagés et la remise en service des zones des systèmes interrompues. Ces étapes peuvent être faites par des automatismes (*OCR, système de protection*), soit par les exploitants, soit par une combinaison des deux. En effet, la rapidité d'intervention, la qualification et le nombre du personnel chargé de la maintenance sont autant des facteurs qui influencent fortement sur le temps de réparation et donc sur la disponibilité des RED-HTA.

Dans ce paragraphe, nous allons examiner les causes et les différents types de défauts existant dans ces réseaux [LAB-08]. En effet, l'apparition d'un incident sur le RED-HTA peut provenir de plusieurs causes différentes. Les actifs de base peuvent être affectés au cours de leur fonctionnement normal (*FN*) par un certain nombre de défauts d'isolement ou permanent, notés (*DFI*). On classe les causes des défauts en deux catégories : origine externe, origine interne.

Dans le premier cas, il s'agit des causes naturelles ou accidentelles indépendantes du réseau. On distingue deux grands types de causes externes :

- Les perturbations atmosphériques (*i.e. orage, brouillard, givre, etc.*) sont la principale cause de défaut sur les lignes aériennes ;
- Les causes diverses et accidentelles : amorçages avec des corps étrangers (*i.e. branches, oiseaux, etc.*), amorçages avec divers engins (*i.e. grues, engins de terrassement*), pollution, etc.

Dans le second cas, au contraire, les défauts ont pour origine le réseau lui-même. Les causes internes sont principalement [LAB-08] :

- **Mécanique** : une rupture de conducteurs, vieillissement des isolants et défaillance matérielle, contournement et perforation des isolateurs ;
- **Électrique** : une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre ;
- **Humaine** : les manœuvres inopportunes qui peuvent être liées à une défaillance humaine par exemple la mise à la terre d'une phase, acte de vandalisme et endommagement des supports.

Un défaut a pour conséquence, dans la très grande majorité des cas, l'apparition d'un courant de court-circuit (*I_{cc}*) qui doit être éliminé par la mise hors tension de l'ouvrage en défaut. Indépendamment des causes d'origine, nous trouvons plusieurs catégories de défauts dans les RED-HTA. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut. On distingue les :

- défauts triphasés entre les trois phases avec ou sans mise à la terre ;
- défauts biphasés entre deux phases avec ou sans mise à la terre ;
- défauts monophasés entre une phase et la terre ou une phase et le neutre.

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts :

- Auto extincteurs : ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections et ont une durée inférieure à environ 100 ms ;
- Fugitifs ou micro-coupures : après un isolement de courte durée (0,3 s) l'ouvrage concerné peut être remis sous tension (e.g. le contournement d'une chaîne d'isolateurs, etc.). Ils sont éliminés par les automatismes de reprise de service ou par le disjoncteur ;
- Semi-permanents : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1^{er} ou du 2^{ème} enclenchement lent ;
- Permanents : il s'accompagne d'une avarie de matériel nécessitant une intervention pour réparation avant remise en service de l'ouvrage.

I.8. La protection des RED-HTA

Les RED-HTA sont protégés des défauts qui peuvent les affecter par un ensemble cohérent de protections et d'automatismes (à partir de capteurs de mesure, une protection déclenche lorsque certains seuils sont dépassés) dont les fonctions consistent à (fig. I.5) [CAU-11], [NGU-12] :

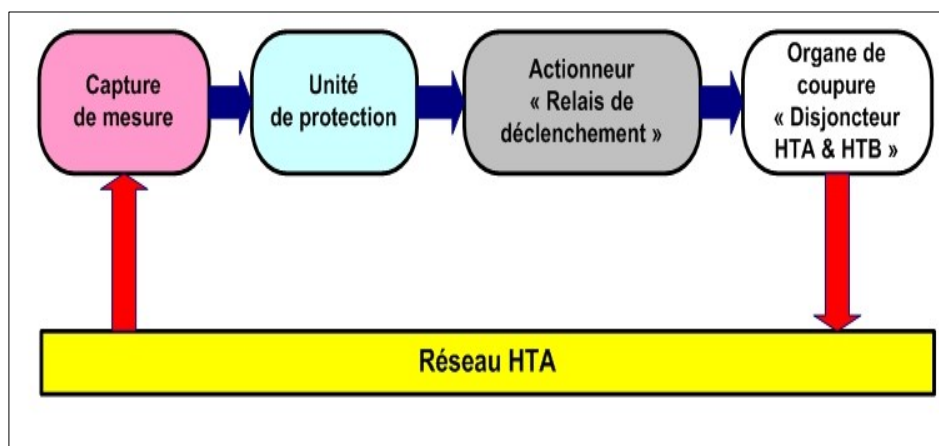


FIGURE I. 5. Chaîne de protection du RED-HTA

- Détecter la présence des I_{cc} et identifier l'ouvrage atteint ;
- Commander d'une manière sélective les OCR concernés et assurer un haut niveau de SdF.

Le plan de protection doit s'adapter à l'évolution des réseaux (l'accroissement des longueurs des câbles) et aux exigences croissantes de la clientèle en matière de qualité de service. Il devra tirer profit des évolutions technologiques récentes. La détection des défaillances et les ordres de déclenchements des disjoncteurs sont assurés par les protections du réseau constitués d'une partie mesure (TC et TT) et de relais donnant l'ordre de déclenchement (cf. §. V2.3), [JEC-11], [MEG-04], [CAU-11].

I.9. Les facteurs influençant la robustesse et la performance des RED-HTA

L'accès à l'électricité n'est pas une condition suffisante du développement économique et social d'un pays mais, sans aucun doute, sa disponibilité en quantité et en qualité est une condition nécessaire. De nombreux facteurs interviennent dans la qualité d'un RED-HTA et dans son niveau de performances. Sans prétendre être exhaustif, on peut citer [CAU-11] :

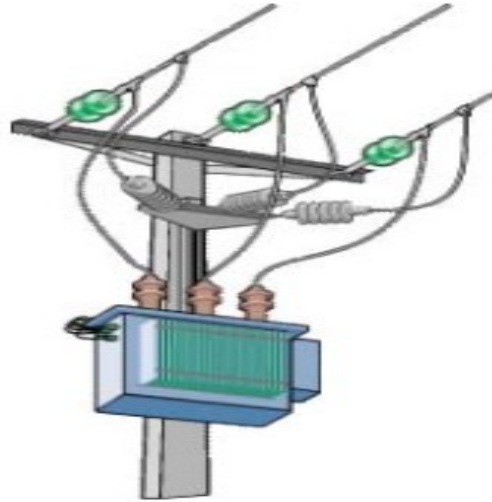
- Les paramètres statiques qui affectent directement le coût CAPEX en équipement, pour une capacité déterminée d'énergie à livrer, à savoir :
 - les caractéristiques d'architecture des RED-HTA qui dépendent des configurations topologiques et qui doivent être en adéquation avec la quantité d'énergie à livrer et la quantité de consommateurs à alimenter (*i.e. arborescence, dimensionnement, longueurs et matériaux des câbles*) ;
 - les caractéristiques des actifs répartis sur le réseau pour assurer la sécurité des biens et des personnes (*leurs seuils fonctionnels, et leur limite opérationnelle*) ;
 - la capacité à résoudre les incidents inévitables qu'ils soient d'origine accidentelle (*i.e. panne, bris, force majeure, etc.*) ou opérationnelle (*e.g. surcharge, déséquilibre, etc.*), par des techniques telles que : le maillage du réseau, la redondance des actifs critiques ;
- Les paramètres évolutifs et dynamiques : pendant la durée d'exploitation du réseau. Au moins deux phénomènes vont modifier l'aptitude du réseau à remplir sa mission initiale [MEG-04] :
 - l'âge du réseau : les matériaux se corrodent avec le temps et les intempéries, les ouvrages de dégradent au niveau de leurs fondations, la qualité des mises à la terre se détériore, etc. ;
 - l'usure et le vieillissement des actifs en condition opérationnelle qui peuvent induire un risque de non-fonctionnement, pour manœuvre ou protection, etc.
- Les règles purement techniques : on trouve généralement, les techniques de construction des ouvrages, modalités de raccordement, etc. ;
- Le degré d'automatisation : la localisation des défauts suite à une défaillance sur le RED-HTA constitue le premier problème vécu par le personnel de maintenance. Dépendamment du lieu et du territoire, le déplacement des EQOM prend plusieurs heures, dépassant dans la plupart des cas le temps de réparation. Cela vient du fait que le réseau n'est pas bien équipé par les OCR. Il s'agit d'apporter des améliorations technologiques dans les réseaux électriques afin de réduire la durée de localisation des défauts et la fréquence des interruptions. La téléconduite en temps réel de ces actifs est la moyenne la plus efficace et la plus préconisée actuellement par les spécialistes de la maintenance ;
- Les modalités d'exploitation, la maintenance des RED-HTA, les conditions d'intervention et la capacité de dépannage en cas d'incident et événements exceptionnels.

I.10. Conclusion

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons tout d'abord mis en évidence l'état des lieux des évolutions qui sont intervenues ces dernières années sur la structure et sur l'organisation des systèmes électriques Marocains avec l'ouverture progressive du marché de l'énergie électrique et les perspectives futures dans ce secteur. Nous avons, ensuite, présenté un aperçu général sur les différents niveaux de tensions existants et exploités dans le réseau électrique national.

Nous avons abordé aussi, une description physique des RED-HTA actuels, leurs structures et les différents actifs exploités, la fiabilité et les préoccupations de l'exploitation de ces actifs et les différents mécanismes de défaillance de ces réseaux. Ces préoccupations varient selon ces derniers et que la finalité reste la même : assurer la continuité du 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. Nous avons également mis en évidence les facteurs qui influencent la fiabilité de fonctionnement des RED-HTA qui ont été aussi abordés en détail.

Chapitre II



ÉTAT DE L'ART DES STRATEGIES OPTIMALES DE MAINTENANCE



II. État de l'art des stratégies optimales de maintenance

II.1. Introduction

Longtemps vue comme un mal nécessaire dans le monde industriel, la maintenance est devenue une réelle préoccupation dans le domaine de l'industrie de l'énergie électrique. Elle s'est affirmée comme un véritable enjeu compétitif, tant sur l'assurance des performances de disponibilité et de fiabilité des RED-HTA, que ce soit en termes de sécurité des biens et des personnes, de la qualité de service et de coût de maintenance [NGU-12]. Aujourd'hui, elle est perçue comme un processus industriel à part entière puisqu'elle est identifiée comme une des activités principales de l'exploitation des RED-HTA. En effet, un distributeur d'énergie électrique doit exploiter son réseau d'une façon intelligente, distribuer toujours mieux et à moindre coût. La fonction maintenance (*FM*) conditionne fortement le niveau de performance d'une installation. Son optimisation est complexe, car elle doit prendre en compte différents critères parfois antagonistes comme par exemple la disponibilité et les coûts [LYO-99].

La maintenance est aussi un centre de coûts et ses phases nécessitent d'être optimisées en planifiant et en priorisant les opérations y afférentes. Il faut donc souvent arbitrer entre le coût OPEX et la fiabilité des RED-HTA. Par ailleurs, il y a une multitude de façons de maintenir un RED-HTA. On peut jouer sur le type de maintenance, sur le type des tâches de maintenance (*TM*) à effectuer, sur leurs fréquences et sur le niveau d'intervention, etc.

L'objectif des activités de maintenance est de réunir les demandes de performance, de fiabilité et économiques tout en respectant les contraintes sur le SED et les consommateurs. Les responsables de maintenance en viennent ainsi à envisager de véritables stratégies et ne se contentent plus de surveiller et de réparer. Ils cherchent à prévoir les événements et d'évaluer les différentes alternatives qui s'offrent à eux pour exploiter au mieux les actifs en fonction des contraintes techniques et budgétaires imposées. Les décisions sont majoritairement prises sur la base d'informations qualitatives fournies par des experts ONEE/BE et appuyées par des données du retour d'expérience (*REX*) des exploitants, qui visent une meilleure connaissance du comportement des actifs du RED-HTA, de leurs modes de dégradation, de dysfonctionnement ou d'endommagement. Plusieurs facteurs sont identifiés comme raison pour laquelle le RED-HTA doit être maintenu [GLA-05], à savoir :

- Accroître les performances des RED-HTA (*fiabilité, disponibilité et qualité de service*) et favoriser une utilisation durable du patrimoine avec un vieillissement plus tardif des actifs ;
- Diminuer au maximum la gêne économique et retarder les investissements (*cf. § II.3.3*), etc.

La FM tient une position stratégique dans l'organisation de la DCD et répond à des besoins précis pour maîtriser techniquement et économiquement les équipements de la distribution. Les SEX, qui s'occupent de cette fonction, interviennent pour maintenir, en condition opérationnelle ou remettre en état de bon fonctionnement tout actif quelle que soit sa nature. Deux types d'approches de maintenance en découlent

(cf. § II.5) : la maintenance préventive (MP) et la maintenance corrective (MC). Ces approches ne se font pas sans contrepartie, car il faut souvent trouver le meilleur équilibre entre la performance du réseau (*fiabilité, disponibilité, etc.*) et les contraintes économiques. Il est donc important, d'une part, de déterminer l'impact qu'a un programme de maintenance sur la fiabilité des équipements du RED-HTA et d'autre part de savoir si, connaissant cet impact, le plan de maintenance appliqué est susceptible d'être mis à jour pour avoir une meilleure maîtrise des coûts OPEX de la gestion des actifs.

Un management judicieux de la maintenance est un moyen incontournable pour réduire les coûts y afférents et accroître la fiabilité des actifs. Par ailleurs, la stratégie de maintenance a des répercussions directes sur les OPEX et les CAPEX d'un RED-HTA. À chaque instant de l'exploitation des SED, le gestionnaire de maintenance doit faire un choix face aux interventions possibles sur le système afin de déterminer l'action à effectuer. Ce choix doit permettre de satisfaire aux mieux les objectifs fixés a priori et permettre ainsi une exploitation optimale de ce système. Il s'agit de trouver une stratégie qui répond à plusieurs exigences, comme par exemple : le coût OPEX, les performances, la qualité de desserte, etc. Or, les défaillances des équipements du réseau se manifestent par la mise hors service d'un certain nombre d'éléments structurels et sous-systèmes, ce qui aura comme conséquences :

- des CM susceptibles d'être très élevés liés aux indisponibilités forcées (*INP*) ;
- des risques liés à l'impact des défaillances sur l'intégrité des RED-HTA.

Pour répondre à ces enjeux, le gestionnaire doit mettre en place un système de management de la maintenance qui s'appuie sur :

- Un ensemble de politiques qui fixent des objectifs techniques et économiques et des méthodes d'organisation et des compétences internes et externes pour appliquer ces politiques ;
- Une planification pluriannuelle technique et économique des actions de maintenance ;
- Un REX pluridisciplinaire (*technique, qualité, environnement, économique, etc.*) qui repose sur une collecte fiable et ordonnée des informations relatives aux incidents pour enrichir et améliorer l'efficacité du système de management [SIM-11].

Les actions de maintenance sont basées sur la dégradation du composant et sur la probabilité de défaillance et leurs conséquences. Ces défaillances peuvent être groupées en deux catégories, (i) les défaillances aléatoires et les (ii) défaillances qui sont une conséquence de la détérioration (*vieillesse*). Cependant, les exigences de la sûreté d'alimentation en énergie électrique et de la perfection de l'exploitation des RED-HTA, donnent toujours la nécessité à mettre en place des politiques et des actions de MC et MP [BRI-09]. Ainsi, la problématique qui est traitée dans nos travaux de recherche concerne la détermination d'une politique de maintenance (PM) à plan optimal permettant une réduction notable des coûts OPEX (cf. § II.8.1) des RED-HTA sous contraintes de fiabilité et disponibilité exigée.

L'optimisation de la maintenance consiste globalement en des modèles mathématiques servant à trouver soit le meilleur compromis possible entre le profit de la maintenance et son coût ou les moments idéaux pour exécuter les interventions de maintenance. Les différents états de l'art que nous allons mentionner dans ce chapitre révèlent que l'optimisation de la maintenance est un domaine scientifique bien établi, domaine auquel aussi bien les ingénieurs que les scientifiques ont largement contribué [BRI-09], [ADZ-04].

Ce chapitre vise à décrire le contexte industriel dans lequel s'inscrit cette thèse, et de présenter le rôle de la fonction maintenance dans les RED-HTA. Pour cela, nous présenterons la place de la maintenance dans l'approche systémique d'une compagnie gestionnaire des RED-HTA. Ce chapitre commence par

une présentation des notions de la FM et les différentes stratégies et politique de maintenance. Il résume les études effectuées dans le domaine de l'optimisation de la maintenance et les rassemblées par thème afin de présenter les différentes techniques et les modèles adoptés. On expose les stratégies de la maintenance en précisant leurs définitions et les différentes techniques d'optimisation selon le modèle du système adopté. Nous ferons également le point sur l'évolution et la mise en œuvre des différentes stratégies de maintenance. Dans la dernière section de ce chapitre, nous présenterons le concept de la fonction coût, ainsi que le modèle de coût de maintenance que nous allons exploiter pour déterminer les coûts OPEX associés à un RED-HTA. Nous allons maintenant aborder les différents aspects dominants des travaux de la maintenance dans la littérature.

II.2. Contexte général en maintenance

L'exploitation optimale des RED-HTA est fonction de plusieurs facteurs et paramètres qui agissent directement ou indirectement la pérennité du service et la fiabilité de son fonctionnement. Une exploitation rigoureuse et optimale passe nécessairement par une gestion efficace de la maintenance de l'ensemble du réseau et de ses composants. La maintenance a fait l'objet de nombreux travaux ces dernières années [SIM-11]. Cette notion se trouve au centre de concepts comme la SdF et le soutien logistique. Ce paragraphe présente des éléments de définitions de la maintenance et les interactions existant entre ces concepts.

II.2.1. Introduction

La maintenance, qui a pour vocation initiale d'assurer le bon fonctionnement et la disponibilité des RED-HTA, est une fonction stratégique dans les entreprises gestionnaires de réseau de distribution HTA. Elle est étroitement liée à l'incessant développement des technologies, à l'apparition de nouveaux modes de gestion, à la nécessité de réduire les coûts OPEX dans une économie de marché en constante évolution. Elle n'a plus aujourd'hui comme seul objectif de réparer des ouvrages électriques, mais aussi de prévoir et d'éviter les dysfonctionnements sur les RED-HTA [SIM-11]. La maintenance est définie comme étant l'ensemble des techniques et actions de gestion associées ayant pour but de maintenir ou de rétablir un équipement dans un état lui permettant de réaliser sa fonction [GAR-06].

II.2.2. La maintenance et ses terminologies

Il existe principalement deux grands types d'activités de maintenance, (i) la MP, dont l'activité peut être planifiée et (ii) la MC qui est liée aux pannes non prévisibles. La définition de la FM est donnée par l'AFNOR [AFN-02], [AFN-01] dont la vocation est d'assurer le bon fonctionnement des outils de production, est maintenant une des fonctions stratégiques majeures dans les entreprises. En effet, les résultats des performances des entreprises en industrie de la distribution de l'énergie électrique dépendent essentiellement de la fiabilité et le bon fonctionnement des actifs qui permettent le transfert du flux d'énergie. Une telle définition, peut-être complétée par la définition du management de la maintenance donnée par Glade [GLA-05] et Djeridi [DJE-10].

L'auteur dans [KAF-01] présente la FM comme un ensemble d'activités regroupées en deux sous-ensembles (fig. II.1) :

- les activités à dominance techniques ;
- et celles à dominance gestion.

Ces activités doivent satisfaire trois exigences, à savoir :

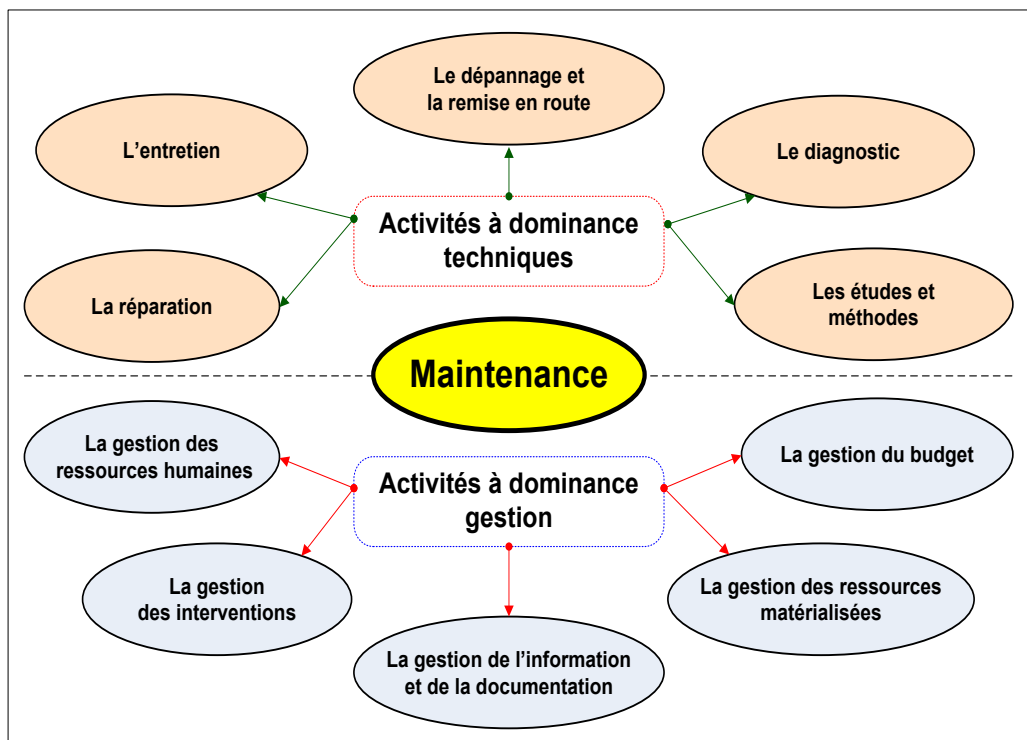


FIGURE II.1. Le contenu de la fonction maintenance [KAF-01]

a. Exigences techniques : elles concernent la FM. Il s'agit donc de remettre le RED-HTA en panne en état de bon fonctionnement dans un délai optimal tout en améliorant la qualité des interventions et améliorer le niveau du REX pour mettre à jour le plan de maintenance et aussi faciliter la mise en place de nouvelles techniques d'une manière active [GAR-06].

b. Exigences économiques : elles concernent les coûts de maintenance. Un SEX doit, proposer d'une part, un bon service de maintenance. D'une autre part, il doit optimiser les ressources et maîtriser les coûts produits par les activités de maintenance. En effet, le CM peut être réparti dans différents coûts (cf. § II.8).

c. Exigences organisationnelles et gestion : le SEX doit gérer les ressources de maintenance (techniciens, pièces de rechange, etc.), et planifier / ordonnancer les TM d'une façon adéquate. Ce qui permet d'assurer une parfaite cohérence entre les différentes entités y attachées.

II.2.2.1. Définitions

a. Maintenance : ensemble de toutes les actions administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise [AFN-01].

b. Bien : tout élément, composant, mécanisme, sous-système, unité fonctionnelle, équipement ou système qui peut être considéré individuellement [AFN-01].

Les événements pouvant survenir et entraîner un fonctionnement anormal du bien ou un arrêt de ce fonctionnement sont des défaillances [VRI-12].

c. Défaillance : la cessation de l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise. À travers le terme de défaillance [AFN-01], il y a la notion d'un événement anormal survenu à un instant donné du fonctionnement de l'équipement (fig. II.2). Cela le diffère de la dégradation, qui est une évolution de l'état [BRI-09]. C'est donc dans le temps qu'évolue le fonctionnement de l'équipement. Cette évolution

provoque l'éloignement de ce que l'on obtient de celui-ci (*en fonctionnement en mode dégradé*) par rapport à ce que l'on devrait obtenir au cours d'un fonctionnement normal (*fonctionnement nominal*).

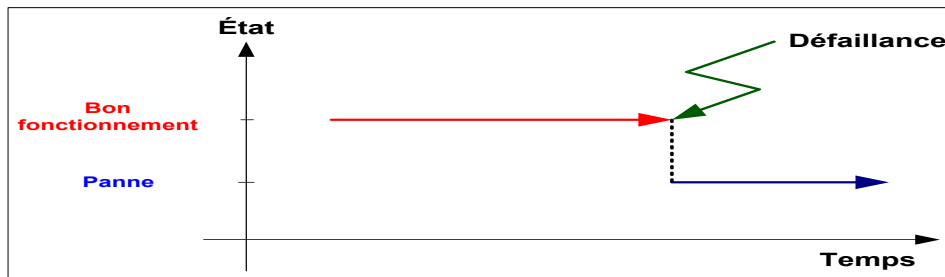


FIGURE II.2. Passage d'un état de bon fonctionnement à l'état de panne

À titre d'exemple, on considère un disjoncteur HTA dont on a défini les fonctions précédemment. Les principaux modes de ces défaillances sont :

- le disjoncteur ne ferme pas ou n'ouvre pas sur ordre, il ouvre ou ferme sans ordre ;
- le disjoncteur n'établit pas et ne supporte le courant ou il ne coupe pas le courant.

Ces modes de défaillance sont relatifs aux défaillances dites majeures d'un disjoncteur, c'est-à-dire, celles qui entraînent la disparition d'une ou plusieurs de ses fonctions fondamentales [BIR-99]. La théorie des systèmes cohérents binaires a servi de base pour la construction d'une théorie mathématique et statistique de la fiabilité [BEL-07]. Cette théorie suppose qu'un composant ou un système peut être dans l'un des deux états possibles, (i) en fonction ou (ii) en panne. Cependant, dans beaucoup de situations réelles, les RED-HTA et leurs composants peuvent être dans des états intermédiaires occupant un certain nombre de niveaux de performance allant du fonctionnement parfait à la panne totale à savoir :

- multi-états : fonction d'un actif qui peut être dans l'un des états suivants : succès complet, succès partiel, ou panne (*échec*) ;
- défaillance majeure : c'est une défaillance qui cause l'arrêt complète d'une fonction ;
- défaillance mineure : c'est une perte partielle d'une fonction. Ce mode de défaillance se produit dans un actif multi-états.

Généralement, on suppose que le RED-HTA ne peut être que dans deux états, (i) en panne (*perte d'alimentation*) ou (ii) en opération (*fonctionnement normal*) (fig. II.3 et fig. II.4). Les transitions entre ces deux états, mutuellement exclusifs, sont illustrées sur la figure II.4. Sa fonction d'état peut être définie par l'équation II.1 [SOR-11].

$$X(t) = \begin{cases} 1 & ; \text{ si le système électrique fonctionne au temps } t. \\ 0 & ; \text{ si le système électrique est en panne au temps } t. \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

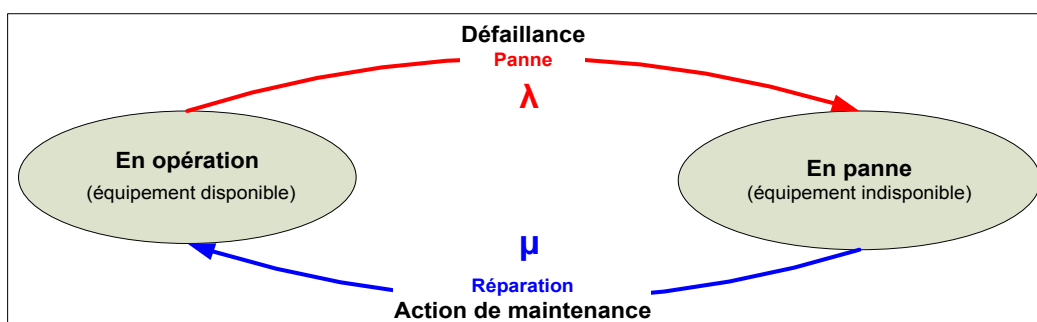


FIGURE II.3. Les états principaux d'un système [BRI-09]

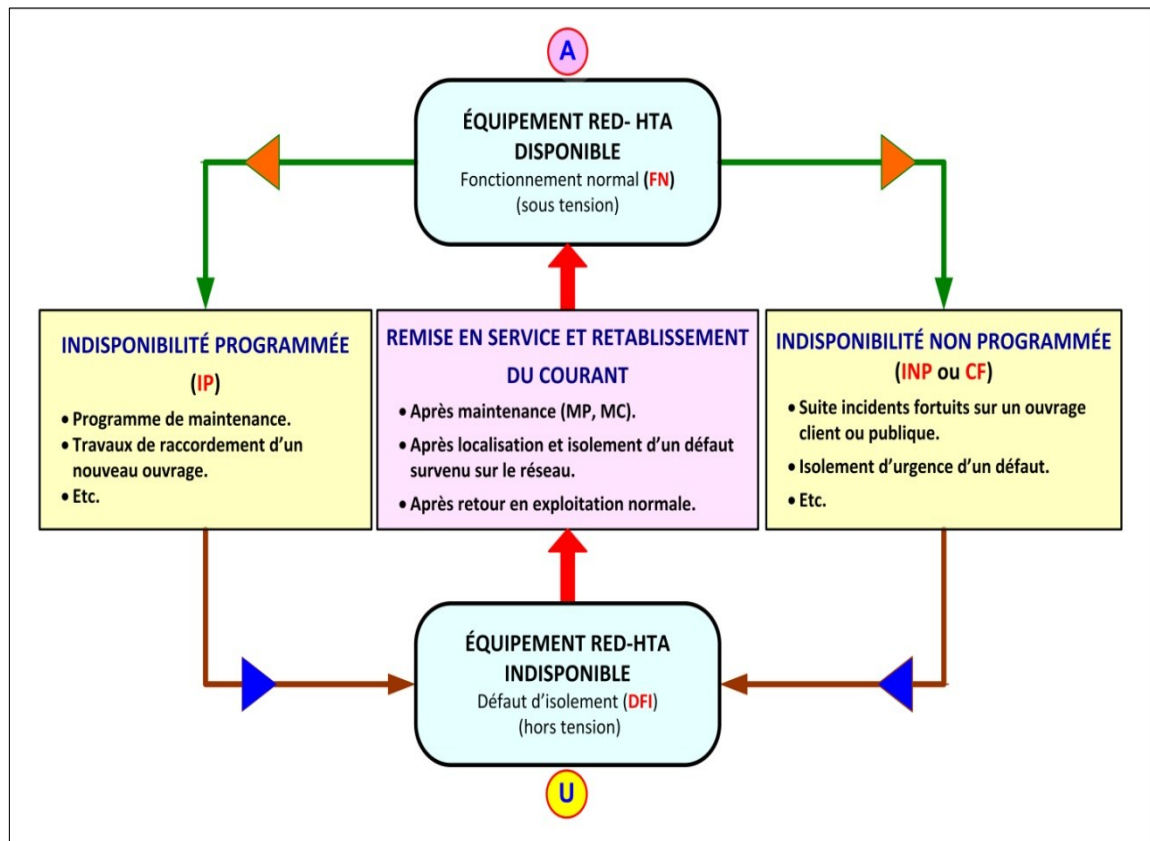


FIGURE II.4. Disponibilité et indisponibilité d'un équipement du réseau distribution

Par exemple, la disponibilité et le fonctionnement normal (FN) des L-HTA et des jdB au niveau d'un PS HTB/HTA définissent l'intégrité globale du réseau, par conséquent, elle relève d'une importance capitale quant à la gestion et la conduite des RED-HTA. La transition de l'état A vers l'état U se fait de deux manières différentes par :

- une indisponibilité programmée (IP) prévue pour travaux de maintenance, raccordement de nouveaux clients HTA, travaux d'aménagement, ou pour la conduite des ouvrages. Cet arrêt n'a pas de conséquences graves, car toutes les mesures susceptibles de préserver l'intégrité du réseau devront être prises avant de procéder à l'arrêt de l'ouvrage (*i.e. report de point de sectionnement*) ;
- indisponibilité non programmée (INP) ou coupure forcée (CF), causée par défaut d'isolement (DFI) ou une défaillance en service et par des déclenchements consécutifs à l'isolation d'un défaut dans le réseau, etc.

Après cette analyse, nous pouvons décrire à titre d'exemple tous les états d'une L-HTA et d'un TR par un modèle à quatre états tel qu'il est illustré à la figure II.5. En effet, les TM des RED-HTA dans le cas d'une INP peuvent être découpés en trois phases :

- phase de diagnostic (PD) : l'opérateur identifie les causes de la panne et le risque (*il doit être en mesure d'identifier le ou les tests qui fournissent l'information pertinente, de sélectionner les points sur lesquels ils doivent être effectués, etc.*) ;
- phase de mise en sécurité (PMS) : en fonction du diagnostic et des contraintes d'exploitation, l'opérateur décide de la mise hors tension des équipements et de la mise en place d'équipements de protection collectifs ;
- phase de dépannage (PDP) : en fonction du type de mise hors tension réalisé, l'opérateur peut effectuer le dépannage sans aucun risque électrique.

Le déroulement des différentes phases n'est pas linéaire, les phases peuvent s'intercaler. L'équipement est remis en service de trois manières différentes [LYO-99] :

- après les réparations nécessaires, si l'équipement était dans l'état (INP) ;
- après l'exécution des tâches d'entretien, si l'équipement était dans l'état (IP) ;
- par le SCR si la conduite du réseau l'exige.

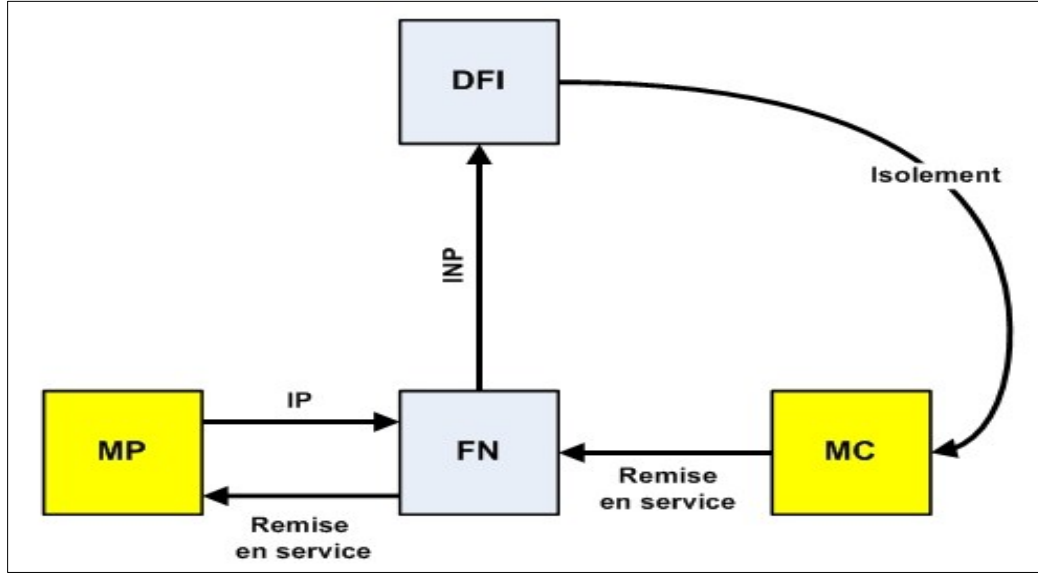


FIGURE II.5. Le modèle d'une L-HTA ou d'un TR

Soit T_f (resp. T_r) la variable aléatoire exprimant la durée de vie (resp. la durée de réparation) d'un système et $f(.)$ (Respectivement $h(.)$) sa fonction densité de probabilité (FDP) de défaillance (Probability Density Function) [CHA-04]. La probabilité que la durée de vie du système soit comprise entre les instants t et $t + dt$, qui est aussi la probabilité que le système tombe en panne entre les instants t et $t + dt$ est qui est donnée par les équations II.2 :

$$P(t < T_f \leq t + dt) = f(t).dt \Rightarrow f(t) = \lim_{dt \rightarrow 0} \frac{P(t < T_f \leq t + dt)}{dt} \quad (II.2)$$

La probabilité que T_r soit comprise entre les instants t et $t + dt$ est donnée par l'équation II.3 :

$$P(t < T_r \leq t + dt) = h(t).dt \quad (II.3)$$

d. La probabilité que le système tombe en panne avant l'instant t , elle s'exprime par la fonction de répartition de T_f . Mathématiquement, elle est définie par l'équation II.4 (se référer pour les démonstrations de l'ensemble des formules à l'ouvrage de Lasnier [LAS-11] :

$$F(t) = P(T_f \leq t) = \int_0^t f(t).dt, t \geq 0 \Rightarrow f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (II.4)$$

Si le temps jusqu'à la défaillance est exponentiellement distribué de paramètre λ , la FDP (resp. la FDC) est considéré selon la loi exponentielle comme constant (défaillance aléatoire). Elle décrit le temps écoulé jusqu'à la défaillance, ou l'intervalle de temps entre deux défaillances. Elle est définie par un seul paramètre qui est le taux de défaillance λ (cf. équation II.5) :

$$f(t) = \lambda e^{(-\lambda t)}, t \geq 0 \Rightarrow F(t) = \int_0^t \lambda e^{(-\lambda t)} dt = 1 - e^{(-\lambda t)}, t \geq 0 \quad (\text{II.5})$$

La fonction de répartition des durées des réparations est donnée par l'équation II.6 :

$$H(t) = P(Tr \leq t) = \int_0^t h(x) . dx, t \geq 0 \quad (\text{II.6})$$

Les évolutions actuelles des activités de maintenance visent à ne plus subir de défaillances. Ainsi la fonction processus de pronostic est apparue. Le pronostic permet alors de prévoir l'évolution de l'état de l'équipement. Il est défini de la manière suivante [SOR-11] :

e. Pronostic : Après détection de la dégradation d'un composant ou d'une fonction, le rôle du processus de pronostic est de prédire l'évolution future des performances du système en tenant compte d'interventions de MP planifiées et éventuellement, de conditions opérationnelles ou environnementales changeantes [AFN-01].

Celui-ci doit donner une vision globale des performances futures du système, mais il doit aussi prendre en compte les actions de maintenance déjà réalisées ainsi que les modifications de l'équipement engendrées par son évolution en exploitation (*s'appuie sur la connaissance de l'historique de l'équipement, de son état courant et de l'utilisation prévue*). Le pronostic permet de prédire la durée de vie résiduelle (*correspond au temps restant avant que le système ne puisse plus réaliser avec succès ses fonctions requises et doive être remplacé*) d'un actif en service (e.g. *déterminer la durée de vie résiduelle d'un câble souterrain HTA par les tests de décharge partielle (DP) et tangente delta (tgδ)*) [LEB-08].

f. Panne : État d'un bien inapte à accomplir une fonction requise, excluant l'inaptitude due à la maintenance préventive ou à d'autres actions programmées ou à un manque de ressources extérieures [AFN-01].

II.3. Les niveaux de maintenance

Le système de maintenance présenté par Monchy [MON-03] comporte cinq niveaux avec celui relatif aux travaux d'urgence. Ceux-ci font référence à la complexité des tâches à effectuer et, entre autres aux ressources nécessaires à la réalisation de chacune des tâches. En fonction de la situation, les tâches peuvent prendre plusieurs formes [BRI-09]. Les ressources sont les moyens techniques (*matériels d'utilisation par les équipes d'intervention*), les moyens humains ou les moyennes de la logistique requis pour la réalisation des tâches [BRI-09]. Les niveaux de maintenance identifiés sont :

- Le **1^{er} niveau** comporte des réglages simples prévus par le constructeur au moyen d'organes accessibles sans aucun montage ou échange d'équipements accessibles ;
- Le **2^{ème} niveau** comporte les opérations de dépannage par échange standard d'éléments prévus à cet effet ou d'opérations mineures de MP ;
- Le **3^{ème} niveau** nécessite une identification et un diagnostic des pannes. La réparation s'effectue toujours par un échange de composants fonctionnels ;
- Le **4^{ème} niveau** est celui des travaux importants de MP ou MC. Un outillage plus spécialisé est généralement requis tel que du matériel d'essai ou de test, un banc de contrôle, etc. ;
- Le **5^{ème} niveau** comporte les travaux de rénovation, de reconstruction et réparations importantes.

II.4. Maintenance et performance

Dans certains secteurs industriels tels que la distribution de l'énergie électrique, les performances d'un RED-HTA considèrent non seulement les coûts relatifs à l'exploitation mais également, de par la nature des activités, la SdF au sens large [GAR-06]. La notion de SdF couvre les aspects de fiabilité, sécurité, maintenabilité et disponibilité. Elle représente l'ensemble des aptitudes d'un actif qui lui permettent de disposer des performances fonctionnelles spécifiées, au moment voulu, pendant la durée prévue, sans dommage pour lui-même et son environnement externe et interne [KAF-01]. La figure II.6 souligne le positionnement stratégique du processus maintenance. Ce dernier est étroitement lié aux objectifs qui caractérisent les performances opérationnelles des RED-HTA. On peut caractériser les performances d'un RED-HTA par :

- Le coût OPEX, intégrant les dépenses liées à l'exploitation pour effectuer les TM ;
- La disponibilité des réseaux et plus particulièrement ses durées d'INP, et d'IP ;
- Le niveau de sûreté du réseau et les risques encourus (*pour les personnes, et les biens*).

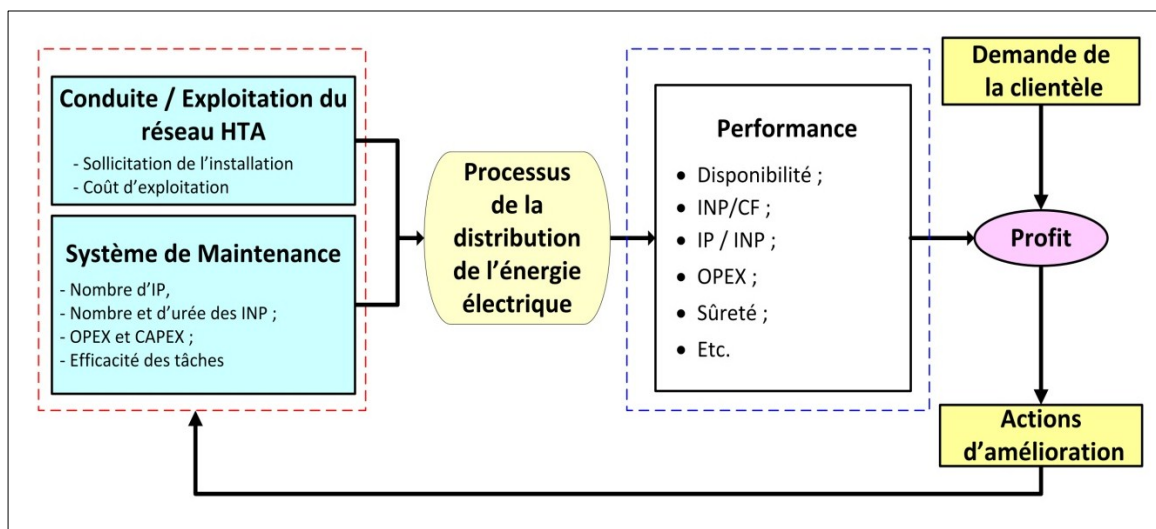


FIGURE II.6. Positionnement stratégique du processus maintenance

Par ailleurs, un management inefficace de la maintenance peut mener à une pauvre performance des ouvrages ce qui mènera éventuellement à son tour à une perte de distribution et augmentation de l'énergie non distribuée (END). En contrepartie, une gestion efficace de la maintenance peut augmenter la performance des actifs installés sur le RED-HTA, augmenter le volume des ventes de l'énergie, maximiser le profit et offrir un avantage compétitif à la DCD [BAR-00].

II.4.1. Politiques de la maintenance

La maintenance est l'un des plus importants centre de coûts. Les principaux axes de recherche et de développement de ce secteur sont l'amélioration de la disponibilité des actifs ainsi que la diminution des CM tout au long de leur cycle de vie [OCN-08]. À l'heure actuelle, la SdF est l'aspect prioritaire qui incombe à la maintenance, et qui contribue à assurer un bon niveau de fiabilité des actifs, puis de les remettre en fonctionnement afin d'assurer une bonne disponibilité et, enfin, de minimiser les OPEX.

La PM est divisible en deux niveaux, (i) un niveau macro qui est celui de l'entreprise où l'on définit une PM générique qui cadre les activités de maintenance, et (ii) un niveau micro qui est celui des actifs pour lequel on définit le type de maintenance en fonction de critères économiques, stratégiques, etc.

Cette politique permet d'ajuster le type de maintenance, ainsi que les ressources en fonction de l'importance de l'équipement [CHO-04].

Dans un tel système de maintenance, pour que les décisions soient prises rapidement et efficacement, il faut mettre en place une stratégie d'inspection pour déterminer au mieux les dates de contrôle. Certains équipements n'étant pas forcément dotés de capteur d'état (*e.g. IACM, isolateur, etc.*), c'est uniquement un contrôle réalisé par le SEX qui peut diagnostiquer un fonctionnement correct ou en mode dégradé [KAF-01]. Suivant l'importance des actifs, et surtout de leur état de bon fonctionnement, les INP ne sont pas admissibles. La MP permet alors de ne pas subir les arrêts intempestifs dus aux pannes. Cependant, ces arrêts pour la MP influencent le taux de défaillance (λ) de l'actif sur lequel elle a été effectuée, en fonction de sa périodicité et de son importance [HIL-08]. Les IP pour la réalisation de la MP doivent être suffisamment optimales et efficaces pour éviter toutes pannes et incidents, mais cependant pas trop fréquents afin de ne pas dégrader la disponibilité de l'équipement et augmenter l'END [OCN-08]. La diminution de la fréquence des interventions de la MP ne doit cependant pas modifier les risques pour l'entourage de l'équipement. Elle ne doit pas non plus augmenter le nombre d'incident et / ou la durée des arrêts lors des pannes et donc ne pas diminuer la disponibilité de l'équipement [BRI-09].

II.4.2. Critères d'évaluation des politiques de maintenance

Les PM (*caractérisés par les dates d'intervention, le type d'actions de maintenance, les moyens mis à disposition et leur organisation*) et la qualité des opérations de maintenance ont des répercussions directes sur l'exploitation d'un RED-HTA et la gestion des charges financier. Le choix de stratégie de maintenance doit permettre ainsi une exploitation optimale du RED-HTA. Il paraît donc nécessaire de construire au moins un critère d'évaluation pour une PM choisie.

II.4.2.1. Critère économique d'une politique de maintenance

Les préoccupations économiques sont une des motivations majeures pour mener les études d'optimisation de la maintenance. L'examen des différents coûts relatifs aux différentes actions liées à la maintenance permet de distinguer entre coûts de maintenance directs (*remplacements, réparations*) et coûts de maintenance indirects (*END en raison de l'IP&INP, logistiques, etc.*) [DJE-10]. Nous considérons dans la suite que les coûts unitaires de maintenance sont des données du problème qui peuvent dépendre de (*cf. § II.8*) :

- Type et nature de maintenance qu'il soit préventif ou correctif et la nature des opérations (*i.e. inspection, réparation ou remplacement*) ;
- La durée d'intervention (*elle dépend de l'opération de maintenance sur l'actif considéré mais aussi d'états de stocks de pièces de rechange et de délais d'approvisionnements, etc.*) ;
- L'indisponibilité du réseau. En effet, l'arrêt (*INP ou IP*) d'un équipement entraîne nécessairement un préjudice. Celui-ci peut se concrétiser par des coûts de l'END et un manque à gagner de la distribution et un dommage à l'image de marque de l'entreprise.

II.4.2.2. Critère de disponibilité

La disponibilité d'une entité est définie comme son "*aptitude à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou pendant un intervalle de temps donné*", en supposant que la fourniture de moyens extérieurs nécessaire soit assurée. Le critère de disponibilité permet l'optimisation directe des durées de non exploitation propre d'un réseau électrique en

minimisant les durées des indisponibilités du réseau [BRI-09]. Le RED-HTA est un système réparable multi-actif, où la disponibilité de chacun des composants ou des équipements est fortement influencée par plusieurs facteurs, parmi lesquels nous citons :

- Le processus de dégradation des composants entraînant plusieurs modes de défaillances ;
- Le processus de MP et MC et celui de gestion des TM (*e.g. priorités, ordre, etc.*) ;
- L'apparition des défauts sur le réseau et les contraintes opérationnelles liées à sa conduite ;
- Le système de surveillance continu ou discret et le processus de remise à niveau (*remplacement*) ou de renforcement ;
- Le processus de gestion des ressources humaines et matérielles de la maintenance (*i.e. planning, répartition, etc.*) ;
- Facteurs atmosphériques (*e.g. orages, givre, etc.*) et les erreurs humaines.

Aujourd'hui, la maintenance est planifiée en partant du principe que les réseaux devront être disponibles à tout moment pour garantir les missions du service public de l'ONEE/BE. Cependant, ils peuvent être en panne suite aux incidents fortuits ou bien en réparation et entretien suite aux IP. C'est dans ce cadre que la disponibilité est devenue un enjeu budgétaire (*OPEX&CAPEX*) pour les distributeurs puisqu'il s'agit de limiter au maximum l'immobilisation de ces réseaux. Par ailleurs, la maintenance des RED-HTA s'appuie sur une organisation multi-acteurs. Elle est développée autour des services études & travaux en charge de l'étude et conception de nouveaux ouvrages et les installateurs en charge de la réalisation des ouvrages électriques, et de l'exploitant qui est chargé de l'exploitation et maintenance de ces réseaux.

II.4.2.3. Critère de fiabilité

La fiabilité de fourniture de l'énergie électrique est une caractéristique et exigence essentielle des RED-HTA. Elle évalue leur capacité à se prémunir d'incidents d'exploitation et repose sur leurs réserves dynamiques. L'exploitation d'un RED-HTA peut être soumise à de nombreuses règles de sécurité (*e.g. état de fonctionnement critique, intervention obligatoire, etc.*). La prise de décision sur une intervention doit être réalisée en tenant compte de la sécurité et des critères techniques acceptables. Définir la fiabilité d'un RED-HTA revient à estimer la durée de fonctionnement de chaque actif au bout de laquelle le système ne pourra plus remplir sa fonction. En effet, la fiabilité est définie comme "*l'aptitude et la probabilité d'un dispositif à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant une durée donnée t sous des conditions de travail précises* [AFN-06]". Elle comprend les aspects relatifs à la l'adéquation et la sécurité :

- L'adéquation étudie la capacité des RED-HTA à satisfaire la demande des clients et les contraintes d'exploitation et de fonctionnement. Ceci comprend les actifs nécessaires pour distribuer suffisamment d'énergie et ceux nécessaires pour acheminer cette énergie aux clients ;
- La sécurité concerne la capacité du RED-HTA à répondre aux perturbations dynamiques ou transitoires qui se présentent dans le réseau, notamment dans le cas de perte brutale des ouvrages et actifs de distribution (*déclenchement TR HTB/HTA, etc.*) qui peuvent conduire à l'instabilité dynamique et transitoire du système.

Les données requises pour des évaluations quantitatives de la fiabilité des systèmes dépendront dans une certaine mesure :

- de la nature du système étudié et du détail de l'étude ;

- du taux de coupure liés à différents modes de défaillance des actifs et le temps *moyen* prévu pour réparer ou substituer un composant défaillant.

II.4.3. Indicateurs de fiabilité dans les réseaux de distribution

Aujourd'hui, la satisfaction de la clientèle est l'objectif premier du SEXO. Elle lui garantit la pérennité et la légitimité, valeurs que recherchent les distributeurs. En effet, la qualité est un des indicateurs clés de la performance technique d'un distributeur. Pour progresser, le distributeur va agir sur plusieurs leviers complémentaires :

- Il doit dépanner rapidement lors de tout incident, pour réduire le temps d'interruption ;
- Il doit entretenir son réseau pour que la fiabilité de ses actifs ne descende pas en dessous d'un certain seuil, et le renforcer pour améliorer son comportement, ce qui va réduire le nombre d'interruptions prévisibles.

La qualité de desserte est liée à la capacité du réseau à fournir de l'énergie de façon ininterrompue et à sa fiabilité dont nous exposons quelques critères et indicateurs de mesure ci-après. Ils sont issus de données statistiques (*i.e. durée des pannes, nombre de coupures, etc.*) relatifs aux clients desservis en énergie électrique. On en cite quelques-uns utilisées à la DCD et qui sont définis à l'échelle internationale. Dans le jargon des gestionnaires de réseaux électriques, les indicateurs de qualité sont appelés KPI's. Le calcul de ces KPI's se base sur les prescriptions internationales d'évaluation des indicateurs d'interruption définis par l'UNPEDE (*Union internationale des producteurs et distributeurs d'électricité*) et IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Les indices de performance en termes de fiabilité peuvent être calculés suivant une multitude de méthodes formant deux groupes bien distincts ; les techniques analytiques et les simulations (*i.e. par l'utilisation des logiciels commerciaux comme CymDist*). Il existe globalement deux familles d'indicateurs de performance permettant de mesurer la performance des RED-HTA [SAP-11] :

➤ Indicateurs basés sur le client et la qualité de service ; il s'agit des paramètres de la continuité (SAIFI, SAIDI, CAIDI) ainsi que la qualité de l'énergie (*variation de la tension*). Le taux d'indisponibilité du système λ_s est donc simplement la somme du taux d'indisponibilité λ_i (*Nombre de défaillance par an pour un composant i du système*) de chaque composant en amont de la charge. À partir de ce constat, plusieurs indices de fiabilité sont calculés a posteriori à partir des statistiques des pannes, dont :

• **System Average Interruption Frequency Index - SAIFI** (*Indice de fréquence moyenne d'interruption d'un système électrique de la distribution HTA*) : il s'agit du nombre moyen de clients subissant une interruption du courant dans l'année (*cf. équation II.7*). Il correspond à la notion du taux de défaillance :

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Clients interrompus (nombre de fois)}}{\sum \text{des clients connectés dans un système}} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot D_i}{n}; \text{ [en interruptions/client/an] } \quad (\text{II.7})$$

• **System Average Interruption Duration index - SAIDI** (*Indice de durée moyenne d'interruption d'un système électrique de la distribution*) : Il s'agit de la durée annuelle moyenne d'interruption que subit un client en minute. Il est donné par l'équation II.8 [SAP-11] :

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{Client X heures interrompues})}{\sum \text{Clients connectés dans un système}} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot S_i}{n}; \text{ [en heure/client/an] } \quad (\text{II.8})$$

Ces indices sont établis sur la base des interruptions permanentes (*les interruptions longues au sens de la norme EN 50160, c'est-à-dire durant plus de 3 minutes*).

➤ Indicateurs basés sur la charge électrique et sur les propriétés du signal électrique acheminé vers le client final comme la variation moyenne de la fréquence du signal par rapport à un certain seuil, la variation de la tension (*creux et chute de tension et le taux de perte technique*) et l'END.

• **l'Énergie Non Distribuée (END)** : tout réseau HTA présente des défaillances potentielles qui, si elles surviennent, vont se traduire pour les clients par des coupures. Ces coupures se traduiront par des kWh non fournis pendant des durées variables. La notion de l'END correspond aux kWh qui auraient été desservis si une coupure n'avait pas eu lieu. elle peut être estimée à partir de puissance moyenne de consommation estimée au niveau des PDP HTA/BT. Le taux de l'END est calculé pour des INP (*toutes causes confondues*) et pour des IP (*travaux de maintenance*). En se basant sur le nombre de kWh non distribués et en affectant un coût d'END à ces kWh (*17 DH/ kWh pour le cas du Maroc*), il est possible d'obtenir un coût global de l'incident ou de l'IP. Elle est calculée par l'équation II.9 :

$$END = P \times \cos \varphi \times (0.35 \times HC + 0.6 \times HPL + 1 \times HP) ; [kWh / client / an] \quad (II.9)$$

Avec :

- ✓ **P** : Puissance appelée et transitée sur les ouvrage en kVA interrompue ;
- ✓ **COS φ** = 0,09 ;
- ✓ **HP** : Temps moyen d'interruption / défaut (Heures de pointe [Hiver (22h00 – 07h00), Été (23h00 – 07h00)]) ;
- ✓ **HPL** : Temps moyen d'interruption / défaut (Heures pleines [Hiver (07h00 – 17h00), Été (07h00 – 18h00)]) ;
- ✓ **HC** : Temps moyen d'interruption / défaut (Heures creuses [Hiver (22h00 – 07h00), Été (23h00 – 07h00)]).

Le coût de l'interruption est lié à la qualité de l'énergie reçue par les clients. Il est basé sur la valorisation des coupures de l'électricité. Aujourd'hui la DCD valorise les coupures longues, mais aussi les coupures brèves. Pour la valorisation des coupures, la méthode la plus classique consiste à attribuer un coût forfaitaire (*17 DH*) à chaque kWh de l'END suite de coupures.

II.5. Maintenance et sûreté de fonctionnement dans la distribution HTA

II.5.1. Définition de la sûreté de fonctionnement

La SdF d'un réseau électrique est définie comme l'aptitude à assurer le fonctionnement normal du réseau tout en limitant le nombre d'incidents et éviter les grands incidents et limiter leurs conséquences lorsqu'ils se produisent [MUL-08]. La SdF consiste à maîtriser l'évolution et les réactions du réseau face aux différents aléas dont il est objet : Court-circuit (CC), évolution imprévue de la consommation, indisponibilité soudaine d'un actif du réseau et à en limiter les conséquences. En effet, pour garantir la SdF face aux aléas, la meilleure utilisation du réseau et le respect des engagements auprès des consommateurs, le gestionnaire doit :

- Assurer le fonctionnement normal d'un SED, qui relève de la capacité à satisfaire la demande de pointe ;
- Garantir une gestion fiable du système permettant de faire face aux incidents et indisponibilités exceptionnelles. Dans ce cas, les fluctuations sont imprévisibles ;
- Détecter rapidement les comportements anormaux du réseau et localiser leurs origines ;
 - identifier et maîtriser les risques de dysfonctionnement du réseau ;
 - intégrer les exigences normatives et réglementaires ;
 - réduire les coûts liés à la gestion curative et préventive des défaillances.

La SdF vise à fournir les KPI's (**FDMS** (*Fiabilité - Maintenabilité - Disponibilité - Sécurité* ou **RAMS** (*Reliability - Availability - Maintainability - Safety*)) du réseau vis-à-vis de sa tenue aux défaillances dont il serait potentiellement l'objet, comme à planifier les opérations de maintenance sur base des risques et des coûts opérationnels. Toutefois, une fiabilité parfaite d'un RED-HTA (*c-à-d. aucune défaillance pendant la vie du SED*) est difficile à réaliser. Même lorsqu'un bon niveau de fiabilité est réalisé, quelques défaillances sont prévues. Les effets des défaillances sur les coûts de disponibilité des RED-HTA peuvent être réduits au minimum avec un bon niveau de maintenabilité.

Pour plus d'information sur la méthodologie à suivre pour la mise en place une étude de SdF le lecteur est invité à consulter certaines références comme [OCN-08], [MEG-04].

II.5.2. Modélisation mathématiques des grandeurs de la SdF

II.5.2.1. La fiabilité d'un système

La fiabilité d'une entité E est définie par son "*aptitude à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné $[t_1, t_2]$* " [AFN-02]. On note $R(t)$ la fiabilité. Elle est définie en terme probabiliste et est donnée par l'équation II.10 comme suit :

$$R(t) = P(T > t) \quad (II.10)$$

Où T est une variable aléatoire dénotant le temps jusqu'à défaillance (*le nombre d'heures durant lesquelles il a effectivement fonctionné*), si T a une fonction de densité $f(t)$, alors $R(t)$ est donnée pour le cas d'une distribution de type exponentielle par l'équation II.11 suivante :

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(x).dx = 1 - F(t) ; \Rightarrow R(t) = \exp(-\lambda(t)) \quad (II.11)$$

a) Taux de défaillance

Le taux de défaillance instantané $\lambda(t)$ ou taux de hasard (*Hazard function*) est la probabilité conditionnelle de défaillance par unité de temps d'un système ayant survécu jusqu'à l'instant t [OCN-08]. Autrement dit, c'est la probabilité pour qu'une entité perde sa capacité à accomplir une fonction pendant l'intervalle $[t, t+dt]$, sachant qu'elle a fonctionné entre $[0, t]$.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}, \quad R(t) > 0 \quad (II.12)$$

On intégrant l'équation (II.11), la fonction fiabilité s'écrit :

$$R(t) = \exp \left\{ - \int_0^t \lambda(u) du \right\} ; \Rightarrow \lambda(t) = \int_0^t \lambda(u) du = \log(1 / R(t)) \quad (II.13)$$

En général, il y a trois types de distribution de $\lambda(t)$: la distribution à taux de défaillance décroissant et croissant et la distribution à taux de défaillance constant. La figure II.7 montre l'allure du taux de panne $\lambda(t)$ en fonction du temps pour un matériel électrique. Le taux varie selon une courbe qui prend l'allure d'une baignoire, modélisant les trois phases de la vie d'un équipement [LAS-11], [SOR-11] :

- période de jeunesse (*rodage*) ou $\lambda(t)$ est décroissant ;
- période de maturité (*en plein activité* $\lambda(t)$ est constant) et la période de vieillesse ou d'usure ($\lambda(t)$ est croissant).

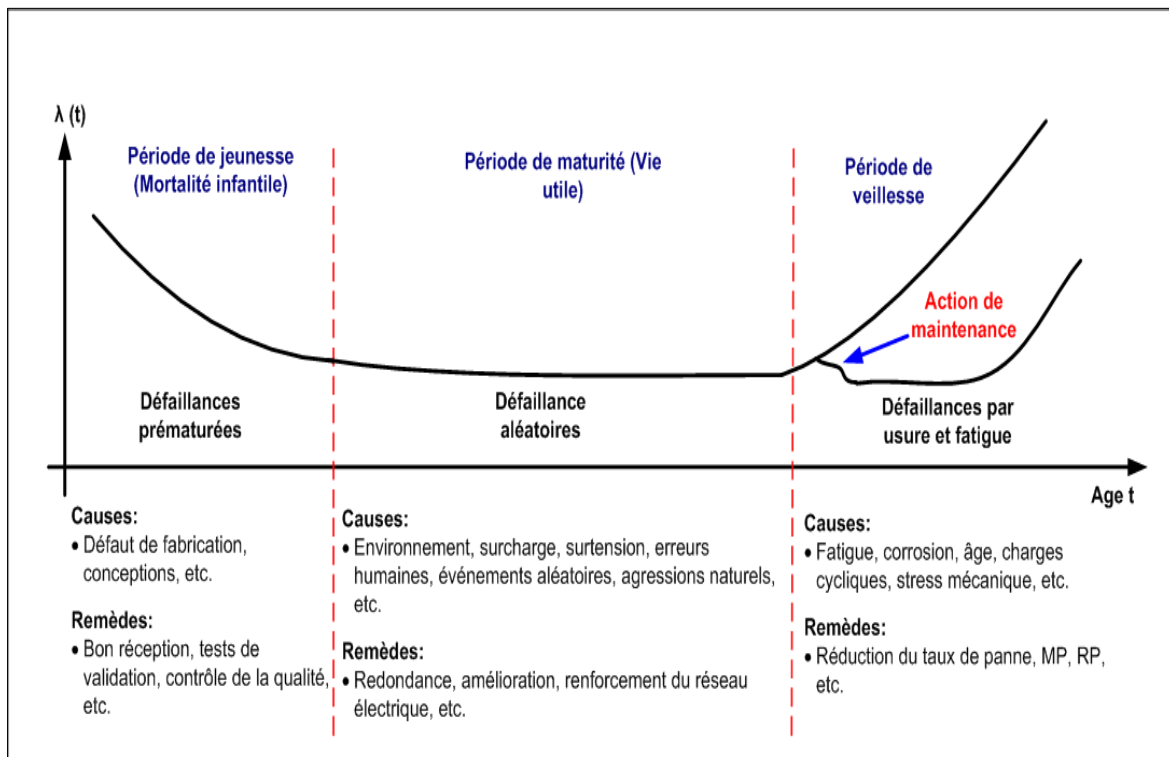


FIGURE II.7. Courbe en baignoire de la fonction $\lambda(t)$

En plus des probabilités définies auparavant, on utilise aussi des grandeurs temporelles moyennes (fig. II.8).

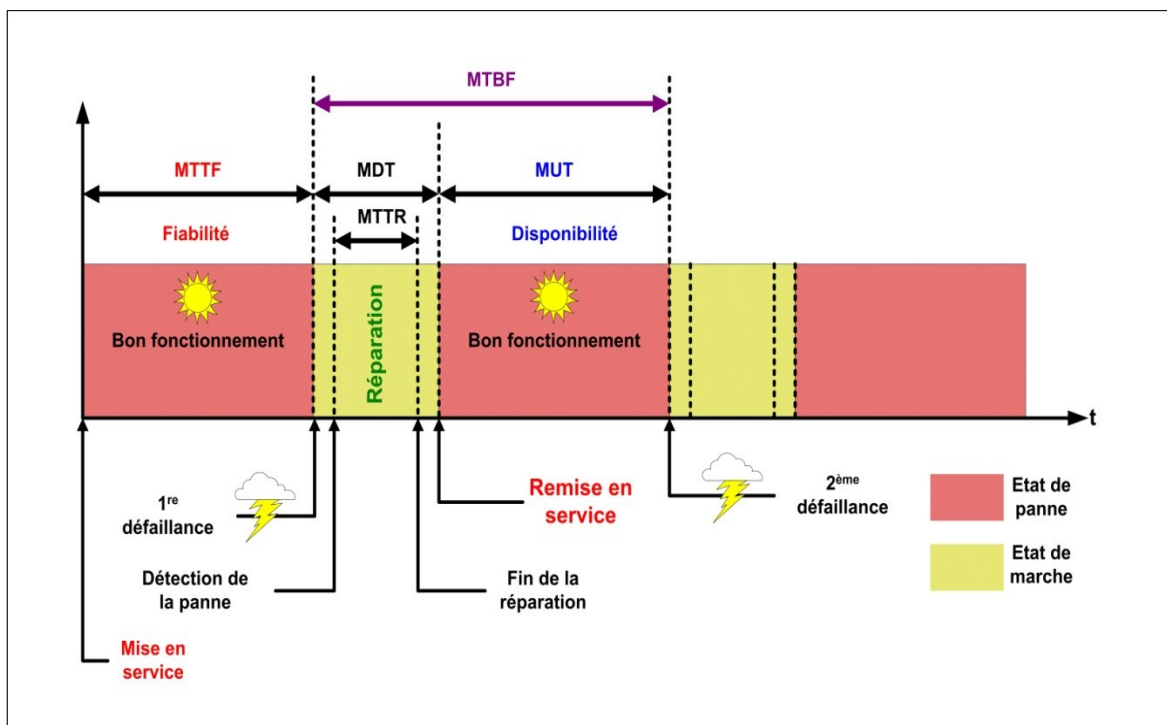


FIGURE II.8. Les durées caractéristiques de FMD [MON-03]

➤ **MTTF (Mean Time To Failure)** : temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance. Il s'exprime pour une distribution exponentielle par l'équation II.14 :

$$MTTF = E(T_f) = \int_0^{\infty} t f(t) \cdot dt = \int_0^{\infty} [1 - F(t)] \cdot dt = \frac{1}{\lambda}; \text{ pour une distribution exp} \quad (\text{II.14})$$

➤ **MTTR (Mean Time To Repair)** : temps moyen de réparation. La durée de vie moyenne de réparation est donnée par l'équation II.25 (cf. § II.4.2.3) ;

➤ **MTBF (Mean Time Between Failure)** : temps moyen entre deux défaillances consécutives d'un système réparable ;

➤ **MUT (Mean Up Time)** : temps moyen de bon fonctionnement après réparation ;

➤ **MDT (Mean Down Time)** : temps moyen de défaillance (*temps de détection de la panne, durée d'intervention, temps de réparation et temps de remise en service*).

Le lecteur peut consulter la référence Fouathia [FOU-05] pour l'expression de ces paramètres selon la distribution Weibull.

On distingue trois types de fiabilité associée à un système :

➤ **la fiabilité prévisionnelle** (ou *fiabilité prédite*) est évaluée a priori pour un composant, pour un équipement, ou pour un système. Pour cela, on l'évalue par des modèles probabilistes et du vieillissement physique de chaque constituant élémentaire [SOR-11]. Ces modèles peuvent être établis par le REX et par la réalisation d'essais visant à permettre de modéliser le comportement en termes de fiabilité (*donnée par le constructeur*).

➤ **la fiabilité estimée** ou intrinsèque, mesurée au cours d'essais spécifiques effectués selon un protocole d'essai bien défini [SOR-11] ;

➤ **la fiabilité extrapolée**, qui résulte d'une extension, par extrapolation définie ou par interpolation de la fiabilité opérationnelle à des durées ou des conditions de contraintes différentes [SOR-11] ;

➤ **la fiabilité opérationnelle** (ou *fiabilité observée*), est obtenue lors de l'exploitation d'un système [GLA-05]. Elle peut être déduite de l'analyse d'entités identiques dans les mêmes conditions opérationnelles. Elle est évaluée en tenant compte des données obtenues à partir des conditions d'exploitation normale.

II.5.2.2. La disponibilité d'un système

La disponibilité d'une entité E est définie comme son "*aptitude à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné « t »*" [AFN-04]. Elle est notée $A(t)$ et sa moyenne par A . L'indisponibilité est la probabilité que l'entité ne fonctionne pas à l'instant « t ». On distingue, trois types de disponibilités (fig. II.9) [DJE-10] :

➤ **la disponibilité moyenne** (*Average uptime availability*) dans un intervalle de temps $AV(t)$, est correspond à l'espérance mathématique de la proportion du temps où le système est en état de fonctionnement durant les premières T unités de temps, elle est donnée par l'équation suivante :

$$AV(t) = \frac{1}{T} \int_0^T A(t) dt \quad (\text{II.15})$$

➤ **la disponibilité réalisée** (*Achived availability*) : elle est définie comme la proportion du temps pendant lequel le système est opérationnel en considérant seulement le temps d'arrêt causé par la MC et la MP en excluant le temps d'arrêt causé par la logistique [DJE-10] ;

➤ **la disponibilité opérationnelle** (*Operational availability*) : elle est définie comme la proportion du temps pendant lequel le système est opérationnel en considérant le temps d'arrêt par la MC, la MP et la logistique [DJE-10]. On entend par la disponibilité opérationnelle, la quantité donnée par l'équation II.16 suivante.

$$A_{op} = \frac{MUT}{MUT + MDT} = \frac{MUT}{MTBF} \quad (II.16)$$

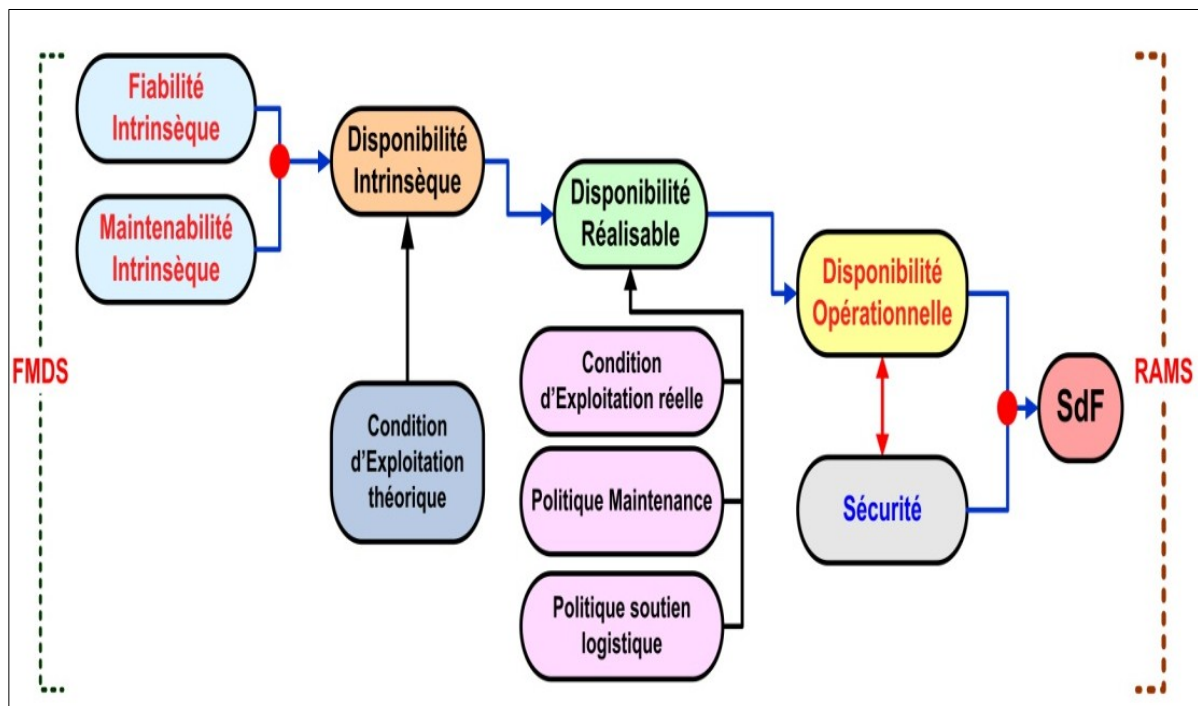


FIGURE II. 9. Les types de disponibilité

Dans le cas d'un RED-HTA, on peut dire que l'amélioration de la disponibilité des actifs peut être atteinte de deux manières : en agissant d'une part sur la fiabilité et d'autre part sur la maintenabilité. Mais le plus juste serait d'agir simultanément sur ces deux facteurs, afin d'obtenir la meilleure disponibilité possible du réseau pour des coûts OPEX les plus faibles que possibles.

II.5.2.3. La maintenabilité d'un système

Par définition, la maintenabilité est l'aptitude (*probabilité*) d'un composant à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise lorsque la maintenance est réalisée dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits [AFN-01]. 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 la maîtriser et à la prévenir [DHI-10]. La fonction maintenabilité $M(t)$ d'un équipement est une fonction non décroissante de t , elle est donnée par l'équation II.17 :

$$M(t) = P(\text{que l'équipement soit réparé avant } t) \quad (II.17)$$

La maintenabilité se caractérise par $MTTR$ que l'on peut traduire par l'équation II.19. Le taux de réparation d'un équipement $\mu(t)$ est la densité de probabilité pour qu'il soit remis en service entre les instants t et $t+dt$, sachant qu'il était en réparation à l'instant t . Il s'exprime en nombre de réparations par unités de temps selon l'équation II.18.

$$u(t) = - \frac{1}{1 - M(t)} \frac{dM(t)}{dt} = \frac{h(t)}{1 - M(t)} \quad (\text{II.18})$$

$h(t)$ est la densité de probabilité de réparation. Le MTTR peut être définie par :

$$MTTR = E(Tr) = \int_0^{\infty} t h(t) dt = \int_0^{\infty} [1 - M(t)] dt = \frac{1}{u} \quad (\text{II.19})$$

Pour quantifier la maintenabilité, *Birolini* [BIR-99] considère la probabilité qu'une action préventive ou une réparation soit réalisée dans une période de temps t avec des procédures et des ressources données. Or, La disponibilité des ressources a un impact sur la maintenabilité et donc sur la disponibilité du système [CEI-04]. Un autre indicateur pour mesurer et quantifier la maintenabilité est donné par *Dhilon* [DHI-10], qui se base sur la somme de temps totale pour entretenir le composant. Ce temps comprend les délais de diagnostic, délais de réparation active, délais logistique et des délais administratifs.

II.5.2.4. Sécurité

C'est la capacité à survivre des perturbations liées à des pertes d'ouvrage, sans interruption du service au consommateur. La sécurité est l'une des principales composantes qui définissent la notion de SdF [DJE-10]. L'auteur dans [CAM-10] présente une description détaillée des relations qui existent entre la sécurité et la sûreté dans l'industrie de l'énergie électrique.

II.6. Les différentes stratégies de la maintenance

Une stratégie de maintenance peut être définie comme une règle de décision qui spécifie et établie la séquence des TM à entreprendre pour maintenir ou rétablir un actif dans un état donné en fonction de son niveau de dégradation et les seuils acceptables d'exploitation, en utilisant les ressources appropriées. La définition des stratégies de maintenance vise à spécifier les critères de renouvellements et d'entretien qui assurent une disponibilité des RED-HTA conforme aux objectifs prescrits pour un coût supportable. Ces critères concernent les technologies à mettre en œuvre lors du renouvellement du patrimoine (*matériel de réseau, type de réseau, etc.*). Tout au long de leur vie opérationnelle, les composants du réseau électrique de distribution sont soumis à des opérations de maintenance préventive et corrective afin de les conserver en état de marche, tout en justifiant d'un certain nombre d'exigences de SdF.

Une MC regroupe l'ensemble des actions exécutées après détection d'une défaillance et destinées à remettre le composant dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise [BRI-09]. Tandis que une MP regroupe l'ensemble des actions exécutées à des intervalles de temps prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinées à réduire l'état de dégradation et par conséquent la probabilité de défaillance d'un composant. Naturellement, la SdF de ces systèmes dépend étroitement de l'efficacité de ces actions de maintenance. Classiquement, on suppose soit que la maintenance est neutre ou inefficace, soit qu'elle remet le matériel à neuf. La première hypothèse est certainement trop pessimiste.

La deuxième hypothèse est valide pour les composants défaillants remplacés par des neufs, mais ce n'est plus le cas pour les sous-systèmes constitués de plusieurs composants : le remplacement d'un composant entraîne un rajeunissement du sous-système en question, mais pas une remise à neuf. Les stratégies de maintenance comprennent la définition de la nature des gammes de TM à mettre en place, ainsi que les procédures et les ressources pour exécuter ces tâches. Les responsables de maintenance doivent définir les stratégies de maintenance et les ressources à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs d'une distribution fiable, en définissant les aspects suivants [AFN-02] :

- Gamme des TM, gestion et organisation des équipes de maintenance ;
- Internalisation et / ou externalisation des tâches, gestion des stocks de pièces de rechange et matériels consommables.

Dans une gamme, il est nécessaire de faire des choix par rapport à la réactivité du système maintenance pour restaurer les fonctionnalités des actifs. En ce sens, il existe des actions qui anticipent les défaillances : elles sont des actions de type préventif ou des actions plus réactives qui se déclenchent lors de la défaillance : elles sont des actions correctives (*fig. II.10*). De plus il existe des actions qui visent la rationalisation des coûts dans le cadre de la maintenance d'un SMC [MAC-12]. Ces stratégies sont détaillées dans ce qui suit. Les premiers travaux qui synthétisent la méthodologie des stratégies de maintenance, ont été introduits par Zwingman [ZWI-05]. Dans les travaux concernant le problème d'optimisation des coûts de maintenance : certains auteurs se basent sur la marge du coût dans le cas de la MP [AIT-10], [KAF-01], [DEK-98] et [FRE-10]. D'autres travaux comme ceux présentés par Tianhai, et al. [TIA-06] considèrent l'optimisation du point de vue management ou d'ordonnancement. Ce dernier, présente des résultats numériques qui montrent qu'une meilleure réorganisation du calendrier des activités de maintenance peut réduire les CM.

Le cadre de référence du système de gestion de la maintenance que nous présentons dans la figure II.10 comporte quatre étapes aussi importantes les unes que les autres : La 1^{re} étape concerne la réception du matériel et la documentation. La 2^{ème} est relative au choix du type de maintenance à effectuer en fonction des paramètres choisis (*préventive conditionnelle, systématique, etc.*). Dans la 3^{ème} étape, nous précisons les éléments du processus de maintenance telle que la planification des interventions et les procédures de détection des défaillances. La dernière étape concerne la réalisation et le suivi des opérations de maintenance.

Il existe plusieurs paramètres et événements différents qui déclenchent une action de maintenance. Le premier paramètre est relatif à l'occurrence de la défaillance définissant ainsi deux grandes stratégies de maintenance. La MP (*avant défaillance*) et la MC (*après défaillance*). La différence entre les deux réside dans le fait que la MP est réalisée avant l'arrivée de la défaillance tandis que la MC s'effectue après. La MP peut être systématique, conditionnelle ou encore prévisionnelle, tandis que la maintenance corrective peut être palliative ou curative. Bien que les deux stratégies de maintenance évoquées précédemment soient les principales, on rencontre aussi la maintenance améliorative (MA) qui permet d'améliorer les fonctions des équipements. Ces termes sont définis dans les paragraphes qui suivent.

Pour une revue de littérature des plans et les stratégies de maintenance appliquées dans le réseau électrique, les articles Fraser [FRA-14], Hilber [HIL-08] et El Hadidy [ELH-10] ont fait une classification des politiques les plus répandues dans le secteur des réseaux électriques et d'autres secteurs industriels. Dans ce qui suit, nous faisons une synthèse des différentes stratégies de maintenance utilisées dans l'industrie.

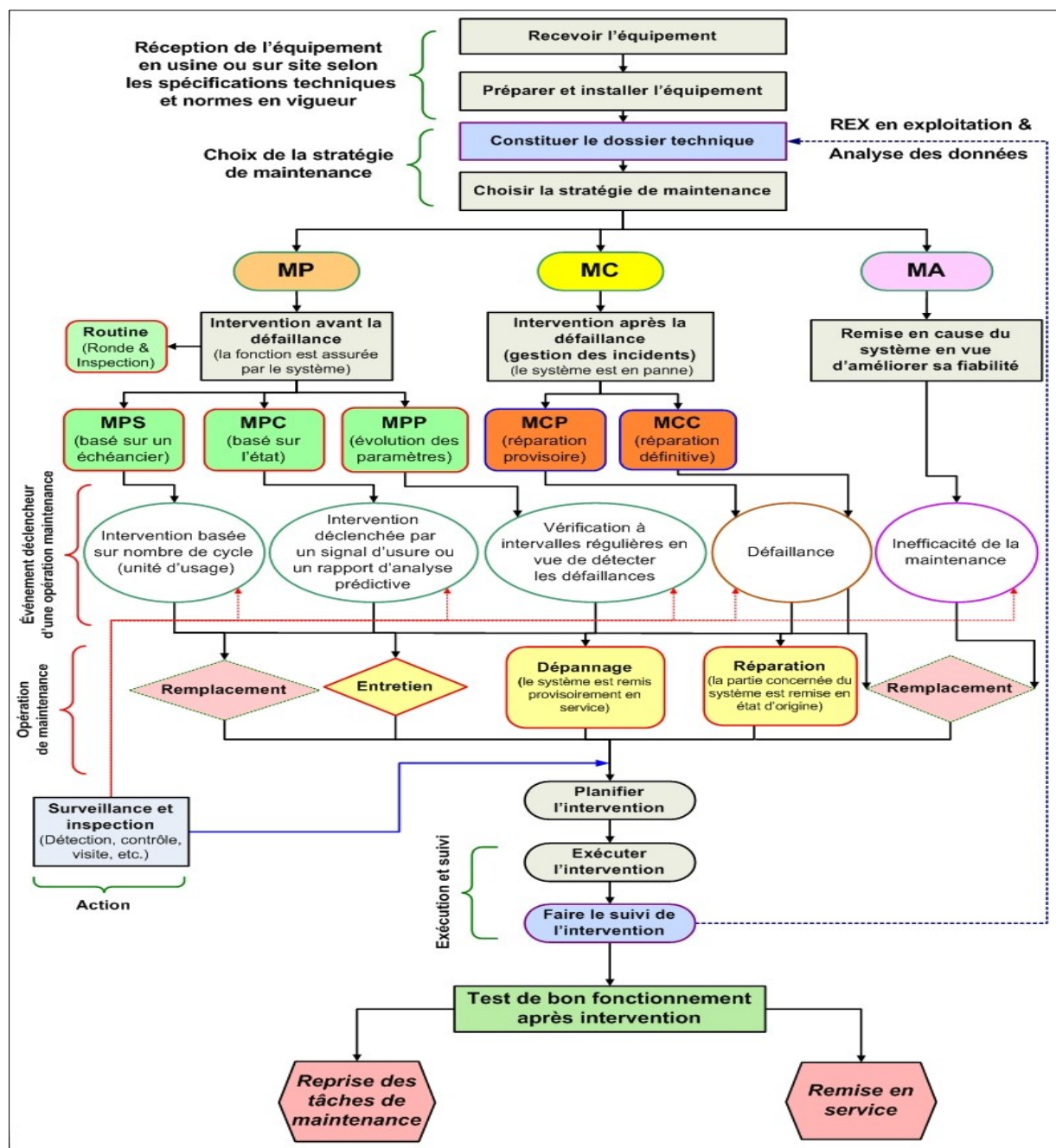


FIGURE II.10. Les types de maintenance existants dans un processus de gestion des actifs

II.6.1. La maintenance préventive

Afin de maintenir en conditions opérationnelles les SED, le concept de durabilité oblige les gestionnaires à améliorer leur niveau global de performance et d'identifier les anomalies potentielles sur les actifs du réseau. C'est dans cet objectif que sont développées les stratégies de MP. D'après la norme AFNOR [AFN-01], la MP est une maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un système, pour améliorer l'état de fonctionnement du système et diminuer le risque d'une panne inopinée. Dans la littérature, la MP peut être parfaite ou imparfaite (cf. § II.5.3). Alors que les actions qui favorisent la réduction des IP et les INP ont un impact à court terme sur la performance du réseau. En effet, l'évolution récente des normes de maintenance associée à une croissance du réseau a eu comme impact de créer un besoin à la hausse des heures reliées à la MP. Le gestionnaire souligne qu'une MP inadéquate sur le réseau pourrait entraîner à moyen terme une détérioration de la continuité

de service et une croissance dans les budgets OPEX. Une synthèse des politiques de MP est donnée par [LAS-11], [OCN-08].

a. Maintenance préventive systématique MPS (Scheduled Preventive Maintenance or TBM) : les actions de MPS sont effectuées en fonction d'un critère simple qui reflète l'état de l'actif, notamment le temps d'utilisation, le nombre d'opérations et le nombre de fonctionnement d'un actif, etc. Quand la valeur de ce critère dépasse un seuil donné, une maintenance est réalisée. Ce seuil est déterminé préalablement grâce à un historique des pannes de l'actif ou d'un actif similaire, ou bien en utilisant la théorie de la fiabilité. La MPS implique donc un système de gestion [HAM-10]. Celui-ci a pour but de planifier les actions de maintenance en fonction de la disponibilité de l'actif, de celle du personnel chargé de ces interventions et du stock de pièces de rechanges nécessaires. La MPS permet en principe de réduire le CM (*le paramètre à optimiser est la périodicité des interventions de maintenance (T) qui minimisent les coûts par unité de temps*). Il est possible de différencier deux sous-types de MPS : les remplacements à intervalles constants (PMP) ou les remplacements basés sur l'âge (ABM), (cf. § II.5.2.1). Cependant, le critère utilisé pour la planification des actions de maintenance ne reflète pas toujours l'état dans lequel se trouve l'actif (e.g. *l'état d'un disjoncteur n'est pas le même après 500 déclenchement sur défaut*). Ceci peut entraîner les conséquences suivantes [VRI-12] :

- maintenance inutile car l'équipement n'en nécessite pas, le seuil de maintenance ayant été estimé de façon pessimiste [ABO-03] ;
- défaillance de l'équipement avant l'action de MPS, nécessitant une MC en raison d'un seuil estimé de façon optimiste.

En suivant l'évolution de l'état de l'actif, on peut espérer de réaliser les actions de maintenance uniquement à bon escient. C'est l'objet de la MPC.

b. Maintenance préventive conditionnelle MPC (Condition-Based Preventive Maintenance CBM) : la MPC (*maintenance prédictive*), consiste à mesurer, de manière périodique ou en continu, des paramètres décrivant au mieux l'état de l'actif afin de déterminer le moment où il faudra effectuer la maintenance. Contrairement à la MPS, cette décision n'est pas basée sur des données statistiques ou historiques, mais sur les données réelles et actuelles de l'actif, il repose sur la mesure, l'observation, le traitement et l'analyse des variables représentatives de la dégradation du composant ou du système permettant d'anticiper la défaillance et de faciliter la réalisation du diagnostic à travers les variables surveillées [VRI-12]. Ce type de maintenance s'organise en fonction de l'état de l'actif et en exige par conséquent un diagnostic en temps réel. Les mesures sont généralement réalisées par :

- les visites périodiques et inspections visuelles sans interruption de service avec un examen minutieux du matériel en service. Les opérations de contrôle sont mentionnées sur une fiche préétablie, elle est rempli au fur et à mesure du déroulement de la visite servant par la suite pour établir le compte-rendu de visite (e.g. *visite d'une cellule disjoncteurs, etc.*) ;
- l'analyse des vibrations (e.g. *système de ventilation d'un TR HTB/HTA, etc.*) ;
- la thermographie par caméra infrarouges. L'intervention « *juste à temps* » pour réaliser des TM n'est décidée que si les paramètres contrôlés mettent en évidence l'imminence d'une défaillance (e.g. *détection des points chauds sur des matériels HTB et HTA, têtes des disjoncteurs, bornes des TR, etc.*). La thermographie est un véritable outil de diagnostic au quotidien pour de nombreuses applications dans le domaine de la MPC. En effet, la plupart des défauts qui surviennent sur les actifs des RED-HTA se traduisent par une élévation de température. Cette élévation même si elle n'est pas perceptible à l'œil nu, est révélée instantanément par l'outil infrarouge. L'utilisation de cette technique

permet ainsi de localiser rapidement des défauts latents en toute sécurité. L'image ci-dessous (fig. II.11) met en évidence des points chauds dus au mauvais contact au niveau d'un disjoncteur BT suite à un desserrage des connecteurs ;

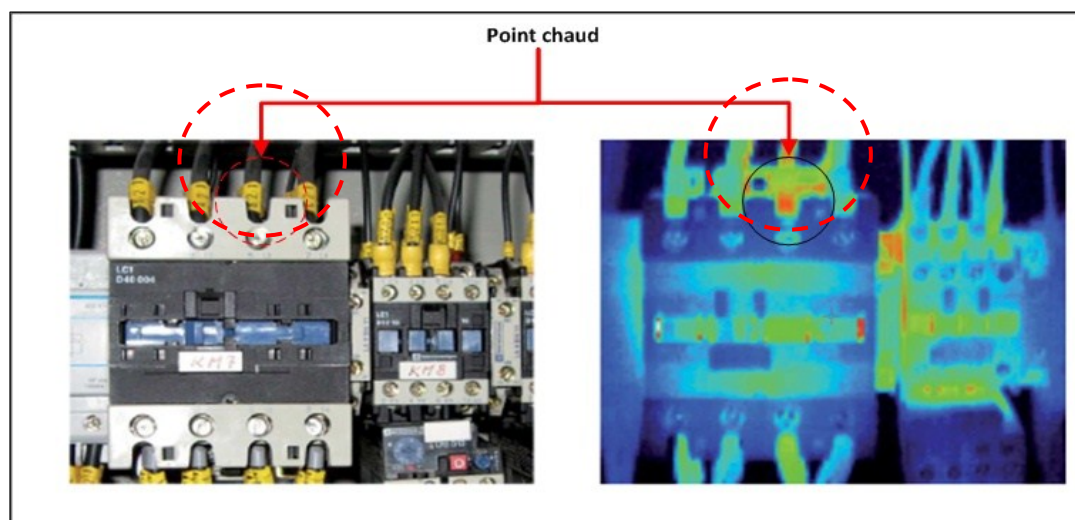


FIGURE II.11. Un point chaud au niveau d'un disjoncteur BT

- analyse des huiles (cf. § IV.5.3.1). En effet, l'indisponibilité d'un transformateur HTA/BT ou HTB/HTA a généralement de lourdes conséquences financières pour les exploitants des réseaux électriques. La CBM sur le transformateur consiste à contrôler dans une périodicité de 1 à 3 ans la qualité des huiles et la rigidité diélectrique [BOU-05] ;
- dans le cas des câbles HTA, la MPC permet de remplacer un câble devenu obsolète au moment opportun. Pour que ce soit possible, il convient de détecter toute apparition d'indices révélateurs de l'état du câble concerné par une analyse des décharges partielles (cf. § IV.5.1.3).

c. Maintenance préventive prévisionnelle MPP : lorsque la MP est effectuée sur la base de l'estimation du temps de fonctionnement correct qui subsiste avant l'observation de l'événement redouté, on parle de MPP. C'est la maintenance exécutée en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation de paramètres significatifs de la dégradation du bien. Une MPP peut prendre en compte l'âge du matériel qui n'est pas forcément calendaire mais par exemple le temps de fonctionnement mesuré depuis la dernière inspection. Le but de cette maintenance est d'agir sur l'élément défaillant au plus près de sa période de dysfonctionnement. Elle doit permettre de réduire la fréquence des pannes tout en optimisant la fréquence des interventions préventives. La MPP ne diffère de la CBM que par l'idée d'extrapolation de la tendance analysée passant de l'état de constatation à l'état de prévision de la dégradation [VRI-12]. À titre d'exemple dans le cadre de la visite type III (VTIII) et dans les conditions normales d'exploitation des disjoncteurs HTA (cf. § III.4.3). La politique générale consiste à définir une périodicité pour chaque type d'appareil en tenant compte des éléments suivants [DOC-12], [PRO-08] :

- les courants de défaut réellement coupés (*valeurs mesurées ou calculées*) : le constructeur définit pour des valeurs particulières du courant coupé (*allant du courant nominal jusqu'au pouvoir de coupure nominal*), le nombre maximal de coupures que le disjoncteur peut supporter sans révision (e.g. disjoncteur HTA type Fluarc FB4 du constructeur Schneider, 10 coupures à 25 kA, 120 coupures à 7,5 kA). Dans ce cas, l'entretien est ramené au contrôle de l'usure des pare-étincelles, leur degré d'usure sans démontage du disjoncteur ;

- les recommandations du constructeur (*nombre de manœuvres et de fonctionnements (NMF)*, qui caractérise l'endurance mécanique et électrique de l'équipement et valeurs maximales des courants coupés cumulés par les disjoncteurs) : pour toutes les manœuvres que subissent les disjoncteurs, les courants coupés sont comptabilisés puis cumulés via le SCADA et le NMF via GMAO (*travaux introduit pour la première fois au niveau de l'ONEE/BE dans le cadre de cette thèse (cf. § IV.3.2).* La VTIII doit être immédiatement programmée une fois la limite prédéfinie par le constructeur atteinte (*e.g. 10000 cycle de fonctionnement ou 40 manœuvres sur défaut pour disjoncteur HTA type Fluarc à SF₆ du constructeur Merlin Gerin*).

Les politiques de maintenance sont relatives aux enjeux considérés par les exploitants. Elles sont aussi relatives aux caractéristiques des SED maintenus. Il en résulte un grand nombre de modèles formulés selon le besoin exprimé. D'une part, les PM ainsi que les modèles associés ont été largement explorés depuis les années soixante, tant pour les matériels réparables que pour les matériels non-réparables. Ces derniers, sont le plus souvent concernés par des politiques de remplacement, en partant du principe qu'il est préférable de remplacer le composant avant la panne afin d'éviter l'interruption du courant et les conséquences qui y sont inhérentes. L'auteur dans [WAN-02] traite de la maintenance des systèmes dégradés. Il résume, classe, et compare les différents PM pour les systèmes mono-composant et multi-composants.

Cette classification permet de reconnaître pour chaque problème de maintenance le meilleur modèle représentant le comportement du système étudié. Ainsi, il a étudié les caractéristiques, les avantages, et les inconvénients de chaque politique. On distingue deux grandes familles de travaux :

- les travaux sur des méthodes et des outils de maintenance ayant un large potentiel applicatif auprès des entreprises. Cette 1^{re} famille de travaux regroupe les concepts généraux sur le management de la maintenance abordées dans les références citées dans ce chapitre (*cf. § II.5*) ;
- les travaux situés sur un plan théorique portant sur la modélisation des stratégies de la maintenance (*cf. § II.5.2.1 & II.5.2.2*). Dans ce domaine, de multiples travaux ont été développés dans la sphère de la recherche depuis les années soixante à nos jours. Plusieurs revues bibliographiques synthétisant la classification des modèles d'optimisation ont été faites successivement par Mc Call [MCC-65], Pierskalla, et al. [PIE-79], Scherif [SCH-81], Valdez, et al. [VAL-89], Aven, et al. [AVE-97], Dekker, et al. [DEK-98], Nakagawa [NAK-05], Nakagawa, et al. [NAK-09] et [YUN-13]. Par exemple, Nakagawa décrit dans [NAK-05] les modèles de maintenance relatifs à l'enjeu de fiabilité et disponibilité des systèmes. Il présente les différents modèles de remplacement, de maintenance et d'inspection appliqués à des systèmes simples, composés d'une ou plusieurs unités. Ces travaux peuvent être classés principalement selon la configuration des systèmes (*cf. § V.2.3.1*) à maintenir et étudiés (*mono ou multi-composants³ disposés en séries-parallèles ou parallèles-séries, en redondance active, passive⁴ ou une combinaison de ces structures*).

Le terme de redondance est un terme général, qui s'emploie lorsqu'un actif peut remplacer un autre actif qui est défaillant. De façon plus particulière, la redondance (*active ou passive*) est une technique d'amélioration de la fiabilité, qui consiste à disposer en parallèle deux ou plusieurs composants, sous-structures ou équipements complets. Dans le cas de la redondance active, tous les composants du système fonctionnent en permanence, ni lorsqu'ils ne sont pas indispensables, compte tenu de l'état de l'ensemble

³ Lorsque les défaillances des éléments en interaction dans un système ne sont pas indépendantes sur le plan stochastique ni sur le plan économique, il y'a nécessité de prendre en compte l'aspect multi-éléments des systèmes (*cf. § II.5.2.2*).

⁴ Dans un système, on dit qu'un composant à l'arrêt est en redondance passive, s'il est sollicité pour fonctionner à la place d'un autre composant dès que ce dernier tombe en panne.

des composants [CHA-14]. La relation entre le nombre de composants opérationnels et la fiabilité du système est associée à la notion de cohérence d'un système [DOO-14]. Elle permet d'identifier sur un système cohérent, les relations minimales entre les défaillances de composants et la défaillance du système.

Nous décrivons, dans ce qui suit, quelques-unes des politiques de MP les plus usuelles dans la littérature.

II.6.1.1. Les politiques d'optimisation de maintenance des systèmes mono-composants

Nous présentons ci-après les politiques de maintenance rencontrées le plus souvent dans la littérature sans qu'elles proviennent pour autant du domaine électrique. L'ensemble de ces stratégies sont des stratégies de MP uniquement. Les PM d'un système mono-composant se divisent en plusieurs catégories. Toutes ces politiques supposent la croissance du taux de défaillance $\lambda(t)$ du composant. On distingue : la politique de MP dépendant de l'âge, périodique, dépendant des indices de défaillance $\lambda(t)$, séquentielle, dépendant des indices de réparation, et la PM dépendant du nombre de réparation et du temps de réparation limite [ELA-03], [MAC-12]. Pour d'autres descriptions, l'auteur dans [WAN-02] présente une revue détaillée des politiques et modèles de MP en fonction des stratégies adoptées par l'industriel.

a) Politique de maintenance dépendant de l'âge (Age-Based Maintenance (ABM))

Dans le cas de cette stratégie de maintenance, une unité subit une action de MP à un âge prédéterminé T , où T est une constante représentant la périodicité de la MP. Si le système subit une action de maintenance parfaite au temps T , son âge devient nul [NAK-05]. C'est la stratégie la plus commune et la plus populaire (e.g. remplacement des boîtes d'extrémités après cinq ans de la date de mise en service, etc.).

Notons qu'une action de MP à l'âge T (fig. II.12) ou une action de MC réalisée après la panne peut être parfaite (remplacement), minimale (dépannage) ou imparfaite (cf. § II.5.3). Donc, pour cette stratégie plusieurs modèles peuvent être construits selon le type de MP et de MC appliquées ainsi que la structure de la fonction de coût [WAN-06]. Évidemment, dans le cas de cette stratégie, le $\lambda(t)$ est supposé croissant avec l'âge [YUN-13].

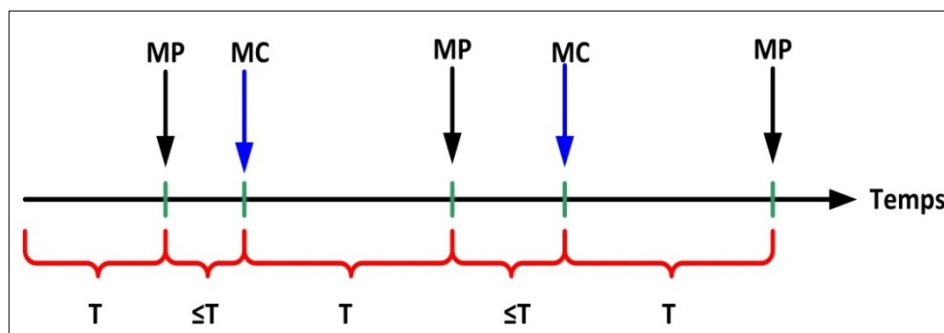


FIGURE II.12. Le PM dépendant de l'âge

Les CM sont en général une fonction de T et du nombre de pannes (N) qui sont les deux variables de décision du problème modélisé par cette stratégie. Différentes stratégies de MP basées sur l'âge dérivant des modèles de maintenance sont résumées dans Wan, et al. [WAN-06], Laggoune [LAG-09], El Aoufir [ELA-03] et Sakar [SAK-12].

b) Politique de maintenance périodique (PMP)

Dans le cas de cette stratégie de maintenance, une unité subit une action de MP à des intervalles de temps fixés kT ($k=1,2,\dots,n$) indépendamment de l'historique des défaillances de l'unité, et réparé suite à une panne où T est une constante (fig. II.13) [MAC-12]. La MP est imparfaite dans le sens qu'après cette intervention, le composant peut être soit « *AGAN* » avec une probabilité p soit « *ABAO* » avec une probabilité $1-p$ [LAG-09].

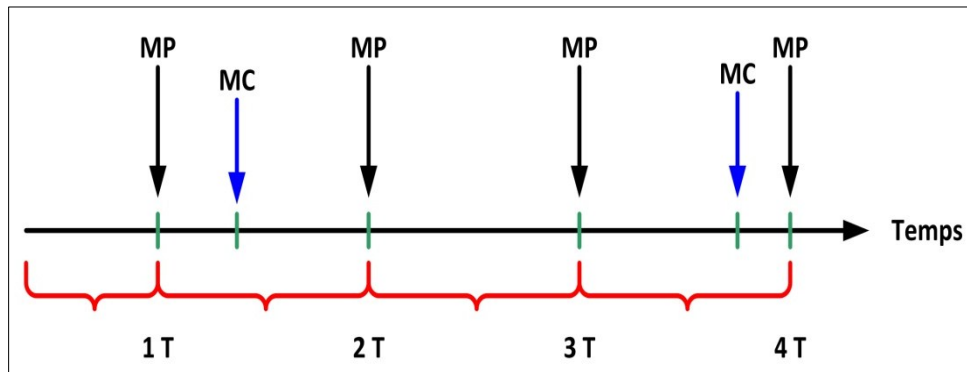


FIGURE II.13. Le PM périodique

Après un remplacement préventif, le processus se répète. Plusieurs d'autres stratégies dérivent de la stratégie périodique [SCH-11] :

- la stratégie de remplacement par bloc « *Block replacement policy* » dans laquelle un composant est remplacé à des temps prédéterminés kT ($k=1,2,\dots,n$) et à la panne. Cette stratégie tire son nom de la pratique communément utilisée consistant à remplacer un bloc ou un groupe de composants du système à des intervalles de temps prescrits kT ($k=1,2,\dots,n$) indépendamment de l'historique de défaillance du système et elle est souvent utilisée dans le cas des SMC, ou quand les actions de MP sont parfaites [WAN-06] ;
- la stratégie de remplacement périodique avec réparation minimale si défaillance « *Periodic replacement with minimal repair at failures* » sous laquelle un composant est remplacé à des temps prédéterminés kT ($k=1,2,\dots$) et les défaillances du système entier sont traitées avec une réparation minimale ;
- la troisième stratégie de base est la stratégie de non remplacement après défaillance « *no failure replacement* » sous laquelle un composant est toujours remplacé aux instants kT ($k=1,2,\dots$) mais après défaillance il n'est pas remplacé [JAM-05], [SAR-12].

L'optimisation de cette politique peut se faire selon un critère de coût et / ou de disponibilité en faisant varier la durée de la période T et le type des réparations effectuées. Le type de maintenance et son degré dépendent du type des systèmes, leurs coûts ainsi que leurs exigences en termes de SdF. Différentes stratégies de PMP sont résumées dans, *El Aoufir* [ELA-03], *Laggoune* [LAG-09], *Taghpour* [TAG-12] et *Lee* [LEE-14].

c) Politique de maintenance prenant en compte le taux de défaillance

La MP est exécutée seulement quand le $\lambda(t)$ ou bien la fiabilité d'un système atteint un niveau prédéterminé. Cette politique, basée sur le principe de MPC, fait que le composant travaille toujours au-dessous d'un niveau donné de fiabilité [YUX-10], [NAK-05]. Les pannes qui interviennent sont réparées. En effet, *Malik* [MAL-79], considère un système fiable et détermine les dates de la MP de

sorte que le système fonctionne à un niveau plus grand ou égale au niveau minimal acceptable de la fiabilité.

d) Politique de maintenance séquentielle préventive (PMSP)

Contrairement à la politique de MP périodique, ce type de stratégie de maintenance opère suivant des périodes non fixes de sorte que les intervalles entre deux MP deviennent plus courts à mesure que le matériel vieillit. Cette politique repose sur le principe de la MPS. À la différence de la PMP, le composant est préventivement maintenu à des intervalles de temps inégaux dans le cadre de la politique séquentielle. L'un des premiers modèles concernant cette stratégie fut proposée par [BAR-87] qui, en partant d'une politique de remplacement à âge fixe, propose un PM optimal en se référant au temps restant avant remplacement du matériel. Les coûts de maintenance qui engendrent cette nouvelle politique sont ainsi amoindris par rapport à la politique d'origine. Différentes stratégies de PMSP dérivant des modèles de maintenance sont résumées dans [NAK-09] et [SAR-12].

e) Politique de maintenance prenant en compte des coûts de réparation

Une PM sous contrainte de coût de réparation consiste à réparer un composant défaillant si le coût de réparation estimé est inférieur à une limite prédéterminée. Cette stratégie basée sur le principe de la MPC propose d'établir une limite de coût de réparation. Si le composant tombe en panne et si le coût de réparation est supérieur à la limite, le composant doit être intégralement remplacé. Nakagawa [NAK-05] a proposé que le système soit réparé que s'il est en panne : si la réparation n'est pas accomplie dans un temps indiqué T (s'appelle le temps limite de réparation), il est alors remplacé [SAR-12]. D'autres stratégies de cette politique sont résumées dans *Change* [CHA-14].

f) Politique de remplacement des systèmes à dégradation graduelle

Dans le cas d'une stratégie de MPC, la défaillance du système est caractérisée par un seuil de panne. On distingue, la (i) PM des systèmes où la dégradation est connue et, (ii) la PM des systèmes où la surveillance du système est périodique. Les travaux faits par Castanier [CAS-02] et Vrignat [VRI-12] sont des bonnes références pour approfondir ce thème. Par ailleurs, outre les modèles d'optimisation des systèmes mono-composants, d'autres approches sont proposées en tenant compte de la structure des systèmes et actifs à maintenir.

II.6.1.2. Les politiques d'optimisation de maintenance des systèmes multi-composants

Les systèmes industriels sont constitués de plusieurs composants avec diverses relations entre eux. Néanmoins, la plupart des travaux développés optimisent la maintenance avec des modèles des systèmes mono-composants. Ceux-ci sont nécessaires pour créer les bases permettant d'étudier les SMC [NAK-09]. Toutefois cette hypothèse est assez forte par rapport aux systèmes existants dans la réalité rendant les modèles mono-composants difficiles à exploiter dans le monde industriel [WAN-02]. Les relations entre divers composants ajoutent une complexité à l'étude de SMC. Un SMC peut être considéré comme une généralisation d'un système mono-composant [MAC-12]. Les PM d'un SMC se réduisent en celles d'un système mono-composant dans le cas où les composants sont indépendants (économiquement et structurellement) [RUI-13].

Les dépendances économiques interviennent lorsqu'il est plus efficace de maintenir des composants ensemble que de les maintenir les uns après les autres, elle implique la rationalisation des coûts par le regroupement d'opérations de maintenance [THO-09]. Les dépendances structurelles interviennent lorsqu'on ne peut pas maintenir un composant sans qu'il y ait des conséquences sur les autres dus à la

proximité physique entre eux (e.g. les redondances dans les systèmes de protection). Par contre, les dépendances stochastiques supposent que l'état d'un composant peut affecter l'état d'un autre composant [RUI-13]. Dans le cas où les composants sont dépendants, on adopte la maintenance par groupe ou la maintenance opportuniste.

a) Politique de maintenance par regroupement (PMG)

Ce type de maintenance est considéré comme le meilleur du point de vue de la fiabilité ou du coût opérationnel du système [MAC-12]. Cependant, l'établissement de cette politique pose quelques problèmes. Une classe de problèmes consiste à l'établissement des catégories de composants qui devraient être remplacés quand une défaillance se produit. Une seconde classe concerne la réduction des coûts en incluant les pièces redondantes dans le système. Une troisième classe des travaux s'intéresse à l'établissement des PM par regroupement pour des systèmes à composants indépendants, et qui ont le même taux de défaillance λ [SAK-12]. On distingue trois types de politiques de maintenance par groupe à savoir [MAC-12] :

- la politique de maintenance par groupe à l'âge T . Elle consiste à faire un remplacement par groupe quand le système atteint l'âge T ;
- le remplacement par groupe après m défaillances. Elle consiste à faire une inspection globale du système après m défaillances
- et la politique (m, T) de remplacement par groupe, qui combine les avantages de ces deux dernières politiques (m défaillances et âge T). Elle consiste à remplacer par groupe quand le système atteint l'âge T , ou bien, quand les m défaillances sont produites. Elle exige des inspections après m défaillances ou à l'âge T . Durant une inspection, toutes les unités défaillantes sont remplacées et toutes les autres unités sont maintenues « AGAN ». Les variables de décision de cette politique sont m et T .

b) Politique de maintenance opportuniste (PMO)

La maintenance opportuniste (MO) est une stratégie de MP consistant à tirer parti de l'arrêt programmé d'un système pour remplacer non seulement la pièce usée ou le composant déficient mais aussi plusieurs pièces ou composants proches qui ne sont pas encore dans cet état [SAK-12]. Dans l'article Zheng [ZHE-91], l'auteur a proposé une politique opportuniste basée sur la tolérance de taux de défaillance $\lambda(t)$ pour les composants d'un SMC. Un composant est remplacé quand son $\lambda(t)$ atteint une valeur L ou bien il est en panne avec un $\lambda(t)$ situé dans un intervalle prédéterminé $(L-u, L)$. Dans le premier cas, tous les autres composants dont le $\lambda(t)$ se situe dans $(L-u, L)$ sont remplacés. Le composant est minimalement réparé si le $\lambda(t)$ est entre $(0, L-u)$.

L'auteur dans [WAN-02] a proposé deux nouvelles PMO pour un système redondant k/n (système à n composants qui fonctionne si au moins k composants parmi les n fonctionnent). Dans ces deux politiques, des réparations minimales sont exécutées sur les composants défaillants avant un temps t . Une MP est exécutée si le système n'a pas été sujet à un remplacement avant $T < t$. En effet, la réalisation des TM implique souvent une IP des actifs concernés [LIP-10]. La PMO est mise en œuvre pour tirer parti d'économies dues à des dépendances économiques principalement [VRI-12], [ZHE-11], [SAK-12].

Dans Hasnida [HAS-14], l'auteur donne une revue de littérature de l'ensemble des publications concernant la PMO depuis 1963 jusqu'à 2013.

II.6.2. La maintenance corrective

La maintenance corrective (MC), est effectuée après une défaillance du système. Son but est de remettre l'équipement en état de fonctionnement. Il faut toujours être prêt à faire face à une panne : il est donc nécessaire d'avoir sur place du personnel qualifié ainsi qu'un nombre suffisant de pièces de rechange (fig. II.14). Ceci entraîne un coût supplémentaire qui vient s'ajouter à la perte financière due au manque à gagné causé par les pannes [ELA-03]. Elle peut être classée en réparation parfaite, minimale ou imparfaite [BRI-09]. Ces activités englobent deux types d'intervention à savoir :

- les interventions palliatives : des réparations ou des remises en état à caractère provisoire sont effectuées (e.g. complément SF_6 , remplacement d'un composant, etc.) ;
- les interventions curatives : des réparations ou des remises en état à caractère permanent sont effectuées (e.g. réparation TR HTA/BT à la suite d'une avarie, etc.).

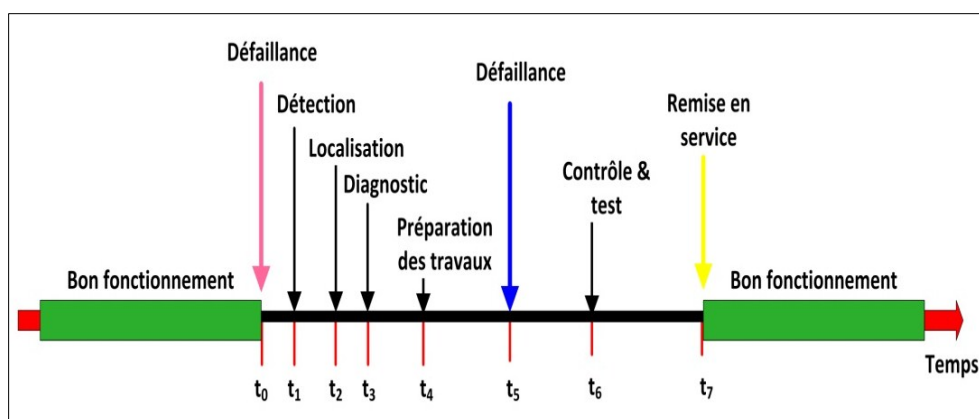


FIGURE II.14. Processus de déroulement d'une MC sur un RED-HTA

II.6.3. Effets de la maintenance sur l'actif et sa fiabilité

En pratique, lorsqu'une opération de maintenance est effectuée, qu'elle soit corrective ou préventive, il convient de s'interroger sur l'impact qu'elle a sur les caractéristiques de l'appareil maintenu en général et sur sa durée de vie en particulier. D'après les précédents paragraphes, on constate l'étendue des enjeux liés à la maintenance et le rôle central qu'elle joue dans la vie réelle et économique d'un actif en exploitation. Déterminer l'impact qu'ont les TM sur des critères d'intérêt tels que la fiabilité, la disponibilité, la sécurité et l'environnement devient capital pour faire face à ces enjeux et mieux maîtriser les risques qui s'y rattachent. La maintenance peut être caractérisée, selon son effet sur l'état du système après avoir reçu une action de maintenance, en trois modèles de maintenance classique, à savoir [LAG-09] :

➤ **Modèle de réparation (maintenance) parfaite (RP)** : ce modèle suppose qu'après une action de maintenance, l'équipement retrouve un état de fonctionnement semblable à celui d'un nouveau matériel. Le composant après maintenance est dit « *AGAN* ». Le système réparé a la même distribution de durée de vie et la même fonction du $\lambda(t)$ qu'un système nouveau.

➤ **Modèle de réparation (maintenance) minimale (RM)** : le modèle de RM suppose que l'effet de l'action de maintenance et de remettre le composant dans l'état exact où il était juste avant la défaillance. Le composant après maintenance est dit « *ABAO* » [CHA-14]. Le taux de défaillance $\lambda(t)$ est alors une fonction uniquement du temps et ne dépend donc pas du passé du processus [TAN-14], [OSA-02] et [SOR-11].

➤ **Modèle de réparation (maintenance) imparfaite (RI)** : c'est un modèle intermédiaire aux deux

précédents et existe sous différentes approches. Le terme RI a été utilisé pour la première fois par [BRO-83]. Dans le modèle de Brown [BRO-83], le matériel est AGAN avec une probabilité (p) et ABAO avec une probabilité ($1-p$). L'impact de la maintenance est mesuré à travers la probabilité p : plus p est proche de la valeur 1, plus la maintenance n'a de chance d'améliorer l'état du matériel. Evidemment, si $p=1$ la réparation coïncide avec la RP et si $p=0$ elle coïncide avec la RM.

II.7. Orientation des politiques de maintenance

Les décisions d'appliquer une politique de maintenance reposent sur deux critères, qui déterminent les orientations stratégiques, notamment, le coût (*le contrôle des coûts de maintenance est la base essentielle pour l'identification des actifs gros consommateurs des OPEX pour éviter les pratiques opérationnelles coûteuses*) et la SdF. D'ailleurs, les différentes stratégies existantes s'articulent autour des points ci-après :

a) Stratégie basée sur la gestion patrimoniale et le « Life Cycle Cost (LCC) »

La gestion patrimoniale d'un RED-HTA est une approche à long terme qui tient compte de l'état du patrimoine tout au long de son cycle de vie dans le but d'assurer le niveau de performance requis avec un facteur risque donné. Dans le cas d'un RED-HTA cela peut donc se définir comme un processus de planification visant l'optimisation, de la conception, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des RED-HTA. En effet, ce processus se traduit par un ensemble d'actions à entreprendre à court, moyen et long terme, tout en garantissant un prix de kWh distribué acceptable pour les consommateurs, et un niveau de performance du service élevé. Il doit, en permanence, s'adapter à la réglementation en vigueur, le contexte budgétaire et la situation des actifs en exploitation.

La grandeur LCC « coût du cycle de vie » désigne la somme des coûts CAPEX de l'actif, des coûts cumulés d'utilisation et des coûts OPEX, sur la durée de vie de l'actif. La difficulté majeure de cette approche est l'estimation des différents coûts intervenant durant le LCC d'un actif (*cf. § II.8.2*).

b) La maintenance dans une approche fondée sur la fiabilité

Une maintenance efficace des actifs permet de réduire la fréquence et la durée des INP des RED-HTA. Cependant, lors de l'exploitation du réseau, l'intérêt est principalement porté sur des sous-systèmes. La disponibilité de ces sous-systèmes peut s'améliorer en optimisant la fréquence et la durée des IP, qui ont un coût relativement faible par rapport aux INP. Par conséquent, la stratégie de maintenance doit tenir compte des dépendances et indépendances qui existent entre les différents composants du système. Pour un sous-système donné, les tâches d'entretien de plusieurs équipements peuvent être effectuées lors d'une même coupure programmée.

La limitation du budget consacré à la maintenance ajoute une contrainte économique aux défis techniques lorsque la réduction des coûts des défaillances dues à une politique de maintenance est supérieure au coût de cette PM. Le compromis entre ces différentes contraintes constitue le principe de base de la maintenance basée sur la fiabilité (RCM). Elle constitue une approche globale d'aide à la décision pour déterminer les besoins en actions de maintenance préventive dans son contexte opérationnel permettant de maîtriser les coûts et le niveau requis de la disponibilité d'une installation ou d'un système, et plus largement, pour garantir un niveau de sûreté de fonctionnement. C'est une démarche rationnelle qui vise à limiter au mieux les conséquences des défaillances d'origine matérielle, sur le fonctionnement de l'installation. Un programme de RCM ne contient que les TM qui satisfont les deux critères suivants [HIL-08] :

- faisabilité : déterminée par les caractéristiques de l'équipement ;
- efficacité : définie en fonction des conséquences que les TM sont censées prévenir.

Dans les années 1990, la RCM (*qui a été créé à l'origine pour l'industrie aéronautique*), est devenue une méthode reconnue pour la planification de l'entretien des réseaux électriques. Ce concept utilise des données de fiabilité pour améliorer la conception et l'entretien futur. Ces stratégies d'entretien, plutôt que d'être appliquées indépendamment, sont intégrées pour tirer parti de leurs compétences respectives afin d'optimiser l'efficacité tout en minimisant les coûts du cycle de vie des processus. En France, on peut retrouver cette démarche chez l'EDF avec la mise en œuvre d'une démarche dite « *Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF)* » [HAS-14]. En adoptant la méthodologie RCM, les compagnies d'électricité vont avoir un grand changement dans leurs stratégies de maintenance. À la différence des autres domaines d'application de la RCM, l'aéronautique et l'industrie nucléaire, les équipements du réseau électrique sont, pour la plupart, réparables ; les défaillances ont un certain niveau d'acceptabilité en nombre et en durée, ce qui n'est pas le cas pour l'industrie nucléaire où la criticité des défaillances est très importante. Donc, le gestionnaire du réseau électrique de transport a un nombre plus important d'alternatives pour améliorer sa politique de maintenance. La méthodologie RCM est une méthode systématique qui a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche ces dernières années, où la maintenance des différents composants du système se manifeste par une amélioration de la fiabilité globale du système [TSA-04], [HAS-14]. Son premier objectif est de préserver le fonctionnement du système, c'est-à-dire de garder le maximum de disponibilité. Par conséquent, les composants critiques du système sont prioritaires lors de la planification des tâches d'entretien [HIL-08], [BER-02]. Cette stratégie a été utilisée avec succès dans le développement de notre approche d'optimisation des travaux de maintenance des RED-HTA en particulier les PS HTB/HTA (*cf. § IV.5.3.1*).

❖ **Expérimentation de la MBF des réseaux électriques dans le monde**

Cette méthode a été expérimentée pour optimiser la maintenance des réseaux de transport d'électricité dans plusieurs pays du monde à savoir :

⇒ ***Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité, EDF France***

L'opérateur français EDF a généralisé à toutes ses installations une méthode de maintenance préventive inspirée de l'OMF (*Optimisation de la maintenance par la fiabilité*) utilisée depuis longtemps dans l'aéronautique. Elle consiste à traiter préventivement les anomalies latentes ou avérées, en combinant différentes opérations de maintenance codifiées, exécutées de manière échelonnée selon une périodicité régulière. La panoplie comprend des opérations légères (*surveillance visuelle, surveillance par thermographie, essais fonctionnels simples par télécommande à distance*) exécutées à un rythme mensuel ou pluri-mensuel, et des opérations plus complexes (*remplacement de pièces d'usures et reconditionnements*) exécutées à intervalles de plusieurs années. Cette méthode poursuit trois buts :

- réduire les CM sans dégradation de la fiabilité ;
- améliorer la SdF des installations (*en étant plus pertinent sur les périodicités et les éléments à maintenir*), et maîtriser la durée de vie des actifs. Elle s'appuie sur :
 - ✓ le classement des défaillances du système par ordre de priorité pour leur assigner une maintenance adaptée ;
 - ✓ l'utilisation du REX sur les défaillances passées pour axer la maintenance sur les composants les moins fiables [ADO-10].

⇒ **Stratégies et gestion de la maintenance par la fiabilité, RED ELECTRICA**

La stratégie de la gestion de la maintenance par la fiabilité adoptée par l'opérateur espagnole RED-ELECTRICA est reposée sur les grands axes suivants [RED-05] :

- le développement des stratégies et la planification et coordination des actions clés ;
- l'intégration des systèmes de gestion et la gestion de la qualité et des indicateurs ;
- la monitorisation, l'innovation technologique et la gestion du personnel et formation, etc.

Les principales fonctions sont entre autres :

- exécuter les travaux de maintenance conformément aux critères et aux plans mentionnés, et réaliser des mises en services d'installations, en assurant l'état correct et la documentation nécessaire dans le transfert d'actifs ;
- définir des critères de maintenance, les principes de remplacement et ceux de disponibilité de pièces de rechange ;
- établir des plans de renouvellement et d'amélioration qui assurent la fiabilité et la qualité du service ;
- gérer la maintenance intégrale des actifs en s'appuyant sur les démarcations, et implanter des procédés techniques et contribuer aux spécifications d'équipements, matériaux et services.

Pour plus d'information sur la méthodologie à suivre pour la mise en place, une étude RCM et AMDEC d'un réseau électrique, le lecteur peut consulter les références comme, *Adoghe* [ADO-10], *Afey* [AFE-10], *Bertling* [BER-02] et *Halimi* [HAL-14].

II.8. Optimisation de la maintenance

L'intérêt essentiel dans le monde de la distribution de l'énergie électrique est de chercher un équilibre entre la SdF des réseaux et les OPEX y afférents. En effet, la mondialisation et l'ouverture progressive du marché de la distribution de l'énergie électrique au Maroc à la concurrence, et l'importance accordée à la gestion de maintenance, des risques et des dysfonctionnements, généreront une concurrence et une compétitivité de plus en plus importantes. Cela conduit d'une part à minimiser les coûts OPEX liés au fonctionnement des RED-HTA et d'autre part, à concevoir des systèmes fiables pour répondre aux exigences de la qualité de service rendu aux clients finaux [SIM-11]. Tout ceci souligne l'importance de la recherche sur l'optimisation de la fiabilité et disponibilité des RED-HTA. L'allocation de fiabilité vise la conception et l'exploitation des RED-HTA sûrs avec des coûts minimaux en adoptant une méthodologie efficace et applicable très facilement. Dans cette famille de modèles d'allocation, on distingue les méthodes reposant sur la maximisation de la fiabilité sous contrainte de coût de maintenance, et les méthodes reposant sur la minimisation des coûts sous contrainte de fiabilité, ou encore des approches bi-objectifs cherchant un compromis entre la fiabilité et le coût. Vu que les RED-HTA modernes sont très dynamiques et accessibles pour des interventions, de nombreuses recherches s'engagent dans le domaine de l'optimisation de la fiabilité et la disponibilité [AFE-10]. Une grande partie de ces recherches se concentrent sur la thématique des politiques optimales de maintenance, qui s'appliquent aux systèmes existants.

Pendant la durée de vie d'un actif installé sur le RED-HTA, on peut améliorer son fonctionnement par emploi de la MP et / ou MC, et par l'intégration de tests de monitoring / et ou des diagnostics. Lorsque la durée de vie d'un actif est très longue, l'objectif est d'optimiser sa performance à long terme en considérant son fonctionnement stationnaire. Le but d'une exploitation intelligente est donc d'optimiser le

fonctionnement du RED-HTA sous certaines contraintes. L'étude de la SdF des RED-HTA soumis à des stratégies de maintenance, et de réparation, doit être couplée avec les contraintes économiques essayant de réduire l'OPEX. Il est nécessaire de disposer d'outils et méthodes permettant d'analyser les systèmes et d'évaluer quantitativement leurs performances en termes de SdF au sens large, c'est-à-dire de fiabilité et de maintenance, tout en respectant les contraintes économiques. L'auteur dans [ZIL-09] développe une approche de modélisation du fonctionnement d'un SMC maintenu par une stratégie de maintenance complexe, ainsi qu'une démarche d'évaluation de ses performances. L'objectif était d'aboutir à un outil d'aide à la décision pour construire des PM en effectuant des choix entre les différentes alternatives identifiées suite à l'application de la méthode RCM. Les premiers scientifiques traitant le problème d'optimisation de la maintenance, datent des années 1950 et 1960. Les modèles d'âge et de remplacement par bloc (cf. § II.5.2.1) ont été les bases pour l'optimisation pendant cette période. En 1970, la surveillance conditionnelle est devenue une approche répandue en utilisant des informations physiques des états des équipements. Également des méthodes systématiques ont été exploitées dans l'établissement des programmes de maintenance dans le cadre d'une politique RCM [HIL-08], [HEO-14], [MAH-14]. La RCM est devenue l'approche la plus utilisée dans les industries. Cette méthode oriente la maintenance vers les unités critiques du point de vue de la fiabilité, de la sécurité et de la maintenabilité. La RCM a vu plusieurs extensions visant l'introduction du coût et de modèles de fiabilité adaptés.

Dans un schéma coût et efficacité, l'optimisation de la maintenance consiste à trouver la balance optimale entre MP et MC tout en respectant les objectifs fixés [HIL-08]. Il faut alors déterminer les instants de maintenance et les actions à effectuer de manière à optimiser un critère de décision fixé. Ce critère de décision peut aussi bien reposer sur le coût, (e.g. un coût moyen de maintenance par KWh distribué), que sur la disponibilité du système ou encore la sécurité [SIM-11]. La figure II.15 est une illustration des effets de la fréquence des opérations de maintenance sur les coûts liés soit à la MC, soit à la MP.

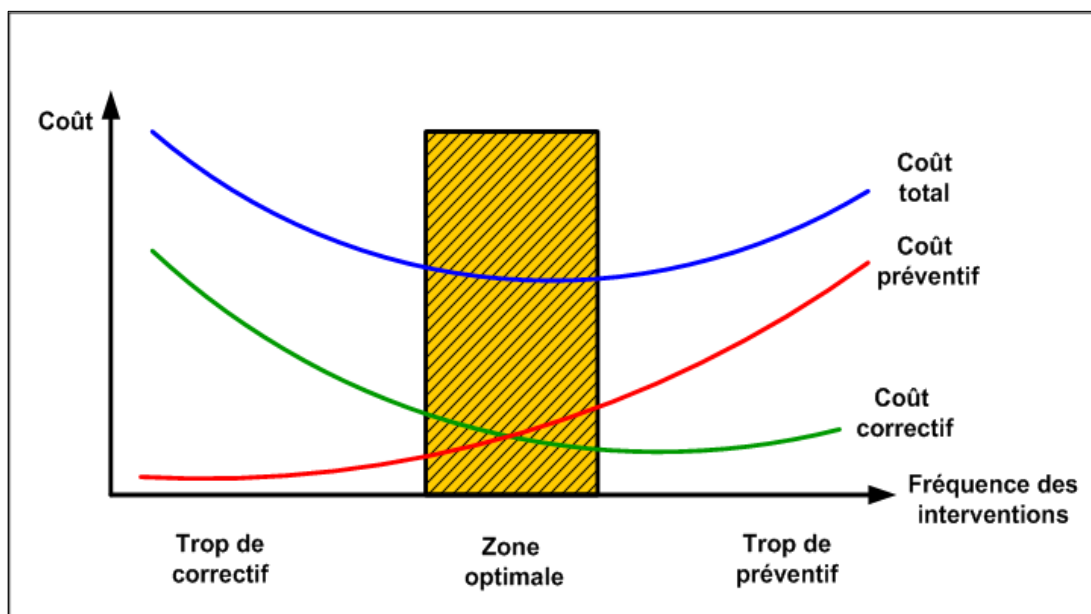


FIGURE II.15. L'équilibre entre la MP et la MC

L'augmentation du nombre d'interventions sur le SED permet de réduire les effets indésirables engendrés par une panne mais pénalise le fonctionnement du système et peut entraîner une augmentation du son coût OPEX. Il existe plusieurs approches pour l'optimisation de la MP, en fonction, de facteurs

de décision, de l'horizon de temps et du nombre de composants. En effet, cette optimisation est réalisée avec l'objectif, de (i) la SdF en vue de maximiser ces indices avec des contraintes données, et (ii) de minimiser le coût total OPEX avec différentes contraintes, sur la sûreté et / ou des exigences sur la maintenance. En ce qui concerne l'horizon de temps, il existe deux concepts utilisés pour l'optimisation de la maintenance. La première démarche conduit à des intervalles fixes pendant les maintenances. Cette approche est normalement appliquée quand le coût n'est pas l'objectif principal. Lorsque l'on vise des objectifs de coût, et lorsqu'on utilise la valeur actualisée, les intervalles de maintenance deviennent généralement variables. Les coûts de toutes les actions et leurs effets sont recalculés à la valeur présente. Nous reviendrons en détail dans le chapitre IV sur la méthode que nous avons développée pour l'optimisation de la maintenance des RED-HTA.

II.9. Les coûts de maintenance

II.9.1. L'importance des coûts de maintenance

L'activité de maintenance vise à garantir le bon fonctionnement des SED tout en assurant la sécurité des personnes et des biens et en préservant l'environnement en prenant en compte la double contrainte de performance et de moindre coût et en maximisant la durée de fonctionnement. Cependant, les RED-HTA connaissent une évolution structurelle vers une forte complexité technologique, du fait de l'intégration croissante des systèmes constitutifs et de leurs fonctionnalités opérationnelles. Cette évolution se traduit par des coûts importants des programmes de développement des réseaux et par des charges de soutien et de maintenance, voire de mise au rebut, elles-mêmes tendanciellement croissantes. En effet, la mise en place d'une organisation rationnelle de la maintenance se traduit rarement par des gains immédiats sur les dépenses relatives à la maintenance et aux arrêts des actifs. Les CM prennent en compte les éléments tels que la main-d'œuvre (*formation, salaire, etc.*), les pièces de rechange (*achat, transport, etc.*), les équipements supports (*amortissement, exploitation, etc.*), les infrastructures (*loyers, amortissements des locaux, assurances, etc.*), etc. Or, ces coûts sont, comme toutes les charges, à prendre en compte dans le calcul du prix de revient d'un kWh distribué à la clientèle.

Toutefois, le suivi des coûts de maintenance est nécessaire afin de vérifier si leur évolution est correcte à la baisse qui représente le signe d'une organisation satisfaisante de la maintenance. Les paramètres qui influencent ces coûts sont, (i) le type de maintenance, (ii) la nature des opérations effectuées, (iii) la durée de l'intervention, et (iv) l'indisponibilité éventuelle des RED-HTA. L'analyse des CM constitue une aide précieuse à la décision pour le top management de la DCD, qui le permet d'établir ses choix fondamentaux, à savoir :

➤ Établir un budget prévisionnel annuel qui s'articule autour de deux étapes :

- préparation des OPEX⁵, la lourdeur de la charge budgétaire des activités O&M est inversement proportionnelle à la qualité des réseaux en termes de maîtrise technologique et de fiabilité opérationnelle ;

- préparation des CAPEX (*investissements corporels ou incorporels*), dans un RED-HTA, 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 avec un suivi de l'exécution des budgets et contrôler les coûts [RUI-13].

➤ Établir le rapport MP / MC à mettre en œuvre et vérifier davantage l'efficacité des actions de la maintenance ;

⁵ Correspondent à tous les coûts liés à l'exploitation et la maintenance du RED-HTA. Ces coûts regroupent toutes les prestations par niveau de réseau qui sont en rapport direct avec l'exploitation et le fonctionnement du dit réseau pour une période donnée (un an par exemple).

- Décider du recours ou non à la sous-traitance et à la main d'œuvre externe ;
- Déterminer et valoriser les indicateurs de CM qui représentent l'ensemble des dépenses de la maintenance et peuvent être classés en trois types d'indicateurs :
 - les indicateurs de niveau de maintenance par rapport aux matériels (*l'indicateur essentiel est l'OPEX par rapport à la valeur à neuf de l'équipement ou l'ouvrage*) ;
 - les indicateurs de coûts de répartition par nature de dépenses maintenance ;
 - les indicateurs de coût par nature d'intervention de maintenance.
- Fournir des inputs pour la planification et développement de nouveaux RED-HTA, et un feedback pour le top de management et améliorer la fiabilité et disponibilité des SED ;
- Connaître les CM en détail : par nature (*personnel interne, sous-traitants, outillage, pièces de rechange*), par type de visite (*MP, MC et MA*), et par type d'actif de réseau (*disjoncteur, OCR, etc.*). Elle permet d'orienter efficacement toutes les décisions liées à la gestion de la maintenance.

II.9.2. La maintenance et le LCC de RED-HTA

Quatre types de modèles de calcul de CM existent dans la littérature. Le 1^{er} modèle est basé sur la fiabilité et la disponibilité des systèmes. Le 2^{ème} repose sur la maintenance et la détermination des CM à partir d'une problématique de choix de PM [ZIL-09]. Le 3^{ème} modèle est basé sur les théories économiques où plusieurs chercheurs proposent des méthodes de sélection de partenaires dans un environnement réseau en se basant sur la maximisation de la valeur ajoutée de l'activité [ELA-03]. L'évaluation économique permet la comparaison des coûts économiques des différentes options du programme maintenance. Les catégories de coûts doivent être soigneusement identifiées car elles n'interviennent pas de la même manière dans les opérations de comparaison. Le 4^{ème} type de modèle est basé sur la théorie du cycle de vie, c'est-à-dire pour le cas d'un RED-HTA, la succession des phases de la vie d'un réseau depuis sa conception jusqu'à ses évolutions [KAF-01], [DUM-01]. La stratégie du LCC est basée sur la détermination du coût de maintenance d'un actif sur la durée de son cycle de vie [AFN-01]. Cette démarche permet l'optimisation du coût global d'un système sur l'ensemble de son LCC [FOU-05], [EDI-07]. Ce concept est principalement utilisé dans une démarche décisionnelle pour choisir une PM à appliquer et l'âge adéquat de remplacement de l'actif. Cependant, la difficulté majeure de cette approche est l'estimation des différents coûts intervenant durant le cycle de vie d'un équipement [ABO-03]. D'une manière globale, le coût d'un actif destiné à être installé sur le RED-HTA comprend toutes les dépenses nécessaires pendant son LCC, on peut citer :

- Coûts de recherche et de développement du RED-HTA : coût lié à la planification, recherche & développement, etc.
- Coûts de conception et de réalisation ;
- Coûts d'exploitation et de fonctionnement : coûts liés à l'exploitation et la maintenance des actifs des RED-HTA. Ils peuvent être de deux origines distinctes : coût de MP pour anticiper et éviter des problèmes de distribution et coût relatif à une MC suite à un incident [GLA-05].
- Coûts d'évolution : un RED-HTA n'est pas figé, celui-ci se crée, se développe et aussi se détériore. C'est pourquoi le gestionnaire doit toujours analyser son réseau pour que celui-ci présente toujours une qualité satisfaisante à ses clients. En effet, réétudier et revoir la conception du réseau entraîne des choix d'investissements motivés par :
 - l'ouvrage ne répond plus au cadre réglementaire, etc. ;
 - le $\lambda(t)$ du réseau est tel qu'une comparaison du coût de renouvellement de celui-ci face au coût de dépannage devient nécessaire ;

- le niveau de continuité et de qualité ne correspondent pas aux seuils réglementaires.
- Coûts de mise au rebut et de déclassement.

Le coût global de possession ou de LCC d'un actif de RED-HTA est représenté sous forme d'un iceberg (fig. II.16), [ABO-03].

- la partie visible de l'iceberg correspond en effet aux coûts d'acquisition que supporte le gestionnaire quand il acquiert l'équipement. Ils représentent les dépenses lors de l'achat de l'actif à installer dans un RED-HTA ;
- la partie immergée de l'iceberg représente les coûts directs de maintenance (CDM) et coût indirects de maintenance (CIM).

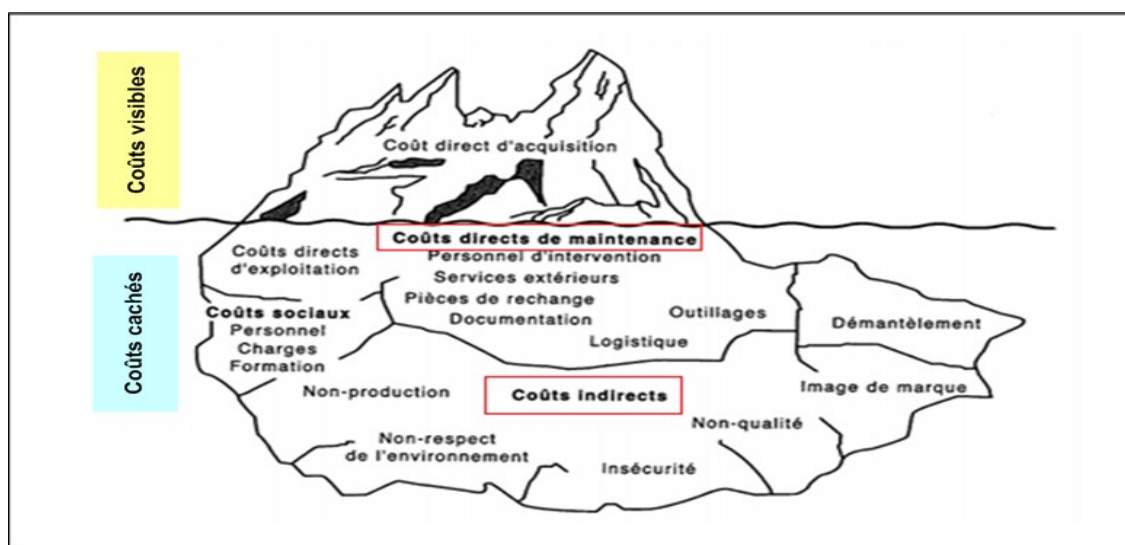


FIGURE II.16. Iceberg des coûts de maintenance et le coût de possession d'un actif

II.9.2.1. Définition et concepts

Les CM représentent l'ensemble des dépenses engagées pour maintenir en état de fonctionnement un système complexe. Ils entrent dans le prix de revient d'un kWh distribué. Leur décomposition s'établit comme il est montré dans la figure II.17. D'après Glade [GLA-05], les coûts impliqués dans une PM peuvent être dissociés en coûts compressibles et incompressibles. Dans la 1^{re} catégorie interviennent le prix des pièces de rechange et la main d'œuvre, quelle que soit la maintenance envisagée. En ce qui concerne la 2^{ème} catégorie, une seule variable est à prendre en compte : le coût de l'indisponibilité (*le coût de l'END*) liée à l'action de maintenance à effectuer.

Les coûts directement imputables à la maintenance sont appelés « CDM ». Pour désigner les coûts induits par les arrêts ou les dysfonctionnements, il est question de « CIM ». Ainsi, en comptabilité analytique, les CIM sont des coûts faiblement compressibles liés presque exclusivement à des charges administratives ou législatives [ELA-03]. Nous entendons par coût global de maintenance (CGM) d'un actif le coût lié à la maintenance de ce bien tout le long de son cycle de vie. Il est défini comme étant l'ensemble de tous les coûts engendrés par les différentes actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise. L'auteur dans [DHI-10] propose de classer les coûts associés à la maintenance en quatre domaines : coûts directs, coûts de pertes de production (*coût de l'END dans notre cas*), coûts de dégradation et coûts de stand-by. Les CMD sont associés à la sauvegarde du

fonctionnement de l'actif et incluent les coûts des inspections périodiques et de MP, coût de réparation, coût de révision et coût d'entretien. Les coûts de perte sont associés aux pertes de distribution dues aux pannes et les indisponibilités des actifs. Les coûts de dégradation sont associés à la détérioration dans la vie de l'actif due à une maintenance insatisfaisante ou de qualité inférieure.

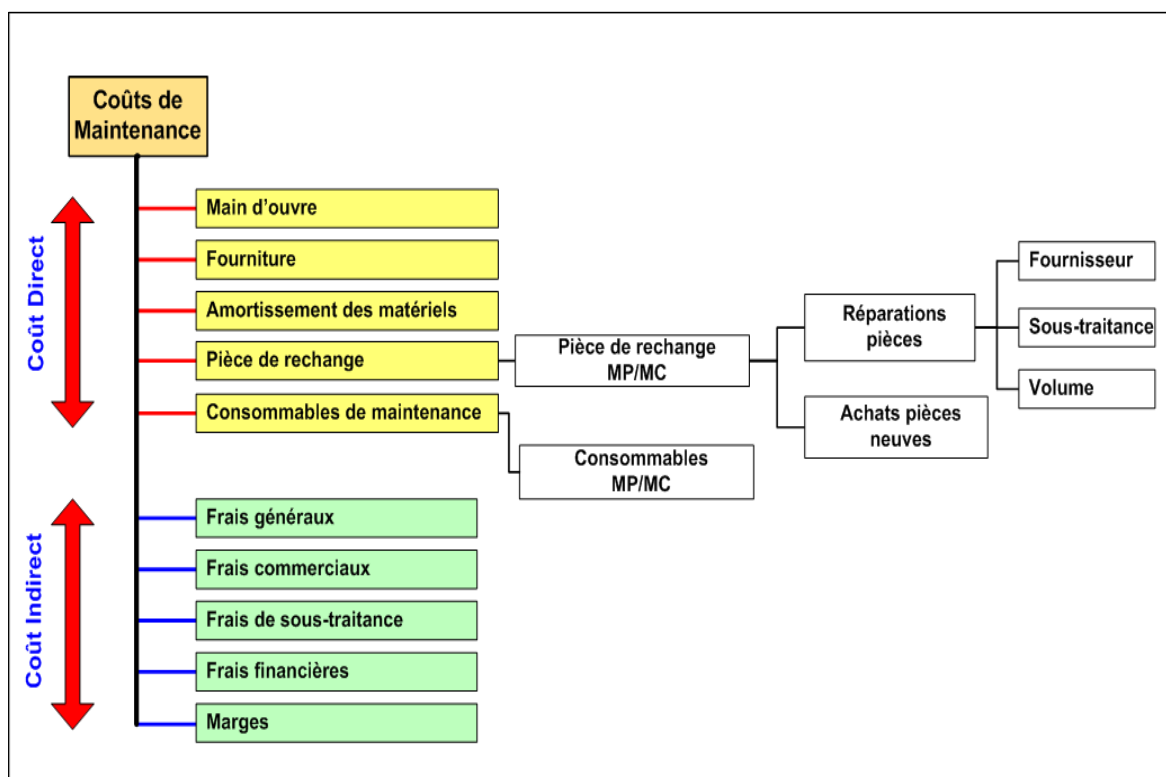


FIGURE II.17. Décomposition des coûts de maintenance [GLA-05]

Par ailleurs, la comptabilité des CM est un outil de gestion essentiel, elle permet notamment de :

➤ Connaître le coût de la FM, dans la pratique de l'exploitation. Ce calcul est orienté sur l'imputation des coûts aux différents domaines de responsabilité, il sert essentiellement à la gestion de l'OPEX des entités de l'office. Les CM peuvent être analysés par nature et par destination au sens comptable des termes. Ils pourront être imputés soit en exploitation, soit en investissement. Certaines dépenses peuvent inclure des frais financiers par :

- *nature* : personne, outillage et équipements de maintenance, produits et matières consommées (*pièces de rechange, huile, graisse, etc.*), sous-traitance, etc.
- *destination* : préparation (*études, méthodes, ordonnancement*), documents techniques, interventions, suivi et gestion, magasinage et stockage, formation, etc.
- *type d'intervention* : MPS, MC ou MPC, etc.

La méthodologie de calcul des CM adoptée par l'ONEE/BE est tablée sur la comptabilité analytique et financier des CDM et CIM en se basant sur la méthode ABC (*Activity Based Costing*) via les modules de l'ERP SAP, *SAP-CO, SAP-FI, SAP-PM et SAP-MM*, (cf. § IV.3.1). Le calcul des coûts est articulé en règle générale selon les domaines suivants [SZW-11] :

- compte de charges par nature comptable⁶ ;

⁶ Les natures comptables sont les objets porteurs de coûts et fournissent des informations sur les flux et la consommation de valeurs.

- compte des coûts par unité d'imputation (*équipe, objet technique, équipement, etc.*) et les « activités » des centres de coûts constituent des « ressources internes » pour les processus de gestion dans la composante ABC [JAC-07] ;

- et compte des centres de charges⁷ (*quelles unités organisationnelles ont causé ces coûts ?*).

- Suivre l'efficacité et vérifier l'efficacité des actions de la FM et suivre l'engagement d'un budget alloué et suivi des dépenses en accord avec le budget ;

- Calculer les indicateurs économiques de résultat et de pilotage et aider à la prise de décision.

Pour plus de détails sur les modèles d'estimation des CM basés la méthode ABC, il est intéressant de citer les travaux de *El Aoufir* [ELA-03], *Edilberto* [EDI-07] et *Sinkkonen* [SIN-13].

a. Les coûts directs de maintenance

Il s'agit des dépenses effectuées pour réaliser la maintenance d'un actif. Ils comprennent :

- les dépenses relatives aux ressources matières de la maintenance (*coût des pièces de rechange et les consommables de la maintenance*) ;

- le coût de la main d'œuvre technique d'exécution et de l'encadrement [GLA-05] ;

- le coût des travaux externalisés ou sous-traités : c'est le coût de la main d'œuvre externe et d'autres travaux externalisés (*travaux effectués sur commande, travaux faisant l'objet de contrats de maintenance (marché cadre)*) ;

- le coût de structure de la FM : c'est le coût des ressources non directement imputables aux interventions. Il regroupe le coût du milieu, méthode de travail :

- coût des loyers des locaux réservés à la maintenance, l'amortissement des outillages, etc.

- les coûts de formation et perfectionnement et de documentation technique, etc.

- les dépenses en pièces de rechange et en éléments consommables utilisés pour l'entretien, les révisions et les réparations.

b. Les coûts indirects de maintenance

Il s'agit des coûts engendrés par les défaillances des actifs. L'intérêt du calcul et l'estimation des CIM réside dans [ELA-03] :

- l'évaluation des enjeux économiques de la défaillance des actifs des RED-HTA ;

- l'analyse des pertes en END par actif et par type de cause dysfonctionnement, etc.

Ces coûts comprennent entre autres :

- le coût du personnel non imputable (*salaire du personnel inutilisé pendant les arrêts*) ;

- le coût d'amortissement des actifs pendant l'inactivité et les dépenses d'entretien, de réparation des outillages, spécifiques ou non ;

- les dépenses liées à l'évolution et à la mise à jour de la documentation technique et les dépenses administratives liées au recours en garantie, et aussi les dépenses d'infrastructures, d'entretien des installations et des véhicules ;

- les frais induits de la qualité de service, image de marque, et le coût de l'END dues aux INP et IP des installations.

⁷ Un centre de coûts est une structure de la société, responsable vis à vis de ses coûts. La comptabilité des centres de coûts est utilisée pour déterminer à quel endroit les coûts surviennent dans l'entreprise.

II.9.2.2. Principaux modèles d'estimation des coûts de maintenance

Le LCC d'un produit inclut les coûts de toutes les étapes de cycle de vie à savoir : conception, acquisition, opération, utilisation, recyclage et destruction. La fonction du coût applicable pour les activités de MP et MC directement imputables à la maintenance est donnée par l'équation II.20 [ALH-10] :

$$C = C_R + C_I + C_O \quad (\text{II.20})$$

Avec :

- ✓ C_R : le coût de recherche et développement.
- ✓ C_I : le coût d'investissement.
- ✓ C_O : le coût d'opération et de maintenance.

Le C_O d'opération et de maintenance est déterminée par l'équation II.21. Cette fonction est associée avec tous les aspects d'opération et de maintenance durant le LCC d'un composant, depuis sa création jusqu'à sa destruction :

$$C_O = C_{OO} + C_{OM} + C_{ON} + C_{OP} \quad (\text{II.21})$$

Avec :

- ✓ C_{OO} : le coût d'opération du composant.
- ✓ C_{OM} : le coût de maintenance du composant.
- ✓ C_{ON} : le coût de modification du composant.
- ✓ C_{OP} : le coût de destruction du composant.

La fonction CM, la partie la plus importante dans le LCC du composant, est détaillée dans l'équation II.22. Cette fonction coût est applicable pour les activités de MP et MC.

$$C_{OM} = C_{OMM} + C_{OMX} + C_{OMS} + C_{OMT} + C_{OMP} + C_{OMF} + C_{OMD} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

- ✓ C_{OMM} : coût du personnel de maintenance.
- ✓ C_{OMX} : coût des pièces de rechange.
- ✓ C_{OMS} : coût des équipements de test et de maintenance.
- ✓ C_{OMT} : coût de transport et de manutention.
- ✓ C_{OMP} : coût de formation du personnel et d'apprentissage.
- ✓ C_{OMF} : coût d'équipement de maintenance.
- ✓ C_{OMD} : coût des données techniques.

Un autre modèle d'estimation des coûts d'exploitation pour le cas d'un PS HTB/HTA, a été proposé par Fouathia [FOU-05] qui tient compte des contraintes les plus significatives et qui se manifestent par les coûts partiels suivants (fig. II.18). Le coût total d'exploitation du système, noté TOC (*Total Cost*), est donné par l'équation II.23 :

$$TOC = C_{(M)} + C_{(R)} + C_{(CF)} = OPEX \text{ costs} + CAPEX \text{ costs} \quad (\text{II.23})$$

Avec :

- ✓ $C_{(M)}$: coûts liés au processus de maintenance, qui sont la somme des coûts d'inspections ($C_{(I)}$), d'actions de MP ($C_{(PM)}$), d'actions de MC ($C_{(CM)}$), des composants remplacés ($C_{(PR)}$) et

les coûts fixes (C_0) liés aux procédures de gestion de la maintenance.

✓ $C_{(R)}$: coûts liés à l'apparition des événements à risque, qui sont dans le cas d'un PS : les défaillances à la demande ($C_{(FD)}$) des dérivations, les pertes totales des clients ($C_{(CL)}$) et la perte totale de la sous-station ($C_{(SSL)}$).

✓ $C_{(CF)}$: coûts liés aux coupures forcées des dérivations d'une L-HTA.

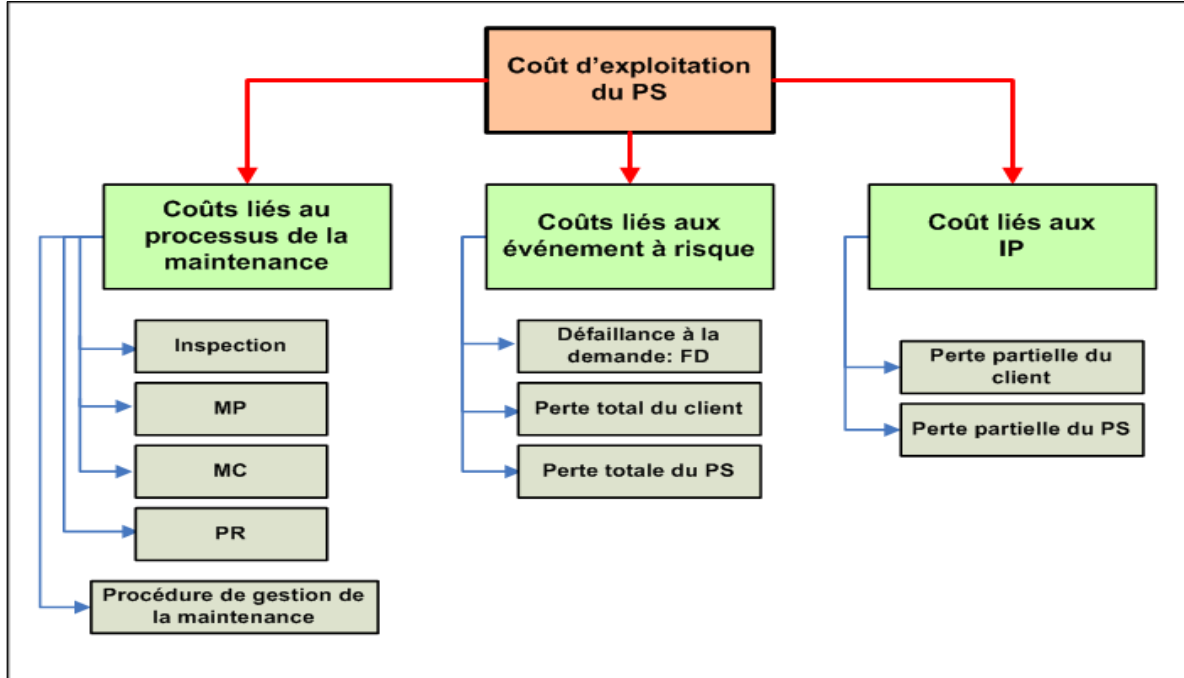


FIGURE II.18. Le bilan des coûts partiels au niveau d'un PS HTB/HTA

Le minimum du TOC, correspond au choix optimal pour la gestion des actifs. Il sert comme critère de comparaison quand il faut choisir entre différentes alternatives visant à améliorer la SdF des RED-HTA considérés. Par ailleurs, les stratégies de maintenance sont souvent évaluées par rapport au critère CTM (coût total de maintenance en DH/année budgétaire).

Pour notre cas d'étude, nous choisissons d'agréger au sein d'une même fonction les aspects du CM et de disponibilité. En effet, une fonction de calcul de coût OPEX global des politiques mis en place peut être définie au moyen des coûts spécifiques de chaque tâche et en intégrant les durées d'indisponibilités fortuites et programmées. On construit de cette façon un critère de coût OPEX global, défini par l'équation (II.24), nous prenons ainsi en compte à la fois les coûts liés à la maintenance du système et les coûts liés à son indisponibilité. Par ailleurs, dans notre travail, nous adoptant le modèle de calcul du CM donné par l'équation II.25 qui permet d'estimer l'aspect économique de la maintenance.

$$CTM = CDM + CIM = OPEX \quad (II.24)$$

$$Coût\ OPEX = C_{OMM} + Cf + Cc + Ce + CIM = C_{indisp} + C_{main} + C_{fixe} \quad (II.25)$$

Les différents composants de la fonction CTM sont les suivants :

- ✓ C_f : ce sont les frais fixes d'exploitation. Ils contiennent :
 - les frais des véhicules de service (consommation du carburant, etc.) ;
 - les loyers des locaux et ateliers et les consommations en eau et électricité, etc.

- les assurances et taxes et les frais de téléphone, fax, etc.
- ✓ C_{Omm} : coût du personnel de maintenance ;
- ✓ C_c : ce sont les dépenses consommées par la fourniture de bureau, des produits consommables, l'outillage et les pièces de rechange utilisés (e.g. *appareil de traitement d'huile diélectrique, camera thermographie, etc.*) ;
- ✓ C_e : ce sont les coûts des contrats de maintenance et des travaux sous-traités. Ces coûts concernent les travaux de réparation des incidents sous-traités aux entreprises ;
- ✓ C_{indisp} : ensemble des coûts directs et indirects engendrés par une IP et INP ;
- ✓ C_{main} : coût directement imputable à la maintenance ;
- ✓ C_{fixe} : coûts liés aux procédures de gestion de la maintenance.

II.10. Conclusion

La maintenance est l'une des composantes qui influencent les KPI's des gestionnaires des réseaux électriques. De nos jours, elle permet non seulement l'identification réactive des actifs défaillants d'un RED-HTA, mais aussi la prévention des pannes. Dans la première section de ce chapitre, nous avons abordé le contexte de la maintenance et son rôle fondamental dans la gestion des RED-HTA et pour améliorer leurs performances globales en termes de SdF et coûts OPEX. Ce chapitre, nous permis d'exprimer dans un premier temps, quelques notions de la maintenance industrielle telle que les différentes politiques ainsi que les stratégies de maintenance existantes dans la littérature, les différents types de conséquences sur le fonctionnement et les coûts de la maintenance. Dans un second temps, nous avons rappelé les concepts de la fiabilité ainsi que les relations qui existent entre elle et les différentes fonctions de densité de probabilité, de taux de panne.

Ensuite, nous avons montré, dans la deuxième section, que l'approche d'analyse des coûts de maintenance, représente un outil stratégique qui peut fournir, une fois maîtrisée, une aide précieuse au manager pour prendre les meilleures décisions stratégiques lors de l'apparition d'un besoin pour un nouveau système ou bien dans l'amélioration de la conduite d'un système existant. Cette amélioration, se traduit sous forme d'une diminution et optimisation des coûts de maintenance, plus particulièrement, des coûts OPEX. En effet, les modèles proposés en littérature pour l'estimation de ces coûts sont pour la plupart des développements mathématiques plutôt que des contributions opérationnelles d'aide à la décision. Les modèles basés sur les théories économiques sont très rares. Sont encore plus rares, les modèles qui prennent en considération la distribution des frais généraux sur les différentes activités de maintenance. Ces modèles sont basés sur l'application de l'approche ABC.

Nous abordons dans la 2^{ème} partie de notre mémoire de thèse, la méthodologie que nous avons développée pour l'optimisation des travaux de maintenance et des coûts OPEX y afférents au niveau le SEX des RED-HTA Oujda.

Chapitre III



Audit de la Fonction Maintenance au sein du Service d'Exploitation Réseau Distribution Oujda



III. Audit de la fonction maintenance au sein du SEX Oujda

III.1. Performance de la fonction de maintenance

Aujourd'hui, dans le monde de l'industrie de l'énergie électrique, la maintenance est considérée comme une partie intégrale et stratégique des processus de production, de transport et de la distribution d'énergie [CAN-08]. Ainsi, la mesure de performance de la fonction maintenance (PFM) est essentielle dans le processus de performance globale en matière d'organisation de maintenance. Elle permet de soutenir le management en lui facilitant le contrôle et le suivi de la performance. Cette dernière doit être alignée avec les objectifs et la stratégie de l'entreprise afin de prendre les décisions correctives opportunes [KAF-01]. En effet, pour la réussite de sa mission, le manager de la maintenance a besoin de disposer d'un outil de mesure de la PFM lui permettant d'évaluer la situation présente de la maintenance et son évolution. Un tel outil facilitera la prise de décisions et les actions correctives appropriées aux moments opportuns [RIB-09], afin d'augmenter la fiabilité et l'efficacité des actifs, de minimiser les risques de sécurité et répondre aux exigences réglementaires [SIM-11]. Sans aucune mesure formelle de performance, il est difficile de planifier, contrôler et améliorer les résultats du processus de maintenance [ELA-03], [KUM-13].

III.2. Les indicateurs individuels de PFM

Pour pouvoir mesurer rapidement la performance d'une équipe de maintenance, on se sert de plusieurs indicateurs de performance. La plupart des indicateurs individuels de performance sont des ratios mesurant l'efficacité, l'efficacité et la productivité des équipes de maintenance. Pour définir ces mesures, nous utilisons le schéma de la figure III.1. Ce schéma considère le processus de maintenance comme une boîte noire dont l'entrée (*les heures de travail*) et la sortie (*par exemple les travaux accomplis*) doivent être clairement définies.



FIGURE III. 1. Définition générique des indicateurs de performance

Ainsi les ratios mesurant l'efficacité, l'efficacité ou la productivité du processus sont donnés par les formules suivantes :

$$\text{Efficacité} = \frac{\text{Input théorique}}{\text{Input réel}} \quad (\text{III.1})$$

$$\text{Efficience} = \frac{\text{Input théorique}}{\text{Input réel}} \quad (\text{III.2})$$

$$\text{Productivité} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}} \quad (\text{III.3})$$

Ces indicateurs sont des ratios qui donnent au manager les moyens pour évaluer et suivre la performance de la FM. Ils sont généralement classés en trois catégories pour le cas d'une équipe de maintenance des L-HTA :

- **Indicateurs de résultats** : Ils mesurent les paramètres de qualité de service en fonction des objectifs (e.g. nombre d'incidents au 100 km, SAIDI, SAIFI, mauvais fonctionnement, etc.) ;
- **Indicateurs de progression** : Ils mesurent l'état d'avancement des actions de maintenance et sont définis par l'évolution du volume de réalisation des actions programmées par rapport à l'objectif ;
- **Indicateurs de performance** : la performance d'une FM s'évalue selon les indicateurs relatifs aux (i) coûts de maintenance et (ii) délais de réalisation des travaux. Ils sont caractérisés par les ratios suivantes :
 - pourcentage des actions prévues et réalisées dans les délais (*délais réalisés par rapport aux délais globaux de maintenance réalisés*) ;
 - pourcentage entre les temps main-d'œuvre prévus dans les préparations, les estimations et les temps réellement passés (*temps d'occupation*).

III.3. Approche d'audit de la qualité de maintenance

L'audit de la qualité de maintenance renseigne sur la PFM à travers l'évaluation des problèmes existants du point de vue organisationnel et opérationnel, ce qui permet de suggérer des mesures d'amélioration, de déterminer les priorités pour les mesures recommandées et d'installer un plan d'action [CAM-08]. Cet audit est mis en place à travers trois étapes :

- Enquête sur la situation régnante des paramètres influents ;
- Analyse des informations et formulation des conclusions et des recommandations ;
- Définition et adaptation des priorités et du plan d'action.

Les différentes étapes de l'audit sont expliquées ci-dessous.

a. Première étape : « Réaliser un audit de la situation régnante » :

L'évaluation des informations concernant cette situation est une étape décisive dans la phase d'enquête. La méthode proposée par De Groote [DEG-95] est basée sur une analyse de la FM et commence par l'actif en exploitation dans le cadre d'un plan global de management. Cette évaluation devrait donner une image objective de la situation régnante dans une période minimum.

Dans le cadre de notre travail, les phases suivantes ont été accomplies afin d'effectuer l'audit :

- **Phase N°1** : des informations générales au sujet des options stratégiques et des relations internes et externes sont obtenues à travers des réunions avec les divers acteurs ;
- **Phase N°2** : l'enquête commence dans les unités opérationnelles. Les échantillons d'actifs RED-HTA sont visités selon un planning précis. L'objectif étant d'obtenir une connaissance de base des actifs à maintenir et de leur attitude de maintenance.

b. Deuxième étape « Analyser les données assemblées » :

Elle a pour but de recommander des améliorations pour accroître la PFM, En se basant sur les résultats de l'enquête, les sujets suivants doivent faire l'objet d'une analyse détaillée afin de décrire leur impact sur la SdF et la qualité de service des RED-HTA :

- complexité et l'état des actifs des RED-HTA (*disponibilité et fiabilité*) ;
- variété des fournisseurs, et standardisation des équipements selon les normes en vigueur et les spécifications techniques de l'ONEE-BE ;
- programme mensuel et annuel de maintenance par équipe opérationnelle ;
- quantité et qualité de la documentation technique et l'accès à cette documentation ;
- qualifications, formation et développement de ressources humaines, etc.

c. Troisième étape 3 : « Définir les priorités et les plans d'action »

Les recommandations doivent ensuite être hiérarchisées selon des priorités prédéfinies. Cette étape doit avoir pour résultats des plans d'action de court, moyen et long terme.

III.4. Contexte de l'audit au sein d'un SEX

III.4.1. Le contexte

Les gestionnaires des RED-HTA sont confrontés à des difficultés multiples liées, entre autres, à la complexité croissante de la réglementation technique ainsi qu'aux exigences de la clientèle. Le diagnostic de la FM revient donc à poser de nombreuses questions afin de trouver en cas de défaillance ou de sous-exploitation du potentiel, des réponses adéquates. Par définition, le diagnostic « *recherche de la cause* » est l'action cérébrale identique à une « *enquête* » qui permet, à partir de l'observation de symptômes, de rechercher les causes d'une défaillance et dysfonctionnement, intrinsèques ou extrinsèques. Il peut être adopté pour extraire l'image existante de cette fonction et d'en identifier les points forts et faibles [LAV-94].

Toutefois, nous ne pouvons établir un programme efficace de maintenance des RED-HTA sans connaître l'état des actifs et celui de la PFM. Il faudra connaître l'état actuel du SED, les ressources disponibles, la façon dont les pièces de rechange sont gérées, les processus de maintenance déjà implantés, les priorités accordées aux actifs de la distribution et leur criticité. Pour y parvenir, nous utilisons une méthode d'évaluation en deux étapes. Au cours de la 1^{re} étape, nous procédons à la collecte d'informations sur le processus d'exploitation et de maintenance. La 2^{ème} étape consiste à analyser, à travers un questionnaire, le fonctionnement de système actuel [KAF-01]. Ainsi, il faut donc mettre en évidence d'autres techniques de mesure moyennant des indicateurs pour réaliser des évaluations additionnelles. Parmi ces outils, il y a lieu de citer la technique d'audit ou de diagnostic ADEPA-CETIM élaborée par les deux organismes français à savoir l'ADEPA et CETIM [ADE-95], [MAH4-13]. Cette technique permet de guider les entreprises qui désirent évoluer et informatiser leur FM. Elle s'envisage comme une suite d'actions permettant d'atteindre, à partir de l'état existant, un certain niveau de maîtrise dans les différentes activités du service afin de passer de l'état où l'on subit la panne à un état où l'on gère la défaillance. Le but est de faire le point sur l'état actuel de la FM et de déterminer ses points faibles et ses points forts.

Dans De Groote [DEG-95] et Kaffel, et al. [KAF-01], les auteurs ont présenté les étapes de réalisation d'un audit de maintenance et ils ont donné un exemple concret pour la réalisation de l'audit de maintenance. Dans l'approche que nous allons présenter dans le chapitre IV pour l'optimisation et l'amélioration stratégique de la maintenance des RED-HTA, un processus à multi-étapes basé sur la

gestion des actifs a été développé. La première étape de ce processus consiste à diagnostiquer l'état du patrimoine en exploitation.

III.4.2. Contraintes de maintenance

Plusieurs contraintes caractérisent le contexte actuel de la FM au sein du SEXO. Parmi les plus importantes nous citons les contraintes ci-dessous :

- *Nombre important d'actifs installés et des stocks dans les RED-HTA ;*
- *Nombre de PMPA annulés* : des programmes importants de maintenance sont souvent tracés pour assurer un niveau élevé de SdF et éviter les arrêts fortuits. Les annulations ou les retards dans la réalisation de ces PMPA sont de nature à dégrader l'état de fonctionnement des actifs et engendrent ainsi de plus en plus des INP ;
- le faible taux de réalisation des *PMPA (maintenabilité)* génère de plus en plus d'INP.

III.4.3. Périmètre de l'étude

III.4.3.1. Données techniques, démographiques et délimitation géographique

Le territoire couvert par notre étude (*champ d'action de la direction Provinciale d'Oujda*) est situé dans la région de l'orientale du Royaume du Maroc (*fig. III.2*). La zone d'action du SEXO est très étendue et couvre le territoire de trois provinces, Oujda, Jerada et Figuig sur une superficie totale d'environ 65290 Km². Le RED-HTA du SEXO est constitué d'un ensemble de PS HTB/HTA d'où partent des L-HTA qui alimentent les consommateurs par le biais des PDP HTA/BT (*cf. § I.5*). L'exploitation est réalisée en boucle ouverte ou les actifs (*PDP HTA/BT et les tronçons de câbles*) sont en série, ou en coupure d'artère et boucle fermée selon les besoins et les contraintes de l'exploitation.

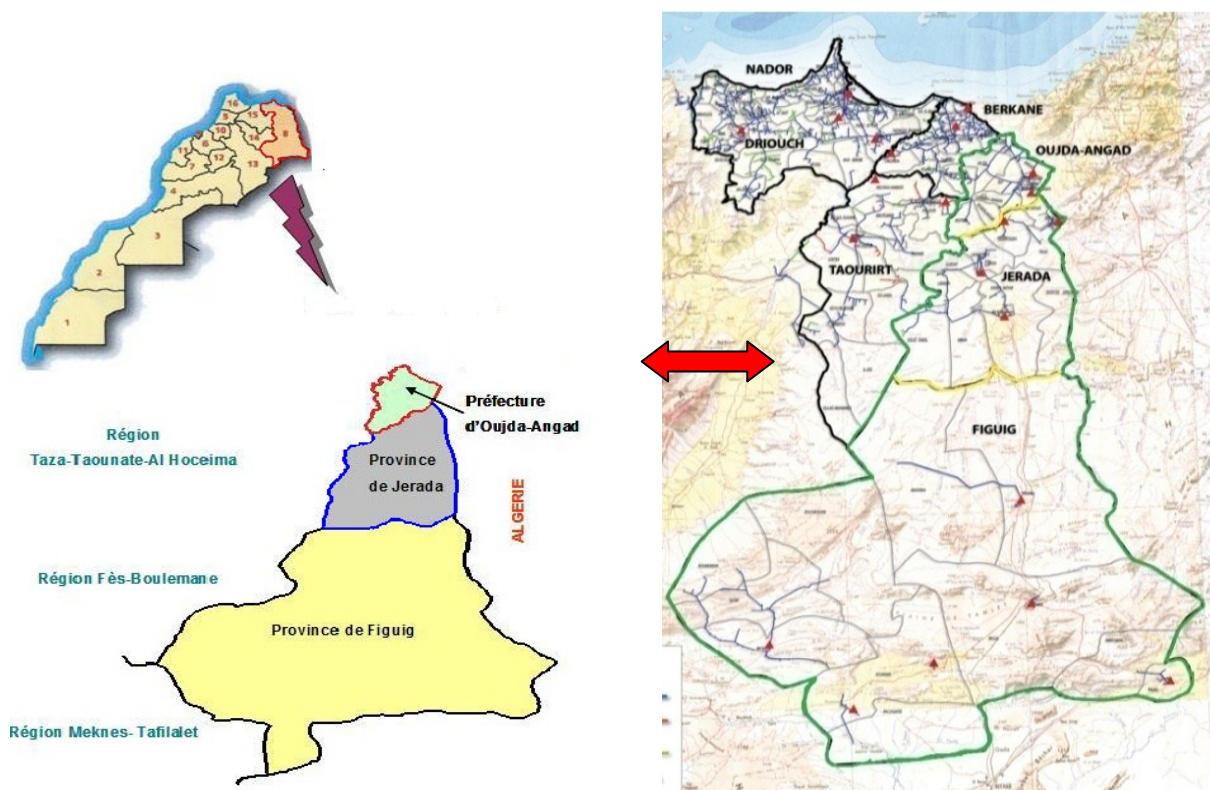


FIGURE III.2. Le champ d'action du SEX Oujda

Les tableaux III.1 et III.2 représentent respectivement quelques indicateurs démographiques et géographiques de la région, et le patrimoine des RED-HTA géré par le SEXO [ONE-14].

TABLEAU III. 1. La distribution démographique gérée par le SEX Oujda [HCP-12]

Province	Superficie en Km ²	Nombre de commune	Population urbaine	Population rurale	Totale habitants	Densité en Hab/Km ²
Oujda	1714	11	410808	66292	477100	278,4
Jerada	9300	14	64764	40955	105840	12,5
Figuig	55990	13	63159	66271	129430	2,31
Total	65290	38	475572	107247	712249	

TABLEAU III.2. Patrimoine RED-HTA géré par le SEXO

PS HTB/HTA	Puissance installée (MVA)	Nombre Départ HTA	Longueur des L-HTA			Nombre Postes HTA/BT	Puissance installée (kVA)
			Aérien	Souterrain	Total		
13	245,1	34	1773,34	220,82	1994,16	1168	250542

III.4.3.2. Mission du SEX d'Oujda

Le SEXO fait partie de la Direction Régionale Distribution de l'oriental. Il est chargé d'assurer en permanence les performances optimales des RED-HTA et veiller aux bonnes conditions de fonctionnement des actifs de la distribution de la direction provinciale d'Oujda. Les principales missions du SEXO sont énumérées ci-dessous :

- Assurer la disponibilité et le bon état de fonctionnement de tous les actifs installés sur le RED-HTA à travers :
 - la planification et la mise en œuvre des PM mensuels et annuels ;
 - la mise en œuvre les configurations optimales d'exploitation du RED-HTA en vue d'une meilleure continuité et qualité d'alimentation électrique ;
- Contribuer à l'élaboration de la politique maintenance régionale et du schéma directeur des réseaux de la distribution ;
- Assurer l'exploitation et la maintenance des ouvrages RED-HTA (PS HTB/HTA et contrôle commande, poste de répartition HTA/HTA, L-HTA, PDP HTA/BT, ligne BT, etc.) ;
- Élaborer les cahiers de charges pour l'acquisition du matériel et pièces de rechange ;
- La collecte et l'analyse de l'historique des équipements, l'analyse des causes de défaillance et étude des problèmes techniques liés à la maintenance ;
- Améliorer les procédures de travail et gestion des coûts OPEX et CAPEX ;
- Analyser et suivre l'évolution des KPI's de qualité de service (SAIDI, SAIFI, END, etc.) et entreprendre les actions qui s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue ;
- Mettre en place des ressources pour les travaux de maintenance et acquisition de nouvelles technologies, de moyens et outils modernes de gestion et d'ingénierie de la maintenance, etc.

L'organigramme du SEXO est composé principalement de deux sections à savoir :

a. Section maintenance des PS HTB/HTA

Elle est composée de deux équipes opérationnelles chargées respectivement de la maintenance et le contrôle commandes des PS HTB/HTA (*entretien des TR HTB/HTA, des disjoncteurs HTA, VEP des protections numériques*). Sa mission principale est de bien gérer les PS et assurer toutes les opérations nécessaires à la sauvegarde en bon état de fonctionnement des actifs ainsi que les interventions en cas d'incident dans les PS y rattachés. En outre, les tâches et responsabilités de ses deux équipes se résument essentiellement dans :

- Équipe opérationnelle maintenance des PS HTB/HTA (EQOM PS) :

1. **Visite type I (VTI)** : c'est l'ensemble des opérations de maintenance qui ne nécessitent pas la mise en indisponibilité et consignation d'une installation donnée. Elle consiste à :
 - Contrôler l'état des PS HTB/HTA (*actifs HTB, HTA, éclairage, etc.*) et l'état des batteries et des services auxiliaires, relevé des index de fonctionnement de l'appareillage (*la pression du Gaz SF6 des disjoncteurs, état des protections numériques*), etc. ;
 - Effectuer divers travaux de dépoussiérage, désherbage, etc. [PRO-08], [DOC-12].
2. **Visite type II (VTII)** : c'est l'ensemble des opérations de maintenance sans démontage notable réalisées sur un actif donné après sa mise en IP. Elle consiste à :
 - Entretenir le TR HTB/HTA (*entretien de la commande du régleur en charge*), etc. ;
 - Assurer le graissage, la lubrification des actifs et le prélèvement d'huile pour les différentes analyses (*cf. § II.5.1.b*), etc.
3. **Visite type III (VTIII)** : c'est l'ensemble des opérations de maintenance effectuées avec démontage sur une installation donnée après sa mise en indisponibilité (*inspection, révision, etc.*). Ils concernent surtout les disjoncteurs et les régulateurs en charge. Il est nécessaire d'effectuer les contrôles ci-après [PRO-08], [DOC-12] :
 - Vérification du degré d'usure et la résistance des pièces soumises à l'arc (*doigts de contacts*) ;
 - La mesure de l'isolement et la vérification du temps de fonctionnement et du synchronisme ;
 - Entretien et essais de la commande et vérification de la course et pénétration de la tige des contacts, etc.

- Équipe contrôle commande des PS HTB/HTA (EQOCC PS) :

Elle prend en charge les travaux de la maintenance, la VEP et le contrôle commande des PS HTB/HTA. Sa responsabilité se résume dans [PRO-08], [DOC-12] :

- Simulation des défauts monophasés à partir d'une caisse d'essais permettant de contrôler les temps de déclenchement et de ré-enclenchement du disjoncteur ainsi que le bon fonctionnement des protections ;
- Le suivi des signalisations des appareils, des enregistreurs de mesure et de protection des installations PS, etc.

b. Section maintenance réseau HTA

Elle est composée des équipes chargées de la maintenance et l'exploitation des L-HTA et PDP HTA/BT. Leurs principales tâches sont résumées comme suit :

- Équipe opérationnelle maintenance des L-HTA (EQOM L-HTA) :

- La visite au sol qui consiste en la vérification visuelle de l'état des L-HTA (*vérification du*

massif, visite visuelle des lignes) ;

- Les visites montées (*vérification des armements, isolateurs, IACM, etc.*) ;
- L'élagage des arbres dans le couloir des L-HTA et visite nocturne par caméra infrarouge et maintenance des OCR [DOC-12] ;
- Les entretiens suites aux IP et INP et les interventions suite aux incidents, etc.

- Équipe opérationnelle maintenance des PDP HTA/BT (EQOMP HTA/BT) :

Elle est chargée de l'exploitation et la maintenance et le contrôle des PDP dans le but de maintenir l'ensemble des équipements dans les meilleures conditions possibles de leur fonctionnement. La politique de maintenance est adaptée à chaque équipement en tenant compte des recommandations des constructeurs et du REX acquis par le personnel de maintenance [PRO-08], [DOC-12] à travers :

- **la VTI** : contrôle visuel de la partie génie électrique (*appareillage HTA, TR, DDS, circuit de terre, TGBT*), contrôle visuel des parties génie civil et le contrôle de charge des départs BT, etc.
- **la VTII** : dépoussiérage de la totalité du PS (*JdB HTA, isolateurs supports barres et tous l'appareillage HTA, etc.*), et le remplacement de TR HTA/BT suite à une avarie. Pour éviter les défaillances, le transformateur est soumis à des actions de MPC de différents niveaux (*Analyse d'huile, contrôle de charge, etc.*).

III.5. Diagnostic du système de maintenance existant

L'amélioration du niveau d'efficacité de la FM au sein du SEXO passe d'abord par la description de la situation existante, et en mettant l'accent sur les dysfonctionnements de son système de maintenance. Dans le but d'identifier les zones d'amélioration, nous avons réalisé l'audit de la FM au niveau des différentes entités et équipes relevant du SEXO. Les différentes étapes sont discutées ci-dessous.

III.5.1. Questionnaire

Le questionnaire comprend 94 questions distribuées selon 8 facteurs ou marches en relation avec l'efficacité du management de maintenance. Ces facteurs sont (*cf. annexe III.1*) :

- | | |
|--|---|
| - Gestion des équipements (<i>15 questions</i>) | - Analyse FMDS (<i>13 questions</i>) ; |
| - Maintenance 1 ^{er} niveau (<i>08 questions</i>) | - Analyse des coûts (<i>10 questions</i>) ; |
| - Gestion des stocks (<i>14 questions</i>) | - Base des données (<i>09 questions</i>) ; |
| - Gestion des travaux (<i>12 questions</i>) | - Planification-Prévention (<i>12 questions</i>). |

Ces facteurs sont déduits essentiellement de ceux cités par ADEPA et CETIM auxquels nous avons introduit certains ajustements appropriés à la réalité du SEXO. Les ajustements que nous avons mis en place sont :

a. Nous avons divisé l'axe « *Maintenance 1^{er} niveau* » en deux facteurs « *déploiement de la politique* » et « *organisation* ». Le but de cette séparation est de vérifier l'organisation actuelle mise en place en 2010, pour améliorer l'efficacité de la maintenance ;

b. Nous avons divisé l'axe « *Analyse FMDS* » en deux facteurs « *Amélioration continue* » et « *Management de l'information et GMAO* ».

III.5.2. Collecte d'information

Dans le but d'identifier les problèmes existants dans le système de maintenance du SEXO, nous avons interrogé, au niveau de chaque entité et équipe opérationnelle relevant de ce service principalement :

- le chef de service et deux chefs de section (*section maintenance réseaux HTA, section maintenance PS HTB/HTA, etc.*) ;
- trois chefs d'équipe et dix-huit agents de maîtrise, un contremaître de l'équipe TST, ainsi que deux cadres « appui équipements » sélectionnés de manière aléatoire.

La durée de chaque interview était en moyenne de trois heures et consistait à remplir le questionnaire conçu pour mesurer le niveau d'efficacité du management de maintenance selon les réponses aux 94 questions distribuées sur les précédents axes. Aussi, et dans l'objectif de fiabiliser de plus nos résultats, nous avons procédé à diffuser ce questionnaire via messagerie Outlook pour les deux autres SEX relevant de la Direction Régionale Distribution Oujda (*SEX Nador et SEX Berkane*).

III.5.3. Résultats

Les interviews ont donné un score pour chaque question (*dans l'annexe III.2, nous avons donné à titre d'exemple le résultat relatif au 1^{er} axe*). En conséquence, pour chaque axe, le score moyen obtenu est comptabilisé et le pourcentage par rapport au maximum possible est calculé.

TABLEAU III. 3. Résultats du questionnaire méthode ADEPA-CETIM

<i>Marches/axes</i>	<i>Score Constaté</i>	<i>Expertise (Score Standard)</i>	<i>Note Maximal (nombre de question)</i>	<i>Rations Requis %</i>	<i>Rations Réalisé %</i>	<i>Catégorie</i>
Analyse FMDS	2.9	8	13	61.5	22	4
Analyse des coûts	2.2	5	10	50	22	3
Planification - prévention	3.2	4	13	33.3	25	3
Gestion des travaux	5.6	8	12	66.6	47	3
Gestion des stocks	4.9	6	14	42.8	35	3
Base de données	3.6	4	9	44.4	40	3
Gestion des équipements	7.8	9	15	60	52	3
Maintenance de 1 ^{er} niveau	3	4	8	50	38	2

En effet, sur la base des scores obtenus, il devient facile de classer les axes selon leur degré de besoin à l'amélioration. Dans les colonnes du tableau III.3, on trouve respectivement les axes d'analyse, le score obtenu pour chaque axe, le maximum possible et finalement le rapport du score obtenu par rapport au maximum possible. Ce tableau permet d'identifier sept domaines présentant des faiblesses ou dont l'action est prioritaire. Ce sont les domaines dont le pourcentage indiqué à la sixième colonne du tableau est inférieur à celui des rations requis. En effet, les deux premiers axes qui exigent plus d'attention de la part du top management et qui doivent être améliorés sont l'analyse FMDS et l'analyse des coûts. Un tel système ne doit pas avoir seulement un intérêt historique mais aussi stratégique. Il doit également

permettre une optimisation des ressources utilisées non pas seulement par le processus de maintenance mais aussi au niveau de tous les processus du SEXO.

Les résultats de l'audit peuvent ainsi être tracés autour d'un polygraphe. Chaque axe du polygraphe représente un des facteurs clés mentionnés auparavant. Les scores obtenus sont représentés par un graphe en radar tel qu'il est présenté dans la figure III.3. Le graphe en radar permet de situer les modules nécessitant une révision pour mise à niveau, et repérer les modules maîtrisés.

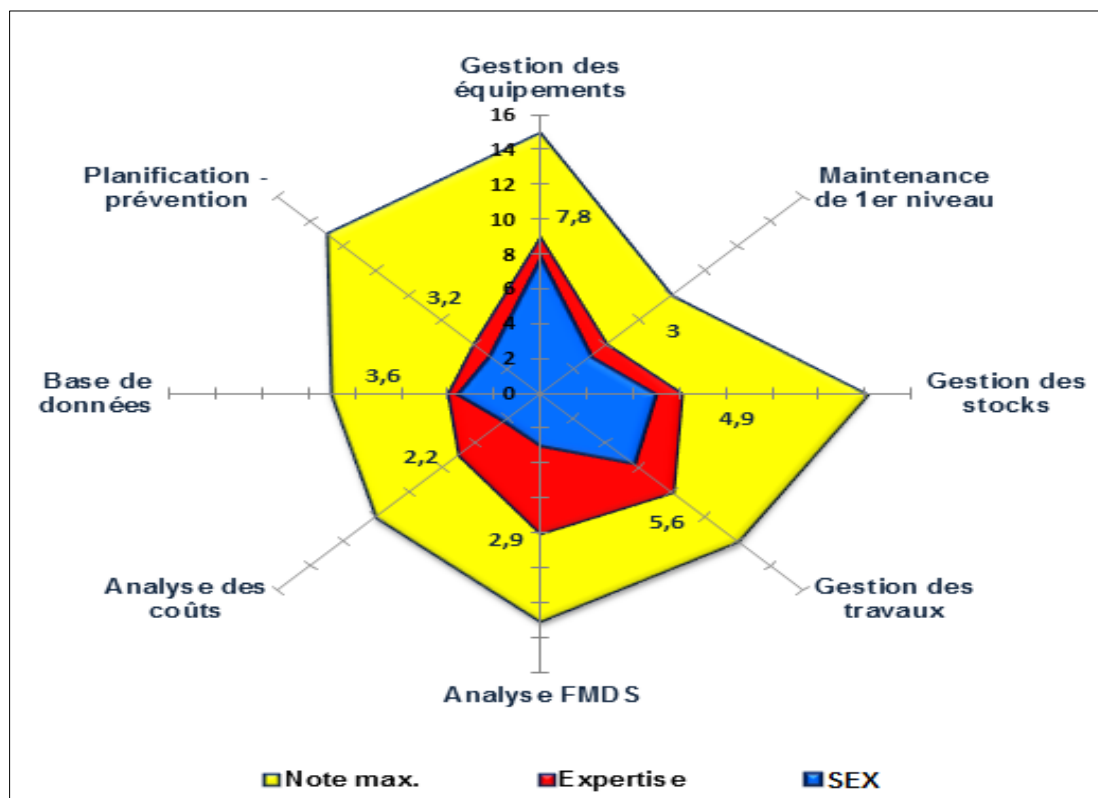


FIGURE III.3. Le graphe en radar de l'audit maintenance au sein du SEXO

Pour être considérée comme correctement maîtrisée notre maintenance doit couvrir la zone d'expertise. La maîtrise est d'autant meilleure que la maintenance couvre la zone des notes maximales (fig. III.3). En effet, dans le but de contribuer à l'élaboration d'un plan d'amélioration de la FM au sein du SEXO, nous présentons ci-dessous les insuffisances et les centres de faiblesses observées dans toutes les unités et sections relevant du SEXO.

a) Gestion des équipements

- absence d'un inventaire rigoureux qui englobe tous les actifs (L-HTA, PDP HTA/BT, etc.) ;
- la documentation technique est insuffisante et les interventions ne sont pas tenues à jour (*modifications, suppressions, ajout. etc.*) ;
- il n'existe pas une codification qui découpe les équipements jusqu'à la pièce de rechange (*les codes équipements / sous ensemble / pièce ne sont pas facilement visibles*) ;
- les plans, les schémas des installations ne sont pas mis à jour et les moyens de classement et d'archivage sont insuffisants ;
- absence de notices techniques d'utilisation et de la maintenance des actifs stratégiques tels les TR et les disjoncteurs ;
- Il est impossible de retrouver rapidement les interventions réalisées sur un équipement, etc.

- **Synthèse** : cet axe appartient à la 3^{ème} catégorie, il est moyennement maîtrisée grâce à la connaissance et à la qualification du personnel. Cependant, il faut que ce savoir-faire soit complété par une documentation qui garantit aussi bien sa préservation et sa capitalisation au profit du SEXO.

b) Analyse des coûts et aspect financier

- l'acquisition des données des CM se fait uniquement au niveau du contrôle de gestion ;
 - le ratio de coût de MP/MC n'est pas connu, donc pas suivi et c'est le cas même pour les actifs stratégiques ;
 - le système de maintenance costing existant (*SAP-PM et SAP FI*) n'est pas utilisé dans le processus employé pour gérer le système de maintenance, et ne fournit aucun feedback pour réduire les coûts ;
 - les résultats de l'activité maintenance en termes de coût ne sont pas maîtrisés.
- **Synthèse** : cet axe appartient à la 3^{ème} catégorie. Il est nécessaire de lui accorder plus d'importance d'autant plus qu'à l'analyse des coûts risque d'être le critère le plus habile à témoigner sur l'efficacité de la maintenance.

c) Maintenance de 1^{er} niveau

1. Déploiement de la politique

- à la fin de l'exercice 2012, 53% des incidents survenus sur le réseau sont en effet, causés par la non réalisation des travaux de maintenance planifiés à temps ;
- diagnostic tardif des incidents dus au manque de maintenance et l'horizon de planification est très court (*la capacité d'exécution du PM n'est pas maîtrisée*) ;
- difficulté de coordination avec les achats pour garantir la disponibilité du matériel nécessaire (*e.g. le cas des achats urgents ou stocks dormants de matériel non adapté*) ;
- absence des fiches formalisant les opérations de 1^{er} niveau pour chaque actif important ;
- les opérations de 1^{er} niveau ne sont pas suivies et absences du suivi des performances et des résultats des équipes de maintenances, etc.

2. Déploiement de la politique de maintenance

- absence de document qui décrit la politique de maintenance au sein du SEXO ;
 - absence des gammes opératoires écrites pour la maintenance.
- **Synthèse** : généralement cet axe est suffisamment maîtrisé. Toutefois, et dans un souci d'organisation, il est capital de garantir le suivi des opérations de 1^{er} niveau par type d'actif.

d) Gestion des stocks et management des pièces de rechange

- le stock de pièces de rechange n'est pas géré d'une manière systématique ;
 - le délai d'approvisionnement n'est plus maîtrisé par les équipes et les consommations ne sont pas analysées ;
 - le seuil de sécurité ou réapprovisionnement du stock n'est pas défini, etc.
- **Synthèse** : cet axe est moyennement maîtrisé. On peut l'améliorer davantage en effectuant une analyse des consommations et en maîtrisant le délai de livraison des pièces.

e) Analyse F.M.D.S

1. Amélioration continue

- l'efficacité de la FM n'est pas contrôlée et les procédures nécessaires pour gérer et contrôler d'une manière satisfaisante le travail de maintenance sont insuffisantes ;
- la politique de formation ne répond pas convenablement aux besoins ;
- le personnel nouvellement recruté n'est pas formé d'une manière appropriée, etc.

2. Management de l'information et GMAO

- l'enregistrement de l'historique des équipements n'est pas mis à jour systématiquement et certaines données enregistrées ne sont pas vérifiées (*i.e. le temps d'intervention enregistré sur les ordres de travaux (OT)*) ;
- le logiciel de maintenance adopté actuellement au sein du SEXO offre plusieurs fonctions mais il demeure nettement sous-utilisé, et il n'est pas accompagné de l'appui approprié tout le long de sa durée de vie (*mises à jour, manuels, formation, etc.*).

- **Synthèse** : cet axe adhère à la 4^{ème} catégorie. Cependant, on ne peut affirmer qu'il est maîtrisée, du moment que la quasi-totalité de cette marche s'articule sur l'analyse de sureté de fonctionnement (*FMDs*) qui ne se fait pas actuellement. Rétablir cet axe revient à instaurer l'analyse et l'exploitation des données obtenues.

f) Planification et prévention

- il n'existe pas une méthode pour définir des priorités des interventions (*MP ou MC*) ;
- les OT n'identifient pas toujours les mesures de sécurité exigées, les procédures, les tests à conduire avant le redémarrage de l'équipement maintenu ;
- la MPC n'est pas implantée, alors que son apport est très utile ;
- le programme de MP néglige les vérifications systématiques et les inspections des actifs ;
- il n'existe pas des fiches préétablies à employer pour les visites systématiques ;
- il existe beaucoup d'interventions curatives et les urgences sont toujours existantes ;
- absence d'un planning de lancement des travaux (*neufs, correctifs, d'amélioration, etc.*) ;
- il y a une incohérence entre certaines positions hiérarchiques et le travail réel ;
- il y a une incohérence entre l'effectif réel et l'organigramme (*e.g. en 2012, l'effectif était de 36 alors que l'organigramme prévoyait un nombre de 50 agents*) ;
- les procédures administratives sont très lentes pour le recrutement du nouveau personnel ;
- le système de roulement (*5 jours de travail X 2 jours de repos*) ne permet pas une meilleure attribution du personnel et augmente le taux d'absentéisme.

- **Synthèse** : cet axe adhère à la 2^{ème} catégorie, il est globalement maîtrisé. L'efficacité de la maintenance est étroitement liée à la préservation de ce savoir-faire.

g) Base de données

- absence d'outils informatiques pour la gestion de maintenance (*absence d'un historique des travaux pour chaque actif et la mise à jour des dossiers techniques*) ;
- pour les interventions longues et importantes, on note le manque des enregistrements relatifs aux avancements des travaux.

- **Synthèse** : globalement, cet axe, appartenant à la 3^{ème} catégorie, il est moyennement maîtrisé

pour satisfaire son rôle. Néanmoins, il sera maîtrisé une fois l'ensemble des agents relevant du SEXO décident de collaborer dans la mise en place et l'implémentation des travaux sous GMAO (SAP-PM) pour accroître la rigueur dans l'analyse des informations.

h) Gestion des travaux

- certains rôles sont redondants ; par exemple, il y a une confusion dans la préparation des interventions de maintenance entre l'EQOM PS et l'EQOCC PS ;
- il n'existe pas de suivi des demandes d'intervention (DI). Une fois déclenchées, on intervient sans s'occuper de choisir d'enregistrer, de ventiler ou de planifier les demandes ;
- mauvaise gestion des fiches de visites : les programmes de maintenance des équipes sont établis mensuellement pour l'ensemble des sections relevant du SEXO en se basant sur les incidents survenus et les rapports des visites du mois précédent. La réussite d'une telle tâche de MP dépend considérablement de la bonne exécution de ces visites ;
- après chaque DI, il n'y a pas une trace de la cause et le déroulement de l'intervention ;
- manque d'une BDD informatisée de suivi des opérations de maintenance des RED-HTA effectuées sur les actifs importants tels que les TR, etc.

Citons, à titre d'exemple, vu que les visites au sol sont considérées comme base de la maintenance des RED-HTA, nous les avons analysées en effectuant une comparaison entre les visites au sol effectuées et le programme des coupures depuis janvier 2012 à décembre 2012. L'objectif est de vérifier le taux de réalisation des visites au sol par les trois équipes EQOM L-HTA rattachées au SEXO suivant le programme de coupure arrêter. Le tableau III.4 montre qu'en moyenne 28,6 % des visites au sol ne sont pas effectuées (cf. tableau III.4).

TABLEAU III. 4. Nombres des visites au sol programmées et effectuées par les EQOM L-HTA

Équipe	Kilométrages de visite au sol programmé	Km non effectuée	%
EQOM L-HTA N°1	1200	800	66
EQOM L-HTA N°2	1000	1100	110
EQOM L-HTA N°3	1300	600	46
TOTAL	3500	2500	71,4

Il est à signaler que le volume important des rapports d'incidents, leur mauvaise présentation, ainsi que le non-regroupement des renseignements sont la cause de l'insuffisance de la maintenance et l'entretien des RED-HTA.

- **Synthèse** : cet axe appartient à la 2^{ème} catégorie. Il doit être maîtrisé en encourageant les travaux de la sous-traitance. Les agents de maintenance ne maîtrisent pas la charge des travaux. Ils se trouvent débordés par les travaux correctifs et négligent les opérations de MP comme les TSV (*Tournées Systématiques et Visites*) et les DI.

III.5.4. Recommandations

Nous allons procéder dans ce qui suit à déterminer les outils administratifs qui vont nous permettre de mettre en place un système de suivi de la FM afin de pouvoir accéder aux historiques et en tirer les jugements nécessaires dans les actions correctives à prévoir. Nous présentons ci-dessous, de façon

sommaire, un ensemble d'actions non-exhaustives à entreprendre, dans les buts suivants :

- Augmenter la qualité et la continuité des services offerts aux clients d'une façon stable dans le temps ;
- Garantir la SdF des réseaux HTA et la sécurité des hommes qui l'utilisent ;
- Optimiser les OPEX et améliorer l'efficacité du système de maintenance au sein du SEXO.

a) Gestion des équipements

- il faut établir un inventaire qui englobe tous les actifs en respectant l'arborescence et qui repère tous les équipements par leur emplacement dans le RED-HTA ;
- les caractéristiques des données à saisir doivent être respectées par tous les acteurs ;
- il faut mettre en place un manuel de maintenance pour les actifs stratégiques (*TR, disjoncteurs, interrupteurs*). En effet, pour l'application correcte d'une PM, l'exploitant doit connaître parfaitement ses installations sur deux plans : le plan statique (*schémas, emplacement, caractéristiques, etc.*) et le plan dynamique (*manœuvres, défauts, anomalies, incidents, etc.*) ;
- il est impératif de tenir l'inventaire à jour, d'où la nécessité de charger quelqu'un de le tenir à jour au moins deux fois par an ;
- pour maîtriser le suivi des actifs, il est indispensable de construire un dossier technique complet, avec une codification pour identifier chaque bien pour assurer son suivi ;
- pour plus de fiabilité et de précision, il y a lieu d'intégrer dans l'ERP SAP toutes les informations concernant les actifs techniques, afin de faciliter le reporting (*définir la durée de vie prévue et résiduelle pour les actifs stratégiques*) ;
- un bilan des technologies utilisées doit être mis à disposition pour le contrôle des actifs ;
- faire des analyses globales économiques et techniques des opérations de maintenance réalisées par les exploitants (*identifier et localiser précisément les actifs contrôlés, etc.*).

b) Analyse des coûts et aspect financier

- il est impérativement nécessaire d'utiliser l'ensemble des modules de SAP installés au sein du SEXO adéquates pour la maintenance costing en mesure d'aider le manager de maintenance à prendre les décisions les plus appropriées ;
- le système de maintenance costing devrait être une fonction intégrale du logiciel employé pour gérer le système de maintenance (*SAP-PM*) ;
 - il est obligatoire de faire un suivi des dépenses imputées à cette activité et visualiser l'évolution des coûts pour conclure sur son efficacité ;
 - les résultats du service maintenance, en termes de coûts, doivent être affichés et lisibles.

c) Maintenance de 1^{er} Niveau

- le suivi des opérations de 1^{er} niveau doit être assuré pour chaque actif important. En effet, il faut mettre en place des fiches appropriées où on met les opérations effectuées ;
- le suivi de ces fiches doit être tenu à jour suivant une fréquence choisie ;
- un entretien régulier permet d'éliminer les causes de pannes liées à la saleté (*encrassement, blocage*). L'action de nettoyer est une opération d'examen de l'équipement qui permet d'assurer les conditions visuelles nécessaires à découvrir d'autres défauts, (*e.g. fuite d'huile, desserrage, etc.*) ;
- avoir une check-list de diagnostic comprenant toutes les anomalies relevées et toutes les mesures des grandeurs caractéristiques ;

- les agents de l'ensemble des équipes devraient être formés pour réaliser les opérations de maintenance ;
- établir les PM types pour chaque type d'actif, avec éventuellement le travail sur l'élaboration des modes opératoires.

1. Le déploiement de la politique de maintenance

- il est important que la politique et la stratégie de maintenance soient écrites. La politique, définit la portée et la nature des tâches de maintenance, les moyens à prévoir pour réaliser ces tâches et les principes à suivre ;
- établir un manuel de maintenance et un dossier technique pour chaque actif dit stratégique.

d) Gestion des stocks et management des pièces de rechange

- les pièces de rechange peuvent être tenues localement et à chaque emplacement de travail. L'inventaire des pièces de rechange doit identifier l'endroit de stockage et doit être complet, précis et à jour ;
- un système minimum et maximum pour la commande des pièces de rechange doit être mis en place pour signaler automatiquement la pièce de rechange à commander lorsque le niveau minimum a été atteint ;
- les pièces de rechange des actifs stratégiques devraient être de qualité supérieure, certifiées et fournies par des fournisseurs très réputés pour la qualité de leurs pièces ;
- un système efficace de maintenance devrait maintenir et avoir accès à des stocks suffisants d'outils et d'équipements de maintenance pour faciliter la conduite appropriée des tâches comprises dans le programme de maintenance, etc.

e) Planification et prévention

- le système de maintenance devrait incorporer un processus d'analyse, de contrôle et de suivi des tâches de maintenance différées :
 - il est recommandé de planifier chaque semaine le lancement des travaux de maintenance ;
 - nécessité d'éditer un rapport des travaux réalisés, rapportant la consistance et les charges concernant les travaux réalisés, etc.
- les inspections visuelles devraient être conduites selon un programme détaillé. Elles doivent être incorporées dans la GMAO comme étant des TM avec des ordres de maintenance établis.

f) Analyse F.M.D.S

- il faut contrôler l'efficacité de la FM en se basant sur des indicateurs généraux qui montrent par exemple la productivité du personnel de maintenance, le délai de réponse et la part de dépannage dans l'activité maintenance ;
- on peut faire appel à des méthodes techniques qui confèrent une analyse concrète des données (*méthode PARETO, AMDEC, etc.*) ;
- analyser les résultats en termes de coûts et de temps obtenus suite à l'amélioration des modules précédents et réaliser des indicateurs ;
- il faut créer une BDD de chaque actif qui va être installé sur le RED-HTA, afin de suivre son évolution durant son cycle de vie, pour faciliter le calcul des indicateurs liés à la FMDS ;
- les archives de maintenance devraient être sujettes à la révision et l'analyse systématique ;

- l'engagement du top management dans l'amélioration du système de maintenance devrait être reflété dans l'appui continu et dans l'évaluation régulière de la performance et la pertinence des programmes de maintenance, etc.

g) Base de données

- la mise en place d'un système de pilotage (*SAP-PM*) semble incontournable. Toutefois, le potentiel d'informations à gérer est considérable et justifie un traitement assisté par l'ordinateur. De plus, ce système permettra de mettre l'ensemble des informations à disposition des responsables.

h) Gestion des travaux

- faire le suivi des DI via *SAP-PM*, ce qui va permettre de choisir les bons à déclencher, de ventiler les demandes et de les planifier ;
- mettre une nouvelle stratégie de gestion des agents pour bénéficier des temps morts en faveur des travaux de la MP ;
- pour cerner tous les travaux de maintenance, il est conseillé de prévoir une section pour les travaux de sous-traitance qui se chargera d'externaliser les travaux complexes ;
- le processus de maintenance exige des procédures pour gérer et contrôler d'une manière satisfaisante le travail impliqué. Ces procédures devraient être sujettes à la révision et à l'audit pour établir leur pertinence continue et leur respect.

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons réalisé un audit du système de maintenance existant au niveau des différentes entités du SEXO. Le principal but de l'audit est de détecter les différents dysfonctionnements responsables de l'inefficacité de la maintenance. Le point de départ de notre analyse était l'écart entre le PM tel qu'il a été tracé au départ de l'exercice 2011 et l'exercice de 2012 et celui qui a été réellement réalisé à la fin de chaque exercice. Cet écart est important et a engendré des interruptions de courant électrique ainsi que des pertes d'alimentation suite aux INP et travaux de maintenance non planifiés sur les actifs des RED-HTA. Ces déclenchements et arrêts non planifiés représentent en moyenne 44% du temps improductif du service, alors que les arrêts planifiés ne représentent que 66%. Pour détecter les causes de l'inefficacité de la FM, nous avons opté l'utilisation d'un questionnaire comportant 94 questions distribuées sur 08 axes différents en relation avec le niveau de performance du système de maintenance.

Nous avons ainsi dressé la liste des dysfonctionnements constatés et communs entre les différentes unités pour aider le top management à tracer un plan d'amélioration de la performance de la FM. Le diagnostic du système de maintenance a montré que le premier élément qui a besoin de plus d'amélioration était l'axe « *Analyse FMDS* » et l'axe « *maintenance costing* ».

Le but du prochain chapitre est la conception d'une approche pour l'optimisation des plans de maintenance au sein du SEXO.

Chapitre IV



Nouvelle Méthode d'optimisation Des Plans De Maintenance Des RED-HTA



IV. Nouvelle méthode d'optimisation des plans de maintenance des RED-HTA

IV.1. Introduction

Aujourd'hui, le vieillissement des actifs, la pression financière et réglementaire, la perte du savoir-faire et de compétences liées à des départs en retraite massifs ou spécifiques font que les stratégies habituelles de maintenance essentiellement réactive ou planifiée ne répondent plus aux objectifs opérationnels de la DCD. Le principal défi à relever en matière de gestion soutenable d'actifs et d'infrastructures des RED-HTA réside dans la mise en œuvre des stratégies de maintenance intelligentes, efficaces, techniquement et économiquement faisables, et qui réduisent l'impact sur l'environnement et assurent l'obtention des niveaux optimaux de la SdF des actifs installés et exploités pendant leur durée de vie opérationnelle. En effet, la recherche des performances de ces réseaux est devenue un besoin complexe, qui mène la fonction maintenance à trouver le meilleur équilibre entre ces performances et les contraintes techniques et économiques, notamment les coûts OPEX [ELA-03].

En effet, les approches les plus utilisées pour traiter cette problématique visent à améliorer cette performance par l'optimisation des travaux de maintenance et les coûts OPEX. Les nouvelles tendances dans cette optimisation permettent la hiérarchisation des activités de maintenance des RED-HTA, lorsque la fonction d'optimisation est définie en termes des coûts et de SdF. Il est donc très important, d'une part, de déterminer l'impact qu'a un PM sur la SdF des actifs et d'autre part de savoir si, connaissant cet impact, le PM appliqué est susceptible d'être mis à jour pour avoir une meilleure maîtrise des OPEX.

Par ailleurs, la gestion d'un actif est finement liée à un processus qui conditionne les différentes étapes de sa vie. Ainsi, la maintenance se trouve être la principale solution à court et moyen terme aux problèmes de détérioration dus principalement aux contraintes et conditions d'exploitation des actifs [MAH2-13]. L'impact d'une bonne maintenance sur les KPI's de la qualité de service n'est plus à démontrer, elle permet une utilisation sûre à des coûts optimisés dans le respect des contraintes de sécurité du personnel. D'ailleurs, la DCD est tenue de l'appliquer grâce aux objectifs qu'elle présente :

➤ Contribuer à assurer la durabilité de la distribution de l'énergie électrique et à améliorer les performances opérationnelles globales des RED-HTA. Deux leviers d'action sont mobilisables à cet effet :

- agir sur la fiabilité des actifs et sur la structure du réseau, et ;
- agir sur la rapidité de réalimentation en cas de défaut.

➤ Contribuer au respect des engagements envers les clients, les objectifs humains (*conditions de travail et de sécurité*), et faire face aux nouveaux cadres législatifs dans lesquels ils doivent évoluer.

Dans ce contexte, l'optimisation de la maintenance s'impose pour atteindre les objectifs prescrits. En effet, le RED-HTA comporte notamment plusieurs actifs pour lesquels on ne peut pas leur accorder la même importance ni la même attention. Il est donc nécessaire d'identifier ceux qui sont critiques sur lesquels il faut agir en priorité [TOR-13]. Ce chapitre a pour objectifs de :

- Présenter à travers une étude, le déploiement d'une méthode de management reposant sur une approche basée sur la création de valeur et la combinaison de certaines méthodes et outils d'aide à la décision, en vue d'asseoir une politique d'optimisation et d'organisation de maintenance au sein du SEXO ;
- Déterminer, pour chaque actif, le bon entretien à effectuer et identifier la périodicité à laquelle il doit être effectué pour répondre aux exigences réglementaires et aux objectifs de la SdF.

Ce chapitre est dédié au développement d'un processus d'optimisation des PMPA des RED-HTA. Notre contribution méthodologique présente l'application, et la validation de la démarche ainsi proposée sur des cas d'études réels fourni par l'ONEE/BE, est l'expression de son applicabilité au cas marocain afin de répondre à certains questionnements posés par les responsables de la DCD. Ce chapitre est perçu comme le point de convergence de toutes les théories développées à travers les différents chapitres de cette thèse. Des recommandations d'un point de vue pratique ont été énumérées et concernent les mesures techniques et organisationnelles permettant d'assurer la fiabilité et de répondre aux exigences des standards internationaux en termes de la SdF et de l'intégrité des RED-HTA.

IV.2. La motivation pour développer une nouvelle approche

IV.2.1. Contexte

Les RED-HTA marocains ne sont pas de mauvais réseaux. Leurs performances, selon les indicateurs usuellement retenus au niveau international (cf. § II.3.3.4), se situent en bonne position par rapport à ceux des réseaux voisins africains et de la région MENA. Il est assez souvent affirmé que le gestionnaire de ces réseaux, confronté à des impératifs financiers d'ordre divers, a tendance de négliger la MP, ce qui entraîne des dépenses de la MC accrue. Dans ce contexte, une stratégie de déploiement des ressources efficaces et efficientes s'avère nécessaire.

Cette stratégie consiste dans le suivi de très près les différents processus dans un souci de garantir la continuité et la qualité du service délivré au client final et d'optimiser les coûts OPEX. Elle peut être définie comme une approche globale recherchant les meilleures décisions possibles concernant une gestion de qualité des RED-HTA, ainsi que l'identification des causes de non-productivité et perte de valeur, pour d'y remédier en optimisant les ressources. Cette démarche couvre essentiellement les axes suivants :

- Assurer une gestion durable et performante des actifs basée sur l'approche *Asset Management* ou la gestion opérationnelle des actifs (*GA*) immobilisés (cf. § IV.3.1). La finalité est l'allocation efficace des dépenses et le déploiement rapide et effectif des ressources, là où il est le plus nécessaire de point de vue d'urgence et de criticité ;
- Développer et mettre en place un processus unique efficient et efficace de planification et d'organisation de maintenance basée sur le *Work Management* et la réalisation efficiente de tous les travaux de maintenance identifiés et priorisés sur la base de la criticité de la fiabilité des actifs ;
- Fournir aux décideurs un modèle permettant d'optimiser les PMPA qui détaillent la nature, la date et le lieu de chaque intervention planifiée et d'estimer l'impact de ces PMPA sur les performances opérationnelles des RED-HTA (*taux de panne, SAIDI, SAIFI, ENS, etc.*).

En effet, afin de réaliser notre étude, il est essentiel de disposer des données du REX fiables et en quantité suffisante pour mener une analyse minutieuse. Cependant, les actifs en exploitation les plus sensibles et les plus coûteux sont, les plus surveillés en raison des conséquences faisant suite à leurs pannes. Toutefois, l'obtention des données du REX demande du temps, du bon sens et beaucoup

d'abnégation et doit se faire à l'aide d'une méthodologie structurée et progressive dans un cadre rigoureux telle que le prône la démarche RCM [BEL-07].

IV.2.2. Les finalités et les objectifs

Pour répondre aux besoins de plus en plus insistants en matière de SdF, les gestionnaires des RED-HTA cherchent de nouvelles approches pour optimiser leurs stratégies de maintenance. D'après Wang [WAN-02], optimiser la maintenance d'un système consiste à :

- Minimiser le coût OPEX en respectant les exigences de fiabilité et les contraintes budgétaires ;
- Augmenter le temps réservé à la réalisation effective des travaux de maintenance, en respectant les lignes directrices suivantes [MAC-12] :
 - regrouper les TM prédéfinies selon un calendrier régulier, en fonction des périodicités, des types et des contraintes opérationnelles de la maintenance [THI-13] ;
 - mettre en place un soutien logistique intelligent de suivi du stock via le module de gestion des stocks SAP-MM (*Material Management*).
- Optimiser et prioriser les travaux sur la base du gain escompté sur le court terme (*dans le but d'éviter le cercle vicieux de la perte de productivité et travaux programmés*) [CAS-02] ;
- Développer et définir les règles et procédures de priorisation des travaux afin de réduire le volume des travaux relatifs aux INP, pour un coût OPEX supportable dans les fascicules budgétaires futurs.

IV.3. Planification et hiérarchisation des travaux de la maintenance des RED-HTA

IV.3.1. Planification par la gestion des actifs

La planification des stratégies de maintenance peut être appréhendée comme un ensemble de tâches constituant le carrefour de la gestion de la maintenance. Elle consiste à préparer les actions de maintenance, d'exploitation, de renouvellement et de modification de la structure des RED-HTA, afin d'en améliorer les performances et réaliser les objectifs d'optimisation présentés précédemment. Cette planification obéit à un certain nombre de règles et contraintes, parmi lesquelles, nous citons :

- La planification des inspections et des interventions de la MP, doit tenir en compte des dépendances entre les actifs (*i.e. dépendance entre les L-HTA issus d'un même JdB*) ;
- Si une défaillance est détectée sur un actif lors d'une inspection (*i.e. VTI et visite au sol*), l'action de la MP est remplacée par une action de MC (*pour réduire les durées d'indisponibilité des ouvrages*).

En général, pour améliorer le rendement et la productivité de chaque EQOM relevant du SEXO, on doit respecter la mise en place de certains leviers performants, à savoir (*fig. IV.1*) :

- Réduire le temps nécessaire pour l'accomplissement des TM par une meilleure préparation et programmation des travaux. En général le temps de travail disponible pour chaque EQOM en HMO (*Heure Main d'œuvre*) est réparti en trois parties, à savoir :
 - le temps productif de préparation et de réalisation des travaux ;
 - le temps non productif (*i.e. temps sans tâches productives (congé, maladies, etc.) et le temps sans tâches à accomplir (temps de trajet, mise en place du chantier, etc.) : congé, maladies, absentéisme, indisponibilité de matériel, formation, etc.*).
- Réduire le temps de la non-productivité et le temps sans TM à accomplir.

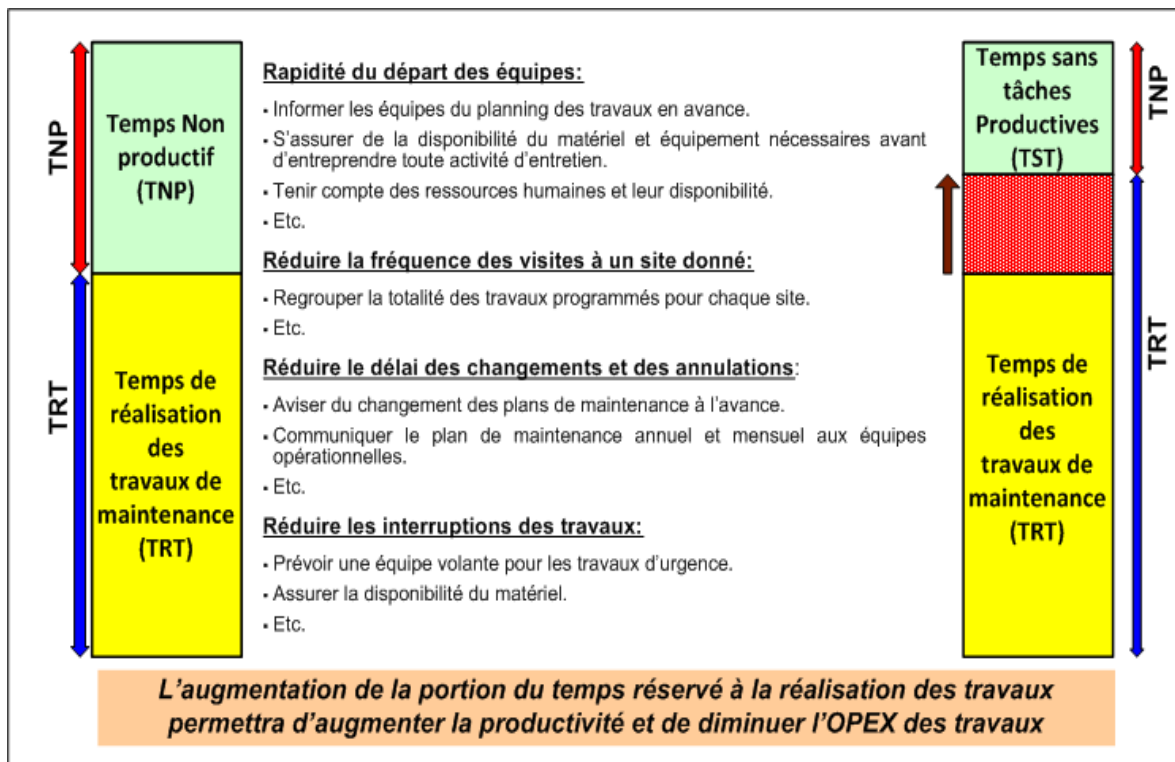


FIGURE IV. 1. Les zones d'intérêts pour augmenter le temps de réalisation des travaux

D'autre part, la situation financière précaire de la DCD ne permet pas d'engager continuellement les montants nécessaires pour entretenir les réseaux existants. C'est ainsi que se met en place et s'entretient un cercle vicieux reliant des investissements insuffisants, le faible taux de réalisation des PMPA dans le temps prédéfini et la détérioration des immobilisations. Aussi, ce cycle engendre une rentabilité technique insuffisante qui freine la mobilisation des financements nécessaires aux dépenses OPEX [THI-13] (fig. IV.2).

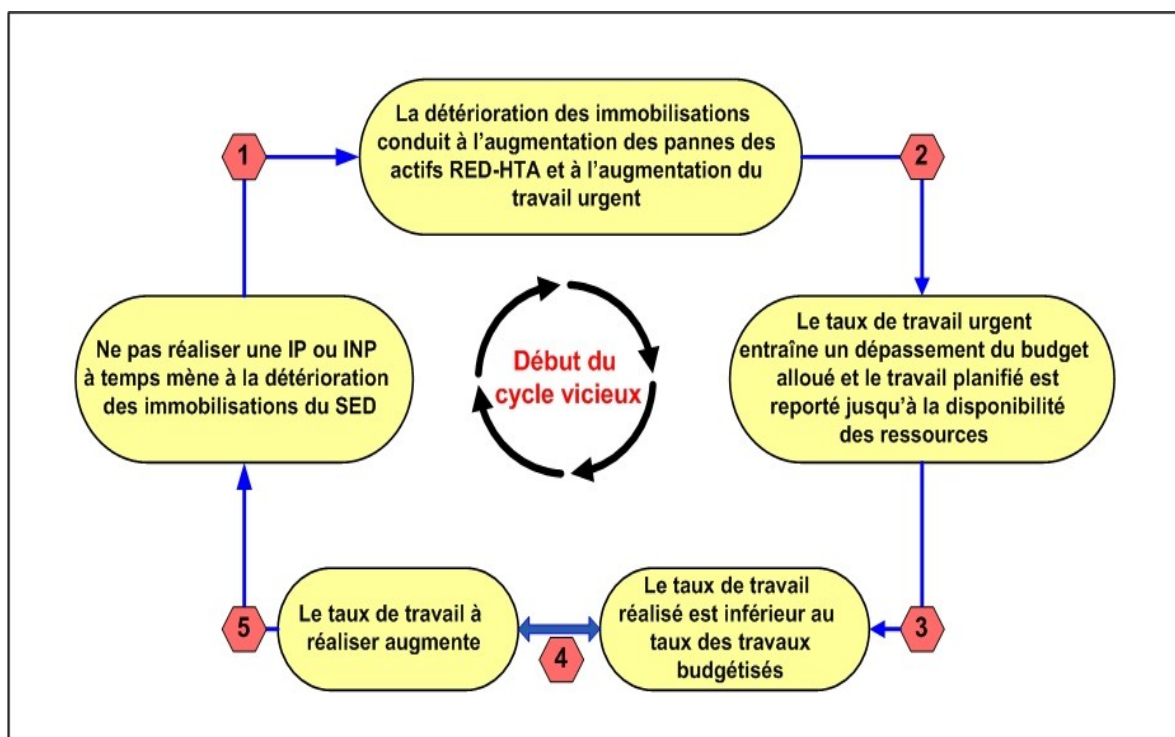


FIGURE IV. 2. Le cycle vicieux de la non-réalisation d'une TM

La problématique d'optimisation de la maintenance s'intègre dans un processus plus global qui est celui de la GA des RED-HTA où l'actif est au cœur de divers enjeux pour l'ONEE/BE. La GA désigne la gestion des ressources physiques d'un actif tout au long de son cycle de vie. C'est une combinaison d'activités techniques, administratives et de management. Elle est caractérisée par la recherche de la maîtrise des coûts CAPEX et OPEX d'un patrimoine donné des RED-HTA, en tenant compte de leur état, des contraintes budgétaires et leur criticité. Elle tient compte de tout ce qui assure le profit d'un actif notamment, la capacité de la distribution, les conditions des réseaux, et la conduite des O&M. La GA comprend deux aspects très liés : la gestion technique et la gestion financière. La gestion technique consiste à maintenir un niveau de performance requis pendant une durée de vie donnée. Par ailleurs la gestion financière concerne les coûts liés, à la construction, au fonctionnement, à la maintenance et à la réhabilitation. La GA s'intéresse à la gestion d'immobilisations corporelles et les actifs physiques des RED-HTA. Ces immobilisations constituent un patrimoine qui doit être géré de manière satisfaisante et intelligente. L'auteur dans [SCH-04] définit la GA comme un problème d'optimisation des capitaux qui cherche à assurer une croissance substantielle à long terme des revenus et des bénéfices tout en maintenant des OPEX réduits et en même temps, en exploitant le SED avec un niveau élevé de SdF.

Aussi, selon Faiz, et al. [FAI-09], le problème de la GA est un problème de gestion de la maintenance au sens large où les nouvelles technologies de l'information prennent une place importante dans la saisie des données de fonctionnement, de dégradation des actifs, dans leur traitement (*analyse et pronostic*) et dans la prise de décision. L'auteur dresse également un portrait des modèles de gestion globale de la maintenance. Il est important de relever que la maintenance, au-delà de rétablir la fonction de l'actif défectueux, est également un maillon essentiel dans la chaîne de la GA au sein d'un SEX [SCH-06]. Les auteurs dans Mahmoudi, et al. [MAH-14] et Mahmoudi, et al [MAH3-13] décrivent respectivement, les dépendances qui existent entre les différents intervenants du processus de la GA pour l'exploitation d'un PS HTB/HTA (fig. IV.3) et les PDP HTA/BT [MAH5-13].

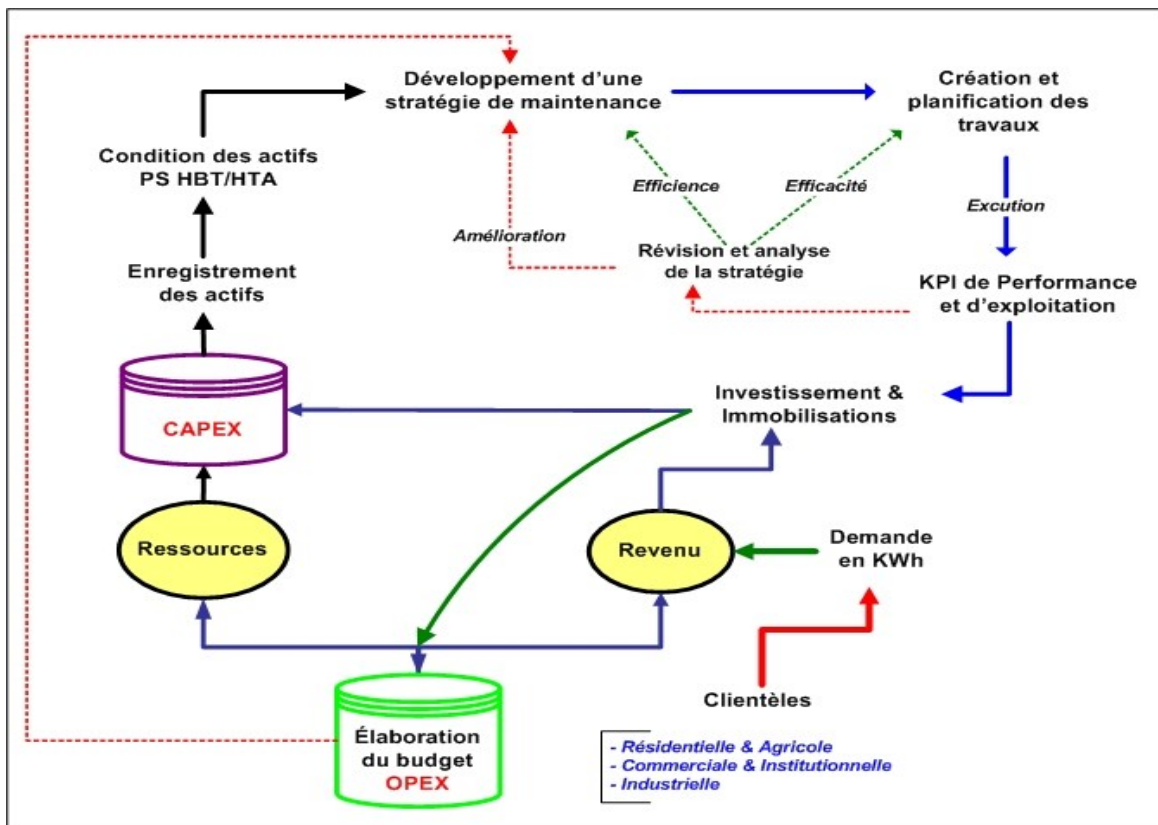


FIGURE IV. 3. Les dépendances entre les intervenants d'un processus de la GA

La gestion des actifs au sein du SEXO se limite actuellement dans SAP à l'enregistrement comptable et analytique des immobilisations en cours, répertoriées et classifiées selon une typologie propre à chaque activité, avec calcul et imputation des dotations aux amortissements à compter de la date de leurs mises en service [MAH2-13]. Dans notre travail, le module SAP-PM a été mis en œuvre pour gérer les interventions liées aux activités de distribution.

Or, les systèmes de GMAO doivent se doter d'outils d'aide à la décision lorsqu'il s'agit de choisir entre plusieurs stratégies possibles pour l'inspection, la maintenance et le remplacement des actifs. Par conséquent, de nouvelles approches systématiques et quantitatives telles que la méthode RCM s'avèrent indispensables pour pouvoir comparer les différents scénarios et alternatives, visant à améliorer la SdF des installations avec le coût OPEX le plus bas possible [MAH-14], [MAH2-13]. L'assistance de la GMAO/SAP-PM présente les avantages suivants :

- fournir aux gestionnaires une vision homogène des possibilités d'amélioration en maintenance et de les doter d'un outil d'aide à la décision pour comparer l'efficacité et l'efficience des activités de maintenance ;
- capitaliser le savoir-faire, et quantifier le REX sur les activités de maintenance, etc. ;
- connaître les OPEX sur le LCC des actifs les plus vitaux, pour choisir entre réparation, remplacement et utilisation jusqu'à la défaillance, ce qui a un impact sur les budgets ;
- faciliter la prise de décisions en matière de priorités de maintenance et améliorer le planning d'intervention des agents de maintenance, etc.

IV.3.2. L'ordonnancement des tâches de maintenance

Le choix des TM s'effectue selon les objectifs conformément à la politique de maintenance arrêtée, ainsi que les conditions d'application de chaque méthode de maintenance [SAG-12]. Les TM recommandées suite aux études de SdF et RCM visent à éviter et à réduire l'occurrence des défaillances potentielles. En effet, l'ordonnancement représente l'épine dorsale du SEXO caractérisé par l'extrême variété des tâches en nature (*cas de gros travaux de maintenance : remplacement tranche TR, mise à niveau d'un PDP HTA/BT, etc*), en durée, en urgence et en criticité (e.g. *réfection boîte de jonction câble souterrain HTA suite perforation du câble*). En effet, suite à des contraintes budgétaires, ou autres situations créant une indisponibilité des ressources (*humaines et / ou matériels*), nous pouvons être amenés à revoir le PMPA établi et repousser, voire annuler la réalisation de certaines tâches. Dans ce cas de figure, nous devons être capable d'identifier attentivement les tâches qui pourraient être différées sans entraîner des conséquences inacceptables pour les performances des actifs. Il est alors nécessaire de pouvoir hiérarchiser les tâches en fonction de leur valeur ajoutée et des risques qu'elles permettent d'éviter [MAH2-13].

IV.3.3. Priorisation des travaux de la maintenance

Dépendamment des sources, la périodicité optimale pour une tâche de maintenance correspond à la périodicité pour laquelle la probabilité de défaillance de l'actif est très faible [EPR-12], [CEI-99]. En effet, les périodicités prescrites dans la politique développée et présentée dans ce chapitre sont établies en fonction du diagnostic des RED-HTA et dans l'optique de faire des entretiens à intervalles réguliers en fonction du (i) type de l'actif, (ii) de sa position stratégique dans le réseau, (iii) de sa fatigue dans le réseau (*fréquences d'incidents*) et (iv) le temps écoulé depuis le dernier entretien. Le processus proposé donnera la priorité à chaque intervention viable en se référant aux résultats de la meilleure option qui puisse être réalisée. Toutefois, ce processus de mise en priorité devra considérer les limitations dans la

capacité pour exécuter ou réaliser la gestion de l'exécution des interventions et leur exploitation postérieure. Pour résumer, nous avons suggéré dans notre étude, un schéma de priorisation des travaux comme l'illustre le tableau IV.1.

TABLEAU IV. 1. Les niveaux de priorisation des travaux de maintenance arrêtés

Priorité (Pr)	Description	Planifiés /Non Planifiés	Délais optimal de réalisation	Poids
1	Travaux urgents liés à l'environnement et la sécurité des tiers	N.P	À réaliser immédiatement et l'information transmise directement à l'exploitant, sans attendre la priorisation (i.e. élimination fuite d'huile diélectrique d'un TR, etc.)	10% (selon le REX des travaux entre 2006 et 2011)
2	Travaux urgents à réaliser rapidement	P	À réaliser dans la semaine (i.e. réglage flèche d'une phase d'une L-HTA, etc.)	35%
3	Travaux non urgents (anomalies qui ne présentent pas	P	À réaliser dans les 30 jours (i.e. remplacement isolateur cassé, etc.)	50%
4	Travaux pouvant être programmés ultérieurement	N.P	À programmer lors du prochain processus budgétaire (i.e. réhabilitation génie civile PDP HTA/BT, etc.)	Planifiés pour l'exercice suivant

Lors de l'analyse des TM, on propose un intervalle pour la périodicité de chaque tâche. Il est donc judicieux d'opter pour trois périodes distinctes (*minimum, moyenne et maximum*), ce qui définit trois priorités des PMPA. Ensuite, on affecte à chaque famille du SED un plan de maintenance différent, ce qui constitue la nouvelle politique de maintenance proposée. Quatre niveaux de priorité sont arrêtés :

- **Pr 1** : travaux relatifs aux INP&IP en adoptons un plan renforcé, avec des périodes minimales. Elle est appliquée aux actifs à enjeu fort (i.e. des travées arrivées PS HTB/HTA dont le secours N-1 n'est pas garanti et les L-HTA en antenne desservant des grandes agglomérations).
- **Pr 2** : travaux à réaliser avec des périodes moyennes et un plan nominal (dans un délai de 10 jours) avec interruption de service et un délai de restitution rapide. Elle est appliquée aux matériels des SED a enjeu moyen, tels que les L-HTA et les PDP HTA/BT dont le secours en cas d'incident est assuré par la boucle ouverte.
- **Pr 3** : travaux à réaliser dans un délai d'un mois, avec des périodes moyennes en adoptant un plan. Elle est appliquée aux matériels des SED à enjeu faible.
- **Pr 4** : travaux pouvant être programmés ultérieurement.

D'autre part, on définit de façon empirique la fréquence de chaque TM, puis compte tenu des informations relevées lors des visites préventives et obtenues par les analyses de défaillance survenues, on confirme la fréquence des interventions.

IV.4. Présentation de la nouvelle approche : les étapes du processus développé

Afin d'aider et permettre au gestionnaire des RED-HTA d'accomplir avec succès sa mission, nous proposons une méthodologie originale, pertinente, adaptée et réaliste. Elle est structurée en plusieurs étapes successives et distinctes pour améliorer la stratégie de la maintenance actuelle. En effet, ce prototype interactif d'aide à la décision permettra aux gestionnaires d'avoir une vision stratégique sur

les actions concrètes à mettre en œuvre d'une politique d'optimisation de la maintenance des RED-HTA. Cette approche est basée sur la méthode RCM, et en introduisant toute une étude de SdF qui s'appuie sur l'approche AMDEC [MIG-09]. Elle s'appuie sur une bonne analyse de la situation, car c'est elle qui permet de comprendre le problème que l'on veut résoudre, les solutions possibles, les parties prenantes concernées, les ressources existantes ainsi que les opportunités dont on dispose pour le résoudre et les contraintes à prendre en compte. La méthodologie proposée est structurée en trois parties de modélisation et de traitement regroupé et définies comme suit :

- La 1^{re} consiste à évaluer la performance du patrimoine et prévoir son évolution afin d'identifier les actifs à traiter. Pour ce faire, nous allons appliquer les outils de l'analyse fonctionnelle en combinaison avec quelques approches statistiques ;
- La 2^{ème} consiste à établir une liste de critères de priorité (*de nature technique, stratégique et économique*). Ces critères prendront en compte les interactions de la maintenance avec le milieu extérieur pour établir un ordre de priorisation des actifs à traiter ;
- La 3^{ème} partie a pour objectif, en utilisant les résultats des étapes précédentes, de définir le type de maintenance qui s'adapte le mieux à chaque actif en fonction de sa nature et des enjeux qui lui sont associés.

La démarche ne sera pas prise en charge par une structure organisationnelle séparée, mais implique différentes entités opérationnelles relevant du SEXO (*cf. § III.4.3*), et fait partie intégrante de la gestion courante de leurs activités. Sa mission est la planification de l'exécution des travaux arrêtés sur la base de l'évaluation des actifs et des travaux planifiés durant l'année écoulée et non encore réalisés [MAH2-12]. Toutefois, nous avons organisé des réunions de travail et d'information en présence de l'ensemble du personnel du SEXO pour présenter les grandes lignes prévues pour la réussite de cette approche qui doit être vue comme [MAH4-13] :

- L'occasion de mener une réflexion sur les responsabilités et le partage des tâches ;
- L'outil d'identification des besoins éventuels en ressources et de s'assurer de l'efficacité et l'exécution à temps de tous les travaux requis et inscrits dans le PMPA ;
- Le moyen de mettre en évidence des redondances en matière de gestion ou à l'inverse des activités nécessaires au progrès du management.

Par ailleurs, l'application d'une telle stratégie se traduira par une gestion à court et moyen terme permettant d'étaler dans le temps les interventions et les investissements OPEX. La complexité des modèles utilisés pour l'élaboration d'une telle stratégie exige des efforts de développement pendant le quadriennat 2011-2014. La stratégie sera donc raffinée et améliorée année après année, selon un processus d'amélioration continue. Toutefois, les principales sources d'information ayant servi pour mener à bien cette étude ont été compilées avec le plus grand soin. Elles se résument par les informations et avis des responsables et cadres relevant d'autres SEX et le REX des fabricants et celui des exploitants (*le dépouillement du REX au niveau du SEXO a duré environ 08 mois*). Les principales étapes sont :

● **1) Étape N° 1 : Évaluer le processus de maintenance actuel au sein du SEXO.**

Cette étape vise à identifier les lacunes techniques, opérationnelles et même légales auxquelles le management du SEXO doit remédier pour faire face aux changements annoncés et aux besoins les plus criants dans ce secteur d'activité. Cette étape a été développée en détail dans le chapitre précédent (*cf. § III.5*).

● 2) Étape N° 2 : Définir des objectifs faisables et désirables.

Selon un consensus des planificateurs, l'élaboration des politiques de mise en œuvre acceptables par le management et les opérationnels et la présentation du processus cible détaillé hiérarchiquement de la nouvelle démarche de gestion des travaux de la maintenance des RED-HTA (fig. IV.5). En effet, ce processus englobe un ensemble de sous-processus de *Work Management* qui formalisent les principales activités à mettre en œuvre dans un objectif de résultat à travers la mise en place [MAH2-12] :

- D'une gestion de la performance qui vise l'amélioration de l'effort de suivi, afin de s'assurer que les travaux prévus sont réalisés et mettre en place des indicateurs de reporting, etc. ;
- D'une BDD patrimoniale exhaustive, efficace et fiable de gestion des travaux durant toute la durée de vie des actifs (cf. § IV.3.2).

● 3) Étape N° 3 : Assurer une gestion patrimoniale et un diagnostic technique des RED-HTA.

L'élaboration d'une stratégie de maintenance durable nécessite la connaissance des conditions de fonctionnement des actifs et leur environnement d'exploitation en fonction des paramètres et d'indicateurs mesurables (*l'âge de l'actif, fonctionnalité et localisation, l'état de performance, le taux d'utilisation, le taux et l'historique des pannes, l'historique des interventions, etc.*).

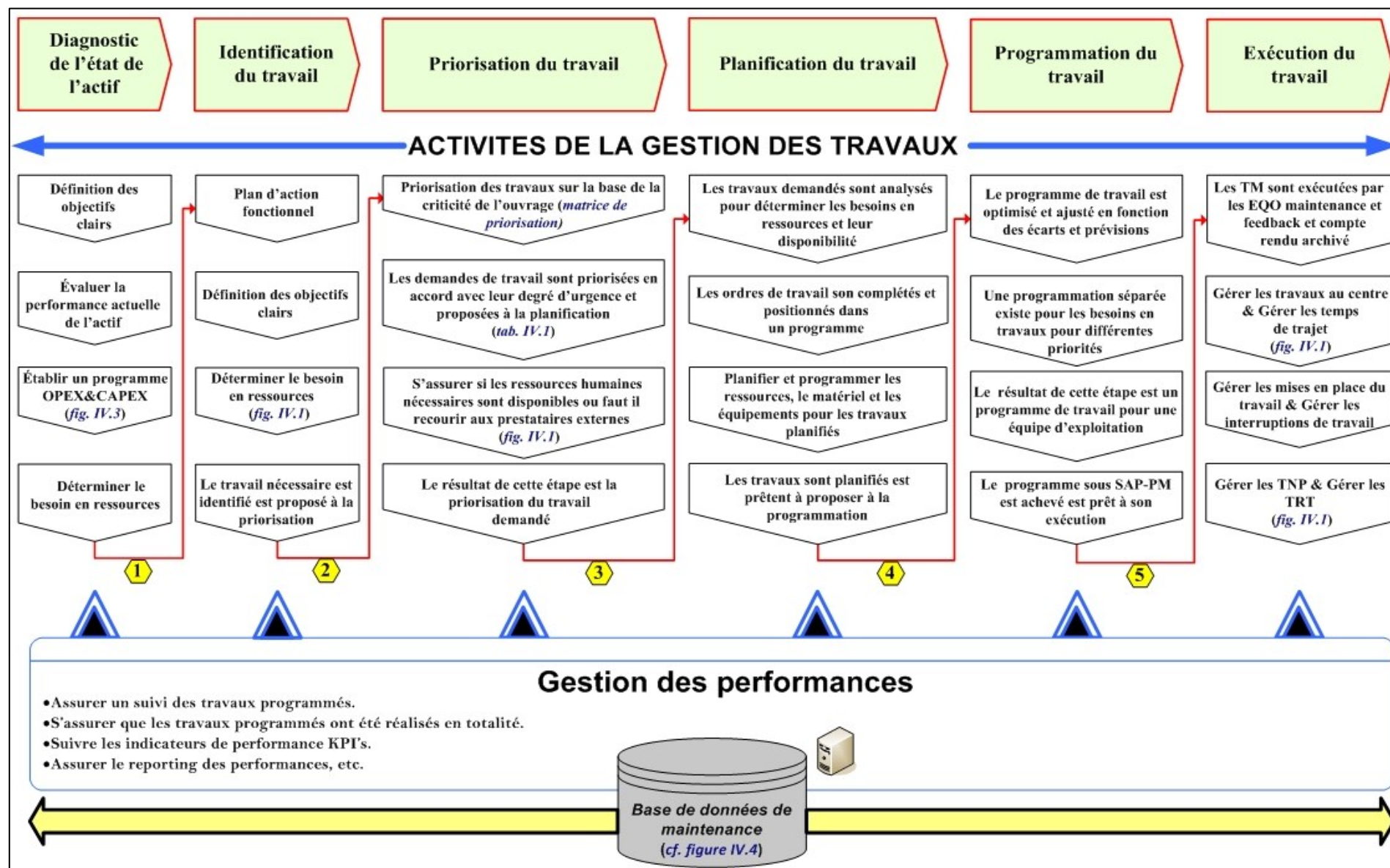
Les RED-HTA doivent être auscultés périodiquement permettant en effet :

- D'évaluer l'état des actifs et effectuer un diagnostic technique global détaillé de leur fiabilité (*dans l'annexe V.1, nous présentons à titre d'exemple une fiche préétablie d'inventaire pour le cas des L-HTA*), sur le terrain ou à distance via le SCADA, en se basant notamment sur :
 - la méthode SdF et RCM (cf. § IV5.3.4) ;
 - la simulation de son comportement en utilisant le logiciel CymDist ;
- D'analyser les problèmes liés à leur exploitation (*analyse de l'environnement externe et l'appréciation de la sensibilité de la clientèle raccordée au réseau*), en se basant sur le REX réel des exploitants, les fabricants et les indicateurs de la SdF ;
- De mettre en évidence les actifs critiques arrivant en fin de vie et prévoir les défaillances avant leur apparition, afin de prendre les mesures correctives et préventives [OCN-08] ;
- De regrouper l'ensemble des anomalies relevées lors des visites de vérifications pour orienter les actions de maintenance du RED-HTA sur une période prédéfinie de l'année N-1 (*nous avons fixé une durée de trois mois calendaires pour mener à bien cette campagne*).

Toutefois, les actifs vieillissants et critiques sont soumis à des opérations exceptionnelles de maintenance ou de rénovation au coût élevé. Cependant, si plusieurs actifs sont concernés, on doit choisir ceux qui sont prioritaires du point de vue de la maintenance afin de limiter les indisponibilités (IP&INP) et OPEX importantes à un même instant. Sont concernés par cette étude les actifs suivants :

- les PS HTB/HTA (*circuit de puissance et circuit de commande* (cf. § 2.7.8.1) ;
- les départs ou les L-HTA aériennes et souterrains (cf. § 2.7.8.2) ;
- les PDP HTA/BT (cf. § 2.7.8.4).

FIGURE IV. 5. Le processus de gestion des travaux de la maintenance proposé



Une fois l'état de santé d'un actif connu, des actions à mener pour préserver et améliorer ses performances peuvent être émises en s'appuyant sur le bilan technico-économique des solutions possibles. Il est alors possible de dresser une liste de priorités, détaillant les mesures à prendre. Celles-ci peuvent aller d'opérations mineures de maintenance (*traitement de l'huile, etc.*) jusqu'à une révision complète.

● **4) Étape N° 4 : Préparation d'un PMPA efficient et efficace.**

À partir du diagnostic technique obligatoire réalisé lors de l'étape précédente, des orientations relatives aux interventions à effectuer sont élaborées. On y trouve, par type d'actifs, des taux d'interventions, des choix de types d'intervention et un classement de ces dernières par priorité :

➤ Identifier les actions de maintenance à mettre en place ;

➤ Identifier les travaux et sélection des TM prévisionnelles nécessaires sur la base d'une inspection globale (*complément de l'étape N°3*) des RED-HTA (*les travaux issus de l'inspection annuelle du réseau et ceux à caractère ponctuel seront intégrés dans les ordres de MP avant validation*), et analyser les actions qui ont été réalisées dans l'année N-1 et qui ont permis d'éliminer les dysfonctionnements graves du RED-HTA :

- identifier les zones fragiles du réseau au regard de quatre classes de risques climatiques (*tempête, inondation, neige collante et canicule*) [NGU-12] ;
- définir et prioriser les besoins de maintenance et de remplacement des actifs vieillissants :
 - ✓ collecter en continu des données de performance sur les actifs critiques, etc.
 - ✓ programmer le PMPA et de renouvellement (*partie d'investissements imputés sur la CAPEX*) avec un pilotage largement suffisant ;
 - ✓ le PMPA initial établi constitue la base d'un PM évolutif et dynamique, qui sera mis à jour au fur et à mesure par le REX réel capitaliser sur le terrain.

● **5) Étape N°5 : Identification du nouveau potentiel cible.**

Il s'agit de recenser les activités sur l'année suivante ($N+1$), à partir de la prévision statistique, par extrapolation des années passées, pour tous les travaux exprimés en fonction de la capacité de charge et l'estimation temporelle de tous les travaux de maintenance à programmer pour la période concernée. L'ajustement de ce cumul de charges prévues avec la capacité réelle des EQOM offre une base solide d'organisation, en particulier pour décider de la part de charge et travaux qu'ils sont possibles d'externaliser dans le cadre des commandes d'investissement [MON-03].

En effet, l'exécution des actions de maintenance, nécessite l'identification du temps standard nécessaire par type d'opération (*confrontation des ressources disponibles avec celles nécessaires pour la réalisation de la totalité des travaux identifiés dans l'étape N°3*). Il existe une certaine durée d'instance aléatoire, qui s'écoule entre le moment de la planification d'une TM et son exécution ; cette durée dépend de plusieurs facteurs tels que :

- La disponibilité des ressources humaines et matérielles ;
- Les conditions et contraintes opérationnelles liées à la conduite et l'exploitation des RED-HTA ;
- Les dépendances structurelles dans le SED (*la redondance des actifs critiques qui permet de restaurer la fonctionnalité du réseau, totalement ou partiellement*) ;
- La criticité de la défaillance dans le SED (*e.g. perte d'un TR, d'un OCR, etc.*) et les priorités des TM lors de la planification.

Le potentiel nécessaire sera calculé pour chaque EQOM, sur la base :

- des durées normatives standards de chaque TM en se basant sur l'historique de volumes des travaux de maintenance réalisés issus des fiches des travaux, l'historique de fonctionnement des actifs et le REX des EQOM (*déterminer le temps minimum et optimal pour exécuter les TM par un chronométrage réel sur le terrain*) ;
- de la fréquence de chaque TM et le temps de trajet en fonction du rayon d'action.

○ **6) Étape N° 6** : *Identification de la capacité des équipes et le potentiel existant et disponible au niveau du SEXO pour effectuer l'ensemble des TM.*

➤ Sur la base des EQOM et par type d'ouvrage (*EQOM L-HTA, EQOM PS, etc.*) ;

➤ Valorisation et détermination du potentiel et la capacité réelle disponible en HMO par EQOM et afficher l'écart entre les HMO nécessaires et celles disponibles. L'écart résultant sera celui de la confrontation entre le potentiel existant en HMO et celui cible pour la réalisation de la totalité des travaux.

○ **7) Étape N° 7** : *Valorisation du PMPA prévisionnel en HMO, dégagement et identification de l'écart éventuel pour analyse.*

○ **8) Étape N° 08** : *Proposition et recommandations, sur la base des écarts constatés, on mettra en place les outils et méthodes nécessaires pour combler le gap [PAR-13].*

○ **9) Étape N° 09** : *Développer l'ensemble des règles et procédures pour la priorisation des travaux de maintenance.*

Le principe de la priorisation et d'hierarchisation des TM à réaliser est basé sur la criticité des actifs. Par ailleurs, à cause des contraintes financières et de celles imposées par les exigences de l'exploitation, la capacité opérationnelle de mise en œuvre des interventions de maintenance est limitée. Dans ce contexte, une planification intélegente des interventions et des priorités s'avèrent nécessaires pour définir un calendrier des étapes de la mise en œuvre des travaux de maintenance complètes et performantes qui évite des dépenses et des réparations futures plus lourdes consécutives à une politique non optimale des actions réalisées.

○ **10) Étape N° 10** : *Priorisation des actifs en fonction de leurs degrés de criticité.*

Pour minimiser le nombre de tâches de maintenance préventive à effectuer et les coûts OPEX associés à l'entretien des RED-HTA, ces tâches seront effectuées en priorité sur les actifs importants et critiques pour la distribution. Un actif critique est un équipement pour lequel une défaillance est intolérable. La défaillance d'un actif hautement critique peut avoir des conséquences majeures sur la SdF des RED-HTA, la sécurité du personnel, ou entraîner des pertes économiques significatives.

○ **11) Étape N° 11** : *Priorisation effectuées et optimisation du PMPA (délais et ressources).*

À la lumière des incidents survenus durant le quadriennat 2009-2012, une réflexion sur la maintenance a été entreprise. En plus des interventions de MC et MP effectuées, l'utilisation des outils pour la MPC doivent être intensifiées permettant ainsi d'anticiper des pannes. Pour faciliter cette tâche, le recours à l'utilisation des appareils de diagnostic et de suivi en temps réel des actifs (*i.e. SCADA, analyseurs des disjoncteurs HTA, caméra infrarouge, etc.*) est indispensable pour faciliter le traitement de toutes les données nécessaires. Le but de l'optimisation d'un PMPA est de déterminer, pour chaque actif, le bon entretien à effectuer et d'identifier la périodicité à laquelle il doit être effectué pour répondre

aux exigences réglementaires, aux objectifs de la SdF et les contraintes budgétaires.

- ◉ **12) Étape N° 12 :** *Définir les gammes opératoires par type d'actifs et installations électriques (PS HTB/HTA, L-HTA et PDP HTA/BT).*

Élaborer les stratégies de gestion patrimoniale et maintenance durable des actifs existants, en respectant les grands équilibres financiers et en maîtrisant leur performance en matière de SdF.

- ◉ **13) Étape N° 13 :** *Finalisation du PMAP optimisé et introduction des gammes et modes opératoires dans la GMAO (SAP-PM).*

L'optimisation consiste à trouver la balance optimale entre les différentes tâches de maintenance tout en respectant les objectifs de l'exploitation fixés auparavant. Il faut alors déterminer les instances de maintenance et les actions à effectuer de manière à optimiser un critère de décision fixe (*OPEX, SAIDI, SAIFI, etc.*).

- ◉ **14) Étape N° 14 :** *Réaliser les travaux et mise à jour de la BDD.*

Une structure durable et dynamique du REX technique relative aux défaillances, aux actions de maintenance, aux amortissements budgétaires des immobilisations acquises doit être mise en place.

Enfin, notre approche sera examinée en détail sur trois cas d'études, avec notamment une analyse globale des performances, la convivialité et la rentabilité des résultats obtenus sur le terrain. Dans un premier temps, nous appliquons notre modèle à la maintenance des L-HTA.

IV.5. Études de cas

IV.5.1. Premier cas d'application : PMPA des L-HTA

La méthode proposée a pour horizon de focaliser les efforts sur la minorité des actifs qui causent la majorité des effets nuisibles à la maintenance et à la qualité de service. Elle est basée sur un raisonnement logique et simple qu'on peut vulgariser à l'intérieur du SEXO. En effet, une bonne stratégie de maintenance est essentielle pour assurer la performance et le bon état structurel des L-HTA vieillissants (*un réseau majoritairement aérien d'une longueur importante avec un faible taux de renouvellement*). Ces lignes HTA sont très hétérogène en matière de variété de structures d'actifs et dont l'exploitation à laquelle ils sont soumis augmente progressivement.

Les gestionnaires sont de plus en plus sensibilisés sur l'importance des impacts causés par les défaillances et leurs coûts. Les ressources financières sont limitées et il faut les optimiser à travers la mise en œuvre d'une maintenance préventive intelligente. Nous allons traiter ce cas étape par étape.

a) Identification des travaux nécessaires

Il est toujours difficile d'estimer la tenue intrinsèque d'un actif après plusieurs dizaines d'années en service. Tous les composants des actifs ne vieillissent pas de la même façon, et c'est toujours le maillon le plus faible qui sera la cause d'une avarie dans des conditions normales ou exceptionnelles d'exploitation. L'expertise doit permettre d'optimiser au mieux la durée de vie d'un actif dans des conditions de résistance en adéquation avec les directives de construction. Pour mieux comprendre le fonctionnement du réseau le long de sa distribution, il est indispensable de modéliser sous CymDist (*cf. annexe IV.7*) son comportement à l'aide d'un modèle de simulation afin d'interpréter son fonctionnement

à différents états, pour décrire et faire une analyse sur la situation actuelle et future des différents paramètres tels que la chute de tension, les faibles sections à renforcer et les pertes techniques, etc. En effet, l'évaluation de la performance technique et commerciale d'un RED-HTA comprend un diagnostic de son état, puis une évaluation de sa performance [MAH2-12]. Cependant, le diagnostic des L-HTA mené par les trois équipes compétentes permet, entre autres :

- d'optimiser les OPEX de certains travaux ;
- d'identifier les insuffisances et de les traiter simultanément si nécessaire.

Ce diagnostic permet aux exploitants d'avoir des éléments techniques tangibles qui leur permettront d'orienter objectivement les choix en matière d'investissement et travaux de maintenance, en s'appuyant par exemple sur :

- l'état visuel de chaque composant et les valeurs issues des mesures physiques (e.g. *résistance de terre, échauffement, etc.*) ;
- la liste des TM pour le court terme (*pour les composants arrivés au terme de leur durée de vie*), et les TM pour le moyen et long terme (*pour les autres composants*) ;
- la programmation d'un plan d'élitage, de dessouchage et d'abattage des arbres à proximité des L-HTA (*les dégâts aux L-HTA sont davantage occasionnés par les chutes d'arbres suite l'insuffisance d'élitage et non respect des distances prescrites*). En effet, pour chaque L-HTA, un repérage cartographique des zones boisées et des types de plantation (*Eucalyptus, Cyprès, Oliviers, Pin et Palmiers*) a été défini. Pour bien maîtriser la périodicité d'élitages des arbres (*cf. tableau IV.2*), il a fallu déterminer l'essence et la vitesse de croissance des arbres selon leur type (*les données ont été communiquées par la direction régionale de l'oriental des eaux et forêts*) et la nature du milieu dont ils poussent (*vitesse de croissance, domaine privé ou public, etc.*).

Les diagnostics réalisés durant les trois mois de l'année budgétaire N-1 nécessitent, dans la plupart des temps, les mêmes moyens humains et une logistique souvent similaire à celle de la maintenance courante. L'intérêt principal de ce contrôle est l'identification, la localisation des actifs défectueux ou en fin de vie et la définition des actions préventives à entreprendre pour optimiser les coûts OPEX. Ces travaux ont été identifiés sur la base du diagnostic des L-HTA relevant du SEXO dans le cadre de la préparation du PMPA 2012 (*cf. annexe IV.2*).

TABLEAU IV. 2. Vitesse de croissance et périodicité d'élitage

Type d'arbres	Eucalyptus	Cyprès	Oliviers	Pin	Palmier
Vitesse de croissance (max/min) /an selon le milieu	3 à 4m	1 à 2m	1 à 2m	1 à 1,5m	1 à 2m
Périodicité d'élitage à respecter	8 mois	15 mois	15 mois	18 mois	15 mois

b) Identification de la capacité disponible

Cette étape porte sur :

- L'identification des EQOM : Il s'agit de trois EQOM des L-HTA ;
- La valorisation du potentiel disponible en HMO par équipe opérationnelle (*cf. annexe IV.3*). Cette valorisation nous a permis de dégager la capacité réelle disponible pour chaque EQOM au titre de l'exercice budgétaire N+1 en retranchant les absences prévisibles, qu'elles soient prévues (formation + congés + jours fériés) ou non prévues (*taux d'absentéisme*) [MON-03].

c) Identification du nouveau potentiel cible en HMO pour la réalisation du PMPA

Dans cette étape, nous allons déterminer le timing normatif standard pour le nombre d'heures productives nécessaires à l'exécution de chaque type d'opération (*cf. annexe IV.4*). Ce timing a permis ensuite, de déterminer le volume de travail *en* durée productive pour chaque opération. Cette durée est le résultat du produit entre le nombre d'actifs à maintenir et la durée maximale nécessaire pour chaque opération. Il est à noter que ce timing a été validé en concertation avec les chefs d'équipes et les contremaîtres L-HTA. Après la détermination du timing des travaux, on entame l'étape qui sera consacrée à la valorisation du PMPA prévisionnel en HMO. Une fois on a déterminé le potentiel nécessaire pour réaliser la totalité du PMPA, on identifie l'écart entre le potentiel existant observé pour chacune des EQOM et le potentiel cible. Finalement, sur la base de la différence calculée on cherche à adopter les solutions simples, efficaces et peu coûteuses pour y remédier.

La synthèse du PMPA à réaliser pour l'exercice 2012 est présentée en détail dans l'annexe IV.3 pour chaque EQOM L-HTA relevant du SEXO. L'objectif principal est l'optimisation de l'allocation des ressources disponibles compte tenu des contraintes du potentiel global disponible, visant l'amélioration de la productivité des équipes par le biais de l'organisation du processus de maintenance. Ainsi, un processus de planification des travaux, des règles et critères de choix de base pour la priorisation des travaux et des visites a été développé dans la 2^{ème} partie de ce travail.

Le principe directeur de cette démarche, est d'abord prioriser les actions et puis organiser leur mise en œuvre. Cette étape permet d'évaluer le volume des travaux selon le PMPA préétabli et déterminer les HMO disponibles de chaque EQOM existante et le potentiel cible, ainsi que les écarts nécessaires à celles disponibles. Le résultat montre que le potentiel disponible en termes de main-d'œuvre est de **10144 HMO** (*cf. tableau IV.3*) alors que le potentiel recherché nécessaire pour la réalisation du PMPA entier est de **16839 HMO** (*cf. tableau IV.3*), soit un écart de **-6695 HMO**.

Le nouveau potentiel cible est la somme du potentiel nécessaire pour la réalisation des travaux projetés sur la base du PMPA et celui nécessaire pour réaliser les différentes visites (*visites au sol et les visites montées*) sur l'ensemble des L-HTA. Le tableau IV.3 résume les résultats qui ont été obtenus, avec :

- HMO temps productif (*TP*), c'est la durée nécessaire par EQOM pour maintenir un actif ;
- HMO trajet (*TR*), c'est la durée du trajet aller- retour parcouru par l'équipe de point de départ, qui est le local technique SEXO est l'emplacement où se trouve l'actif à maintenir ;
- HMO préparation (*PR*), c'est la durée de préparation de l'équipe qui englobe la durée nécessaire pour garantir les tâches de consignation, condamnation, vérification d'absence de tension, la préparation du matériel de travail et le trajet chantier, etc.
- Durée totale des travaux, c'est la somme entre les trois durées citées ci-dessus (*l'annexe IV.5 résume à titre exemple le calcul détaillé de chaque durée pour la 3^{ème} EQOM relatif à l'exercice budgétaire 2012*).

Dans l'annexe IV.6, nous présentons la méthodologie du calcul que nous avons suivi pour la détermination et le calcul des HMO visite pour chacune des EQOM, à savoir :

- EQOM L-HTA Préfecture d'Oujda (*EQOM N°1*) ;
- EQOM L-HTA Province de Jerada (*EQOM N°2*) ;
- EQOM L-HTA Province de Bouarfa (*EQOM N°3*).

TABLEAU IV. 3. Durée globale nécessaire en HMO pour réaliser le PMPA L-HTA 2012

EQOM L-HTA	Potentiel EQOM/an HMO	Durée des travaux en HMO				Visite en HMO	Total en HMO	Écart en HMO
		HMO TP	HMO TR	HMO PR	Durée total	Durée total visite	Potentiel cible	
EQOM N°1 (Oujda)	4952	756	238	163	1156	5497	6653	-1701
EQOM N°2 (Jerada)	1720	494	249	181	925	3986	4911	-3191
EQOM N°3 (Bouarfa)	3472	244	226	78	547	4727	5274	-1802
Total EQOM L-HTA SEXO	10144	1494	713	421	$P_T = 2628$	$P_{vavp} = 14211$	$P_c = 16839$	-6695
Pourcentage de couverture de PMPA 2012	60 %							
Potentiel EQOM L-HTA avec la durée total perdue pour travaux suite aux INP ¹⁰	$P_1 = 9222$ (922 HMO suite INP)							
Nouveau % de couverture de PMPA	$P/P_c = 55 \%$							

D'après l'analyse de ce tableau, on constate clairement que le taux de réalisation du PMPA global prévu à fin de l'exercice 2012 est de l'ordre de **55%**. Cependant, pour faire corriger et remédier à l'écart critique entre le potentiel cible et celui disponible, nous allons adopter un scénario de priorisation qui permettra d'améliorer davantage et de hausser ce taux (*avec les moyens humains actuels et renforcement en matériels d'exploitation*). Ainsi, nous avons développé un processus de planification des visites et priorisation des travaux de maintenance par la définition des règles et critères de choix de base pour la priorisation des L-HTA les plus critiques, en se basant sur une matrice d'optimisation multi-critères à des critères préalablement définis permettant l'évaluation, la classification et la hiérarchisation des priorités de maintenance des L-HTA.

IV.5.1.1. Matrice multi-critères d'évaluation, de classification et de priorisation des L-HTA

L'objectif est d'établir un classement général de la population des L-HTA sur la base de critères techniques et économiques, et d'identifier les groupes de L-HTA nécessitant un bilan approfondi ou des interventions de maintenance de base. Un critère est un type de modèle permettant l'établissement de relations de préférence entre différentes alternatives. Dans notre cas, nous allons construire une liste de critères qui nous permettra de prioriser et de classer les L-HTA dans le cadre d'un PMPA. Pour ce faire, il faut déterminer les L-HTA à risques et les hiérarchiser [MAH2-12].

Dans la littérature, des nombreux projets de recherche ont été développés ces dernières années afin de faciliter les tâches des gestionnaires lors de la mise en place des opérations d'intervention pour les réseaux techniques, le cas par exemple des réseaux d'eau potable. Dans *Alexandre, et al.* [ALE-96], *Haidar* [HAI-06], *Blindu* [BLI-04] et *Goufere* [GOU-04], les auteurs proposent d'utiliser les méthodes d'analyse multi-critères, pour la hiérarchisation des actions de la maintenance et le choix des techniques de réhabilitation. La méthodologie ainsi développée pourrait reposer sur une approche multi-critères simple prenante en compte les risques techniques, économiques, sécuritaires et environnementaux.

¹⁰ La durée que nous avons déterminé comme perdue due aux INP par rapport aux heures prévues de travail si aucun incident n'est survenu. Elle est la somme de la durée moyenne de localisation du défaut et celle des travaux d'entretien par type d'incident survenu sur les L-HTA entre l'année 2005 et 2010.

Ainsi, nous pouvons identifier les actifs sur lesquels, il faut intensifier la maintenance et donc augmenter leur efficacité [PAR-13]. Toutefois, l'établissement des priorités d'intervention dans un parc des L-HTA est certainement une des phases les plus difficiles de la gestion. Nous devons intégrer dans le même planning, des interventions à diverses échelles temporelles qui affectent les actifs de différentes durées de vie, vitesses de dégradation, et dont le type de maintenance le plus adapté n'est pas forcément le même pour tous les cas de figures. Dans cette situation, la prise de décision doit être faite dès une approche multi-critères sera mise en place. Afin de mettre en œuvre les méthodes issues de cette approche de hiérarchisation, nous complétons la notation de l'état des actifs (*obtenue à partir des visites et inspections*) avec une famille de critères technico-économiques importants et bien déterminés (cf. tableau IV.4).

TABLEAU IV. 4. Les critères de la matrice de classement des L-HTA

Critères (Cr_i)	Poids	Critères (Cr_i)	Poids
Nombre d'incidents permanents	4	Degré de sensibilité de la L-HTA	3
SAIDI	4	Longueur de la L-HTA	3
SAIFI	4	Ligne en antenne (le secours)	3
ENS (END)	4	Taux des pertes techniques	3
Nombre d'incidents fugitifs	3	Nombre des clients connectés et taux d'accroissement	4
Taux de charges & charges transitées	4	Nombre de connexions	3
Vétusté et l'âge de la L-HTA	2	Environnement et conditions méthodologiques	3

La démarche est composée de sept étapes principales couplées avec la méthode statistique de Pareto. En effet, les classes de Pareto sont déterminées en utilisant comme critère de classement, la note totale pondérée (NTP) obtenue par la matrice de décision multi-critères. Cette méthode, basée sur la statistique descriptive, vise à classer les L-HTA suivant un enchaînement de 14 critères logiques qui ont été déterminés en se basant sur la réalisation d'un « benchmark » d'expertise (*cette étude nous permettra de tirer profil de l'expérience d'autres entreprises similaires ayant déployé une solution de gestion de maintenance et des actifs*) et validés par le top management du SEXO. Après l'identification des L-HTA à classer (34 L-HTA). Les étapes de cette démarche sont présentées comme suit :

a. Déterminer les critères de classification (Cr_i) à adopter (*dans la suite, on va développer chacun de ces critères en argument leur choix et leur importance*) :

1. Le nombre d'incidents permanents : nombre des incidents survenus et enregistrés par L-HTA pendant le triennat 2009-2011 (cf. § I.7).

2. Le nombre d'incidents fugitifs : le nombre des déclenchements en fugitifs enregistrés par L-HTA pendant le triennat 2009-2011 (cf. § I.7).

3. Le cumul des KPI's de la qualité de service (SAIFI, SAIDI et ENS) pendant le triennat 2009-2011 : sur le plan strictement économique, le coût de la coupure de courant représente la perte financière qui peut s'évaluer en première approximation par le préjudice financier causé à la clientèle (cf. § II.3.3.4).

4. Le nombre de clients BT et HTA connectés et desservis par chaque L-HTA.

5. Le degré de sensibilité de la zone géographique alimentée par la L-HTA vis-à-vis de la clientèle

dont la vulnérabilité des L-HTA pourrait entraîner une discontinuité de fourniture : zones rurales, urbaines denses, clients industriels importants, les grandes agglomérations, etc. Les TM seront menées prioritairement et classées de manière hiérarchisée sur les L-HTA desservant les clients importants.

6. L'environnement et les conditions météorologiques : procéder à un recensement et identification d'une cartographie assez précise des zones fragiles du réseau au regard des risques climatiques et environnementaux, qui influencent le comportement mécanique et diélectrique des L-HTA (*la pollution atmosphérique, tempête, vitesse du vent moyenne maximale, inondation, l'humidité, le brouillard, neige collante et canicule*). Le risque de voisinage en zones boisées (*forte présence d'arbres aux voisinages*), fréquence d'acte de vandalisme, recensement des zones exposées au phénomène de surtensions dues aux foudres (*densité de foudroiement, une cartographie a été demandée auprès de la direction météorologique régionale*), recensement des points d'eau qui constituent le principal facteur qui influence le flux migratoire des oiseaux migrateurs. Ce recensement sera établi et sera réactualisé chaque année en tenant compte des conséquences sur les réseaux des aléas climatiques survenus dans l'année. La variation des conditions climatiques dans différentes périodes de l'année entraîne des variations périodiques des paramètres d'isolation des équipements électriques. En hiver et en automne, l'humidité accrue diminue le niveau de la résistance d'isolation, ce qui entraîne différentes défaillances et en particulier la diminution de la durée de service.

7. La vétusté et pyramide d'âge : l'âge d'une L-HTA est un élément ayant un effet déterminant sur ses performances ; les matériaux se corrodent avec le temps et les intempéries, les ouvrages se dégradent au niveau de leurs fondations, la qualité des mises à la terre se détériore, etc. Généralement, ce vieillissement est la conséquence d'une politique de maintenance et d'investissements insuffisants.

8. La charge maximale de pointe transitée et le taux d'accroissement spécifique (TAS) des charges électriques à alimenter par une L-HTA (*la charge est fonction de la section du câble*). Un dépassement de l'intensité du courant admissible circulant dans les L-HTA (*la surcharge existe lorsque la puissance nominale admissible est dépassée*) provoque une élévation de température de cet ouvrage par dissipation de chaleur liée à l'effet Joule. Cet échauffement peut avoir plusieurs effets entre autres, (i) la dégradation et détérioration rapide des caractéristiques mécaniques et isolantes des composants, (ii) le vieillissement accéléré et réduction de la durée de vie des ouvrages et (iii) l'augmentation des pertes techniques. L'établissement du TSA pour une L-HTA donnée est basé en premier lieu sur l'historique de la charge maximale du départ en question. L'historique nous a permis de tracer la régression linéaire des L-HTA. Ensuite, nous avons déduit les pointes relatives à chaque L-HTA et les équations des régressions linéaires des TAS par L-HTA.

9. Les pertes techniques par L-HTA : le taux de pertes d'énergie fait partie des indicateurs de base pour l'évaluation des performances de l'activité de la distribution. Les pertes techniques constituent un élément important du coût d'exploitation des RED-HTA. En effet, l'optimisation de la gestion et l'exploitation des L-HTA sont liées à une meilleure coordination des TM dans le réseau. Certes, un bon plan de maintenance, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruption suite aux défauts et contribue aussi à la réduction des pertes techniques en évitant la circulation des courants de défaut qui provoquent plus de pertes par effet joule (*les pertes liées à l'échauffement des conducteurs des liaisons aériennes et des liaisons souterraines en relation avec les puissances acheminées par ces ouvrages*) [TAN-13]. Dans l'exercice de planification des RED-HTA, une pratique courante de simulation est de ne considérer que le pire des cas, soit la charge de pointe de la ligne. La façon de procéder consiste donc à déterminer quelles sont les tensions et les puissances actives et réactives à chaque nœud en régime permanent pour être en mesure de déterminer si le réseau a besoin à terme d'une mise à niveau. Pour réaliser ces études, il faut donc connaître la prévision de la demande de

pointe (d'été ou d'hiver, selon le climat et les clients), la topologie du réseau de distribution et les différents paramètres électriques des équipements du réseau (*calibre des conducteurs, longueur des conducteurs, paramètres électriques des transformateurs, etc.*). Des logiciels, comme CymDist pouvant prendre en charge ce type d'information et effectuer le calcul d'écoulement de puissance (*il permet d'étudier les transits de puissance entre les sources et les charges et le niveau de tension à un nœud*) sont couramment utilisés [WOR-06]. Dans notre étude, l'évaluation des pertes techniques par L-HTA a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation des réseaux électrique CymDist (*ce logiciel exige la collecte des données et paramètres des générateurs présents dans le réseau concerné, des tronçons des L-HTA, etc.*).

Toutefois, un entretien adéquat et périodique des L-HTA permet de maintenir, pendant leur durée de vie, des pertes minimales et un rendement optimal. Une L-HTA avec moins de pertes fonctionne à une température plus basse, ce qui a pour effet d'augmenter sa durée de vie utile. La représentation conforme de la topologie du réseau dans l'environnement CymDist à partir des paramètres et données des composantes du réseau est une étape primordiale avant la simulation. Une fois la modélisation est faite, nous commençons la simulation. CymDist nous permet de faire un rapport complet sur le départ que nous avons modélisé. Ce qui nous intéresse dans le rapport de simulation est le calcul des pertes globales au niveau d'une L-HTA exprimé en kW. Le calcul des pertes en énergie donné par l'équation (IV.1), nécessite la détermination du L_{sf} pour en déduire L_f et par la suite les pertes en kWh [TAN-13].

$$P_e = \Delta T \cdot P_p \cdot L_{sf} ; L_{sf} = 0,2 \cdot L_f + 0,8 \cdot L_f^2 \quad (IV.1)$$

Avec :

- P_e : Pertes en énergie.
- P_p : Pertes en puissance de pointe (déterminé par la simulation CymDist).
- L_{sf} : Loss Load Factor (facteur de perte) exprimé en %.
- L_f : Load Factor (Le facteur de charge).
- ΔT : Le nombre d'heures d'une année (8760 heures).

L_f est la consommation électrique effective durant une période Δt ramenée à la consommation fictive correspondante à la demande maximale durant cette période. Le τ_{pe} est donné par l'équation (IV.2) :

$$\tau_{pe} = \tau_{pp} \times \frac{L_{sf}}{L_f} ; \tau_{pp} = \frac{P}{P_{max}} \quad (IV.2)$$

Avec :

- P : la puissance perdue à la pointe au niveau de l'élément en KW (CymDist).
- P_{max} : la puissance maximale appelée en KW à la pointe pendant ΔT .
- τ_{pe} : le taux de perte en énergie.
- τ_{pp} : le taux de perte en puissance.

10. Le nombre de connexions réseau : le nombre total de connexions installées et raccordées sur une L-HTA est égal à la somme des équipements suivants :

- ✓ Nombre des PDP et PT client HTA/BT installés dans la ligne et ossature principale (L_p) et les dérivations et branchements ;
- ✓ Nombre des OCR installés par L-HTA (*degré de l'automatisation*) ;
- ✓ Nombre des IACM par L-HTA (*déterminés via SCADA*) ;

- ✓ Nombre de boîte d'extrémité (*permet le raccordement du câble souterrain avec le câble aérien*) ;
- ✓ Nombre de manchons d'ancrage et d'extrémité (*ce matériel assure l'arrêt mécanique des conducteurs et permet la connexion électrique à l'aide de la broche que lui associée par l'intermédiaire d'un connecteur pour broche*).

11. L'architecture et la configuration de la L-HTA (*ligne exploitée en antenne ou en boucle ouverte avec une autre L-HTA*) : ici on détermine si le secours d'une L-HTA est totalement, partiellement ou non garanti grâce à la règle dite du N-1 (*cela signifie qu'en cas de défaillance d'un élément du réseau, l'électricité sera acheminée et fournie par une autre partie du réseau et donc sans conséquence pour l'ensemble des clients raccordés au réseau*) dans le cas de perte d'une source et d'interruption de l'énergie électrique lors d'une INP, ou une IP. La perte d'une L-HTA aura des conséquences directes sur l'alimentation des clients. Des difficultés de maintenance se posent, eu égard à la conception même des L-HTA dont l'arrêt d'un actif compromet la continuité de service. Ainsi un défaut ou une IP de la ligne qui est unique, ne permettra pas de fournir de l'électricité aux usagers en aval.

12. La longueur des L-HTA : les longueurs des câbles et lignes sont disponibles dans la base de données DMS-CymDist dans laquelle figure la topologie du réseau [BER-02].

b. Affecter le poids de chaque critère ou le coefficient de pondération P_i de 0 à 4 afin de spécifier le degré d'importance d'un critère par rapport à un autre : (i) **0** : Non pris en compte ; (ii) **1** : Importance faible ; (iii) **2** : Importance moyenne ; (iv) **3** : Importance élevée et, (v) **4** : Importance très élevée. La pondération de chaque critère a été réalisée par l'intermédiaire de questions posées aux gestionnaires / décideurs : « *de cette suite de critères, classez les de façons à faire apparaître en 1^{re} celui qui, selon vous, accroît le plus et en quelle mesure (poids) l'apparition des défaillances et respectivement le niveau d'urgence des L-HTA en vue de leur maintenance* ».

c. Attribuer à chaque départ (j), de la classification (i), une note technique (A_{ij}) (*dont la valeur varie de 1 à 4*).

d. Calculer la note pondérée qui est égale à la note donnée multipliée par le facteur de pondération correspondant, et ensuite renseigner la matrice de décision multi-critères.

Les valeurs des critères de classification seront traitées par la loi de PARETO pour permettre de classer les L-HTA en 4 catégories. Les notes 4, 3, 2 et 1 sont attribuées respectivement aux L-HTA qui rentrent dans la tranche des premiers 80% ;] 80%; 90%] ;] 90%; 95%] et] 95%; 100%] de la somme des valeurs du critère de classification concerné. Pour les deux critères suivants (*vétusté, sensibilité*) on a procédé à la notation suivante :

- **la vétusté** : attribution respectivement la note 4, 3, 2 et 1 aux L-HTA dont l'âge est :

- **âge ≥ 20 ans** ;
- **$15 \text{ ans} \leq \text{âge} \leq 20 \text{ ans}$** ;
- **entre $10 \text{ ans} \leq \text{âge} \leq 15 \text{ ans}$ et $\text{âge} \leq 10 \text{ ans}$.**

- **la sensibilité** : attribution respectivement la note 4, 3, 2 et 1 aux L-HTA qui alimentent des centres névralgiques (*Palais, siège de province, etc.*) ; des centres urbains importants et les sites industriels, etc.

e. Combiner les notes techniques et calculer, pour chaque L-HTA, la NTP (V_j) qui est égale à la

somme des notes pondérées relatives à tous les critères de classement adoptés.

$$V_j = \sum_{i=1}^{i=j} (P_i \times A_{ij}) \quad (\text{IV.3})$$

- A_{ij} : la note partielle attribuée pour départ L_j du critère de classification i ;
- P_i : le poids du critère de classification i .

f. Classer les éléments par ordre décroissant de leur V_j .

g. Le sixième et la dernière étape du processus de priorisation et de classement consiste à déterminer le groupe des éléments critique dont la NTP est supérieure ou égale au seuil choisi. Le résultat du classement est un élément d'aide à la décision qui est utilisé pour la définition de la séquence de priorisation des travaux de maintenance.

Pour minimiser le nombre de sTM préventives à effectuer et les coûts associés, ces tâches seront effectuées dans un premier temps sur les L-HTA importantes et relâchées sur les lignes moins importantes. Les 34 L-HTA gérées par SEXO seront classés selon la méthode des quartiles (*analyse descriptive par quartile*) pour les NTP qui forment une série statistique. Cette méthode statistique a permis de classer les L-HTA en quatre familles sur la base de la notation finale :

- **F₁** : L-HTA hautement critique pour laquelle une défaillance est intolérable (**Note 4**) ;
- **F₂** : L-HTA à criticité élevée (**Note 3**) ;
- **F₃** : L-HTA à criticité moyenne ou semi-stable (**Note 2**) ;
- **F₄** : L-HTA à criticité faible ou stable (**Note 1**).

Ces notations sont déterminées sur la base des quartiles¹¹ (Q₁, Q₂, Q₃) de la série statistique constituée par les résultats des notes pondérées obtenues par L-HTA. Les notes 4, 3, 2 et 1 sont attribuées respectivement aux L-HTA dont la NPT est dans la tranche [Valeur min - Q₁ [; [Q₁ - médiane [; [médiane - Q₃ [; et [Q₃ - valeur max].

IV.5.1.2. Résultat de classification des L-HTA

Après l'adoption et la mise en œuvre de la démarche de priorisation de 34 L-HTA gérées par SEXO, nous avons pu atteindre ce résultat intéressant, qui est représenté dans le tableau IV.5. En effet, une fois que les L-HTA prioritaires à l'action de la maintenance ont été identifiées, une approche de décision qui respecte les critères exploités précédemment et intégrés dans un environnement qui tient en compte des contraintes d'insuffisance des ressources. Elle permet d'orienter davantage les décideurs à optimiser les OPEX alloués. Toutefois, cette classification a permis de faire évoluer la période des TM préventives, voire changer parfois leur nature, et ressortir des nouveaux parts de longueur à visiter et diagnostiquer par famille de criticité pour chacune des EQOM L-HTA. Ces périodes seront réutilisées avec des nouvelles fréquences de visite, ce qui va permettre d'optimiser les HMO visite.

Le tableau IV.5. montre clairement l'impact de l'introduction du modèle de la matrice multi-critères sur la hiérarchisation des L-HTA par rapport à l'état antérieur. Il fournit également des informations essentielles pour établir un budget estimatif des futures interventions de maintenance ou le remplacement d'entités et identifier les L-HTA prioritaires.

¹¹ Méthode de calcul des quartiles d'une série statistiques : <http://www.lesbonsprofs.com>

TABLEAU IV. 5. Résultat de classification des L-HTA

<i>L-HTA</i>	<i>Notation cumulée NTP</i>	<i>%</i>	<i>% cumulé</i>	<i>Classification finale</i>	<i>Famille</i>	<i>Criticité</i>	<i>Longueur en Km</i>	
L-HTA ₄	184	5%	5%	4	F ₁	Criticité très élevée	596	
L-HTA ₁	178	4%	9%	4				
L-HTA ₉	172	4%	13%	4				
L-HTA ₁₂	172	4%	18%	4				
L-HTA ₁₀	170	4%	22%	4				
L-HTA ₁₁	159	4%	26%	4				
L-HTA ₂₆	155	4%	30%	4				
L-HTA ₇	151	4%	34%	4				
L-HTA ₂₇	139	3%	37%	4				
L-HTA ₃₀	138	3%	40%	3	F ₂	Criticité élevée	390	
L-HTA ₆	134	3%	44%	3				
L-HTA ₁₃	133	3%	47%	3				
L-HTA ₂₁	132	3%	50%	3				
L-HTA ₅	130	3%	54%	3				
L-HTA ₃	126	3%	57%	3				
L-HTA ₁₇	125	3%	60%	3				
L-HTA ₂₂	123	3%	63%	3				
L-HTA ₁₈	118	3%	66%	2	F ₃	Criticité moyenne ou Semi- Stable	494	
L-HTA ₂₅	109	3%	69%	2				
L-HTA ₂₃	104	3%	71%	2				
L-HTA ₂₈	98	2%	74%	2				
L-HTA ₈	95	2%	76%	2				
L-HTA ₂	93	2%	78%	2				
L-HTA ₁₄	93	2%	81%	2				
L-HTA ₂₈	92	2%	83%	2				
L-HTA ₁₉	84	2%	85%	2				
L-HTA ₂₃	79	2%	87%	1	F ₄	Criticité faible ou Stable	294	
L-HTA ₂₂	78	2%	89%	1				
L-HTA ₃₂	78	2%	91%	1				
L-HTA ₃₄	78	2%	93%	1				
L-HTA ₃₁	77	2%	95%	1				
L-HTA ₂₀	75	2%	97%	1				
L-HTA ₁₅	72	2%	99%	1				
L-HTA ₁₆	56	1%	100%	1				
Total	4000							1774

Les dépenses en OPEX&CAPEX peuvent alors être mieux réparties et optimisées. La méthode permet ainsi de réduire les coûts OPEX, car les interventions sont limitées à certains actifs et réalisées uniquement lorsqu'elles s'imposent. L'annexe IV.7 résume les résultats de la matrice multi-critères de classification des L-HTA selon les critères mentionnés précédemment et les différents résultats de

calcul pour chaque critère. À noter, que cette démarche de priorisation s'inscrit dans un processus de réalisation dynamique en continu et sera mise à jour annuellement et révisée chaque fois qu'une variation des critères de classification prise en considération sera observée.

IV.5.1.3. Interprétation des résultats obtenus après priorisation et optimisation effectuées

Pour une meilleure ré-identification du potentiel cible, il faut dans un premier temps différencier entre les besoins nécessaires pour les travaux de maintenance fixes et ceux relatifs aux visites (*visite au sol*, *visite montée (VM)* et *visite par caméra infrarouge (CI)*). En effet, les résultats obtenus à partir du modèle de priorisation des L-HTA et par la fréquence de visite identifiée et donnée à chacune des L-HTA en fonction de sa criticité, ont permis d'obtenir les HMO cités dans le tableau VI.5 (*le détail de ce calcul est disponible dans l'annexe VI.8*). En résumé, la discussion des résultats obtenus montrent que le potentiel cible en HMO nécessaires pour la réalisation de la totalité du PMPA après la priorisation est de **13505 HMO** (*cf. tableau IV.6*).

TABLEAU IV. 6. Synthèse de l'étude de priorisation des L-HTA

EQO maintenance L-HTA	Longueur des L-HTA par famille en Km			
	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄
EQOM L-HTA N°1	479	0	113	0
EQOM L-HTA N°2	117	162	214	13
EQOM L-HTA N°3	0	227	166	280
Linéaire total / Famille	596	390	494	294
Total Km X fréquence de visite	1788	1055	986	294
Linéaire total après priorisation en Km	4122			
Linéaire total sans priorisation en Km	4481,05			
Gain (Km)	359 (-09%)			
Potentiel visite avant priorisation en HMO (<i>Pvavp</i>)	<i>Pvavp</i> = 14211			
Potentiel visite après priorisation en HMO (<i>Pvapp</i>)	<i>Pvapp</i> = 10877			
Potentiel cible pour la réalisation du PMPA après priorisation (<i>Pcapp</i>)	<i>Pcapp</i> = (<i>Pvapp</i> + <i>P_T</i>) = 13505			
Gain (<i>G</i>) en HMO	<i>G</i> = 3334			
Gain par usage de nouveau matériel d'exploitation (<i>G_M</i>) en HMO	<i>G_M</i> = 1100			
Potentiel final (<i>P_F</i>) des EQOM L-HTA en HMO	<i>P_F</i> = (<i>P_I</i> + <i>G_M</i> + <i>G</i>) = 13655			
Pourcentage de réalisation estimé du PMPA en 2012	<i>P_F</i> / <i>P_C</i> = 81 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2012	84,5 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2013	85,5 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2014	87,75%			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2012	4,98 MDH (-19%)			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2013	4,63 MDH (-7,5%)			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2014	4,35 MDH (-6,35%)			

Ainsi, le pourcentage estimé de réalisation du PMPA qu'on peut atteindre après cette priorisation est de l'ordre de **81%**. Donc, avec le potentiel existant et la performance des EQOM L-HTA, on peut améliorer la capacité d'exécution de PMPA par l'adoption de cette approche de priorisation. À la fin de l'exercice 2012, le taux réel a atteint 84,5% du PMPA global arrêté et intégré dans SAP-PM. Le même travail a été reconduit pour l'exercice 2013 dont le taux de réalisation réel a atteint 85,5%, cette faible amélioration, s'explique essentiellement aux HMO perdues suite aux INP qui sont dues aux intempéries exceptionnelles qui ont touché la région de l'Oriental pendant le premier trimestre de l'année 2013 et ayant provoqué des coupures d'électricité.

En comparaison avec les réalisations de l'exercice 2011, on note des améliorations marquantes pour les indicateurs techniques suivants :

1. Le taux prévisionnel estimé de réalisation du PMPA après l'adoption de la méthode d'optimisation et de l'ordre de 81% à la fin de l'exercice 2012 contre 55% avant l'optimisation. Tandis que, la capacité réelle de réalisation à la fin de l'année financière 2012 et de l'ordre de 84,5%. Donc, d'un point de vue performance, avec le potentiel existant et après l'acquisition et la dotation des trois EQOM L-HTA pour la première fois par de nouveaux matériels de maintenance en adéquation avec les besoins d'exploitation (*cf. annexe IV.9*), la capacité d'exécution de PMPA a connu une performance marquée par une amélioration en hausse de près de 34.9 %.
2. Le nombre d'incidents enregistrés sur les L-HTA a connu une régression en 2012 par rapport à celui enregistré en 2011. C'est ainsi que le nombre de défauts fugitifs s'est élevé à 1586 incidents contre 1756 incidents en 2011, soit une baisse de 9,7%. Pour ce qui concerne le nombre de défauts affectant le RED-HTA, il a été de 142 incidents à la fin de l'exercice 2011 contre 104 incidents en 2012, soit une réduction de 27%, et 91 incidents à fin 2013.
3. La réduction de 25% des HMO travaillés par les EQOM, et qui ont engendré une diminution de 19 % en matière des coûts OPEX à la fin de l'année budgétaire 2012 par rapport à l'exercice 2011 (5,93 MDH).
4. La réduction de SAIDI et SAIFI respectivement de 34,5 % (02h31min / an / client à la fin 2011 au 01h40min / an / client) et 25 % (3.47 pannes / an à fin la 2011 au 2.6 pannes/an à fin 2012) par rapport aux résultats en termes des KPIs qualité de service réalisés à fin 2011.
5. L'amélioration sensible du taux de perte technique qui s'établit à 11,78% à fin de l'exercice 2013, soit une régression de 0,2 point par rapport à l'exercice 2011.
6. L'évolution annuelle des incidents aux 100 km du linéaire total à fin 2013 a connu une amélioration de 08% par rapport à 2011 et 05% par rapport à 2012.
7. Quand à la maîtrise de l'END, nous avons enregistré une réduction de 21 % de l'END suite aux INP et IP. Elle est passée respectivement de 164 534 kWh à fin 2011 à 129 982 kWh à fin de l'exercice 2012, et 105 254 kWh à fin de l'année budgétaire 2013.

Globalement, le service apporté par l'approche proposée a permis de maintenir la SdF du RED-HTA, limiter le nombre des incidents, éviter les grands incidents, et proposer une politique de maintenance optimale. Le PMPA initial, établi à partir des informations disponibles au moment de l'analyse des différentes L-HTA, constitue par conséquent, la base d'un programme de maintenance évolutif et dynamique. Ce PMPA sera modifié au fur et à mesure en prenant en compte par le REX capitalisé sur le terrain et le monitoring. L'ensemble des L-HTA nécessite une logistique de maintenance permettant de collecter les données et de les analyser durant le cycle de vie des actifs. Certes, cette façon de faire a permis également d'améliorer davantage le PMPA en examinant

l'efficacité de chaque TM et en comparant son coût par rapport au coût de la défaillance qu'elle évite. Dans la perspective du renforcement des services de distribution en adéquation avec le développement et l'extension des L-HTA et l'optimisation des activités de l'exploitation, le SEXO a mis en place des aménagements au sein de l'organisation en introduisant des nouvelles méthodes de travail à la fin de l'exercice 2012 à savoir :

➤ La mise en place d'une équipe polyvalente dédiée notamment, au suivi des chantiers relatifs au développement et l'aménagement des RED-HTA et l'inspection des actifs en service ;

➤ Le lancement d'une équipe TST (*travaux sous tension*) spécialisée à la fin de l'exercice 2012. Elle a pour mission, la réparation et l'entretien des L-HTA sous tension, pour l'amélioration de la qualité de service destinée au public et pour éviter les coupures de courant. La méthode des travaux sous tension est une méthode de travail permettant d'entretenir, de réparer ou de construire des ouvrages ou des installations tout en maintenant la tension électrique en service et en respectant les règles de sécurité. Cette méthode de travail permet aussi de maintenir la distribution électrique lorsqu'elle s'applique aux réseaux publics. Cela suppose de respecter des procédures rigoureuses, utiliser des outils et des matériels particulièrement étudiés ;

➤ L'acquisition d'un laboratoire mobile, équipé du matériel de test et de diagnostic des câbles souterrains permettant de :

- détecter du stade de vieillissement de ces câbles ;
- réaliser la localisation des défauts sur des câbles souterrains HTA et BT,
- tracer de chemin des câbles HTA souterrains et le repérage des câbles dans une nappe ;
- réaliser un diagnostic global non destructif de l'état du câble et des accessoires (*boîtes de jonction et d'extrémité*) ;
- procéder à une planification intelligente à long terme des investissements, et optimisation des coûts de maintenance en ne remplaçant que les tronçons en mauvais état au moment opportun (*i.e. assez tôt pour éviter une panne mais pas trop tôt*).

Cet équipement, étant une révolution technologique pour l'exploitation, a permis aussi l'amélioration du PMPA des câbles souterrain, et par la détermination des points faibles des câbles enterrés ou non encore posés. En effet, les arborescences d'eau (*pénétration d'humidité suite au vieillissement du câble*) non détectées auparavant, et les arborescences électriques (*suite aux défauts de montage dans les boîtes de jonction et d'extrémité, et les défauts de pose des câbles*), sont devenues maîtrisables par la mesure du facteur de dissipation $Tg\ Delta$ [LEB-08]. Les équipements associés à ce laboratoire mobile, ont permis de localiser la concentration des décharges partielles (*la norme CEI 60270 définit une décharge partielle comme étant une décharge électrique localisée qui court-circuite partiellement l'intervalle isolant séparant des parties conductrices.*), qui ont constitué depuis le temps, un point faible majeur à cause de l'infiltration des arborescences électriques, dégradant l'isolement des câbles souterrains HTA. Cette mesure permet en effet, de classer les câbles selon 3 catégories :

- câble sain (*surveillance tous les 3 ans et en fonction des conditions d'exploitation*) ;
- câble présentant un risque faible (*surveillance annuelle*) ;
- câble à risque important (*mesure corrective à prévoir (réparation ou remplacement)*).

IV.5.2. Deuxième cas d'application : PMPA optimisé des PDP HTA/BT

Avec le temps, les équipements installés dans les PDP HTA/BT (*cf. § I.5.7.4*) sont soumises à des mécanismes de dégradation progressive dues aux conditions de fonctionnement et d'environnement. Ces

derniers se manifestent par une diminution de leur performance et un accroissement des dépenses OPEX du service. Cela s'explique les exigences de la maintenance, voire de la réhabilitation qui sont proposées pour remédier aux dysfonctionnements observés ou pour les réduire. Cependant, visant l'amélioration des performances de conduite et d'exploitation des PDP HTA/BT, et la nécessité de mettre en place une politique de maintenance durable. Nous envisageons dans l'étude qui suit, d'abord, l'application du modèle d'aide à la décision déjà développé et testé pour le premier cas permettant d'optimiser la stratégie de maintenance du patrimoine d'infrastructures des PDP HTA/BT. L'objectif principal est d'obtenir ensuite la meilleure planification d'opérations systématique qui permet d'aboutir au meilleur bénéfice technico-économique à partir des moyens financiers et humains disponibles [MAH5-13], [MAH3-13].

Pour ce faire, nous proposons premièrement d'identifier les performances des ouvrages que doit entretenir la maintenance ; ensuite, nous déterminons quelles sont les interventions les plus adéquates à chaque cas. Finalement, en s'appuyant sur les résultats obtenus, nous proposons une hiérarchisation de ces interventions dans le PMPA final grâce à un outil multi-critères qui tienne compte du budget disponible dans le procès de décision.

IV.5.2.1. Résultats

a) Le potentiel cible pour la réalisation du PMPA en totalité

Nous procédons de la même manière que le cas précédent pour la détermination du potentiel disponible en matière de la main-d'œuvre qui est de l'ordre de **12592** HMO (*trois EQOMP HTT/BT disponible au sein du SEXO*), alors que le potentiel cible nécessaires pour la réalisation du PMPA entier est de **18684** HMO (*cf. tableau IV.7*). Ce potentiel cible est la somme entre le potentiel nécessaire pour la réalisation des travaux projetés pour les VTII et les VTII (*cf. § III.4.3*) pour l'ensemble des PDP HTA/BT [MAH3-13], [MAH5-13].

Par ailleurs, le tableau IV.7 donne les résultats attendus de réalisation du PMPA. Nous remarquons bien que le taux prévisionnel de réalisation du PMPA entier est de l'ordre de 61%. En effet, plus que le potentiel cible est plus élevé que celui disponible, plus il est économique de réduire les HMO perdues suit aux INP et les programmes de maintenance non optimaux. Ce fait dénote l'intérêt de la prise en compte d'un processus d'optimisation pour faire face au faible taux de maintenance.

TABLEAU IV. 7. Résultat récapitulatif des HMO des EQOMP HTA/BT et écarts

<i>EQOMP HTA/BT</i>	<i>Nombre de PDP HTA/BT</i>	<i>Potentiel équipe / an en HMO</i>	<i>Potentiel cible en HMO</i>	<i>Écart en HMO</i>
EQOMP HTA/BT N°1 (Oujda)	547	6944	11384	-4400
EQOMP HTA/BT N°1 (Jerada)	129	2580	3800	-1220
EQOMP HTA/BT N°1 (Bouarfa)	126	3068	3500	-432
Total EQOMP HTA/BT SEXO	802	12592	18684	-6092
Pourcentage de couverture du PMPA	67%			
Potentiel des EQOMP HTA/BT	$P_N = 11382$ (1210 HMO perdues suite INP)			
Nouveau pourcentage estimé de couverture du PMPA en 2012	61%			

b) Interprétation globale des résultats obtenus après priorisation

À cause des contraintes financières et de celles imposées par les exigences de l'exploitation, la capacité de mise en œuvre des interventions de maintenance est limitée. Dans ce contexte, une hiérarchisation des priorités s'avère nécessaire pour définir un calendrier d'interventions performant qui évite des dépenses et des réparations futures plus lourdes. Cependant, pour optimiser la stratégie de maintenance d'un patrimoine vieillissant, il est essentiel d'avoir une vision à court et moyen terme sur la définition d'un programme d'interventions. L'établissement des priorités d'intervention dans un parc de 802 PDP HTA/BT est certainement une des phases les plus difficiles de l'exploitation. Nous devons intégrer dans le même planning des interventions à diverses échelles temporelles (*cf. § IV.3.8.1*) qui affectent les ouvrages de différentes durées de vie, vitesses de dégradation, familles techniques, etc., et dont le type de maintenance le plus adapté n'est pas forcément le même pour tous les cas. Dans cette situation, le processus de prise de décision structurée doit être réalisé et traité de même principe que celui du premier cas d'étude (*cf. § IV.5.1*). Ce concept est fondé sur l'idée que de bonnes décisions nécessitent une sérieuse réflexion des faits et des valeurs.

Afin de mettre en œuvre les méthodes issues de l'outil d'aide à la décision multi-critères dans le procédé de hiérarchisation, nous complétons la notation de l'état des actifs (*elle est obtenue à partir des visites et inspections et une analyse fonctionnelle globale*) avec une famille de critères de priorité de différentes natures technico-économiques (*critères de performance et indicateurs de criticité*). À l'intérieur de ces deux classes de critères généraux, des critères ont été regroupés en sous-ensembles (*cf. tableau IV.8*) pour permettre une meilleure vision du niveau d'urgence des différents types des PDP HTA/BT [MAH5-13], [MAH3-13].

TABLEAU IV. 8. Les critères technico-économique de priorisation des PDP HTA/BT

Critères de performance (<i>Ip</i>)	
Ip₁ : SAIFI	Ip₃ : Nombre d'incidents permanents par PDP HTA/BT
Ip₂ : SAIDI	Ip₄ : Nombre de TR et L-BT installés par PDP
Ip₅ : Nombre des clients connectés par PDP	Ip₆ : Taux de charge par transformateur HTA/BT
Ip₇ : Sécurité des clients, des biens et le risque environnementale	
Indicateurs de criticité (<i>Ic</i>)	
Ic₁ : Cumul des coûts de l'END par PDP	Ic₂ : OPEX par PDP HTA/BT
Ic₃ : Taux de vétusté des actifs par PDP	Ic₄ : Cumul des coûts des interruptions suite aux INP
Ic₅ : Degré de sensibilité et d'importance	

Pour établir le degré de sensibilité et d'importance des PDP HTA/BT, qui constituent une part importante des immobilisations, nous avons inventorié l'ensemble de ces postes, leur importance dans l'exploitation du réseau (*classée de 1 à 4 par ordre d'importance décroissante*). Ce travail a porté dans un premier temps sur l'identification des PDP HTA/BT par zones territoriales, et ensuite les hiérarchiser en quatre familles d'importance à savoir [MAH5-13], [MAH3-13] :

- 1^{re} priorité (*catégorie Rouge*) : PDP alimentant les chefs-lieux de wilaya, centres urbains d'une densité d'habitation importante, siège des préfectures et provinces, les établissements critiques (*les*

hôpitaux, cliniques, université, prisons, aéroport, stations de pompage et traitement), etc.

- 2^{ème} priorité (*catégorie Noire*) : Postes alimentant les municipalités, zones industrielles, zone urbaine d'une faible densité d'habitation, etc.
- 3^{ème} priorité (*catégorie Orange*) : Postes maçonnés alimentant une zone rurale à une densité d'habitation médiane.
- 4^{ème} priorité (*catégorie Verte*) : Postes haut de poteaux alimentant une zone rurale d'une faible densité d'habitation.

Après la mise en œuvre de la matrice de priorisation, nous avons pu préciser et classer l'ensemble des PDP en quatre catégories de priorité et de criticité (*cf. tableau IV.9*).

TABLEAU IV. 9. Périodicité proposée des interventions par type de visite

<i>EQOMP HTA/BT</i>	<i>Nombre des PDP HTA/BT par priorité</i>			
	P₁	P₂	P₃	P₄
EQOMP HTA/BT N°1	81	279	34	153
EQOMP HTA/BT N°1	13	41	4	71
EQOMP HTA/BT N°1	14	31	8	73
Périodicité et fréquence des VT I	3 fois/an	2 fois/an	2 fois/an	Annuelle
Périodicité et fréquence des VT II	Semestrielle	Semestrielle	Semestrielle	Annuelle

En effet, cette hiérarchisation des PDP HTA/BT qu'on a adoptée a permis d'identifier la périodicité des interventions sur les PDP en fonction de leur priorité et sensibilité. Les périodicités des VTI et VTII par catégorie des PDP HTA/BT, prescrites dans cette politique, sont établies en fonction du diagnostic et l'analyse fonctionnelle des PDP HTA/BT et les résultats de la matrice de priorisation, et dans l'optique de faire des entretiens à intervalles réguliers des actions choisies.

Les cadences et la consistance des opérations d'entretien des actifs ont été établies en fonction du catégorie et position stratégique de chaque PDP, sa fatigue dans le réseau (*fréquences d'incidents*) ; du temps écoulé depuis le dernier entretien et des conditions climatiques locales. Toutefois, de manière générale, un ajustement des périodicités est effectué pour regrouper des tâches similaires, et des périodes très proches. En effet, cette reprise des périodes se fait dans le respect des résultats acquis : gravité, criticité, etc. C'est-à-dire que l'on pourra augmenter la période (*dans la limite de la période maximale retenue*) d'une tâche de défaillance non critique, par exemple, pour la regrouper avec une tâche similaire.

L'intérêt étant de tenir compte des contraintes d'exploitation et d'optimiser les interventions dans un but technico-économique en perturbant le moins possible le fonctionnement du réseau. Les résultats obtenus après l'adoption du modèle d'optimisation et la mise en œuvre d'un PMPA optimisé, la priorisation, la périodicité et la fréquence ainsi déterminé des TM préventives périodiques des PDP HTA/BT, ont permis d'obtenir les HMO (*cf. tableau IV.10*), qui ont été calculées suivant la détermination des HMO nécessaires pour effectuer l'ensemble des VTI et VTII, en multipliant les HMO nécessaires avant priorisation par la fréquence des TM.

Les résultats résumés dans le tableau IV.10, montrent clairement l'importance de l'optimisation du PMPA et l'intérêt du modèle proposé.

TABLEAU IV. 10. Récapitulation des résultats obtenus de calcul des HMO

EQO PDP HTA/BT	Nombre des PDP HTA/BT par degré de priorité			
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄
Nombre total des PDP HTA/BT / Famille de priorité	108	351	46	297
Potentiel cible en HMO avant priorisation	$P_{avp} = 18684$			
Potentiel des EQOMP HTA/BT en HMO / an	$P_N = 11382$			
Potentiel cible en HMO après priorisation	$P_{app} = 16700$			
Gain en HMO	$G = 1984$			
Gain suite à l'usage de nouveau matériel d'exploitation	$G_m = 793$			
Nouveau Potentiel des EQOMP HTA/BT en HMO / an	$P_n = (P_N + G + G_m) = 14159$			
Pourcentage de réalisation estimé du PMPA en 2012	76 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2012	80 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2013	81,5 %			
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2014	83 %			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2012	4,53 MDH (-12%)			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2013	4,24 MDH (-6,5%)			
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2014	4.09 MDH (-3,7%)			

D'un autre côté, elle montre la capacité et la stabilité de la procédure de priorisation proposée à améliorer les différents indicateurs de qualité de service et d'exploitation des L-HTA, à savoir :

1. Le taux de réalisation prévisionnel estimé après l'optimisation du PMPA est de l'ordre de 76 % à la fin de l'exercice 2012 contre 61% avant l'optimisation. Tandis que, la capacité réelle de réalisation à la fin de l'année financière 2012 et de l'ordre de 80%. Donc, d'un point de vue des performances mesurées et avec le potentiel existant et la dotation des trois EQOMP HTA/BT du nouveau matériel d'entretien (cf. annexe IV.9), l'adoption de cette méthode a permis d'améliorer le taux de réalisation du PMPA de 31% à fin 2012 par rapport aux réalisations en 2011 [MAH3-13], [MAH5-13].
2. Le nombre total d'incident enregistré hors événements exceptionnels et forces majeures qui sont dus aux avaries des transformateurs et équipements PDP HTA/BT et interruption hors intempéries a baissé légèrement de 24%, passant ainsi de 102 incidents enregistrés à la fin de l'exercice 2011 contre 78 à fin 2012 et 66 à la fin de l'exercice 2013.
3. La réduction de 17% des HMO travaillées par les EQOM, et qui ont engendré une diminution de 12% en matière des coûts OPEX à fin de l'année budgétaire 2012 par rapport à l'exercice 2011 (5,15 MDH).
4. L'amélioration des indicateurs de continuité de service et la qualité de la fourniture SAIDI et SAIFI respectivement de 30 % et 22.4 % hors événements exceptionnels et forces majeures par rapport aux réalisations à la fin de l'exercice 2011, passant ainsi de 01h17/an, client BT à 00h54/an, client à la fin de l'exercice 2012, et de 1.57 pannes/an à fin 2011 au 1.22 pannes/an à fin 2012.
5. La réduction de 19.5 % des coûts de l'END suite aux INP et IP, qui est passé de 0.84 MDH (49360.2 kWh) à la fin l'exercice 2011 au 0.68 MDH (39734.9 kWh) à fin de l'année budgétaire 2012, et 0.65 MDH à la fin de l'année budgétaire 2013.

Avec une demande croissante de la réduction des coûts de surveillance et de maintenance et l'amélioration de la qualité de service et la qualité de l'électricité distribuée, cette deuxième application, apporte une réponse technique et économique par le biais d'une approche globale d'optimisation du PMPA des PDP HTA/BT. Le modèle d'optimisation appliqué au PMPA des PDP HTA/BT a donné de bons résultats en montrant l'importance de la stratégie d'optimisation de la maintenance dans le but :

- de maintenir la fiabilité et la disponibilité des PDP, y compris la réduction des OPEX ;
- d'augmenter le temps entre deux défaillances successives et à minimiser le temps de réparation et celui des IP&INP.

Enfin, d'après les différentes simulations et les résultats obtenus, nous concluons que l'application effective du modèle d'optimisation de la maintenance proposé, permettra donc :

- d'améliorer davantage la fiabilité et la disponibilité des PDB HTA/BY ;
- d'augmenter la sécurité des personnes et des biens ;
- de réduire le coût global d'exploitation et de maintenance.

IV.5.3. Troisième cas d'application : PMPA optimisé des PS HTB/HTA

IV.5.3.1. Introduction

Dans un contexte économique fortement concurrentiel, la parfaite maîtrise de la maintenance des PS HTB/HTA, maillon essentiel et stratégique du SED, est l'enjeu économique et décisif majeur de la DCD, tant au plan strictement économique qu'au plan humain. En effet, les coupures d'électricité sont de moins en moins tolérables et les pertes qu'elles causent aux clients sont devenues inacceptables. Aujourd'hui, le client exige, non seulement la qualité de l'énergie électrique, mais et surtout la disponibilité accrue du système d'alimentation électrique. Les défaillances au niveau des PS peuvent occasionner la perte de plusieurs ouvrages de distribution d'électricité et conduire à des incidents redoutés. D'où la nécessité d'une politique de maintenance optimale et durable qui s'adapte le mieux aux besoins de l'exploitant et du client en termes de performances technico-économiques [ERI-05]. Pour y parvenir, toutes les facettes de cette politique de maintenance doivent être prises en compte afin d'assurer la sûreté du SED et la sécurité d'approvisionnement de ses clients. Par conséquent, il est clair que les responsables de l'exploitation des postes sources HTB/HTA doivent maîtriser tous les éléments qui les composent, qu'il s'agisse des infrastructures du réseau d'énergie (*disjoncteurs, TR, sectionneurs, JdB, etc.*) ou des systèmes numériques de contrôle-commande qui permettent en effet de le contrôler (*e.g. les protections et les systèmes d'acquisition en temps réel*) [CHE-01].

Les infrastructures des PS constituent l'épine dorsale du SED. Elles représentent des actifs coûteux (*Ils sont estimé à 30 MDH en moyenne par PS*) et complexes pour lesquels le degré de fiabilité de chaque actif est généralement élevé indépendamment du palier technique utilisé. Malgré leur durée de vie appréciable, un échec de fonctionnement, engendré par divers défauts et défaillances (*e.g. vieillissement des huiles et déformation des enroulements d'un TR, dégradation au niveau des équipements de protection, érosion et soudure des contacts des disjoncteurs, etc.*) peut survenir aléatoirement à tout instant. Un actif défaillant occasionne des préjudices parfois très lourds de conséquences : techniques, financières, commerciales, humaines, environnementales, etc. Dans ce qui suit, sont exposés les mécanismes des défaillances les plus fréquents :

➤ Vieillessement des transformateurs HTB/HTA : le vieillissement d'un TR HTB/HTA peut intervenir principalement à deux niveaux [NCH-11] :

- l'ensemble des équipements extérieurs à la cuve, qui peuvent être soumis en particulier à

diverses intempéries, de la rouille, le vieillissement de joints, etc.

- la dégradation des isolants internes, solides (*papiers isolant des enroulements*) et liquides (*huile diélectrique*). Ceux-ci pouvant perdre leurs qualités initiales, ce qui peut être un facteur favorisant des défauts de types diélectriques et accélère le vieillissement du TR. Les principaux facteurs accélérant leur dégradation sont : la température, l'oxygène et l'humidité. En effet, cette dégradation peut être suivie par différentes mesures, qui auront tendance à se dégrader dans le temps, comme :

- une analyse approfondie de l'huile du TR donne une bonne idée de l'état de l'appareil et de son isolation électrique, telle que sa teneur en eau, son indice d'acidité, sa tension disruptive et son facteur *tangente δ* . Pour plus d'informations sur les différentes méthodes de mesure et d'analyse des huiles, le lecteur peut consulter [NCH-11] ;

- des mesures électriques d'isolement sur les enroulements permettant de détecter la présence de défauts électriques ou thermiques et déterminer leur type exact (*décharges partielles, etc.*) ;

- décharges partielles (DP) : elles peuvent être détectées classiquement par des analyses d'huile, et confirmées ensuite par la mesure électrique. La présence de vacuoles, ou de défauts de matière, dans les isolants conduit sous l'effet d'un fort champ électrique à un phénomène de DP sans qu'il y ait perforation totale de l'isolant ;

- déformation des enroulements : les forts courants de CC sont une cause bien connue des déformations et déplacements des enroulements de TR en raison des forces électrodynamiques résultantes.

➤ Dégradation au niveau des disjoncteurs HTB et HTA (cf. § V.2.3) : les disjoncteurs sont souvent soumis à des contraintes qui créent des défauts au niveau des contacts, du diélectrique et le système de commande. L'usure de l'appareil est la somme :

- d'usures purement mécaniques, ou ce qu'on appelle l'endurance mécanique (*frottement, fatigue des ressorts, etc.*) dépendantes du nombre de manœuvres, mais qui en pratiques, ne sont pas liées aux valeurs des courants coupés (*pour toutes les manœuvres que subit un disjoncteur, les courants coupés sont comptabilisés puis cumulés*) ;

- d'usures électriques, ou ce qu'on appelle l'endurance électrique (*érosion des contacts*), qui sont fonction du courant coupé suivant une loi qui diffère d'un constructeur à un autre (*le constructeur définit pour des valeurs particulières du courant coupé allant du courant nominal jusqu'au le Pcc nominal*).

La liste de défauts relatifs aux actifs stratégiques que nous avons utilisé dans l'étude AMDEC (cf. annexe IV.11) est seulement une image des types de défauts expertisés dans le cadre de cette thèse, et ne représente certainement pas la totalité des défauts possibles ou ayant déjà existé sur ces actifs et qui présente une très faible probabilité d'occurrence. Néanmoins, cette liste constitue un échantillon relativement typique des principaux défauts rencontrés dans les PS HTB/HTA. Par exemple, pour le cas des TR HTB/HTA, les défauts listés dans la grille AMDEC couvrent l'essentiel des défauts relevés dans l'étude de Cigré [CIG-83] (e.g. *les défauts diélectriques sur les régulateurs en charge, les enroulements et les traversées, forment environ 79% des défauts majeurs sur les TR*). Certains défauts susceptibles d'apparaître sur d'autres éléments du TR tels que le circuit magnétique, le système de refroidissement ou les fixations internes ont été aussi retenus malgré qu'ils présentent un faible pourcentage des défauts nécessitant un arrêt du TR. Une partie de ces défauts, tels que des problèmes de réfrigération, est directement détectée et gérée par les exploitants sur site. Les autres problèmes internes, comme sur le circuit magnétique ou les fixations internes, sont très rares et donc, il n'existe qu'un REX anecdotique.

De plus, ces défauts nécessiteraient des travaux très conséquents de remise en état de la partie active

pour retrouver un état normal, et ne justifient qu'exceptionnellement leur coût vis-à-vis des risques éventuellement encourus. Toutefois, les causes des différents défauts ne seront évoquées qu'au cas par cas. Ainsi, seule une analyse fine des REX réel des exploitants, pourrait à priori établir une étude factuelle sur les causes initiales réelles.

Par ailleurs, certaines pratiques d'exploitation, certaines décisions techniques ou politiques de maintenance peuvent fragiliser l'actif et réduire sa contribution à l'atteinte des objectifs de qualité. En outre, le nombre d'obligations légales concernant la planification, l'exécution et le contrôle des interventions de maintenance ne cesse de croître et les lois sur la protection de l'environnement sont renforcées. Toutes ces raisons conduisent à attacher plus d'importance aux problématiques de la maintenance et aux opérations de gestion qui s'y rapportent. La FM conditionne fortement le niveau de performance d'un PS, son optimisation est complexe car elle doit prendre en compte différents critères parfois antagonistes comme par exemple la disponibilité et les coûts. Par ailleurs, il y a une multitude de façons de maintenir un PS et planifier en temps opportun les actions techniques destinées à maintenir sa performance. On peut jouer sur le type de maintenance, les types de tâches, leur fréquence, le niveau d'intervention, etc.

Pour effectuer ces choix stratégiques, nous devons intégrer et développer une démarche d'optimisation de la maintenance fondée sur la stratégie RCM spécifique à chaque type d'actif dans le but de dresser des recommandations pour guider le SEXO afin de conserver et bien maintenir les PS. Chaque actif constitutif d'un PS fait l'objet d'actions de maintenance. Elles reposent sur une analyse de son état technique afin d'en évaluer le niveau de dégradation et les risques d'obsolescence fonctionnelle ou technologique. Nous adoptons la même démarche que nous avons suivie dans les deux applications précédentes.

IV.5.3.2. Planification et hiérarchisation des TM des actifs des PS HTB/HTA

En cas d'avarie ne permettant plus à un actif stratégique d'un PS de fonctionner, la rapidité pour rétablir le courant sera alors grandement fonction de la politique de maintenance établie en amont par l'exploitant. Si des actifs de réserve ne peuvent pas être mis rapidement en service (*e.g. un TR redondant en parallèle avec à un autre TR*), ou si le réseau RED-HTA ne peut pas rediriger l'énergie rapidement après le défaut (*L-HTA en antenne et non bouclé*), l'alimentation électrique est suspendue jusqu'à ce que, l'actif soit réparé, ou un autre actif soit mis en place ; ou carrément une partie du réseau soit abandonnée surtout dans le cas des réseaux en antenne. Deux coûts principaux entrent alors en jeu :

- L'indisponibilité du matériel, et les pertes financières liées à l'END du réseau considéré ;
- Le coût de réparation du matériel et le coût du rétablissement du service électrique.

Par exemple, pour un même type de TR, les contraintes d'exploitation (*charge permanente, surcharges, perturbations, etc.*) peuvent être importantes, variées, et sont sensiblement fonction de l'utilisation du réseau électrique considéré. Les TR utilisés dans les RED-HTA sont couramment exploités à régime de charge généralement constant. La durée de vie d'un TR est étroitement liée à sa résistance à ces contraintes d'exploitation. Le suivi et la connaissance de son contexte d'exploitation dans le temps aideront toujours à gérer au mieux l'appareil sur le long terme. La criticité du TR dans le PS HTB/HTA, et son exploitation plus ou moins intensive influenceront généralement sur la politique de maintenance qui lui sera associée, afin de le suivre et l'entretenir au mieux (*le claquage soudain d'un transformateur engendre généralement des coûts de maintenance imprévus*).

En sus, et sur la base des périodicités arrêtées, du nombre de fonctionnement et des dernières

opérations de maintenance effectuées, un PMPA est élaboré, ventilé sur les mois et les jours d'un exercice en tenant compte des moyens humains et matériels disponibles. Dans le cadre de ces entretiens et inspections, une série d'indicateurs et mesures traduisant l'état de fonctionnement et de vétusté de différents actifs du PS à court et à moyen terme, sont suivis (cf. § IV.5.3.1). Ces analyses visent à mettre en évidence l'affaiblissement et d'autres problèmes de fonctionnement interne et externe des transformateurs (cf. § II.5.1.b).

a) Préparation des travaux de maintenance des PS HTB/HTA

Notre processus d'optimisation de la maintenance suit son cours. Ce processus s'inspire des principes de la méthode RCM. De façon simultanée, nous avons révisé les guides de maintenance en vigueur, et nous avons mis en place et intégrer des modes opératoires pour chaque type d'actif, au niveau la GMAO SAP-PM (cf. § IV.5.3.4). Pas moins de 85% de la MP visant les actifs, les automatismes et les appareillages des PS sont désormais encadrée selon cette approche. Toutefois, toute action de MP susceptible d'être mis en œuvre par les deux équipes *EQOMPS*, *ECCMPS* doit faire l'objet d'une préparation à l'avance :

- la préparation des travaux consiste en la détermination et la mise à disposition des ressources nécessaires, ainsi que la définition des modes opératoires de réalisation de ces travaux et la liste des anomalies à reprendre, etc.
- les pièces de rechange indispensables aux interventions doivent être renseignées obligatoirement dans l'OT pour générer automatiquement via SAP-PM la réservation magasin.

b) Hiérarchisation et périodicité des tâches de la maintenance

La gestion des ressources peut être un obstacle à l'application d'un PM optimal. Suite à des contraintes budgétaires, ou autres situations créant une indisponibilité des ressources de maintenance, les exploitants peuvent être amenés à revoir le programme établi, repousser, suspendre, voire annuler la réalisation de certaines tâches. Il faut être capable d'identifier attentivement les tâches qui pourraient être différées sans entraîner des conséquences inacceptables pour les performances des actifs. Il est alors nécessaire de pouvoir hiérarchiser les tâches en fonction de leur valeur ajoutée et des risques qu'elles permettent d'éviter [MAH2-13], [MAH-14]. En effet, le souci majeur de la DCD est d'éliminer au maximum les interventions sur les actifs pour l'entretien correctif. C'est pour cela que ces actifs voient ses incidents diminuer et leur disponibilité augmentée, si la maintenance est correctement et intelligemment réalisée. D'où l'importance capitale de fixer une politique de maintenance adaptée à chaque type d'actif pour optimiser la fréquence des VTI, VTII et les VTIII.

IV.5.3.3. Résultats

a) Identification de la capacité disponible et le potentiel cible pour la réalisation du PMPA

Cette valorisation nous a permis de dégager le potentiel disponible pour chaque équipe par an, et celui cible pour la réalisation de la totalité du PMPA de l'ensemble des PS HT/HTA (*13 PS HTB/HTA sont gérés par le SEXO*) à la fin de l'exercice budgétaire 2012. Les résultats acquis montrent que le potentiel disponible en matière de main-d'œuvres est de 10456 TMHW (*Total Maintenance Workers Hours*) pour l'EQOM PS et de 3488 TMHW pour l'EQQCC PS (cf. *tableau IV.11*) alors que le potentiel cible nécessaire pour la réalisation du PMPA entier arrêté est respectivement de l'ordre de 15590 TMHW pour la 1^{re} équipe et de 3873 HMO pour la 2^{ème} équipe (cf. *tableau IV.11*). Le tableau

suivant résume les résultats qui ont été obtenus. (cf. annexe IV.10 le détail de calcul pour l'EQOCC PS).

TABLEAU IV. 11. Le TMWH total cible et le pourcentage de réalisation du PMPA

	EQOM PS	EQOCC PS
Potentiel disponible (<i>réel</i>) en TMHW	$P_{E1}=10456$	$P_{E2}= 3488$
	$P_E=13944$ TMHW	
Potentiel cible en TMHW	$P_{c1}= 9917$	$P_{c2}= 3072$
Potentiel nécessaire pour la réception des nouveaux ouvrages	$P_{R1}=5673$	$P_{R2}=1000$
Durée perdue suite aux interventions à cause des incidents fortuits en TMHW	$P_{F1}=810$	$P_{F2}=535$
Potentiel total cible en TMHW	$P_1= P_{c1}+ P_{R1}+ P_{F1}$	$P_2= P_{c2}+ P_{R2}+ P_{F2}$
	$P_c = P_1+ P_2 = 21007$ TMHW	
Écart	-5944	-1119
	-7063 TMHW	
Pourcentage de couverture de PMPA à la fin de l'exercice budgétaire 2012	$P_{E1}/ P_1 = 63,8\%$	$P_{E2}/ P_2 = 75,7\%$
	$P_E / P_c = 66,4\%$	

b) Synthèse

Selon les résultats mentionnés dans le tableau IV.11, le taux de réalisation du PMPA entier pour chaque équipe est respectivement de l'ordre de 64% pour l'EQOM PS et 76% pour l'EQOCC PS. Cependant, pour améliorer ce taux nous sommes amenés à adopter et mettre en place une approche basée sur la méthode RCM jumelée avec un ERP GMAO SAP-PM et l'acquisition de nouveau matériel de maintenance et de diagnostic très sophistiqué. Cette nouvelle approche permettra d'améliorer la capacité de réalisation des plans de maintenance, et la performance des deux équipes chargées de l'exploitation et la maintenance des actifs des PS HTB.HTA gérés par le SEXO (cf. annexe IV.9).

IV.5.3.4. Établissement et optimisation d'un plan de la maintenance basée sur la fiabilité

Pour établir des programmes de maintenance effectifs et efficaces, il faut bien connaître le comportement des actifs dans le temps et s'assurer que les interventions effectuées améliorent la situation par rapport à la sécurité, à la fiabilité et aux coûts OPEX globaux. Pour l'établissement d'une maintenance basée sur la fiabilité, il faut connaître les causes de la défaillance, ses caractéristiques et quelles conséquences auront sur le fonctionnement des actifs. Dans la majorité des cas, il faut savoir si une tâche de maintenance est vraiment efficace et applicable à l'équipement considéré. En effet, un PMPA d'un système électrique d'un PS a pour objectif d'orienter les responsables de maintenance dans la préparation, la coordination et la réalisation de leur PMPA pour une meilleure qualité de service à coût optimal. Il servira de référence en ce qui a trait à la nature et à la périodicité des inspections à réaliser. Un PMPA basé sur la fiabilité doit tenir compte essentiellement :

➤ L'état technique des actifs en exploitation : il est apprécié à l'aide d'un certain nombre d'indicateurs, ces facteurs déterminent l'influence de chaque critère sur l'état global de l'actif considéré. La définition des critères d'appréciation de l'état des actifs est proposée sur la base ; (i) du REX des exploitants et historique de leur fonctionnement et (ii) des résultats des outils de diagnostic et (iii) des regards et les recommandations d'experts à travers les audits ;

➤ Un classement des actifs par leur degré de criticité par l'utilisation de la méthode AMDEC, ce qui permettra de déterminer où les actions préventives sont nécessaires (*sur quel actif*), quelles sont les actions à effectuer, et quand (*avec quelle fréquence*) on doit les réaliser.

Notre but principal est de réactualiser la politique actuelle de maintenance, de déterminer et d'optimiser les PMPA associés aux actifs des PS HTB/HTA. Dans ce travail, nous faisons appel à un modèle expérimental qui est fondé sur le concept RCM comme nous l'avons mentionné dans § II.6.b, jumelé avec le SAP/PM. Il associe différentes méthodes adaptées à la complexité des actifs et aux enjeux des dysfonctionnements. Il s'agit d'un compromis judicieux entre l'utilisation de standards de maintenance adaptés à la criticité et l'utilisation des méthodes d'analyse des dysfonctionnements et de sélection des tâches de maintenance pour des actifs dits "*stratégique*". L'utilisation du concept d'optimisation des risques et coût de maintenance complète par ailleurs le processus pour la définition quantitative des périodicités de maintenance.

Loin des techniques de modélisation et de calculs, la méthode RCM-SAP/PM puise toute sa pertinence dans les discussions, les expériences et les résultats issus d'un groupe de travail dédié à son application. Le respect de l'esprit de la méthode et les ressources multiples qu'elle met en œuvre obligent à une démarche transverse. En effet, le bon fonctionnement de la DCD fait que les compétences se trouvent à différents points de la structure (*centralisée ou décentralisée*). Pour l'enchaînement des différentes étapes de cette méthode, un groupe de travail multidisciplinaire (*cadre de conduite, d'exploitation, contrôle commande et contrôle de gestion, etc.*) est constitué où chaque acteur est indispensable à la réussite de l'ensemble. Ce modèle s'appuie sur les étapes suivantes, à savoir (*fig. IV.6*):

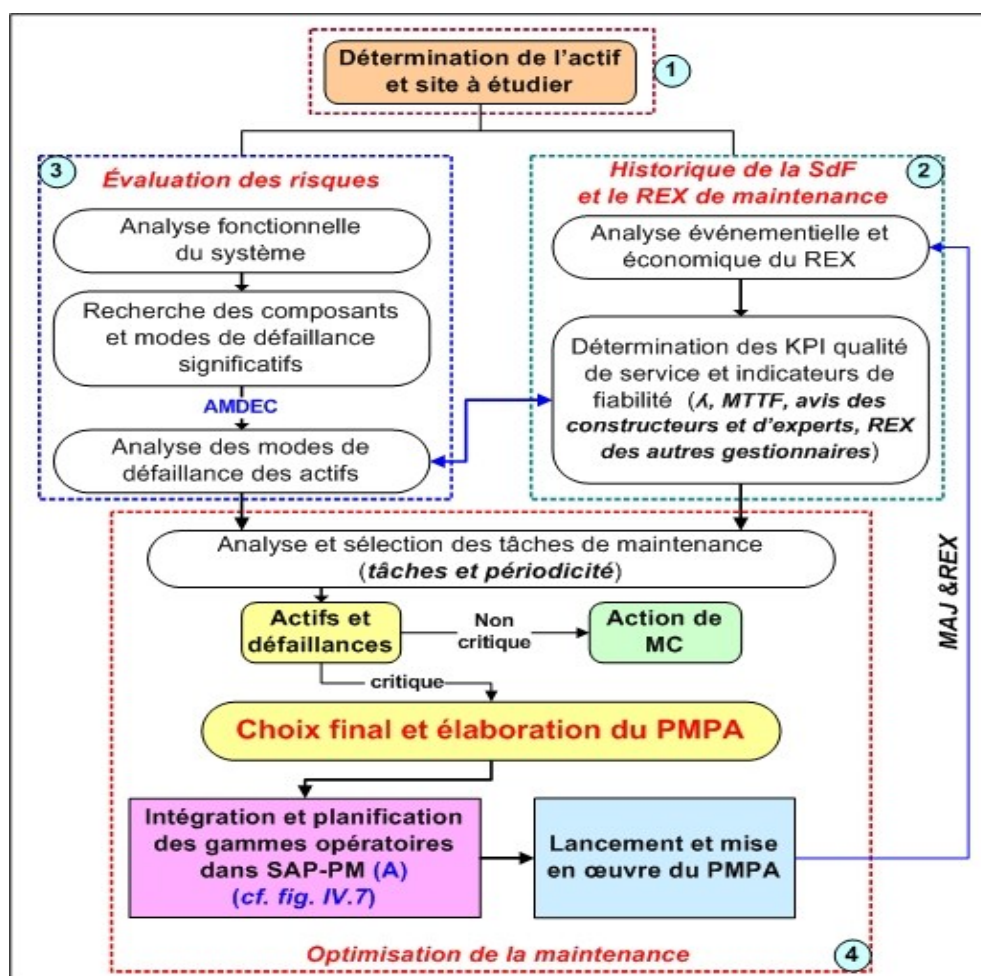


FIGURE IV. 6. Les phases de la méthode RCM - SAP/PM

1) la sélection des sites et actifs à étudier

Un actif est stratégique si son dysfonctionnement ou son interruption provoque une dégradation partielle ou totale du PS. Le classement stratégique des actifs d'un PS a pour objectif d'adapter la nature et l'action de maintenance au caractère stratégique de l'ouvrage.

2) l'historique de maintenance et REX

La phase de REX consiste à rechercher ce qui s'est passé sur les actifs ou composants en termes de fiabilité, de disponibilité et des coûts (*analyse événementielle et économique*), et les actes de maintenance ou modifications réalisées. Le REX fournit des données essentielles pour établir les choix de maintenance, et l'évolution des programmes de MP existants, en procédant à un réexamen en profondeur des actions de maintenance. Par exemple, pour le cas des disjoncteurs, le traitement du REX s'effectue à partir de la BDD patrimoniales de ces actifs, ainsi que l'analyse de l'ensemble des défaillances survenues sur ces équipements. Ces informations apportent à la fois une quantification des taux de défaillance des composants, également une analyse qualitative des défaillances (*modes et effets*). Pour le cas des contacts principaux, 85 avaries conduisant à des échauffements ont été observées pendant 10 ans dans un parc d'environ 2075 disjoncteurs.

Le taux d'avarie qui en résulte vaut : $85/10/2075=4.09.10^{-3}/an$ et par appareil. Le traitement du REX permet une estimation de la fréquence d'apparition des défaillances. Le jugement des experts (*fabricants et exploitants*) sur le terrain est prépondérant pour la validation des résultats. Par exemple et à titre indicatif, les données de fiabilité des principaux actifs installés dans le PS HTB/HTA Oujda issus du REX sur la période 2002-2012 sont résumées dans le tableau IV.12 ci-après comme suit :

TABLEAU IV. 12. Classification des pannes des principaux actifs

<i>Actif</i>	<i>Nombre de défaillances analysées</i>	<i>Nombre de défaillances par objet technique</i>	
Transformateur HTB/HTA	195	Borne traversée buching phase et neutre	38
		Relais buchholz	25
		Régleur en charge	7
		Isolateurs et parafoudres	43
		TC bushing phase HTA et neutre	45
		Noyeu magnétique	10
		Régleur en charge	7
		Aéro et Radiateur	20
Résistance du neutre	20	Résistance du neutre	20
Disjoncteur HTB & HTA	85	Unité de commande	27
		Mécanisme d'entraînement	22
		Réenchlencheur	15
		Isolateur	18
Jeu de barre ou demi JdB	57	Contact avec les actifs	57
Protection numérique	45	Automatisme et contrôle et commande, Mesure et enregistrement (cf. annexe IV.11)	45
TT et TC	32		32
Sectionneur	23		23

3) Évaluation des risques et l'analyse des défaillances fonctionnelles des actifs

La phase d'évaluation des risques consiste à envisager les événements graves qui pourraient se passer et mettre en œuvre les techniques d'analyse de fonctionnement et de dysfonctionnement. Ce travail est complété par la prise en compte de l'historique de maintenance. Pour prévenir les défaillances qui présentent une gravité et qui ont des chances de se produire, il faudra envisager d'effectuer des tâches de maintenance préventive.

Les études RCM visent principalement les parties des actifs les plus critiques dont les performances sont les plus sensibles aux actions de maintenance. Leur application passe par plusieurs étapes :

➤ **L'analyse fonctionnelle (AF)** : L'AF est un préalable obligatoire. Elle consiste à raisonner en termes de besoins à satisfaire, exprimés sous forme de fonctions à remplir avec des critères de valeurs dans un environnement donné. Pour faire une étude pertinente de fiabilité d'un système, il est impératif de connaître ses décompositions matérielle et fonctionnelle, les facteurs d'influence internes et externes qui concourent à l'amélioration de sa fiabilité et ceux qui, au contraire, constituent une entrave et mènent vers des dysfonctionnements probables. L'analyse fonctionnelle permet, grâce à une très bonne prise de connaissance de l'ensemble des facteurs matériels, humains et environnementaux, de rendre l'étude plus pertinente et plus juste. Pour cela, deux types d'analyse peuvent être envisagés : Une analyse fonctionnelle externe et une analyse fonctionnelle interne.

Il existe plusieurs approches et méthodes pour réaliser cette analyse, notamment [HAM-10] : APTE, SADT (*Structured Analysis Design Technique*), FAST (*Functional Analysis System Technique*), arbre fonctionnel, etc. Elles sont toutes fondées sur l'expression du besoin (*la réduction du nombre de coupures électriques et de leurs durées*) du système et sa spécification technique. nous nous intéressons plus particulièrement à la méthode APTE (*Application aux Techniques d'Entreprise*). Il est donc possible lors de cette phase, de définir avec précision les limites du système étudié, le contexte dans lequel l'actif évolue en situation de vie de fonctionnement normal, ses milieux extérieurs (*l'étude se fait par les différentes situations de vie du système et les risques externes naturels et humains associés à son exploitation*) et ses fonctions principales et de contraintes. Les auteurs dans Chaker, et al. [CHA-10] présentent une étude d'analyse fonctionnelle d'un PS HTB/HTA ;

➤ **L'analyse des dysfonctionnements** des actifs du SE/PS HTB/HTA, qui permet d'une part, d'identifier les modes de défaillance des actifs stratégiques et dont les défaillances sont jugées graves, et d'autre part, de rassembler les informations nécessaires à l'évaluation de la criticité des modes de défaillance (*dans notre étude dysfonctionnelle, nous avons donc réalisé une analyse AMDEC*).

Afin d'illustrer la méthode, on considère le cas d'une cellule L-HTA, dont les composants essentiels sont : le contrôle commande local, les auxiliaires, le disjoncteur, les sectionneurs et les réducteurs de mesure (*TT, TC*). Considérons par exemple un disjoncteur HTA et intéressons-nous aux contacts électriques principaux. Ces contacts assurent les fonctions transiter le courant en position fermée, maintenir un circuit électrique ouvert, effectuer des manoeuvres et surtout couper un courant de défaut. L'AF 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.

En effet, le classement stratégique des actifs et composants d'un SE/PS a pour objectif de rationaliser l'action de maintenance en fonction du risque de défaillance de l'actif et de son impact sur le fonctionnement du RED-HTA. La hiérarchisation des actifs est basée sur la méthode AMDEC. Cette méthode permet l'étude systématique des causes et des effets de défaillance qui affectent les

composants d'un système. Elle considère la probabilité d'occurrence de chaque mode de défaillance et la gravité des effets associés pour effectuer une classification suivant une échelle en criticité. Dans cette étude, il est nécessaire d'établir pour chaque actif :

- un découpage technico-fonctionnel jusqu'au petit niveau sur lequel on réalise la TM ;
- les différentes défaillances, leurs causes potentielles et leurs effets sont déterminés ;
- la gravité de chaque défaillance et sa probabilité sont affectées puis la criticité est déduite ;
- la criticité de chaque actif est analysée ;
- les actions de maintenance sont définies (*permet d'estimer, pour chaque défaillance, sa fréquence, sa gravité et sa détectabilité*) ;
- le logigramme de décision qui sert, en fonction du type de défaillance, à identifier le type de conséquence sur les actifs et à définir le niveau des TM à mettre en œuvre.

a. Estimation des risques

Lorsque l'AMDEC est terminée, une analyse d'évaluation des risques est effectuée pour toutes les défaillances précédemment déterminées. La criticité C ou le nombre de priorité du risque NPR est donnée par l'équation IV.4 suivante :

$$NPR = C = F \times G \times D \quad (IV.4)$$

- ➡ **F : indice de fréquence** : Il représente la probabilité d'occurrence que la cause de la défaillance apparaisse et qu'elle entraîne le mode potentiel de la défaillance considérée. Les barèmes de cotation de ces fréquences sont classées de 0.1 à 0.5 et répertoriées dans le *tableau IV.13*.
- ➡ **G : indice de gravité** : le barème de cotation varie entre 0.1 et 0.5 se base sur les effets provoqués par la défaillance en termes de temps d'intervention, la qualité d'alimentation en électricité et la sécurité des personnes et des biens.
- ➡ **D : indice de détectabilité** : c'est la probabilité que la cause ou le mode des défaillances supposées apparues provoque l'effet le plus grave, sans que la défaillance ne soit pas détectée au préalable. Le barème de cotation varie entre 1 et 5.

La quantification et le choix des valeurs de chaque paramètre ont été obtenus à partir du REX, de l'indicateur SAIFI et le nombre d'interruption sur une période de 10 ans (*période 2002 - 2012*) à partir des données de la BDD du SEXO. Aussi, les connaissances relatives à l'expertise et aux diagnostics dont nous disposons, et qui constituaient des points forts sur lesquels il nous était possible de nous appuyer pour ce travail, se trouvaient :

- de manière informelle dans le raisonnement des experts ONEE/BE et industrielles issues de leur expérience (*par la présence d'experts de Nexans Maroc, et Schneider Maroc*) ;
- dans des documents factuels comme des rapports d'expertise, d'essais ou des analyses constituant un important retour d'expérience concrétisé par un grand nombre d'expertises réalisées dont les diagnostics étaient confirmés ;
- dans la littérature et la documentation technique, à travers des articles, des livres et des normes. L'accès à ces connaissances et leur compilation sont le travail d'une recherche bibliographique importante, tant industrielle qu'universitaire, sur une abondante littérature sur les actifs des PS.

TABLEAU IV. 13. Les facteurs d'estimation des risques

Fréquence F / Probabilité d'occurrence (sécurité)		
Critères	Critères Fréquence	Cotation
Une défaillance par 10 années et un taux de défaillance $< 0.1 \cdot 10^{-3}$ / an par actif	Défaillance très rare	0.1
Une défaillance par 5 années et un taux de défaillance $0.1 \cdot 10^{-3} < \lambda < 1 \cdot 10^{-3}$ / an par actif	Défaillance rare et peu fréquent	0.2
Une défaillance par 3 années et un taux de défaillance $1 \cdot 10^{-3} < \lambda < 5 \cdot 10^{-3}$ / an par actif	Défaillance possible	0.3
Une défaillance par une année et un $5 \cdot 10^{-3} < \lambda < 10 \cdot 10^{-3}$ / an par actif	Défaillance fréquente	0.4
Une défaillance par quatre à six mois et un $\lambda > 10 \cdot 10^{-3}$ / an par actif	Défaillance très fréquente	0.5
Gravité G (disponibilité)		
Coupure d'alimentation fortuite < 5 mn ou Défaillance ne provoquant aucune détérioration des organes	Mineure (<i>Catégorie VI</i>)	0.1
$20 \text{ mn} < \text{Coupure d'alimentation} < 5 \text{ mn}$	Moyenne (<i>Catégorie V</i>)	0.15
Coupure d'alimentation < 20 mn	Significative (<i>Catégorie IV</i>)	0.2
$25 \text{ mn} < \text{Coupure d'alimentation} < 30 \text{ mn}$	Grave (<i>Catégorie III</i>)	0.3
$1 \text{ h} < \text{Coupure d'alimentation} < 2 \text{ h}$	Très grave (<i>Catégorie II</i>)	0.4
$5 \text{ h} < \text{Coupure d'alimentation} < 1 \text{ jours}$ ou Défaillance provoquant des conséquences grave instantanément	Catastrophique (<i>Catégorie I</i>)	0.5
Probabilité de non détection (Maintenabilité) / D		
-Temps mis pour détecter la défaillance -Il existe des signes avant l'apparition de défaillance	Détection évidente	1
-Défaillance précocement détectable -Il existe un signe avant l'apparition de défaillance mais, il y'a un risque que ce signe ne soit pas perçu par l'opérateur	Détection possible	2
-Défaillance difficilement détectable	Détection peu probable	3
-Défaillance péniblement détectable -Le signe avant l'apparition de la défaillance n'est pas facilement détectable	Détection improbable	4
-Défaillance indétectable (cachée)	Détection impossible	5

À partir de ces indices de criticité, il est possible de hiérarchiser les défaillances et de recenser celles dont le niveau de criticité est supérieur à une limite constante est contractuellement imposée par la DCD comme il est montré à titre indicatif dans le tableau IV.14 suivant.

TABLEAU IV. 14. Hiérarchisation des défaillances et plan d'action après une étude RCM

Condition imposée	Conséquence	Action de maintenance
C<H	Aucun problème R.A.S	- Maintenance corrective
H<C<K	Acceptable mais	- Surveillance particulier MP/MPC
C>K	Remise en cause complète de l'étude	- Action de maintenance PS - Nouvelle étude amélioratrice

4) Établissement d'un PMPA optimisé

Le processus d'aide à la décision élaboré donne en premier lieu, un ensemble d'actions de maintenance. Pour y parvenir, il doit prendre en compte les contraintes d'exploitation, les ressources disponibles et l'ensemble des coûts associés. En fonction de l'importance de l'actif, la sélection des actions de maintenance conduira à l'aboutissement par l'étude AMDEC d'un plan de MP initial. La sélection comprend trois phases à savoir :

- **Phase N°1** : établissement de la liste des actions envisageables, c'est-à-dire applicables suite à l'étude AMDEC réalisée précédemment ;
- **Phase N°2** : sélection de la liste précédente les actions de MP (*conditionnelle et systématique*) les mieux adaptées et les plus efficaces du point de vue de la criticité ;
- **Phase N°3** : la phase d'optimisation détermine les TM à effectuer ainsi que leur fréquence de réalisation, tout en envisageant éventuellement des améliorations nécessaires.

Le PM initial est basé sur les informations disponibles au moment de l'analyse. L'actif nécessite un PM dynamique ainsi qu'une logique de maintenance capable de recueillir et d'analyser les données d'exploitation tout au long de sa vie. L'un des résultats de l'étude RCM est l'établissement des programmes de MP optimisés. Ces programmes dynamiques doivent être cependant actualisés, car :

- lors de l'exploitation d'un PS, plusieurs facteurs (*défaillances, conditions d'exploitation*) peuvent apparaître et peuvent varier d'une manière significative ;
- l'impact d'un PM optimisé peut s'avérer négatif en termes de fiabilité, de réduction des coûts OPEX, etc.

Il est donc important de prévoir une réactualisation périodique des PMPA, qui ne peut s'envisager sans l'archivage des études RCM réalisées précédemment, assurant la traçabilité des analyses, et leur réactualisation.

- **Phase N°4** : finalisation du PMPA optimisé et générer les gammes de maintenance sous SAP-PM en adoptant les étapes de la procédure citée dans la figure IV.7.

La procédure va permettre la création automatique, la planification, l'ordonnancement et le suivi des OT et avis d'intervention. Aussi les travaux issus de l'inspection annuelle des actifs et ceux relatifs à des situations imprévisibles qui peuvent survenir et qui nécessitent une action rapide, sont intégrés dans les ordres de maintenance planifiée avant validation. Dans ce cadre, Les types des PMPA que nous avons mis en place sont présenté dans la figure. IV.8, à savoir :

- Plan d'entretien avec cycle individuel basé sur les compteurs d'activité. Ce type de plan permet de planifier des activités de maintenance en fonction des valeurs de compteur relevées. La maintenance est alors exécutée lorsque le compteur d'un actif atteint une certaine valeur (*e.g. entretien d'un DRR sur la base du nombre d'ouvertures et de fermetures (O/F)*). On procède comme suit :
 - création d'un point de mesure lié à un objet technique (*actif*) permettant le suivi du nombre d'O/F d'un disjoncteur et le comparer à une limite bien déterminée ;
 - création d'un document de mesure, et ensuite le plan d'entretien avec cycle individuel et l'associer au point de mesure déjà créé et suivre les étapes de la figure IV.07 ;
- Plan d'entretien avec stratégie utilisé pour la maintenance périodique basée sur des intervalles d'intervention prédéfinis (*e.g. VTII d'un TR*). La stratégie permet :

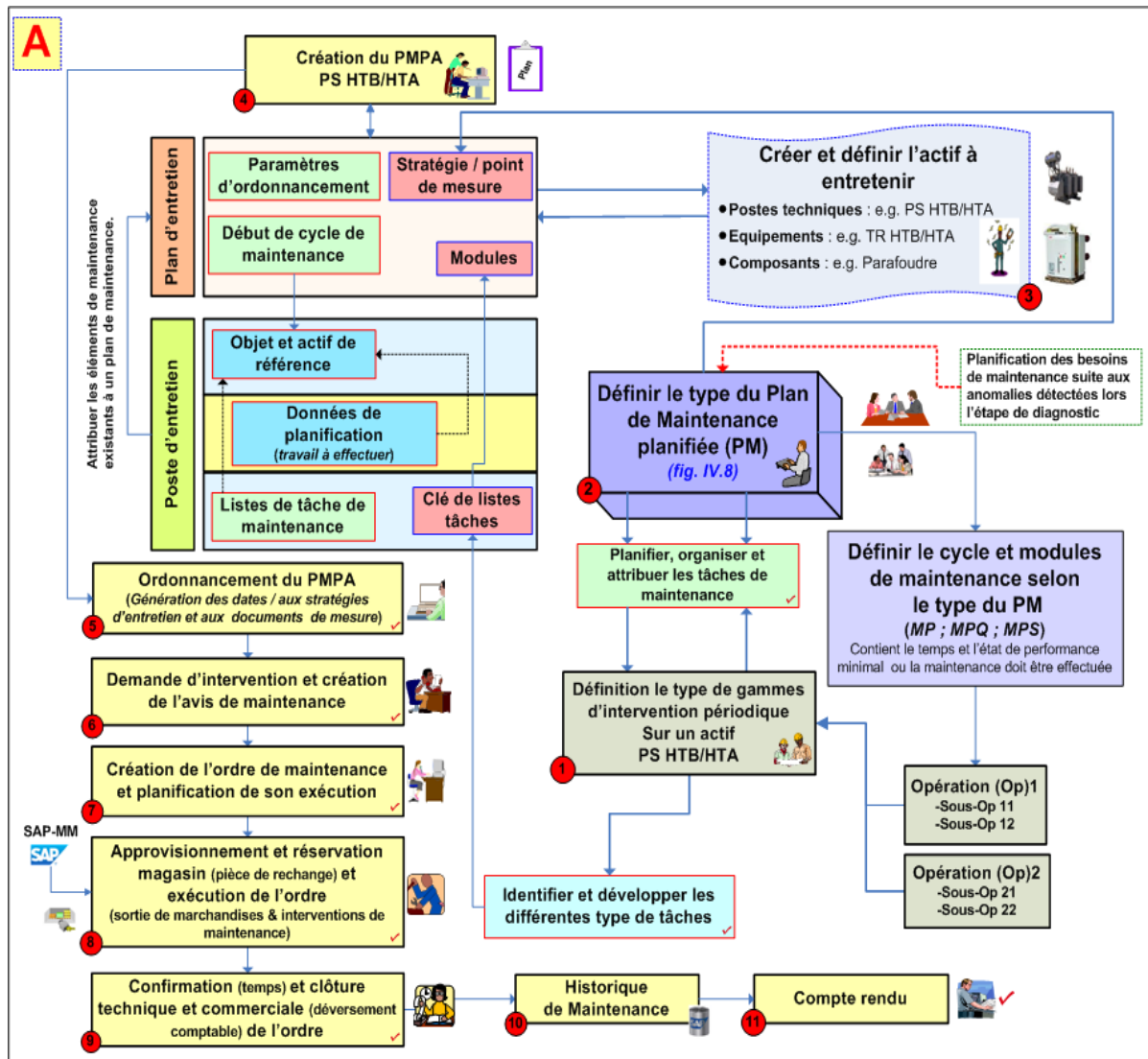


FIGURE IV. 7. Le processus de la MP d'un PS HTB/HTA sous SAP-PM

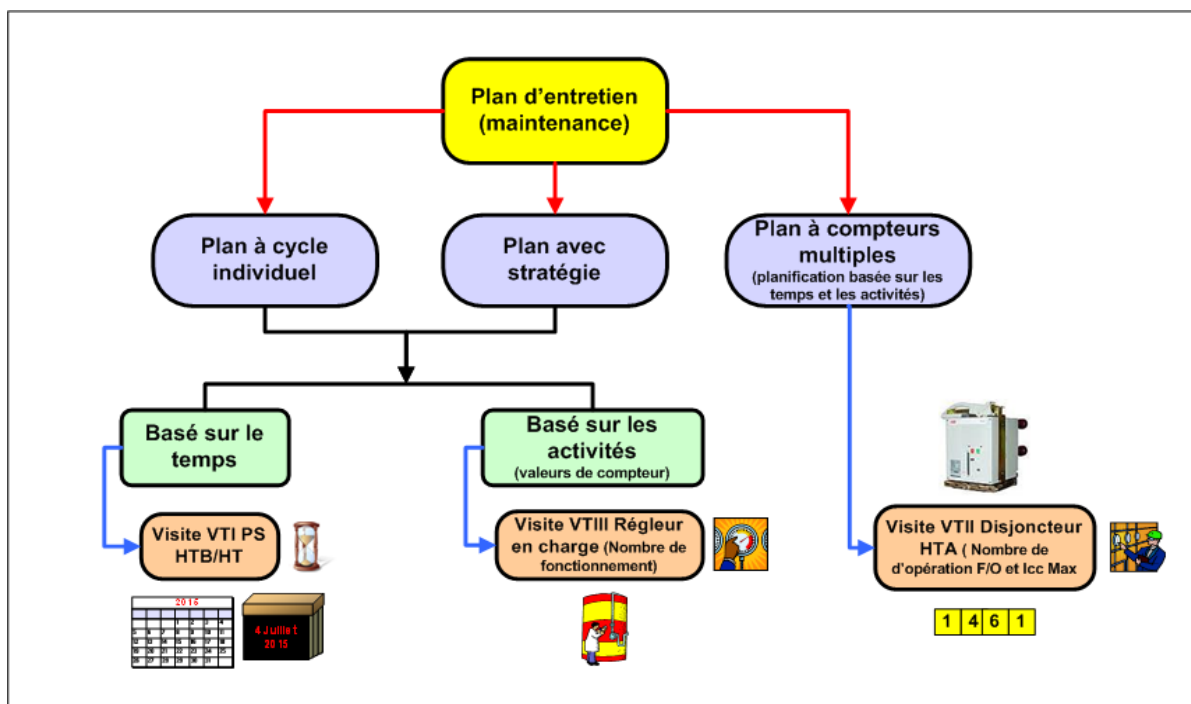


FIGURE IV. 8. Les types des plans de maintenance mis en place au niveau SAP-PM

- de créer des modules et gammes d'entretien de référence pour chaque type d'actif et définir des paramètres pour le contrôle des activités de maintenance (fig. IV.9) ;
 - d'affecter des opérations de gamme à différents modules de maintenance, et définir les périodicités des interventions et cycle de maintenance par type d'actif.
- Plan d'entretien à compteurs multiples basé sur le temp, les activités et les performances. Il est utilisé pour combiner des cycles d'entretien de dimensions différentes et compteurs d'activité (e.g. temps et nombre de fonctionnement O/F d'un disjoncteur).

GrpeGammes 100 Maintenance TRAVTRANSF 60/22 Kv CptrGrpGam 1

Liste générale opérations

Op.	SsO	Poste	Div.	Pilo	Description opération	TD	Travail	Uté	Nbr	Durée	Uté	C %	RépCap...	Fac	TypAct	Mot-clé
0010		J32HM01	DJ99	SM01	VTII TRAVTRANSF 60/20 Kv		30,0	HRE	4	17,5	H	2	100	1	MA0281	
0010	0011	J32HM01	DJ99	SM01	consignation (VAT,DMT)									1	MA0281	
0010	0012	J32HM01	DJ99	SM01	entretien du disj 60 KV (T)+Cmd									1	MA0281	
0010	0013	J32HM01	DJ99	SM01	entretien du disj 22 KV (Q)+Cmd									1	MA0281	
0010	0014	J32HM01	DJ99	SM01	entretien du TSA									1	MA0281	
0010	0015	J32HM01	DJ99	SM01	entretien du transf HT/MT									1	MA0281	
0010	0016	J32HM01	DJ99	SM01	entretien traversées murales									1	MA0281	
0010	0017	J32HM01	DJ99	SM01	entretien TC (arrivées+bushing)									1	MA0281	
0010	0018	J32HM01	DJ99	SM01	entretien de la liaison (BE)									1	MA0281	
0010	0019	J32HM01	DJ99	SM01	entretien résistance du neutre									1	MA0281	
0010	0020	J32HM01	DJ99	SM01	prélèvement échantillons d'huile									1	MA0281	
0010	0021	J32HM01	DJ99	SM01	rétablissement									1	MA0281	
0020		J31CC01	DJ99	SM01	VEP Tranche TR 60/22Kv +Arrivées		8,0	HRE	2	14,0	H	2	100	1	MA0283	
0020	0021	J31CC01	DJ99	SM01	VEP Tranche TR 60/22Kv +Arrivées									1	MA0283	
0020	0022	J31CC01	DJ99	SM01	rétablissement									1	MA0283	
0030		J32HM01	DJ99	SM01												
0040		J32HM01	DJ99	SM01												
0050		J32HM01	DJ99	SM01												
0060		J32HM01	DJ99	SM01												
0070		J32HM01	DJ99	SM01												

Entrée 1 / 15

FIGURE IV. 9. Exemple d'une gamme opératoire de maintenance d'un PS HTB/HTA

IV.5.3.5. Synthèse des résultats

L'analyse du tableau IV.15 ci-après, nous montre clairement que nous ne pouvons couvrir que **68%** du PMP avec le potentiel existant. Cependant pour faire corriger et remédier à l'écart entre le potentiel recherché est celui disponible, nous sommes amenés à adopter le scénario suivant qui consiste dans un premier temps à moderniser la logistique opérationnelle des équipes qui nous a permis de gagner 1406 TMHW. Aussi, les résultats de l'analyse RCM et l'élaboration des gammes opératoires (*première implémentation au sein de la DCD*) et l'intégration du PMPA au niveau GMAO/SAP-PM ont permis d'optimiser le PMPA en matière d'actions préventives et gagner un potentiel de l'ordre de 1985 TMHW (cf. tableau IV.15).

Eu égard aux résultats résumés dans le tableau IV.15, on montre clairement l'importance de l'optimisation du PMPA et l'intérêt du modèle proposé par Mahmoudi, et al. [MAH-14], [MAH2-13].

TABLEAU IV. 15. Gain par l'adoption de la démarche RCM/SAP-PM

	EQOM PS	EQOCC PS
Potentiel disponible (réel) en TMHW	$P_{E1}=10456$	$P_{E2}=3488$
	$P_E=13944$ TMHW	
Potentiel total cible en TMH	$P_1= 16400$	$P_2= 4607$
	$P_c = P_1 + P_2 = 21007$ TMHW	
Gain par usage de nouveau matériel en TMHW	700	150
Gain par l'adoption de la méthode RCM/SAP PM	1585	400
Pourcentage de réalisation estimé du PMPA en 2012	77,7%	87,6%
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2012	82%	85%
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2013	83%	89%
Taux réel réalisé à fin de l'exercice 2014	90%	93%
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2012	4,07 MDH (-11% / 2011)	
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2013	3,69 MDH (-10% / 2012)	
Dépenses en OPEX à fin de l'exercice 2014	3,55 MDH (-4,1% / 2013)	

D'autre part, elles montrent la capacité et la stabilité de la démarche d'optimisation proposée et l'amélioration des différents KPI's de qualité de service et d'exploitation des PS HTB/HTA, à savoir :

1. Le taux de réalisation du PMPA réel réalisé à fin de l'exercice 2012 et de l'ordre respectivement de 77,7 % et 87,6 % pour l'EQOM PS et EQOCC PS contre 63,8 % et 75,7 % avant l'optimisation. Tandis que cette capacité a été améliorée davantage à la fin de l'année budgétaire 2014 respectivement de 16% et 6% par rapport aux réalisations à fin 2012 [MAH-14].
2. Le nombre total d'incident en valeur absolue survenu sur les différents actifs des PS relevant de la gestion du SEXO (*dus aux avaries des TR, disjoncteurs HTB et HTA, les relais de protection et d'autres actifs*) enregistré respectivement durant l'exercice 2012 et 2013 a connu une amélioration positive remarquable par rapport à l'année 2011, en effet il est passé de 106 incidents à 88 soit une évolution de -20%, et à 75 incidents à fin 2013 soit une amélioration de -32%.
3. La réduction de 25% des TMHW travaillés et consommés par les deux équipes, et qui ont engendré une diminution de 11% en termes des coûts OPEX à fin de l'année budgétaire 2012 (*soit 4,07 MDH qui représente 30 % du cumul en OPEX réalisé par SEXO*) par rapport à l'exercice 2011 (4,52 MDH).
4. Au titre de l'exercice 2012, les coûts de l'END suite aux INP et IP ont enregistré une réduction de 18% par rapport à l'année budgétaire 2011. Ils sont passé de 0.84 MDH (49360.2 kWh) au 0.68 MDH (39734.9 kWh).
5. Les 75 incidents enregistrés en 2013 ont induit une réduction de 12% sur l'indicateur SAIFI pour l'ensemble des PS (13 PS HTB/HTA).

Ces résultats mettent également en évidence les bénéfices apportés par la méthode ainsi mise en place, entre autres :

- les gains économiques, par une réduction et une prise en compte accrue des impératifs de sûreté et l'amélioration du niveau de disponibilité ;
- réorientation de la MP traditionnelle vers des tâches conditionnelles en fonctionnement ;
- synergie étendue entre les SCR et les SEX, hiérarchisation des défaillances et les tâches de MP

qui simplifient la prise de décision et le pilotage de maintenance ;

- une perspective de progrès par l'utilisation et le paramétrage d'une interface entre le système SCADA et SAP-PM, ce qui va permettre de générer automatiquement des avis de panne dans SAP-PM. Dans le cas d'une défaillance qui se produisant au niveau d'un actif (*e.g. nombre d'O/F Max, Icc atteint, etc.*), le SCADA reconnaît la défaillance et déclenche la génération d'un avis de panne dans SAP-PM pour l'actif défaillant ;

- lancement du chantier de mise à jour et correction de quelques points faibles du SAP-PM qui sont surtout liés à son intégration avec les autres modules SAP (*e.g. le cas de SAP-FI (comptabilisation directe des frais gasoils engagés par les EQOM)* et le cas aussi SAP-HR (*e.g. cas des heures supplémentaires des agents qui ne sont pas traités et comptabilisé automatiquement*) ;

- integration du module SAP/RCM dans l'actuel version de SAP ECC6 disponible à l'ONEE/BE (*cahier de charges en cours d'élaboration par une équipe multicompetence ONEE/BE (direction de la distribution, production, transport) en concertation avec les équipes de la direction système d'information*).

La figure IV.10 ci-après illustre l'impact positive de l'optimisation des plans de MP mis en place sur l'évolution de l'OPEX enregistré par SEXO et par type d'ouvrage du RED-HTA (*L-HTA, PDP HTA/BT, PS HTB/HTA*) entre la fin de l'exercice 2011 et celui de l'année 2014.

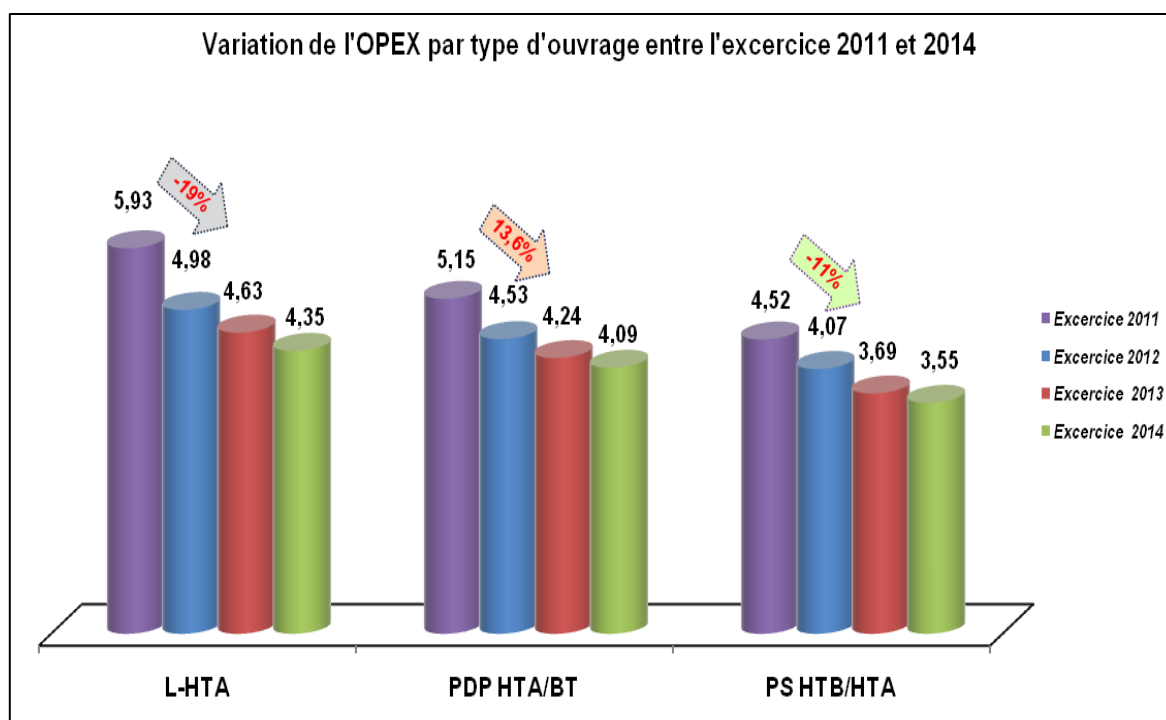


FIGURE IV. 10. Variation de l'OPEX pendant le quadriennat 2011 - 2014

En sus, les actions engagées durant l'exercice 2014 ont porté sur la poursuite des efforts visant trois objectifs primordiaux, à savoir :

- l'amélioration des paramètres importants en termes de KPI's et de qualité de service ;
- la normalisation progressive des paramètres de desserte de l'énergie par l'engagement d'un plan d'urgence pour un passage hiver et été 2015 sans contraintes majeures ;
- la poursuite de la maîtrise des conditions d'exploitation et de gestion des RED-HTA par la réappropriation et la maîtrise du métier distribution.

IV.6. Conclusion

C'est dans un contexte de gestion des actifs des RED-HTA que s'inscrivent les travaux développés dans ce chapitre où l'actif d'un SED est au cœur de divers enjeux pour la DCD. Le concept introduit dans ces travaux est une réponse à tout gestionnaire des RED-HTA qui désire revoir son système de maintenance dans le nouveau contexte économique de plus en plus exigeant. Nous avons proposé un outil flexible et facile à implanter, une méthodologie intégrée qui associe, à la fois les critères stratégiques aux critères techniques et économiques. Cet outil fait jaillir le potentiel stratégique du système de maintenance au sein le SEXO. En effet, l'application effective de l'optimisation de la maintenance avec tous ses aspects complexes a permis d'améliorer les performances des RED-HTA, d'augmenter la sécurité des personnes et des biens et la réduction des coûts OPEX. En conséquence, l'amélioration des performances opérationnelles de ces réseaux, impose d'ailleurs à la DCD de le redynamiser, d'anticiper et de collecter toutes les défaillances et dysfonctionnements possibles avant même de penser à l'application d'un PMP quelconque.

Cependant, cette démarche d'optimisation et priorisation des travaux de maintenance doit être dynamique et réviser chaque fois qu'une variation de l'un au moins des critères de choix pris en considération sera observée. Globalement, les objectifs visant à l'intérieur d'une approche systémique sont les suivants :

- Optimisation de la SdF des RED-HTA justifiant le maintien et / ou des décisions de réhabilitation et l'augmentation de la sécurité de fonctionnement ;
- L'extension de la durée de vie des immobilisations des RED-HTA. L'identification, le contrôle et l'optimisation des coûts, dans le but d'apporter la réponse la plus objective à l'investissement, réhabilitation et d'entretien ;
- Modélisation de la maintenance des trois structures des RED-HTA. Elle a permis de recenser les problèmes qui affectent l'efficacité de cette fonction ;
- Mettre en évidence des redondances en matière de gestion et des activités nécessaires au progrès non encore mises en œuvre ou encore des activités existantes mais dont le rattachement structurel doit être modifié, etc.

Chapitre V



OPTIMISATION DES COÛTS DE MAINTENANCE D'UN SYSTEME ÉLECTRIQUE HTA



V. Optimisation des coûts de maintenance d'un système électrique HTA

V.1. Introduction

Aujourd'hui, avec la progression des exigences en termes de la SdF, la pérennité des actifs des PS HTB/HTA devient un enjeu économique et sécuritaire incontournable pour la DCD. Bien que parfois les actifs aient un bon niveau de fiabilité, ces coûts OPEX restent un poste important de dépenses qu'il est possible de réduire significativement grâce à des politiques de maintenance et d'exploitation adaptées et qui s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue [JIA-15]. En effet, la capacité et la capacité à anticiper les défaillances de fonctionnement font partie de ces politiques. Malheureusement, des coûts extravagants sont souvent associés aux interventions d'urgence suite aux INP, surtout ceux qui sont localisés dans des régions géographiquement disparités. Dans le chapitre précédent, la problématique de l'optimisation des coûts OPEX, la fiabilité et la disponibilité des RED-HTA sont traitées selon un processus basé sur l'intelligence opérationnelle, le savoir-faire du terrain, l'efficacité des observations des exploitants, et l'expérience et le professionnalisme accumulé au sein de la DCD. On a étudié le cas des SED multi-actifs, et on a présenté une optimisation des travaux de maintenance et des coûts OPEX. Dans le chapitre II, on a présenté une bibliographie des méthodes d'optimisation de la MP (cf. § II.5.1) et les travaux concernant ce domaine. Dans ce chapitre, nous étudions la performance de la maintenance des disjoncteurs HTB et HTA et leur système de protection numérique (*constituées de relais ou de composants électroniques numériques*) y associés, installés dans un système électrique (SE) d'un PS HTB/HTA (SE^{12}/PS).

En effet, la maintenance préventive systématique planifiée (MPSP) est une approche principale adoptée pour réduire les coûts OPEX liés à la maintenance des disjoncteurs HTB et HTA (cf. § II.5.2.1). L'évolution de l'âge de ces actifs peut être affectée par les actions relatives à cette démarche (e.g. *VTII des disjoncteurs HTA et HTB*) [RIB-09]. Ces actions comme par exemple, le remplacement d'un composant par un nouveau (e.g. *remplacement des ressorts de fermeture d'un disjoncteur HTA suite à une VTII*), le nettoyage, le réglage, etc. rétablissent l'actif à sa condition initiale (*le composant devient 'AGAN'*) ou bien réduisent son âge [BRI-03], [DOO-14]. Toutefois, pour des actifs multi-composants à fonctionnement continu ou le manque à gagner est élevé en cas d'arrêt (e.g. *panne d'un disjoncteur*) [LAG-09], l'action de maintenance ne se traduit pas nécessairement par le remplacement de l'actif entier, mais souvent, elle consiste en une réparation ou un remplacement d'une partie de l'actif [NGY-81], [DOO-14]. Les auteurs dans Nicolai, et al. [NIC-08] présentent un aperçu de revue de littérature sur les méthodes d'optimisation de la maintenance des systèmes multi-actifs. La classification des politiques maintenances s'appuie essentiellement sur la dépendance (cf. § II.5.2.2) entre les composants, et sur l'horizon de planification (*court terme et long terme*).

¹² Un système est défini comme un ensemble d'éléments et composantes discrets interconnectés ou en interaction [VIL-88].

En sus, la MPSP comprend les inspections périodiques à des intervalles de temps T fixes indépendamment de l'histoire de défaillance, et les interventions planifiées avec des échéanciers spécifiques et systématiques. Ces inspections ont lieu à différentes périodes préétablies suivant un calendrier et selon le type d'actif examiné, le REX du terrain et les recommandations des fabricants (*fiabilité théorique*) pour assurer le fonctionnement continu des actifs d'un SE/PS [BAR-09]. Très récemment, les auteurs dans Coria, et al. [COR-15] ont proposé une méthode d'optimisation et d'analyse pour la politique MP avec réparation minimale à la rupture, l'entretien périodique et le remplacement sont proposés pour les systèmes avec un historique des données de temps de défaillance influencés par la politique actuelle de MP. Également, bien que la procédure à suivre pour la MP soit claire et selon un échéancier précis, cette dernière n'est malheureusement pas établie selon l'historique de défaillance des équipements. La planification de la maintenance est effectuée selon une approche qualitative et non quantitative. Elle est donc approximative. Bref, la maintenance n'est pas basée sur la fiabilité opérationnelle de l'actif, mais plutôt sur des recommandations des équipementiers ou des observations qualitatives *ad hoc* sans tenir en compte des multiples conditions d'opérations (*climat, méthode d'exploitation, montage, etc.*).

Par ailleurs, l'optimisation de la politique de MP a fait l'objet de beaucoup de recherches. Dans le passé, les aspects économiques de la MP et la MC ont été largement étudiés pour surveiller les composants dont la défaillance est immédiatement détectée et par la suite réparée [RIB-09]. Beaucoup moins d'attention a été accordée à l'économie des systèmes où les échecs sont dormants et ne sont détectés que par des tests périodiques ou par des inspections (*e.g. thermographie infrarouge, analyse des gazes dissoutes, analyse des DP, etc.*). Ces systèmes sont particulièrement fréquents dans les SE/PS. En effet, les défaillances des actifs de ces systèmes se produisent à des instants aléatoires, les tâches de MC qui en découlent s'effectuent donc elles aussi à des instants aléatoires. En revanche, les dates de mise en œuvre d'opérations de MP sont généralement fixées avant la mise en route de l'actif, sans contrôle préalable de son état, et sont donc déterministes, c'est typiquement le cas de la MPSP. Mais il peut arriver que les instants auxquels elles se produisent n'aient pas été complètement planifiés. En général, le programme de MP initial prévoit des maintenances selon une certaine périodicité ; cependant, suite à une phase d'optimisation de la maintenance, on peut être amené à modifier la périodicité des MP et à mettre en place une nouvelle planification des dates de maintenance.

En somme, dans ce chapitre, on développe un modèle d'optimisation de C_{OPEX} pour un SE/PS série-parallèle multi-actifs (SESPMA) sous contrainte de fiabilité (*le cas des disjoncteurs HTB et HTA et leurs système de protection numérique dans un SE/PS*) et avec une redondance active (*cf. § II.5*) et la périodicité des visites de maintenance de ces composants [CHA-14]. Pour prendre la décision de modifier la périodicité de ces visites, il a fallu évaluer l'impact de ce changement sur la fiabilité des composants et les C_{OPEX} y afférents. Les actifs sont soumis conjointement à la MPSP et à la MPC (*cf. § II.5.1.b*) basées principalement sur l'historique associée à l'état de l'actif identifié à partir d'un suivi dans le temps et de mesures quantitatives d'indicateurs qui reflètent l'amplitude et la nature de ses dégradations (*fiabilité opérationnelle*). Cette introduction est suivie par une présentation de modèle de MPSP&MPC pour un SESPMA. Puis, on présente une technique d'optimisation des coûts de MPSP&MPC en utilisant les algorithmes génétiques (AG). Cette section comporte la formulation et modélisation du problème d'optimisation, le calcul de la fonction objectif (*coût total de la MPSP&MPC*), et la technique d'optimisation de ce coût par les AG. Après, on présente une application de l'approche proposée dans un cas réel qui présente un SESPMA. Finalement les résultats sont interprétés et commentés.

Notre approche vise à court terme, l'amélioration de la planification des opérations de maintenance et

l'optimisation de la fiabilité des disjoncteurs installés dans un PS HTB/HTA. Ainsi, l'usage de techniques innovantes de monitoring et de protection permet d'estimer en permanence l'état de ces équipements, pour identifier et prédire les défaillances et les problèmes avant qu'ils ne deviennent critiques, et de planifier les opérations de MPSP avant toutes avaries. Aujourd'hui, différents systèmes de contrôle ont été conçus et proposés pour surveiller le statut d'un disjoncteur afin de prévoir des PM optimaux basés sur les mesures obtenues. Un large système de suivi en temps réel des opérations et du statut des disjoncteurs (*basé sur la détection des niveaux de tension des contacts de disjoncteur*) et les systèmes de protection est actuellement mis en application à la DCD en utilisant le système SCADA. Ces unités fournissent des informations sur des états finaux des disjoncteurs comme « ouvert » ou « fermé ». Notre travail consiste aussi à offrir au gestionnaire un outil d'aide à la prise de décision lui permettant d'étudier et envisager différents scénarios pour assurer la pérennité des disjoncteurs installés dans un PS HTB/HTA.

V.2. Les disjoncteurs HTB et HTA dans le système électrique

V.2.1. Définition

Le disjoncteur HTA ou HTB est un élément-clé du RED-HTA tout aussi bien pour la fonction protection que pour la fonction surveillance et mesures. Il s'agit d'un appareil électromagnétique capable d'établir, de supporter et d'interrompre le courant électrique dans des conditions normales de service, ainsi qu'en cas d'anomalie (*court-circuit, défaut d'isolement, surcharges, etc.*) [ZEL-14]. De ce fait, il sert à protéger les personnes, le réseau et ses composants contre les dommages [RAN-12]. Il représente une part majeure dans les coûts d'installation d'un SE/PS. Une durée de vie illimitée pour un disjoncteur, supprimant toutes sortes de contraintes mécaniques et électriques, est un idéal certes impossible à atteindre. Toutefois, il est possible de prolonger sa durée de vie par une maintenance intelligente. D'un point de vue fonctionnel, un disjoncteur est dimensionné en fonction des courants de CC de son réseau amont. Ces courants servent à déterminer les paramètres suivants [MEG-04] :

- Pouvoir de coupure (PdC) et de fermeture du disjoncteur, ainsi que le pouvoir de fermeture des équipements associés au disjoncteur [ZEL-14] ;
- Tenue électrodynamique et thermique des actifs (TR , *sectionneurs, etc.*) ;
- Réglage des relais de supervision et de protection (*seuils, temporisation, sélectivité, etc.*).

La maintenance des disjoncteurs implique l'inspection et le contrôle de l'intégrité de leurs composants mécaniques et électriques, etc. Le vieillissement du disjoncteur est un processus normal qui débute dès sa fabrication. Il dépend essentiellement des conditions d'exploitation et de maintenance. Le programme de la MPSP&MPC prévoit deux types d'interventions :

- maintenance de base du disjoncteur et de son système de protection numérique (SPN) : tous les contrôles requis et vérification du bon fonctionnement de l'ensemble ;
- maintenance approfondie du disjoncteur réalisée après cinq ans d'exploitation ($T_M > 5 \text{ ans}$) par des spécialistes des fabricants. Cette maintenance sert à prolonger la durée de vie du disjoncteur, accroître sa fiabilité et préserver ses performances d'origine.

V.2.2. Principe de fonctionnement

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur (*fig. V.1*) est réalisée par la séparation physique de ses contacts (*mâchoires*) dans un milieu diélectrique approprié (SF_6 , *le vide*). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuler grâce à l'arc électrique qui s'établit entre les

contacts du disjoncteur. Pour les disjoncteurs HTA, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro [ZEL-14] (*ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif*). En effet, c'est à cet instant que la puissance fournie à l'arc électrique par le réseau est minimale (*voire nulle à l'instant où l'intensité du courant est nulle*).

V.2.3. Plan de Protection

Le plan de protection comprend l'organisation des systèmes actifs (*disjoncteur, SPN, et matériels associés*) ainsi que l'organisation de leur fonctionnement. Le but étant de constituer un moyen de défense efficace contre les courts-circuits et leurs conséquences potentielles (*incendie, explosion, altération mécanique etc.*) et d'améliorer la continuité de service. L'action des SPN (*fig. V.1*) permet de détecter et d'éliminer les défauts d'isolement internes et externes du poste source, protégeant ainsi les personnes et les biens contre tout risque. Ils permettent aussi d'assurer une exploitation sûre et ininterrompue d'un réseau [MEG-04].

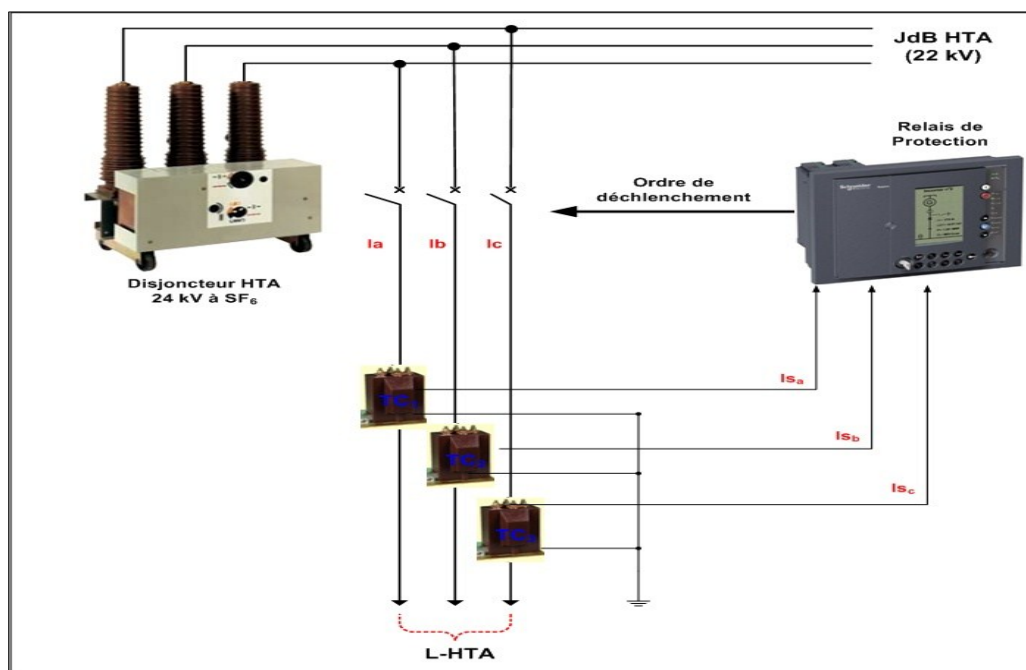


FIGURE V. 1. Schéma simplifié d'un système de protection

L'actif en défaut permanent est isolé afin de garder le maximum d'éléments en disponibilité (*cf. § II.2.2.1*). Cette organisation du plan de protection, y compris les temps de déclenchement des disjoncteurs, a pour objectif d'assurer le plus économiquement possible la continuité de service et de préserver les constituants du réseau. Au niveau du SPN, cette mission se traduit par deux événements dont l'occurrence doit être nulle en termes d'objectif [ZEL-14] :

➤ 1^{er} événement redouté : le non-déclenchement de la protection et du disjoncteur. Les conséquences d'un défaut non éliminé peuvent être catastrophiques (*e.g. risque pour les personnes, incendie, destruction de postes électriques, pertes financières, etc.*). Cet événement peut être évité en améliorant la disponibilité de la protection ;

➤ 2^{ème} événement redouté : le déclenchement intempestif du disjoncteur (*cf. § IV.5.3*) c'est-à-dire en absence de défaut. Ceci peut avoir été généré par une défaillance mécanique, un bug informatique ou encore un mauvais étalonnage. Il a des conséquences financières importantes (*END non justifié*) [JIA-15].

V.3. Technique d'optimisation de fiabilité et la planification de MPSP&MPC par les AG

V.3.1. Introduction aux problèmes d'optimisation

Les problèmes d'optimisation occupent une place importante dans la communauté scientifique et industrielle. Les problèmes peuvent être combinatoires (*discrets*) ou à variables continues, avec un ou plusieurs objectifs, statiques ou dynamiques (*fig. V.2*). Cette liste n'est pas exhaustive et un problème peut être à la fois continu et dynamique. Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum (*optimum*) d'une fonction donnée [POM-15].

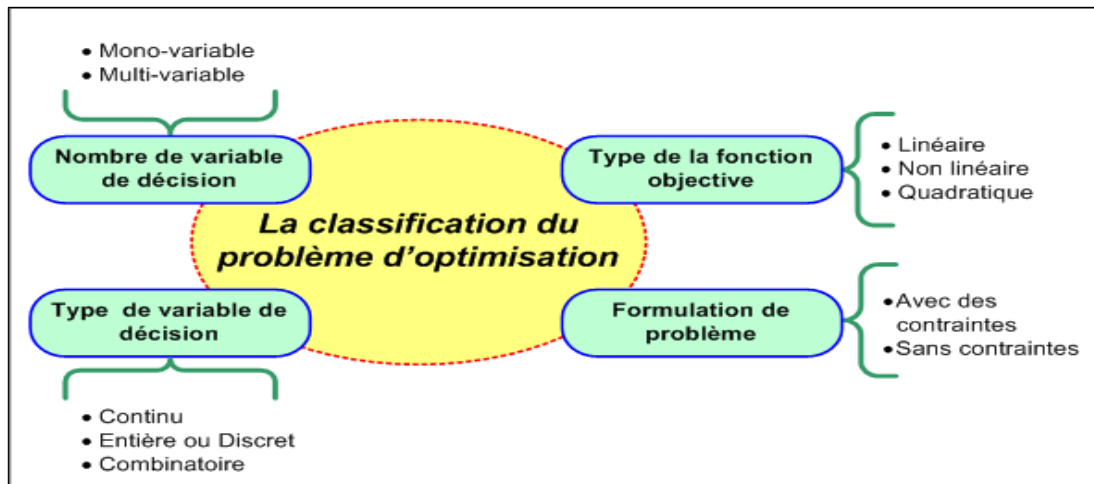


FIGURE V. 2. Différents critères de classification des problèmes d'optimisation

V.3.2. Concepts de base et terminologie concernant l'optimisation

Tout d'abord, nous définirons dans un premier temps les concepts communs à n'importe quelle méthode d'optimisation :

➤ **Fonction objectif** : c'est la pièce maîtresse dans le processus d'optimisation, elle est l'équation mathématique qui représente ce qu'on désire améliorer dans un dispositif. Elle est aussi appelée critère d'optimisation, fonction d'adaptation, ou *fonction fitness* :

- problème mono-objectif : il est présenté sous la forme suivante ;

$$\text{Minimiser } f(x, u)$$

- problème multi-objectif : l'optimisation multi-objective est une branche de l'optimisation combinatoire dont la particularité est de chercher à optimiser simultanément plusieurs objectifs.

$$\text{Minimiser } f_i(x, u); i = 1, \dots, N_{obj}$$

➤ **Paramètres** : correspondent aux variables d'optimisation de la fonction objectif. Ils sont ajustés pendant le processus d'optimisation, pour obtenir les solutions optimales.

➤ **Espace de recherche** : défini par l'ensemble des combinaisons des valeurs des paramètres. Il correspond à l'espace des solutions. La dimension de l'espace de recherche est définie par le nombre de paramètres impliqués dans les solutions. Les mécanismes pour l'exploration de l'espace de recherche, spécifiques à chaque méthode d'optimisation, sont conditionnés par des paramètres de contrôle (*nombre d'itérations, vérification de convergence, etc.*) et par des conditions initiales (*valeurs initiales des*

paramètres, limites des domaines, etc.) [DIP-10].

➤ **Espace des objectifs** : ensemble de l'espace de recherche, déterminé par toutes les valeurs possibles des fonctions objectives.

➤ **Contraintes** : elles sont définies comme des conditions sur l'espace d'état que les variables doivent les satisfaire. Ces contraintes sont souvent des p contraintes d'inégalité et m contraintes d'égalité et permettent en général de limiter notre espace de recherche.

$$\begin{cases} g_i(x, u) = 0 ; i = 1, 2, \dots, m \text{ (contraintes d'égalité)} & (1) \\ h_i(x, u) \geq 0 ; i = 1, 2, \dots, p \text{ (contraintes d'inégalité)} & (2) \end{cases}$$

➤ **Minimum local et global d'une fonction** : l'utilisation d'un algorithme de type gradient pour minimiser une fonction f non convexe peut donner des résultats non satisfaisants. Le point de départ pour la recherche de la solution peut beaucoup influencer la convergence de l'algorithme vers le minimum global. En effet, l'algorithme est d'autant plus susceptible de rester bloqué dans un minimum local si la fonction possède plusieurs optimaux locaux [DIP-10]. Cette difficulté est illustrée dans la figure V.3.

D'ailleurs, pour éviter de rester bloqué dans un optimum local que présentent les méthodes classiques, les algorithmes d'optimisation globale adoptent une stratégie qui consiste à effectuer une exploration aléatoire de l'espace de recherche de la fonction objectif. Ils sont basés sur les principes de la théorie évolutionnaire. Dans chaque génération, une nouvelle approximation de solution optimale se produit par des processus de sélection des individus selon leurs performances dans le domaine du problème [HAC-13].

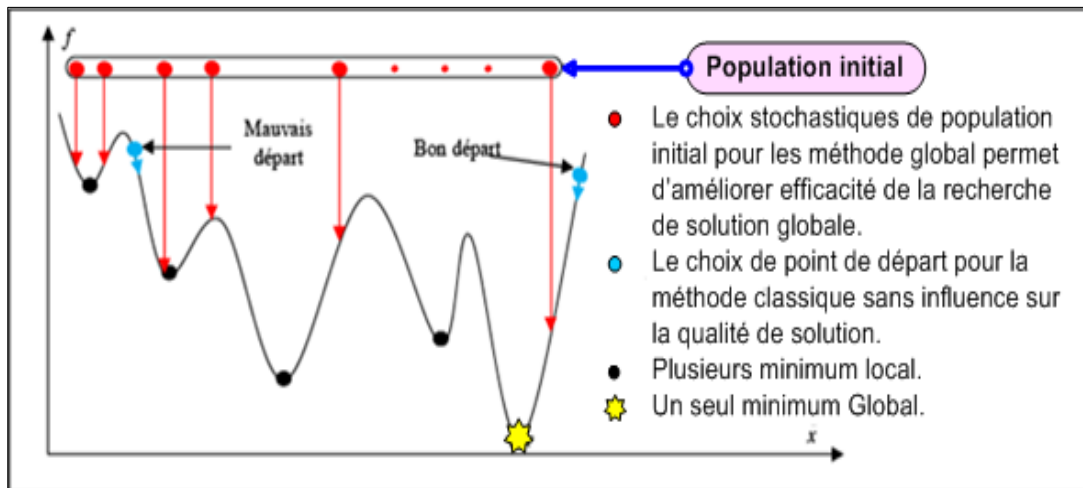


FIGURE V. 3. Le minimum local et global d'une fonction

V.3.3. Algorithmes génétiques et optimisation de la fiabilité

V.3.1.1. Définition

Dans les problèmes d'optimisation stochastique (tels que l'optimisation de la maintenance et la fiabilité d'un SE/PS), où l'espace des solutions est très grand, et on n'a que la qualité de la solution (représentée par la valeur d'une fonction objectif) comme information disponible, la résolution se fait à travers les méthodes heuristiques et stochastique. Les AGs sont l'une de ces méthodes d'optimisation inspirées du génie biologique et se basant sur des techniques dérivées de l'évolution naturelle :

croisements, mutations, sélection, etc. Dès 1960, de nombreux chercheurs ont essayé d'appliquer les connaissances sur l'évolution naturelle à des problèmes informatiques. C'est en 1975 que les recherches sur les processus d'adaptation des systèmes naturels ont permis à *John Holland* [HOL-75] de découvrir le premier AG à l'université du Michigan. Les fondements mathématiques des AGs ont été exposés par Goldberg en 1989 [GOL-89]. Ensuite, ils se sont vite imposés comme méthodes d'optimisation globale, en permettant l'optimisation des problèmes très variés (*permettent à une population de solutions de converger vers les solutions optimales*). Un AG recherche le ou les extrema d'une fonction définie sur un espace de données. Il ne garantit pas une solution exacte mais il offre les meilleures solutions possibles (*presque optimales*).

Les caractéristiques attrayantes des AGs sont la simplicité de mise en œuvre, l'efficacité et la robustesse. La robustesse de cette technique est due à une sélection intelligente des solutions les plus proches de la solution du problème. Depuis, les AGs font l'objet de plusieurs travaux de recherche intenses et occupent une place prépondérante dans les conférences et les revues de renommée internationale et leurs applications se sont étendues à tous les domaines depuis les trois dernières décennies et ont connu un essor considérable. En raison de leur personnalisation aisée, les AGs ont été appliqués à un large éventail de problèmes d'optimisation complexes, tels que les problèmes liés à l'optimisation de la maintenance. Citons par exemple à ce sujet les travaux de *Levitin, et al.* [LEV-00], *Samrout, et al.* [SAM-04], *Lapa, et al.* [LAP-06], ou plus récemment *Levitin, et al.* [LEV-09], *Ayadi, et al.* [AYA-10], *Mirabidini, et al.* [MIR-12], *Wang, et al.* [WAN-14], *Azadeh, et al.* [AZA-15], etc. La résolution de la problématique consiste à déterminer les paramètres optimaux de la stratégie de maintenance appliquée ou bien une autre stratégie d'amélioration de la disponibilité du système afin d'optimiser une fonction de coût (*ou une autre fonction*) donnée du système.

V.3.1.2. Principe des algorithmes génétiques (AG)

Un AG recherche les extrêmes d'une fonction définie sur un espace de données appelé *population*. Par analogie avec la génétique, chaque *individu* de cette population est un chromosome et chaque *caractéristique* de l'individu est un gène (*décision du problème qui peut être des nombres réels ou des chaînes de bits*) [AYA-10]. La position du gène dans le chromosome se nomme *locus*. On parle également de *génotype* et de *phénotype*. Le génotype représente l'ensemble des valeurs des gènes du chromosome alors que le phénotype représente la solution réelle après transformation du chromosome. Les solutions sont représentées par des chromosomes susceptibles d'opérations de croisement, de mutation, et de sélection. Les solutions sont codées par une chaîne de longueur finie [POM-15]. Un AG commence par la génération d'une population initiale de P individus selon un mécanisme d'évolution aléatoire, pour lesquels nous calculons leurs fitness (*permettant de mesurer l'adaptation de l'individu à son environnement, où les individus les plus adaptés sont sélectionnés pour la reproduction*). Ensuite nous sélectionnons les individus par une méthode de sélection (*elle a pour rôle de choisir les individus qui vont se reproduire et transmettre ainsi leurs caractéristiques (patrimoine génétique) à la génération suivante sur la base de leur fitness*). Ces individus seront manipulés par un opérateur de croisement (*consiste à combiner les gènes de certains individus parents pour produire les individus enfants*) qui les choisit selon la probabilité P_c . Leurs résultats peuvent être mutés par un opérateur de mutation (*elle effectue de légères modifications sur les gènes des individus enfants. Les individus enfants obtenus sont inclus dans la population de la nouvelle génération et la procédure est répétée jusqu'à la satisfaction d'un critère d'arrêt*) avec une probabilité de mutation P_m [HAC-13].

Les phases de sélection et de recombinaison (*croisement et mutation*) permettent de générer une nouvelle population d'individus, qui ont de bonnes chances d'être plus forts que ceux de la génération

précédente. Les individus issus de cette phase seront insérés par une méthode d'insertion dans la nouvelle population, dont nous évaluons la valeur de la fonction objectif de chacun de ces individus. De génération en génération, la force des individus de la population augmente et un test d'arrêt sera appliqué. L'algorithme est arrêté si le nombre de générations que l'on souhaite exécuter fixé a priori est atteint. Sinon, l'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus ou plus suffisamment rapidement. Le fonctionnement d'un AG est basé sur les étapes suivantes [POM-15] :

1. définition des paramètres de dimensionnement : taille de la population, nombre total de générations, critère d'arrêt, probabilités d'application des opérateurs de croisement et de mutation ;
2. création de la population initiale ;
3. évaluation, la sélection et la création de nouveaux individus ;
4. insertion des nouveaux individus dans la population, et réitération du processus.

V.3.1.2.1. Création de la population initiale

a) Création d'une solution initiale

Afin de trouver la solution optimale d'un problème donné, un AG standard commence par la production aléatoire d'un ensemble de solutions, appelé population initiale, et évolue vers des solutions différentes, mais meilleures, au fil des générations (*cette population doit être suffisamment diversifiée pour que l'algorithme ne reste pas bloqué dans un optimal local*). La population initiale sera créée de manière aléatoire à condition que chaque individu dans la population créée soit une solution du problème. La taille de la population initiale doit être raisonnablement grande en tenant compte à la fois de la qualité des solutions trouvées et du temps d'exécution de notre algorithme [AYA-10].

b) Codage des solutions

Cette étape associe à chacun des points de l'espace d'état une structure de données. C'est une modélisation d'une solution quelconque en un chromosome. Le choix du codage est important est souvent délicat. Un codage est l'établissement d'une fonction injective de l'ensemble des solutions à l'ensemble des configurations du problème, c-à-d., qu'il doit confirmer que deux solutions différentes du problème concerné correspondent nécessairement à deux configurations différentes. On trouve deux principaux types de codage utilisable à savoir (fig. V.4).

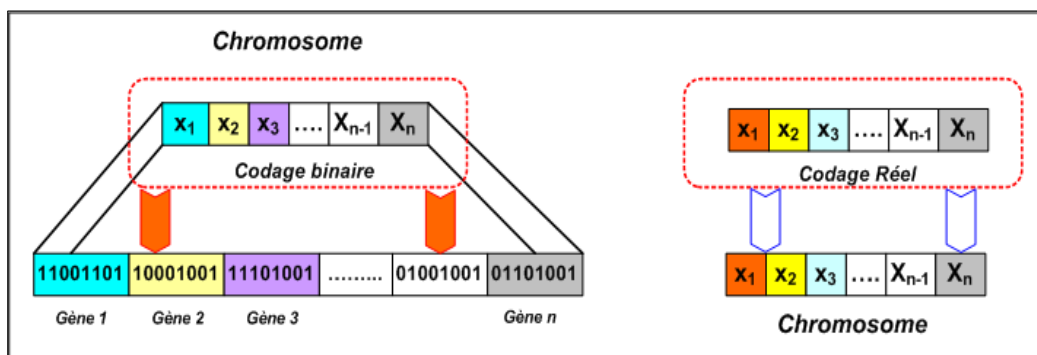


FIGURE V. 4. Illustration du codage binaire et réel

➤ Codage binaire

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des AGs. Le codage classique utilise l'alphabet binaire (0,1). Dans ce cas le chromosome représente simplement une suite de 0 et de 1 (fig.

V.4). Le codage binaire est également indépendant des opérateurs génétiques (*croisement et mutation*) du moment où ces derniers ne nécessitent aucune spécification [AYA-10].

➤ **Codage réel**

Pour certains problèmes d'optimisation, il est plus pratique d'utiliser un codage réel des chromosomes. Un gène est ainsi représenté par un nombre réel au lieu d'avoir à coder les réels en binaire puis de les décoder pour les transformer en solutions effectives. Le codage réel permet d'augmenter l'efficacité de l'AG et d'éviter des opérations de décodage supplémentaires [DIP-10]. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation [AYA-10].

Lors de la génération d'une nouvelle population, des opérateurs génétiques tels que la sélection, le croisement et la mutation sont nécessaires pour la manipulation des chromosomes.

V.3.1.2.2. Évaluation et sélection des individus

À chaque solution, une fonction fitness reliée à la fonction objectif $f(x_i)$. Elle décrit le mérite de l'individu qui est représenté par un chromosome. La fonction fitness est très importante pour un AG au même titre que le codage. En effet, pour que les AGs se comportent bien, nous devons trouver une manière de formuler des fonctions fitness ne comportant pas trop de maxima locaux et ne présentant pas de maximum local isolé. La construction de la fonction de performance est évidente pour certains problèmes.

Pour les problèmes de maximisation par exemple, la fonction mérite peut-être égale à la fonction objectif. Par contre pour les problèmes de minimisation, l'objectif est de trouver des solutions pour lesquelles la fonction objectif atteint des valeurs minimales. Dans ce cas de figure, la fonction performance choisie est la réciproque de la fonction objective. Dans tous les cas, l'AG cherche à maximiser la fonction performance qui, dans le cadre d'un problème de minimisation (*notre cas d'étude*) prend la forme suivante [HAC-13] :

$$\text{Fitness}(x_i) = \frac{1}{f(x_i)} \quad (\text{V.1})$$

L'opérateur de croisement est le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à son efficacité relative au sein de la population. On trouve essentiellement trois (3) types de méthodes de sélection différentes à savoir, la méthode de :

➤ *Sélection par roulette biaisée (Roulette Wheel Selection)* : elle consiste à associer à chaque individu un segment dont la longueur est proportionnelle à sa fitness [DIP-10] ;

➤ *Sélection par tournoi (Tournament Selection)*: utiliser la probabilité de sélection proportionnelle à l'adaptation sur des paires d'individus, puis choisir et sélectionner parmi ces paires celui qui a le meilleur score d'adaptation ;

➤ *Sélection par rang (Ranking Selection)* : Il s'agit de classer la population suivant la fonction d'adaptation, chaque individu de la population se voit accorder un rang. Plus l'individu est bon, plus son rang est élevé. Le principe de la sélection par rang est similaire à la sélection par roulette, la différence est que la proportion est calculée sur les rangs et non sur la valeur de la fonction d'adaptation [HAC-13].

Pour plus d'informations sur ces méthodes, le lecteur peut consulter la référence Sivanandam, et al. [SIV-08].

V.3.1.2.3. Création des nouveaux individus

Cette étape joue un rôle fondamental pour le passage d'une génération à une autre. Elle représente un cycle de l'AG. Elle se fait en appliquant des opérations génétiques qui simulent les processus naturels appliqués par la nature aux espèces biologiques vivantes. Ces opérations génétiques sont le croisement et la mutation. Premièrement on génère une population de taille aléatoire avec un codage approprié. Chaque chromosome désigne par une chaîne de bit codée, qui représente des gènes qui sont les variables de la fonction coût ($V_1, V_2, V_3, \dots$). Cette opération est inspirée à la fois de la théorie d'évolution des espèces, de tel sort les individus ayant une meilleure adaptation (*fitness*) ont plus de la chance de recopier dans la deuxième génération, autrement dit les individus les plus forts se survivent avec une probabilité croissante [HAC-13].

a) Opération de croisement (*Crossover*)

Dans les AGs, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire de nouveaux individus. Il peut utiliser deux individus (*parents*) pour former un ou deux nouveaux individus (*descendants*), en leur transférant certains paramètres des individus parents. Le croisement favorise la diversification de la texture de la population, afin de mieux explorer l'espace de recherche, tout en manipulant la structure des individus. Il repose sur l'idée que deux parents performants produiront des enfants plus performants. De ce fait, les méthodes de croisement diffèrent selon le type de la structure de données des individus à combiner [AYA-10]. Dans le cas d'une représentation réelle (fig. V.5), le croisement de deux chromosomes peut se faire en un seul point de coupure (où un site de croisement est choisi aléatoirement sur le chromosome, puis les chaînes de code sont échangées autour de ce site), ou en deux points de coupure (deux sites de croisement sont choisis, et les portions de code sont échangées alternativement). Le taux de croisement détermine, la proportion des individus qui sont croisés parmi ceux qui remplaceront l'ancienne génération.

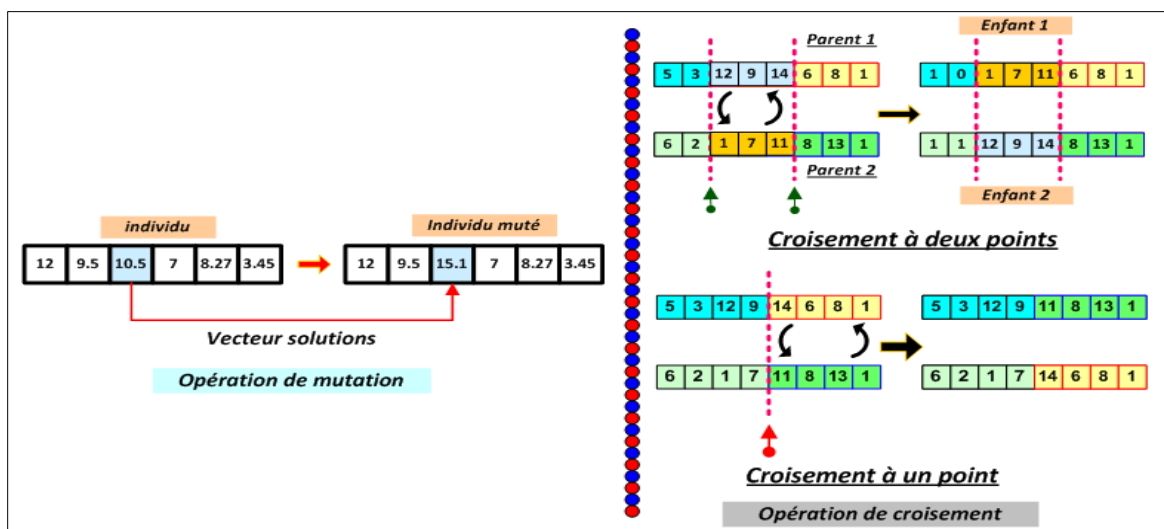


FIGURE V. 5. L'opération de Mutation et de croisement avec un point et deux points

b) Opération de mutation (*Mutation*)

Cet opérateur consiste à changer la valeur allénique d'un gène avec une probabilité P_m très faible, généralement comprise entre 0.001 et 0.05, elle est maintenue à une valeur fixée tout au long de l'évolution de l'AG. D'un point de vue théorique, il a été prouvé qu'un tel AG converge vers l'optimum

global de son espace de recherche pour une taille de population finie, si sa probabilité de mutation P_m décroît à chaque génération en respectant la borne minimale [SIV-08]. En effet, une mutation consiste simplement en l'inversion d'un bit se trouvant en un locus bien particulier et lui aussi déterminé de manière aléatoire (fig. V.5). L'opérateur de mutation modifie donc de manière complètement aléatoire les caractéristiques d'une solution, ce qui permet d'introduire et de maintenir la diversité au sein de notre population de solutions.

V.3.1.2.4. Réitération du processus

La qualité des individus est jugée à partir du test d'arrêt adopté. Le but d'un tel test consiste à assurer l'optimalité de la solution finale obtenue par l'AG. Les critères d'arrêt, répandus dans la littérature sont relatifs à un nombre de générations fixé a priori par l'opérateur, ou lorsque la population cesse d'évoluer ou n'évolue plus suffisamment [HAC-13].

V.4. Modélisation du problème

V.4.1. Description du problème

La haute technologie améliore les faits et gestes de notre quotidien. En revanche, ces bienfaits ont leur contrepartie, ils accroissent notre dépendance à la « *fée électricité* » que l'on voudrait sans défaut. Éliminer le nombre d'interventions d'entretien correctif et rentabiliser les disjoncteurs fait partie du quotidien des exploitants. Dans la conjoncture économique actuelle que traverse l'ONEE-BE, les gestionnaires ont l'obligation de réduire le C_{OPEX} de leurs parcs des disjoncteurs de protection installés et d'améliorer leur retour sur investissement. En effet, au-delà des perturbations les plus probables et pour lesquels la continuité et la qualité de desserte restent assurées, le SE/PS peut être assujéti à des perturbations et des coupures d'électricité provoquées par des pannes multiples et simultanées liées à la défaillance et les dysfonctionnements du disjoncteur et / ou de ses dispositifs de protection et de réglage.

En effet, ces interruptions coûtent très cher pour la DCD, l'industriel et pour la population. Les arrêts intempestifs des disjoncteurs des L-HTA peuvent générer des conséquences dangereuses voire fatales. La DCD a donc tout intérêt à assurer un haut niveau de fiabilité et de disponibilité de ces équipements stratégiques. Pour prendre en compte tous ces aspects (*investissement, exploitation, maintenance*), les gestionnaires ont besoin d'outils d'aide à la décision, tant pour leurs choix stratégiques que pour leur travail au quotidien. Le vrai défi consiste à agir efficacement au moment opportun. Dans ce contexte, une tendance se dégage nettement à savoir l'évolution d'une politique de maintenance à échéance fixe vers une MPC [LEU-07]. Actuellement, les décisions ne sont plus basées sur un calendrier établi à partir d'observations et du REX, mais plutôt sur l'état de santé réel du disjoncteur et le niveau de fiabilité requis pour remplir sa mission.

Les disjoncteurs nécessitent des opérations d'entretien régulier en raison notamment de l'usure, de la fatigue des contacts avec l'âge et l'évolution de l'endurance mécanique et électrique [SAT-04]. Ces opérations n'empêchaient malheureusement pas les défaillances. Avec l'évolution des technologies de coupure dans le SF_6 et dans le vide, les disjoncteurs actuels atteignent un bon niveau de fiabilité et permettent aux constructeurs de les déclarer "*sans maintenance*" [RAN-12]. En prenant ce slogan commercial au pied de la lettre, le client pourrait considérer qu'il devient totalement inutile de se préoccuper de son disjoncteur. Peut-être serait-il plus exact de dire : "*sans MPSP*", pour autant qu'il soit exploité dans les conditions dites normales pour lesquelles il a été conçu. Comme nous avons souligné ci-avant, le disjoncteur joue un rôle capital dans un RED-HTA, un dysfonctionnement pouvant avoir de graves répercussions : atteinte à la sécurité des personnes ou des biens, perte de distribution et arrêt de

livraison d'énergie. Jusqu'à présent, lors des interventions de maintenance qui sont en fait réalisées de manière imbriquée, le risque, avec les nouvelles gammes dites « *sans maintenance* », est de ne plus procéder de manière régulière aux inspections et ce d'autant plus facilement qu'un disjoncteur ne manifeste sa présence que dans les cas peu fréquents de défaut. De plus, sa durée de vie prévisionnelle dans les conditions normales d'exploitation étant de l'ordre de 20 à 25 années (*cette durée de vie ne peut t'être atteinte néanmoins qu'en entretenant périodiquement et intelligemment les organes de manœuvre*), et rien ne permettant, pendant son exploitation (e.g. *on trouve dans le RED-HTA de la DCD, des disjoncteurs ont passé à peine une année de fonctionnement*), de vérifier s'il conserve sa capacité à remplir son rôle de protection.

Les stratégies de maintenance des disjoncteurs ont changé dans le monde entier. L'approche traditionnelle de maintenance basée sur le temps est abandonnée chez plusieurs gestionnaires qui étendent leurs cycles de maintenance. De nombreux facteurs ont entraîné ce changement à savoir : le coût élevé des ressources, le départ à la retraite de personnel qualifié, les budgets O&M limités. Aujourd'hui, suite à l'adoption de la planification et l'ordonnancement intégré (*conjoint et simultané*) d'une politique de MPSP et une MPC, et à l'aide des nouvelles technologies embarquées, il est possible de mettre en place des systèmes de supervision, de diagnostic et de pronostic technologiquement sophistiqués. L'objectif spécifique et le monitoring et la détection en ligne (en temps réel) via un système SCADA (*alarme d'autodiagnostic*¹³) les problèmes ou les pannes pouvant survenir [LAK-13].

En revanche, cette politique, peut réduire les périodes de visites et d'inspection des disjoncteurs, les arrêts non planifiés et même des événements catastrophiques. Ces derniers peuvent être affectés à d'autres actions de maintenance appelées à se développer en raison de l'évolution des ouvrages électriques à l'échelle régionale. Le diagnostic et les tests appliqués sur les disjoncteurs par des analyseurs sophistiqués (*mesure du temps de fonctionnement des contacts principaux, de la résistance et degré d'usure des contacts, mesure des temps d'ouverture et fermeture du disjoncteur, etc.*) permettent de suivre l'évolution des paramètres du disjoncteur et de ses performances, de détecter les défaillances cachées, et de réparer les actifs défaillants. L'objectif est d'optimiser pour chaque disjoncteur, la politique de maintenance servant à minimiser le C_{OPEX} du SE/PS entier, sous contrainte de fiabilité pendant une durée déterminée T_M (*temps de mission au cours de laquelle une caractéristique de fiabilité est surveillé*). Cette politique permet de planifier les séquences de visites de MPSP&MPC pour chaque disjoncteur et de fixer les dates de premières inspections après la mise en service. Ceci permet de minimiser le coût total encouru par unité de temps sur un horizon de temps donné T_M .

Un problème d'optimisation similaire appliqué aux systèmes multi-états série-parallèle a été étudié par Levitin, et al. [LEV-00] en prenant en compte les actions imparfaites de la MP des composants (*on néglige la durée de la MP*). Les actions de la maintenance imparfaite sont caractérisées par un facteur de réduction de l'âge d'un composant, cependant on ne tient pas en considération la date de la première inspection. Les auteurs dans Bris, et al. [BRI-03] ont étudié le même type de problème d'optimisation de la maintenance périodique dans un système série-parallèle non multi-états. L'objectif est de déterminer la date de la première inspection et l'intervalle de maintenance de chaque composant en minimisant le coût total de la maintenance sous contrainte de disponibilité exigée. L'optimisation est traitée en adoptant l'AG, le calcul de la disponibilité s'effectue en utilisant la simulation Monte-Carlo. La théorie des systèmes cohérents binaires a servi de base pour la construction d'une théorie mathématique et statistique de la fiabilité [BEL-07]. Cette théorie suppose qu'un composant ou un système peut être dans l'un des deux états possibles : en fonction ou en panne.

¹³ Outre le déclenchement des opérations de dépannage en temps utile, les auto-diagnostics apportent l'avantage complémentaire au niveau de la maintenabilité de raccourcir le temps d'intervention sur les équipements en apportant une aide significative dans la localisation des pannes.

Cependant, dans beaucoup de situations réelles, les systèmes et leurs composants peuvent être dans des états intermédiaires occupant un certain nombre de niveaux de performance allant du fonctionnement parfait à la panne totale. Nous signalons au lecteur, qu'à ce stade, il est important de différencier un composant qui fait défaut d'un composant qui est réellement en panne. La nuance entre un composant ayant fait défaut et un composant en panne est d'une importance particulière. Ce fait est associé au fait que la politique de remplacement d'actif selon un mode d'inspections suggérées par le fabricant est différente d'une approche basée sur l'historique de défaillance de ce même actif ou celui identique installé sous des situations d'exploitation similaires [MIG-09]. Il existe deux types de systèmes : systèmes réparables (*dans ce cas, nous parlerons plutôt de la disponibilité ou de la fiabilité*) et systèmes irréparables (*nous parlerons dans ce cas de la non-fiabilité*). La référence Lisnianski, et al. [LIS-03] fut le premier livre consacré à l'analyse de la fiabilité et de l'optimisation de la fiabilité dans un système multi-états. Il présente de nombreuses méthodes pour évaluer la fiabilité d'un tel système. Généralement, la méthode d'évaluation de la disponibilité et de la fiabilité des systèmes multi-états de performance est basée sur les approches suivantes : (i) la méthode booléenne, (ii) stochastique (*processus et chaîne de Markov*), et (iii) la méthode de Monte-Carlo [SOR-11].

Dans [LAG-10], les auteurs traitent un problème d'optimisation d'un SMC dans un contexte de dépendance économique et de rareté de données. La dépendance économique est prise en compte en introduisant une politique opportune permettant le remplacement de composants non défaillants durant l'arrêt du système, préventivement ou après défaillance basée sur la loi de Weibull à deux paramètres a été choisie pour la modélisation et l'évaluation de la fiabilité des composants. Les modèles de fiabilité obtenus sont ensuite utilisés pour l'optimisation de la planification de la maintenance. Un PMPA basé sur l'optimisation du regroupement opportun des remplacements préventifs des actifs est proposé. L'approche est basée sur l'optimisation individuelle des composants, selon la célèbre politique de MP selon l'âge. L'algorithme d'optimisation basée sur la méthode de Monte-Carlo a permis de réarranger les temps optimaux de remplacement ainsi obtenus, de façon à ce qu'ils deviennent multiples du plus petit, permettant ainsi des remplacements conjoints [AYA-10].

D'ailleurs, les systèmes multi-états ont été introduits dans les années 70 par Barlow, et al. [BAR-78], Ross [ROS-79] et Reinschke [REI-85] où les concepts de base ont été définis par Lisnianski, et al. [LIS-03] et Ushakov [USH-00]. Ce sont des systèmes qui peuvent avoir plusieurs niveaux de performance. Cela veut dire que le système peut fonctionner dans différents états, allant de l'état de fonctionnement parfait à l'état de panne totale en passant par des états intermédiaires où le système continue à fonctionner même avec une performance partielle [FRE-10]. Dans la plupart de ces travaux une extension des systèmes binaires est généralisée aux systèmes multi-états.

En effet, un système multi-états peut avoir un nombre fini de niveaux de performance. La performance de ce système peut varier du fonctionnement parfait jusqu'à la défaillance complète. Les défaillances qui causent la diminution de la performance sont appelées les défaillances partielles [LIS-03], [SOR-11]. Le concept des systèmes multi-états a été largement utilisé pour les générateurs d'énergie qui possèdent une capacité nominale déterminée qui peut être réduite par certaines défaillances sans l'arrêt total du système [XIA-14], [YUS-15]. L'auteur dans Soro [SOR-11] a proposé une stratégie d'inspection d'un système multi-états. Le système peut être soit en mode de fonctionnement nominal, dégradé ou en mode hors d'usage. L'état du système n'est connu qu'après inspection. Une action de maintenance est entreprise lorsque l'inspection effectuée, à un instant prédéterminé, révèle que le système est hors d'usage.

Aussi, les auteurs dans Lisnianski, et al. [LIS-03] ont défini plusieurs types de systèmes multi-états en décrivant le comportement stochastique de ses composants et en introduisant la fonction de structure

du système, ils les considèrent comme des systèmes pouvant avoir plusieurs niveaux de performance et sa fiabilité comme une mesure de sa capacité à satisfaire une demande donnée. Différents modèles peuvent être obtenus à partir des fonctions de structure [SOR-11]. En effet, le comportement d'un SE est caractérisé par son évolution dans l'espace d'états. L'ensemble des états possibles du système peut être divisé en deux sous-ensembles disjoints qui correspondent à un état du système acceptable ou non acceptable. L'entrée du système dans un état de fonctionnement inacceptable (cf. § II.2.2.1) constitue une défaillance (i.e. fuite du gaz SF_6 , non-fermeture du disjoncteur, etc.) [HAC-13]. Les différents états possibles d'un disjoncteur sont schématisés par la figure V.6 avec leurs conséquences pour la distribution électrique [USH-00].

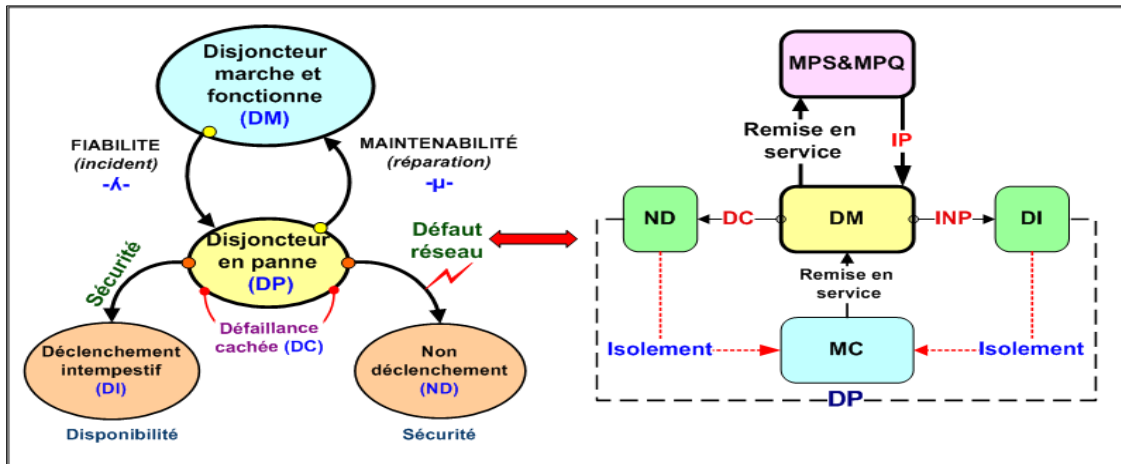


FIGURE V. 6. Le graphe d'état du disjoncteur et conséquence sur la distribution électrique

V.4.2. Objectifs de l'étude

Le poste source HTB/HTA 60/22 kV d'Oujda assure 50% de la demande en puissance de la ville d'Oujda. L'objectif de notre étude est de maintenir les disjoncteurs HTA et HTB de ce poste dans un état adéquat de fiabilité et de disponibilité tout en évitant toute dégradation d'infrastructure (e.g. *fatigue*, *corrosion*, etc.). Pour cela, nous avons mis en place une stratégie de maintenance visant à gérer au mieux, de façon préventive, les risques d'incidents causés par le dysfonctionnement des disjoncteurs. Cette stratégie se compose :

➤ D'un programme de MP basé sur la méthode RCM (cf. § IV.5.3.4). Ce programme est matérialisé dans le SAP-PM par une série de gammes d'intervention basée sur une stratégie à compteurs multiples fondés sur les compteurs d'activité associés à un point de mesure (le point de mesure permet de décrire le compteur d'activité (nombre de coupure 0-F et le cumul courant de défaut coupé, elle est liée à un disjoncteur)). D'autre part, les ordres d'entretien sont créés et planifiés, de façon à être réalisés sur une base périodique T_{MP} (cycle de maintenance qui détermine l'intervalle après lequel une intervention vient à échéance), et ils sont appelés automatiquement en maximisant la fiabilité du SESPMA ;

➤ Dans le cadre des entretiens et inspections, des indicateurs traduisant l'état de fonctionnement, de vétusté et de vieillissement des éléments du SE/PS à court et long terme sont suivis. Cela, peut être obtenu soit au moyen des visites de diagnostic et de contrôle, soit en temps réel via le système SCADA. La surveillance du disjoncteur dépend de sa technologie, son âge, son application spécifique. Parmi ceux-ci, nous pouvons mentionner :

- la mesure de la résistance des contacts de disjoncteur et le temps de déclenchement est effectué lors de la visite d'entretien via un analyseur de disjoncteur. Cette visite est programmée sur la base de

la période T_{MP} et en fonction du nombre de fonctionnement et du cumul du courant de défaut réellement coupé ; en cas d'anomalie, le réglage est réajusté ;

- l'examen des protections et relais numériques lors de chaque entretien. L'analyse d'incidents et le suivi des défauts de fonctionnement conduisent à une classification des éléments à fiabilité réduite selon les différentes actions à entreprendre : (i) la mise hors service et remplacement sans délai, et (ii) le remplacement à court terme en fonction des possibilités de coupure du réseau. Chaque relais contient une fonctionnalité d'aide à la maintenance qui servira pour le suivi du fonctionnement et l'entretien des disjoncteurs, elle repose sur la mesure et l'identification des paramètres suivants :

- cumul des courants de défauts coupés par le disjoncteur et nombre de manœuvres (*la fatigue du disjoncteur dépend de la valeur du courant coupé et du nombre de coupures*) ; et la localisation de la phase siège de défaut (*cf. § IV.5.3.1*) ;
- surveiller la baisse du gaz SF₆ au niveau des pôles du disjoncteur ; détecter la défaillance d'un disjoncteur qui ne s'ouvre pas alors qu'un ordre de déclenchement a été émis, etc.

➤ Des politiques de remplacement ou de réparation minimale des éléments à fiabilité réduite sur la base des résultats de diagnostic et inspections (*relais numérique, etc.*), etc.

L'inspection et l'entretien préventif des disjoncteurs sont organisés selon une fréquence T_{MP} qui est propre à chaque type de disjoncteur. Le contenu, la fréquence et la durée de ces interventions sont définis de manière à équilibrer les objectifs suivants :

- maintenir le niveau de performances des disjoncteurs, et maximiser leur disponibilité et fiabilité opérationnelle ;
- minimiser le temps nécessaire aux interventions, et grouper les différentes interventions de manière à limiter la durée de ses consignations, etc.

V.5. Formulation du modèle d'optimisation de l'OPEX & Périodicité de la MPSP&MPC

V.5.1. Description générale du modèle adopté pour l'optimisation du coût OPEX

Nous utilisons dans notre travail un modèle original utilisant le principe des graphes série-parallèle et la distribution des durées de vie [LAG-09]. Le schéma structural est donné par la figure V.7. Les graphes de fiabilité permettent de déterminer le taux de défaillance d'un système quelle que soit sa structure.

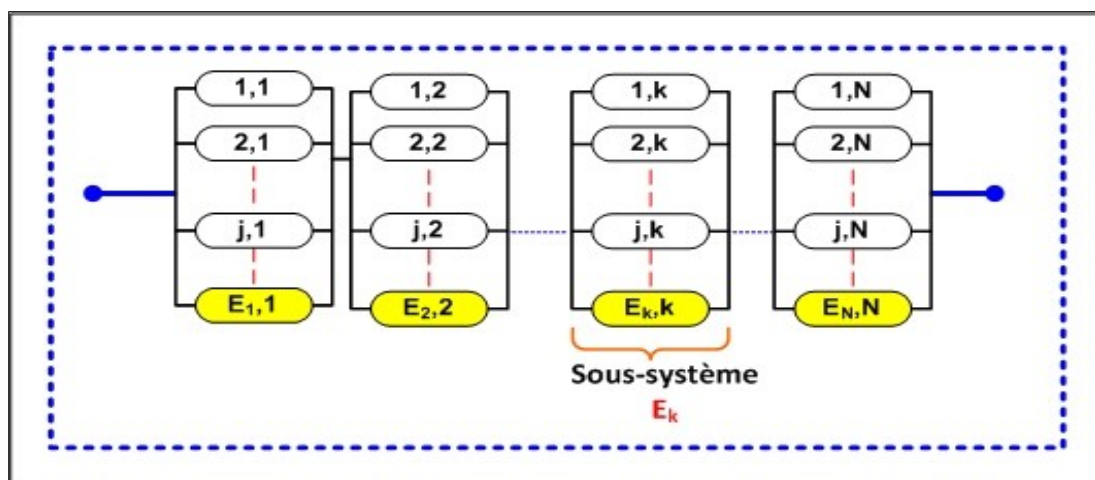


FIGURE V. 7. Le modèle du SE série-parallèle étudié



- Organiser et analyser au niveau central le profil d'utilisation des actifs en exploitation, et le REX sur les pannes et dysfonctionnements de ces équipements ;
- Maîtriser dans le cadre des échanges avec les fournisseurs et fabricants la fiabilité des actifs en exploitation, en vue d'améliorer davantage les performances techniques [SOR-11].

- 134 -

SE/PS et le rend "AGAN". L'âge du composant est remis à zéro, il est donc supposé neuf. Le modèle de maintenance est présenté par la figure V.9 ci-dessous.

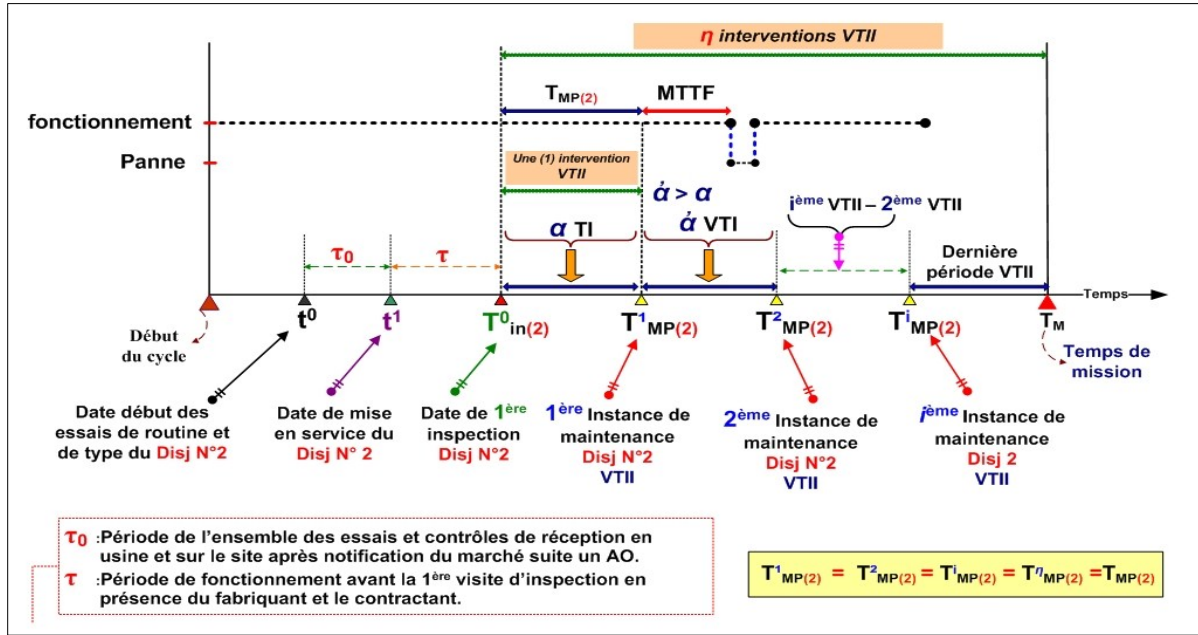


FIGURE V. 9. Le modèle de maintenance mis en place pour le disjoncteur

$T^i_{MP(2)}$ est la $i^{ème}$ instance où nous devrions effectuer la VTII représentée par une flèche orientée dans les deux sens pour le disjoncteur N°2, et α (α') représente le nombre de VTII à effectuer sur le disjoncteur. Au début de la vie d'un système (juste après la mise en service), les disjoncteurs sont neufs et sont très fiables. Il est inutile d'effectuer des actions de maintenance à cette période. La détermination des $T^i_{MP(2)}$ de MPSP&MPC exige la connaissance des dates des premières inspections $T^0_{in(j)}$ de ces actifs. Le problème revient à trouver le vecteur des premières visites optimales. Par conséquent, les calculs préliminaires doivent être réalisés pour trouver le vecteur optimal contenant la date de la première visite pour chacun des disjoncteurs du SE/PS. Le vecteur optimal doit être construit de telle sorte qu'il prenne en compte à la fois les coûts OPEX et la fiabilité et la disponibilité des disjoncteurs. Le coût OPEX total est calculé en fonction du coût de chaque visite et inspection, de l'intervalle de la maintenance et de la date de la première inspection (cf. annexe V.2). En général, la PM ainsi mise en place est composée :

➤ D'un vecteur de première inspection $T^0_{in(j)}$ (contenant les dates des premières visites d'inspections des L disjoncteurs du SE/PS) et toutes les dates sont référencées par rapport à une origine connue (mise en service). Les temps obtenus sont donc la différence entre deux dates, d'où il serait plus exact de parler de l'âge du composant au moment de la MPSP&MPC.

$$T^0_{in(j)} = [T^0_{in(1)}, T^0_{in(2)}, \dots, T^0_{in(L)}]; j \in [1, L] \quad (V.2)$$

Dans notre cas d'étude, les $T^0_{in(j)}$ pour chaque disjoncteur HTA et HTB sont fixés par les exploitants durant la période de garantie contractuelle (la fourniture des disjoncteurs dans le cadre d'un appel d'offres devra être garantie pendant une durée d'un (1) an après sa réception provisoire conformément au règlement des achats) juste après la date de mise en service effective. Ceci permettra, après une série d'essais de réception, d'éviter toute défaillance de jeunesse et de rodage et corriger les dysfonctionnements reliés à cette phase. Toutefois, une priorisation a été appliquée à ces inspections selon la matrice de classification des L-HTA obtenu dans le chapitre IV (cf. §. IV.5.1.1). La période de jeunesse concerne les

défaillances précoces dues à des problèmes de conception (e.g. *mauvais dimensionnement d'un composant, etc.*) ou d'exploitation (e.g. *mauvais calcul du courant I_{cc} max que doit supporter un disjoncteur, etc.*). Le taux de défaillance est décroissant dans cette période. En général, les défaillances de jeunesse peuvent être supprimées chez le constructeur avant la livraison au client en pratiquant le déverminage et des essais de réception selon les normes internationales.

En effet, pour s'assurer de leur fiabilité, les disjoncteurs mis en exploitation dans le SE/PS subissent avant leur mise sous tension dans les laboratoires des fabricants (*malheureusement l'ONEE-BE ne possède pas de laboratoire dédié à ces essais*) deux séries d'essais : des essais mécano-climatiques (*essais de routine*) qui permettent de connaître l'endurance mécanique de l'appareil, et des essais d'endurance électrique (*essais type*) qui permettent de vérifier la durée de vie de la chambre de coupure. La durée de vie technique des disjoncteurs est estimée entre 20 et 25 ans de service dans les conditions normales d'exploitation selon le REX. Les disjoncteurs, objet de cette étude, sont conformes aux normes internationales IEC 62271-1/100/102/200 et IEC60265-1, et les spécifications techniques (ST) de l'ONEE/BE [STO-14], [STO-12], [STO-13], et [ONE-12]. Ils seront après la notification de l'appel d'offres d'investissement soumis aux essais de réception indiqués ci-dessous selon un programme et procédures bien définis.

En effet, ces essais qui ont lieu en fin du processus de fabrication permettent d'acquérir un degré de confiance suffisant quant à l'aptitude des disjoncteurs à assurer leur service normal pendant un temps déterminé, et ils garantissent la sécurité et la fiabilité de chaque SS (*SPN associés au disjoncteur*). Ils sont contractuellement fixés entre le fabricant et la DCD. Par ailleurs, cette démarche repose sur l'expression du besoin de fiabilité dans les ST de ces nouveaux matériels et dans le cadre des nouveaux cahiers des charges fonctionnel, ainsi le contrôle des dossiers de fiabilité prévisionnelle fournis par les fournisseurs dans leur dossier de l'offre technique. Ces contrôles sont affinés davantage en phase des tests et essais résumés ci-après et les vérifications lors des expérimentations de mise en service sur site.

a. essais de type et de qualifications

Les essais de type ont pour but de vérifier les caractéristiques et la conformité des disjoncteurs, de ses dispositifs de commande, et les protections en état neuf. Ils assurent qu'un type de disjoncteur et sa protection satisfait aux garanties de fonctionnement annoncées. Les essais obligatoires suivant les normes sont mentionnés dans Zellagui [ZEL-14], et les spécifications techniques de l'ONEE/BE [STO-14], [STO-12], [STO-13] et [ONE-12].

b. essais de routine et individuels

Les essais de routine ont pour but de vérifier les caractéristiques et la robustesse du disjoncteur, ses dispositifs de commande et ses équipements auxiliaires et leur capacité à fonctionner normalement pendant toute leur durée de vie. Ils sont réalisés par le constructeur, en usine, pour chaque disjoncteur. Ils assurent que la fabrication de chaque équipement est conforme à celle sur lequel ont été effectués les essais de type [ZEL-14].

➤ D'un vecteur contenant les périodes de la maintenance des composants du SE.

$$\mathbf{T}_{MP(j)}^z = \left[\mathbf{T}_{MP(1)}^1, \mathbf{T}_{MP(2)}^1, \dots, \mathbf{T}_{MP(L)}^1 \right]^T ; j \in [1, L] ; z \in [1, \eta] \quad (V.3)$$

Le problème d'optimisation traité ici, nécessite également quelques hypothèses raisonnables :

- seule la défaillance des systèmes de protection associés aux disjoncteurs (*dans la suite de ce*

chapitre, nous désignons ce système par disjoncteur) est considérée pour l'estimation des λ de l'ensemble des composants [HAC-13] ;

- le SE se trouve dans un régime d'exploitation normal, et les contraintes électriques sont respectées (les tensions et les courants dans les lignes et JdB sont inférieurs à leur valeur maximale admissible) ;
- après la 1^{re} inspection, deux types d'action sont possibles à part la VTI : ne rien faire ou effectuer une action de type VTII (ensemble des tâches de MPSP&MPC) ;
- les actions d'inspection sont supposées être parfaites, c-à-d que l'inspection révèle, sans erreur, le niveau réel de fiabilité de fonctionnement du disjoncteur ;
- le système est formé de plusieurs SS en série, chaque SS est formé de différents disjoncteurs en parallèle caractérisés par leur taux de défaillance $\lambda(t)$;
- les caractéristiques des disjoncteurs utilisables est préalablement connue et fixe ;
- les défaillances surviennent à des instants aléatoires. Une MC est effectuée immédiatement pour le rétablissement du courant (l'action de MC est supposée parfaite). Dans une telle situation, l'effet de la maintenance corrective n'est pas pris en compte ;
- le plan de protection est fiable et les SPN ont un niveau de fiabilité élevé, il est assuré par la mise en service dans un environnement électrique et climatique sain ;
- les disjoncteurs objet de cette étude appartiennent à une technologie moderne amènent une plus grande fiabilité, et un moindre entretien, et d'un **PdC** (suite au développement du réseau, le niveau de puissance de CC global augmente dans celui-ci) déterminer sur la base des simulations CymDist pour déterminer le **Icc** minimum que doit supporter les disjoncteurs (les disjoncteurs n'offrant pas toutes les garanties en termes de Pcc sont remplacés) ;
- le temps durant lequel un disjoncteur n'est pas opérationnel à cause de la maintenance est pris en compte du point de vue coût OPEX, ainsi que ce coût est la somme des coûts OPEX de ses composants [LAG-10] ;
- la fonction de structure du système est cohérente (cf. § II.5.1.c), et les disjoncteurs du SE/PS sont indépendants et de même loi de probabilité (exponentielle) [DOO-14] ;
- le SE/PS et ses disjoncteurs sans supposés avoir des comportements binaires (deux états) ;
- les visites et inspections sont exécutées pour le $j^{ème}$ disjoncteur à T_{MP0j} , l'effet de la maintenance est considéré comme « AGAN ». La visite d'inspection du $j^{ème}$ disjoncteur commence à $T_{in(j)}^0$.

V.5.2. Formulation mathématique du modèle d'optimisation

Le système étudié comporte plusieurs SS connectés en séries, il peut être représenté par la figure V.7. Chaque SS de ce SE/PS comporte plusieurs disjoncteurs connectés en parallèle. Chaque disjoncteur j , est caractérisé par un taux de défaillance $\lambda_j(t)$, et par un coût OPEX préventive d'une visite $Ci(e(j,k))$.

V.5.2.1. Modèle de fiabilité du SE/PS étudié

Le calcul de la fiabilité d'un SE/PS est essentiel pour le traitement des problèmes d'optimisation de la maintenance. Le taux de défaillance (λ) est un indice de fiabilité de base qui représente le nombre de défaillances d'un composant du système pendant sa durée de vie opérationnelle. Le MTTF est défini comme l'inverse du taux de défaillance. L'indice λ est estimé selon l'équation suivante [LAG-09] :

$$\lambda = \sum_{i=0}^N \frac{n_i}{N'} / T \quad (V.4)$$

n est le nombre de pannes, N est le nombre de composants et T le temps d'observation (*dans notre cas d'étude $T=10$ ans de fonctionnement pour la même famille des disjoncteurs*). La BDD du SE/PS étudié contient pour les quatre SS et douze composants, les informations relatives à (i) la date de mise en service et en fonctionnement ; (ii) l'historique des défaillances, avec les dates et opérations de MP effectuées pour des systèmes pareils installés dans les SED relevant de la DCD et d'autres gestionnaires des SED nationaux (*e.g. RADEMA, Lydec, RADEM*) ; (iii) le type de maintenances et les actions effectuées sur les composantes pareilles. En effet, les temps de défaillance suivent normalement une distribution de probabilité du type exponentielle des composants pendant leur durée de vie utile ou de fonctionnement. De plus, le taux de défaillance ne dépend que des taux de défaillance des composants et non des temps de restauration. Par conséquent, les temps de restauration ne modifient pas le taux de défaillance. La caractéristique principale de ce modèle est d'être sans mémoire. Le temps de survie d'un composant à un instant t ne dépend pas du temps déjà passé dans l'état de marche.

Les données du problème

R_j^0	Contrainte de fiabilité du $j^{\text{ème}}$ disjoncteur, limite inférieure à $T_{in(j)}^0$;
R_s^0	Contrainte de fiabilité du système entier, limite inférieure ;
$R_s(t)$	Fiabilité du système entier à l'instant t ;
$T_{MP(j)}$	Temps d'intervention ou la période de MPSP&MPC optimal du $j^{\text{ème}}$ disjoncteur ;
T_M	Temps de mission ;
$MTTF_{(j)}$	Temps moyen de défaillance du $j^{\text{ème}}$ disjoncteur ;
N	Nombre de SS en série ;
E_k	Nombre de disjoncteur en parallèle dans le $k^{\text{ème}}$ (SS) en série avec $k \in \{1, 2, \dots, N\}$;
C_{MPSP}	Coût OPEX total de la MPSP&MPC ;
$e(j, k)$	le $j^{\text{ème}}$ disjoncteur dans le $k^{\text{ème}}$ SS en série avec $k \in \{1, 2, \dots, N\}$;
$C_i(e(j, k))$	Coût de la $i^{\text{ème}}$ visite du $j^{\text{ème}}$ disjoncteur dans le $k^{\text{ème}}$ SS en série ;
$\eta_{e(j, k)}$	Nombre total des visites pour $j^{\text{ème}}$ disjoncteur dans le $k^{\text{ème}}$ SS en parallèle ;
L	Nombre total des disjoncteurs du SE/PS.

La loi exponentielle a été choisie pour la modélisation de la fiabilité des disjoncteurs, pour sa puissance, sa souplesse et surtout pour sa remarquable capacité d'adaptation aux phénomènes réels notamment lorsqu'il s'agit de systèmes électriques. Ce modèle est caractéristique des composants qui tombent en panne indépendamment du temps de fonctionnement déjà écoulé. Il est souvent utilisé pour les composants électroniques et les systèmes électriques. On peut montrer que la seule distribution qui a cette propriété de "non-mémoire" est la distribution exponentielle pour laquelle le (λ) d'une variable aléatoire continue X est constant. Des données de fiabilité des équipements électriques sont normalement obtenues à partir des enquêtes et investigations sur le site, des rapports de défaillances des actifs SE/PS. L'analyse prévisionnelle de la fiabilité détermine le taux de défaillance de chaque composant dans les conditions réelles d'utilisation. Le calcul de la fiabilité du matériel et les données d'entrée sont issues de diverses sources à savoir : les statistiques de défaillance observées par les autres distributeurs nationaux, les études internes et analyses des actifs en retour après défaillance en concertation avec les constructeurs et fabricants de renommés, et les résultats de la méthode du FMECA (*cf. §. VI.5.3*) qui est la première étape principale pour savoir la façon comment le matériel peut avoir des défauts de fonctionnement. Aujourd'hui, d'après le REX des exploitants et des industriels, le MTTF le grand indicateur de la disponibilité et de la fiabilité correspondant au déclenchement intempestif et le non-fonctionnement de la protection atteint plusieurs années.

Dans Lemaire, et al. [LEM-95] l'auteur décrit la méthodologie employée dans la compagnie "Schneider Électrique" pour surveiller la fiabilité et la maintenabilité pendant le cahier des charges, la conception, la validation et la vie utile du matériel de protection et de contrôle. Nous avons eu l'occasion de tester le modèle du coût à optimiser présenté dans ce chapitre sur des données réelles provenant d'un SE/PS relevant du SEXO censé d'être maintenu préventivement à des instants déterministes. Dans notre cas d'étude, on suppose que la distribution de défaillance d'un disjoncteur j suit la loi exponentielle comme nous l'avons décrit ci-avant. Il est soumis à une MPSP&MPC idéale. La période de maintenance est $T_{MP\hat{Q}}$. Ainsi la fiabilité d'un seul disjoncteur j est donnée par l'équation suivante :

$$R_j^t = \exp(-\lambda_{(j)} \times t) = \exp\left(-\frac{T_{MP(j)}}{MTTF_{(j)}}\right); \forall t \in [T_{in}^0, T_M], \forall j \in \{1, 2, \dots, E_k\} \quad (V.5)$$

Le modèle présenté dans l'équation (V.5) ci-dessus décrit une estimation de la fiabilité pour un seul composant, soumis à une politique de maintenance donnée. Toutefois, le but de ce travail est d'estimer la fiabilité totale pour le fonctionnement global du système. L'équation (V.6) représente la fiabilité du SE entier.

$$R_t^s = \prod_{k=1}^N \left[1 - \prod_{j=1}^{E_k} (1 - R_j(t)) \right]; \forall t \in [T_{in}^0, T_M], \forall j \in \{1, 2, \dots, E_k\} \quad (V.6)$$

V.5.2.2. Modèle du coût adopté au niveau le SESPMA

La fiabilité et le C_{OPEX} constituent de bons éléments pour évaluer la performance du SE/PS. Leurs valeurs dépendent de la structure du SE/PS ainsi que les états de la continuité de fonctionnement (*disponibilité*) des disjoncteurs. Lorsque le système franchit avec succès la phase de déverminage des défauts de jeunesse, sa fiabilité et sa disponibilité se stabilisent, pour ensuite diminuer avec le vieillissement des composants du système. Le coût OPEX dépend généralement de plusieurs facteurs, comme le nombre d'interventions, le nombre des opérateurs et techniciens, la nature de l'opération de maintenance (*réparation, réglage, graissage, remplacement*), ainsi que le temps de maintenance durant lequel le système est indisponible. En effet, la détermination des coûts OPEX de MPSP&MPC engendrés par une inspection et visite de l'ensemble des disjoncteurs du SE/PS étudié est une opération fastidieuse et très complexe. Ils dépendent de plusieurs facteurs. Par conséquent, nous devons utiliser un certain nombre de critères et d'hypothèses simplificatrices qui permettraient d'obtenir des estimations proches des vraies valeurs, c'est pour cela que souvent des coûts moyens sont utilisés. Les coûts OPEX qui n'auront pas d'incidence significative sur cette étude seront négligés tout en se rapprochant le maximum possible de la réalité. Les coûts ont été déterminés sur la base de l'historique et REX des actions de maintenance effectuées par les différentes EQOM PS et EQOCC PS relevant de la DCD durant la période budgétaire 2000-2014, et ceux disponibles et préétablis et extraits de la BDD SAP-PM résultat des travaux développés dans le chapitre IV (cf. § IV.3).

Le coût OPEX préventif relatif au disjoncteur englobe le coût des pièces de rechange et les coûts de la main d'œuvre, et d'autres frais généraux qui englobent le coût de mise en œuvre et le coût de l'END. Le coût de mise en œuvre est pris comme étant la moyenne de coûts de mise en œuvre des opérations de maintenance précédentes (*pris à partir de l'historique*). Le coût de perte est obtenu en multipliant un coût horaire par un temps moyen d'indisponibilité de l'équipement pour cause de maintenance, il englobe la durée totale depuis l'arrêt de la distribution et le démontage de l'équipement pour atteindre le composant concerné jusqu'à son remplacement ou son entretien. Durant une MPSP&MPC, plusieurs

dispositions sont généralement prises avant l'exploitation d'une IP, telles que les dispositions de sécurité, la mise à disposition de la logistique et de l'équipe de maintenance. Les données de fiabilité sont issues et ramenées du REX (*observation en exploitation*) des disjoncteurs et calculées en collaboration avec des ingénieurs et les planificateurs de l'ONEE/BE et d'autres gestionnaires nationaux avec notamment une assistance des fabricants des différents types et marques des disjoncteurs objet de notre étude (*avis de l'expert consigné*). Le tableau de l'annexe V.2 résume les coûts OPEX spécifiques et la valeur MTTF pour chaque type de disjoncteur du SE/PS étudié.

Dans notre travail, on s'est inspiré des travaux de [SAM-06] qui ont proposé un modèle de l'entretien périodique préventif qui réduit au minimum le coût de maintenance préventive avec une contrainte de fiabilité. Le modèle du coût OPEX de la MPSP&MPC (C_{OPEX}) ramené à l'unité de temps (*le temps opportun serait celui qui minimiserait le C_{PMSP} de chaque disjoncteur*) sera déterminé par la formule suivante.

$$\left\{ \begin{array}{l} \bullet f_j = C_{OPEX} = C_{PMSP} = \sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^{E_k} \sum_{i=1}^{\eta_{e(j,k)}} (C_{i(e(j,k))} \times X_{t,jk}) \\ \bullet X_{t,jk} = \begin{cases} 1 & \text{si le disjoncteur } j \text{ du } k \text{ sous-système a été maintenu à } T_{MP(j)} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \end{array} \right. \quad (V.7)$$

On suppose que le coût de l'inspection d'un disjoncteur au cours du temps de mission T_M est constant, ce qui permet d'écrire :

$$C_{MPSP}(e(j,k)) = \sum_{i=1}^{\eta_{e(j,k)}} (C_{i(e(j,k))}) = (\eta_{e(j,k)} \times C_{i(e(j,k))}) \times X_{t,jk} \quad (V.8)$$

$$\eta_{e(j,k)} = 1 + \left\lceil \frac{T_M(e(j,k)) - T_0(e(j,k))}{T_{MP}(e(j,k))} \right\rceil; \quad L = \sum_{k=1}^N \sum_{j=1}^{E_k} e(j,k) \quad (V.9)$$

V.5.2.3. Fonction objectif

La thématique concerne l'optimisation de la MP et s'intéresse à la réduction et minimisation de l'espérance des coûts OPEX par unité du temps qu'elle engendre, tout en prenant en compte des contraintes de fiabilité et du temps. L'objectif consiste à trouver les meilleures valeurs et échéancier optimal $T_{MP(j)}^i$ pour chaque disjoncteur permettant une réduction notable des coûts OPEX d'un SE/PS. L'approche proposée consiste à résoudre le problème donné par l'équation V.10. Elle est basée sur les relations exprimant la fonction objectif inhérente aux coûts OPEX de MPSP&MPC, et doit respecter les contraintes de fiabilité et temps données par l'équation V.10 :

$$\Rightarrow \text{Trouver } T_{MP} \quad (V.10)$$

$$\Rightarrow \text{Minimisant } f(t) = \min(C_{OPEX})$$

Sujet à :

$$\bullet R_s^0 \leq R_s^t \leq 1 \text{ et } R_j^t \geq R_j^0$$

Pour tout t :

$$\bullet T_{in(j)}^0 < t \leq T_M$$

Par l'intermédiaire de ce modèle et en appliquant la méthode des AG, nous avons pu déterminer et évaluer le coût OPEX minimal correspond à des temps d'intervention optimaux pour effectuer la MPSP&MPC tout en respectant les contraintes de fiabilité et du temps. Cette technique d'optimisation a été appliquée sur un cas industriel réel présenté par un SESPMA qui se compose de quatre SS (*disjoncteurs HTB et HTA*) parallèles connectés sous forme de séries (*fig. V.4*) relevant du PS 60/22 kV Oujda (*cf. annexe V.1*).

V.6. Technique d'optimisation du coût OPEX

Le problème d'optimisation étudié dispose d'un large espace de solutions. *Si l'on suppose qu'on a Z périodes de maintenance possibles pour chaque disjoncteur, on aura alors Z^L solutions possibles pour le système entier sans oublier que Z peut être particulièrement grand, car elle représente des nombres réels entre $T_{in}^0(j)$ et le T_M .* L'information disponible est la qualité de la solution représentée par la fonction objectif (*coût de la MPSP&MPC*), et une contrainte (*fiabilité du SE/PS entier et temps de mission*). La résolution de ce problème d'optimisation peut être effectuée et simulée à l'aide des méthodes métaheuristiques telles que l'AG que nous avons adopté dans notre étude. En outre, la minimisation du coût sous contrainte de fiabilité est un problème NP-difficile (*Non deterministic Polynomial*) trouvant solution grâce à des métaheuristiques. Nous avons choisi les AGs car ils sont faciles à mettre en œuvre, ne font pas d'hypothèse sur la fonction fitness à optimiser, et combinent judicieusement exploration et exploitation. Aussi, la puissance des algorithmes génétiques provient du fait qu'ils sont capables de balayer de manière globale l'espace des solutions contrairement aux méthodes de descente ou aux heuristiques qui explorent une petite zone de cet espace.

V.7. Détermination d'un plan de MPSP/MPC acceptable et optimal

Le plan de MPSP&MPC est défini par la période T_{MP} et par la date de la première inspection et visite T_{in}^0 de chaque disjoncteur du SESPMA. Après la détermination d'un vecteur des dates des premières visites, on procède à la détermination d'un vecteur des périodes de maintenance des disjoncteurs du SE/PS. Une fois le plan de MPSP&MPC fiable d'un point de vue technique et économique est déterminé, on peut en déduire le coût OPEX du plan de MPSP&MPC et la fiabilité du SE/PS entier correspondant. La réalisation de l'AG pour la résolution de notre problème consiste à développer les différentes étapes suivantes :

a. Étape N° 1 : Codage utilisé pour notre algorithme

Le codage du problème (*représentation chromosomique des solutions*) dans notre cas est la représentation des disjoncteurs j sous forme de chromosomes. Il est effectué par un codage direct (*de vecteur à variable réelle*) pour traduire les alternatives de visite tel expliqué dans § V.4.3.2. Chaque chromosome servant à tenir en compte de la politique MPSP&MPC optimale est un vecteur $T_{MP(j)}$ dont la taille représente le nombre des disjoncteurs du système étudié L ou chaque gène (*variable*) du vecteur correspond à une période de VTII pour un composant du système $T_{MP(j)}$. Chaque disjoncteur a une liste des périodes d'interventions possibles générées dans un intervalle $[LB, UB]$ suivant une distribution uniforme (*LB est la limite inférieure, UB est la limite supérieure*) comme l'illustre la figure V.10 suivante.

La liste d'un disjoncteur n'est autre qu'un vecteur dont chaque élément est une période de visites possibles pour ce composant. À noter que le nombre des temps générés dans une liste est indépendant du nombre des disjoncteurs du SE/PS. Il est lié aux contraintes du problème. La population initiale est

formée de L_s solutions générées aléatoirement. Chaque solution est une politique de maintenance préventive. On calcule le coût de la MPSP&MPC et la fiabilité du SE/PS entier qui correspondent à cette politique. Ainsi, la fonction objectif de chaque solution est évaluée. Les solutions sont classées par ordre croissant selon la valeur de leur fonction objectif. Les solutions vérifiant la contrainte de fiabilité et ayant des valeurs minimales de la fonction objectif, sont les meilleures solutions parmi la population et par suite sont classées premières.

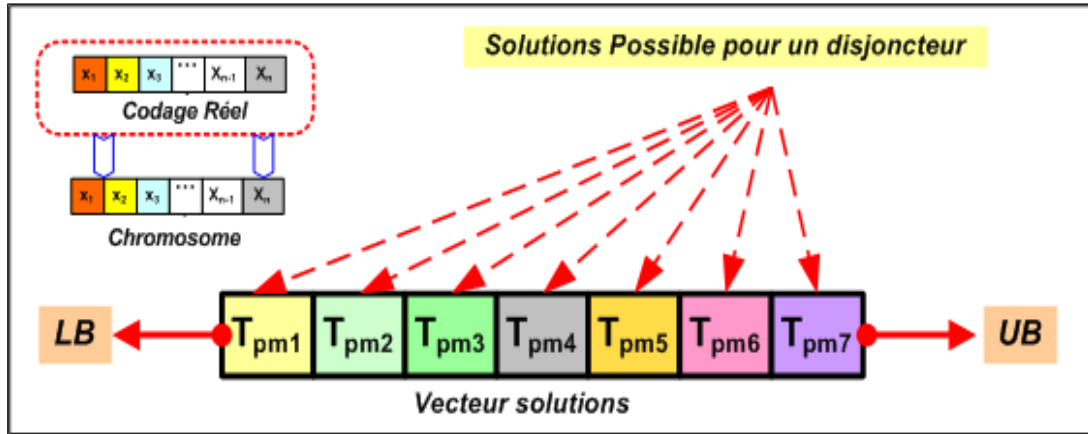


FIGURE V. 10. Vecteur-liste des solutions possibles pour un composant du SE

b. Étape 2 : Génération de la population initiale

Dans cette étape, la génération de la population initiale que va utiliser l'AG (fig. V.11), pour explorer l'espace des solutions possibles dépend de la nature du codage utilisé et du nombre de solutions initiales. La taille de la population détermine la robustesse de l'algorithme, en effet, elle doit être suffisamment large pour couvrir de façon adéquate l'espace des solutions sans engendrer un temps de calcul excessif. En fonction des variables de décision considérées dans le problème, la génération de chromosomes se base sur une fonction *Random* permettant de générer des variables de manière aléatoire N_G fois pour générer toute la population de l'algorithme génétique (L taille de la population).

c. Étape 3 : Fonction d'évaluation

Cette étape consiste à évaluer chaque solution contenue dans la population, la mesure de performance des solutions s'appuie sur la valeur de la fonction objectif pour chaque individu de la population afin que les plus forts soient retenus (*étape de sélection*). Dans ce travail, l'utilité moyenne (*fitness*) de l'état du système exposé en § V.3.2.2.2 représente à la fois le critère à optimiser et la fonction d'évaluation des individus. L'AG tend à minimiser le C_{OPEX} d'individus de la population. Ce critère à optimiser pour l'individu est la fonction définie par l'équation V.7.

d. Étape 4 : Opérateur de sélection et stratégie de reproduction

Une fois les individus évalués, on procède à la sélection des individus qui vont participer aux croisements et mutations. Les individus sélectionnés ont une probabilité P_c de se reproduire. Une fois la phase de croisement terminée, l'opérateur de mutation est appliqué aux L individus issus de la phase de croisement. Cette étape consiste à faire la sélection des individus les plus aptes pour se reproduire parmi la population en se référant à leurs degrés d'adaptation. Dans cette étape et à chaque itération de l'algorithme, des individus sont sélectionnés pour se reproduire, survivre ou disparaître. Cependant, nos

premiers essais ont montré que l'emploi d'une stratégie de sélection élitiste, ou bien d'une sélection par tournoi, où la probabilité qu'un individu soit sélectionné pour la reproduction est directement proportionnelle à sa qualité, débouchait sur une convergence prématurée de l'algorithme.

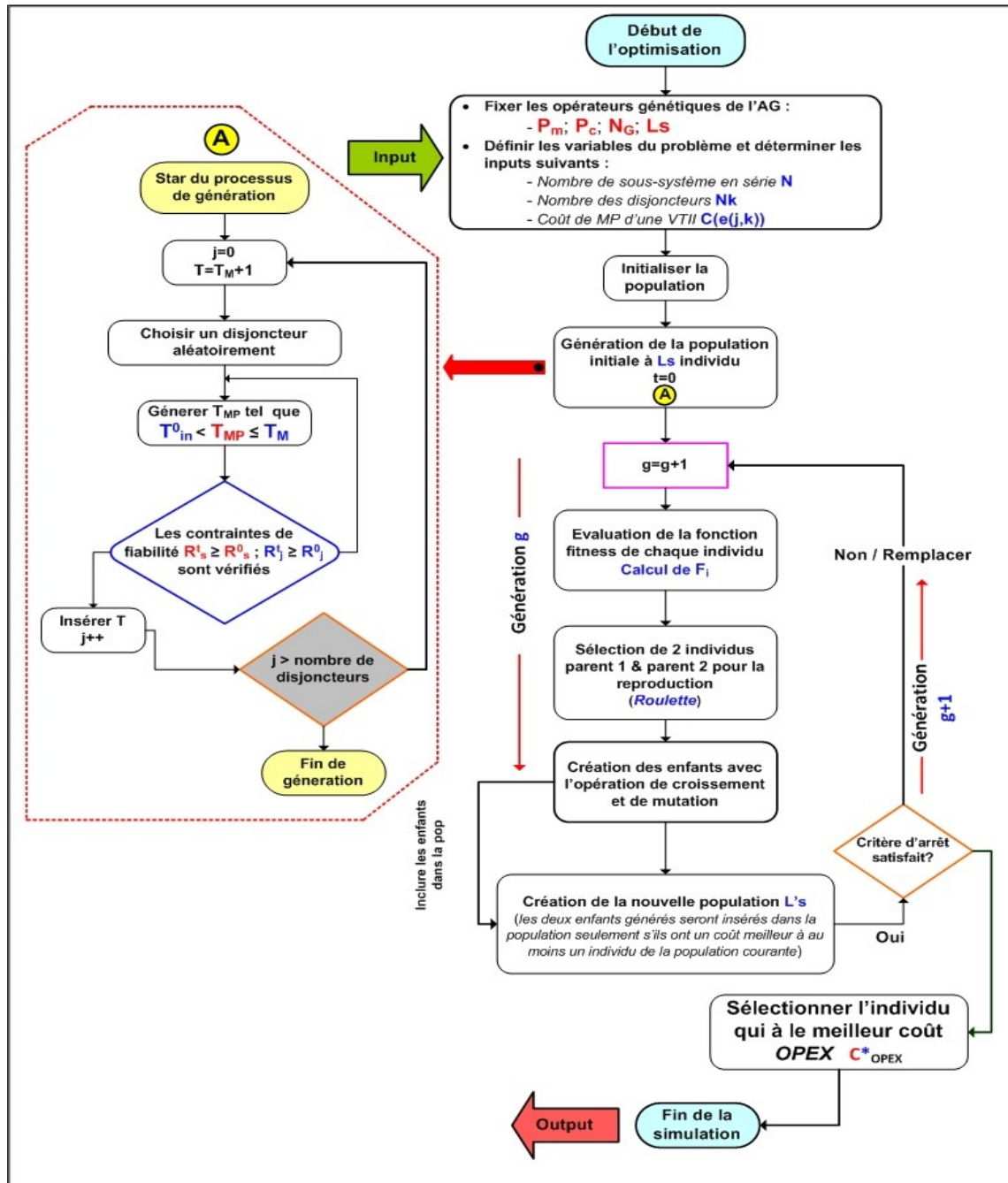


FIGURE V. 11. Schéma Flowchart de l'AG développée

Nous optons alors pour une méthode offrant une meilleure exploration de l'espace de recherche (*sélection par roulette*). On imagine que sur une roue biaisée chaque individu occupe une surface inversement proportionnelle (cf. équation V.11) à la valeur de sa fonction d'adaptation (*plus la fonction d'adaptation d'un individu est réduite plus la surface sur la roue est importante et donc plus il y a de chance d'être choisi lors d'un tirage aléatoire*). Cette stratégie permet de favoriser les individus les mieux adaptés, tout en laissant aux individus les plus faibles l'opportunité de participer au processus d'évolution. Concrètement, la sélection par roulette consiste à attribuer à chaque individu un secteur dont l'angle est proportionnel à sa performance f_j . Selon cette méthode, chaque chromosome est copié

dans la nouvelle population proportionnellement à sa fitness. On effectue en quelque sorte, autant de tirages avec remise que d'éléments existant dans la population. Ainsi pour un *chromosome* particulier (ch_j) de fitness $f(ch_j)$, la probabilité de sa sélection (ou de survie $P(ch_j)$) dans la nouvelle population de taille L_s est donnée par l'équation (V.11). La taille de la population est fixe pour tout l'algorithme et vaut $L_s=250$. À noter que plusieurs tests (avec plusieurs valeurs de la taille de population) ont été appliqués et on en a déduit les meilleures solutions pour L_s sans qu'une augmentation de cette valeur apporte des améliorations significatives.

$$P(ch_j) = \frac{f(ch_j)}{\sum_{i=1}^{L_s} f(ch_i)} \quad (V.11)$$

Où :

- $\sum_{i=1}^{L_s} f(ch_i)$ représente la somme de toutes les valeurs des fonctions d'adaptation de chaque individu.

Lors de la phase de sélection, les individus sont sélectionnés aléatoirement en respectant les probabilités $P(ch_j)$ associées pour former la population de la nouvelle génération. Ceci s'effectue pour le calcul d'une probabilité de sélection cumulée « q_j » telle que :

$$q_j = \sum_{i=1}^j P(ch_i) \quad (V.12)$$

Puis on génère aléatoirement un réel « r » sur l'intervalle $[0,1]$ L_s fois de suite. L'individu est sélectionné lorsque $q_{j-1} < r < q_j$.

e. Étape 5 : Opérateurs Génétiques

L'application des AGs au problème donné nécessite également la définition des opérateurs génétiques tels que l'opérateur de croisement et l'opérateur de mutation :

❖ **L'opérateur de croisement** : avec le codage que nous avons considéré et pour obtenir de nouveaux individus à partir d'une population initiale d'une itération, nous utiliserons l'opérateur de croisement en 2 points avec une probabilité P_c (cf. §. V.3.2.2.3). Le croisement consiste donc à un échange de pointeurs entre les deux individus. Ainsi, nous n'avons pas besoin de créer une autre population pour y mettre les individus générés. Le premier (resp. le second) fils est généré en conservant les extrémités de chromosome du premier parent et en complétant avec les tâches manquantes selon leur ordre d'apparition dans le deuxième (resp. le premier) parent (les gènes que se situent à droite du premier point de séparation du premier chromosome sélectionné seront ajoutés du côté droit sur l'autre chromosome sélectionné). Ils seront insérés dans la même population que leurs parents (fig. V.5).

❖ **L'opérateur de mutation** : après la création des enfants à l'aide de l'opérateur de croisement, un opérateur de mutation est appliqué pour chaque individu de la nouvelle génération. Il agit sur un seul individu, suivant sa P_m , il altère certains gènes du chromosome afin d'explorer de nouvelles solutions et éviter ainsi une convergence prématurée (fig. V.5). Cet opérateur consiste à choisir des points dans le chromosome et échanger leurs positions. La mutation tient compte des limites inférieures et supérieures de la variable de décision considérée. Dans ce cas, la mutation consiste à remplacer la période VTII sélectionné par une autre période VTII tirée aléatoirement dans l'intervalle spécifié.

V.8. Résultats et interprétation des résultats obtenus

V.8.1. En utilisant l'AG

Nous avons décrit dans ce qui précède la démarche de programmation et planification des périodes de visite et d'inspection d'un SE/PS que nous avons élaborée. Nous allons à présent appliquer ce modèle d'aide à la décision sur un SESPMA de taille réelle. En effet, le plan de la MPSP&MPC est défini par la période des VTII et par la date T_{in}^0 de chaque disjoncteur du SE/PS. Après la fixation et la détermination d'un vecteur des dates des premières inspections sur la base de la criticité de la ligne HTA_j déterminée dans Mahmoudi, et al. [MAH4-13] dont le disjoncteur j assure la protection contre les défauts d'isolement, on procède à la détermination d'un vecteur des périodes de maintenance des disjoncteurs du SE/PS. Une fois le plan de MPSP&MPC déterminé, on peut en déduire le coût OPEX préventif et la fiabilité du SE.

Nous présentons dans ce qui suit l'implémentation de l'AG pour l'identification des périodes optimales permettant de générer des C_{OPEX} acceptables sur l'horizon de planification $T_M = 5$ ans. L'utilisation de l'AG requiert la détermination de la taille de la population L_s (250) de départ, le nombre de générations N_g (1000) et la probabilité de croisement P_c (0.85) et P_m (0.025) de mutation.

Dans notre étude, le code d'optimisation AG et hybridation AG/LS (cf. § V.4.3.4.2) développés et implémentés à l'aide du langage de programmation C++ sous l'environnement Visual Studio 2010. Aussi nous avons mis en place un outil de simulation (fig. V.12) notamment en développant une interface graphique sous C# et en intégrant également un générateur automatique de modèle permettant à l'utilisateur le choix entre l'approche AG ou celle de l'hybridation AG/LS et de les paramétrer aisément (choix de critère de performance, taille de population, paramétrage des opérateurs génétiques, etc.). Il dispose de cellules spécifiques pour compléter l'information sur la fonction objectif. Variables et contraintes peuvent être définies directement dans les cellules ou en faisant un lien avec la feuille qui contient l'information recherchée. Cet outil sera utilisé par les ingénieurs responsables de planification des plans de maintenance de la DCD.

Par ailleurs, dès que des données précises sont disponibles, la programmation mathématique devient un excellent moyen de modélisation et de résolution des problèmes de sélection d'alternatives. La figure V.12 montre quelques captures d'écran de l'interface graphique conçue. Dès qu'une interface fonctionnelle a été obtenue, une série de tests fut menée dans les principaux objectifs suivants :

- Vérifier la facilité d'utiliser l'interface par les ingénieurs planificateurs ;
- Valider la meilleure combinaison des paramètres de l'AG et ceux de l'hybridation AG/LS ; et effectuer une comparaison entre les décisions de l'outil et les décisions émanant suite au REX des exploitants.

Nous déterminons dans ce qui suit la valeur de la probabilité de croisement P_c . Nous effectuons un ensemble de simulation en considérant un nombre de générations $N_g=100$. Nous considérons une P_m comprise entre $1/100=0.01$ et $1/12=0.083$. Comme préconisé Simpson, et al. [SIM-94], nous retenons la valeur $P_m=0.01$. Après plusieurs tests, nous retenons $P_c=0.85$ permettant d'obtenir de meilleurs résultats. Nous devons déterminer ensuite la P_m . Pour ce faire, nous avons effectué des simulations pour des valeurs de $P_m=0.015$ correspondantes à la valeur (P_c-1) , $P_c=0.15$ et $P_m=0.025$. Après les tests de simulation permettant d'obtenir les meilleures solutions, nous choisissons une $P_m=0.025$.

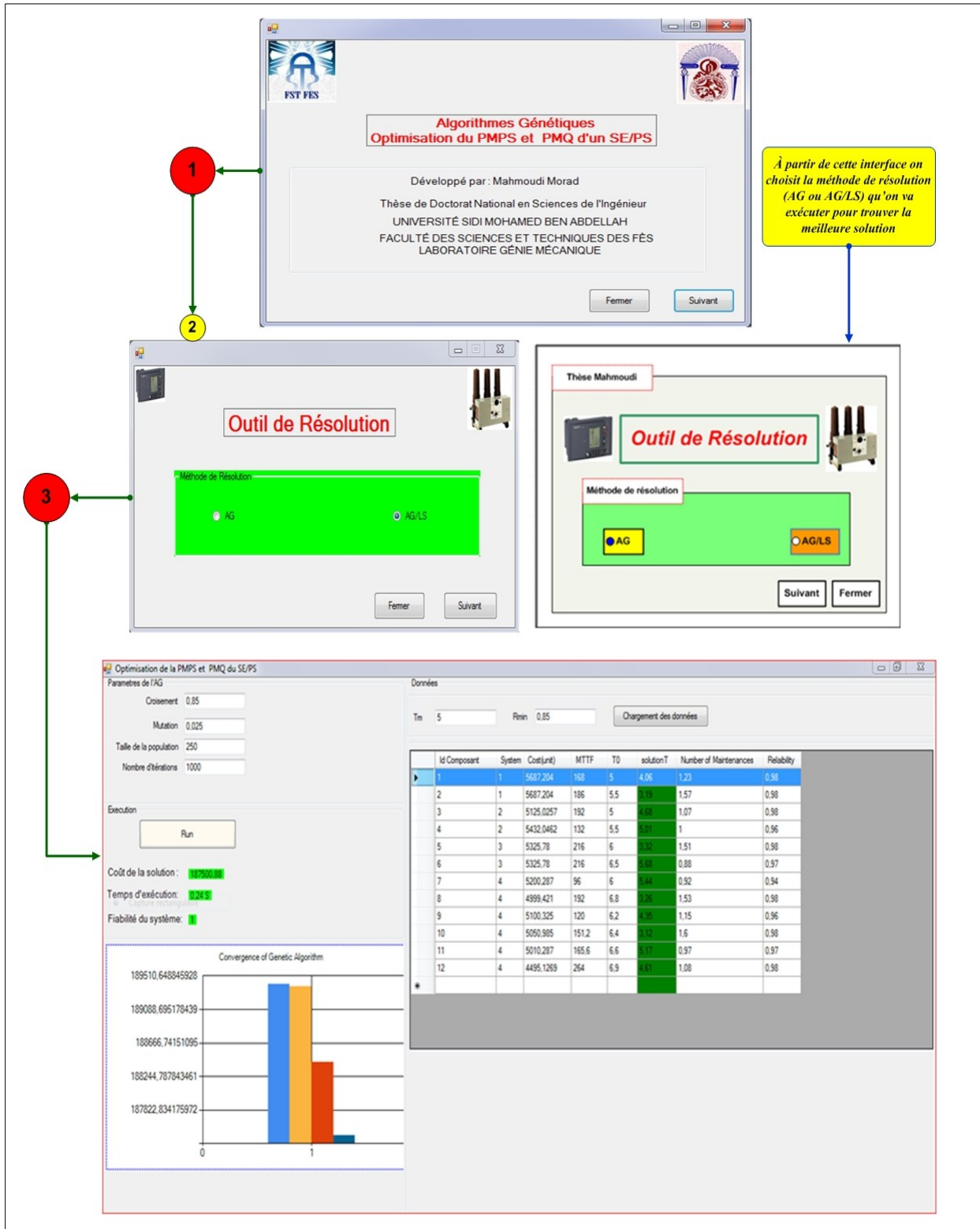


FIGURE V. 12. L'interface de l'AG et celle de l'hybridation AG/LS de l'outil de résolution développée

Les solutions quasi optimales ont été obtenues pour la séquence mentionnée dans le tableau V.1 qui résume les résultats des tests expérimentaux que nous avons réalisés pour l'évaluation et la validation de la méthode proposée précédemment pour la résolution du problème de planification des périodes de MPSP&MPC pour un parc de disjoncteur minimisant le coût OPEX unitaire du SE/PS entier et maximisant sa fiabilité [MAH1-15]. Les résultats cités dans le tableau V.1 et la figure V.13 sont obtenus pour quatre valeurs de critère de fiabilité minimal exigées du SE/PS entier ($R_0=0.9$; $R_0=0.85$; $R_0=0.8$; $R_0=0.7$).

TABLEAU V. 1. Coût OPEX optimal obtenu par l'AG ($T_M = 5$ ans)

Paramètres de l'AG	$L_S=250$			$N_G=1000$			$P_m = 0.025$		$P_c=0.85$	
P_m	0,01	0,025	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	
$R_\theta=0,90$ $R_\theta=0,85$ $R_\theta=0,80$ $R_\theta=0,70$	$T^0_{in} \text{ (mois)} = [\underline{5.25} ; \underline{5.5} ; \underline{5.25} ; \underline{5.5} ; \underline{3.5} ; \underline{3.75} ; \underline{3.5} ; \underline{6.5} ; \underline{4.5} ; \underline{5.5} ; \underline{5.75} ; \underline{6}]$ $C_1 ; C_3 ; C_6 ; C_2 ; C_4 ; C_5 ; C_7 ; C_8 ; C_9 ; C_{10} ; C_{11} ; C_{12}$									
C_{OPEX} $(R_\theta=0,9)$	295,12	<u>278,13</u>	301,15	281,24	279,95	315,10	299,45	289,88	291,86	
$T_{MP} \text{ (mois)} = [4,87 ; 5,51 ; 3,03 ; 4,73 ; 5,15 ; 4,15 ; 3,75 ; 4,25 ; 4 ; 5,25 ; 4,75 ; 5]$									1	
C_{OPEX} $(R_\theta=0,85)$	278,14	<u>224,36</u>	289,75	271,19	312,24	235,17	257,46	265,52	232,56	
$T_{MP} \text{ (mois)} = [5,75 ; 6 ; 5,45 ; 6,35 ; 4,75 ; 5 ; 4,75 ; 5,25 ; 6,55 ; 5,65 ; 5,85 ; 6,25]$									2	
C_{OPEX} $(R_\theta=0,8)$	271,11	<u>212,39</u>	259,25	261,39	315,74	285,12	247,21	295,41	245,56	
$T_{MP} \text{ (mois)} = [7,12 ; 5,45 ; 4,85 ; 6,75 ; 5,75 ; 5,35 ; 4,35 ; 5,95 ; 6,85 ; 6,95 ; 6,85 ; 6,75]$									3	
C_{OPEX} $(R_\theta=0,7)$	241.09	<u>208,19</u>	268,35	315,59	345,74	245,07	297,14	302,31	295,87	
$T_{MP} \text{ (mois)} = [6,45 ; 6,5 ; 6,12 ; 5,95 ; 4,5 ; 3,25 ; 5,25 ; 6,45 ; 5,2 ; 5,85 ; 5,65 ; 6,75]$									4	

➤ La solution optimale obtenue pour $P_m = 0,025$ et $R_0 = 0,9$ est :

- $T_{MP} \text{ (mois)} = [4,87 ; 5,51 ; 3,03 ; 4,73 ; 5,15 ; 4,15 ; 3,75 ; 4,25 ; 4 ; 5,25 ; 4,75 ; 5]$.
- Le coût OPEX optimal de ce plan de maintenance est $C_{OPEX} = 278,13$ KDH.

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que l'accélération de la performance des algorithmes est expliquée par le fait qu'avec la diminution de la contrainte (0,9, 0,85), la taille du vecteur-liste diminue à son tour, et par la suite l'espace où ces algorithmes cherchent une solution qui diminue aussi avec le temps. On peut conclure aussi que plus la fiabilité augmente, plus le coût OPEX de la politique de maintenance devient sensible à la fiabilité exigée (*la variation du coût augmente avec la disponibilité exigée*) (fig. V.13).

Les résultats permettent également de déduire que le coût de la politique optimale obtenue diminue rapidement lorsque la fiabilité exigée diminue. Cela est dû au fait que le nombre de MPSP&MPC des disjoncteurs sur l'horizon du temps T_M nécessaire pour répondre à la fiabilité exigée du système entier et celle de chaque composant diminue. Le C_{OPEX} de la politique MPSP&MPC du système entier diminue lorsque le nombre de MP à planifier et effectuer sur les disjoncteurs diminue. Cela est bien justifié par les périodes de maintenance des disjoncteurs obtenues qui augmentent lorsque la fiabilité exigée diminue. Aussi, nous remarquons que les paramètres de l'AG ne sont pas constants. Leurs valeurs changent quand les contraintes de fiabilité changent.

La simulation s'arrête après un nombre donné d'itération ou après un nombre successif d'itérations qui aboutissent, approximativement, aux mêmes résultats. Toutefois, le point critique dans l'AG est la détermination des paramètres appropriés qui doivent être fixés avant de lancer la simulation. Une détermination justifiée de ces paramètres mène à une solution raisonnable et acceptable. Sur ce point,

nous prévoyons également une réduction des C_{OPEX} de la politique proposée par rapport à celle mise en place dans Mahmoudi, et al. [MAH-14] à 9,45 %.

D'autre part, un autre inconvénient d'un AG est que les opérateurs standards de croisement et de mutation ne permettent pas d'intensifier suffisamment la recherche. L'opérateur de mutation apporte une légère modification à l'individu. Son rôle est de favoriser la diversification des individus alors que la sélection se charge de conserver les meilleurs. C'est pourquoi les AGs doivent être hybridés avec des méthodes de recherche locale [MOS-89].

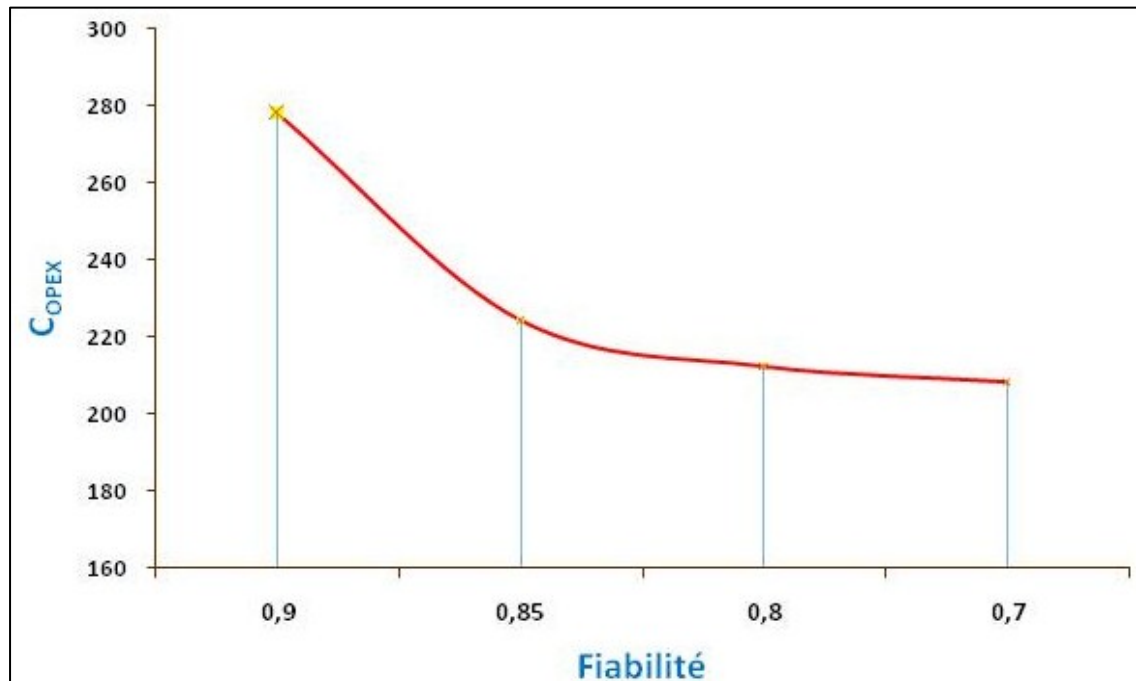


FIGURE V. 13. L'évolution du coût C_{OPEX} en fonction de la fiabilité

V.8.2. En utilisant l'hybridation entre l'AG et la recherche locale

Dans ce deuxième cas d'étude, nous avons adapté une métaheuristique à base de population de solution de type hybride dite algorithme mémétique qui combine un AG et une méthode de recherche locale (*local search (LS)*) pour l'amélioration des performances de la première méthode proposée dans le cadre de cette thèse [DRE-03]. En effet, les AGs hybrides (*genetic local search*) sont des méthodes de recherche combinant deux méthodes de recherche distinctes afin de renforcer les avantages des méthodes les composant et d'affaiblir leurs inconvénients afin d'obtenir des solutions acceptables en un temps raisonnable. Ces méthodes sont reconnues dans la littérature par leur efficacité de traiter nombreux problèmes d'optimisation difficiles [GAC-13]. L'idée principale de cette technique est de rendre plus agressif un AG par l'ajout d'une optimisation locale qui améliore les nouvelles solutions (*métaheuristique à base de voisinages*) en plus de la mutation. Cette technique va donc disposer d'un principe de codage des individus, d'un mécanisme de génération de la population initiale et d'opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations (*opération de diversification permettant de déplacer la recherche dans les zones non explorées de l'espace de recherche*) et d'explorer l'espace de recherche (*opération d'intensification guidée par la fonction objectif pour trouver des solutions de bonne qualité*).

Ces méthodes ont été introduites pour la première fois par Moscato [MOS-89]. Un algorithme mémétique est donc une coopération entre un AG et une méthode de LS. Ces deux méthodes sont

complémentaires car l'une permet de détecter de bonnes régions dans l'espace de recherche alors que l'autre se concentre de manière intensive à explorer ces zones de l'espace de recherche.

⇒ Heuristique de recherche locale adoptée

On propose un algorithme mémétique pour résoudre le problème d'optimisation du C_{OPEX} . Après l'application de l'opérateur de mutation, une méthode de recherche locale est appelée pour se concentrer sur l'exploration d'une petite zone de l'espace des solutions afin d'affiner la solution. L'idée est donc d'ajouter une procédure de LS basée sur la méthode de descente [JIA-15]. Cette recherche locale sera appliquée à tout nouvel individu obtenu au cours de la recherche. En effet, cette modification entraîne de profonds changements dans le comportement de l'algorithme lui-même. Après avoir créé un nouvel individu à partir de deux parents sélectionnés, on applique une LS et sous certaines conditions on applique un opérateur de mutation à cet individu. Cette méthode consiste à faire pivoter la durée T_{MP} correspondante à chaque SS jusqu'à trouver la meilleure position qui minimise le C_{OPEX} . Dans cet algorithme, l'opérateur de mutation assure la diversification de la méthode, d'autre part, l'intensification est produite par l'application de la méthode de LS. Notre méthode s'appuie sur une recherche particulière des solutions près des frontières de l'optimalité.

- Exemple

Dans l'exemple de la figure V.14 ci-après, on commence par le disjoncteur N°1 et N° 2 dans le 1^{er} Sous-système (SS). On échange pour le 1^{er} disjoncteur la durée 4,5 qui se trouve dans la première position avec la durée 5 qui se trouve dans la 2^{ème} position et on évalue le sous-système. Si le C_{OPEX} est inférieur au coût précédent on conserve le nouvel ordre des durées de maintenance sinon on garde l'ordre initial. On continue l'échange de la durée 4,5 avec toutes les autres durées jusqu'à trouver la configuration qui minimise le C_{OPEX} .

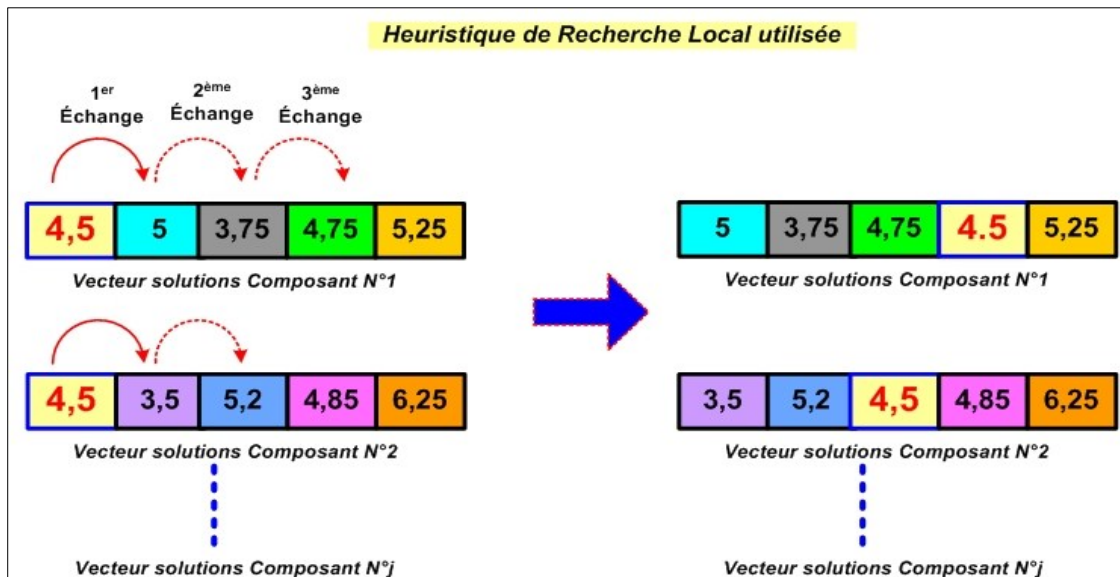


FIGURE V. 14. L'heuristique de recherche locale utilisée dans l'hybridation AG/LS

On applique le même principe pour les autres sous-systèmes N. Cette procédure permet la recherche d'un optimum local dans l'espace des solutions quasi-optimales. Une application de cette stratégie d'hybridation (AG/LS) a permis d'obtenir des performances plus grandes (C_{OPEX} le plus petit) en comparaison avec l'AG. En effet, l'algorithme ainsi développé a été intégré comme nous l'avons signalé auparavant (cf. § V.4.3.4.1) dans notre outil de simulation. Ce fait est justifié par les résultats

obtenus pour la séquence suivante [MAH2-15] :

TABLEAU V. 2. Coût OPEX optimal obtenu par l'AG/LS ($T_M = 5$ ans)

Paramètres AG/LS	$L_s=250$			$N_G=1200$			$P_m = 0.4$		$P_c = 0.85$
P_m	0.01	0.025	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.80	0.09
$R_0=0.90$; $R_0=0.85$; $R_0=0.80$; $R_0=0.70$	T_{in}^0 (mois) = [5,25 ; 5,5 ; 5,25 ; 5,5 ; 3,5 ; 3,75 ; 3,5 ; 6,5 ; 4,5 ; 5,5 ; 5,75 ; 6] C_1 ; C_3 ; C_6 ; C_2 ; C_4 ; C_5 ; C_7 ; C_8 ; C_9 ; C_{10} ; C_{11} ; C_{12}								
$C_{OPEX}(R_0=0.90)$	26,37	257,45	310,25	230,43	251,51	295,25	225,41	253,18	241,52
T_{MP} (mois) = [5 ; 4,51 ; 4,2 ; 5,3 ; 4,75 ; 4,95 ; 3,25 ; 4,65 ; 4,95 ; 6,15 ; 4,35 ; 4,5]									1
$C_{OPEX}(R_0=0.85)$	310,2	255,15	295,14	209,14	265,25	275,15	305,15	245,12	235,85
T_{MP} (mois) = [7,15 ; 6,3 ; 5,95 ; 5,75 ; 4 ; 5,55 ; 3,75 ; 6,25 ; 5,50 ; 4,25 ; 6,45 ; 5,85]									2
$C_{OPEX}(R_0=0.80)$	305,24	264,14	285,14	195,35	245,55	302,14	268,17	237,19	269,17
T_{MP} (mois) = [6,52 ; 6 ; 5,25 ; 5,75 ; 4,35 ; 6,45 ; 4,85 ; 5,15 ; 7,15 ; 5,45 ; 3,45 ; 5,65]									3
$C_{OPEX}(R_0=0.70)$	298,25	302,14	309,25	175,32	285,45	301,56	284,15	268,19	275,32
T_{MP} (mois) = [4,25 ; 5,5 ; 7,35 ; 4,55 ; 5,65 ; 3,85 ; 3,45 ; 5,95 ; 6,75 ; 6,15 ; 4,95 ; 5,75]									4

➤ La solution quasi optimale obtenue pour $P_m=0.4$ et $R_0=0.9$ est :

- T_{MP} (mois) = [5 ; 4,51 ; 4,2 ; 5,3 ; 4,75 ; 4,95 ; 3,25 ; 4,65 ; 4,95 ; 6,15 ; 4,35 ; 4,5]
- Le coût OPEX optimal de ce plan de maintenance est $C_{OPEX}=230,43$ KDH.

V.8.3. Comparaisons des résultats

Le problème d'optimisation du C_{OPEX} de la MPSP&MPC et la fiabilité du SE/PS ont été traités par deux approches (AG et AG/LS). Les résultats obtenus sont comparés à ceux de l'algorithme génétique afin de montrer l'amélioration apportée à celui-ci en lui introduisant une procédure de recherche locale. Les résultats montrent une amélioration des solutions obtenues en adoptant un algorithme mémétique. Le C_{OPEX} du plan de maintenance optimale ainsi obtenue dans ce cas est **230,43** au lieu de **278,13** pour le cas de l'AG (cf. tableau V.1 et V.2), soit un gain positif de l'ordre -17%. En effet cette amélioration est justifiée par le fait que l'introduction de la recherche locale permet d'après une petite modification de période de maintenance des disjoncteurs, de modifier la périodicité du plan de maintenance (nombre de période de maintenance) d'un ou de plusieurs composants sans beaucoup altérer la valeur de la fiabilité globale du SE/PS. Ce qui cause un saut du coût de stratégie de maintenance préventive optimale du système. Bien que les coûts optimaux soient obtenus pour des valeurs différentes de la probabilité de mutation (dans le cas de l'algorithme génétique classique, et dans le cas d'hybridation de cet algorithme avec la recherche locale), l'amélioration est obtenue indépendamment des valeurs de ce paramètre ; les C_{OPEX} obtenus dans le tableau V.1 (génétique classique) sont toujours plus petits que ceux obtenus dans le tableau V.2 (hybridation génétique avec recherche locale). Après comparaison des périodes de la politique de maintenance préventive optimale.

Dans le cas d'intégration de la recherche locale, il semble que l'hybridation équilibre la périodicité de maintenance des disjoncteurs du SE/PS. Il sera donc possible d'effectuer des maintenances communes (*maintenance opportuniste en même temps*) pour le cas des disjoncteurs ayant des T_{MP} très proches, et dont la programmation d'une IP ne gêne pas l'exploitation normale et qui appartiennent au même demi JdB. Cette structure ne provoque pas des coupures minimales (*par exemple les disjoncteurs C_3 , et C_6 ; C_{11} , et C_{12}*), et permet de contrôler davantage le plan de maintenance du SE dans le cas de présence de dépendance structurelle (*il est plus efficace de point de vue END suite une IP de maintenir deux composants ensemble que de maintenir chacun à part*). Les résultats permettent encore de déduire que le C_{OPEX} du plan de maintenance optimale obtenue diminue rapidement lorsque la fiabilité exigée diminue. Cela est dû au fait que le nombre de maintenances préventives des disjoncteurs nécessaires pour répondre à cette fiabilité diminue. On peut conclure aussi que plus la fiabilité augmente, plus le C_{OPEX} devient sensible à la fiabilité exigée.

La figure V.15 donne les résultats moyens obtenus sur 100 exécutions indépendantes de l'AG et 100 exécutions indépendantes de l'algorithme hybride AG/LS. Cette dernière trouve toujours la meilleure solution et dépasse les performances de l'AG en termes du temps d'exécution et la vitesse de convergence des solutions. En effet, cet algorithme mémétique a permis d'obtenir un gain qui atteint 17% par rapport au C_{OPEX} des solutions obtenues dans le premier cas d'étude. Cela constitue une piste intéressante d'amélioration de performance de l'optimisation dans ce domaine.

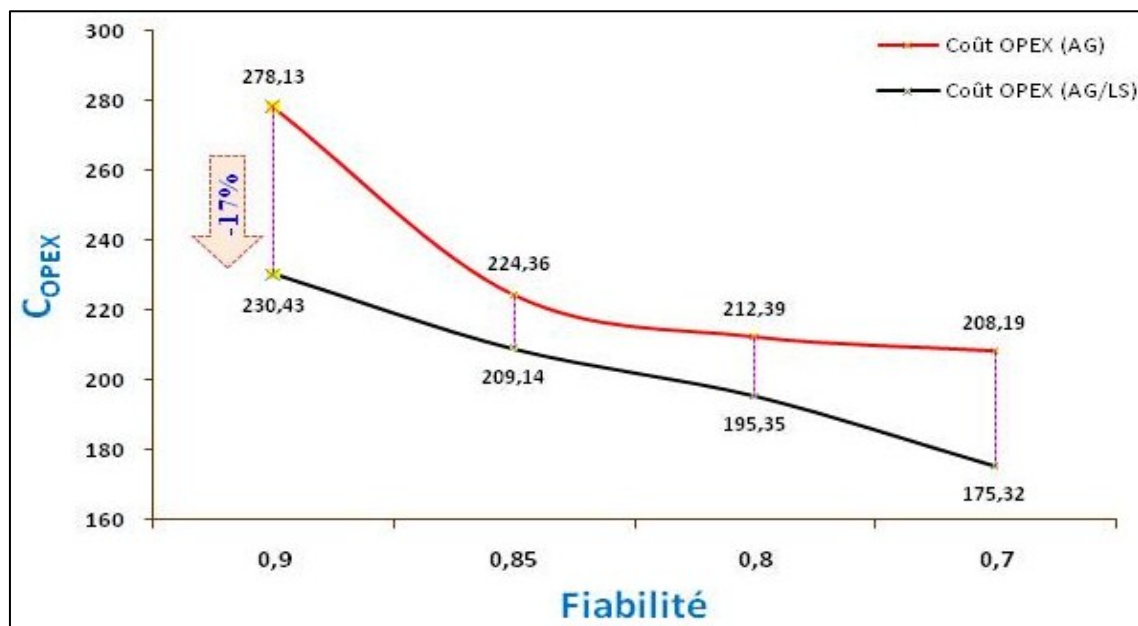


FIGURE V. 15. L'évolution du coût C_{OPEX} en fonction de la fiabilité (AG et AG/LS)

D'autre part, la figure V.16 ci-après, résume l'évolution du T_{MP} pour chaque disjoncteur HTB et HTA obtenu par l'utilisation et la mise en application des deux algorithmes AG et AG/LS.

Nous pouvons noter généralement les points suivants :

- Les paramètres des algorithmes générés ne sont pas constants dans le temps, leurs valeurs changent quand les contraintes de fiabilité changent. Une série d'expériences ont été faites de la manière décrite précédemment et seule la combinaison qui donne les meilleurs résultats a été retenu ;
- jeux de paramètres qui ont donné une bonne stabilité (*mesurée par la qualité de la solution obtenue en termes de C_{OPEX} et T_{MP}*) ont été adoptés (le bon choix des paramètres mène à la convergence

de l'AG vers une solution quasi optimale du problème). En effet, la comparaison entre les réponses et solutions (coût et temps d'exécution de l'AG) réalisées pour différentes combinaisons de paramètres revêt une grande importance puisqu'elle nous a permis de bien comprendre le fonctionnement de l'algorithme et, par conséquent, d'envisager d'approcher la solution optimale grâce à un choix adapté de la combinaison. Des tests de vérification basés sur les plans d'expérience de Taguchi seraient également une piste intéressante permettant l'étude de l'influence des paramètres de contrôle de la simulation de l'AG sur le coût engendré par une politique de maintenance donnée. Cette étude permet d'établir une planification optimisée des expériences à effectuer et ensuite elle permet d'étudier l'effet de ces paramètres et leurs interactions ;

➤ La simulation de ces deux méthodes s'arrête après un nombre successif d'itération qui aboutissent, approximativement aux mêmes résultats ;

➤ Différentes contraintes de fiabilités avec des temps de mission variables ont été testés afin d'établir une comparaison logique entre l'efficacité de deux algorithmes proposés (AG et Hybridation AG/LS). On peut noter quand la contrainte de la fiabilité devient plus importante, le nombre de solutions acceptables devient moindre. Alors, une différence entre l'AG et l'AG/LS apparaît. Cette différence n'est pas seulement dans la durée nécessaire pour trouver la solution finale mais aussi dans la qualité de cette dernière (e.g. la valeur du C_{OPEX} et T_{MP}).

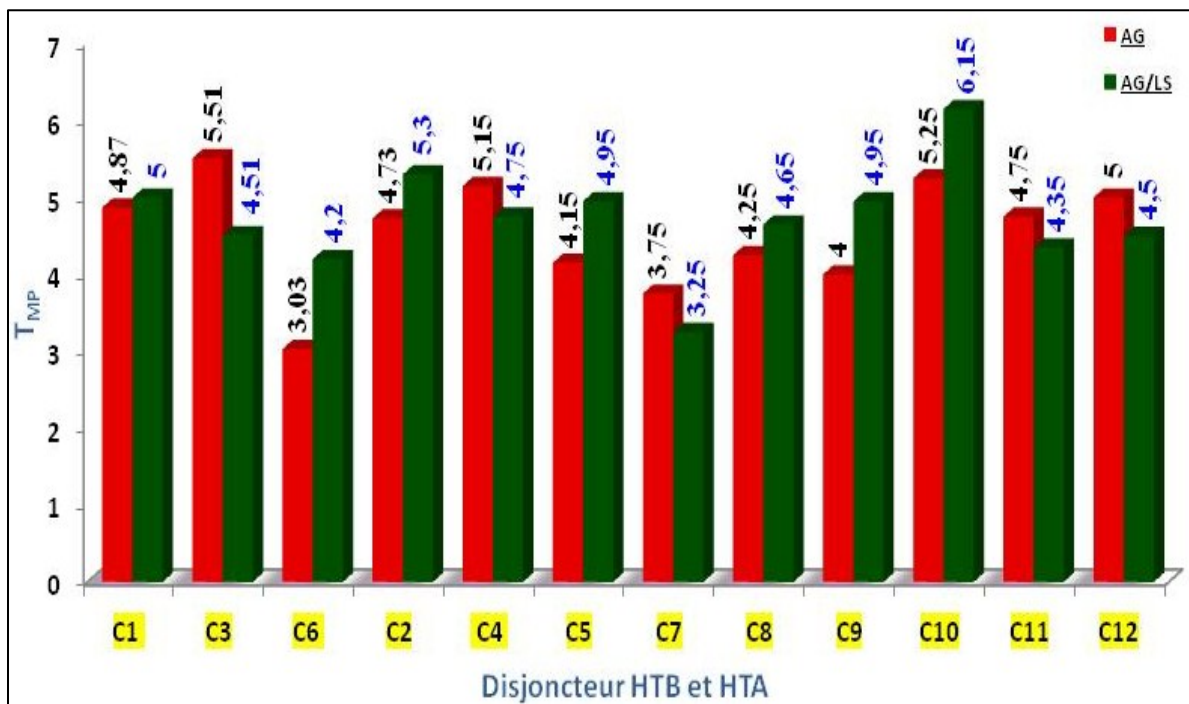


FIGURE V. 16. L'évolution du T_{MP} obtenu par les deux algorithmes AG et AG/LS

Une prochaine étape serait d'aborder le problème d'optimisation d'un côté multi-objectif. Cela revient à considérer d'autres critères indépendants à optimiser en plus de la fonction coût et qui peuvent être mis en considération tel que la minimisation du coût de l'END suite à une VTII et la maximisation de la disponibilité des disjoncteurs du SE/PS sous contrainte du budget OPEX alloué dans le cadre du programme annuel de fonctionnement. Dans ce cas de figure, on est amené à opter une deuxième fonction objectif $f_{j,2}$ pour minimiser le coût de l'END donnée par l'équation ci-après engendré par une IP pour effectuer une VTII d'un disjoncteur issu d'une L-HTA en antenne (ici on parle d'un problème d'optimisation multi-objectif dont la solution optimale est celle qui coïncide avec l'optimum globale de Pareto) [AZA-15].

$$f_{j,2} = \min END_j = \frac{P_j \times T_j \times \eta_j}{Nc_j} \quad (V.13)$$

Avec :

- P_j : Puissance total de la L-HTA protégée par le Disjoncteur j ;
- T_j : Durée de la coupure de la L-HTA_j pour effectuer la VTII ;
- η_j : Nombre des IP moyennes par année pour effectuer la VTII sur le disjoncteur j (cf. équation V.9) ;
- Nc_j : Nombre total de clients alimentés par la L-HTA_j.

Afin de garantir un niveau de disponibilité et fiabilité du système exigé, les périodes de la maintenance doivent diminuer. La fiabilité d'un disjoncteur j dépend alors du nombre η_j de VTII effectuées. Dans ce cas de figure, les fonctions objectif du problème sont la minimisation simultanée de l'END et le coût OPEX du SE/PS donnée par l'équation suivante (la fonction $f_{j,1}$ est donnée par l'équation V.7).

$$\text{Minimiser } F(t) = \min (f_{j,1}, f_{j,2}) \quad (V.14)$$

Les contraintes imposées à respectées sont décrites par les équations V.10 (cf. § V.4.4.3.3) et les deux équations ci-après :

- Contrainte relative au C_{OPEX} maximal imposé ;

$$C_{OPEX} < \text{Maximum budget} \quad (V.15)$$

- Contrainte relative à l'END suite à une IP pour effectuer la VTII (celle-ci ne devra pas dépasser une valeur contractuelle entre la Direction Générale et la DCD à respecter d'une part et d'autre part dans le cadre des engagements du contrat programme entre l'ONEE/BE et l'Etat Marocain) à respecter.

$$END_{(j, \text{Max fixe})} - END_j > 0 \quad (V.16)$$

V.9. Conclusion

Ce document intègre des AGs dans la politique de planification des plans de maintenance préventive et périodique pour un système de distribution électrique basé sur la minimisation du coût OPEX unitaire du système. Deux types d'activités ont été simultanément considérés à chaque étape de l'entretien notamment la maintenance préventive simple (VTI) et la MPSP jumelée avec une MPC. Le modèle d'aide à la décision proposé permet de réaliser un compromis entre les critères techniques liés au fonctionnement du SE/PS, les critères économiques liés à l'estimation des travaux de MPSP&MPC et la disponibilité de ressources financières suffisantes. Notre approche a été appliquée sur un SESPMA d'un PS, et devra être, à court-terme, redéployée pour 194 SE/PS HTB/HTA existants au niveau des RED-HTA de la DCD. Nous envisageons également d'étendre notre modèle aux systèmes à topologie complexe, notamment les réseaux de transport HTB et les systèmes de production d'énergie hybrides intégrant les énergies renouvelables. En effet, pour ces systèmes les éléments sont interdépendants tant au niveau structurel qu'au niveau économique. Ils nécessitent des plans de maintenance intelligents, ce qui parfaitement compatible avec notre modèle.

Conclusion Générale et Perspectives



Conclusion générale et perspectives

Nos travaux de thèse ont été réalisés dans un cadre industriel en réponse aux besoins de la DCD en matière d'optimisation de la gestion économique et technique des actions de la maintenance et du remplacement des actifs du réseau électrique de distribution. En effet, la maintenance est un impératif de réussite des entreprises gestionnaires des réseaux électriques. Sa prise en compte, son développement et son optimisation constituent une nécessité à fin d'assurer la sûreté de fonctionnement et les performances des RED-HTA et la sécurité des usagers.

Nous avons ainsi porté nos efforts sur l'optimisation des plans d'exploitation et de maintenance préventive, les coûts OPEX et la fiabilité opérationnelle des RED-HTA sur la base de données issues de l'observation, la connaissance des actifs en exploitation et du REX réel. Nos objectifs cibles furent entre autres :

- Quantifier l'impact des actions de MP sur les KPI's relatives aux performances opérationnelles, financiers et prise de décision de ces réseaux électriques ;
- Établir une approche d'ingénierie ;
- Fournir un outil d'aide à la décision efficace qui répond aux besoins de la DCD ;
- Développer et mettre en œuvre une application d'implémentation originale rigoureuse, de mise en œuvre intelligente.

La thèse comporte en effet trois parties :

La première partie, consacrée à la maintenance des réseaux électriques marocains, comptent deux chapitres. Le premier chapitre du mémoire de thèse décrit brièvement l'architecture des systèmes de distribution électrique à moyenne tension (*réseaux et ouvrages de coupure*), leur principe de fonctionnement et leurs principaux types de défauts. Les problèmes et défis auxquels les RED-HTA sont soumis dans le cas marocain sont rappelés. Le second chapitre, dresse l'état de l'art des différentes politiques de maintenance. Une synthèse des modèles d'optimisation adaptées à la maintenance préventive des systèmes mono et multi-composants y est présentée. Les problématiques de gestion de la maintenance, de RCM, de sûreté de fonctionnement et de coûts sont également abordées.

La deuxième partie est consacrée à la mise au point d'une approche systématique et réaliste inspirée de l'intelligence du terrain, de la connaissance précise du fonctionnement réel des actifs et du REX capitalisé et remonté depuis le terrain pour l'optimisation de la maintenance des RED-HTA. La méthodologie d'implantation proposée repose sur les concepts de RCM et ceux de la gestion des actifs. Elle propose un outil d'aide à la décision permettant l'optimisation des plans de maintenance relatifs aux PS HTB/HTA, PDP HTA/BT et lignes de distribution HTA. Cette approche a permis d'obtenir un

gain significatif en termes de KPI's et de coût OPEX global (-30% en fin d'année budgétaire par rapport à celle de l'année 2011). L'accent est également mis sur l'optimisation de la maintenance par la fiabilité en adoptant différentes approches combinatoires, fonctionnelles et qualitatives par l'utilisation de matrices multi-critères, de la méthode AMDEC, et RCM/SAP-PM.

Dans la troisième partie de cette thèse, nous avons étudié la faisabilité d'une méthode de planification de la MPSP&MPC d'un système électrique composé de disjoncteurs HTA et de leur système de protection HTB/HTA, en prenant en compte l'optimisation des C_{OPEX} ainsi que les critères de fiabilité et le temps de fonctionnement de ces actifs. Le modèle ainsi développé synthétise au mieux le comportement du SE/PS face à l'application de la MP sur les disjoncteurs, en supposant que ces derniers sont indépendants les uns des autres. L'utilisation de métaheuristique s'est montrée utile au regard de la complexité des hypothèses.

Dans tous les cas, l'AG s'est avéré être une technique de recherche remarquable. Nos travaux se sont focalisés sur la détermination optimale des dates de la VTII dans un SESPMA à une redondance active, tout en respectant des contraintes économiques liées au C_{OPEX} et la fiabilité du SE entier durant un temps de fonctionnement et d'exploitation bien déterminé. En plus de la période de maintenance des disjoncteurs du SE/PS, nous avons pu fixer les dates de première inspection de ces actifs. Les périodes de VTII préventives des disjoncteurs étudiés ont été déterminés. Elles correspondent au temps qui minimise les fonctions du coût OPEX moyen ramené à l'unité de temps. Ces temps peuvent être légèrement modifiés, sachant qu'on dispose d'une marge de manœuvre, afin d'optimiser la fiabilité opérationnelle des disjoncteurs, les temps qui sont proches l'un de l'autre doivent coïncider (*résultat de l'hybridation AG/LS*), afin de minimiser les IP pour effectuer les VTII.

Les métaheuristicques hybrides paraissent une piste intéressante pour les problèmes d'optimisation de la maintenance préventive. Un algorithme mimétique a été développé. Son efficacité fut testée sur des cas initialement traités par l'algorithme génétique d'origine. Le but était d'obtenir les combinaisons optimales de périodes de maintenance préventive qui minimisent le C_{OPEX} . Ceci fut largement atteint (*réduction du C_{OPEX} d'environ 17% par rapport à la première approche*). L'impact économique des politiques ainsi choisies a été également testé par rapport aux méthodes déployées dans le quatrième chapitre (-9,45%). Enfin, l'introduction de ce plan de maintenance au niveau SAP/PM a permis d'avoir une meilleure gestion des actifs stratégiques, une meilleure gestion du personnel, une meilleure organisation des interventions de maintenance et par conséquent une meilleure maîtrise de leur exploitation. Cet outil jouera un rôle central dans le système de gestion de la maintenance des RED-HTA. Il assurera une optimisation du C_{OPEX} et permettra de suivre l'exploitation des disjoncteurs et d'améliorer leur SdF. Par ailleurs, l'utilisation de SAP/PM a permis de centraliser les données sous forme de bases de données, ce qui facilitera l'introduction future des méthodes probabilistes dans l'étude de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques.

Par cette contribution, nous souhaitons avoir apporté un plus d'éclairage à cette discipline qu'est la maintenance et la fiabilité des RED-HTA et aider l'exploitant à mieux maîtriser ses aspects. Bien que les applications traitées dans cette thèse concernent essentiellement le secteur de la distribution de l'énergie électrique, les méthodes et approches proposées sont exploitables dans d'autres systèmes ou les problèmes de perte de performances sont posés (*réseaux de télécommunications, réseaux d'eau potable, réseaux d'assainissement, centrales hydro-électriques, etc.*).

Perspectives de recherche

Enfin, nous aimerons maintenant présenter quelques perspectives que nous comptons bien explorer, à moyen terme, dans le cadre de mes activités de recherche. En effet, six voies de recherche nous paraissent prometteuses :

1. La maintenance à long terme utilisant des modèles de MPSP.
2. La maintenance imparfaite. Cette dernière suppose que l'état du système, après une action de maintenance, se situe entre deux états extrêmes «AGAN» et «ABAO». Il s'agit là d'une approche plus réaliste qui intègre le vieillissement des composants (*âge et durée de vie*). Le disjoncteur après une tâche de MP ne redevient pas systématiquement AGAIN ("*comme neuf*"). Son âge et sa durée de vie diminuent après chaque opération d'entretien, il devient "ABAO" (*cf. § V.4.2*). Le vieillissement est modélisé selon un modèle d'âge virtuel ou par la réduction de l'âge effectif du disjoncteur maintenu, en utilisant un facteur d'ajustement κ correspond à la maintenance parfaite, selon l'équation suivante :

$$t'_v = (1 - \kappa) \times t_v \quad (t_v \text{ est son âge avant la VTII})$$

3. L'usage de nouvelles approches heuristiques pour l'amélioration des performances d'un AG. Le cas que nous avons traité ici est l'hybridation d'une métaheuristique de recherche locale à la méthode de l'AG (*remplacer une solution par une solution dans son voisinage*). L'hybridation peut intervenir aussi bien pour la génération de la population initiale que pour remplacer la mutation ou encore pour affiner la population après les opérations de reproduction. Elle se présente comme une piste intéressante pour améliorer la performance et la capacité d'exploration de l'espace de recherche. Il serait également intéressant de tester un AG hybride constitué par un couplage entre AG et algorithme de colonie de fourmis par exemple. Dans ce cas, l'AG devrait déterminer les paramètres initiaux des colonies de fourmis alors que les colonies recherchent les dates d'intervention qui minimisent le C_{OPEX} pour réaliser la MPSP&MPC. Ce qui permettra de résoudre des problèmes plus complexes et consommateurs de temps.
4. L'extension aux systèmes complexes de grande taille pour lesquels le nombre de composants est important et les contraintes et fonctions objectifs sont nombreuses. Cela consisterait à tenir compte de la dépendance entre différents composants du système, de choisir les meilleures actions de maintenance à réaliser aux meilleurs instants, de respecter les contraintes de fiabilité et de disponibilité. Aussi, peut-on s'attendre à une distribution de Weibull pour la modélisation de la fiabilité des composants et du SE/PS entier en prenant en considération leur cycle de vie, et prendre en compte l'effet de la MC en termes de coût et de temps pour la prise de décision lors de la planification et de l'ordonnancement de la MPSP et la MPC.
5. Application aux Micro-Grids (*réseaux de distribution hybrides à architecture complexe utilisant des sources d'énergie renouvelables, parfaitement adaptés aux pays du sud*).
6. Optimisation des coûts de cycle de vie par l'utilisation des AGs et la logique floue : prévision des C_{OPEX} et évaluation de la fiabilité et de la disponibilité d'un SE/PS.



BIBLIOGRAPHIE



"Le hasard gouverne un peu plus de la moitié de nos actions, et nous dirigeons le reste"
Nicolas Machiavel (penseur humaniste, philosophe et théoricien italien 1469-1527)

Bibliographie

- [ADE-95] ADEPA-CETIM-UTC, "*Auto diagnostics de la fonction maintenance*", Publication du CETIM, 1995.
- [ALE-96] O. Alexandre, et al., "*Determination of the optimal date of renewal of the urban water supply systems*", Canadian Journal of Water Resources, Vol. 21, No. 4, pp. 341-354, 1996.
- [AVE-97] Y. Aven, et al., "*A useful framework for optimal replacement models*", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 58, Iss. 1, pp. 61-67, 1997.
- [AFN-01] Norme AFNOR, NF EN 13306 X 60-319, "*Terminologie de la maintenance*", Edition Afnor, Juin, 2001.
- [AFN-02] Norme FD X60-000, "*Maintenance industrielle - Fonction maintenance*", Afnor, Paris, Mai, 2002.
- [ABO-03] R. Abbou, "*Contribution à la mise en œuvre d'une maintenance centralisée : conception et optimisation d'un atelier de maintenance*", Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier, France, Octobre, 2003.
- [AFN-04] Norme AFNOR NF EN 60300-1, "*Gestion de la sûreté de fonctionnement - Partie 1 'gestion du programme de sûreté de fonctionnement'*", Homologuée (version anglaise), Décembre 2004.
- [ADZ-04] P. Adzakpa, "*Maintenance des systèmes distribués : méthodes d'aide à la décision temps-réel*", Thèse de doctorat, Université de Technologie de Troyes, France, Octobre, 2004.
- [AFN-06] Norme AFNOR EN 60812, "*Techniques d'analyses de la fiabilité du système - Procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)*", Août, 2006.
- [ALC-10] K.H. Alchikh, "*Modélisation des grands systèmes électriques interconnectés : application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif*", Thèse de Doctorat, INP de Grenoble, Avril, 2010.
- [AFE-10] I. Afefy, "*Reliability Centered Maintenance Methodology and Application: A Case Study*", Engineering, Vol. 2, No. 11, 2010, pp. 863-873.
- [AYA-10] I. Ayadi, et al., "*Optimisation par algorithme génétique de la maintenance préventive dans un contexte de modélisation par modèles graphiques probabilistes*", 17^{ème} Congrès de Maîtrise des Risques et de Sûreté de Fonctionnement, la Rochelle, France, 2010.
- [ALH-10] A.A. Alhouaij, "*Contribution à l'optimisation de la maintenance dans un contexte distribué*", Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, Septembre, 2004.
- [ADO-10] A. Adoghe, "*Centered maintenance (RCM) for asset management in electric power distribution system*", Ph.D. thesis, University OT, Ogun, Nigeria, 2010.
- [AÏT-10] D. Aït-kadi, et al., "*Performance evaluation of multi-state degraded systems with minimal repairs and imperfect preventive maintenance*", Reliability Engineering and System Safety 95, pages 65-69, 2010.
- [AZA-15] A. Azadeh, et al., "*A multi-objective optimization problem for multi-state series-parallel systems: A two-stage flow-shop manufacturing system*", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 136, pp. 193-203, April, 2015.
- [BAR-78] R. Barlow, et al., "*Systèmes cohérents avec des composants multi-états*", Mathematical Operational Research, pp. 275-281, 1978.
- [BRO-83] M. Brown and F. Proschan, "*Imperfect repaire*", Technical Report, 4 December, 1983.
- [BAR-87] R.E. Barlow, et al., "*Mathematical Theory of Reliability*", Society for Industrial Mathematics, New York, USA, 17^{ème} édition, 1987.
- [BIR-99] A. Birolini, "*Reliability Engineering—Theory and Practice*", Springer, Berlin, 1999.
- [BAR-00] L. Bardou, "*Soutien logistique intégré. Techniques de l'ingénieur*", dossier AG5380, 2000.
- [BOU-01] B. Bouayad, "*Privatisation du secteur de l'électricité au Maroc : évaluation à l'aide de l'approche du vote majoritaire*", Colloque International du Réseau MONDER, Paris 10-13, Janvier, 2001.
- [BER-02] L. Bertling, "*Reliability centred maintenance for electric power distribution systems*", Ph.D. Thesis, KTH

- Stockholm, Sweden. 2002.
- [BRI-03] R. Bris, et al., "New method to minimize the preventive maintenance cost of series parallel system", Reliability Engineering and system Safety, 247-255, 2003.
 - [BLI-04] I. Blindu, "Outil d'aide au diagnostic du réseau d'eau potable pour la ville de Chisinau par analyse spatiale et temporelle de dysfonctionnements hydraulique", Thèse de Doctorat, ENS SEtienne, France, 2004.
 - [BOU-05] S. Boudraa, "Analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle", Mémoire de Magistère, Université de Batna, Algérie, Juin, 2005.
 - [BLA-07] F. Blanc, "Simulation économique de stratégies énergétiques dans les Pays de la rive sud de la Méditerranée : application au Maroc", Institut de la Méditerranée et le Plan Bleu, Novembre 2007.
 - [BEL-07] S. Belaloui, "Evaluation de systèmes de fiabilité à configuration complexe", Thèse de Doctorat, Université Mentouri, Algérie, 2007.
 - [BRI-09] A. Berrichi, "La gestion à deux niveaux avec optimisation de la production et de la maintenance sous diverses contraintes, cas mono et multi-critères", Thèse de doctorat, Université M'hamed Bouguera, Boumédès, Algérie, 2009.
 - [BAR-09] M. Bartholomew, et al., "Modelling and optimizing sequential imperfect preventive maintenance", Reliability Engineering and System Safety Vol. 94, Issue 1, pp. 53- 62, January, 2009.
 - [CIG-83] CIGRE, "Enquête internationale sur les défaillances en service des transformateurs de grande puissance", Electra, Vol. 88, pp. 21-42, 1983.
 - [CEI-99] Commission Électrotechnique Internationale (CEI), "Gestion de la sûreté de fonctionnement, Partie 3-11 : Guide d'application - Maintenance basée sur la fiabilité. CEI 60300-3-11", 1^{re} édition, 1999.
 - [CHE-01] A. Chelbi, et al., "Classification of the equipment by set of priorities for maintenance: a multi-criterion approach", 3rd, Int. Conf. MOSIM'01, Troyes, French, April 25-27, 2001.
 - [CAS-02] B. Castanier, "Modélisation stochastique et optimisation de la MQ des systèmes à dégradation graduelle", Thèse de Doctorat, Université de technologie de Troyes, France, 2002.
 - [CHA-04] F.K. Charfi, "Surveillance des systèmes électroniques de puissance embarqués dans le véhicule électrique, Méthodes et outils", Thèse de doctorat, ENIS, Tunisie, Décembre, 2004.
 - [CHO-04] C. Cholasuke, et al., "The status of maintenance management in UK manufacturing organizations : results from a pilot survey", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 10, No. 1, pp. 5-15, 2004.
 - [CEI-04] CEI 60300-3-14 Norme Européenne, "Gestion de la sûreté de fonctionnement", AFNOR, Paris.2004.
 - [CAM-08] C. Camero, et al., "Maintenance audit by means of value analysis technique and decision rules: A case study in a bank", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 14, pp. 329 -342, 2008.
 - [CAM-10] L.P. Cambacedès, "Des relations entre sûreté et sécurité", Thèse de doctorat, Télécom ParisTech, France, Novembre, 2010.
 - [CHA-10] A. Chaker, et al. "Méthode de sureté de fonctionnement pour une maintenance efficace, application à un poste électrique", 4^{ème} Conf. Inter, Université de Bechar, CIGE'10, 03-04, Novembre 2010, Algérie.
 - [CAU-11] M. Caujolle, "Identification et caractérisation des perturbations affectant les réseaux électriques HTA", Thèse de Doctorat, Supélec, France, Septembre, 2011.
 - [CHA-14] C. Chang, "Optimum preventive maintenance policies for systems subject to random working times, replacement, and minimal repair", Computers & Industrial Engineering, Vol. 67, pp. 185-194, January, 2014.
 - [COR-15] V.H. Coria, et al., "Analytical method for optimization of maintenance policy based on available system failure data", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 135, pp. 55-63, March, 2015.
 - [DEG-95] P. De Groote, "Maintenance performance analysis: a practical approach", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 1, No. 2, pp. 4-24, 1995.
 - [DEK-98] R. Dekker, et al., "On the impact of optimization models in maintenance decision making", Reliability engineering and system safety, Vol. 60, No. 2, pp. 111-119, May, 1998.
 - [DUM-01] L. Dumont, et al., "Modélisation des coûts de maintenance : application sur l'installation d'expérimentation AIRLX", 3^{ème} Conférence MOSIM'01, Troyes, 25-27 Avril, 2001, France.
 - [DRE-03] J. Dréo, "Métaheuristiques pour l'optimisation difficile", 2^{ème} éditions Eyrolles 61, 2003.

- [DJE-10] R. Djeridi, "*Contribution à la maîtrise de la disponibilité de systèmes complexes : Proposition d'une méthode de réordonnancement proactif de la maintenance*", Thèse de doctorat, ENSAM, France, 2010.
- [DHI-10] B.S. Dhillon, "*Life Cycle Costing for Engineers*", CRC Press, Taylor&Francis, 2011.
- [DIP-10] J. Dipama, "*Optimisation multi-objectif des systèmes énergétiques*," Thèse de Doctorat, Université de Montréal, 2010.
- [DOC-12] Documentation technique de l'ONEE/BE, version 2012.
- [DOO-14] M. Doostparast, et al., "*A reliability-based approach to optimize preventive maintenance scheduling for coherent systems*" Reliability Engineering and system Safety, Vol. 126, No. 6, pp. 98-106, June, 2014.
- [EDF-94] EDF, "*Plan de protection des réseaux HTA*", Guide de la distribution d'électricité, Février, 1994.
- [ELA-03] H. El Aoufir, "*Contribution à la gestion des coûts de maintenance et à l'aide à la décision des stratégies de maintenance*", Thèse de doctorat, EMI, Maroc, Février, 2003.
- [ERI-05] R. Eriksson, "*A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems*", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, No. 1, pp. 75-82, February, 2005.
- [EDI-07] J. Edilberto, et al., "*Activity-based life-cycle costing in long-range planning*", Review of Accounting and Finance, Vol. 6, No: 4, pp. 370-390.
- [ENA-07] F.B. Enacheanu, "*Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution*", Thèse de doctorat, INP de Grenoble, France, Octobre, 2008.
- [ELH-10] M. El Hadidy, et al., "*Predictive Maintenance Based on Disturbance Recorders*", The Online Journal on Power and Energy Engineering, OJPEE Vol. 1, No 3, pp. 99-105, July, 2010.
- [EPR-12] Reliability and Preventive Maintenance : For Maintenance and Reliability Professionals at Nuclear Power Plants, EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1025788.
- [FOU-05] O. Fouathia, et al., "*Cost-Optimization model for the planning of the renewal, inspection, and maintenance of substation facilities in Belgian power transmission system*", ESREL-2005, European Safety and Reliability, Gdansk (Pologne), 27-30, June, 2005.
- [FAI-09] R.B. Faiz, et al., "*Decision Making for Predictive Maintenance in Asset Information Management*", Interdisciplinary Journal of Information, Knowledge & Management, Vol. 4, pp. 23-36, 2009.
- [FRE-10] I. Frenkel, et al., "*Multi-states system reliability analysis and optimization for engineers and industrial managers*", Springer, 2010.
- [FRA-14] K. Fraser, "*Facilities management: the strategic selection of a maintenance system*", Journal of facilities Management, Vol. 12, No 1, pp. 18-37, 2014.
- [GOL-89] D. Goldberg, "*Genetic algorithm optimization and Machine learning*", Addison Wesley publishing company, Ind., USA, 1989.
- [GOU-04] P. Gaufere, et al., "*Aide multi-critères aux décisions de réhabilitation d'un réseau d'eau potable*", XXIIe Rencontres Universitaires de génie civil, Marne-La-Vallée, France, 2004.
- [GLA-05] M. Glade, "*Modélisation des coûts de cycle de vie, prévision des coûts de maintenance et de la fiabilité Application à l'aéronautique*", Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, France, 2005.
- [GAR-06] A. Garg, et al., "*Maintenance management: literature review and directions*", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 12, No. 3, pp. 205-238, 2006.
- [GAC-13] O. Gach, "*Algorithmes mémétiques de détection de communautés dans les réseaux complexes Techniques palliatives de la limite de résolution*", Thèse de Doctorat, Université de Maine, France, Décembre, 2013.
- [HOL-75] J. Holland, "*Adaptation in natural and artificial systems*", University of Michigan Press, 1975.
- [HAI-06] H. Haidar, "*Réhabilitation des réseaux d'eau potable : méthodologie d'analyse multi-critères des patrimoines et des programmes de réhabilitation*", Thèse de Doctorat, INSA de Lyon, France, Décembre, 2006.
- [HIL-08] P. Hilber, "*Maintenance optimization for power distribution systems*", Ph.D, Thesis KTH Stockholm, Sweden, 2008.
- [HAM-10] M. Hamadache, "*Détermination des besoins pour l'élaboration d'une stratégie de maintenance des équipements automatisés du réseau aérien de distribution d'électricité à moyenne tension*", M.S. thesis, ETS, Montréal, Canada., Avril, 2010.

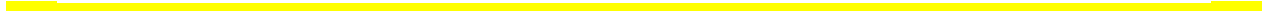
- [HCP-12] *Monographie de la région de l'Oriental*, HCP, Direction Régional de L'Oriental, Juin 2012.
- [HAC-13] H. Hachimi, "Hybridations d'algorithmes métaheuristiques en optimisation globale et leurs applications", *Thèse de Doctorat, INSA de Rouen, Juin, 2013*.
- [HAS-14] AB.S. Hasnida et al., "Opportunistic maintenance as a new advancement in maintenance approaches: A review", *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 20, No. 2, pp. 98-121, 2014
- [HEO-14] J. Heo, et al., "Implementation of Reliability Centered Maintenance for transmission components using Particle Swarm Optimization", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 55, pp. 238–245, February, 2014.
- [HAL-14] D. Halimi, "Contribution à l'amélioration de la maintenance préventive des machines dynamiques dans l'industrie des hydrocarbures", *Thèse de Doctorat, Université M'hammed Bougara, Boumerdès, Algérie, Juin, 2014*.
- [JAM-05] M.A. Jamali, et al., "Joint optimal periodic and conditional maintenance strategy", *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 11, No. 2, pp. 107-114, 2005.
- [JAC-07] T.Jacquot, et al., "Comptabilité de gestion : analyse et maîtrise des coûts", Édition Dareios & Pearson Education France, 2007.
- [JEC-11] C.Jecu, "Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur", *Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, Septembre, 2011*.
- [JIA-15] L. Jian, et al., "LS-SVM based substation circuit breakers maintenance scheduling optimization", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 64, pp. 1251-1258, January, 2015.
- [KAF-01] H. Kaffel, "La maintenance distribuée : concept, évaluation et mise en œuvre", *Thèse de Doctorat, Université Laval, Canada, Octobre, 2001*.
- [KUM-13] U. Kumar, et al., "Maintenance performance metrics: a state-of-the-art review", *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 19, No. 3, pp. 233-277, 2013.
- [LAV-94] Y. Lavina, "Audit de la maintenance", Les Éditions D'organisation, Paris, France, 1994.
- [LEM-95] M. Lemaire, et al., "Reliability design approach for protection and control equipment for MV distribution network", *IEEE Reliability of transmission and distribution equipment*, No. 406, pp. 29-31, March, 1995.
- [LAK-95] E. Lakervi, et al., "Electricity Distribution Network Design", 2nd edition, Institution of Electrical Engineers, Peter Peregrinus Ltd, London, England, 1995.
- [LYO-99] P. Lyonnet, "Optimisation d'une politique de maintenance", Edite par TEC ET DOC, 1999.
- [LEV-00] G. Levitin, et al., "A Optimization of imperfect preventive maintenance for multi-state systems", *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 67, No. 2, pp. 193-203, February, 2000.
- [LIS-03] A. Lisnianski, et al., "Multi-states system reliability-assessment-optimization and applications", World Scientific, series on quality, reliability and engineering statistics, Singapore, 2003.
- [LAP-06] C. Lapa, et al., "A model for preventive maintenance planning by genetic algorithms based in cost and reliability", *Reliability Engineering & System Safety*, Vol. 91, No. 2, pp. 233-240, 2006.
- [LEU-07] T. Leung, "Predictive Maintenance of Circuit Breakers", Master thesis, University of Waterloo, 2007.
- [LEB-08] P. Lebas, "diagnostic des câbles souterrains par détection de décharges partielles", *Projet de fin d'étude, Université de Liège, Faculté des sciences appliquées, Liège, Belgique, 2008*.
- [LAB-08] D. Labed, "Production décentralisé et couplage au réseau", *Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, Algérie, Mai, 2008*.
- [LAG-09] R. Laggoune, "Optimisation de la maintenance par la fiabilité opérationnelle des systèmes mécaniques multi-composants", *Thèse de doctorat, Université Bejaïa, Algérie, Juin, 2009*.
- [LEV-09] G. Levitin, et al., "Optimal load distribution in series parallel systems", *Reliability Engineering and system Safety*, Vol. 94, No. 2, pp. 254-260, February, 2009.
- [LAG-10] R. Laggoune, et al., "Preventive maintenance scheduling for a multi-component system with non-negligible replacement time", *International Journal of Systems Science*, Vol. 41, No. 7, pp. 747–761, July, 2010.
- [LIP-10] T. Lupo, "An effective opportunistic maintenance policy for a global service", *International Journal of Services Sciences*, Vol. 3, No. 2-3, pp. 179-193, March, 2010.

- [LAS-11] G. Lasnier, "*Sûreté de fonctionnement des équipements et calculs de fiabilité*", Édition Lavoisier, Paris, France, 2011.
- [LAK-13] R. Lakshmi, et al., "*SCADA Based Online Circuit Breaker Monitoring System*", Proceeding in Journal of Electrical and Electronics Engineering, Vol. 5, No. 3, pp. 45-48, April 2013.
- [LAF-13] M. Laffont, "*Costs and Prices in Electricity Transport*", Thèse de Doctorat, Université Toulouse 1, France, Janvier, 2013.
- [LEE-14] B.J. Lee, et al., "*Optimal replacement strategy for stochastic deteriorating system with random wear limit under periodic inspections*", International Journal of Advanced Manufacturing Technology, Vol. 71, No. 1-4, pp. 219-231, 2014.
- [MCC-65] J.J. Mc Call, "*Maintenance policies for stochastically failing equipment*", Management science, Vol. 11, No. 5, pp. 493-524, 1965.
- [MAL-79] M. Malik, "*Reliable preventive maintenance policy*", AIIE Transactions, Vol. 11, pp. 221-228, 1979.
- [MOS-89] P. Moscato, "*On evolution, search, optimization, genetic algorithms and material arts: Towards memetic algorithms*", Technical Report C3P 826, Caltech Concurrent Computation Program, 1989.
- [MON-03] F. Monchy, "*Maintenance, Méthodes et Organisations*", Ed. DUNOD, Coll. L'Usine Nouvelle, Série Gestion Industrielle (2^{ème} édition), Paris, ISBN 2-10-007816-5, 2003.
- [MEG-04] M. Megdich, "*Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*", Thèse de Doctorat, INP de Grenoble, France, Octobre, 2004.
- [MUL-08] A. Muller, "*On the concept of e-maintenance review and current research*", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 93, No. 8, pp. 1165-1187, August, 2008.
- [MIG-09] G. Migridistian, "*Développement d'un modèle prédictif du réseau de transport d'électricité d'hydro-québec transénergie en fonction de la pérennité du réseau et la maintenance basée sur la fiabilité*", M.S. thesis, ETS Montréal, Canada., Novembre, 2009.
- [MEN-11] Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, "*La nouvelle Stratégie Energétique Nationale Bilan d'étape*", Direction de l'Observation et de la Programmation, Janvier, 2011, Maroc.
- [MAC-12] M. Macchi, et al., "*Maintenance management of railway infrastructures based on reliability analysis*", Reliability Engineering & System Safety, Vol. 104, pp. 71-83, August, 2012.
- [MIR-12] S.N. Mirabidini, et al., "*Multi-objective optimization research on multi parallel machine with different preventive maintenance planning and scheduling with Genetic Algorithm*", International Journal of Academic Research in Business and Social Sciences, Vol. 2, No. 12, pp.129-139, December 2012.
- [MAH1-12] M. Mahmoudi, et al., "*Smart grids in morocco: dream or reality?*", International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT'13), Hammamet, Tunisia, May 06-08, 2013.
- [MAH2-12] M. Mahmoudi, et al., "*MV electrical network maintenance strategy: a new management approach*", International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT'13), Hammamet, Tunisia, May 06-08, 2013.
- [MAH1-13] M. Mahmoudi, et al., "*Smart grids in morocco : dream or reality?*", Proceeding on IESM'2013, Rabat, Morocco, October 28-30, 2013.
- [MAH2-13] M. Mahmoudi, et al., "*Vers une stratégie d'amélioration de la maintenance des postes de transformation HTB/HTA, Cas de L'ONEE Distribution*", Proceeding on 8th Int. Conf. CPI'13, Tlemcen, October, 21-23, Algeria, 2013.
- [MAH3-13] M. Mahmoudi, et al., "*Towards a strategy of optimization the maintenance activities of the MV/LV PDS transformers*", Proceeding on IESM'2013, pp. 317-325, Rabat, Morocco, October 28-30, 2013.
- [MAH4-13] M. Mahmoudi, et al., "*MV electrical network maintenance strategy: a new management approach*", ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 8, No. 2, pp. 136-148, February, 2013.
- [MAH5-13] M. Mahmoudi, et al., "*MV/LV PDS transformers: Novel approach for the maximization of the preventive maintenance activities - a case study*", International Journal of Engineering and Technology, Vol. 5, No. 2, pp. 1035-1046, April-May 2013.
- [MAH-14] M. Mahmoudi, et al., "*A Maintenance Optimization Policy for an Electric Power Distribution System : Case of the HV/MV Substations*", Engineering, Vol. 6, pp. 236-253, April, 2014.

- [MAH1-15] M. Mahmoudi, et al., "Optimisation de la planification du plan de maintenance préventive d'un système électrique de distribution HTA, cas d'étude", 2^{ème} conf. Inter. CIGIMS'15, EST Fès, 21-23, Mai, Maroc, 2015.
- [MAH2-15] M. Mahmoudi, et al., "Towards an Integrated Approach of HV&MV circuit breakers optimization Maintenance Planning, a real case study", Int. J. Productivity and Quality Management, Vol. X, No (en cours).
- [NGY-81] D. Nguyen, et al., "Optimal preventive maintenance policies for repairable systems", Brisbane Operational research, 1981.
- [NAK-05] T. Nakagawa, "Maintenance theory of reliability", Springer series in Reliability Engineering, Verlag, London, UK, UK, 2005.
- [NIC-08] R. Nicolai, et al., "A review of multi-component maintenance", Complex System Maintenance Handbook ,Springer Series in Reliability Engineering, pp. 263-286, 2008.
- [NAK-09] T. Nakagawa, et al., "Summary of maintenance policies for a finite interval", Reliability Engineering & System Safety. Vol. 94, No. 1, pp. 89-96, 2009.
- [NCH-11] J.S. Nchos, "Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance", Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lyon, France, Mars 2011.
- [NGU-12] T.P.K. Nguyen, "Politiques de maintenance et d'investissement sous évolution technologique incertaine", Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Nantes, Novembre, 2012.
- [OSA-02] S. Osaki, "Stochastic Models in Reliability and Maintenance", 7th, Springer- Verlag, Germany, 2002.
- [OCN-08] A.B. Ocnasu, "Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales", Thèse de Doctorat, INP de Grenoble, France, Octobre, 2008.
- [ONE-12] ST ONEE/BE N° T61 – P61, "Disjoncteurs 72,5 kV", Édition 2012.
- [ONE-14] Rapport d'activités au titre de l'année 2014 - ONEE. En ligne sur <http://www.one.org.ma/>.
- [PIE-79] W.P. Pierskalla, et al., "A survey of maintenance models: the control and surveillance of deteriorating systems", Naval Research Logistic Quarterly, Vol. 23, No. 3, pp. 353-388, 1979.
- [PRO-08] Procédure technique ONEE/BE, "Procédure de maintenance des postes HTB/HTA et contrôle commande postes HTB/HTA, réseaux HTA, postes HTA/BT et réseaux BT", ONEE/BE, 16, Mai, 2008.
- [PAR-13] A. Parida, et al., "Methodology and theory: Development of a multi-criteria hierarchical framework for maintenance performance measurement", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 13, No. 3, pp. 4-24, 2013.
- [PET-13] H. Petersdorff, "Identifying and Quantifying Maintenance Improvement Opportunities in Physical Asset Management", PhD thesis, University of Stellenbosch, South Africa, December, 2013.
- [POM-15] A.V. Pompo, et al., "Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 136, pp. 101-108, April, 2015.
- [ROS-79] S. Ross, "Multivalued State Component Systems", Annals of probability, pp. 379-383, 1979.
- [REI-85] B. Reinschke, "System of elements with many states", Moscow: radio i SVYAZ, 1985.
- [RED-05] RED, "Systèmes de Gestion de la Maintenance des réseaux électriques, l'expérience de RED ELECTRICA DE ESP AÑA", RED ELECTRICA, 2005.
- [RIC-06] O. Richardot, "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée", Thèse de doctorat, INP de Grenoble, France, Octobre, 2006.
- [RIB-09] P. Ribot, "Vers l'intégration diagnostic/pronostic pour la maintenance des systèmes complexes", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France, Décembre, 2009.
- [RAN-12] D. Randrianarivo, "Modélisation des écoulements dans un disjoncteur haute tension", Thèse de Doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse, France, Septembre, 2012.
- [RUI-13] T. Ruin, "Contribution à la quantification des programmes de maintenance complexes", Thèse de doctorat, Université de Lorraine, France, Septembre, 2013.

- [SIM-94] A. Simpson, et al., "Genetic algorithms compared to other techniques for pipe optimization", Journal of Water Resources Planning and Management, Vol. 120, No. 4, pp. 423–443.
- [SCH-81] S.Y. Sherif, "Optimal maintenance models for system subject to failure, a review", Naval Research Logistic Quarterly, Vol. 25, 1981.
- [SCH-04] Z. Schreinerm, "Asset management optimization, a new approach to protection maintenance", 8th Conference on Developments in Power System Protection, pp. 289-294, Amsterdam, 5-8 April, 2004
- [SAT-04] N. Satti, et al., "Circuit Breaker and Transformer Inspection and Maintenance: Probabilistic Models", 8th Inter. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa University, September 12-16, 2004.
- [SAM-04] M. Samrout, et al., "The preventive maintenance cost minimization using genetic and ant colony algorithms", Inter. Conf. on Advances in maintenance and in modeling, simulation and intelligent monitoring of degradations, July, 2004.
- [SAP-05] A. Saphar, "Libération du secteur d'électricité marocain", mémoire de Mastère ISCAE, Maroc, 2005.
- [SAM-06] M. Samrout, et al., "Preventive maintenance optimization using ant colony algorithm", PSAM 8, Nouvelle-Orléans, USA, 2006.
- [SCH-06] J. Schneider, et al., "Asset management techniques", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 28, No. 9, pp.643-654, Novembre, 2006.
- [SIV-08] S.N. Sivanandam, et al., "Introduction to Genetic Algorithms", Springer-Verlag, Germany, 2008
- [SAP-11] M. Sépin, "Assessment of Power System Reliability Methods and Applications", Edition Springer - Verlag, London, 2011.
- [SCH-11] J. Schutz, et al., "Periodic and sequential preventive maintenance policies over a finite planning horizon with a dynamic failure law", Journal of Intelligent Manufacturing", Vol. 22, pp. 523-532, 2011.
- [SIM-11] J.M. Simões, et al., "A literature review of maintenance performance measurement. A conceptual framework and directions for future research", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 17, No. 2, pp. 116-137, 2011.
- [SZW-11] Y. Szwec, et al. "Pratiquer la comptabilité sur SAP, faire sans efforts sur SAP ECC6, les écritures comptable de base", 2^{ème} édition, Eric consulting, ISBN : 978-2-9536408-1-6, Paris, France, 2011.
- [SOR-11] W.I. Soro, "Modélisation et optimisation des performances et de la maintenance des systèmes multi-états", Thèse de Doctorat, Université de Laval, Canada, 2011.
- [SAK-12] A. Sakar, et al., "Maintenance Policies of Single and Multi-unit Systems in the Past and Present", International Journal of Current Engineering and Technology, Vol. 2, No. 1, March, 2012.
- [SAG-12] E. Saghatforoush, et al. "Assessment of Operability and Maintainability Success Factors in Provision of Extended Constructability Principles", 9th International Congress on Civil Engineering, May 8-10, 2012, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran.
- [SAR-12] A. Sarkar, et al., "Maintenance Policies of Single and Multi-unit Systems in the Past and present", International Journal of Current Engineering and Technology, Vol. 2, No. 1, pp. 196-205, March 2012.
- [STO-12] ST ONEE/BE N° D25 – L25, "Protection numérique des arrivées HTA", Édition Décembre 2012.
- [STO-13] ST ONEE/BE N° C60 – P60, "Protection numérique des transformateurs HT/MT", Édition Août 2013.
- [SIN-13] T. Sinkkonen, et al., "Modeling costs in maintenance networks", Journal of Quality in Maintenance Engineering, Vol. 19, No. 3, pp. 330-244, 2013.
- [STO-14] ST ONEE/BE N° C61 – P61, "Disjoncteurs HTA type intérieur", Édition Août 2014.
- [TSA-04] Y.T. TSAI, et al., "A study of availability - centered preventive maintenance for multi-component systems", Reliability Engineering and System Safety, Vol. 84, pp. 261-270, 2004.
- [TEC-05] Techniques de l'ingénierie, "Le Secteur électrique du monopole a la concurrence", D4007.
- [TIA-06] Z. Tianhai, et al., "The Optimal Rejuvenation Schedule Driven by Maintenance Cost in Application Server", Journal of Communication and Computer, Vol. 3, No. 8, USA, 2006.
- [THO-09] E. Thomas, "Contribution à la prise de décision dynamique en maintenance prévisionnelle par formalisation d'un principe d'opportunité", Thèse de doctorat, Université de Henri Poincaré, France, 2009.
- [TAG-12] S. Taghpour, et al., "Optimal inspection of a complex system subject to periodic and opportunistic inspections

- and preventive replacements", *European Journal of Operational Research*, Vol. 220, Iss. 3, pp. 649-660, August 2012.
- [YUN-13] W.Y. Yun, et al., "*Repair-Time limit replacement policies*", *Springer Series in Reliability Engineering*, London, UK, Vol. 9, pp. 101-121, 2013.
- [THI-13] H. Thies et al., "*A model to optimize CAPEX and OPEX for a given quality level*", 22nd International Conference on Electricity Distribution CIRED, Stockholm, Sweden, 10-13 June, 2013.
- [TOR-13] J.L. Torres, "*Vulnérabilité, interdépendance et analyse des risques de postes sources et des Modes d'exploitation décentralisés des réseaux électriques*", Thèse de Doctorat, INP Grenoble, Octobre, 2013.
- [TAN-13] C.H. Tan, et al., "*Energy flow models for the estimation of technical losses in distribution network*", *Proceeding on 4th International Conference on Energy and Environment*, 2013.
- [TAN-14] M. Tanwar, et al., "*Imperfect repair modeling using Kijima type generalized renewal process*", *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 124, Iss. pp. 24-31, April, 2014.
- [USH-00] I. Ushakov, "*The method of generalized generating sequences*", *European journal of operational research*, pp. 316-23, 2000.
- [UTE-11] En ligne sur <http://www.ute-fr.com>.
- [VIL-88] A. Villemeur, "*Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels*", Ed. Eyrolles, collection de la direction développement des compétences et formation de l'ONEE-BE, 1988.
- [VAL-89] C.F. Valdez, et al., "*A survey of preventive maintenance models for stochastically deteriorating single unit systems*", *Naval Research Logistic Quarterly*, Vol. 36, Iss. 4, pp. 419-446, 1989.
- [VRI-12] P. Vignat, et al., "*Génération d'indicateurs de maintenance par une approche semi-paramétrique et par une approche markovienne*", *Revue Sciences et Maintenance*, AFIM, pp. 1-28, Avril, 2012.
- [VIC-12] W.C. Vicente, "*Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes*", Thèse de doctorat, INP de Grenoble, France, Septembre, 2012.
- [WAN-02] K.H. Wang, "*A survey of maintenance policies of deteriorating systems*", *European journal of operational research*, Vol. 139, pp. 469-489, 2002.
- [WAN-06] H.Z. Wan, et al., "*Reliability and optimal maintenance*", *Springer series in Reliability Engineering*, Verlag, London, UK, 2006.
- [WOR-06] C.K. Wok, "*Sondage sur les outils d'analyse pour l'évaluation de l'intégration de la production distribuée dans les réseaux de distribution canadiens*", *Rapport Canmet ENERGIE*, Mai, 2006.
- [WAN-14] C.H. Wang, "*Optimizing bi-objective imperfect preventive maintenance model for series-parallel system using established hybrid GA*", *Journal of Intelligent Manufacturing*, Vol. 25, pp. 603-6016, June, 2014.
- [XIA-14] H. Xiao, "*Optimal allocation and maintenance of multi-state elements in SPS with common bus performance sharing*", *Computers & Industrial Engineering*, Vol. 72, pp. 143-151, June 2014.
- [YUX-10] Q. Yuxiang, et al., "*Imperfect preventive maintenance policy of deteriorating systems based on failure limit*", *proceeding on WASE International Conference*, Vol. 3, pp. 184-188, 14-15, August, 2010.
- [YUS-15] I. Yusuf, "*Availability modelling and evaluation of a repairable system subject to minor deterioration under imperfect repairs*", *IJMOR*, Vol. 7, No. 1, pp. 42-51, February, 2015.
- [ZHE-91] X. Zheng, et al., "*A maintenance policy for repairable systems based on opportunistic failure rate tolerance*", *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 40, No. 2, pp. 237-244, Jun, 1991.
- [ZWI-05] X. Zwingmann, "*Modèle d'évaluation de la fiabilité et de la maintenabilité au stade de la conception*", Thèse de Doctorat, ETS, Québec, Novembre, 2005.
- [ZIL-09] V. Zile, "*Modélisation et évaluation des stratégies de maintenance complexes sur des systèmes multi-composants*", Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Troyes, France, Janvier, 2009.
- [ZHE-11] J. Zhengyi, et al., "*An Optimization Opportunistic Maintenance Policy of Multi-Unit Series Production System*", *Advanced Materials Research*, Vol. 421, pp. 617-624, December, 2011.
- [ZEL-14] M. Zellagui, "*Impact des systèmes FACTS sur les performances des systèmes de protection appliqués au réseau de transport électrique en Algérie*", Thèse de Doctorat, Université de Batna, Algérie, Juin, 2014.



ANNEXES



" Une pensée n'est parfaite que lorsqu'elle est disponible, c'est-à-dire lorsqu'on peut la détacher et la placer à volonté "
Joseph JOUBERT (Moraliste et essayiste français du 19^{ème} siècle)

Annexes

ANNEXE I.1	<i>Chronologie de l'évolution du contexte législatif et réglementaire du secteur électrique au Maroc</i>	PAGE 1/2
<i>TABLEAU 1. Histoire du secteur de l'énergie électrique au Maroc</i>		
Année	Événement	
1963	Dahir 14 Rebia I – 1383 du 5 août 1963 portant création de l'ONE en tant qu'établissement public à caractère industriel et commercial doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière. L'ONE se voit confier le monopole de la production et du transport d'électricité ainsi que la distribution dans certaines grandes villes ainsi que dans les zones rurales.	
1965	Nationalisation et reprise par l'ONE de la SCE (<i>Société Chérifienne d'Énergie</i>) (<i>concession d'État pour la distribution de l'électricité en milieu rural</i>) et les petites concessions municipales opérant dans divers centres urbains dont notamment Agadir, Essaouira, Settat, etc.	
1973	Décret n° 2-73-533 du 3 Kaada 1393 (29 novembre 1973) approuvant le cahier des charges de l'ONE (<i>conditions techniques, administratives et financières relatives à l'exploitation des ouvrages de production, de transport et de distribution de l'électricité exploités par l'ONE placé sous la tutelle administrative et technique du Ministère de l'Energie et des Mines</i>).	
1975	Mise en place d'une CIER (<i>Commission Interministérielle de l'Electrification Rurale</i>).	
1978	Lancement du PNER (<i>Programme National d'Electrification Rurale</i>) visant à long terme l'électrification globale du Royaume.	
1982-95	Réalisation du PNER : 250000 foyers (TER (<i>Taux d'Électrification Rurale</i>) : 18%).	
1988	Mise en service de la 1 ^{re} interconnexion de 225 kV en courant alternatif entre les systèmes électriques Marocain (Poste 400/225 kV Oujda Est du Maroc) et Algérien (Poste 400/225 kV Ghazaouet) d'une capacité de transit de 640 MW, Cette liaison vient renforcer les 2 interconnexions 225 kV déjà existantes entre les 2 systèmes électriques et permet d'augmenter les échanges énergétiques entre le Maroc et l'Algérie.	
1991	L'ONE lance la construction de la centrale électrique Jorf Lasfar d'une capacité de 2x330 MW.	
1994	Décret-loi n° 2-94-503 du 16 Rebia II 1415 (23/09/1994) : il habilite l'ONE à passer des contrats, avec des opérateurs privés, pour la production d'électricité à des puissances maximales à 10 MW.	
1995	Décret n° 2-94-831 du 18 Chaabane 1415 (20/01/1995) fixant les attributions et l'organisation du Ministère de l'énergie et des mines.	
1996	Lancement du PERG (<i>Programme d'Electrification Rurale Global</i>) 1&2 pour généraliser l'accès à l'électricité sur tout le territoire national.	
1997	L'activité de distribution peut désormais être confiée au secteur privé (Gestion déléguée).	
1997	Signature du contrat de concession BOT (<i>Build Operate and Transfer</i>) (un modèle de PPP (<i>Partenariats Publics-Privés</i>)) entre l'ONE et le consortium Américano-Européen (<i>CMS-ABB</i>) avec garantie d'achat (<i>PPA</i>) donnant à ce consortium la jouissance de produire l'électricité à la centrale thermique Jorf Lasfar et gérer la centrale de JORF LASFAR pour une durée de 30 ans d'une capacité de 2x330 MW et 2x348 MW. Une société de droit privé, JLEC (<i>Jorf Lasfar Energy Company</i>) a été constituée.	
1997	Signature du second contrat BOT entre l'ONE et le consortium composé de d'EDF (<i>Électricité de France</i>), P.A.I (<i>Paribas Affaires Industriels</i>) et GERMA (<i>Cabinet Jean Michel GERMA, cabinet d'ingénieurs conseils spécialisé en énergies renouvelables</i>) avec PPA donnant à ce consortium la jouissance de produire l'électricité depuis le parc Eolien Koudia EL Baïda à Tétouan d'une capacité de 50,4 MW. Une société de droit marocain, CED (<i>Compagnie Électrique du Déroit</i>) a été constituée, cette société a été acquise depuis 2008 par le groupe français THEOLIA.	
1998	Arrêté du Ministre Délégué Auprès du Premier Ministre chargé des Affaires Générales du Gouvernement n° 1557-98 du 22 Rabii I 1419 (17 Juillet 1998) réglementant les structures tarifaires et les tarifs de vente de l'énergie électrique aux clients.	
1998	Mise en service de la 1 ^{re} IMS (<i>Interconnexion Maroc Espagne</i>) d'une capacité de transit de 700 MW reliant la station d'interconnexion Ferdioua au poste 400 /225 kV Melloussa au Nord du Maroc (ONE) et la station Tarifa au poste 400/225 kV Puerto de la Cruz au Sud de l'Espagne (<i>RED Electrica</i>).	
1999	Adhésion de L'ONE au marché OMEL (<i>Operador del Mercado Iberico de Energia</i>).	
2001	Adoption du schéma de modernisation du service public et d'ouverture partielle et progressive du marché de l'électricité à la concurrence suite à la décision prise par le conseil d'Administration de L'ONE.	
2002	Lancement du PERG 3 (TER : 77%). La microcentrale hydraulique d'Askaw a été mise en service en 2002.	
2004	Baisse des tarifs HTVA de vente de l'électricité, accompagnée d'une réforme de la fiscalité sur l'électricité.	
2004	Lancement du PERG 4 (1 ^{re} phase (TER : 87%)). La microcentrale hydraulique d'Oum Errabiï a été mise en service en 2004. D'une puissance de 220 kW, elle permet d'alimenter 18 douars, soit 556 foyers.	

ANNEXE I.1	Chronologie de l'évolution du contexte législatif et réglementaire du secteur électrique au Maroc	PAGE 2/2
2006	20 Juin 2006, la mise en service de la 2 ^{ème} IMS sous-marin d'une longueur de 28 km en courant alternatif de tension 400 kV, reliant le poste de Melloussa au Maroc à Pinar Del Rey en Espagne qui a permis de faire passer la capacité physique de transit de l'IMS, de 700 à 1400 MW et la capacité d'échange commercial de 400 MW à 1400 MW.	
2006	Lancement du PERG 4 (2 ^{ème} phase ;TER : 93%).	
2007	Lancement du PVER (Plan de Valorisation de L'Électrification Rural), (à fin 2013 le TER est de l'ordre de 98,51 %). La microcentrale hydroélectrique MAASSER d'une puissance de 100 kW pour l'alimentation électrique en réseau décentralisé de 15 villages dans les communes rurales EL MERS, SKOURA MDES et AIT LMANE de la Province de BOULMANE.	
2008	Lancement du Plan National des Énergies Renouvelables et Efficience Énergétique, pour ainsi couvrir 15% des besoins énergétiques domestiques du pays au moyen des énergies renouvelables, et augmenter des stratégies visant l'épargne énergétique.	
2008	Adoption de la Loi 16-08 augmentant la limite pour l'auto-génération des zones industrielles de 10 MW à 50 MW. Cette loi modifie le Décret 1963, qui attribuait à l'ONEE-BE le monopole de toute la génération supérieure à 10 MW.	
2009	Mise en service de la 3 ^{ème} interconnexion de 400 kV double terre sur une longueur de 250 km entre les systèmes électriques Marocain (Poste 400/225 kV Bourdim Est du Maroc) et Algérien (Poste 400/225 kV Hasi Ameur) d'une capacité de transit de 1700 MW, Cette liaison vient renforcer les 2 interconnexions 225 kV déjà existantes entre les 2 systèmes électriques et permet d'augmenter les capacités échanges énergétiques entre le Maroc et l'Algérie à 2400 MW.	
2009	Loi 13-09 pour la promotion du développement des énergies renouvelables, fournissant un cadre légal pour les promoteurs et les investisseurs dans des projets d'énergie renouvelable. Cette loi ne limite pas la capacité installée par projet ou par type d'énergie, et elle fournit un cadre légal pour la génération d'énergie propre. 1. Loi 16-09 qui établit la création d'ADEREE ; Loi 57-09 qui établit la création de MASEN ; 2. Création de la SIE ; la création en 2009, d'IRESEN.	
2009	Lancement le Plan Solaire Marocain, une stratégie nationale pour développer le secteur de l'énergie solaire au Maroc. Le Plan constitue l'un des plus grands projets d'énergie solaire du monde, et on estime un investissement de 9 milliards de dollars. MASEN est structurée sous la forme d'un partenariat public-privé est chargée de l'exécution de ce projet moyennant le développement de projets de centrales solaires et la proposition des plans régionaux et nationaux d'énergie solaire.	
2011	Adoption de la loi n°47-09 sur l'efficacité énergétique. La loi n°47-09 encourage l'utilisation de chauffe-eaux solaires et d'ampoules à basse consommation.	
2011	Dahir n°1-11-160 du 1 ^{er} al kaada 1432 (29 septembre 2011) portant promulgation de la loi l'n° 40-09 relative à l'Office national de l'électricité et de l'eau potable "O.N.E.E"(regroupement des activités de L'ONE et de L'ONEP au sein d'un même établissement public doté de la personnalité morale et de l'autonomie de financement).	
2012	Signature des documents relatifs au financement, à la construction et à l'exploitation de la 1ère centrale du Complexe solaire d'Ouarzazate NOOR I.	
2012	Projet de loi (n°86-12) relative aux contrats de partenariat public-privé PPP.	
2013	Signature des documents relatifs au financement, à la construction et à l'exploitation de la 2 ^{ème} et la 3 ^{ème} centrale du Complexe solaire d'Ouarzazate NOOR II et NOOR III.	
2014	Signature du contrat programme entre l'état marocain et l'ONEE	
2015	L'autorité nationale de régulation de l'électricité sera installée fin 2015 (loi 48-15). Cette autorité indépendante aura pour objectif de veiller au respect des règles en vigueur, pour maintenir la viabilité concurrentielle des opérateurs sur les marchés électriques et gaziers et définir les tarifs et les conditions d'accès au réseau de transport et aux interconnexions (http://www.mem.gov.ma).	

Les parties à caractère public et privé qui interviennent dans le secteur de l'énergie électrique sont :

1. Le MEMEE (http://www.mem.gov.ma) qui a pour mission d'élaborer et de mettre en œuvre la politique énergétique nationale, il assure également la tutelle technique de l'ONEE-BE.
2. Le MI (Ministère de l'Intérieur) qui, au travers de la Direction des Régies et Services Concédés, assure la tutelle des Régies municipales et contrôle les concessions de distribution.
3. Le MEF (Ministère de l'Economie et des Finances) exerce le contrôle financier de l'ONEE-BE et des régies de distribution.
4. Le MAGG (Ministère des Affaires Générales et de la Gouvernance) soumet à approbation les tarifs d'électricité étudiés par la Commission Interministérielle des prix regroupant les différents départements ministériels et organismes concernés.
5. ONEE-BE.
6. MASEN (Moroccan Agency for Solar Energy, http://www.mem.gov.ma), agence publique en charge du développement des projets solaires sous la tutelle du MEMEE.
7. La SIE (Société d'Investissements Énergétiques, http://www.mem.gov.ma) qui participe au développement des projets énergétiques à travers l'octroi d'un financement partiel par l'Etat sous forme d'une participation directe au capital ou par un investissement effectué par un partenaire financier dans le capital de la société de projet sous la tutelle du MEMEE.
8. L'ADEREE (Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique, http://www.mem.gov.ma) est l'acteur principal du Programme d'Efficacité Énergétique à destination des entreprises sous la tutelle du MEME.
9. L'IRESEN (Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles, http://www.mem.gov.ma) sous la tutelle du MEMEE.

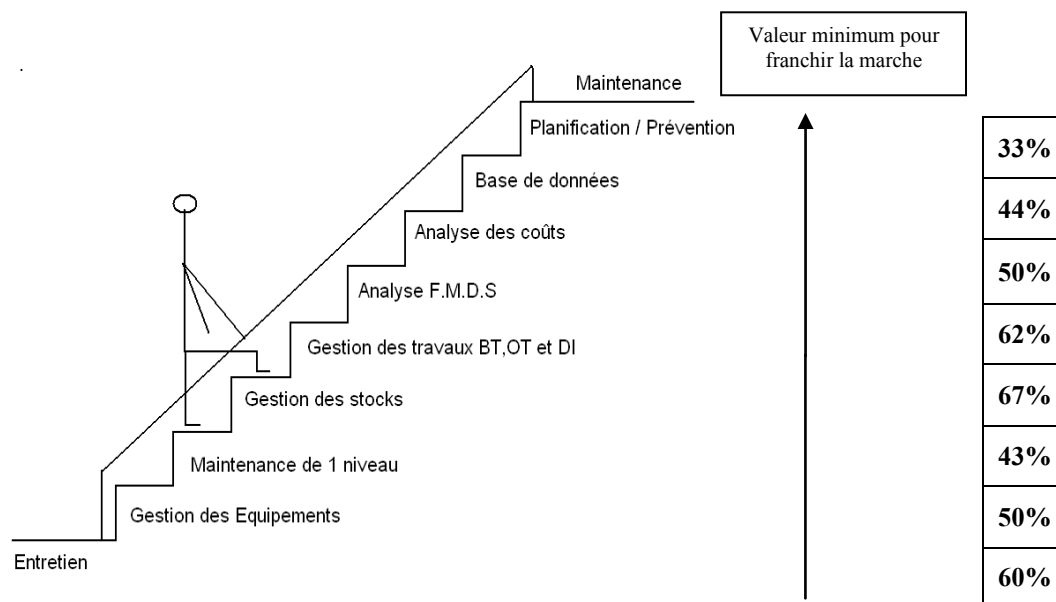
■ Méthodologie

Le traitement des données correspond a permis de hiérarchiser les activités et de définir pour chaque marche le niveau minimum à atteindre pour avoir une maintenance efficace et ainsi mettre en place avec succès des outils informatiques. L'application de la méthode ADEPA-CETIM s'appuie sur l'évaluation de 8 marches présentées précédemment de la fonction maintenance par un questionnaire constitué de 8 fiches et rempli par les responsables du service maintenance sur lequel on effectue cet audit.

Les marches qui illustrent les différentes activités du service sont :

- | | |
|---------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Gestion des équipements | 5. Analyse FMDS |
| 2. Maintenance 1 ^{er} niveau | 6. Analyse des coûts |
| 3. Gestion de stock | 7. Bases de données |
| 4. Gestion des travaux | 8. Planification / prévention |

FIGURE 1 : La montée de Monsieur Maintenance, une démarche avec marches



Le tableau ci-dessous illustre les seuils minimaux, à atteindre pour garantir une bonne gestion de la maintenance.

Tableau 1 : Les seuils minimaux de diagnostic la maintenance

ÉTAPE	ACTIVITES	NIVEAU D'ACTIVITE REQUIS
1	Gestion des équipements	60%
2	Maintenance 1 ^{er} niveau	50%
3	Gestion de stock	43%
4	Gestion des travaux	67%
5	Analyse FMDS	62%
6	Analyse des coûts	50%
7	Bases de données	44%
8	Planification / prévention	33%

■ Principe d'utilisation de la méthode

Le principe de la démarche se base sur l'utilisation des documents suivants :

- Huit fiches d'enquêtes ;
- Huit grilles de correction ;
- Un graphe en « radar » pour synthétiser les résultats.

ANNEXE III.1	La méthodologie ADEPA-CETIM	PAGE 2/2
▪ Fiches d'enquête Ces fiches doivent être remplies en fonction de la situation existante et non celle envisagée. Chaque fiche comprend trois parties principales (cf. annexe III.2) : • La partie supérieure : contient le titre et le numéro de la marche. • La partie intermédiaire : constitue la grille d'enquête, sur chaque ligne de la grille, on repère : ✓ Un numéro associé à chaque affirmation ; ✓ Une affirmation ; ✓ Quatre possibilité de réponse dont seulement la bonne est à cocher. La réponse peut être : ✓ Vraie : pour une affirmation exacte et toujours vérifiée ; ✓ Plutôt vraie : pour une affirmation exacte mais pas toujours vérifiée ; ✓ Plutôt fausse : pour une affirmation fausse mais vérifiée parfois ; ✓ Fausse : pour une affirmation fausse et jamais vérifiée. • La partie inférieure : réservée à l'évaluation en se basant sur les grilles de correction. NB : Il est préférable de ne cocher aucune case s'il est impossible de répondre. Et si le nombre de cases non cochées est supérieure ou égale au quart du nombre total des affirmations, la marche en question est éliminée, son poids est donc égal à zéro. ▪ Fiches de correction A chaque fiche d'enquête correspond une grille de correction. Pour corriger, il suffit de regarder où se situe la case cochée (en termes de couleur et de points) et d'établir le score de chaque marche comme suit : • Compter sur la grille de correction le nombre de croix dans les cases de type :  ✓ Sélectionner sur la fiche d'enquête «Éliminatoire» s'il existe au moins une croix dans une telle case ; sinon, sélectionner «Non Éliminatoire», Noter dans le 1^{er} cas seulement le(s) numéro(s) de(s) affirmation(s) correspondante(s). • Compter le nombre de croix dans les cases de type :  ✓ Sélectionner sur la fiche d'enquête « Éliminatoire » si ce nombre est supérieur à celui indiqué entre () ; sinon, sélectionner « Non Éliminatoire », ✓ Noter dans le 1^{er} cas seulement le(s) numéro(s) de(s) affirmation(s) correspondante(s). • Compter le nombre de croix dans les cases de type :  ✓ Il n'existe pas de critère d'élimination pour ces cases. • Totaliser le nombre de points (noté P) en additionnant les nombres de croix par colonne multiplié par des coefficients de pondération. Pour chaque affirmation vraie, on comptera : 1, plutôt vraie, 0.7, plutôt fausse 0.3 et 0 pour fausse. • Choisir la catégorie de chaque marche en fonction des points (P) : ✓ Pour des affirmations non notées on compte 0.5 ; ✓ Si plus d'un quart des affirmations d'une marche n'est pas rempli, on l'abandonne et on compte 0 lors du report sur le graphe en radar. ▪ Graphe en Radar Ce graphe comprend huit axes, chacun présente une marche. Il faut donc reporter à chaque branche le total des points correspondants. La zone rouge représente la zone minimale au-dessus de laquelle les marches sont considérées comme maîtrisées. ▪ Conclusion et stratégie d'amélioration Dans le cas où un critère «Éliminatoire» aurait été sélectionné, il faut obligatoirement voir les points de faiblesse concernés. Suivant la catégorie de la marche, on conclut sur sa performance : ✓ Catégorie 1 : marche très bien maîtrisée ; ✓ Catégorie 2 : marche suffisamment maîtrisée pour accomplir son rôle, mais on peut l'améliorer ; ✓ Catégorie 3 : marche moyennement maîtrisée, il faut rétablir les centres de faiblesse ; ✓ Catégorie 4 : marche non maîtrisée pour satisfaire son rôle, il faut la revoir point par point		

ANNEXE III.2

Diagnostic de la fonction maintenance
Marche N°1 : GESTION DES EQUIPEMENTS

PAGE 1/1

AFFIRMATION CONCERNANT LA GESTION DES EQUIPEMENTS		Vraie	Plutôt vraie	Plutôt Fausse	Fausse
101	On a un inventaire par emplacement, ligne, des équipements.		X		
102	Cet inventaire est tenu à jour (<i>modifications, suppressions, ajouts, etc.</i>).			X	
103	Il existe une codification qui découpe les équipements jusqu'à la pièce de rechange.			X	
104	Pour chaque équipement on connaît les conditions de bon fonctionnement.		X		
105	Pour chaque équipement on connaît les conditions d'intervention.		X		
106	Pour chaque équipement on connaît les pièces de rechange nécessaires.		X		
107	Pour chaque équipement on connaît les outillages nécessaires.	X			
108	Pour chaque équipement on connaît l'historique des travaux.			X	
109	Les codes (<i>équipement /sous ensemble/ pièce</i>) sont facilement visibles.				X
110	Pour chaque équipement on possède les plans et schémas à jour.		X		
111	Il est possible de retrouver rapidement les interventions réalisées sur un équipement.				X
112	Pour chaque équipement on connaît le degré d'urgence de réparation.		X		
113	Les historiques sont analysés au moins une fois par an.				X
114	Chaque équipement possède un numéro d'identification unique.	X			
115	Chaque équipement possède un dossier technique.		X		

Partie réservée à l'évaluation :

	/ 5	Éliminatoire	Non Éliminatoire	N:
	1 / 5	Éliminatoire (> 2)	Non Éliminatoire	N:
	/ 15			

Points (P): 7.8/15: Catégorie (P>13); Catégorie 2 (13≥P>11.3); **Catégorie 3** (11.3≥P>6); Catégorie 4 (6≥P)

Grille de correction de la marche gestion des équipements

Affirmation	Grille de correction				Note	Éliminatoire	
	Vraie	Plutôt Vraie	Plutôt fausse	Fausse		1 ^{er} niveau	2 ^{ème} niveau
101					0.7/1		
102					0.3/1		X
103					0.3/1	X	
104					0.7/1		
105					0.7/1		
106					0.7/1		
107					1/1		
108					0.3/1	X	
109					0/1		X
110					0.7/1		
111					0/1		X
112					0.7/1		
113					0/1		
114					1/1		
115					0.7/1		
Catégorie	→ Cet item est en catégorie 3				7.8/15	OUI	OUI

Commentaire(s) :

- a- Travaillez sur les points éliminatoires de 1^{er} niveau ! Un effort certain est à fournir.
b- Votre note ne reflète pas votre maîtrise tant qu'il reste des points éliminatoires de premier niveau !

ANNEXE IV.1

Fiche de visite & Contrôle L-HTA aérienne

PAGE 1/1

Acteurs					
Actions		Visite de contrôle et analyse des résultats			
Périodicité		Hebdomadaire pendant 4 mois			
Outils de contrôle		Objet du contrôle : ETAT DES ACTIFS LIGNE HTA			
✓ Fiches de visite et contrôle ✓ Appareils de mesure ✓ Caméra infrarouge	✓ Jumelles ✓ Schémas ✓ Plans	■ Support HTA ■ Massifs ■ Armements ■ IACM	■ Câble ■ Portée ■ Ecartement ■ Elagage	■ Retournement ■ Inclinaison ■ Corps étranger ■ Isolateurs	■ État des DDA ■ État des DDS
Objectifs					
• Les fiches de contrôle signées par le responsable de l'EQOM doivent être remises à la hiérarchie une fois l'opération de la visite de contrôle achevée ; • Vérification et analyse par la hiérarchie des résultats de la visite ; • Projection de la reprise des anomalies ; • Préparation des plans d'actions ; • Expression du besoin en CAPEX.					

DP			Agence de Services		
Poste source HTB/HTA		Nom du départ		Longueur en Km	
		Tronçon de ligne			
Zone					
Givrable		Non Givrable		Vent violent	Vent normal
Section					
148,1 mm ² Alu		75,5 mm ² Alu		34,4 mm ² Alu	59,7 mm ² Alu-acier
147,1 mm ² Almélec-acier		43,1 mm ² Almélec-acier		27,8 mm ² Alu-acier	

Diagnostic

Support MT								
	Support HTA	Incliné	Oui	N°		Non		
		Fléché	Oui	N°		Non		
		Ebréché	Oui	N°		Non		
		Endommagé	Oui	N°		Non		
		Pylône tordu	Oui	N°		Non		
Massif								
	Massif	Dégradé	Oui	N°		Non		
	Armement	Tordu	Oui	N°		Non		
		Desserrée	Oui	N°		Non		
	IACM	Shunté	Oui	N°		Non		
		à entretenir	Oui	N°		Non		
		à remplacer	Oui	N°		Non		
		Isolateur						
		Cassé	Oui	N°		Non		
		Ebréché	Oui	N°		Non		
		Perforé	Oui	N°		Non		
	Câble	Présence de coque	Oui	N°		Non		
		Brin coupés	Oui	N°		Non		
	Portée							
		Portée	Excessive	Oui	N°		Non	
Ecartement		Satisfaisant	Oui	N°		Non		
Elagage		Existant	Oui	N°		Non		
Retournement		Existant	Oui	N°		Non		
Inclinaison		Existant	Oui	N°		Non		
Corps étranger		Existant	Oui	N°		Non		
DDA		État bon	Oui			État mauvais		
OCR								
	DRR	N°	Remarques générales					
	IAT-CT	N°						
	IAT	N°						

ANNEXE IV.2

État synthèse des travaux prévus à inscrire dans le PMPA L-HTA SEXO- Exercice 2012

PAGE 1/1

Nature d'opération	Action	Équipe	Opérations et tâches	Nombre prévu	Action	Équipe	Opérations et tâches	Nombre prévu
Travaux avec IP	Pose composite	EQO N°1	Pose isolateur composite	25	Renforcement Bretelles	EQO N°1	Bretelles à redresser	80
		EQO N°2		25		EQO N°2		0
		EQO N°3		0		EQO N°3		0
		Total	Pose isolateur composite	50		Total	Bretelles à redresser	80
	Pose parafoudres	EQO N°1	Pose parafoudres	39	Remplacement isolateur rigide par suspendu	EQO N°1	Remplacement rigide par suspendu	33
		EQO N°2		12		EQO N°2		0
		EQO N°3		15		EQO N°3		0
		Total	Pose parafoudres	66		Total	Remplacement rigide par suspendu	33
	Réglage flèche	EQO N°1	Réglage flèche	4	Remplacement boîtes d'extrémité vétuste	EQO N°1	Remplacement boîtes d'extrémité vétuste	36
		EQO N°2		6		EQO N°2		8
		EQO N°3		2		EQO N°3		6
		Total	Réglage flèche	12		Total	Remplacement boîtes d'extrémité vétuste	50
	Pose contre-poid	EQO N°1	Pose contre-poid	20	Pose DDA	EQO N°1	Pose DDA	10
		EQO N°2		32		EQO N°2		0
		EQO N°3		10		EQO N°3		0
		Total	Pose contre-poid	62		Total	Pose DDA	10
	Pose IACM	EQO N°1	Pose IACM	21	Remplacement blocs par manchon	EQO N°1	Remplacement blocs par manchon	8
		EQO N°2		7		EQO N°2		3
		EQO N°3		5		EQO N°3		0
		Total	Pose IACM	33		Total	Remplacement blocs par manchon	11
	Remplacement isolateurs cassés	EQO N°1	Remplacement isolateurs cassés	25	Injection H61	EQO N°1	Injection PT H61	2
		EQO N°2		20		EQO N°2		0
		EQO N°3		15		EQO N°3		0
		Total	Remplacement isolateurs cassés	60		Total	Injection PT H61	2
	Entretien IACM	EQO N°1	Entretien IACM	25	Installation des OCR	EQO N°1	Installation OCR	1
		EQO N°2		20		EQO N°2		2
		EQO N°3		15		EQO N°3		1
		Total	Entretien IACM	60		Total	Installation OCR	4
	Élagage arbre	EQO N°1	Élagage arbre	36	Lavage Hors tension LHTA	EQO N°1	Lavage hors tension	2
		EQO N°2		27		EQO N°2		1
		EQO N°3		10		EQO N°3		2
		Total	Élagage arbre	73		Total	Lavage hors tension	5
	Remplacement isolateur SBA	EQO N°1	Remplacement isolateur SBA	58	Renforcement portée aérienne	EQO N°1	Renforcement portée	2
		EQO N°2		15		EQO N°2		0
		EQO N°3		10		EQO N°3		1
		Total	Remplacement isolateur SBA	83		Total	Renforcement portée	3
	Réparation câble	EQO N°1	Réparation câble	10	Réception des ouvrages PERG	EQO N°1	Réception des ouvrages PERG	6
		EQO N°2		4		EQO N°2		28
		EQO N°3		6		EQO N°3		9
		Total	Réparation câble	20		Total	Réception des ouvrages PERG	43
	Remplacement poteaux en mauvais état	EQO N°1	Remplacement poteaux en mauvais état	15	Réception des ouvrages hors PERG	EQO N°1	Réception des ouvrages hors PERG	37
		EQO N°2		10		EQO N°2		27
		EQO N°3		5		EQO N°3		5
		Total	Remplacement poteaux en mauvais état	30		Total	Réception des ouvrages hors PERG	69
	Visites montée	EQO N°1	Lignes HTA	20	Visite par caméra Infrarouge	EQO N°1	Lignes HTA	40
		EQO N°2		10		EQO N°2		25
		EQO N°3		10		EQO N°3		20
		Total	Visites montée	40		Total	Visites par caméra infrarouge	85
Travaux sans IP	Visites au sol	EQO N°1	Lignes HTA	900				
		EQO N°2		565				
		EQO N°3		360				
		Total	Visites au sol	1825				
	Entretien DDA	EQO N°1	Entretien DDA	25				
		EQO N°2		10				
		EQO N°3		10				
		Total	Entretien DDA	45				

ANNEXE IV.3		Le potentiel des EQOM L-HTA				PAGE 1/1
Effectif	Fonction	jours congé + maladie+ formation & sécurité	Total congé	Féerie	Samedi et Dimanche	Jours de travail (Total heures productifs)
EQOM N°1 maintenance des L-HTA alimentant la Préfecture d'OUJDA						
AGENT N°1	Chef d'équipe	26+1+3	30	14	104	217
AGENT N°2	Monteur de ligne	26+1+3	30	14	104	217
AGENT N°3	Monteur de ligne	26+30+56	56	14	104	191
AGENT N°4	Monteur de ligne	26+6+1+3	36	14	104	211
AGENT N°5	Contremaître	26+6+1+3	36	14	104	211
Potentiel de l'équipe en jours			188			619
Potentiel de l'équipe en HMO						4952
EQOM N°2 maintenance des L-HTA alimentant la province JERADA						
Effectif	Fonction	jours congé + maladie+ formation & sécurité	Total congé	Féerie	Samedi et Dimanche	Jours de travail (Total heures productifs)
AGENT N°1	Monteur de ligne	26+2+1+3	32	14	104	215
AGENT N°2	Chef d'équipe	26+1+3	30	14	104	217
Potentiel de l'équipe en jours			62			215
Potentiel de l'équipe en HMO						1720
EQOM N°3 maintenance des L-HTA alimentant la province BOUARFA						
Effectif	Fonction	jours congé + maladie + formation & sécurité	Total congé	Féerie	Samedi et Dimanche	Jours de travail (Total heures productifs)
AGENT N°1	Monteur de ligne	26+1+3	30	14	104	217
AGENT N°2	Monteur de ligne	26+1+3	30	14	104	217
AGENT N°3	Contremaître	26+1+3	30	14	104	217
Potentiel de l'équipe en jours			90			434
Potentiel de l'équipe en HMO						3472

ANNEXE IV.4

Timing des travaux de maintenance par type d'opération

PAGE 1/1

Exemple de timing des travaux de maintenance par type d'opération avec toutes les mesures de sécurité prise par les agents

Désignation de l'opération	Actif	Type	Durée des travaux minimum	Durée des travaux maximum	Observation
Remplacement d'un isolateur suspendu	Isolateur	F4R - F12R - SBA composite	15 mn	20 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'un isolateur suspendu		F12R - composite	20 mn	25 mn	Section 59,7 à 148 ALM
Remplacement d'un isolateur suspendu armement Q ou Drapeau		Isobloc	30 mn	25 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'un isolateur suspendu sur armement nappe voûte		F4R - F12R - SBA - Composite N°11	15 mn	20 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'un isolateur sur armement nappe voûte		F12 R - composite N°16	20 mn	25 mn	Section 59,7 à 148 Alec
Remplacement isolateur rigide sur poteau béton ou pylône		HT32- HT 36	20 mn	25 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement isolateur rigide sur poteau bois		HT32- HT 36	20 mn	25 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'isolateur d'ancrage sur armement fut ou drapeau		F4R - composite N°11	20 mn	25 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'isolateur d'ancrage sur armement fut, Q ou drapeau		F12 R - composite N°16	25 mn	30 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'isolateur d'ancrage sur armement horizontales		F4R - composite N°11	25 mn	30 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Remplacement d'isolateur d'ancrage sur armement horizontales		F12 R - composite N°16	30 mn	35 mn	Section 59,7 à 148 ALM
Remplacement d'isolateur d'ancrage sur portique		F4R - F12R - composite	35 mn	45 mn	Section 59,7 à 148 ALM
Remplacement d'un interrupteur (dépose, pose et réglage)	IACM	Différents type	2 h	4 h	Selon les contraintes de desserrage des boulons (oxydé ou non)
Entretien et réglage interrupteur avec isolateurs cassés			1h 30 mn	3 h	Selon les contraintes de réglage et de desserrage
Injection d'un IACM			4 h	5h	Selon les contraintes
Remplacement blocs par manchon	Câble		20 mn	35 mn	Selon les contraintes
Élagage portée d'un arbre		Eucalyptus - cyprès	20 mn	45 mn	Selon l'accès facile et voisinage des conducteurs
Dépose d'un fil de fer		Fil de fer ou corps étrangers	10 mn	30 mn	Contrainte: fil de fer soudé nécessitant la descente du câble
Réparation câble rompu faible section		Section 34, 4, 75,5ALM à 59,7 Al AC	1h	1h 30 mn	Selon la portée et les obstacles
Réparation câble rompu forte section		Supérieure à 75,5 ALM	1h 30 mn	2 h 30 mn	Selon la portée et les obstacles
Réparation câble rompu forte section 147 ,1 AL AC		147,1 AL AC	2h 30	3h 00 mn	Selon la portée et les obstacles
Réparation des brins coupés par L-HTA		Section 34, 4, 75,5ALM à 59,7 Al AC	20 mn	1h00 mn	Selon la portée et le lieu de rupture des brins : parfois nécessite déconnexion et descente du câble
Réglage des flèches des conducteurs		Flèche moyenne	25 mn	50 mn	Section 34,4 ALM à 59,7 Al AC+75.5ALM
Réglage des flèches des conducteurs		Flèche moyenne	40 mn	1h	Section 59,7 à 148 ALM
Réparation bretelles		Bretelle	15 mn/bretelle	20 mn	Selon les contraintes
Réglage des flèches des conducteurs		Flèche moyenne	2h	5h	Selon les contraintes
Remplacement boites d'extrémité vétuste			30 mn	45 mn	Selon les contraintes
Pose DDA	DDA	Différents type agréées	15 mn	20 mn	Selon les contraintes
Entretien DDA	DDA	Différents type agréées	15 mn	30 mn	Selon les contraintes

EQOM L-HTA	L-HTA / Commune	Tronçon L-HTA concerné	Opération	Nombre	TP en mn	TR en mn	PR en mn	Durée total en mn	
EQO 3	FIGUIG-C.SECTIO 1	Support N°2 - support N°11	Réglage flèche	2	600	120	40	760	
	TOTAL			2	600	120	40	760	
	BNI TADJIT_TALSINT	PT AIT YAACOUB	Pose parafoudres	3	180	480	40	700	
	BNI TADJIT_CENTRE	PT GROU		3	180	360	40	580	
	BOUANANE_CENTRE	PT AOURIR		3	180	180	40	400	
	BOUARFA_CITE MINE	Ligne principale Inter 1/33 vers PT centre		3	180	40	40	260	
	BOUARFA_PROVINCE	LP Inter N°21		3	180	40	40	260	
	TOTAL			15	900	1100	200	2200	
	BNI TADJIT_CENTRE	TAMASLAMT	Pose contre-poid	6	150	600	60	810	
	BOUARFA_CITE MINE	ONCF_ BNI GUIL		4	100	40	60	200	
	TOTAL			10	250	640	120	1010	
	BOUARFA_CITE MINE	Inter N°13/10 PT garre ferroviere	Pose IACM	1	300	40	40	380	
	BOUARFA_PROVINCE	Inter N°9/14 PT Lycée		1	300	40	40	380	
	BNI TADJIT_CENTRE	LP Inter 3		1	300	360	40	700	
	TENDRARA_CENTRE	Inter N°9/17 PT Gara		1	300	300	40	640	
	BNI TADJIT_TALSINT	Dérivation PT Aafia		1	300	440	40	780	
	TOTAL			5	1500	1180	200	2880	
	FIGUIG-C.SECTIO 2	Dérivation PT Sidi abdelkader 2	Elagage arbre	3	135	120	40	295	
	BOUANANE_CENTRE	KSAR TAKOUNIT		4	360	180	40	580	
	BNI TADJIT_TALSINT	Dérivation Ait aamar		3	405	440	40	885	
	TOTAL			10	900	740	120	1760	
	BNI TADJIT_TALSINT	Ligne principale	Remplacement isolateurs cassés	10	250	440	120	810	
	BOUARFA_CITE MINE	Ligne principale		5	125	40	90	255	
	TOTAL			15	375	480	210	1065	
	FIGUIG-C.SECTIO 1	Inter N°1/10 PT nakhil	Entretien IACM	1	180	120	40	340	
	BOUARFA_PROVINCE	Inter N°1/28 Forage ONEP		1	180	40	30	250	
		Inter N° 39		1	180	40	30	250	
		Inter N° 45		1	180	40	30	250	
	BNI TADJIT_TALSINT	Inter 3/7		1	180	480	30	690	
	TENDRARA_METARKA	Inter 270		1	180	480	30	690	
	BOUANANE_CENTRE	Inter 1/12 vers ksar aamar		1	180	180	30	390	
	BOUARFA_CITE MINE	Inter N°1 bis Lp		1	180	40	30	250	
	BOUARFA_PROVINCE	Inter N° 1/9 vers lot EL wahda		1	180	40	30	250	
	FIGUIG-C.SECTIO 2	Inter N°5/1 vers PT baghdad 2		1	180	120	60	360	
		Inetr 1/1 PT baghdad		1	180	120	60	360	
	BOUARFA_CITE MINE	Inetr N°1/13 vers PT cite de la mine		1	180	40	35	255	
		Inter N°3 /2/20 vers PT point d'eau		1	180	40	35	255	
	FIGUIG-C.SECTIO 1	Inter N°1/2 vers PT aabou lakhhal		1	180	120	45	345	
	BOUARFA_CITE MINE	Point de sectionnement N°1		1	180	40	30	250	
	TOTAL			15	2700	1940	545	5185	
	BOUARFA_PROVINCE	Ligne principale	Remplacement isolateur SBA	10	200	40	120	360	
	TOTAL			10	200	40	120	360	
	BOUARFA_CITE MINE	Dérivation RTM	Réparation câble	6	540	40	240	820	
	TOTAL			6	540	40	240	820	
	BOUARFA_PROVINCE	Support N°21	Remplacement boites d'extrémité vetuste	3	135	40	60	235	
	BOUARFA_CITE MINE	PT Centre		3	135	40	60	235	
	TOTAL			6	270	80	120	470	
	BOUARFA_CITE MINE	Dérivation RTM	Renforcement porté	1	300	40	60	400	
	TOTAL			1	300	40	60	400	
	COMMUNE BNI TADJIT	SNAM	Réception des ouvrages PERG	1	960	480	240	1680	
		BAIN RICHKOL		1	90	360	60	510	
		TIMKDAM		1	360	480	120	960	
		AIT SBAA JDIDA		1	180	480	60	720	
	COMMUNE TALSINT	TLASINT_BALBOUL		1	1200	600	360	2160	
	COMMUNE TALSINT	TALSINT_TLATIMIN		1	1200	680	400	2280	
	COMMUNE BOUMERYE	BOUMERYEME_AuIN HAJLA		1	120	680	60	860	
	COMMUNE FIGUIG	AGUELMOUSS		1	120	680	180	980	
	COMMUNE BOUCHA	BOUCHAOUENE		1	1200	690	400	2290	
	TOTAL			9	5430	5130	1880	12440	
	COMMUNE BOUMERYEME	MIDITEL TAMSLAMT	Réception des ouvrages hors PERG	1	60	680	120	860	
		GSM BOUMERYEM		1	45	680	180	905	
	COMMUNE BNI GUIL	RESIDENCE UAE ATCHANA		1	180	40	200	420	
		LOT EL KHYAM		1	240	40	180	460	
	COMMUNE TALSINT	MIDITEL TALSINT		1	120	600	120	840	
	TOTAL			5	645	2040	800	3485	
	DURÉE TOTAL DES TRAVAUX en mn					14610	13570	4655	32835
	DURÉE TOTAL DES TRAVAUX en HMO					244	226	78	547

ANNEXE IV.6

Détermination de la durée total en HMO pour effectuer les visites de MP avant priorisation des L-HTA

PAGE 1/1

EQO M L-HTA	L-HTA	Évaluation des jours visites									Valorisation HMO visites												
		Long en km	Long Str en km	Long Aér en km	Jours visites pour 1 fois	Nbre agents	Nbre J.V éq	périodicité T	Nbre de fois / An	Long en KM/an	Cumul HMO visites en HMO	Durée trajet unitaire en h*2	Cumul durée trajet visites au sol en HMO	Cumul HMO trajet visites au sol en en HMO	Visite (CI)	HMO Visite CI	HMO trajet visite (CI)	VM	HMO (VM)	HMO trajet (VM)	Total HMO tarajet visites	Cumul HMO toutes visites confondus	Total HMO visites y compris trajet
EQO N° 1 OUDJA	OJ-ANGAD	168,93	3,60	165,33	23,62	4	5,90	4	3	495,99	1417,11	2,00	24,00	1441,11	Oui	8	16	Oui	24	48	88,00	1449,11	1537,11
	OJ-ELWAHDA	23,79	23,05	0,74	0,11	4	0,03	6	2	1,48	4,23	1,00	8,00	12,23	Oui	8	16	Oui	24	16	40,00	36,23	76,23
	OJ-MEHAYA	163,10	4,87	158,23	22,60	4	5,7	4	3	474,69	1356,26	2,00	24,00	1380,26	Oui	8	16	Oui	24	48	88,00	1388,26	1476,26
	OJ-Z_INDUI	28,19	12,81	15,38	2,20	4	0,5	3	4	61,52	175,77	1,34	21,44	197,21	Non	0	0	Oui	24	43	64,32	199,77	264,09
	AN TRET-BOTAT	75,18	12,70	62,48	8,93	4	2,23	6	2	124,96	357,03	1,5	12,00	369,03	Non	0	0	Oui	24	24	36,00	381,03	417,03
	AN TRET-DEM	42,31	3,18	39,13	5,59	4	1,40	6	2	78,26	223,60	0,84	6,72	230,32	Non	0	0	Oui	24	13	20,16	247,60	267,76
	AN TRET-JB_HAMRA	48,61	10,08	38,53	5,50	4	1,38	4	3	115,59	330,26	1,18	14,16	344,42	Non	0	0	Oui	24	28	42,48	354,26	396,74
	BOURDIM-NAIMA	115,17	2,50	112,67	16,10	4	4,0	4	3	338,01	965,74	2,00	24,00	989,74	Non	0	0	Oui	24	48	72,00	989,74	1061,74
EQO N°2 JERADA	TOTAL	665,28	72,79	592,49	84,64		21		22	1691	4830	12	134	4964		24	48	20	192	269	451	5046	5497
	TOUISS-TIFADIST	37,02	0,60	36,42	5	2	2,60	6	2	72,84	104,06	3,00	12,00	116,06	Non	0	0	Oui	8	24	36,00	112,06	148,06
	TOUISS-VILLAGE	13,10	0,00	13,10	2	2	0,94	6	2	26,20	37,43	3,00	12,00	49,43	Non	0	0	Oui	8	24	36,00	45,43	81,43
	GUENFOUD-CENTRE	114,80	0,73	114,07	16	2	8,15	6	2	228,14	325,91	2,00	8,00	333,91	Oui	8	16	Oui	8	16	40,00	341,91	381,91
	BENI MATHAR-CTRE	50,35	2,35	48,00	7	2	3,43	6	2	96,00	137,14	3,00	12,00	149,14	Non	0	0	Oui	8	24	36,00	145,14	181,14
	BN MATH-MRIJA	178,80	0,80	178,00	25	2	12,71	6	2	356,00	508,57	4,00	16,00	524,57	Non	0	0	Oui	8	32	48,00	516,57	564,57
	JERADA_TAB_1	67,55	3,52	64,03	9	2	4,57	4	3	192,09	274,41	1,34	8,04	282,45	Oui	8	16	Oui	8	16	40,12	290,41	330,53
	JERADA_TAB_2	54,51	1,64	52,87	8	2	3,78	4	3	158,61	226,59	1,34	8,04	234,63	Non	0	0	Oui	8	16	24,12	234,59	258,71
EQO N°3 BOUARFA	TOTAL	516,13	9,64	506,49	72,36		36		16	1130	1614	18	76	1690		16	32	Non	56	152	260	1686	3986
	AN_CHAIR-CP D CHA	41,12	2,12	39,00	6	3	1,86	6	2	78,00	167,14	4,00	14,86	182,00	Non	0	0	Oui	8	32	46,86	199,14	246,00
	AIN_CHAIR-CTRE	13,00	0,00	13,00	2	3	0,62	6	2	26,00	55,71	3,00	3,71	59,43	Non	0	0	Oui	8	24	27,71	79,71	107,43
	BN TAD-BOUMER	82,00	0,00	82,00	12	3	3,90	6	2	164,00	351,43	4,00	31,24	382,67	Non	0	0	Oui	8	32	63,24	383,43	446,67
	BN TAD-CTRE	52,52	0,97	51,55	7	3	2,45	6	2	103,10	220,93	6,00	29,46	250,39	Oui	8	16	Oui	8	48	93,46	276,93	370,39
	BN TAD-TALSIN	184,55	0,22	184,33	26	3	8,78	4	3	552,99	1184,98	8,00	210,66	1395,64	Oui	8	16	Oui	8	96	322,66	1288,98	1611,64
	BOUANANE-CENTRE	50,50	0,00	50,50	7	3	2,40	6	2	101,00	216,43	4,00	19,24	235,67	Oui	8	16	Oui	8	32	67,24	256,43	323,67
	FIGUIG-C_SECTIO_1	60,38	5,14	55,24	8	3	2,63	4	3	165,72	355,11	3,00	23,67	378,79	Non	0	0	Oui	8	36	59,67	391,11	450,79
	FIGUIG-C_SECTIO_2	14,14	2,14	12,00	2	3	0,57	4	3	36,00	77,14	3,00	5,14	82,29	Non	0	0	Oui	8	36	41,14	113,14	154,29
	TEND-CTRE	41,46	1,04	40,42	6	3	1,92	6	2	80,84	173,23	4,00	15,40	188,63	Oui	0	0	Oui	8	32	47,40	205,23	252,63
	TEND-MATARKA	85,94	0,00	85,94	12	3	4,09	6	2	171,88	368,31	6,00	49,11	417,42	Non	0	0	Oui	8	48	97,11	416,31	513,42
	BOUARFA-CIT_MINE	18,28	1,04	17,24	2	3	0,82	4	3	51,72	110,83	1,00	2,46	113,29	Non	0	0	Oui	8	12	14,46	122,83	137,29
	BOUARFA-PROVINCE	46,47	3,33	43,14	6	3	2,05	4	3	129,42	92,44	0,68	4,19	96,63	Non	0	0	Oui	8	8	12,35	100,60	112,95
	TOTAL		690,36	16,00	674,36	96,34		32		29	1661	3374	47	409	3783		24	48		96	436	893	3834
		1872	98	1773	253		89		67	4481	9818	76	620	10437		48	160		344	857	1605	10566	14211

Long Str : Longueur L-HTA souterrain ; Long Aér : Longueur L-HTA Aérien ; Nbre J.V éq : Nombre jours visite équivalent ; (VM) : Visite montée; (CI): Visite caméra infrarouge

ANNEXE IV.7

Matrice de classification des L-HTA gérées par le SEXO

PAGE 1/10

Critères	Cr ₁			Cr ₂			Cr ₃			Cr ₄			Cr ₅			Cr ₆			Cr ₇			Cr ₈		Cr ₉		Cr ₁₀		Cr ₁₁			Cr ₁₂		Cr ₁₃			Cr ₁₄			V _j
	Nb Incidents			Longueurs			Microcoupures			Nb clients			END			SAIDI			Charges			Sensibilité		Vétusté		Secours		Connexions			Environnement		Pertes techniques			SAIFI			
Poids (P _i)	4			3			3			4			4			4			4			3		2		3		3			2		3			4			Note L-HTA
1 ^{ère} intervalle : [0 - 80%]	4			4			4			4			4			4			4		4		4		4			4		4			4						
2 ^{ème} intervalle : [80% - 90%]	3			3			3			3			3			3			3		3		3		3			3		3			3						
3 ^{ème} intervalle : [90% - 95%]	2			2			2			2			2			2			2		2		2		2			2		2			2						
4 ^{ème} intervalle : [95% - 100%]	1			1			1			1			1			1			1		1		1		1			1		1			1						
L-HTA	Va	A _{1j}	V _{1j}	Va	A _{2j}	V _{2j}	Va	A _{3j}	V _{3j}	Va	A _{4j}	V _{4j}	Va	A _{5j}	V _{5j}	Va	A _{6j}	V _{6j}	Va	A _{7j}	V _{7j}	A _{8j}	V _{8j}	A _{9j}	V _{9j}	A _{10j}	V _{10j}	Va	A _{11j}	V _{11j}	A _{12j}	V _{12j}	Va	A _{13j}	V _{13j}	Va	A _{14j}	V _{14j}	
OUJDA-ANGAD (L-HTA ₁)	38	4	16	165	4	12	296	4	12	8459	4	16	119382	4	16	1:09:40	4	16	5280	4	16	4	12	1	2	4	12	815	4	12	4	8	1915748	4	12	0,67	4	16	178
OUJDA-ELWAHDA (L-HTA ₂)	7	3	12	1	1	3	13	1	3	945	1	4	8124	2	8	0:04:03	1	4	2040	3	12	4	12	3	6	4	12	77	2	6	2	4	8565	1	3	0,07	1	4	93
OUJDA-KOULOUC (L-HTA ₃)	5	3	12	0	1	3	11	1	3	8360	4	16	8750	3	12	0:39:05	4	16	4400	4	16	4	12	1	2	4	12	53	1	3	2	4	56131	1	3	0,29	3	12	126
OUJDA-MEHAYA (L-HTA ₄)	27	4	16	158	4	12	96	4	12	12375	4	16	67099	4	16	1:12:38	4	16	6520	4	16	4	12	4	8	4	12	659	4	12	4	8	1978233	4	12	1,51	4	16	184
OUJDA-VILLE_1 (L-HTA ₅)	5	3	12	0	1	3	11	1	3	6700	4	16	12598	4	16	0:05:15	2	8	5200	4	16	4	12	3	6	4	12	74	2	6	1	2	148201	2	6	0,28	3	12	130
OUJDA-VILLE_2 (L-HTA ₆)	13	4	16	0	1	3	10	1	3	7234	4	16	29995	4	16	0:12:06	3	12	5000	4	16	4	12	2	4	4	12	68	1	3	1	2	21577	1	3	0,53	4	16	134
OUJDA-Z INDUSTRIEL (L-HTA ₇)	13	4	16	15	1	3	148	4	12	3545	3	12	38668	4	16	0:33:12	4	16	5680	4	16	4	12	1	2	4	12	204	3	9	2	4	250085	3	9	0,20	3	12	151
OUJDA-MEDINA (L-HTA ₈)	0	1	4	0	1	3	0	1	3	3872	3	12	20118	4	16	0:00:00	1	4	1960	3	12	3	9	1	2	4	12	28	1	3	1	2	262199	3	9	0,01	1	4	95
AIN TAIRET-BOUCHTAT (L-HTA ₉)	18	4	16	62	4	12	81	4	12	10425	4	16	35306	4	16	0:25:00	4	16	6040	4	16	3	9	1	2	3	9	320	4	12	4	8	646944	4	12	1,11	4	16	172
AIN TAIRET-DEM (L-HTA ₁₀)	12	4	16	39	3	9	68	4	12	16783	4	16	24770	4	16	1:00:07	4	16	6480	4	16	4	12	1	2	4	12	266	4	12	3	6	330439	3	9	0,77	4	16	170
AIN TAIRET-ELMAKCEM (L-HTA ₁₁)	16	4	16	0	1	3	71	4	12	10654	4	16	20515	4	16	0:46:57	4	16	7400	4	16	4	12	2	4	4	12	89	2	6	1	2	531800	4	12	1,11	4	16	159
AIN TAIRET-JB_HAMRA (L-HTA ₁₂)	25	4	16	39	2	6	274	4	12	12510	4	16	24910	4	16	1:14:44	4	16	7200	4	16	4	12	1	2	4	12	366	4	12	4	8	815934	4	12	1,48	4	16	172
AIN TAIRET-NAJD_1 (L-HTA ₁₃)	11	4	16	0	1	3	9	1	3	4400	4	16	9338	3	12	0:26:15	4	16	5040	4	16	2	6	3	6	4	12	51	1	3	1	2	104451	2	6	0,41	4	16	133
AIN TAIRET-S_MAAFA (L-HTA ₁₄)	1	1	4	0	1	3	4	1	3	5062	4	16	4961	2	8	0:00:18	1	4	2880	4	16	2	6	1	2	4	12	55	1	4	1	2	410790	3	9	0,06	1	4	93
AIN_CHAIR-CP DE CHASSE (L-HTA ₁₅)	1	1	4	39	2	6	23	3	9	3	1	4	1407	1	4	0:00:01	1	4	960	2	8	1	3	1	2	1	3	246	4	12	3	6	9	1	3	0,00	1	4	72
AIN_CHAIR-CENTR (L-HTA ₁₆)	0	1	4	13	1	3	19	2	6	320	1	4	0	1	4	0:00:00	1	4	640	1	4	2	6	2	4	1	3	50	1	3	2	4	3083	1	3	0,00	1	4	56
BENI MATHAR-CENTRE (L-HTA ₁₇)	6	3	12	48	3	9	45	4	12	3671	3	12	11178	3	12	0:10:44	3	12	120	1	4	2	6	1	2	3	9	282	4	16	4	8	90730	1	3	0,12	2	8	125
BENI MATHAR-MRIJA (L-HTA ₁₈)	9	4	16	178	4	12	71	4	12	938	1	4	15473	4	16	0:05:47	2	8	1560	2	8	2	6	1	2	3	9	900	4	12	3	6	23676	1	3	0,04	1	4	118
BENI TADJIT-BOUMER (L-HTA ₁₉)	0	1	4	82	4	12	26	3	9	1600	1	4	6588	2	8	0:00:00	1	4	480	1	4	2	6	1	2	2	6	559	4	12	3	6	5845	1	3	0,00	1	4	84
BENI TADJIT-CENTRE (L-HTA ₂₀)	3	1	4	52	4	12	35	3	9	958	1	4	2938	1	4	0:04:29	1	4	520	1	4	2	6	3	6	2	6	69	1	3	3	6	10616	1	3	0,05	1	4	75
BENI TADJIT-TALSINTE (L-HTA ₂₁)	18	4	16	184	4	12	30	3	9	3427	3	12	5959	2	8	0:19:20	4	16	640	1	4	2	6	3	6	2	6	496	4	12	3	6	37359	1	3	0,40	4	16	132
BOUANANE-CENTRE (L-HTA ₂₂)	5	2	8	51	4	12	15	1	3	1312	1	4	517	1	4	0:05:48	2	8	560	1	4	2	6	3	6	1	3	119	3	9	2	4	3389	1	3	0,14	1	4	78
BOUARFA-CIT_MINE (L-HTA ₂₃)	5	2	8	17	1	3	53	4	12	4342	4	16	11104	3	12	0:04:50	1	4	400	1	4	3	9	3	6	2	6	143	3	9	2	4	18454	1	3	0,13	2	8	104
BOUARFA-PROVINCE (L-HTA ₂₄)	6	3	12	43	3	9	43	4	12	4447	4	16	11793	3	12	0:06:29	2	8	2600	3	12	3	9	3	6	1	3	216	3	9	2	4	37788	1	3	0,04	2	8	123
BOURDIM-NAIMA (L-HTA ₂₅)	3	1	4	113	4	12	59	4	12	502	1	4	21342	4	16	0:00:49	1	4	2560	3	12	3	9	4	8	1	3	490	4	12	3	6	62570	1	3	0,01	1	4	109
JERADA_TABOUDA_1 (L-HTA ₂₆)	12	4	16	64	4	12	15	1	3	7572	4	16	8212	3	12	0:16:25	3	12	2680	4	16	4	12	4	8	4	12	292	4	12	3	6	137577	2	6	0,34	3	12	155
JERADA_TABOUDA_2 (L-HTA ₂₇)	10	4	16	53	4	12	21	2	6	2213	2	8	4832	1	4	0:03:47	1	4	3480	4	16	3	9	4	8	4	12	305	4	12	2	4	989663	4	12	0,43	4	16	139
FIGUIG-C_SECTIO_1 (L-HTA ₂₈)	10	4	16	12	1	3	40	3	9	2748	3	12	4242	1	4	0:10:19	2	8	640	1	4	3	9	3	6	1	3	190	3	9	2	4	4846	1	3	0,16	2	8	98
FIGUIG-C_SECTIO_2 (L-HTA ₂₉)	5	2	8	55	4	12	42	4	12	1614	2	8	3233	1	4	0:02:54	1	4	1080	2	8	3	9	3	6	2	6	81	2	6	1	2	14572	1	3	0,09	1	4	92
GUENFOUD-CENTRE (L-HTA ₃₀)	13	4	16	114	4	12	41	4	12	2541	2	8	23125	4	16	0:10:41	3	12	1680	2	8	2	6	2	4	3	9	453	4	12	2	4	23961	1	3	0,38	4	16	138
TENDRARA-CENTRE (L-HTA ₃₁)	5	1	4	40	3	9	22	3	9	1658	2	8	895	1	4	0:04:32	1	4	640	1	4	2	6	3	6	1	3	130	3	9	2	4	154	1	3	0,04	1	4	77
TENDRAR-MATARKA (L-HTA ₃₂)	3	1	4	86	4	12	18	2	6	178	1	4	7984	2	8	0:00:19	1	4	120	1	4	2	6	1	2	1	3	491	4	12	3	6	901	1	3	0,02	1	4	78
TOUISS-TIFADIST (L-HTA ₃₃)	6	3	12	36	1	3	25	3	9	705	1	4	1120	1	4	0:02:02	1	4	360	1	4	2	6	4	8	2	6	112	2	6	3	6	1512	1	3	0,09	1	4	79
TOUISS-VILLAGE (L-HTA ₃₄)	11	4	16	13	1	3	21	2	6	932	1	4	671	1	4	0:02:30	1	4	240	1	4	2	6	4	8	3	9	36	1	3	2	4	62	1	3	0,00	1	4	78
TOTAL	322	97	388	1773,34	86	258	1756	94	282	153005	90	360	567149	90	360	9:41:08	77	308	93080	88	352	97	291	78	156	95	285	8785	96	293	81	162	8947864	63	189	11	79	316	4000

ANNEXE IV.7

Critères N°1 & 2 & 3 : Nombre d'incidents & Longueur & Fugitifs

PAGE 2/10

Critère : C _{r1}	Nombre Incidents				
Poids : P ₁	4				
L-HTA	Valeur	%	% cumulé	Note partielle A _{ij}	V _{ij}
L-HTA1	38	12%	12%	4	16
L-HTA4	27	8%	20%	4	16
L-HTA12	25	8%	28%	4	16
L-HTA9	18	6%	34%	4	16
L-HTA21	18	6%	39%	4	16
L-HTA11	16	5%	44%	4	16
L-HTA7	13	4%	48%	4	16
L-HTA6	13	4%	52%	4	16
L-HTA30	13	4%	56%	4	16
L-HTA26	12	4%	60%	4	16
L-HTA10	12	4%	64%	4	16
L-HTA34	11	3%	67%	4	16
L-HTA13	11	3%	70%	4	16
L-HTA28	10	3%	74%	4	16
L-HTA27	10	3%	77%	4	16
L-HTA18	9	3%	80%	4	16
L-HTA2	7	2%	82%	3	12
L-HTA17	6	2%	84%	3	12
L-HTA24	6	2%	85%	3	12
L-HTA33	6	2%	87%	3	12
L-HTA5	5	2%	89%	3	12
L-HTA3	5	2%	90%	3	12
L-HTA22	5	2%	92%	2	8
L-HTA23	5	2%	93%	2	8
L-HTA29	5	2%	95%	2	8
L-HTA31	5	2%	97%	1	4
L-HTA20	3	1%	98%	1	4
L-HTA25	3	1%	98%	1	4
L-HTA32	3	1%	99%	1	4
L-HTA14	1	0%	100%	1	4
L-HTA15	1	0%	100%	1	4
L-HTA8	0	0%	100%	1	4
L-HTA16	0	0%	100%	1	4
L-HTA19	0	0%	100%	1	4
TOTAL	322			97	388

Critère : Cr ₂	Longueur				
Poids : P ₂	3				
L-HTA	Valeur	%	% cumulé	Note partielle A _{2j}	V _{2j}
L-HTA21	184,33	10,4%	10%	4	12
L-HTA18	178,00	10%	20%	4	12
L-HTA1	165,33	9%	30%	4	12
L-HTA4	158,23	9%	39%	4	12
L-HTA30	114,07	6%	45%	4	12
L-HTA25	112,67	6%	51%	4	12
L-HTA32	85,94	5%	56%	4	12
L-HTA19	82,00	5%	61%	4	12
L-HTA26	64,03	4%	65%	4	12
L-HTA9	62,48	4%	68%	4	12
L-HTA28	55,24	3%	71%	4	12
L-HTA27	52,87	3%	74%	4	12
L-HTA20	51,55	3%	77%	4	12
L-HTA22	50,50	3%	80%	4	12
L-HTA17	48,00	3%	83%	3	9
L-HTA24	43,14	2%	85%	3	9
L-HTA31	40,42	2%	87%	3	9
L-HTA10	39,13	2%	90%	3	9
L-HTA15	39	2%	92%	2	6
L-HTA12	38,53	2%	94%	2	6
L-HTA33	36,42	2%	96%	1	3
L-HTA23	17,24	1%	97%	1	3
L-HTA7	15,38	1%	98%	1	3
L-HTA34	13,10	1%	99%	1	3
L-HTA16	13,00	1%	99%	1	3
L-HTA29	12,00	1%	100%	1	3
L-HTA2	0,74	0%	100%	1	3
L-HTA3	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA5	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA6	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA8	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA11	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA13	0,00	0%	100%	1	3
L-HTA14	0,00	0%	100%	1	3
TOTAL	1773			86	258

Critère : Cr ₃	Fugitifs				
Poids : P ₃	3				
L-HTA	Valeur	%	% cumulé	Note partielle A _{3j}	V _{3j}
L-HTA1	296	17%	17%	4	12
L-HTA12	274	16%	32%	4	12
L-HTA7	148	8%	41%	4	12
L-HTA4	96	5%	46%	4	12
L-HTA9	81	5%	51%	4	12
L-HTA11	71	4%	55%	4	12
L-HTA18	71	4%	59%	4	12
L-HTA10	68	4%	63%	4	12
L-HTA25	59	3%	66%	4	12
L-HTA23	53	3%	69%	4	12
L-HTA17	45	3%	72%	4	12
L-HTA24	43	2%	74%	4	12
L-HTA29	42	2%	77%	4	12
L-HTA30	41	2%	79%	4	12
L-HTA28	40	2%	81%	3	9
L-HTA20	35	2%	83%	3	9
L-HTA21T	30	2%	85%	3	9
L-HTA19	26	1%	87%	3	9
L-HTA33	25	1%	88%	3	9
L-HTA15	23	1%	89%	3	9
L-HTA31	22	1%	90%	3	9
L-HTA27	21	1%	92%	2	6
L-HTA34	21	1%	93%	2	6
L-HTA16	19	1%	94%	2	6
L-HTA32	18	1%	95%	2	6
L-HTA26	15	1%	96%	1	3
L-HTA22	15	1%	97%	1	3
L-HTA2	13	1%	97%	1	3
L-HTA3	11	1%	98%	1	3
L-HTA5	11	1%	99%	1	3
L-HTA6	10	1%	99%	1	3
L-HTA13	9	1%	100%	1	3
L-HTA14	4	0%	100%	1	3
L-HTA8	0	0%	100%	1	3
TOTAL	1756			94	282

ANNEXE IV.7

Critères N°4 & 7 : Nombre des clients & Charges

PAGE 3/10

Critère : Cr ₇										Critère : Cr ₄					
Poids : P ₇										Poids : P ₄					
CHARGES										Nombre CLIENTS					
3										4					
L-HTA	Charge I Appelée (A)	80% I Admissible (A)	Taux de charge %	Charge appelée KVA	TSA (%)	%	% Cumulé	Note partielle A _{7j}	V _{7j}	L-HTA	Valeur	%	% Cumulé	Note partielle A _{4j}	V _{4j}
L-HTA11	185	286	64,78	7400	2,94	8%	8%	4	16	L-HTA10	16783	11%	11%	4	16
L-HTA12	180	217	63,03	7200	4,02	8%	16%	4	16	L-HTA12	12510	8%	19%	4	16
L-HTA4	163	276	57,07	6520	2,22	7%	23%	4	16	L-HTA4	12375	8%	27%	4	16
L-HTA10	162	286	56,72	6480	3,13	7%	30%	4	16	L-HTA11	10654	7%	34%	4	16
L-HTA9	151	217	52,87	6040	1,74	7%	36%	4	16	L-HTA9	10425	7%	41%	4	16
L-HTA7	142	292	49,72	5680	3,19	6%	42%	4	16	L-HTA1	8459	6%	47%	4	16
L-HTA1	132	192	46,22	5280	4,46	6%	48%	4	16	L-HTA3	8360	5%	52%	4	16
L-HTA5	130	286	45,52	5200	4,74	6%	54%	4	16	L-HTA26	7572	5%	57%	4	16
L-HTA13	126	286	44,12	5040	2,84	5%	59%	4	16	L-HTA6	7234	5%	62%	4	16
L-HTA6	125	286	43,77	5000	1,94	5%	65%	4	16	L-HTA5	6700	4%	66%	4	16
L-HTA3	110	217	38,52	4400	4,13	5%	69%	4	16	L-HTA14	5062	3%	69%	4	16
L-HTA27	87	192	30,46	3480	4,33	4%	73%	4	16	L-HTA24	4447	3%	72%	4	16
L-HTA14	72	286	25,21	2880	3,20	3%	76%	4	16	L-HTA13	4400	3%	75%	4	16
L-HTA26	67	192	23,46	2680	2,22	3%	79%	4	16	L-HTA23	4342	3%	78%	4	16
L-HTA24	65	292	22,76	2600	4,18	3%	82%	3	12	L-HTA8	3872	3%	81%	3	12
L-HTA25	64	165,6	22,41	2560	3,85	3%	85%	3	12	L-HTA17	3671	2%	83%	3	12
L-HTA2	51	286	17,86	2040	1,90	2%	87%	3	12	L-HTA7	3545	2%	85%	3	12
L-HTA8	49	286	17,16	1960	3,79	2%	89%	3	12	L-HTA21	3427	2%	87%	3	12
L-HTA30	42	192	14,71	1680	4,43	2%	91%	2	8	L-HTA29	2748	2%	89%	3	12
L-HTA18	39	292	13,66	1560	5,00	2%	93%	2	8	L-HTA30	2541	2%	91%	2	8
L-HTA28	27	84	9,45	1080	3,35	1%	94%	2	8	L-HTA27	2213	1%	92%	2	8
L-HTA15	24	192	8,40	960	5,22	1%	95%	2	8	L-HTA31	1658	1%	93%	2	8
L-HTA21	16	276	5,60	640	3,58	1%	96%	1	4	L-HTA28	1614	1%	95%	2	8
L-HTA29	16	192	5,60	640	3,21	1%	96%	1	4	L-HTA19	1600	1%	96%	1	4
L-HTA31	16	192	5,60	640	5,00	1%	97%	1	4	L-HTA22	1312	1%	96%	1	4
L-HTA22	14	192	4,90	560	2,68	1%	97%	1	4	L-HTA20	958	1%	97%	1	4
L-HTA20	13	276	4,55	520	2,5	1%	98%	1	4	L-HTA2	945	1%	98%	1	4
L-HTA19	12	116	4,20	480	2,76	1%	99%	1	4	L-HTA18	938	1%	98%	1	4
L-HTA23	10	110	3,50	400	6,19	0%	99%	1	4	L-HTA34	932	1%	99%	1	4
L-HTA33	9	116	3,15	360	4,75	0%	99%	1	4	L-HTA33	705	0%	99%	1	4
L-HTA34	6	116	2,10	240	2,14	0%	100%	1	4	L-HTA25	502	0%	100%	1	4
L-HTA32	3	136	1,05	120	8,33	0%	100%	1	4	L-HTA16	320	0%	100%	1	4
L-HTA17	3	192	1,05	120	4,41	0%	100%	1	4	L-HTA32	178	0%	100%	1	4
L-HTA16	2	192	0,70	80	1,3	0%	100%	1	4	L-HTA15	3	0%	100%	1	4
TOTAL	2313	7403		92520					88	TOTAL	153005			90	360

ANNEXE IV.7

Critères N°6 & 14 : SAIDI & SAIFI

PAGE 4/10

Critère : Cr ₆	SAIDI							
Poids : P ₆	4							
L-HTA	SAIDI (h:mn:s)				%	% Cumulé	Note partielle A _{6j}	V _{6j}
	2009	2010	2011	Total				
L-HTA12	00:26:04	00:21:04	00:27:36	01:14:44	13%	13%	4	16
L-HTA4	00:17:42	00:41:31	00:13:25	01:12:38	12%	25%	4	16
L-HTA1	00:09:09	00:38:39	00:21:52	01:09:40	12%	37%	4	16
L-HTA10	00:16:41	00:30:21	00:13:04	01:00:07	10%	48%	4	16
L-HTA11	00:14:26	00:23:25	00:09:06	00:46:57	8%	56%	4	16
L-HTA3	00:04:16	00:31:20	00:03:29	00:39:05	7%	62%	4	16
L-HTA7	00:03:33	00:14:34	00:15:05	00:33:12	6%	68%	4	16
L-HTA13	00:07:47	00:08:47	00:09:41	00:26:15	5%	73%	4	16
L-HTA9	00:16:42	00:06:13	00:02:05	00:25:00	4%	77%	4	16
L-HTA21	00:10:02	00:07:24	00:01:54	00:19:20	3%	80%	4	16
L-HTA26	00:06:04	00:05:04	00:05:17	00:16:25	3%	83%	3	12
L-HTA6	00:05:25	00:04:09	00:02:32	00:12:06	2%	85%	3	12
L-HTA17	00:02:00	00:04:32	00:04:11	00:10:44	2%	87%	3	12
L-HTA30	00:01:16	00:05:27	00:03:58	00:10:41	2%	89%	3	12
L-HTA28	00:06:27	00:01:20	00:02:33	00:10:19	2%	91%	2	8
L-HTA24	00:00:50	00:02:15	00:03:24	00:06:29	1%	92%	2	8
L-HTA22	00:02:00	00:03:48	00:00:00	00:05:48	1%	93%	2	8
L-HTA18	00:01:36	00:02:21	00:01:50	00:05:47	1%	94%	2	8
L-HTA5	00:01:46	00:01:30	00:01:59	00:05:15	1%	95%	2	8
L-HTA23	00:01:33	00:01:13	00:02:04	00:04:50	1%	96%	1	4
L-HTA31	00:03:16	00:00:40	00:00:36	00:04:32	1%	96%	1	4
L-HTA20	00:00:59	00:02:05	00:01:25	00:04:29	1%	97%	1	4
L-HTA2	00:03:08	00:00:19	00:00:36	00:04:03	1%	98%	1	4
L-HTA27	00:01:20	00:00:38	00:01:49	00:03:47	1%	98%	1	4
L-HTA29	00:00:00	00:02:54	00:00:00	00:02:54	0%	99%	1	4
L-HTA34	00:00:00	00:01:49	00:00:41	00:02:30	0%	99%	1	4
L-HTA33	00:01:54	00:00:05	00:00:03	00:02:02	0%	100%	1	4
L-HTA25	00:00:00	00:00:00	00:00:48	00:00:49	0%	100%	1	4
L-HTA32	00:00:00	00:00:04	00:00:16	00:00:19	0%	100%	1	4
L-HTA14	00:00:00	00:00:00	00:00:18	00:00:18	0%	100%	1	4
L-HTA15	00:00:00	00:00:00	00:00:01	00:00:01	0%	100%	1	4
L-HTA16	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0%	100%	1	4
L-HTA19	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0%	100%	1	4
L-HTA8	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0%	100%	1	4
TOTAL	02:45:59	04:23:32	02:31:37	09:41:08			77	308

Critère : Cr ₁₄	SAIFI							
Poids : P ₁₄	4							
L-HTA	SAIFI				%	% Cumulé	Note partielle A _{14j}	V _{14j}
	2009	2010	2011	Total				
L-HTA4	0,44	0,75	0,32	1,51	14%	14%	4	16
L-HTA12	0,34	0,45	0,69	1,48	13%	27%	4	16
L-HTA11	0,40	0,52	0,19	1,11	10%	37%	4	16
L-HTA9	0,34	0,41	0,35	1,11	10%	47%	4	16
L-HTA10	0,21	0,23	0,33	0,77	7%	54%	4	16
L-HTA1	0,18	0,40	0,08	0,67	6%	61%	4	16
L-HTA6	0,13	0,35	0,05	0,53	5%	65%	4	16
L-HTA27	0,02	0,01	0,39	0,43	4%	69%	4	16
L-HTA13	0,16	0,11	0,14	0,41	4%	73%	4	16
L-HTA21	0,15	0,19	0,06	0,40	4%	77%	4	16
L-HTA30	0,02	0,09	0,27	0,38	3%	80%	4	16
L-HTA26	0,17	0,14	0,03	0,34	3%	83%	3	12
L-HTA3	0,10	0,13	0,06	0,29	3%	86%	3	12
L-HTA5	0,09	0,11	0,08	0,28	3%	88%	3	12
L-HTA7	0,09	0,10	0,01	0,20	2%	90%	3	12
L-HTA28	0,03	0,08	0,05	0,16	1%	92%	2	8
L-HTA24	0,01	0,05	0,08	0,14	1%	93%	2	8
L-HTA23	0,03	0,03	0,08	0,13	1%	94%	2	8
L-HTA17	0,04	0,04	0,04	0,12	1%	95%	2	8
L-HTA29	0,00	0,02	0,07	0,09	1%	96%	1	4
L-HTA33	0,02	0,06	0,01	0,09	1%	97%	1	4
L-HTA2	0,07	0,01	0,00	0,07	1%	98%	1	4
L-HTA14	0,00	0,03	0,03	0,06	1%	98%	1	4
L-HTA20	0,02	0,02	0,01	0,05	0%	99%	1	4
L-HTA31	0,02	0,02	0,00	0,04	0%	99%	1	4
L-HTA22	0,03	0,02	0,00	0,04	0%	99%	1	4
L-HTA18	0,01	0,01	0,02	0,04	0%	100%	1	4
L-HTA32	0,00	0,00	0,01	0,02	0%	100%	1	4
L-HTA8	0,00	0,00	0,01	0,01	0%	100%	1	4
L-HTA25	0,00	0,00	0,01	0,01	0%	100%	1	4
L-HTA34	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	100%	1	4
L-HTA16	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	100%	1	4
L-HTA15	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	100%	1	4
L-HTA19	0,00	0,00	0,00	0,00	0%	100%	1	4
TOTAL	3,13	4,40	3,47	11			79	316

ANNEXE IV.7

Critères N°9 & N°5 & N°10 : Vétusté & END & Secoure

PAGE 7/10

Critère : Cr ₉	VETUSTE			
Poids : P ₉	2			
L-HTA	Longueur	Date d'aménagement au de MES	Note partielle A _{9j}	V _{9j}
L-HTA1	168,93	2000 AM	1	2
L-HTA2	23,79	1994 MS (Mise	3	6
L-HTA3	14,92	2002 AM	1	2
L-HTA4	163,10	1963 MS	4	8
L-HTA5	25,72	1980 MS	3	6
L-HTA6	25,25	1989 MS	2	4
L-HTA7	28,19	2000 AM	1	2
L-HTA8	5,00	2009 MS	1	2
L-HTA9	75,18	2004 MS	1	2
L-HTA10	42,31	2000 AM	1	2
L-HTA11	39,00	1987MS+AM	2	4
L-HTA12	48,61	2002 AM	1	2
L-HTA13	7,74	1994 MS	3	6
L-HTA14	4,76	2008 MS	1	2
L-HTA15	41,12	2007 MS	1	2
L-HTA16	13	1987 MS	2	4
L-HTA17	50,35	2006 AM	1	2
L-HTA18	178,8	2005MS	1	2
L-HTA19	82	2006 MS	1	2
L-HTA20	52,52	1991MS	3	6
L-HTA21	184,55	1991 MS	3	6
L-HTA22	50,5	1991MS	3	6
L-HTA23	18,28	1991 MS	3	6
L-HTA24	46,47	1991 MS	3	6
L-HTA25	115,17	1984 MS	4	8
L-HTA26	67,55	1972 MS	4	8
L-HTA27	54,51	1978MS	4	8
L-HTA28	60,38	1991 MS	3	6
L-HTA29	14,14	1992 MS	3	6
L-HTA30	114,80	1986 MS	2	4
L-HTA31	41,46	1991 MS	3	6
L-HTA32	85,94	2005 MS	1	2
L-HTA33	37,02	1960 MS	4	8
L-HTA34	13,10	1961 MS	4	8
TOTAL			78	156

Critère : Cr ₅	END							
Poids : P ₅	4							
L-HTA	END				%	% Cumulé	A _{5j}	V _{5j}
	2009	2010	2011	Total				
L-HTA1	51955	37290	30137	119382	21%	21%	4	16
L-HTA4	39222	26806	1071	67099	12%	33%	4	16
L-HTA7	9004	7065	22600	38668	7%	39%	4	16
L-HTA9	17678	3816	13812	35306	6%	45%	4	16
L-HTA52	5863	16176	7956	29995	5%	51%	4	16
L-HTA12	12894	6202	5814	24910	4%	55%	4	16
L-HTA10	1613	17100	6058	24770	4%	59%	4	16
L-HTA30	9339	9767	4018	23125	4%	63%	4	16
L-HTA25	4099	5712	11531	21342	4%	67%	4	16
L-HTA11	3120	12427	4968	20515	4%	71%	4	16
L-HTA8	3254	6043	10821	20118	4%	74%	4	16
L-HTA18	3488	5438	6546	15473	3%	77%	4	16
L-HTA51	7015	1200	4383	12598	2%	79%	4	16
L-HTA24	8400	2121	1272	11793	2%	81%	3	12
L-HTA17	3586	3200	4392	11178	2%	83%	3	12
L-HTA23	1825	8775	504	11104	2%	85%	3	12
L-HTA13	0	7796	1542	9338	2%	87%	3	12
L-HTA3	4598	2640	1512	8750	2%	88%	3	12
L-HTA26	3482	3770	960	8212	1%	90%	3	12
L-HTA2	2334	3822	1968	8124	1%	91%	2	8
L-HTA32	577	576	6830	7984	1%	92%	2	8
L-HTA19	2244	2742	1602	6588	1%	94%	2	8
L-HTA21	765	673	4521	5959	1%	95%	2	8
L-HTA14	1500	1679	1782	4961	1%	95%	2	8
L-HTA27	906	3326	600	4832	1%	96%	1	4
L-HTA28	979	1372	1890	4242	1%	97%	1	4
L-HTA29	357	2016	860	3233	1%	98%	1	4
L-HTA20	1563	700	675	2938	1%	98%	1	4
L-HTA15	255	300	852	1407	0%	98%	1	4
L-HTA33	424	696	0	1120	0%	99%	1	4
L-HTA31	0	0	895	895	0%	99%	1	4
L-HTA34	227	445	0	671	0%	99%	1	4
L-HTA22	202	165	150	517	0%	99%	1	4
L-HTA16	0	0	0	0	0%	99%	1	4
TOTAL	204777	203867	164534	573179			90	360

Critère : Cr ₁₀	SECOURE		
Poids : P ₁₀	3		
L-HTA	%	Note partielle A _{10j}	V _{10j}
L-HTA1	100%	4	12
L-HTA2	100%	4	12
L-HTA3	100%	4	12
L-HTA8	100%	4	12
L-HTA4	100%	4	12
L-HTA5	100%	4	12
L-HTA6	100%	4	12
L-HTA7	100%	4	12
L-HTA26	100%	4	12
L-HTA27	100%	4	12
L-HTA10	100%	4	12
L-HTA11	100%	4	12
L-HTA12	100%	4	12
L-HTA13	100%	4	12
L-HTA14	100%	4	12
L-HTA9	100%	3	9
L-HTA17	100%	3	9
L-HTA18	100%	3	9
L-HTA30	100%	3	9
L-HTA34	100%	3	9
L-HTA19	100%	2	6
L-HTA20	100%	2	6
L-HTA33	100%	2	6
L-HTA23	90%	2	6
L-HTA24	80%	1	3
L-HTA28	80%	1	3
L-HTA29	60%	1	3
L-HTA31	0%	1	3
L-HTA22	0%	1	3
L-HTA25	0%	1	3
L-HTA32	0%	1	3
L-HTA15	0%	1	3
L-HTA16	0%	1	3
TOTAL		94	282

ANNEXE IV.7

Critères N°11 : Nombre de Connexions & Exemple de modélisation d'un L-HTA

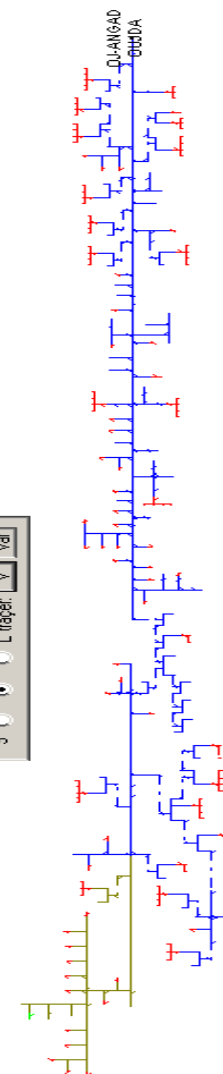
PAGE 8/10

Critère : Cr ₁₁	CONNEXIONS										
Poids : P ₁₁	3										
L-HTA	Nature de Terrain	Nombre d'encrage	OCR	IACM	Postes Connectés	BRT	Nombre	%	Cumul %	Note partielle A _{11j}	V _{11j}
L-HTA18	Plat	779		39	41	41	900	10%	10%	4	12
L-HTA1	Plat	479	2IAT-	115	109	109	815	9%	20%	4	12
L-HTA4	Vallonné	409	DRR	69	90	90	659	8%	27%	4	12
L-HTA19	Montagneux	514		9	18	18	559	6%	33%	4	12
L-HTA21	Vallonné	391		31	37	37	496	6%	39%	4	12
L-HTA32	Plat	469		10	6	6	491	6%	45%	4	12
L-HTA25	Plat	385		29	38	38	490	6%	50%	4	12
L-HTA30	Vallonné	231		78	72	72	453	5%	55%	4	12
L-HTA12	Plat	161	IAT-CT+DRR	55	74	74	366	4%	60%	4	12
L-HTA9	plat	81	2 IAT-CT	55	91	91	320	4%	63%	4	12
L-HTA27	Plat	232		29	22	22	305	3%	67%	4	12
L-HTA26	Plat	190		32	35	35	292	3%	70%	4	12
L-HTA17	Plat	183		33	33	33	282	3%	73%	4	12
L-HTA10	Plat	114		32	60	60	266	3%	76%	4	12
L-HTA15	Plat	234		6	3	3	246	3%	79%	4	12
L-HTA24	Plat	136		30	25	25	216	2%	81%	3	9
L-HTA7	plat	74		16	57	57	204	2%	84%	3	9
L-HTA28	Vallonné	122		20	24	24	190	2%	86%	3	9
L-HTA23	50%Mon+50%Pla	92		17	17	17	143	2%	88%	3	9
L-HTA31	Plat	105		9	8	8	130	1%	89%	3	9
L-HTA22	50%Pla+50%Valo	75		18	13	13	119	1%	90%	3	9
L-HTA33	Plat	58		22	16	16	112	1%	92%	2	6
L-HTA11				3	43	43	89	1%	93%	2	6
L-HTA29	Vallonné	29		18	17	17	81	1%	94%	2	6
L-HTA2				9	34	34	77	1%	94%	2	6
L-HTA5				4	35	35	74	1%	95%	2	6
L-HTA20	Plat	26		9	17	17	69	1%	96%	1	3
L-HTA6				8	30	30	68	1%	97%	1	3
L-HTA14				3	26	26	55	1%	98%	1	3
L-HTA3				3	25	25	53	1%	98%	1	3
L-HTA13				3	24	24	51	1%	99%	1	3
L-HTA16	Plat	41		3	3	3	50	1%	99%	1	3
L-HTA34	Plat	7		9	10	10	36	0%	100%	1	3
L-HTA8				0	14	14	28	0%	100%	1	3
TOTAL		5617	8	826	1167	1167	8785			96	288

Résultats de tension

T	MT	Distan	Chute	Transfo	Puissar
A	197	47,5	10,66	4,5	51
B	197	47,5	10,66	4,5	51
C	197	47,5	10,66	4,5	51

S ☐ L ☐ itaper:

Modélisation de la L-HTA 1
(Oujda-Angad)

Cymdis32 - C:\BIDKARM\OUIDA\default.dat - [RAPPORT DE CHUTE DE TENSION : OJ-ANGAD]

Fichier Edition Équipements Paramètres Analyse Rapport Affichage Fenêtre ?

Non tronçon Tronçon
kW kW

Nom équipement :	Type :	kV :	basse :	DU acc :	(%) :	L-L :	P(U.) :	: appo:	:	Puissance : Charge : Pertes tronc.
** Tension élevée sur la phase: ABC										- kVAR: négl. kW - kVAR: négl. kW - long-

-->PAB935 CHG (PAB935)

NOM TRONCON :	KW :	BASSE :	DU ACC :	% :	L-L :	P(U.):	APP:	PUISANCE :	CHARGE :	Pertes tronc. :
N01714CU22	7.41:	6.793:-640.96:						kw :	kvar :	kvar :
	-B:	7.41: 6.793: -640.96:						2: 5.4:	5.4:	0.0:
	-C:	7.41: 6.793: -640.96:						2: 5.4:	5.4:	0.0:

** Tension élevée sur la phase: ABC

Résumé de rapport chute tension non équil. - CYNDISM

NON DE L'ARTERE	OJ-ANGAD	0.0 Degree
TENSION DE SOURCE	23.0 KULL	
FACTEUR D'ACCROISSEMENT DES CHARGES	0.0 % (KW)	
CHARGE TOTALE LUE (NON AJUSTEE)	4870.7 KW	0.0 % (KVAR) 4869.0 KVAR
	6887.0 KVA	71 PF (%) 71 PF (%)
CHARGE TOTALE UTILISEE (AJUSTEE)	4870.7 KW	4869.0 KVAR
	6887.0 KVA	71 PF (%) 0.0 KVAR (ajustée) 0.0 KVAR (ajustés)
CHARGE CONDENSATEURS(S)	0.0 KW	0.0 KVAR
CHARGE MOTEUR(S)	0.0 KW	0.0 KVAR
POUISSANCE GENERATRICE(S)	0.0 KW	0.0 KVAR
POUISSANCE FOURNIE A D'AUTRES ARTERES	0.0 KW	0.0 KVAR (en boucle).
CAPACITANCE TOTALE DES CONDUCTEURS	362.98 KW	1955.64 KVAR
Pertes totales		241.39 KVAR
POUISSANCE TOTALE DU POSTE	5233.7 KW	3154.8 KVAR
TRONCON AVEC LA PLUS BASSE TENSION :		
--> Phase A: Tronçon = P023014	Tension = 0.337 (p.u.)	
--> Phase B: Tronçon = P023014	Tension = 0.337 (p.u.)	
--> Phase C: Tronçon = P023014	Tension = 0.337 (p.u.)	

réseau = c:\bidkarm\ouida - equipement= c:\bidkarm\ouida - étude = c:\bidkarm\ouida\default.dta
1 artères, 0 interconnexions, 740 tronçons, 0 zones

ANNEXE IV.8

Détermination de la durée totale en HMO pour visite après priorisation des L-HTA

PAGE 1/1

EQO M L-HTA	L-HTA	Évaluation des jours visites												Valorisation HMO visites													
		Longueur Total en km	Longueur St km	Longueur Aér Km	Jours visites pour 1 fois	Nbre agents	Nbr jr visite éq/agent	F1	F2	F3	F4	périodicité T	Nbre de fois / an	Long en Km/an	Cumul HMO visites en HMO	Durée trajet unitaire en h*2	Cumul durée trajet visites au sol en HMO	Cumul HMO trajet visites au sol en HMO	Visite (CI)	HMO (CI)	HMO trajet (CI)	(VM)	HMO (VM)	HMO trajet (VM)	Total HMO trajet visites	Cumul HMO toutes visites confondus	Total HMO visites y compris trajet
EQO N° 1 OUJDA	OUJDA-ANGAD	168,93	3,60	165,33	23,62	4	5,9	165,33				4	3	495,99	1417,11	2,00	35,43	1452,54	Oui	8	16	Oui	12	24	75	1437	1512,54
	OUJDA-ELWAHDA	23,79	23,05	0,74	0,11	4	0,03			0,74		12	1	0,74	2,11	1,00	0,05	2,17	Oui	8	8	Oui	4	4	12	14	26,17
	OUJDA-MEHAYA	163,10	4,87	158,23	22,60	4	5,7	158,23				4	3	474,69	1356,26	2,00	33,91	1390,16	Oui	8	16	Oui	12	24	74	1376	1450,16
	OUJDA-Z INDUSTRIEL	28,19	12,81	15,38	2,20	4	0,5	15,38				4	3	46,14	131,83	1,34	2,94	134,77	Oui	8	10,72	Oui	12	16	30	152	181,57
	AIN TAIRET-BOUCHTAT	75,18	12,70	62,48	8,93	4	2,2	62,48				4	3	187,44	535,54	1,50	6,69	542,24	Oui	8	12	Oui	12	18	37	556	592,24
	AIN TAIRET-DEM	42,31	3,18	39,13	5,59	4	1,4	39,13				4	3	117,39	335,40	0,84	2,35	337,75	Oui	8	6,72	Oui	12	10	19	355	374,55
	AIN TAIRET-JB_HAMRA	48,61	10,08	38,53	5,50	4	1,4	38,53				4	3	115,59	330,26	1,18	4,87	335,13	Oui	8	9,44	Oui	12	14	28	350	378,73
	BOURDIM-NAIMA	115,17	2,50	112,67	16,10	4	4,0			112,67		12	1	112,67	321,91	2,00	24,14	346,06	Oui	8	16	Oui	4	8	48	334	382,06
TOTAL		665,28	72,79	592,49	84,64	4	21,16	479,08	0	113,41			20	1550,65	4430	12	110	4541		64	95		80	118	324	4574	4898
EQO N°2 JERADA	TOUISS-TIFADIST	37,02	0,60	36,42	5	2	3			36,42		6	2	72,84	104,06	3,00	15,61	119,67	Oui	8	24	Oui	8	12	52	120	171,67
	TOUISS-VILLAGE	13,10	0,00	13,10	2	2	1				13,10	12	1	13,10	18,71	3,00	5,61	24,33	Oui	8	24	Oui	4	6	36	31	66,33
	GUENFOUD-CENTRE	114,80	0,73	114,07	16	2	8		114,07			6	2	228,14	325,91	2,00	32,59	358,51	Oui	8	16	Oui	8	8	57	342	398,51
	BENI MATHAR-CENTRE	50,35	2,35	48,00	7	2	3		48			4	3	144,00	205,71	3,00	20,57	226,29	Oui	8	24	Oui	12	18	63	226	288,29
	BENI MATHAR-MRIJA	178,80	0,80	178,00	25	2	13			178		6	2	356,00	508,57	4,00	101,71	610,29	Oui	8	32	Oui	8	16	150	525	674,29
	JERADA_TABOUDA_1	67,55	3,52	64,03	9	2	5	64,03				4	3	192,09	274,41	1,34	18,39	292,80	Oui	8	10,72	Oui	12	8,04	37	294	331,56
	JERADA_TABOUDA_2	54,51	1,64	52,87	8	2	4	52,87				4	3	158,61	226,59	1,34	15,18	241,77	Oui	8	10,72	Oui	12	8,04	34	247	280,53
TOTAL		516,13	9,64	506,49	72,36	2	36,18	116,90	162,07	214,42	13,10		16	1164,78	1664	18	210	1874		56	141		64	76	427	1784	2211
EQO N°3 BOUARFA	AIN_CHAIR-CP DE CHASSE	41,12	2,12	39,00	6	3	2				39,00	12	1	39,00	83,57	4,00	14,86	98,43	Oui	6	24	Oui	4	8	47	94	140,43
	AIN_CHAIR-CENTRE	13,00	0,00	13,00	2	3	1				13,00	12	1	13,00	27,86	3,00	3,71	31,57	Oui	6	18	Oui	4	6	28	38	65,57
	BENI TADJIT-BOUMER	82,00	0,00	82,00	12	3	4			82,00		6	2	164,00	351,43	4,00	31,24	382,67	Oui	6	24	Oui	8	16	71	365	436,67
	BENI TADJIT-CENTRE	52,52	0,97	51,55	7	3	2				51,55	12	1	51,55	110,46	6,00	29,46	139,92	Oui	6	36	Oui	4	12	77	120	197,92
	BENI TADJIT-TALSIN	184,55	0,22	184,33	26	3	9		184,33			4	3	552,99	1184,98	8,00	210,66	1395,64	Oui	6	48	Oui	12	48	307	1203	1509,64
	BOUANANE-CENTRE	50,50	0,00	50,50	7	3	2				50,50	12	1	50,50	108,21	4,00	19,24	127,45	Oui	6	24	Oui	4	8	51	118	169,45
	FIGUIG-C_SECTIO_1	60,38	5,14	55,24	8	3	3			55,24		6	2	110,48	236,74	3,00	23,67	260,42	Oui	6	18	Oui	8	12	54	251	304,42
	FIGUIG-C_SECTIO_2	14,14	2,14	12,00	2	3	1			12,00		6	2	24,00	51,43	3,00	5,14	56,57	Oui	6	18	Oui	8	12	35	65	100,57
	TENDRARA-CENTRE	41,46	1,04	40,42	6	3	2				40,42	12	1	40,42	86,61	4,00	15,40	102,01	Oui	6	24	Oui	4	8	47	97	144,01
	TENDRAR-MATARKA	85,94	0,00	85,94	12	3	4				85,94	12	1	85,94	184,16	6,00	49,11	233,27	Oui	6	36	Oui	4	12	97	194	291,27
	BOUARFA-CITE_MINE	18,28	1,04	17,24	2	3	1			17,24		6	2	34,48	73,89	1,00	2,46	76,35	Oui	6	6	Oui	8	4	12	88	100,35
	BOUARFA-PROVINCE	46,47	3,33	43,14	6	3	2		43,14			4	3	129,42	277,33	0,68	4,19	281,52	Oui	6	4,08	Oui	12	4,08	12	295	307,68
TOTAL		690,36	16	674,36	96,34	3	32,11	0	227,47	166,48	280,41		20	1295,78	2777	47	409	3186		72	280		80	150	839	2929	3768
		1871,77	98	1773,34	253		89	595,98	389,54	494,31	293,51			4011,21	8871	76	729	9600					224	344	1590	9287	10877

ANNEXE IV.9

Gain en HMO avec la dotation les EQOM L-HTA, EQOM PS et EQOM CC PS par le nouveau matériel

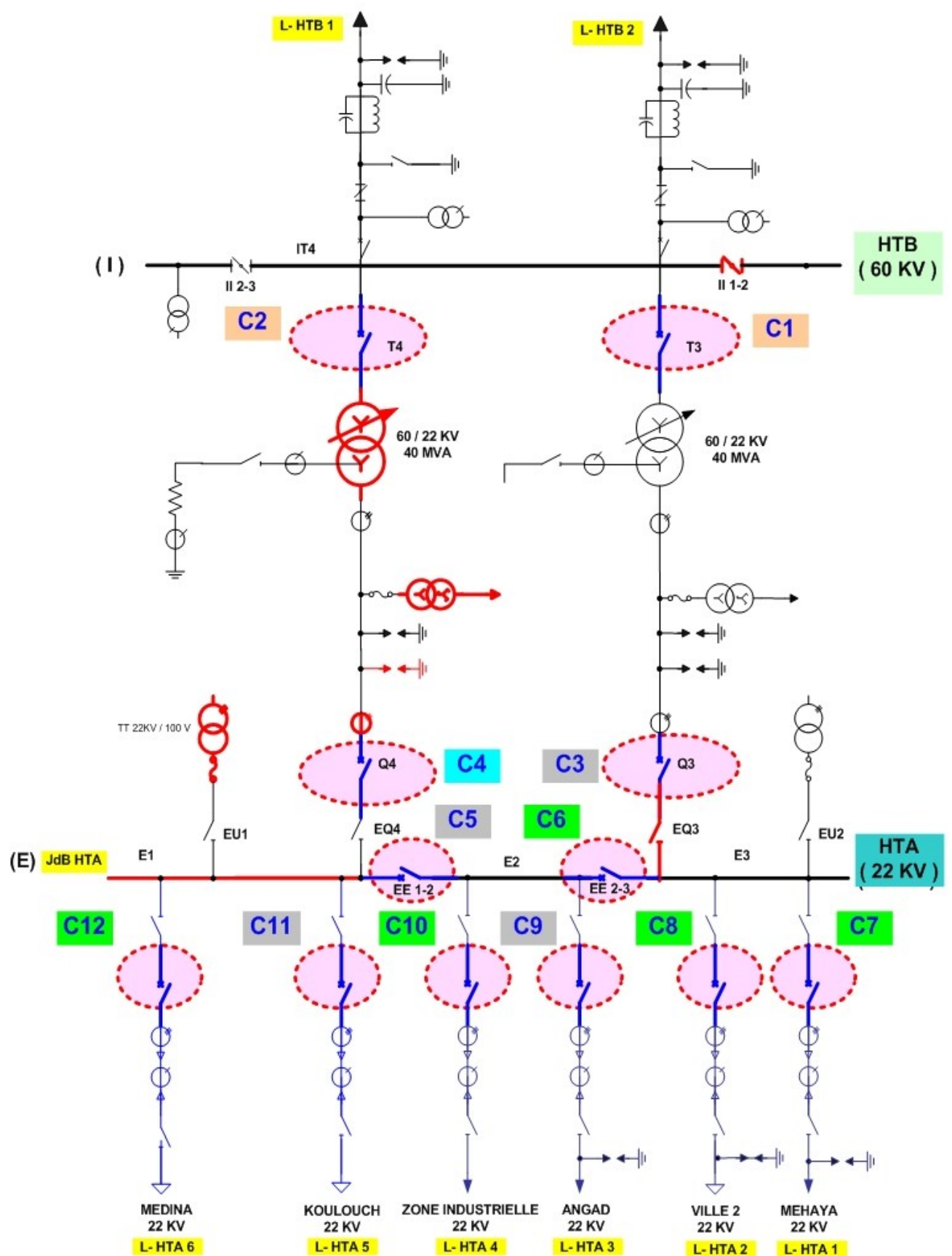
PAGE 1/1

Désignation du moyen logistique		EQOM	Gain
1. Potence avec moteur	Manutention des IACM et armement pour lignes HTA	L-HTA	260
2. Boite pince à rivets 3. Jeu de fauret métal HSS Cobalt 4. Jeu de fauret SDSP pour hilti 6-14 m 5. Scie à métaux, couteau isolé 6. Jeu de 5 limes, Jeu de 5 tourne vis 7. Jeu de 19 douilles 8. Disque à mouler 9. Marteau piqueur électrique 10. Perceuses électriques	Rapidité des travaux	L-HTA	190
11. Poste soudure, compresseur	Rapidité des travaux	L-HTA	150
12. Poulies à Chape ouvrantes	Déroutage des câbles HTA	L-HTA	70
13. Caisse à outil pour câble souterrain	Dénudation rapide de l'isolant du câble souterrain	L-HTA	140
14. Grenouille à grand modèle	Manutention et tirages des câbles section 148 Almélec	L-HTA	90
15. Duplex	Perçage du fer en U et herse	L-HTA	60
16. Caisse dotée de clés à cliquer	Rapidité des travaux	L-HTA	60
17. Pince à sertir automatique	Sertissage des manchons	L-HTA	60
18. Perche à sertir à pédale	Sertissage des manchons	L-HTA	90
19. Tronçonneuse	Travaux d'élagage	L-HTA	120
Total			1100
Désignation du moyen logistique		EQOM CC PS	Gain
20. Mégohmmètre / Spintermètre	Mesure d'isolement / Claquage d'huile diélectrique	PS	850
21. Potence avec moteur	Manutention des appareils poste source	PS	
22. Palan pour la manutention	Manutention des appareils PS HTB/HTA	PS	
23. Batteries navettes	Entretien des auxiliaires	PS	
24. Vérificateur des pressions du Gaz SF ₆ des disjoncteurs HTA	Complément si nécessaire des disjoncteurs à SF ₆	PS	
25. Analyseur des disjoncteurs	1. Mesure du temps de fermeture et/ou ouverture simultané jusqu'à 3 contacts principaux et 2 auxiliaires, y compris des résistances de pré insertion, le cas échéant 2. Évaluation du synchronisme entre les pôles de l'interrupteur. 3. Détermination des courants maximums et des temps d'action dans les bobines autant de fermetures que d'ouvertures simultanément. 4. Évaluation de l'état des batteries d'alimentation auxiliaire à partir du graphique de consommation des bobines 5. Détermination automatique de la résistance des trois contacts simultanément 6. Impression immédiate du rapport avec des données graphiques et alphanumériques 7. Contrôle d'usure 8. Contrôle des Batterie 127 et 48 Vcc et détecte les éléments dégradés	CC PS	
26. Kits remplissage SF ₆	Remplissage les disjoncteurs	PS	
27. Tire forts de 4 tonnes avec	Manœuvre des pièces lourdes	PS	
28. Vérin hydraulique de 30 /40 tonnes	Soulèvement des transformateurs de puissances	PS	

ANNEXE IV.10		Exemple du PMPA de l'EQUCC PS										PAGE 1/1		
PS HTB/HTA	INSTALLATION	Isolant	Nombre/an	Nombre/an (Valorisé)	Durée de préparation	Durée productive	Durée Total des trx/an	Durée de trajet (h)	Durée Total de trajet/an	Durée Total	Nombre d'agent	TMHW productif	TMHW Total	
PS N°1	V.E.P Tranche du TR 60/22 KV N°3 +Arrivées T3 et Q3		2	2	1,4	4	10,8	1,5	3	13,8	2	16	24,6	
	V.E.P Tranche du TR 60/22 KV N°4 +Arrivées T4 et Q4		2	2	1,4	4	10,8	1,5	3	13,8	2	16	24,6	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°1		1	1	1,4	1,3	2,7	1,5	1,5	4,2	2	2,6	6,9	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°2		1	1	1,4	1,3	2,7	1,5	1,5	4,2	2	2,6	6,9	
	V.E.P Départ VILLE 1_Y1	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ KOULOUCHE_Y2	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ Z.INDUSTRIE_Y3	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ ANGAD_Y4	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ VILLE 2_Y5	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ MEHAYA_Y6	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ MEDINA_Y7	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	V.E.P Départ EL WAHDA_Y8	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	1,5	3	10,8	2	10	18,6	
	Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1,5	30	1,5	18	48	2	36	78	
PS N°4	V.E.P du TR 60/22 KV N°3 +Arrivées T3 et Q3		2	2	1,4	4	10,8	2,5	5	15,8	2	16	26,6	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°3		1	1	1,4	1,3	2,7	2,5	2,5	5,2	2	2,6	7,9	
	V.E.P Départ NAIMA_Y1	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	2,5	5	12,8	2	10	20,6	
	V.E.P Départ EL AOUN_Y2	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	2,5	5	12,8	2	10	20,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1	24	2,5	30	54	2	24	78
PS N°5	V.E.P du TR 60/22 KV N°1 +Arrivées T1 et Q1		2	2	1,4	4	10,8	4	8	18,8	2	16	29,6	
	V.E.P du TR 60/22 KV N°2+Arrivées T2 et Q2		2	2	1,4	4	10,8	4	8	18,8	2	16	29,6	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°1		1	1	1,4	1,3	2,7	4	4	6,7	2	2,6	9,4	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°2		1	1	1,4	1,3	2,7	4	4	6,7	2	2,6	9,4	
	V.E.P Départ M'RHA_Y1	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	4	8	15,8	2	10	23,6	
	V.E.P Départ CENTRE_Y2	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	4	8	15,8	2	10	23,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1	24	4	48	72	2	24	96
PS N°6	V.E.P du TR 60/22 KV N°1 +Arrivées T1 et Q1		2	2	1,4	4	10,8	2,5	5	15,8	2	16	26,6	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°1		1	1	1,4	1,3	2,7	2,5	2,5	5,2	2	2,6	7,9	
	V.E.P Départ CENTRE	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	2,5	5	12,8	2	10	20,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	0,5	18	2,5	30	48	2	12	66
PS N°9	V.E.P du TR 60/22 KV N°1 +Arrivées T1 et Q1		2	2	1,4	4	10,8	8	16	26,8	2	16	37,6	
	V.E.P du TR 60/22 KV N°2+Arrivées T2 et Q2		2	2	1,4	4	10,8	8	16	26,8	2	16	37,6	
	V.E.P Résistance du neutre TR 60/22 KV N°1&2		1	1	1,4	1,3	2,7	8	8	10,7	2	2,6	13,4	
	V.E.P C;SECTION1_Y3	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	8	16	23,8	2	10	31,6	
	V.E.P C.SECTION2_Y4	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	8	16	23,8	2	10	31,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1	24	8	96	120	2	24	144
PS N°10	V.E.P du TR 60/22 KV N°1 +Arrivées T1 et Q1		2	2	1,4	4	10,8	12	24	34,8	2	16	45,6	
	V.E.P Départ TALSINT_Y1	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	12	24	31,8	2	10	39,6	
	V.E.P Départ BOUMERYEM_Y2	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	12	24	31,8	2	10	39,6	
	V.E.P Départ CENTRE_Y3		2	2	1,4	2,5	7,8	12	24	31,8	2	10	39,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1	24	12	144	168	2	24	192
PS N°13	V.E.P du TR 60/22 KV N°1 +Arrivées T1 et Q1		2	2	1,4	4	10,8	10	20	30,8	2	16	41,6	
	V.E.P Départ CENTRE_Y2	SF6	2	2	1,4	2,5	7,8	10	20	27,8	2	10	35,6	
		Relevé des indexes de fonctionnement et réencleureurs		12	12	1	1	24	10	120	144	2	24	168
							865		1341	2206		1058	3072	

ANNEXE IV.11		Exemple d'une étude AMDEC PS HTB/HTA								PAGE 1/2	
Elément	Fonction	Mode de défaillances	Causes	Effets	Détections	Criticité $H = 0.349$ et $K = 0.622$					Plan d'action de maintenance
						F	G	D	C	Test	
Isolateur en Céramique ou en verre (IS)	Isolation	-Vieillessement -Amorçage	- DP ou complètes de l'arc électrique dans son volume. - Surtension (foudre) streamer/leader sa surface par un arc électrique. - Pollution atmosphérique (dépôt d'une couche de pollution sur la surface de l'isolateur, humidification progressive de la couche de pollution, développement de zones sèches et apparition d'arcs partiels. - Extension des arcs partiels si les conditions ont favorables jusqu'à amorçage de l'isolateur) (milieux poussiéreux quasi-désertique ou salés	-Perforation	-Visuelle	0.4	0.4	4	0.64	$C > K$	-Action corrective. Ils peuvent être recouvert de graisse ou lavé régulièrement. -Action de maintenance préventive systématique. -Visite nocturne par caméra infrarouge.
Jeu de barre (JdB)	Sélection des lignes	-Court-circuit		-Contournement	-Visuelle	0.5	0.4	3	0.6	$H < C < K$	-Action de maintenance préventive systématique -Visite par caméra infrarouge.
Parafoudre (P)	Protection	-Surtensions	- Foudre - Manœuvre d'appareillage - Défaut d'isolement	- Claquage de matériels	-Visuelle	0.2	0.1	2	0.04	$C < H$	Maintenance corrective - Maintenir les Parafoudres - Maîtrise du défaut d'isolement des prises de terre - Choix du niveau d'isolement
Protection Numérique L- HTA, arrivées et TR (y compris le régleur en charge)	- Protection - Automatisation et CC - Mesure et enregistrement	-Déclenchement intempestive -Masquage d'un ordre de déclenchement courant mesuré erroné : niveau continu > seuil de déclenchement	Défaut interne : -Détection intempestive d'un défaut actionnement intempestif de la commande Défaut externe : -Perturbations électromagnétiques -Saturation des capteurs -Erreur dans la conception du plan de protection - Perte d'alimentation auxiliaire circuit de déclenchement du disjoncteur ouvert.	-Ouverture intempestive du disjoncteur -Indisponibilité d'énergie qui entraîne des pertes financière importantes Déclenchement d'un niveau amont de protection avec possibilité de destruction locale de matériel destruction importante de matériels s'il n'y a pas de protection amont	- Signalisation des défaillances - par les fonctions d'auto-surveillance (message sur l'afficheur et SCADA)	0.5	0.5	4	1	$C > K$	- Maintenance périodique : tests fonctionnels périodiques pour détecter les défaillances latentes -L'autodiagnostic permet au dépanneur de connaître l'origine de la panne. -VEP et essais des relais par la caisse d'injection numérique (Chronomètre et Micro-ohmmètre). - Essais monophasés des courants et de tensions au primaire (contrôle la chaîne de protection) et au secondaire (réglage et contrôle des seuils et temporisations) - Essais triphasés 3I&3U.
Disjoncteur (D)	Protection et control	-Coupures brèves et longues	-Réseau d'alimentation -Ré-enclenchements -Défaits internes -Permutations de sources	- Arrêt d'équipement - Arrêt d'installation - Perte de distribution -Dysfonctionnement électronique de puissance	-Bruit -Visuelle -Échauffement	0.5	0.5	4	1	$C > K$	- Action de maintenance préventive systématique. - Nouvelle étude amélioratrice, modification des spécifications techniques.

ANNEXE IV.11		Exemple d'une étude AMDEC PS HTB/HTA										PAGE 2/2	
Pôle													
Joint d'étanchéité	Eliminer les fuites de gaz	-Fuite du gaz SF6	Mauvaise étanchéité	- Chute de la pression et alarme SF6	-Visuelle	0.4	0.1	1	0.4	H<C<K	- Action de maintenance préventive systématique.		
Ressort du cliquet de réarmement	Transformer l'énergie élastique en énergie cinétique	-Refus de réarmement	Cassure du ressort du cliquet de réarmement	- Dysfonctionnement de la commande disjoncteur (aucune manœuvre)	-Visuelle plus analyseur des disjoncteurs	0.3	0.4	3	0.36	H<C<K	- Action de maintenance préventive systématique.		
Contact fixe et mobile	Constituer le trajet du courant électrique	-Usure -Erosion	arcs suite à des courants de défaut	-Indisponibilité du disjoncteur	Analyseur des disjoncteurs	0.2	0.5	5	0.5	H<C<K	- Action de maintenance préventive systématique.		
Parafoudre (P)	Protection	Surintensité	Surcharges	- Fusion	Visuelle	0.5	0.3	4	0.06	H<C<K	- Action de maintenance préventive systématique. - Remplacement		
Sectionneur (S)	-Isolation galvanique -Séparation électrique	- Fermeture difficile ou - Ouverture difficile	alimentation du réseau - Réinitialiser - Les défaillances internes - Les sources de permutations Amorçage	- Blocage	-Visuelle - Bruit	0.5	0.4	3	0.06	H<C<K	-Aspirer la poussière et nettoyer toutes les parties accessibles en soufflant le transformateur avec de l'azote ou de l'air sec. - Remplacement		
Transformateur de puissance (TR)	Utilisé pour diminuer le niveau de tension d'une source d'énergie alternative.	- Les nuisances sonores : les phénomènes de striction dans les transformateurs -Résistance d'isolement faible -Déclenchement à la mise sous tension au moment de l'opération de délestage	- Vibration de l'enveloppe métallique, des jeux de barres et de la plaque signalétique. - Un empoussièrément anormal. Un encrassement par vapeurs et poussières grasses. - Les convertisseurs électroniques sont mal connectés ou la tension d'alimentation est non conforme. Les fusibles sont mal calibrés. Les TC sont saturés par les courants d'enclenchement. Amorçage à la masse ou entre spires des enroulements du TR.	- Échauffement excessif - Contournement - Absence de tension	- Bruit - Visuelle -échauffement	0.5	0.5	4	1	C > K	- Surveillance particulière. - Maintenance préventive conditionnelle. - Revoir les fixations et les serrages des panneaux et des supports. - Vérifier l'état mécanique du transformateur. - Effectuer des mesures de bruit. - Vérifier le calage et le centrage des bobines HTA. - Revoir la fixation de la plaque signalétique. - Aspirer la poussière et de nettoyer toutes les parties accessibles puis souffler le transformateur à l'azote ou à l'air asséché. - Utiliser un dégraissant à froid pour le nettoyage de la résine et des cales. - Vérifier le branchement et alimenter avec les tensions spécifiées sur le boîtier des convertisseurs électroniques. - Changer le calibre des fusibles - revoir la définition des transformateurs de courant. - Effectuer un contrôle visuel et un diagnostic avec mesure des résistances d'isolement des enroulements, etc.		



ANNEXE V.2.	Caractéristiques et paramètres des disjoncteurs du SE/PS HTB/HTA Oujda		PAGE 2/2
Disjoncteur	Caractéristiques	Protection et contrôle commande	Endurance mécanique/électrique (en charge) [cycles O/F]
C ₁ (T ₃) et C ₂ (T ₄)	Marque ABB EDFSK 1-1, type SF ₆ Tension assignée Un = 72,5 kV Intensité nominale en service continu In (A) =2000 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 31,5 kA	ZIV 7IVD	Classe M ₂ /E ₂ 10 000 / 40 cycles de coupures à 100% I _{cc}
Q ₃	Marque MG FLUARC FB4, type SF ₆ Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =1250 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 12,5 kA	SEPAM série 80	Classe M ₂ /E ₂ 10 000 classe M ₂ /100 cycles de coupures à 100% I _{cc}
Q ₄	Marque MG FLUARC FB4, type à vide Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =1250 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 12,5 kA	SEPAM série 80	Classe M ₂ /E ₂ 10 000 / 180 cycles de coupures à 100% I _{cc}
C ₅ (EE ₁₋₂); C ₆ (EE ₂₋₃)	Marque Schneider SF1T2, type SF ₆ et à vide Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =1250 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 16 kA	SEPAM série 80	Classe M ₂ /E 10 000 / 100/ 180 cycles de coupures à 100% I _{cc}
C ₇ ; C ₁₁	Marque ABB HD4, type à vide Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =630 A PdC nominal assignée en I _{CC} (I _{sc})= 16 kA	MICOM	Classe M ₂ /E ₂ 10 000 / 180 cycles de coupures à 100% I _{cc}
C ₉ ; C ₁₂	Marque FP2412B AREVA, type SF ₆ Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =630 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 12,5 kA	GE Digital Energy F560	10 000 classe M ₂ /40 cycles de coupures à 100% I _{cc}
C ₈ ; C ₁₀	Marque Schneider SF1T2, type SF ₆ Tension assignée Un = 24 kV Intensité nominale en service continu In (A) =630 A PdC nominal assignée en I _{CC} = 12,5 kA	SEPAM série 80	10 000 classe M ₂ /150 cycles de coupures à 100% I _{cc}

Ligne HTA et HTB	Disjoncteur	MTTF/année	Coût OPEX moyen d'une inspection de maintenance en DH*	T ⁰ _{in (j)} /année
L-HTB N°51 (Oujda-Saidia)	C ₁	16	5687,204	0,42
L-HTB N°131 (Oujda –Berkane)	C ₂	18	6200,324	0,46
	C ₃	14,25	5800,0257	0,42
	C ₄	12,75	5432,0462	0,46
	C ₅	18	6000,7800	0,29
	C ₆	20	5325,7800	0,31
L-HTA ₄	C ₇	8	6200,2870	0,33
L-HTA ₆	C ₈	16	4999,4210	0,57
L-HTA ₁	C ₉	10	5750,3250	0,38
L-HTA ₇	C ₁₀	12,6	5444,9850	0,42
L-HTA ₃	C ₁₁	13,8	5010,2870	0,46
L-HTA ₈	C ₁₂	22	4200,1269	0,50

*Le coût OPEX total d’une visite TII est le coût moyen calculé sur la base de la méthode ABC via SAP. Ce coût est celui des deux équipes maintenance (EQMPS et EQMCC) effectuant les tâches de maintenance simultanément sur le disjoncteur et le système de protection y associé.



Résumé de la thèse

Le travail de thèse présenté dans ce mémoire porte sur la problématique de l'optimisation des plans de maintenance associée aux RED-HTA et des coûts OPEX y afférents. Il a été réalisé dans un cadre industriel en réponse aux enjeux stratégiques de la distribution et aux besoins de l'ONEE/BE en matière d'optimisation de la gestion technique et économique des PM des actifs du réseau électrique de distribution. Ainsi dans un premier temps, nous nous sommes intéressés au développement d'un outil d'aide à la décision flexible, intégré et multicritère qui vise à mettre en évidence les liens importants entre les éléments de planification et l'organisation de la maintenance et les contraintes technico-économiques liées au fonctionnement des réseaux HTA. L'objectif est d'établir ingénieusement des PM appropriés, plus pratique, dynamique et durable permettant d'une part de gérer efficacement les actifs des RED-HTA, dans le souci d'équilibrer entre la sûreté des actifs et les coûts OPEX, et d'autre part d'augmenter leur durée de vie, leur fiabilité et réduire le nombre d'incidents majeurs menant à des coupures généralisées d'électricité. L'outil élaboré permet de suivre et de comparer les performances liées à la SdF et aux coûts OPEX, sur la base des principes de la méthodologie RCM et de la MPC. Cette approche propose une séquence acceptable d'interventions sur le réseau en identifiant les actifs devant faire l'objet de travaux, ainsi que la nature des interventions à effectuer, en tenant compte des contraintes liées à la disponibilité des ressources, aux prescriptions techniques de fonctionnement, et aux paramètres spécifiques des actifs sur un horizon de planification donné. Dans un second temps, nous nous sommes consacré à l'étude de la problématique d'optimisation conjointe de la MPS&MPC planifiée des systèmes électriques série-parallèle multi-actifs en redondance active par l'usage original des méthodes méta-heuristiques notamment, les algorithmes génétiques et mémétiques. Le but étant de minimiser les coûts OPEX tout en assurant les contraintes de fiabilité, de durée de fonctionnement et d'organisation ; le temps optimal associé au coût total minimal par unité de temps est formulé et identifié.

Mots clés : Réseau électrique de la distribution, sûreté de fonctionnement, Maintenance préventive, Planification, Aide à la décision, Optimisation, OPEX, Méta-heuristiques, Algorithmes génétiques.

Abstract

The thesis work presented in this dissertation addresses the optimization problematic of the preventive maintenance plans and the OPEX costs associated with MV distribution electrical networks. It was carried out in an industrial framework in response to the strategic challenges of the distribution and the needs of the ONEE/BE for optimization of technical and economic management of the maintenance actions of the electricity distribution networks assets. So initially, our interest was the development of a flexible, integrated, multi-criteria and managerial tool for support decision that aims to highlight the important relationship between several elements of scheduling and organization maintenance and the technical, economical constraints connected to the MV networks operation. The objective is to establish ingeniously appropriate preventive maintenance programs, most practicable, dynamic and viable, which allows on the one hand to effectively manage the MV networks assets, with the concern of balance between the assets dependability and the O&M costs, and secondly to increase their lifetime, their reliability and reduce the occurrence of major and unscheduled breakdowns and incidents. The purpose of the created tool is to rack and compare performance connected to the dependability and OPEX costs, based on the principles of RCM policy and CBM methodology. This approach proposes an acceptable sequence of interventions on the network by identifying assets that must be the object of works, and the nature of the interventions to be made, taking into account the constraints connected to the availability of resources, the technical requirements operation, and to the specific parameters of assets on a given planning horizon. The second part of this work falls within the framework with the joint optimization problem of the TBM&CBM policy of multi-assets series-parallel electrical systems in active redundancy by use of meta-heuristics methods like genetic algorithms and memetic algorithms. The goal is to minimize the total OPEX costs while ensuring the constraints of reliability, operating time and organization, the optimal time associated with the lowest total cost over time is formulated and identified.

Keywords: Electrical distribution network, Dependability, Preventive maintenance, Planning, Decision-making, Optimization, OPEX, Meta-heuristics, Genetic Algorithms.