université angers

Année 2011
N°1175

Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables
Application à un système photovoltaïque

THESE DE DOCTORAT

Spécialité : Sciences de l'ingénieur

ECOLE DOCTORALE SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET MATHEMATIQUES

Présentée et soutenue publiquement

Le 30 septembre 2011

A l'Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers

Par Rémi LARONDE

Devant le jury ci-dessous :

Christophe MENEZO	Rapporteur	Professeur à l'INSA de Lyon
Patrick LYONNET	Rapporteur	Professeur à l'ENI de Saint-Etienne
Alaa CHATEAUNEUF	Examinateur	Professeur à l'Université Blaise Pascal
Didier BINESTI	Examinateur	Ingénieur EDF R&D (Les Renardières)
Fabrice GUERIN	Examinateur	Professeur à l'Université d'Angers
Philippe EXCOFFIER	Invité	Ingénieur GINGER CEBTP (Elancourt)

Directeur de thèse : **David BIGAUD**
Co-encadrant : **Abdérafi CHARKI**

Laboratoire : **Laboratoire en Sûreté de fonctionnement, Qualité et Organisation**
62 avenue Notre Dame du Lac
49000 ANGERS

ED N°503

Remerciements

Le travail de recherche présenté dans ce mémoire a été effectué au sein du Laboratoire en Sûreté de Fonctionnement, Qualité et Organisation (LASQUO) de l'Université d'Angers dans les bâtiments de l'Institut des Sciences et Techniques de l'ingénieur d'Angers (ISTIA). Ce travail s'est fait en collaboration avec la division Enveloppe du bâtiment de l'entreprise GINGER CEBTP dont le siège social est basé à Elancourt (78).

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à David BIGAUD, Professeur à l'Université d'Angers, pour avoir assuré la direction de mes travaux et pour la qualité de son encadrement. Toute au long de ces années de thèse, il a su m'apporter son expérience et son soutien scientifique pour la réussite de ce travail.

J'adresse également mes remerciements à Abdérafi CHARKI, Maître de Conférences Habilité à Diriger des Recherches de l'Université d'Angers, co-encadrant de cette thèse, pour son aide et sa disponibilité pendant toute la durée de ma thèse. Son optimisme et sa confiance m'ont permis d'avancer sur ma recherche dans de bonnes conditions.

Je remerciement sincèrement Philippe EXCOFFIER, Chef de la division Enveloppe du Bâtiment de GINGER CEBTP pour son soutien et sa disponibilité pendant la durée de la thèse.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements à la Région Pays de la Loire qui a financé ma recherche durant ces années de thèse et a permis de travailler dans de bonnes conditions.

Mes remerciements vont aussi Christophe MENEZO, Professeur à l'Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, d'avoir participé au comité de suivi de ma thèse. Son soutien et ses remarques constructives m'ont permis de poursuivre cette thèse avec de grandes ambitions. Je tiens aussi à le remercier pour avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse.

Je remercie aussi Patrick LYONNET, Professeur à l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Saint-Etienne, pour avoir accepté d'étudier mes travaux avec beaucoup d'intérêt et d'être rapporteur de ma thèse.

Merci également à Alaa CHATEAUNEUF, Professeur à l'Université Blaise Pascal de Clermont-Ferrand, Didier BINESTI, Ingénieur R&D chez EDF et Fabrice GUERIN, Professeur à l'Université d'Angers, pour avoir accepté d'examiner mon travail. Je suis reconnaissant de leur participation à ce jury de thèse.

Je remercie chacun des membres du laboratoire LASQUO pour leur soutien et leur disponibilité. Je remercie tout particulièrement, Abdessamad KOBI, Professeur à l'Université d'Angers et directeur du laboratoire LASQUO pour m'avoir accueilli au sein de son équipe.

Je tiens aussi à remercier l'ensemble du personnel et des enseignants-chercheurs de l'Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers (ISTIA) pour m'avoir accueilli pendant ma formation initiale et ma thèse.

Mon amicale reconnaissance s'adresse à tous mes camarades thésards pour l'ambiance chaleureuse et le climat d'entraide qui est propice à un travail efficace. Je pense à Osama, Julien, Zohreh, Amel, Nasra, Baptiste, Pierre-Julien et Pauline.

Je remercie particulièrement Céline pour la compréhension des impératifs qu'entraîne un tel travail, et pour ses encouragements et son soutien. Finalement, je tiens à remercier du fond du cœur ma famille sans qui je ne serais jamais arrivé là.

Je voudrais rendre hommage à tous ceux qui, plus ou moins récemment, de près ou de loin, à leur manière m'ont aidé à mener à bien cette thèse.

A Céline et mes parents.

Table des matières

Introduction générale **1**

I Fiabilité et durabilité **5**

I.1 Introduction 6

I.2 Généralités sur la sûreté de fonctionnement 6

I.2.1 Eléments constitutifs de la sûreté de fonctionnement 8

I.2.1.1 Fiabilité 8

I.2.1.2 Maintenabilité 8

I.2.1.3 Disponibilité 8

I.2.1.4 Sécurité 8

I.2.1.5 Durabilité 9

I.2.2 Métriques de la sûreté de fonctionnement 9

I.2.2.1 Temps moyens de fiabilité 9

I.2.2.2 Théorie de la fiabilité 10

I.2.2.3 Taux de défaillance et de réparation instantanés 11

I.2.3 Les mécanismes de défaillance 12

I.2.4 Quelques lois usuelles de probabilité 14

I.2.4.1 Loi exponentielle 14

I.2.4.2 Loi de Weibull 14

I.2.4.3 Loi normale 15

I.2.4.4 Loi lognormale 16

I.2.4.5 Loi gaussienne inverse 17

I.3 La fiabilité par les essais 17

I.3.1 Les essais de vieillissement 18

I.3.2 Les essais de dégradation 19

I.3.2.1 Principe des modèles de dégradation 19

I.3.2.2 Les processus de dégradation 20
I.3.3 Les essais de vieillissement accéléré 23
I.3.3.1 Le plan d'essais 25
I.3.3.2 Le principe du modèle de vie accélérée 27
I.3.3.3 Lois d'accélération courantes 31
I.3.4 Les essais de dégradation accélérée 34
I.3.4.1 Modèles de dégradation accélérée 35
I.3.4.2 Modèles de dégradation accélérée et processus de Wiener . 36
I.3.4.3 Modèles de dégradation accélérée et processus gamma . . 37
I.3.5 Fiabilité par les essais sous des conditions nominales stochastiques . 38
I.4 Conclusion 40

II Sûreté de fonctionnement d'un système complexe 41
II.1 Introduction 41
II.2 Approche systémique 42
II.3 Méthodes d'analyse fonctionnelle 43
II.4 Méthodes d'analyse dysfonctionnelle 46
II.4.1 Analyse Préliminaire des Risques (APR) 47
II.4.2 Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticités (AMDEC) 47
II.4.3 Arbres de Défaillances 50
II.5 Méthodologies dynamiques pour l'étude de la fiabilité d'un système 51
II.5.1 Chaînes de Markov 51
II.5.2 Réseaux Bayésiens 52
II.5.3 Méthode des réseaux de Petri 52
II.6 Conclusion 56

III Système photovoltaïque 57
III.1 La composition du système 57
III.1.1 Champ photovoltaïque 59
III.1.2 Onduleurs photovoltaïques 61
III.1.3 Câbles photovoltaïques 62
III.2 Les grandeurs pour l'évaluation d'un système photovoltaïque 62
III.3 Sûreté de fonctionnement d'un système photovoltaïque 64
III.3.1 Analyse fonctionnelle 66

III.3.1.1 Bête à cornes 66
III.3.1.2 Diagramme pieuvre 67
III.3.1.3 Bloc Diagramme Fonctionnel 67
III.3.1.4 Tableau d'Analyse Fonctionnelle 69
III.3.2 Analyse dysfonctionnelle 69
III.3.2.1 AMDEC 69
III.3.2.2 Arbre de défaillances 70

IV Estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque 75
IV.1 Introduction 76
IV.2 Méthodes d'essais existantes 76
IV.3 Méthodologie proposée 81
IV.3.1 Réalisation des essais accélérés 81
IV.3.1.1 Choix des essais accélérés 82
IV.3.1.2 Choix des lois d'accélération et du nombre d'essais 83
IV.3.1.3 Détermination des niveaux de sévérisation 84
IV.3.1.4 Détermination du temps d'essais et entre mesures 85
IV.3.1.5 Proposition expérimentale 88
IV.3.2 Détermination des paramètres de durée de vie 89
IV.3.3 Détermination des paramètres de la loi d'accélération 90
IV.3.4 Simulation des conditions nominales stochastiques 91
IV.3.4.1 Humidité relative 91
IV.3.4.2 Ensoleillement et radiation ultraviolette 93
IV.3.4.3 Température du module 94
IV.3.4.4 Bases de données atmosphériques moyennes 96
IV.3.5 Estimation de la fiabilité 99
IV.4 Moyens d'essai 100
IV.4.1 Appareils de mesure de la puissance maximale 100
IV.4.2 Appareils pour réaliser les essais de chaleur humide et les essais en exposition UV 103
IV.5 Application 103
IV.5.1 Simulation d'un essai de chaleur humide 103
IV.5.1.1 Simulation de la puissance au cours du temps 104
IV.5.1.2 Simulation de la valeur de la puissance au cours du temps 104
IV.5.1.3 Estimation des paramètres de la loi d'accélération de Peck 105

IV.5.1.4 Détermination de la fiabilité dans les conditions nominales 106
IV.5.2 Pertinence de l'essai de démonstration des normes 106
IV.6 Etude de sensibilité 109
IV.6.1 Méthodologie 109
IV.6.2 Sensibilité sur l'application de la méthodologie 110
IV.6.2.1 Sensibilité des variances 111
IV.6.2.2 Sensibilité des valeurs moyennes 111
IV.6.3 Préconisations 112
IV.7 Conclusion 113

V Estimation de la durée de vie d'un système photovoltaïque 115
V.1 Introduction 116
V.2 Modélisation d'un système photovoltaïque en réseau de Petri 116
V.2.1 Architecture du réseau de Petri 116
V.2.1.1 Réseau de Petri fonctionnel 116
V.2.1.2 Réseau de Petri dysfonctionnel 117
V.2.2 Modélisation des dysfonctionnements des composants 117
V.2.2.1 Champ photovoltaïque 117
V.2.2.2 Câbles 124
V.2.2.3 Onduleur 126
V.2.3 Dysfonctionnement du système photovoltaïque 127
V.3 Simulations 128
V.3.1 Outil de simulation 128
V.3.2 Données de simulation 129
V.3.3 Résultats de simulations 130
V.4 Etude de sensibilité du réseau de Petri 135
V.5 Conclusion 136

Conclusion générale 139

Bibliographie 143

A Programme pour la simulation du processus de Wiener 153
A.1 Interface graphique 154
A.2 Programme 154

B Programme de l'outil PVMODREL sous SIMULINK® 159
B.1 Représentation générale 160
B.2 Bloc Initialisation 160
B.3 Bloc Fiabilité 161

C Analyseur de panneaux solaires 163

D Réseau de Petri d'un système photovoltaïque sous MOCA-RP© 167

Liste des figures

I.1 Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement 10
I.2 Courbe de survie ou de fiabilité 10
I.3 Courbe en baignoire 13
I.4 Exemple d'un modèle de dégradation 18
I.5 Définition d'un accroissement de dégradation 21
I.6 Principe des essais accélérés 24
I.7 Profils d'essais accélérés 26
I.8 Conditions nominales stochastiques et la fiabilité correspondante 39

II.1 Les quatre concepts de base de la systémique 42
II.2 Diagramme Bête à cornes 44
II.3 Diagramme Pieuvre 45
II.4 Bloc diagramme fonctionnel 45
II.5 Organigramme de la méthode AMDE (NF EN 60812) 48
II.6 Méthode de l'arbre de défaillances 50
II.7 Un modèle Markovien 51
II.8 Réseau de Petri 53
II.9 Graphe de marquage 54

III.1 Schéma d'un système photovoltaïque 58
III.2 Champ photovoltaïque composé de modules branchés en série-parallèle . . 59
III.3 Coupe d'un module photovoltaïque 59
III.4 Coupe de deux cellules photovoltaïques au silicium interconnectées 60
III.5 Schéma d'un onduleur à 2x2 connecteurs à fiche en entrée 61
III.6 Courbe courant - tension (courbe I-V) 63
III.7 Courbe puissance - tension (courbe P-V) 63
III.8 Approche de la sûreté de fonctionnement [Diaz07] 65
III.9 Diagramme Bête à cornes d'un système PV raccordé au réseau 67

III.10 Diagramme Pieuvre d'un système PV raccordé au réseau 68
III.11 Bloc Diagramme Fonctionnelle d'un système PV raccordé au réseau . . . 68
III.12 Arbre de défaillance d'un système photovoltaïque 73

IV.1 Séquence d'essais de la norme CEI 61215 :2005 78
IV.2 Méthodologie pour estimer la fiabilité d'un module photovoltaïque par les essais 82
IV.3 Dégradation d'un module photovoltaïque polycristallin au cours d'un essai de chaleur humide 86
IV.4 Procédure d'évaluation de la fiabilité d'un module photovoltaïque sous des essais de chaleur humide 88
IV.5 Procédure d'évaluation de la fiabilité d'un module photovoltaïque sous des essais à l'exposition UV 89
IV.6 Dégradation par le processus de Wiener 90
IV.7 Courbe de fiabilité avec un intervalle de confiance à 90% 90
IV.8 Humidités relatives mesurées pendant 51 jours 92
IV.9 Humidités relatives avec HR_{jour} centrée en zéro 92
IV.10 Profil analytique de l'éclairement solaire journalier 93
IV.11 Températures mesurées pendant 51 jours 95
IV.12 Données de température avec T_{jour} centrée en zéro 95
IV.13 Installations photovoltaïques raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2010 98
IV.14 Données météorologiques 99
IV.15 Outil PVMODREL 101
IV.16 Simulateur solaire 102
IV.17 Processus de Wiener des essais de dégradation accélérée de chaleur humide 105
IV.18 Exemple de simulation des conditions environnementales 107

V.1 Réseau de Petri d'un système photovoltaïque 117
V.2 Réseau de Petri d'un module photovoltaïque 120
V.3 Réseau de Petri des défaillances d'un module photovoltaïque 121
V.4 Réseau de Petri d'un câble photovoltaïque 124
V.5 Réseau de Petri d'un onduleur photovoltaïque 126
V.6 Puissance d'un module et du système photovoltaïque 131
V.7 Coût et gain d'un système photovoltaïque 132
V.8 Disponibilité d'un système photovoltaïque en fonction de la configuration . 132

V.9 Disponibilité d'un système photovoltaïque en fonction du nombre de réparateurs 134

Liste des tableaux

II.1 Tableau d'analyse fonctionnelle 46
II.2 Tableau AMDEC 49
II.3 Exemple de cotation pour une étude AMDEC 49

III.1 Tableau d'Analyse Fonctionnelle d'un système PV raccordé au réseau . . . 69
III.2 Cotation pour l'étude AMDEC du système photovoltaïque 70
III.3 Etude AMDEC d'un système photovoltaïque 72

IV.1 Modes de défaillance en fonction des essais accélérés 83
IV.2 Coefficients empiriques pour prédire la température de surface d'un module photovoltaïque selon King [King04] 94
IV.3 Données météorologiques moyennes pour la France 100
IV.4 Mesures de la puissance au cours des essais de dégradation accélérée de chaleur humide 104
IV.5 Variables pour les essais de dégradation accélérée de chaleur humide 106
IV.6 Variables pour l'étude de sensibilité 110
IV.7 Sensibilité des variances de l'outil PVMODREL 111
IV.8 Sensibilité des valeurs moyennes de l'outil PVMODREL 112

V.1 Données d'entrée pour l'étude par les réseaux de Petri 129
V.2 Données de réparation pour l'étude par les réseaux de Petri 130
V.3 Prix des équipements et coût de maintenance en 2010 d'une installation photovoltaïque 130
V.4 Performance d'un système photovoltaïque en fonction de la configuration . 133
V.5 Performance d'un système photovoltaïque en fonction du nombre de réparateurs 135
V.6 Sensibilité des variances du réseau de Petri 136

Introduction générale

L'énergie solaire devient, depuis quelques années, une source d'énergie accessible à tous (aussi bien les industriels, les collectivités que les particuliers). Grâce à celle-ci, il est possible de produire deux types d'énergies :

- l'énergie calorifique avec les installations solaires thermiques (chauffe-eau solaire ou climatiseur solaire),
- l'énergie électrique avec les installations solaires photovoltaïques.

Aujourd'hui, la technologie solaire thermique semble avoir atteint un palier de performance tandis que pour le solaire photovoltaïque, l'optimum ne sera atteint qu'en 2020. De nombreuses recherches sont actuellement en cours à travers le monde pour améliorer le rendement des modules photovoltaïques. Pendant la thèse, nous nous sommes intéressés aux systèmes photovoltaïques.

L'étude de Sûreté de Fonctionnement de ces systèmes, bien qu'ils soient répandus dans le monde, reste rare. En France, nous n'avons recensé aucun laboratoire de recherche universitaire sur ce sujet.

Les systèmes photovoltaïques sont installés essentiellement chez les particuliers et au sein des entreprises, notamment sur les bâtiments. En France, EDF rachète l'électricité pendant 20 ans. Les installations de panneaux photovoltaïques se sont multipliées grâce aux crédits accordés par le gouvernement français depuis 2005. Il est donc important de connaître la **fiabilité**, la **disponibilité** et la **durabilité** de ces systèmes. Cela permettra de déterminer objectivement la durée de vie d'une installation photovoltaïque avant que les coûts ne deviennent plus importants que les gains apportés par le système.

Ce mémoire de thèse présente les différents travaux effectués au sein du laboratoire LASQUO qui ont consisté à développer une méthodologie permettant d'estimer la fiabilité, la disponibilité et la durabilité d'un système photovoltaïque. La méthodologie développée permet de :

- modéliser et simuler les comportements fonctionnel et dysfonctionnel d'un système photovoltaïque ;

- simuler les dégradations des composants et l'évolution de la puissance d'un système photovoltaïque ;
- estimer la fiabilité, la disponibilité et la durabilité d'un système photovoltaïque.

Pour simuler les comportements dysfonctionnels d'un système photovoltaïque, la capitalisation de la connaissance de chacun des composants du système est primordiale. Des méthodes et des guides existent déjà pour évaluer la fiabilité des composants électroniques. D'autres composants complexes de technologies différentes, tels ceux qu'on retrouve dans les modules photovoltaïques nécessitent des efforts de développement approfondis afin d'évaluer leur fiabilité. Nous avons décidé de développer une méthodologie permettant d'estimer la fiabilité et la durée de vie de ces modules. La méthodologie proposée permet aussi de :

- déterminer des modèles de vie basés sur des essais accélérés ;
- intégrer des modèles de dégradations des modules photovoltaïques à partir de la capitalisation des données d'essais ;
- simuler les conditions atmosphériques en utilisant des mesures réelles ;
- estimer la fiabilité d'un module grâce à un outil que nous avons conçu.

Le mémoire de thèse est structuré en cinq parties.

Le premier chapitre présente les définitions et les modèles utilisés en sûreté de fonctionnement. Les quatre types d'essais accélérés sont étudiés : les essais de vieillissement, les essais de dégradation avec la présentation des différents modèles et processus associés, les essais de vieillissement accéléré avec l'introduction du modèle de vie accélérée, et les essais de dégradation accélérée. Enfin, la méthode d'estimation de la fiabilité par les essais sous des conditions nominales stochastiques est décrite.

Dans le second chapitre, nous présentons la nécessité de se pencher sur une approche systémique et non pas sur une approche composant. Nous rappelons les principales méthodes d'analyses fonctionnelle et dysfonctionnelle existantes. La partie dysfonctionnelle d'un système n'étant pas toujours statique, il est nécessaire d'adopter des méthodes dynamiques. Une analyse comparative entre les différentes méthodes dynamiques montre que la méthode des réseaux de Petri est un outil approprié pour l'évaluation de la fiabilité du système complexe.

Dans le troisième chapitre, nous définissons le système photovoltaïque que nous étudions dans ce mémoire. La composition du système et les caractéristiques utilisées pour étudier son comportement sont définies. Nous consacrons une large partie de nos travaux aux analyses fonctionnelle et dysfonctionnelle réalisées sur le système photovoltaïque.

Le quatrième chapitre présente les méthodes existantes et celle mise en place pour l'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque. Nous préconisons les essais accélérés pour réaliser cette étude. Nous présentons l'outil développé permettant de simuler la dégradation des modules photovoltaïques à partir des données d'essais accélérés et d'estimer leur fiabilité en considérant des conditions nominales stochastiques. Les moyens d'essais expérimentaux nécessaires pour appliquer la méthode proposée sont évoqués. Des simulations sont aussi réalisées afin de montrer l'applicabilité de notre méthode et une étude de sensibilité des différents facteurs est effectuée.

Le cinquième et dernier chapitre est consacré à l'estimation de la fiabilité et de la durabilité d'un système photovoltaïque. Le réseau de Petri du système photovoltaïque est présenté en détail. Des résultats de simulations sont présentés selon différentes configurations d'installations d'un système photovoltaïque en prenant en compte les notions de durabilité et de disponibilité. Une étude de sensibilité du réseau de Petri permet aussi de mettre en évidence les paramètres les plus influents sur la performance (fiabilité et disponibilité) d'un système photovoltaïque.

Chapitre I

Fiabilité et durabilité

Sommaire

I.1 Introduction 6

I.2 Généralités sur la sûreté de fonctionnement 6

I.2.1 Eléments constitutifs de la sûreté de fonctionnement 8

I.2.1.1 Fiabilité 8

I.2.1.2 Maintenabilité 8

I.2.1.3 Disponibilité 8

I.2.1.4 Sécurité 8

I.2.1.5 Durabilité 9

I.2.2 Métriques de la sûreté de fonctionnement 9

I.2.2.1 Temps moyens de fiabilité 9

I.2.2.2 Théorie de la fiabilité 10

I.2.2.3 Taux de défaillance et de réparation instantanés . . . 11

I.2.2.3.1 Taux de défaillance instantané 11

I.2.2.3.2 Taux de réparation instantané 12

I.2.3 Les mécanismes de défaillance 12

I.2.4 Quelques lois usuelles de probabilité 14

I.2.4.1 Loi exponentielle 14

I.2.4.2 Loi de Weibull 14

I.2.4.3 Loi normale 15

I.2.4.4 Loi lognormale 16

I.2.4.5 Loi gaussienne inverse 17

I.3 La fiabilité par les essais 17

I.3.1 Les essais de vieillissement 18

I.3.2 Les essais de dégradation 19
I.3.2.1 Principe des modèles de dégradation 19
I.3.2.2 Les processus de dégradation 20
I.3.2.2.1 Le processus de Wiener 20
I.3.2.2.2 Le processus gamma 22
I.3.3 Les essais de vieillissement accéléré 23
I.3.3.1 Le plan d'essais 25
I.3.3.2 Le principe du modèle de vie accélérée 27
I.3.3.3 Lois d'accélération courantes 31
I.3.3.3.1 Modèle d'Arrhenius 31
I.3.3.3.2 Modèle de puissance inverse 31
I.3.3.3.3 Modèle de Peck 32
I.3.3.3.4 Modèle d'Eyring 33
I.3.4 Les essais de dégradation accélérée 34
I.3.4.1 Modèles de dégradation accélérée 35
I.3.4.2 Modèles de dégradation accélérée et processus de Wiener 36
I.3.4.3 Modèles de dégradation accélérée et processus gamma 37
I.3.5 Fiabilité par les essais sous des conditions nominales stochastiques 38
I.4 Conclusion 40

I.1 Introduction

Dans ce premier chapitre, nous exposons les termes généraux de la sûreté de fonctionnement. Plusieurs méthodes utiles à l'étude de la sûreté de fonctionnement d'un composant y sont présentées. Les méthodes d'estimation de la fiabilité par les essais sont aussi rappelées à travers une étude bibliographique.

I.2 Généralités sur la sûreté de fonctionnement

La complexité croissante des systèmes, la réduction de leurs coûts de conception et d'exploitation ainsi que leur utilisation de plus en plus importante dans la vie quotidienne font, de la sureté de fonctionnement, un domaine incontournable dans le développement de tout système industriel.

La Sûreté de Fonctionnement (SdF) fait partie des enjeux majeurs de ces dernières années et des années futures. Cette notion, qui désigne à la fois un ensemble de moyens et un ensemble de résultats produits par ces moyens, est basée sur :

- des méthodes et des outils servant à caractériser et à maîtriser les effets des aléas, des pannes et des erreurs ;
- la quantification des caractéristiques de composants et de systèmes pour exprimer la conformité dans le temps de leurs comportements et de leurs actions.

La Sûreté de Fonctionnement est définie, par différents auteurs [Lapr96, Mort01, Proc96, Vill88], comme étant :

- la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité ;
- la science des défaillances ;
- la confiance justifiée dans le service délivré ;
- le maintien de la qualité dans le temps.

La définition « Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité et Sécurité » que l'on retrouve dans l'acronyme FMDS, fait référence à ces différents termes et met en avant leur complémentarité. Si la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité et la sécurité sont des performances d'un système, la sureté de fonctionnement ne se réduit pas uniquement à une de ces performances, elle se construit à travers toutes ces dernières [Demr09].

La définition « Science des défaillances » suppose la connaissance, l'évaluation, la prévision, la mesure et la maîtrise des défaillances. La sûreté de fonctionnement apparait ainsi comme l'aptitude d'une entité à satisfaire une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données [Vill88].

La définition « Confiance justifiée dans le service délivré » dépend principalement de la perception des utilisateurs. Le service délivré par un système est son comportement perçu par son ou ses utilisateurs, sachant qu'un utilisateur est un autre système (humain ou physique) qui interagit avec le système considéré.

La définition « Maintien de la qualité dans le temps » prend en compte la conformité aux exigences (explicites ou non). Elle présente le défaut de laisser supposer qu'une activité de sûreté de fonctionnement se conduit nécessairement dans le cadre d'une démarche qualité, ce qui est insuffisant [Mort01].

Globalement, la définition de la Sûreté de Fonctionnement est considérée comme étant la conjugaison de ces quatre définitions.

Dans cette section, on s'intéresse uniquement aux principales grandeurs de la Sûreté de Fonctionnement qui sont la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité auxquelles il est possible d'ajouter une cinquième grandeur qui est la durabilité.

I.2.1 Eléments constitutifs de la sûreté de fonctionnement

I.2.1.1 Fiabilité

La fiabilité est l'aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données pendant une durée donnée. Elle est caractérisée par la probabilité $R(t)$ que l'entité E accomplisse ces fonctions, dans les conditions données pendant l'intervalle de temps $[0, t]$, sachant que l'entité n'est pas en panne à l'instant 0.

$$R\,(t) = \text{Prob}\,\{\text{E non défaillante sur } [0, \text{t}]\}$$

I.2.1.2 Maintenabilité

La maintenabilité est l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est réalisée dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits. Elle est caractérisée par la probabilité $M(t)$ que l'entité E soit en état, à l'instant t, d'accomplir ses fonctions, sachant que l'entité était en panne à l'instant 0.

$$M\,(t) = \text{Prob}\,\{\text{E est réparable sur } [0, t]\}$$

I.2.1.3 Disponibilité

La disponibilité est l'aptitude d'une entité à être en état d'accomplir les fonctions requises dans les conditions données et à un instant donné. Elle est caractérisée par la probabilité $A(t)$ que l'entité E soit en état, à l'instant t, d'accomplir les fonctions requises dans des conditions données.

$$A\,(t) = \text{Prob}\,\{\text{E non défaillante à l'instant } t\}$$

I.2.1.4 Sécurité

La sécurité est l'aptitude d'une entité à éviter de faire apparaître, dans des conditions données, des évènements critiques ou catastrophiques. Elle est caractérisée par la probabilité $S(t)$ que l'entité E ne laisse pas apparaître dans des conditions données, des évènements critiques ou catastrophiques.

$$S\,(t) = \text{Prob}\,\{\text{E évite des évènements critiques ou catastrophiques sur } [0, t]\}$$

I.2.1.5 Durabilité

La durabilité est l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise dans des conditions données d'utilisation et de maintenance, jusqu'à ce qu'un état limite soit atteint.

I.2.2 Métriques de la sûreté de fonctionnement

I.2.2.1 Temps moyens de fiabilité

Il existe aussi des grandeurs associées à la Sûreté de Fonctionnement. Contrairement aux précédentes citées dans la section I.2.1, qui sont fonction du temps, les grandeurs présentées ci-après caractérisent des durées moyennes [Vill88] :

- **MTTF (Mean Time To Failure)** est la durée moyenne de fonctionnement d'une entité avant la première défaillance :

$$MTTF = \int_0^\infty R(t)dt \tag{I.1}$$

- **MTTR (Mean Time To Repair)** est la durée moyenne de réparation :

$$MTTR = \int_0^\infty [1 - M(t)]dt \tag{I.2}$$

- **MUT (Mean Up Time)** est la durée moyenne de fonctionnement après réparation
- **MDT (Mean Down Time)** est la durée moyenne d'indisponibilité après défaillance
- **MTBF (Mean Time Between Failure)** est la durée moyenne entre deux défaillances :

$$MTBF = MDT + MUT \tag{I.3}$$

Ces durées sont représentées sur la Figure I.1.

La disponibilité asymptotique est donnée par :

$$A(\infty) = \frac{MUT}{MTBF} \tag{I.4}$$

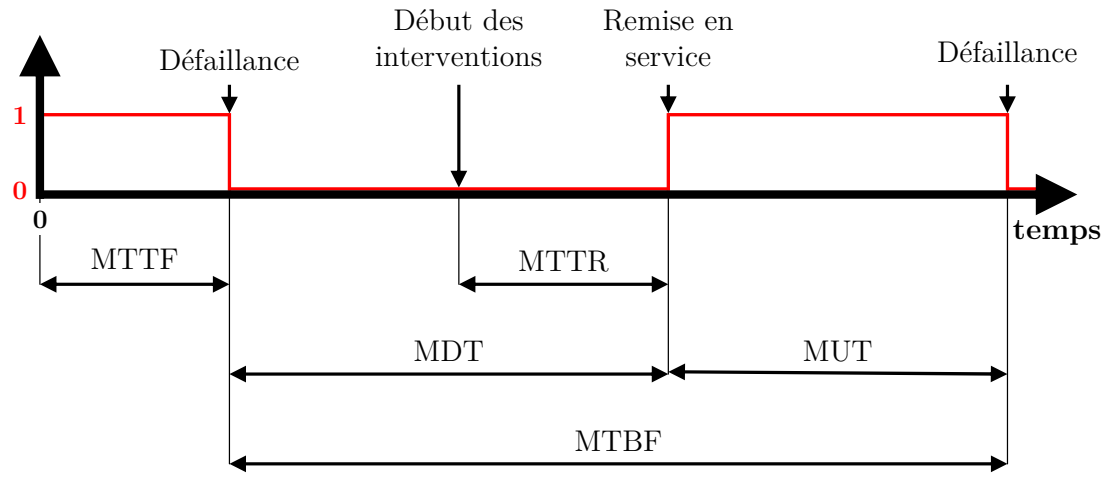


FIGURE I.1 – Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement

I.2.2.2 Théorie de la fiabilité

On considère une entité pouvant se trouver dans différents états. Cet ensemble d'états, noté $\mathbb{E}$, se décompose en deux sous ensembles formant une partition : le sous-ensemble $\mathbb{M}$ des états de marche (y compris le fonctionnement dégradé) et le sous-ensemble $\mathbb{D}$ des états de défaillance.

Considérons T la variable aléatoire qui représente le temps écoulé entre la mise en service d'une entité et la première défaillance observée. La fiabilité à l'instant t est la probabilité qu'une entité E soit non défaillante sur la durée $[0, t]$.

On appelle également fiabilité, la probabilité associée $R(t)$ définie par :

$$R(t) = \text{Prob}\{t < T\} \tag{I.5}$$

La Figure I.2 présente une allure de la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction du temps.

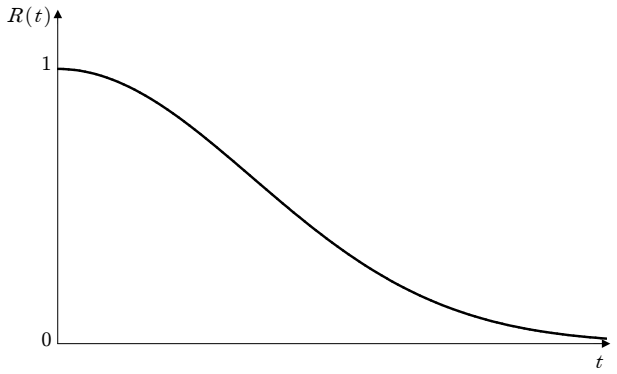


FIGURE I.2 – Courbe de survie ou de fiabilité

Pour compléter l'approche théorique de la notion de fiabilité , il est nécessaire de définir les notions suivantes.

La fonction $F(t)$ représente la fonction de répartition de la variable aléatoire T. Elle équivaut à la *défiabilité* $\overline{R(t)}$ (la probabilité de défaillance du système) ou à la probabilité complémentaire à 1 de la fiabilité $R(t)$ définie par :

$$F(t) = \text{Prob}\{t \geq T\} = 1 - R(t) = \overline{R(t)} \tag{I.6}$$

La fonction $f(t)$ désigne la densité de probabilité de t et elle est donnée par :

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \tag{I.7}$$

La fonction de répartition $F(t)$ et la fonction de fiabilité $R(t)$ sont exprimées à partir de la fonction de densité $f(t)$ dans les relations suivantes :

$$F(t) = \int_0^t f(u)du \tag{I.8}$$

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(u)\,du = \int_t^\infty f(u)\,du \tag{I.9}$$

I.2.2.3 Taux de défaillance et de réparation instantanés

I.2.2.3.1 Taux de défaillance instantané

Le taux instantané de défaillance, $\lambda(t)$, est une des caractéristiques de la fiabilité. La valeur $\lambda(t)\,dt$ représente la probabilité conditionnelle d'avoir une défaillance dans l'intervalle de temps $[t, t+dt]$, sachant qu'il n'y a pas eu de défaillance dans l'intervalle de temps $[0, t]$.

Ainsi, en appliquant le théorème des probabilités conditionnelles, puis le théorème des probabilités totales, $\lambda(t)$ s'écrit :

$$\lambda(t)\,dt = \frac{\text{Prob}\{\text{défaillant sur } [t, t+dt] \text{ sans défaillance sur } [0,t]\}}{\text{Prob}(\text{non défaillant sur } [0,t])} \tag{I.10}$$

$$\lambda(t)\,dt = \frac{\text{Prob}\{\text{défaillant sur } [0, t+dt]\} - \text{Prob}(\text{défaillant sur } [0,t])}{\text{Prob}(\text{non défaillant sur } [0,t])} \tag{I.11}$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = -\frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \tag{I.12}$$

On en déduit que la fiabilité peut aussi s'écrire de la façon suivante :

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(u)\,du\right] \tag{I.13}$$

I.2.2.3.2 Taux de réparation instantané

La valeur $\mu(t)\,dt$ représente la probabilité pour qu'une entité n'étant pas réparée à t le soit à $t + dt$. Le taux de réparation $\mu(t)$ s'écrit alors :

$$\mu(t) = \frac{1}{1 - M(t)} \cdot \frac{dM(t)}{dt} \tag{I.14}$$

I.2.3 Les mécanismes de défaillance

Au début du développement d'un système, le concepteur doit choisir l'architecture satisfaisant à des critères de performance et de fiabilité exprimés dans les spécifications.

Tous les systèmes contiennent inévitablement des défauts qui se manifestent potentiellement par l'apparition de défaillances au cours de la vie opérationnelle du système. Il est donc important de connaître les mécanismes de défaillance pour déterminer l'architecture optimale d'un système et pour évaluer sa fiabilité.

La fiabilité des systèmes, des sous-ensembles et des composants est généralement décrite par la courbe caractéristique dite en *baignoire* (cf. Figure I.3). Elle décrit l'évolution du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction du temps t et permet de mettre en évidence, de manière empirique, trois phases de la vie d'un produit ou d'un système. Le taux de défaillance est élevé au début de la vie. Ensuite, le taux diminue assez rapidement avec le temps (taux de défaillance décroissant), cette phase de vie est appelée période de jeunesse. Après, il se stabilise à une valeur qu'on souhaite aussi basse que possible pendant une période appelée période de vie utile (taux de défaillance sensiblement constant). A la fin, il remonte lorsque l'usure et le vieillissement font sentir leurs effets, ce qui correspond à la période de vieillissement (taux de défaillance croissant).

La **période de jeunesse** concerne les défaillances précoces dues à des problèmes de conception (mauvais dimensionnement d'un composant, etc.) ou de production (dérive d'un processus de fabrication,...). Le taux de défaillance est décroissant dans cette période. Les défaillances de jeunesse peuvent être supprimées avant la livraison au client en pratiquant le déverminage. Cette pratique consiste à mettre en fonctionnement les produits à livrer sous des conditions révélant les modes de défaillance et il suffit, ensuite, de

ne livrer que les bons produits. Cette pratique est coûteuse mais le taux de défaillance lors de la livraison est égal à celui du début de la période utile. De nombreux fabricants ne réalisent pas ce déverminage sur leurs produits pour des raisons de coût. Dans ce cas, une période de garantie est mise en place pendant laquelle le fabricant s'engage à changer ou réparer le produit défaillant. Par exemple, pour des modules photovoltaïques, les fabricants les garantissent pendant 5 ans en moyenne pour les défaillances mécaniques (sans rapport avec la puissance délivrée par les modules). Dans les études de fiabilité, les défaillances apparues lors de cette période de garantie ne sont pas prises en compte et on s'intéresse principalement à la période utile du produit.

La **période utile** correspond à la majorité de la vie du produit. Pendant cette période, le taux de défaillance peut être [Lyon06] :

- croissant pour les éléments mécaniques : modes de défaillances mécaniques, usure, fatigue, corrosion ;
- constant pour les composants électroniques : pas de phénomènes de vieillissement, phénomène caractéristique des défaillances aléatoires ;
- décroissant dans le cas des logiciels : la correction des erreurs permet d'améliorer la fiabilité.

La **période de vieillesse** correspond aux défaillances définissant la fin d'utilisation du produit quelque soit le type de technologie. Le taux de défaillance dans cette période croît rapidement. Pendant cette période, les produits qui n'avaient pas été défaillants pendant la période utile le deviennent généralement sur une période très courte.

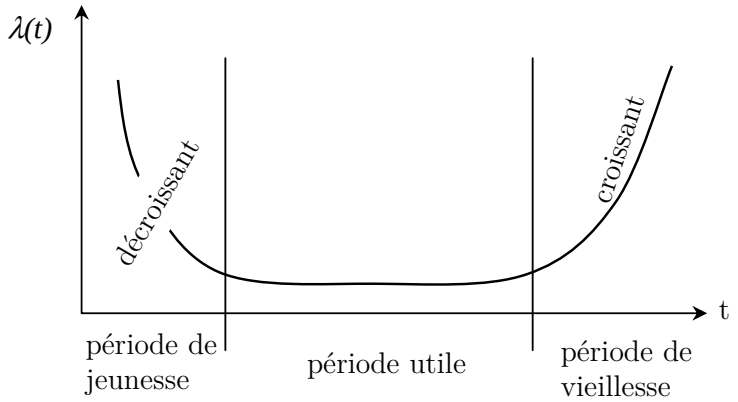


FIGURE I.3 – Courbe en baignoire

I.2.4 Quelques lois usuelles de probabilité

La fiabilité est une grandeur quantitative qui nécessite la connaissance des distributions de durée de vie afin de l'estimer. Dans le cadre d'un système complexe, ces distributions doivent absolument tenir compte de tous les mécanismes de défaillance associés aux différentes technologies.

Nous présentons dans cette section les lois et les modèles de fiabilité susceptibles, selon l'expérience, de représenter des distributions de durée de vie des composants qui interviennent le plus fréquemment dans l'analyse de leur fiabilité. Nous rappelons les principales propriétés de ces lois, les fonctions de fiabilité associées, les densités de probabilité, les taux de défaillance ainsi que les durées de vie moyennes [Marc74].

I.2.4.1 Loi exponentielle

La loi exponentielle est la plus couramment utilisée en fiabilité électronique pour décrire la période durant laquelle le taux de défaillance des équipements (qui subissent des défaillances brutales) est considéré comme constant (défaillance aléatoire). Elle décrit le temps écoulé jusqu'à une défaillance, ou l'intervalle de temps entre deux défaillances. Elle est définie par un seul paramètre, le taux de défaillance λ [Desr05, Lyon06, Vill88].

Elle est caractérisée par :

– la densité de probabilité :

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \tag{I.15}$$

– la fiabilité :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{I.16}$$

– le taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \lambda \tag{I.17}$$

– la durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \tag{I.18}$$

I.2.4.2 Loi de Weibull

La loi de Weibull, est souvent utilisée en mécanique ; elle caractérise bien le comportement du produit dans les trois phases de vie selon la valeur du paramètre de forme β [Lann96] :

– $\beta < 1$ ($\lambda(t)$ décroît) : période de jeunesse (rodage, déverminage),

– $\beta = 1$ ($\lambda(t)$ constant) : indépendance du temps,

– $\beta > 1$ ($\lambda(t)$ croît) : période de vieillissement, d'usure ou de dégradation :

De plus, cette loi de Weibull permet de décrire un phénomène de fatigue lorsque $\beta \in [1,5; 2,5]$, un phénomène ayant un taux de défaillance linéaire lorsque $\beta = 2$ et un phénomène d'usure ou de corrosion lorsque $\beta \in [3; 4]$.

La loi de Weibull est définie par trois paramètres : η (paramètre d'échelle) dont l'unité est homogène à l'unité de la sollicitation, β (paramètre de forme) qui traduit la finesse de la distribution et γ (paramètre de localisation) [Desr05, Lyon06, Vill88]. Elle est caractérisée par :

– la densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta}\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}} \tag{I.19}$$

– la fiabilité :

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}} \tag{I.20}$$

– le taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta}\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \tag{I.21}$$

– la durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = \gamma + \eta \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \tag{I.22}$$

avec Γ la fonction gamma définie par :

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \tag{I.23}$$

La loi de Weibull est définie par deux paramètres lorsque $\gamma = 0$.

Lorsque $\beta = 1$ et $\gamma = 0$, on se retrouve dans le cas particulier de la loi exponentielle avec $\lambda = \frac{1}{\eta}$.

Aussi, lorsque $\beta \approx 3,5$ et $\gamma = 0$, on est dans le cas d'une distribution normale

I.2.4.3 Loi normale

La loi normale (ou loi gaussienne) est très répandue parmi les lois de probabilité car elle s'applique à de nombreux phénomènes. La loi normale est définie par la moyenne μ et l'écart-type σ :

Elle est caractérisée par :

– la densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} \tag{I.24}$$

– la fonction de répartition :

$$F(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{t} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} dx \tag{I.25}$$

– la durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = \mu \tag{I.26}$$

Si t suit une loi normale $\mathcal{N}(\mu, \sigma)$, $u = \frac{t-\mu}{\sigma}$ suit une loi normale centrée réduite dont la fonction de répartition, notée Φ, est donnée par :

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{u} e^{-\frac{1}{2}\cdot x^2} dx \tag{I.27}$$

I.2.4.4 Loi lognormale

Une variable aléatoire continue et positive t est distribuée selon une loi lognormale si son logarithme est distribué suivant une loi normale. Cette distribution est utilisée en fiabilité pour modéliser les défaillances par fatigue. La loi lognormale a deux paramètres : la moyenne μ et l'écart-type σ.

Elle est caractérisée par :

– la densité de probabilité :

$$f(t) = \frac{1}{t\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\log(t)-\mu}{\sigma}\right)^2} \tag{I.28}$$

– la fonction de répartition :

$$F(t) = \Phi\left(\frac{\log(t) - \mu}{\sigma}\right) \tag{I.29}$$

– le taux de défaillance :

$$\lambda(t) = \frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\log(t)-\mu}{\sigma}\right)^2}}{t\int_{0}^{\infty} \sigma\sqrt{2\pi} f(t)\, dt} \tag{I.30}$$

– la durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}} \tag{I.31}$$

I.2.4.5 Loi gaussienne inverse

La loi gaussienne inverse est définie par la moyenne μ et le paramètre de forme λ. Elle est caractérisée, pour une variable aléatoire continue et positive t, par :

– la densité de probabilité :

$$f(t) = \sqrt{\frac{\lambda}{2\pi}} t^{-\frac{3}{2}} e^{\frac{-\lambda(t-\mu)^2}{2\mu^2 t}} \tag{I.32}$$

– la fonction de répartition :

$$F(t) = \Phi\left(\sqrt{\frac{\lambda}{t}}\left(\frac{t}{\mu} - 1\right)\right) + \Phi\left(-\sqrt{\frac{\lambda}{t}}\left(\frac{t}{\mu} + 1\right)\right) e^{\frac{2\lambda}{\mu}} \tag{I.33}$$

– la durée de vie moyenne ou MTTF :

$$MTTF = \mu \tag{I.34}$$

I.3 La fiabilité par les essais

Lors de son utilisation, le fonctionnement d'un produit peut soit s'interrompre brutalement, on parle alors d'une défaillance, soit se dégrader au cours du temps, on parle alors d'une dégradation du produit.

La **défaillance** est la cessation soudaine de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Un produit connaît une défaillance lorsqu'elle n'est plus en mesure de remplir sa (ou ses) fonction(s) [Vill88].

La **dégradation** est la détérioration progressive des caractéristiques d'un composant ou d'un système qui peut altérer son aptitude à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité et qui est engendrée par les conditions de service. [Lann05] Un produit qui se dégrade devient *pseudo-défaillant* lorsqu'il atteint un seuil limite de dégradation.

La dégradation d'un produit croit de façon probabiliste au cours du temps avec une augmentation de la variance [Yang96]. A chaque instant, la fiabilité peut être estimée comme la probabilité que la mesure de dégradation soit plus petite qu'une valeur cible de

dégradation (cf. Figure I.4). Le modèle de dégradation est un moyen efficace de prédire la fiabilité lorsque le produit se dégrade.

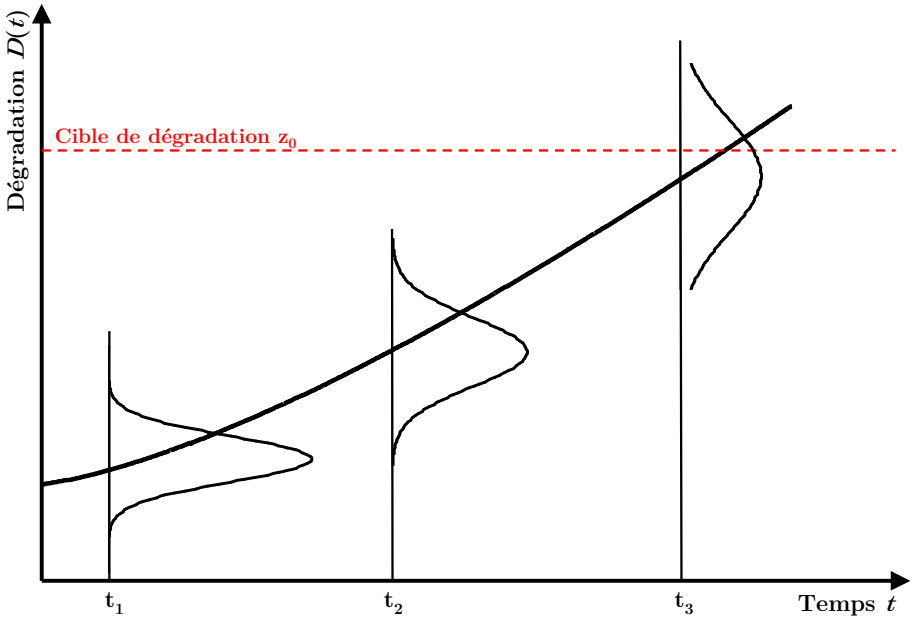


FIGURE I.4 – Exemple d'un modèle de dégradation

En général, pour estimer la fiabilité d'un produit par les essais, ce produit est vieillit artificiellement afin de reproduire le mode de défaillance (essais de vieillissement) ou le modèle de dégradation (essais de dégradation).

I.3.1 Les essais de vieillissement

Les essais de vieillissement consistent à vieillir artificiellement un échantillon de produits afin d'estimer l'instant de défaillance et ensuite déterminer la fiabilité du produit.

Les essais de vieillissement peuvent être conduits de deux manières :

- l'essai de vieillissement **séquentiel** qui est une succession de séquences distinctes de sollicitations,
- l'essai de vieillissement **combiné** qui est une association simultanée de plusieurs sollicitations environnementales.

Ces essais de vieillissement qui sont réalisés dans les conditions normales d'utilisation sur un échantillon de produits permettent de déterminer la distribution de durée de vie de ce dernier. Cependant, les laboratoires d'essais réalisent les essais de vieillissement pendant un temps prédéfini limité pour des notions de coûts. Dans ce cas, tous les produits testés peuvent ne pas atteindre le phénomène de défaillance. Des données « censurées » sont alors obtenues et elles peuvent être analysées mais nous ne traiterons pas cela dans cette

thèse. Lorsque le produit est soumis à une défaillance et que les essais sont réalisés dans les conditions normales d'utilisation du produit, nous n'avons pas d'autres choix que d'avoir des données censurées. Cependant, lorsque le produit est soumis à une dégradation, il est intéressant de suivre ce phénomène afin de pouvoir capitaliser un maximum de données et estimer les instants de pseudo-défaillance des produits testés. Des essais de dégradation sont alors réalisés.

I.3.2 Les essais de dégradation

Un produit qui est soumis au phénomène de dégradation peut ne jamais perdre sa fonction principale même si son utilisation n'est pas optimale, on parle d'état **dégradé**. Cependant, cet état dégradé peut devenir critique pour le système (dont le produit fait partie) lorsque la dégradation dépasse un seuil critique de dégradation. Le produit est dit **pseudo-défaillant**.

Un essai de dégradation consiste à vieillir artificiellement le produit dans les conditions normales d'utilisation (comme pour l'essai de vieillissement) et de suivre régulièrement l'évolution de la dégradation au cours du temps. L'étude de cette dégradation permet de déterminer le modèle de dégradation du produit ainsi que l'instant de pseudo-défaillance de ce dernier. Dans le cas où l'instant de pseudo-défaillance n'a pu être obtenu pendant la durée de l'essai, il est possible d'estimer cet instant de pseudo-défaillance en extrapolant les données de la dégradation grâce au modèle de dégradation, qui dans ce cas, doit être connu préalablement.

I.3.2.1 Principe des modèles de dégradation

Dans le cas des modèles de dégradation, les défaillances sont liées à une évolution dans le temps d'une caractéristique qui définit une performance se dégradant [Niku07]. La **fonction de dégradation** est un processus aléatoire à trajectoires continues à droites qui est défini par :

$$\mathcal{D} : t \rightarrow \mathcal{D}(t) \in [0, +\infty[\tag{I.35}$$

Le produit est considéré défaillant lorsqu'il atteint un niveau critique de dégradation z_0 [Guer09]. L'**intervalle des dégradations** qui garantit le bon fonctionnement du produit est défini par :

$$I = [0, z_0] \tag{I.36}$$

L'**instant de pseudo-défaillance** T_0 est défini par le premier temps d'atteinte des limites de dégradation (cf. Figure I.4) :

$$T_0 = \inf \{t | \mathcal{D}(t) \geq z_0\} \tag{I.37}$$

Dans les modèles de dégradation, les hypothèses suivantes sont à prendre en compte [Niku07] :

- $\mathcal{D}$ est un processus aléatoire à trajectoires continues à droites,
- la dégradation initiale est $\mathcal{D}(0) = 0$: les individus ont toujours une dégradation nulle au début de l'analyse,
- l'intervalle admissible des dégradations est défini par $I = [0, z_0]$: la dégradation maximale admissible est z_0 qui est une valeur connue et déterministe fixée par l'utilisateur.

I.3.2.2 Les processus de dégradation

Les processus de dégradation sont issus de trajectoires de processus stochastiques à accroissements indépendants. Afin de modéliser la dégradation croissante dans le temps d'un sujet soumis au vieillissement, deux processus de dégradation sont principalement utilisés : le processus de Wiener (section I.3.2.2.1) et le processus gamma (section I.3.2.2.2).

I.3.2.2.1 Le processus de Wiener

Le processus de Wiener [Guer09, Lemo85, Liao06, Niku07, Whit95] est un processus à accroissement indépendant qui décrit des trajectoires de dégradation croissante en moyenne. Le processus $W(t)$ (avec $t > 0$) est un processus de Wiener de tendance linéaire m et de variance σ^2 si :

- $W(0) = 0$,
- W est un processus stochastique à accroissement indépendant à trajectoires continues,
- quelque soient $t > 0$ et $\Delta t > 0$, la loi de l'accroissement $W(t + \Delta t) - W(t)$ est une loi normale $\mathcal{N}(m\Delta t, \sigma^2 \Delta t)$ de densité :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi.\Delta t}} e^{\left(-\frac{(x-m.\Delta t)}{2\sigma^2.\Delta t}\right)} \text{ pour } t > 0 \tag{I.38}$$

Si W est un processus de Wiener avec tendance linéaire m et variance σ^2 alors, $E[W(t)] = mt$ et $Var[W(t)] = \sigma^2 t$.

Si W_0 est un processus de Wiener standard (c'est à dire $m = 0$ et $\sigma^2 = 1$) alors $W(t) = mt + \sigma W_0(t)$ est un processus de Wiener de tendance linéaire m et de variance σ^2.

La distribution de durée de vie $T_0 = \inf\{t|W(t) \geq z_0\}$ est une loi gaussienne inverse $IG\left(\frac{z_0}{m}, \frac{{z_0}^2}{\sigma^2}\right)$ de densité [Niku07] :

$$f(t, z_0, \sigma, m) = \frac{z_0}{\sqrt{2\pi}\sigma} t^{-\frac{3}{2}} e^{-\frac{(z_0 - mt)^2}{2\sigma^2 t}} \tag{I.39}$$

L'estimation des paramètres m et σ se fait par la méthode du maximum de vraisemblance à partir des accroissements observés de la dégradation. Le vecteur des q_i dégradations de l'individu i est défini par :

$$W_{ij} = W(t_{ij}) = mt_{ij} + \sigma W_0(t_{ij}) \tag{I.40}$$

On note ΔW_{ij} ($j = 1 \ldots q_i$ est l'indice de temps et $i = 1 \ldots n$ est l'indice de trajectoire comme montré sur la Figure I.5) les accroissement de dégradations observés.

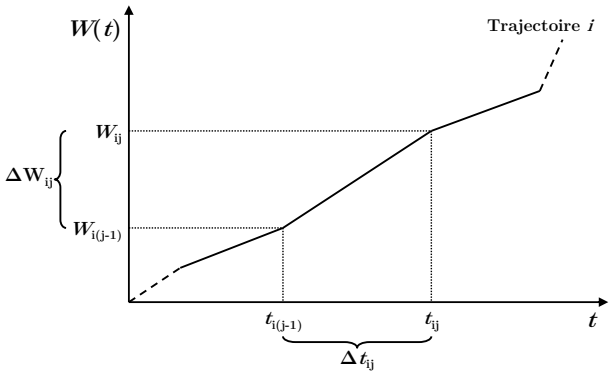


FIGURE I.5 – Définition d'un accroissement de dégradation

Comme ΔW_{ij} est caractérisée par une loi normale $\mathcal{N}(m\Delta t_{ij}, \sigma^2 \Delta t_{ij})$, la vraisemblance s'écrit :

$$L(m, \sigma^2) = \prod_{i=1}^{n} \prod_{j=1}^{q_i} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi\Delta t_{ij}}} e^{-\frac{\left(\Delta W_{ij} - m\Delta t_{ij}\right)^2}{2\sigma^2 \Delta t_{ij}}} \tag{I.41}$$

Le processus de Wiener permet aussi de traiter le cas où la dégradation n'est pas linéaire. Dans ce cas, le processus $W(t), t > 0$ est un processus de Wiener à tendance non-linéaire et de variance σ^2 si :

- W est un processus stochastique à accroissement indépendants à trajectoires continues,
- quelque soient $t > 0$ et $\Delta t > 0$, la loi de l'accroissement $W(t + \Delta t) - W(t)$ est une loi normale $\mathcal{N}(m(t + \Delta t) - m(t), \sigma^2 \Delta t)$ de densité :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi.\Delta t}} e^{\left(-\frac{(x-(m(t+\Delta t)-m(t)))^2}{2\sigma^2.\Delta t}\right)} \text{ pour } t > 0 \tag{I.42}$$

Dans le cas d'un accroissement à tendance non-linéaire, la vraisemblance s'écrit :

$$L(m, \sigma^2) = \prod_{i=1}^{n} \prod_{j=1}^{q_i} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi\Delta t_{ij}}} e^{-\frac{\left(\Delta Z_{ij} - \left(m\left(t_{ij}\right) - m\left(t_{i(j-1)}\right)\right)\right)^2}{2\sigma^2 \Delta t_{ij}}} \tag{I.43}$$

I.3.2.2.2 Le processus gamma

Le processus gamma [Lemo86, Niku07] est un processus à accroissement indépendant qui décrit des trajectoires de dégradation constante.

Le processus $X(t)$ (avec $t > 0$) est un processus gamma $Ga(\alpha, \beta)$ stationnaire si :

- $X(0) = 0$,
- X est un processus à accroissement indépendant,
- quelque soient $t > 0$ et $\Delta t > 0$, la loi de l'accroissement $X(t + \Delta t) - X(t)$ est une loi gamma $Ga(\alpha \Delta t, \beta)$ de densité :

$$f(x) = \frac{\beta^{-\alpha\Delta t}}{\Gamma(\alpha\Delta t)} x^{\alpha h \Delta t - 1} e^{-\frac{x}{\beta}} \text{ pour } t > 0 \tag{I.44}$$

où α est le paramètre de forme et β est le paramètre de la distribution gamma. La fonction Γ est définie par :

$$\Gamma(z) = \int_0^{+\infty} x^{z-1} e^{-x} dx \tag{I.45}$$

Dans le cas où X est un processus gamma stationnaire $Ga(\alpha, \beta)$ alors, pour tout $t > 0$, $E[X(t)] = \alpha\beta t$ et $Var[X(t)] = \alpha\beta^2 t$.

Le processus $X(t), t > 0$ est un processus gamma $Ga(m(.), \beta)$ (avec $m : [0, +\infty[\rightarrow [0, +\infty[$ une fonction croissante continue à droite telle que $m(t) = 0$) non stationnaire si :

- X est un processus à accroissement indépendants,
- quelque soient $t > 0$ et $\Delta t > 0$, la loi de l'accroissement $X(t + \Delta t) - X(t)$ est une loi gamma $Ga(m(t + \Delta t) - m(t), \beta)$ de densité :

$$f(x) = \frac{\beta^{-(m(t+\Delta t)-m(t))}}{\Gamma(m(t + \Delta t) - m(t))} x^{m(t+\Delta t)-m(t)-1} e^{-\frac{x}{\beta}} \text{ pour } t > 0 \qquad \text{(I.46)}$$

Dans le cas où X est un processus gamma non stationnaire $Ga(m(.), \beta)$ alors, pour tout $t > 0$, $E[X(t)] = \beta m(t)$ et $Var[X(t)] = \beta^2 m(t)$.

Pour estimer les paramètres du processus gamma, la dégradation est supposée être un processus gamma $Ga\left(\frac{m(t)}{\sigma^2}, \sigma^2\right)$ où $E[X(t)] = m(t, \theta)$, $t > 0$, $\theta \in \mathbb{R}^p$, est la fonction moyenne paramétrée par θ, et m est une fonction croissante continue nulle en zéro. Comme pour le processus de Wiener, ΔX_{ij} correspond aux accroissements de dégradations observés avec $i = 1 \ldots n$ et $j = 1 \ldots f_i$.

L'estimation des paramètres θ et σ se fait par la méthode de la log-vraisemblance :

$$\ln L\left(\theta, \sigma^2\right) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{f_i} \ln f\left(\Delta X_{ij}, \frac{m(t_{ij}, \theta) - m\left(t_{i(j-1)}, \theta\right)}{\sigma^2}, \sigma^2\right) \qquad \text{(I.47)}$$

Pour atteindre l'effet désiré avec des essais de vieillissement ou pour obtenir suffisamment d'informations avec des essais de dégradation, la durée des essais peut parfois être longue. Pour palier cela, les contraintes sont accélérées (sans pour autant dépasser la limite acceptable) et la corrélation avec la réalité se fait à l'aide de lois d'accélération. On appelle ce type d'essais des **essais accélérés**.

Par la suite, nous présentons le principe des essais de vieillissement accéléré (section I.3.3) ainsi que celui des essais de dégradation accélérée (section I.3.4).

I.3.3 Les essais de vieillissement accéléré

Les essais de vieillissement accéléré (ALT : *Accelerated Life Testing*) se composent d'une variété de techniques d'essais pour accélérer les processus de vieillissement [Meek98] et atteindre plus rapidement la fin de vie des produits. Ils sont utilisés pour obtenir

plus rapidement des informations concernant la vie du produit. Les systèmes testés sont employés plus fréquemment que d'habitude ou sont soumis à des niveaux de sollicitations plus élevés (par exemple l'augmentation de la température, de la tension électrique, de l'humidité, etc.) pour obtenir la loi de fiabilité ou autres caractéristiques de fiabilité (taux de défaillance, temps de défaillance, etc.) des produits (systèmes ou composants). Pour cela, les niveaux de sollicitations subis par le produit sont augmentés, sans pour autant modifier le mécanisme de défaillance, afin d'obtenir des données de vie plus rapidement. Ces données seront utilisées pour estimer la fiabilité dans les conditions normales de fonctionnement. Les résultats sont employés, par le biais d'un modèle statistique approprié basé sur la physique de défaillance des composants, pour faire des prévisions de durées de vie du produit soumis aux conditions normales d'utilisation (cf. Figure I.6).

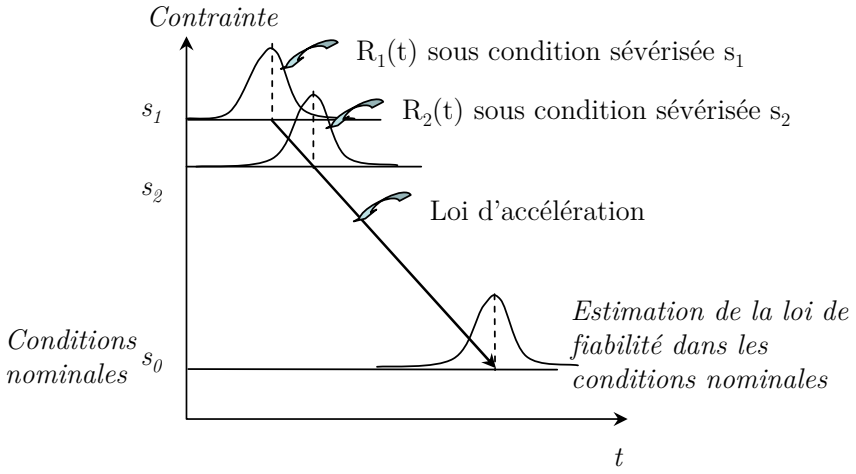


FIGURE I.6 – Principe des essais accélérés

Les essais de vieillissement accéléré peuvent s'appliquer à toutes les catégories de matériels en adoptant différents types de contraintes (mécaniques, électriques, climatiques, etc.), selon les modes de défaillance attendus :

- Contraintes mécaniques : torsion, flexion, flexion rotative, chocs mécaniques, vibrations, vibrations acoustiques, traction, compression, etc. La fatigue est le terme le plus communément utilisé pour les composants mécaniques à l'aide généralement d'un pot vibrant.
- Contraintes électriques : tension, intensité du courant, fréquence, choc électrique, etc. La tension est la contrainte électrique la plus utilisée.
- Contraintes climatiques (ou environnementales) : la température et les cycles thermiques sont les contraintes les plus couramment utilisées. Il est nécessaire d'appliquer des niveaux appropriés pour conserver les modes de défaillance d'origine.

D'autres contraintes peuvent êtres appliquées comme les ultraviolets, le brouillard salin, la poussière, l'humidité, etc.

Ces différentes contraintes peuvent être appliquées combinées ou non aux produits. Dans le cadre général, les contraintes X peuvent varier au cours du temps et être multi-dimensionnels [Nels90] :

$$X = X(\tau), \tau \geq 0 \tag{I.48}$$

I.3.3.1 Le plan d'essais

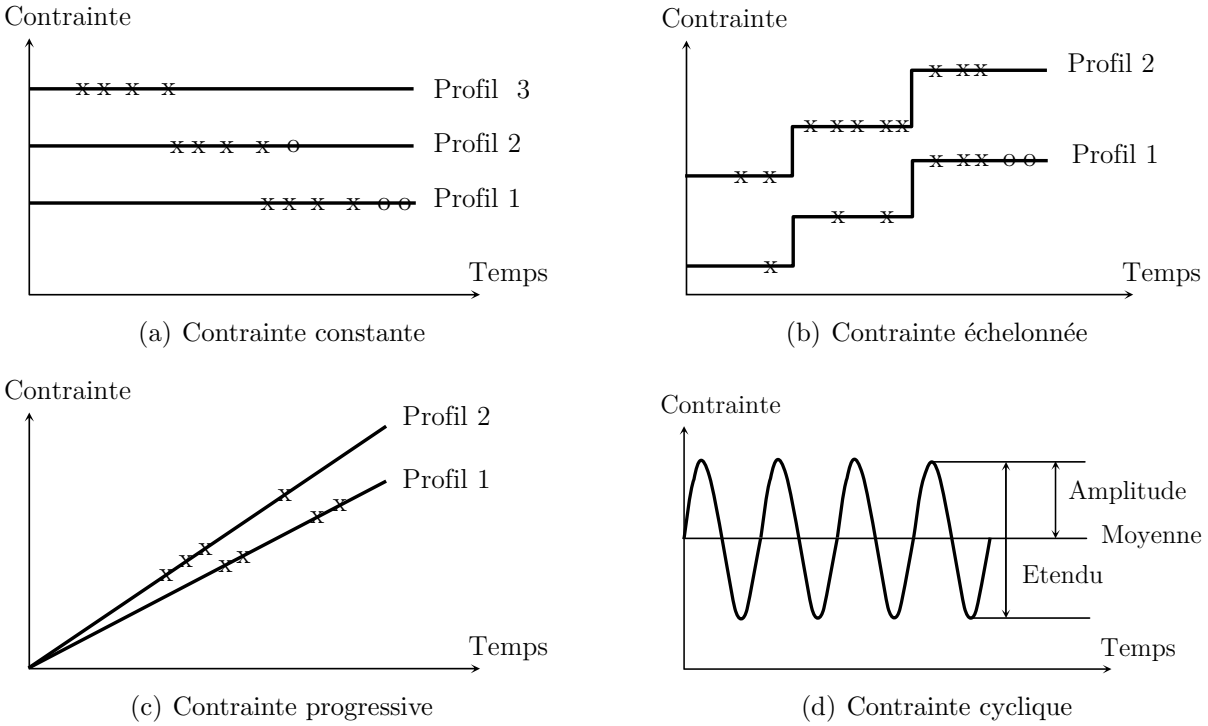
La conception d'un plan d'essais (quels essais faut-il faire pour montrer que le système est fiable ?) peut intervenir dès le début de la conception d'un produit ou d'un système, dès que les fonctions requises (le cahier des charges) sont connues.

La définition d'un plan d'essais accélérés dépend de plusieurs paramètres [Hoan03, Meek98, Nels90, Vass01] :

- Les contraintes d'accélération et les limites opérationnelles : on appelle *contraintes* l'ensemble des conditions et facteurs susceptibles d'affecter le bon fonctionnement d'un produit. Les contraintes peuvent être de toute nature (mécanique, électronique, climatique, etc.) et leurs durées de manifestation de tout ordre (constante, échelonnée, progressive, cyclique ou aléatoire). Le type, le nombre et les niveaux des contraintes appliquées sont choisis en fonction du produit étudié et de son mode d'utilisation. Les contraintes sont parfois désignées par les termes : stress ou sollicitations. Les limites opérationnelles du produit sont préalablements déterminées par des essais aggravés par exemple (donnant les niveaux de contraintes extrêmes à ne pas dépasser afin d'éviter les fonctionnements dégradés des produits ou un changement de mécanisme de défaillance).
- Les modes et mécanismes de défaillance : lors d'un essai accéléré, les mécanismes provoqués d'endommagement d'un produit doivent être représentatifs de ceux pouvant apparaître dans des conditions normales d'emploi. Chaque mode de défaillance peut être provoqué par un ou plusieurs types de contraintes.
- Le nombre de produits « identiques », testés à chaque niveau de contrainte, donne la précision des estimations.
- Un modèle générique de vie accélérée, qui relie la durée de vie obtenue selon les essais réalisés sous les conditions accélérées à celle correspondant aux conditions normales d'utilisation, permet d'analyser les résultats d'essais pour estimer la fonction de fiabilité dans les conditions nominales.

Les contraintes peuvent être appliquées sur les produits selon différents profils :

- Le chargement constant (indépendant du temps) : chaque composant est soumis à un niveau de contrainte constant supérieur à la normale (cf. Figure I.7(a)),
- Le chargement variable (en fonction du temps) : la contrainte choisie évolue en fonction du temps. Elle peut être augmentée de différentes manières :
  - la contrainte échelonnée : la contrainte est appliquée de manière échelonnée par des niveaux croissant ou décroissants dans le temps (par paliers) jusqu'à l'apparition d'une défaillance (cf. Figure I.7(b)),
  - la contrainte progressive : la contrainte est augmentée de manière linéaire dans le temps (croissance linéaire) (cf. Figure I.7(c)),
  - la contrainte cyclique : la contrainte est appliquée selon une amplitude et une fréquence données (cf. Figure I.7(d))
  - la contrainte aléatoire : la sollicitation suit un profil aléatoire (couramment utilisée en vibration ou lors d'un choc)



(a) Contrainte constante

(b) Contrainte échelonnée

(c) Contrainte progressive

(d) Contrainte cyclique

FIGURE I.7 – Profils d'essais accélérés

I.3.3.2 Le principe du modèle de vie accélérée

Les modèles de vie accélérée sont généralement utilisés lorsque la relation exacte entre les contraintes appliquées et le temps de défaillance du composant est difficile à déterminer selon des principes mécaniques, électriques et physico-chimiques. Dans ce cas, les composants sont soumis à différents niveaux de contraintes et les paramètres des lois de distribution des temps de défaillance sont utilisés pour ajuster le modèle d'accélération. Les instants de défaillance sont distribués selon le même type de loi à chaque niveau de contrainte, et aussi dans les conditions normales de fonctionnement.

Les modèles de vie accélérée peuvent s'appliquer à plusieurs domaines comme celui du vivant (sciences médicales), de l'électronique et de la mécanique. Ce qui différencie les diverses applications sont les lois de fiabilité utilisées, les contraintes employées pour aggraver les essais et la nature des lois d'accélération [Voic09].

Dans la littérature, il existe plusieurs définitions théoriques des Modèles de Vie Accélérée [Nels90, Bagd95, Hoan03]. Ils sont généralement constitués de deux composantes principales :

- un modèle analytique *Durée de vie-Contrainte* appelé aussi loi d'accélération ou modèle d'accélération, traduisant la durée de vie nominale du produit soumis à l'essai en fonction des niveaux de contraintes appliquées. Cette durée de vie nominale est représentée par une caractéristique de la loi de fiabilité telle que la moyenne, la médiane, l'écart-type, un quantile ou un quelconque paramètre de la loi.
- une distribution statistique des durées de vie. Dans un essai accéléré, un modèle déterministe seul ne décrit pas le comportement des durées de vie d'un produit. A chaque niveau de contrainte, un produit ou un système a une distribution statistique de durée de vie. Nous obtenons ainsi la combinaison : équation d'accélération et distribution de vie de base.

Le modèle standard de vie accélérée permet d'unifier les différents modèles de vie accélérée dans un seul formalisme.

Nous supposons que la durée de vie $T_{X(\bullet)}$ sous n'importe quelle contrainte $X(\bullet)$ est une variable aléatoire positive continue de fonction de survie :

$$R_{X(\bullet)}(t) = \text{Prob}\left\{\text{T}_{X(\bullet)} > t, t \geq 0\right\} \tag{I.49}$$

Nous considérons un ensemble de contraintes ε. Formellement, une contrainte $X_1(\bullet)$ est supérieure à une contrainte $X_0(\bullet)$ si $R_{X_0(\bullet)}(t) > R_{X_1(\bullet)}(t)$ pour tout $t \geq 0$.

Considérant $\varepsilon_0 \subset \varepsilon$ un ensemble de contraintes constantes dans le temps et $X_0 \in \varepsilon_0$, la fonction inverse de $R_{X_0}(t)$ peut être définie comme :

$$R_{X_0}^{-1}(p) = \inf\{t : R_{X_0}(t) \geq p\} \tag{I.50}$$

Le produit de convolution entre $R_{X_0}^{-1}$ et $R_{X(\bullet)}$ est noté comme $f_{X(\bullet)}(t) = R_{X_0}^{-1} R_{X(\bullet)}(t)$, avec $f_{X(\bullet)}(0) = 0$. Alors, pour tout $X(\bullet) \in \varepsilon$, nous avons :

$$\text{Prob}\left\{T_{X_0} \geq f_{X(\bullet)}(t)\right\} = \text{Prob}\left\{T_{X(\bullet)} \geq t\right\} \tag{I.51}$$

Il résulte que pour tout $X(\bullet) \in \varepsilon$, la probabilité de survivre jusqu'à l'instant t sous la contrainte $X(\bullet)$ est la même que la probabilité de survivre jusqu'à l'instant $f_{X(\bullet)}(t)$ sous la contrainte X_0. La fonction $f_{X(\bullet)}(t)$ est la *fonction de transfert* sous la contrainte $X(\bullet)$ jusqu'à l'instant t.

Le modèle standard de vie accélérée (MVA) est défini sur ε s'il existe une fonction $r : \varepsilon \to \mathbb{R}^+$ telle que pour tout $X(\bullet) \in \varepsilon$:

$$\frac{d}{dt} f_{X(\bullet)}(t) = r[X(t)] \tag{I.52}$$

La fonction r exprime une vitesse de dégradation. Le modèle MVA signifie que la vitesse d'utilisation de la ressource à l'instant t ne dépend que de la valeur de la contrainte appliquée à l'instant t.

La formule (I.52) implique :

$$R_{X(\bullet)}(t) = R_{X_0}\left(\int_0^t r[X(\tau)]\, d\tau\right) \tag{I.53}$$

Dans le cas où $X(\tau) \equiv X$ est constant, la formule (I.53) implique :

$$R_X(t) = R_{X_0}(r(X)\, t) \tag{I.54}$$

Donc la contrainte ne change que l'échelle (le facteur multiplicateur $r(X)$ de la durée de vie sous la sollicitation X par rapport à la durée sous la contrainte X_0. Notons que $r(X_0) = 1$.

Le modèle de vie accélérée permet d'estimer la fiabilité d'un composant sous des contraintes expérimentalement indisponibles à partir de la fiabilité du même composant

sous des conditions d'utilisation. L'analyse statistique du modèle de vie accélérée consiste à estimer les paramètres de ce modèle (fiabilité, taux de défaillance, etc.). Les techniques d'estimation dépendent de ce modèle statistique, c'est-à-dire de la connaissance de la fonction de survie R_{X_0} et du choix de la vitesse de dégradation r.

Si la fonction r est inconnue, la fonction R_{X_0} ne peut être estimée même si l'on connaît la famille de distributions à laquelle R_{X_0} appartient. Par exemple, si $R_{X_0}(t) = e^{-\left(\frac{t}{\theta}\right)^{\alpha}}$, nous obtenons $R_{X_i}(t) = e^{-\left(\frac{r(X_i)}{\theta}t\right)^{\alpha}}$. A partir de temps de défaillance à différentes contraintes X_i, les paramètres α, $\frac{r(X_1)}{\theta}$, ..., $\frac{r(X_k)}{\theta}$ peuvent être estimés. Cependant, comme r est complètement inconnue, $r(X_0)$ et donc $R_{X_0}(t)$ ne peuvent pas être estimés. Ainsi, il est nécessaire de faire des hypothèse sur le modèle d'accélération à appliquer puis de déterminer les paramètres des distributions de durée de vie dans autant de contraintes X_i différentes qu'il y a de paramètres inconnus dans le modèle d'accélération.

La fonction r doit être choisie dans une certaine classe de fonctions. Si le modèle (I.54) est vérifié sur un ensemble de contraintes ε, nous avons, pour tout X_i et X_j :

$$R_{X_j}(t) = R_{X_i}\left(\frac{r(X_j)}{r(X_i)} \cdot t\right) = R_{X_i}(\rho(X_i, X_j) \cdot t) \tag{I.55}$$

En supposant que $x \in \mathbb{R}$ est une contrainte unidimensionnelle, le taux de changement de contrainte est déterminée par la dérivée :

$$\delta(x) = \lim_{\Delta x \to 0} \frac{\rho(x, x+\Delta x) - \rho(x, x)}{\Delta x} = [\log(r(x))]' \tag{I.56}$$

donc pour tout $x \in \varepsilon$:

$$r(x) = e^{\int_{x_0}^{x} \delta(\nu) d\nu} \tag{I.57}$$

On suppose que $\delta(x)$ est proportionnel à une fonction connue $u(x)$ de la contrainte correspondant au profil d'essai accéléré mis en place :

$$\delta(x) = \beta_1 u(x), \beta_1 > 0 \tag{I.58}$$

alors :

$$r(x) = e^{\beta_0 + \beta_1 z(x)} \tag{I.59}$$

où $z(x)$ est une fonction primitive de $u(x)$, β_0 et β_1 sont des paramètres inconnus.

Pour généraliser, si la contrainte est multidimensionnel ($X = (x_1, \ldots, x_m)^T$), les caractéristiques infinitésimales $\delta_i(x)$ sont données par :

$$\delta_i(X) = \lim_{\Delta x_i \to 0} \frac{\rho(X, X + \Delta x_i e_i) - \rho(X, X)}{\Delta x_i} = \frac{\partial \log(r(X))}{\partial x_i} \tag{I.60}$$

où $e_i = \left(\underset{1}{0}, \ldots, \underset{i}{1}, \ldots, \underset{m}{0}\right)^T$. L'unité est dans la i-ème coordonnée.

En généralisant le cas unidimensionnel, $\delta_i(X)$ devient :

$$\delta_i(X) = \sum_{j=1}^{k_i} \beta_{ij} u_{ij}(X) \tag{I.61}$$

où les $u_{ij}(X)$ sont des fonctions connues et β_{ij} sont des constantes inconnues. Dans ce cas :

$$r(X) = e^{\beta_0 + \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{k_i} \beta_{ij} z_{ij}(X)} \tag{I.62}$$

où $z_{ij}(X)$ des fonctions connues.

Alors, en généralisant les modèles (I.53) et (I.54) peuvent s'écrire :

$$R_{X(\bullet)}(t) = R_{X_0}\left(\int_0^t e^{\beta^T Z(\tau)} d\tau\right) \tag{I.63}$$

où, pour des contraintes constantes :

$$R_X(t) = R_{X_0}\left(e^{\beta^T Z} t\right) \tag{I.64}$$

et donc :

$$r(X) = e^{\beta^T Z} \tag{I.65}$$

où $\beta = (\beta_0, \ldots, \beta_m)^T$ est un vecteur de paramètres et $Z = (z_0(X), \ldots, z_m(X))^T$ est un vecteur de paramètres avec les fonctions z_i spécifiées dont la première composante z_0 est égale à 1.

Dans la littérature ([Nels90], etc.), de nombreux modèles d'accélération, définis pour chaque type de composants et matériaux ont été déterminés. Nous présentons quelques uns d'entre-eux, les plus utilisés pour des contraintes à profils constants, des cas particuliers de MVA. Dans ces différents cas, la durée de vie *nominale* est généralement représentée par la moyenne.

I.3.3.3 Lois d'accélération courantes

I.3.3.3.1 Modèle d'Arrhenius

Le modèle d'Arrhenius est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un composant est sensible à la température (exemples : diélectrique, semi-conducteur, batterie, lubrifiant et graisse, plastique et filament de lampe incandescente).

La loi d'Arrhenius modélise la durée de vie τ du produit comme fonction de la température T :

$$\tau = Ae^{\frac{E_a}{kT}} \tag{I.66}$$

où E_a est l'énergie d'activation (en eV), k est la constante de Boltzmann ($8,6171.10^{-5}$ eV/°K), T est la température absolue (en °K) et A est une constante dépendante de la défaillance et de l'essai.

Lorsque la loi d'Arrhenius est utilisée, les essais accélérés sont réalisés à deux températures sévérisées T_1 et T_2 afin de déterminer E_a et A. La durée de vie τ est ensuite déterminée dans les conditions normales T_0 en utilisant l'équation (I.66).

Le facteur d'accélération FA entre la durée de vie τ_0 pour une température T_0 et la durée de vie τ_1 pour une température T_1 est :

$$FA = \frac{\tau_1}{\tau_0} = e^{\frac{E_a}{k}\left(\frac{1}{T_1}-\frac{1}{T_0}\right)} \tag{I.67}$$

Pour le modèle d'Arrhenius, le modèle générique de la relation (I.65) donne :

$$r\left(T_1\right) = e^{\beta^T Z} \tag{I.68}$$

avec $\beta = \begin{pmatrix} -\frac{E_a}{k.T_0} \\ \frac{E_a}{k} \end{pmatrix}$ et $Z = \begin{pmatrix} 1 \\ \frac{1}{T_1} \end{pmatrix}$

I.3.3.3.2 Modèle de puissance inverse

Le modèle de puissance inverse est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un composant est sensible à un niveau de contrainte particulier (exemples : diélectrique, roulement à billes, composants optoélectroniques, composants mécaniques soumis à la fatigue, filament de lampe incandescente).

La loi de puissance inverse décrit la cinétique d'un mécanisme d'endommagement sous une contrainte constante V, la durée de vie τ est donnée par l'équation :

$$\tau = \left(\frac{A}{V}\right)^{\gamma} \tag{I.69}$$

où V est le niveau de contrainte constant, A et γ sont des constantes dépendantes de la défaillance et de l'essai.
Cas particulier : quand la contrainte est la variation de température, le modèle est appelée le modèle de Coffin-Manson :

$$\tau = \left(\frac{A}{\Delta T}\right)^{B} \tag{I.70}$$

où ΔT est l'amplitude de température, A et B sont des constantes dépendantes de la défaillance et de l'essai.

Lorsque la loi de puissance inverse est utilisée, les essais sont réalisés à deux contraintes sévérisées afin de déterminer A et γ. La durée de vie τ est ensuite déterminer dans les conditions normales de contraintes V_0 en utilisant l'équation (I.69).

Le facteur d'accélération de puissance inverse entre la durée de vie τ_0 pour une contrainte V_0 et la durée de vie τ_1 pour une contrainte V_1 est :

$$FA = \frac{\tau_1}{\tau_0} = \left(\frac{V_0}{V_1}\right)^{\gamma} \tag{I.71}$$

Pour le modèle de puissance inverse, le modèle générique de la relation (I.65) donne :

$$r\left(V_1\right) = e^{\beta^T Z} \tag{I.72}$$

où $\beta = \begin{pmatrix} \gamma.\ln\left(V_0\right) \\ -\gamma \end{pmatrix}$ et $Z = \begin{pmatrix} 1 \\ \ln\left(V_1\right) \end{pmatrix}$

I.3.3.3.3 Modèle de Peck

Le modèle de Peck est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un composant est sensible à la température et à l'humidité (exemples : composants électriques, conducteur aluminium et composants mécaniques soumis à la rupture). La loi de Peck est construite en utilisant le modèle d'Arrhenius pour le niveau de température T et le modèle de puissance inverse dont le niveau de contrainte est l'humidité H. Le modèle est

défini par :

$$\tau = A\,(H)^{-n}\,e^{\frac{E_a}{kT}} \tag{I.73}$$

où E_a est l'énergie d'activation (en eV), k est la constante de Boltzmann ($8,6171.10^{-5}$ eV/°K), T est la température absolue (en °K), H est l'humidité relative (en %HR), A et n sont des constantes dépendantes de la défaillance et de l'essai.

Lorsque la loi de Peck est utilisée, les essais sont réalisés à trois couples sévérisés de température et d'humidité afin de déterminer A, E_a et n. La durée de vie τ est ensuite déterminée dans les conditions normales de température T_0 et d'humidité relative H_0 en utilisant l'équation (I.73).

Le facteur d'accélération FA entre la durée de vie τ_0 pour une température T_0 et une humidité relative H_0 et la durée de vie τ_1 pour une température T_1 et une humidité relative H_1 est :

$$FA = \frac{\tau_1}{\tau_0} = \left(\frac{H_1}{H_0}\right)^n e^{\frac{E_a}{k}\left(\frac{1}{T_1}-\frac{1}{T_0}\right)} \tag{I.74}$$

Pour le modèle de Peck, le modèle générique de la relation (I.65) donne :

$$r\,(T_1, H_1) = e^{\beta^T Z} \tag{I.75}$$

où $\beta = \begin{pmatrix} -n.\ln(H_0) - \frac{E_a}{k.T_0} \\ n \\ \frac{E_a}{k} \end{pmatrix}$ et $Z = \begin{pmatrix} 1 \\ \ln(H_1) \\ \frac{1}{T_1} \end{pmatrix}$

I.3.3.3.4 Modèle d'Eyring

Le modèle d'Eyring est utilisé lorsque le mécanisme d'endommagement d'un composant est sensible à la température et à un niveau de contrainte particulier (exemples : composants électriques, conducteur aluminium et composants mécaniques soumis à la rupture).

La loi d'Eyring décrit la cinétique d'un mécanisme d'endommagement sous une température T et une contrainte constante V. Le modèle est défini par :

$$\tau = \left(\frac{A}{T}\right) e^{\frac{B}{kT}} e^{V\left(C+\frac{D}{kT}\right)} \tag{I.76}$$

où k est la constante de Boltzmann ($8,6171.10^{-5}$ eV/°K), T est la température absolue (en °K), V est le niveau de contrainte donné, A, B, C et D sont des paramètres du modèle.

Lorsque la loi d'Eyring est utilisée, les essais sont réalisés à quatre couples sévérisés de température et de contrainte afin de déterminer A, B, C et D. La durée de vie τ est ensuite déterminée dans les conditions normales de température T_0 et de niveau de contrainte V_0 en utilisant l'équation (I.76).

Le facteur d'accélération FA entre la durée de vie τ_0 pour une température T_0 et une contrainte V_0 et la durée de vie τ_1 pour une température T_1 et une contrainte V_1 est :

$$FA = \frac{\tau_1}{\tau_0} = \frac{T_0}{T_1} e^{\frac{B}{k}\left(\frac{1}{T_1}-\frac{1}{T_0}\right)} e^{V_1\left(C+\frac{D}{k.T_1}\right)-V_0\left(C+\frac{D}{k.T_0}\right)} \tag{I.77}$$

Pour le modèle de Peck, le modèle générique de la relation (I.65) donne :

$$r\left(T_1, V_1\right) = e^{\beta^T Z} \tag{I.78}$$

où $\beta = \begin{pmatrix} \ln\left(T_0\right) - \frac{B}{k.T_0} - V_0\left(C+\frac{D}{k.T_0}\right) \\ -1 \\ \frac{B}{k} \\ C \\ \frac{D}{k} \end{pmatrix}$ et $Z = \begin{pmatrix} 1 \\ \ln\left(T_1\right) \\ \frac{1}{T_1} \\ V_1 \\ \frac{V_1}{T_1} \end{pmatrix}$

I.3.4 Les essais de dégradation accélérée

Lors d'essais de vieillissement accéléré, il est possible (comme pour les essais de vieillissement) d'avoir de bons produits pour lesquels la défaillance n'apparait pas pendant la durée de l'essai. Des données censurées sont alors obtenues et l'analyse peut se faire grâce à la méthode du maximum de vraisemblance.

Cependant, pour estimer la fiabilité d'un produit qui est soumis à des dégradations, il est donc possible de réaliser des essais de dégradation accélérée (ADT : *Accelerated Degradation Testing*). Ceux-ci sont réalisés dans les conditions sévérisées afin de suivre la dégradation dans le temps pendant une durée d'essais raisonnable. Ces essais permettent donc d'estimer les instants de pseudo-défaillance en utilisant le modèle de dégradation et ne plus avoir de données censurées. Pour obtenir des prévisions précises de la fiabilité, un modèle ADT et une inspection précise des contraintes sont nécessaires [Liao06]. Dans la littérature, de nombreux modèles ADT ont été développés

[Crk00, Elsa96, Liao04, Meek98, Nels90, Shia99]. D'une manière générale, les modèles ADT sont dérivés des modèles de dégradation basiques [Care91, Elsa04, Yang96] en intégrant les relations entre les contraintes appliquées et la dégradation du produit.

Nous allons donc, dans un premier temps, présenter le principe des modèles de dégradation accélérée ainsi que la corrélation avec les différents processus de dégradation.

I.3.4.1 Modèles de dégradation accélérée

Le modèle de dégradation réelle est défini sous les conditions de référence$\left(x_1^0, .., x_p^0\right)$ par [Niku07] :

$$Z^0(t) = \mathcal{D}\left(t, \theta^0\right) \tag{I.79}$$

où $\theta^0 \in \mathbb{R}^d$ est un paramètre inconnue et $\mathcal{D}$ est une fonction continue strictement croissante et dérivable en son premier paramètre. La dégradation observée au temps t est :

$$Z^{obs}(t) = \mathcal{D}\left(t, \theta^0\right) + \epsilon \tag{I.80}$$

où ϵ est une variable aléatoire réelle centrée de variance σ^2.

Le modèle de vie accélérée pour un modèle de dégradation de type régression est [Niku07] :

$$Z^{obs}(t|x) = \mathcal{D}\left(\int_0^t r\left[x(s)\right] ds, \theta^0\right) + \epsilon \tag{I.81}$$

où r est la fonction positive de $\mathbb{R}^d \times \mathbb{R}^p$ dans $\mathbb{R}$ défini dans l'équation (I.52) du modèle de vie accéléré et $x(t) = x_1(t), .., x_p(t)$ est le vecteur de covariables qui permet de prendre en compte l'influence de l'environnement. Si les covariables ne dépendent pas du temps, le modèle de dégradation accélérée devient :

$$Z^{obs}(t|x) = \mathcal{D}\left(r(x)\, t, \theta^0\right) + \epsilon \tag{I.82}$$

et les données observées sur les n individus sont :

$$(x_i, Z_{ij}) = \mathcal{D}\left(r(x_i)\, t_{ij}, \theta^0\right) + \epsilon_{ij}\ ,\ i = 1 \ldots n\ ,\ j = 1 \ldots n_i \tag{I.83}$$

où x_i est la valeur du stress de l'individu i et $(t_{ij})_{j=1\ldots n_i}$ forme la suite des n_i dates d'observations de la dégradation de l'individu i.

La modélisation paramétrique du modèle de dégradation accéléré nécessite de définir la forme paramétrée de la courbe de dégradation sous les conditions de référence $\mathcal{D}(t) = \mathcal{D}(t, \theta^0)$, $\theta^0 \in \mathbb{R}^p$ ainsi que la fonction de transfert $r(x,t) = \int_0^t r(s, x(s), \gamma)\, ds$, $\gamma \in \mathbb{R}^d$. Dans le cas où le stress ne dépend pas du temps, la fonction de transfert peut s'écrire $r(x,t) = r(x,\gamma)\, t$. Le paramètre γ permet de montrer l'influence de l'environnement sur l'évolution de la dégradation.

En prenant comme hypothèse que ϵ_{ij} suit une loi normale $\mathcal{N}(0, \sigma^2)$, la loi de la j-ème mesure de dégradation Z_{ij} au temps t_{ij} pour l'individu i sous le stress x_i connu est alors une loi normale :

$$Z_{ij} \sim \mathcal{N}\left(\mathcal{D}\left(\int_0^{t_{ij}} r(x_i(s), \gamma)\, ds, \theta^0\right), \sigma^2\right) \tag{I.84}$$

et dans le cas où les stress x_i sont constants en temps :

$$Z_{ij} \sim \mathcal{N}\left(\mathcal{D}\left(t_{ij}, r(x_i, \gamma), \theta^0\right), \sigma^2\right) \tag{I.85}$$

L'estimation de γ et θ^0 se fait par minimisation de la fonction de log-vraisemblance de toutes les observations de dégradation. L'estimateur $\left(\hat{\gamma}, \hat{\theta^0}\right)$ permet de déduire le comportement de la dégradation sous n'importe quelle valeur du stress x en injectant $\left(\hat{\gamma}, \hat{\theta^0}\right)$ dans les relations (I.84) ou (I.85).

I.3.4.2 Modèles de dégradation accélérée et processus de Wiener

On suppose que la dégradation suit un processus de Wiener avec tendance monotone de la forme :

$$Z(t) = m(t, \gamma_0) + \sigma W_0(t) \tag{I.86}$$

où W_0 est un processus standard de Wiener. Dans ce cas, la tendance m est accélérée par les covariables en modifiant les paramètres de la courbe. La dégradation accélérée sous les conditions $x = (x_1 \dots x_p)$ est :

$$Z(t|x) = Z(r(x)\, t) = m(r(x)\, t, \gamma_0) + \sigma W_0(r(x)\, t) \tag{I.87}$$

où r est la fonction de transfert. Pour un stress x constant en temps, il suffit de remplacer $r(x)\, t$ par $\int_0^t r[x(s)]\, ds$ dans le modèle de dégradation.

En supposant que les stress sont constants dans le temps, les paramètres γ, γ_0 et σ sont estimés par la méthode du maximum de vraisemblance en utilisant des données de

dégradation et des valeurs de stress de n individus :

$$(x_i, Z_{ij} = Z(t_{ij})) \ , \ i = 1 \dots n \ , \ j = 1 \dots n_i \tag{I.88}$$

où $x_i \in \mathbb{R}^p$ est la valeur du stress de l'individu i et $(t_{ij})_{j=1\dots n_i}$ forme la suite des n_i dates d'observations de la dégradation de l'individu i.

Les accroissements $\Delta Z_{ij} = Z(t_{ij}) - Z\left(t_{i(j-1)}\right)$ sont des variables aléatoires normales indépendantes, tels que, pour le modèle de dégradation accélérée :

$$\Delta Z_{ij} \sim \mathcal{N}\left(\left[m\left(r\left(x_i\right) t_{ij}, \gamma_0\right) - m\left(r\left(x_i\right) t_{i(j-1)}, \gamma_0\right)\right], \sigma^2 r\left(x_i\right) \Delta t_{ij}\right) \tag{I.89}$$

Si on note $\mu(i, j, x_i, \gamma_0, \gamma)$ les moyennes et $s^2(i, j, x_i, \gamma_0, \gamma, \sigma^2)$ les variances de ΔZ_{ij}, la fonction de log-vraisemblance est :

$$\ln L\left(\gamma_0, \gamma, \sigma^2\right) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n_i} \frac{\left(\Delta Z_{ij} - \mu(i, j, x_i, \gamma_0, \gamma)\right)^2}{s^2(i, j, x_i, \gamma_0, \gamma, \sigma^2)} + \ln\left(\sigma^2\right) \sum_{i=1}^{n} n_i \tag{I.90}$$

et les estimateurs $\hat{\gamma}$, $\hat{\gamma_0}$ et $\hat{\sigma}$ sont estimés en maximisant cette fonction de log-vraisemblance.

I.3.4.3 Modèles de dégradation accélérée et processus gamma

Le modèle de vie accélérée pour une dégradation suivant un processus gamma est défini par :

$$Z\left(t \middle| \left(x_1(s), \dots, x_p(s)\right)_{(0 \le s \le t)}\right) = Z\left(\int_0^t r\left(x_1(s), \dots, x_p(s)\right) ds\right) \tag{I.91}$$

où Z est un processus gamma $Ga\left(\frac{m_0(t)}{\sigma^2}, \sigma^2\right)$ qui définit la dégradation sous les conditions de référence x_0.

La dégradation moyenne est :

$$E\left[Z\left(t \middle| \left(x_1(s), \dots, x_p(s)\right)_{(0 \le s \le t)}\right)\right] = m_0\left(\int_0^t r\left(x_1(s), \dots, x_p(s)\right) ds\right) \tag{I.92}$$

et, si les stress sont constants en temps, la dégradation moyenne devient :

$$E\left[Z\left(t \middle| \left(x_1, \dots, x_p\right)\right)\right] = m_0\left(\left(x_1, \dots, x_p\right).t\right) \tag{I.93}$$

Par hypothèse, la fonction moyenne de dégradation sous les conditions de référence est paramétrée par $m_0(t) = m_0(t, \gamma_0)$, $\gamma_0 \in \mathbb{R}^p$ et la fonction de transfert r est para-

métrée par $r(u) = r(u, \theta)$, $\theta \in \mathbb{R}^d$. De plus, les dates d'observations de la dégradation pour l'individu i sous le stress $x_i(.)$ sont notées t_{ij} pour $j = 1 \dots m_i$. Les accroissements indépendants ΔZ_{ij} suivent une loi gamma tels que :

$$\Delta Z_{ij} \sim Ga\left(\frac{\delta m_{ij}(\gamma, \theta)}{\sigma^2}, \sigma^2\right) \tag{I.94}$$

où :

$$\delta m_{ij}(\gamma, \theta) = m_0\left(\int_0^{t_{ij}} r(x_i(s), \theta)\, ds, \gamma_0\right) - m_0\left(\int_0^{t_{i(j-1)}} r(x_i(s), \theta)\, ds, \gamma_0\right) \tag{I.95}$$

qui devient, dans le cas où les stress sont constants dans le temps :

$$\delta m_{ij}(\gamma, \theta) = m_0(r(x_i, \theta)\, t_{ij}, \gamma_0) - m_0\left(r(x_i, \theta)\, t_{i(j-1)}, \gamma_0\right) \tag{I.96}$$

Si la dégradation moyenne sous les conditions de référence est linéaire $m_0(t) = \gamma_0 t$, nous obtenons :

$$\delta m_{ij}(\gamma, \theta) = \gamma_0 r(x_i, \theta)\left[t_{ij} - t_{i(j-1)}\right] = \gamma_0 r(x_i, \theta)\, \Delta t_{ij} \tag{I.97}$$

Pour estimer les paramètres γ_0 et θ, il suffit de maximiser la fonction de log-vraisemblance suivante :

$$\ln L\left(\gamma, \theta, \sigma^2\right) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{f_i} \ln p_{\Delta Z_{ij}}(\Delta Z_{ij}) \tag{I.98}$$

où $p_{\Delta Z_{ij}}$ est la loi gamma de l'accroissement ΔZ_{ij}.

I.3.5 Fiabilité par les essais sous des conditions nominales stochastiques

Afin de déterminer la durée de vie d'un composant à l'aide d'essais accélérés, les conditions nominales sont généralement considérées comme constantes en prenant en compte la moyenne. Cependant, cette simplification n'est pas toujours possible. En effet, dans le cas où un composant est soumis à des conditions générales stochastiques très fluctuantes, le prise en compte de la moyenne seule ferait perdre de précieuses informations. Ceci est le cas des composants soumis directement aux conditions météorologiques comme, par exemple, la température et l'ensoleillement qui dépendent principalement de la saison, de l'heure de la journée et de nombreux effets météorologiques imprévisibles à long terme. Un exemple de conditions stochastiques en température est représenté sur la Figure I.8.

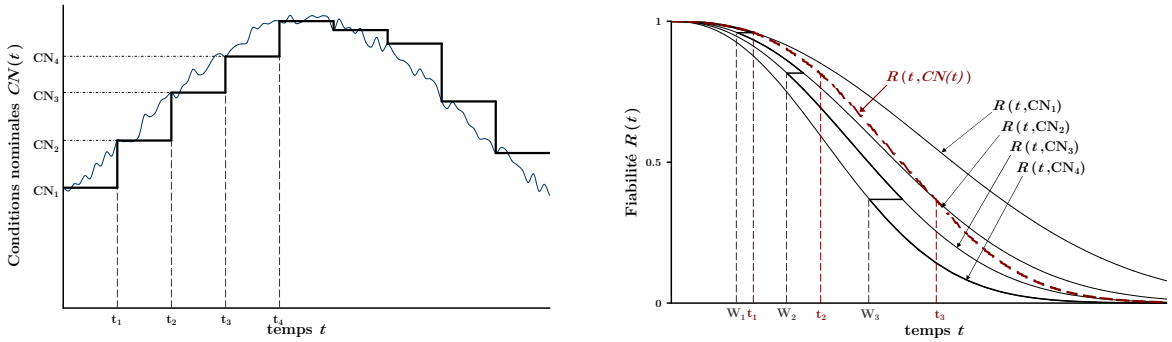


FIGURE I.8 – Conditions nominales stochastiques et la fiabilité correspondante

Pour ce faire le modèle d'endommagement cumulé est utilisé [Voic07]. Dans le cas, par exemple, où la fiabilité suit une loi de Weibull à deux paramètres, le modèle d'endommagement cumulé consiste à intégrer la variation de contrainte dans l'estimation du paramètre d'échelle $\eta(t)$ de la distribution de Weibull. La fiabilité sous conditions nominales constantes CN_i s'exprime, pour $t \geq 0$, par :

$$R(t|CN_{\mathrm{i}}) = e^{-\left(\frac{t}{\eta(t|CN_{\mathrm{i}})}\right)^{\beta}} \tag{I.99}$$

Pour $t_{\mathrm{i}-1} < t \leq t_{\mathrm{i}}$, avec $\eta(t|CN_{\mathrm{i}}) = \eta_{\mathrm{i}}$ la fonction de fiabilité devient :

$$R_{[i-1;i]}(t|CN_{\mathrm{i}}) = e^{-\left(\frac{(t-t_{i-1})+W_{i-1}}{\eta_i}\right)^{\beta}} \tag{I.100}$$

avec W_{i-1} le décalage temporel de la durée de vie quand on passe de la condition CN_{i-1} à la condition CN_i en gardant le même niveau de fiabilité.

Le transfert d'un niveau de contrainte aux autres est supposé comme étant instantané. En faisant l'égalité entre les percentiles pour deux niveaux consécutifs de contraintes, on obtient alors les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
\tfrac{\eta_{\mathrm{i}-1}}{\eta_{\mathrm{i}}} W_{\mathrm{i}-1} &= (t_{\mathrm{i}-1} - t_{\mathrm{i}-2}) + W_{\mathrm{i}-2} = \Delta t_{\mathrm{i}-1} + W_{\mathrm{i}-2} \\
\tfrac{\eta_{\mathrm{i}-2}}{\eta_{\mathrm{i}-1}} W_{\mathrm{i}-2} &= (t_{\mathrm{i}-2} - t_{\mathrm{i}-3}) + W_{\mathrm{i}-3} = \Delta t_{\mathrm{i}-2} + W_{\mathrm{i}-3} \\
&\vdots \\
\tfrac{\eta_2}{\eta_3} W_2 &= (t_2 - t_1) + W_1 = \Delta t_2 + W_1 \\
\tfrac{\eta_1}{\eta_2} W_1 &= (t_1 - t_0) = \Delta t_1
\end{aligned} \tag{I.101}$$

Après la multiplication de chaque équation par $\prod_{k=2}^{j} \frac{\eta_{k-1}}{\eta_k}$ avec $j = 2..(i-1)$, on obtient la relation :

$$\frac{W_{i-1}}{\eta_i} = \sum_{k=1}^{i-1} \frac{\Delta t_k}{\eta_k} \tag{I.102}$$

En remplaçant l'équation (I.102) dans le modèle (I.100), la forme générale de $R(t)$ devient :

$$R_{[i-1,i]}(t|CN_i(t)) = e^{-\left(\frac{t-t_{i-1}}{\eta_i} + \sum_{k=1}^{i-1} \frac{\Delta t_k}{\eta_k}\right)^{\beta}} \tag{I.103}$$

En prenant $\Delta T_i \to 0$, on obtient :

$$\begin{cases} \frac{t-t_{i-1}}{\eta_i} \to 0 \\ \sum_{k=1}^{i-1} \frac{\Delta t_k}{\eta_k} \to \int_0^t \frac{1}{\eta(t)} dt \end{cases} \tag{I.104}$$

d'où :

$$R(t\,|X\,) = e^{-\left(\int_0^t \frac{d\tau}{\eta(\,\tau|X(\tau))}\right)^{\beta}} \tag{I.105}$$

L'équation (I.105) décrit le modèle d'endommagement cumulé pour une loi de Weibull en considérant le paramètre de forme β constant avec la variation de la contrainte.

Ce modèle d'endommagement cumulé permet donc d'estimer la durée de vie d'un produit dans des conditions stochastiques à partir d'essais accélérés en conditions constantes.

I.4 Conclusion

Lorsque nous nous intéressons uniquement au composant, de nombreuses méthodes et techniques existent pour évaluer la fiabilité telle que les essais et la méthode résistance-contraintes. Cependant, la fiabilité d'un composant ne correspond pas à la fiabilité d'un système complexe. Dans le chapitre suivant, nous allons aborder plus particulièrement l'étude de la sûreté de fonctionnement d'un système complexe.

Chapitre II

Sûreté de fonctionnement d'un système complexe

Sommaire

II.1 Introduction 41
II.2 Approche systémique 42
II.3 Méthodes d'analyse fonctionnelle 43
II.4 Méthodes d'analyse dysfonctionnelle 46
II.4.1 Analyse Préliminaire des Risques (APR) 47
II.4.2 Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticités (AMDEC) 47
II.4.3 Arbres de Défaillances 50
II.5 Méthodologies dynamiques pour l'étude de la fiabilité d'un système 51
II.5.1 Chaînes de Markov 51
II.5.2 Réseaux Bayésiens 52
II.5.3 Méthode des réseaux de Petri 52
II.6 Conclusion 56

II.1 Introduction

Dans le chapitre I, les méthodologies pour évaluer la fiabilité d'un produit ont été présentées. Ces méthodes sont applicables lorsque le produit étudié est un composant ou un système simple. Cependant, comme pour les systèmes photovoltaïques, ceci n'est pas toujours le cas, il arrive d'avoir des systèmes trop complexes pour être étudiés avec les

méthodologies présentées précédemment compte tenus des multiples technologies intégrées (composants dont les comportements mécaniques, physiques et électriques sont difficiles à prédire).

Avant de commencer l'étude d'un système, il est important de parfaitement connaître le fonctionnement de celui-ci. Pour cela, il est nécessaire d'effectuer une analyse fonctionnelle du système. Les études de fiabilité demandent de connaître les modes de défaillance ou les modes de dégradation du système. Les méthodes d'analyse dysfonctionnelle telles que l'APR et l'AMDEC sont présentées dans la section II.4. Les différentes méthodes utiles à l'estimation de la fiabilité d'un système complexe seront aussi exposés dans ce chapitre.

II.2 Approche systémique

La systémique est une discipline qui regroupe les démarches théoriques, pratiques et méthodologiques, relatives à l'étude de ce qui est reconnu comme trop complexe pour pouvoir être abordé de façon simple. Elle pose des problèmes de frontières, de relations internes et externes, de structure, de lois ou de propriétés émergentes caractérisant le système [Chri95, Demr09].

Pour appréhender la complexité d'un système, la systémique est caractérisée par quatre concepts spécifiques articulés entre eux et pouvant donner lieu en préalable à une présentation simple.

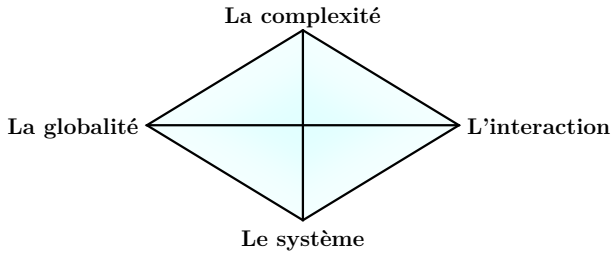


FIGURE II.1 – Les quatre concepts de base de la systémique

Les quatre concepts de base de l'approche systémique schématisés sur la Figure II.1 sont [Donn03] :

- **La complexité** : C'est une hypothèse qui conduit à postuler que les méthodes analytiques sont insuffisantes pour appréhender le phénomène étudié.
- **Le système** : Ce concept représente le socle sur lequel repose la systémique. Il est l'objet de l'étude et le champ de responsabilité du modélisateur.

- **La globalité** : Il s'agit d'une propriété des systèmes complexes et selon laquelle on ne peut les connaître vraiment sans les considérer dans leur ensemble. Cette globalité exprime à la fois l'interdépendance des éléments du système et la cohérence de l'ensemble. Sous le nom d'approche globale, le concept désigne également la voie d'entrée dans la démarche systémique. On entend par là qu'il convient d'aborder tous les aspects d'un problème progressivement, mais non séquentiellement : partir d'une vue générale (globale) pour approfondir les détails, avec de nombreuses itérations et retours en arrière pour compléter ou corriger la vision antérieure.
- **L'interaction** : Ce concept, un des plus riches de la systémique, complète celui de globalité car il s'intéresse à la complexité au niveau élémentaire de chaque relation entre les constituants du système complexe. Initialement emprunté à la mécanique où l'interaction se réduit alors à un jeu de forces, la relation entre constituants se traduit le plus souvent dans les systèmes complexes, par un rapport d'influence ou d'échange portant aussi bien sur des flux de matière, d'énergie et d'information.

Ces quatre concepts sont essentiels. Cependant il est nécessaire d'en connaître d'autres tels que l'information, la finalité, la rétroaction (feedback), etc.

Dans le cadre de cette thèse nous nous sommes intéressés aux systèmes complexes multi-technologiques et en particulier aux systèmes photovoltaïques.

II.3 Méthodes d'analyse fonctionnelle

Avant de réaliser des études sur un système, il est nécessaire de connaître son utilité et son fonctionnement. Pour cela, l'analyse fonctionnelle permet de décrire synthétiquement les modes de fonctionnement d'un système et de connaître les fonctions à garantir. Il existe plusieurs méthodes pour réaliser cette analyse : APTE®, SADT, FAST, arbre fonctionnel, etc. Elles sont toutes fondées sur l'expression du besoin du système et sa spécification technique. Il est donc possible d'identifier [Lyon06] :

- les fonctions et leurs caractéristiques,
- les performances avec des critères de valeurs attendues,
- les contraintes extérieures.

L'analyse fonctionnelle considère le système du point de vue de sa finalité en prenant en compte tous les paramètres concernant le système et son environnement. Pour ce faire, il faut dématérialiser le produit et mettre en évidence les composants fonctionnels avec la méthode suivante :

- répondre aux spécifications du cahier des charges,

– définir les fonctions principales et contraintes,
– établir des blocs diagrammes fonctionnels.

Si, par exemple, nous nous intéressons plus particulièrement à la méthode APTE® qui est une méthode assez simple et très utilisée dans l'industrie, le premier travail à effectuer est de formaliser le besoin exprimé par l'utilisateur. Pour ce faire, la connaissance des milieux extérieurs et les phases d'utilisation du produit est utilisé. Ensuite, on utilise la ***Bête à cornes*** qui permet de définir le besoin auquel répond le système (cf. Figure II.2).

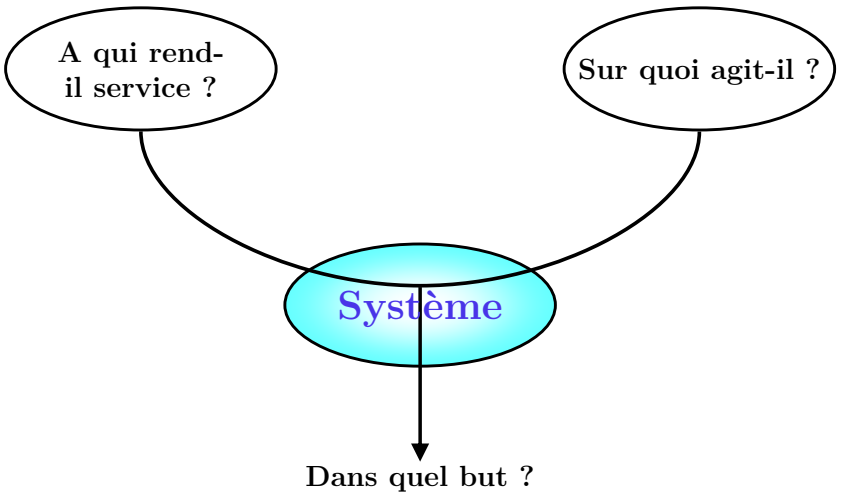


FIGURE II.2 – Diagramme Bête à cornes

Un système est plongé dans un milieu environnant (ME) auquel il rend des services de deux natures :

– les services qui sont sa raison d'être : c'est la **fonction principale** (FP),
– les services imposés : ce sont les **fonctions contraintes** (FC).

Pour identifier ces différentes fonctions, on utilise le diagramme ***Pieuvre*** (cf. Figure II.3). Ce diagramme doit être réalisé pour les différentes phases d'utilisation du système étant donné que le milieu environnant peut varier en fonction de l'utilisation du système.

Afin de rentrer plus en détail dans le fonctionnement du système, il est possible de réaliser un ***Bloc Diagramme Fonctionnel*** (cf. Figure II.4). Il a pour objectif d'identifier les logiques de conception. Ce bloc diagramme se construit graphiquement en suivant les étapes suivantes :

– présenter tous les éléments composant le système et ayant des relations de contact,
– présenter les milieux extérieurs,

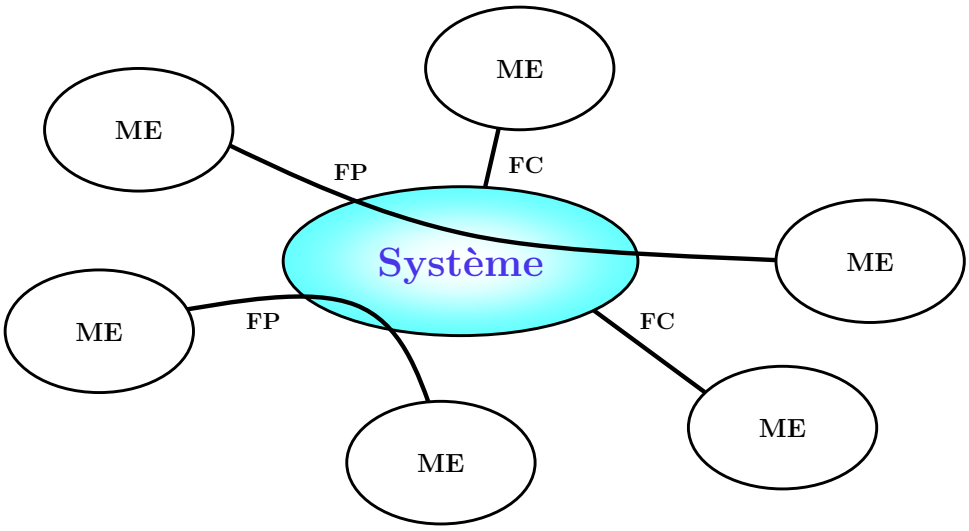


FIGURE II.3 – Diagramme Pieuvre

– tracer les flux (ouverts et bouclés).

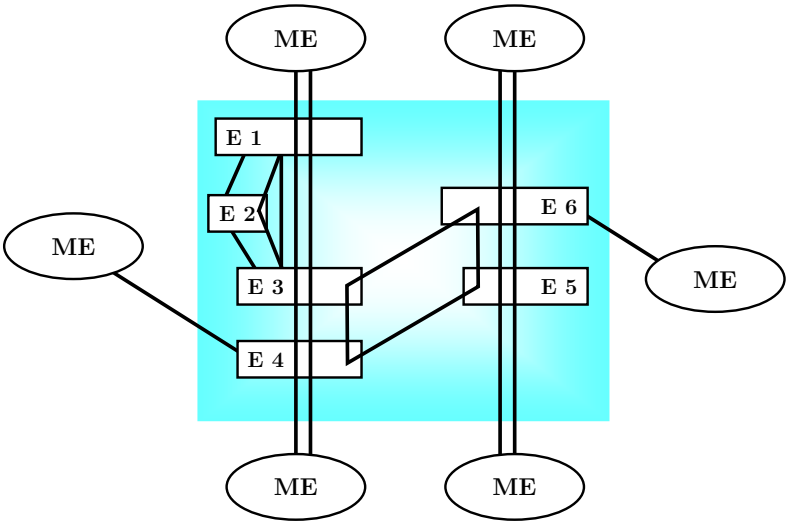


FIGURE II.4 – Bloc diagramme fonctionnel

Les *flux ouverts* sont des relations non bouclées entre les milieux extérieurs et les composants du système. Ces relations peuvent être d'externe à interne ou d'interne à externe.

Les *flux bouclés* sont des relations bouclées entre les différents éléments du système, ils peuvent être externes ou internes.

Ce bloc diagramme fonctionnel conduit généralement à un ***Tableau d'Analyse Fonctionnelle*** (TAF) (cf. Tableau II.1). Il permet de synthétiser dans un tableau l'ensemble des données représentées graphiquement dans le bloc diagramme fonctionnelle. De plus, il est utile pour distinguer le coût du Juste Nécessaire de celui de la Fonction de Conception.

Elément	**Fonctions élémentaires**	**Fonctions de base**					**Fonctions de conception**				
		FP1	FP2	FC1	FC2	FC3	S1	S2	S3	S4	S5
E1	Fonctions de contact										
	- avec élément du ME			X							
	- avec autre élément							X		X	
E2	Fonctions de flux										
	- issus du ME		X								
	- entre éléments								X		
Etc.											
		Total JUSTE NECESSAIRE					**Total** FONCTION DE CONCEPTION				

TABLEAU II.1 – Tableau d'analyse fonctionnelle

Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à la partie fonctionnelle du système. Maintenant, nous allons présenter les méthodologies de l'analyse dysfonctionnelle qui vont nous permettre de mettre en évidence les défaillances et les dégradations d'un système.

II.4 Méthodes d'analyse dysfonctionnelle

Après avoir pris connaissance du fonctionnement du système, nous allons nous intéresser à la partie dysfonctionnelle de celui-ci afin de pouvoir déterminer et évaluer les défaillances du système.

Dans le processus de développement des systèmes complexes, la sûreté de fonctionnement est devenue une caractéristique essentielle [Mort01]. Ainsi, afin d'optimiser le développement de ces systèmes, il est impératif de disposer des méthodes permettant d'évaluer la sûreté de fonctionnement en cours de développement.

L'évaluation de la sûreté de fonctionnement d'un système consiste à analyser les défaillances des composants pour estimer leurs conséquences sur le service rendu par le système. Les principales méthodes utilisées lors d'une analyse de la sûreté de fonctionnement sont : l'Analyse Préliminaire des Risques (APR), l'Analyse des Modes de Défaillance,

de leurs Effets et de leurs Criticités (AMDEC), les Arbres de Défaillances (AdD), etc. [Lyon06, Miha07, Vill88]

Ces méthodologies permettent d'identifier les différents modes de défaillance et de dégradation des différents composants du système et d'en voir l'effet sur le système. De plus, il est possible d'évaluer les modes de défaillance les plus critiques.

II.4.1 Analyse Préliminaire des Risques (APR)

L'analyse préliminaire des risques consiste à identifier les différentes activités ou entités dangereuses dans un système, puis à évaluer la gravité de conséquences liées aux situations dangereuses ou potentiellement dangereuses. Il est recommandé d'utiliser cette méthode dès les premières phases de la conception en utilisant l'ensemble des données disponibles. L'utilisation de cette analyse préliminaire permet de définir des entités à analyser en détails ou des évènements indésirables dont il faut rechercher les causes [Lyon06].

II.4.2 Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticités (AMDEC)

L'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leurs Criticités (AMDEC) est une méthode de détermination des défaillances applicable à tous types de systèmes [Lyon06]. C'est surtout un outil d'aide à la conception qui permet de prendre en compte les défaillances réelles et potentielles et de les corriger le plus rapidement possible. Cette méthode est applicable tout le long du cycle de vie du système pour le maîtriser et l'améliorer. Au cours du cycle de vie du système, l'AMDEC permet d'agir sur les causes de défaillance les plus critiques afin de se rapprocher du *zéro défaillance*. Les objectifs d'une AMDEC sont :

- l'amélioration des systèmes (objectif fiabilité),
- le diagnostic des défaillances (objectif maintenance),
- la maîtrise du fonctionnement (objectif performance attendue).

La démarche générale de l'AMDEC a été définie dans la norme NF EN 60812 d'août 2006 intitulée « *Techniques d'analyses de la fiabilité du système - Procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)* ». Elle se résume sous forme d'un organigramme qui est représenté en Figure II.5.

L'étude AMDE doit être planifiée et réalisée par un groupe de travail qui permet de mettre en commun l'ensemble des compétences sur les différents composants du système.

Il faut donc faire appel à des spécialistes sur chacun des composants du système et du système complet.

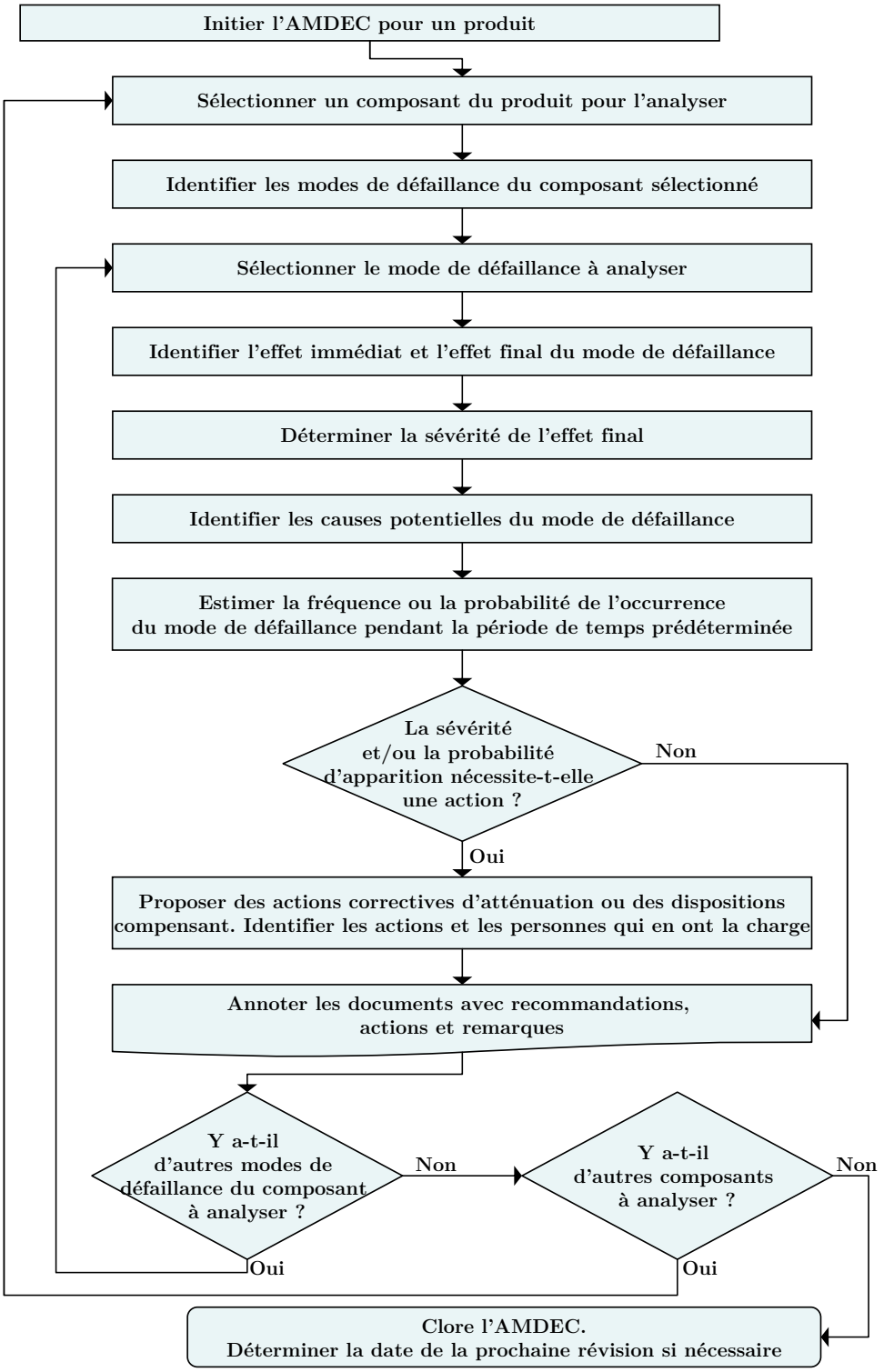


FIGURE II.5 – Organigramme de la méthode AMDE (NF EN 60812)

Dans un premier temps, le groupe initialise l'étude AMDE en mettant au point les supports de l'étude :

- définir le système étudié, ses limites et les différents composants,
- réaliser le tableau qui permet d'analyser le système sous une forme structurée et claire (cf. Tableau II.2),
- mettre au point les barèmes de fréquence, de gravité et de non-détection qui seront utilisés pour calculer la criticité.

N°	Fonction	Mode de défaillances	Causes	Effet sur système et/ou sous-systèmes	O	G	D	C	Remarques

Tableau II.2 – Tableau AMDEC

En plus de l'analyse l'AMDE, il est possible de coter les différentes fonctions afin d'en déterminer sa criticité. Celle-ci permet de classer les fonctions et d'étudier plus en détail les fonctions critiques afin d'améliorer la fiabilité du système.

La criticité de chaque fonction d'un système est déterminée à partir des échelles de probabilité d'occurrence (O), de gravité (G) et de détection (D). La criticité (C) est calculée par :

$$C = O \times G \times D \tag{II.1}$$

Chaque critère peut prendre une note entre 1 et 4 ou 5 ou 10 ou autre. Cette cotation est déterminée par le groupe de travail lors de l'initialisation de l'étude.

Un exemple d'une cotation de 1 à 4 est présentée dans le Tableau II.3

Cote	**Echelle d'occurrence (O)**	**Echelle de gravité (G)**	**Echelle de non-détection (D)**
1	Evènement très rare	Evènement sans influence	Evènement détecté à coup sûr
2	Evènement possible	Evènement critique	Evènement détectable
3	Evènement fréquent	Evènement catastrophique	Evènement difficilement détectable
4	Evènement très fréquent	Evènement mortel	Evènement indétectable

Tableau II.3 – Exemple de cotation pour une étude AMDEC

Les points critiques sont les fonctions qui ont le coefficient C le plus élevé.

II.4.3 Arbres de Défaillances

Les arbres de défaillances permettent de réaliser une description graphique de l'agencement des évènements conduisant à une défaillance redoutée [Lyon06]. L'évènement sommet pour lequel on cherche à évaluer la probabilité est plus communément appelé l'Evènement Redouté (ER).

La construction d'un arbre de défaillance est faite de façon déductive. Elle débute en partant de l'évènement sommet et descend jusqu'aux évènements élémentaires par arborescence (cf. Figure II.6).

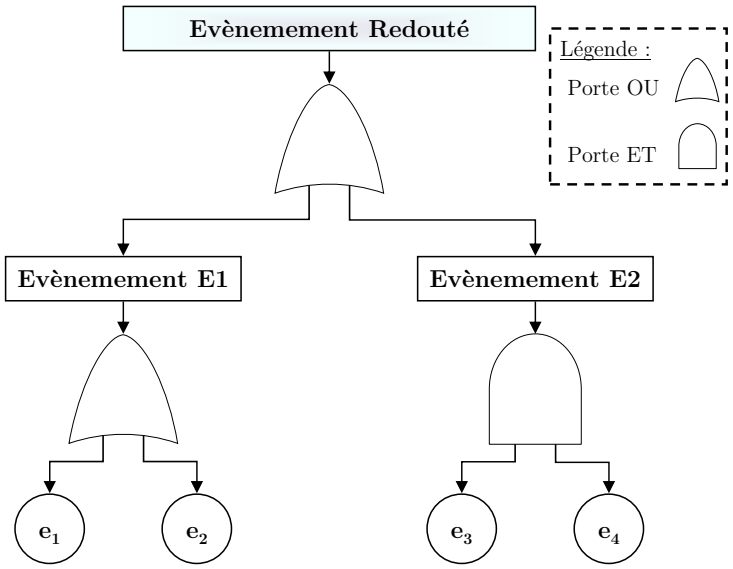


FIGURE II.6 – Méthode de l'arbre de défaillances

Dans l'exemple de la Figure II.6, pour que l'évènement redouté se réalise, il faut que l'un des évènements E1 ou E2 se réalise. Pour que l'évènement E1 se réalise, il faut que l'un des évènements de base e_1 ou e_2 se réalise et pour que l'évènement E2 se réalise, il faut que les deux évènements de base e_3 et e_4 se réalisent en même temps.

Ainsi, l'évènement redouté peut s'écrire :

$$\mathrm{ER} = \mathrm{E_1\ OU\ E_2} = (\mathrm{e_1\ OU\ e_2})\ \ \mathrm{OU}\ \ (\mathrm{e_3\ ET\ e_4})$$

et l'utilisation des lois de l'algèbre booléenne permet de mettre l'expression booléenne de l'évènement redouté sous la forme [Vill88] :

$$\mathrm{ER} = \mathrm{E_1} \ + \ \mathrm{E_2} = (\mathrm{e_1} \ + \ \mathrm{e_2}) \ + \ (\mathrm{e_3} \ \cdot \ \mathrm{e_4})$$

L'arbre de défaillances est une méthode statique basée sur la logique booléenne pour représenter le système étudié. Elle est adaptée à des systèmes à configuration statique, c'est-à-dire des systèmes dont les relations fonctionnelles entre leurs composants restent figées.

Les méthodes les plus adaptées à la modélisation et à l'analyse des systèmes dynamiques sont les modèles *états-transitions* tels que les graphes d'états (les graphes de Markov et les réseaux Bayésiens) et les approches basées sur les réseaux de Petri [Medj06].

II.5 Méthodologies dynamiques pour l'étude de la fiabilité d'un système

II.5.1 Chaînes de Markov

Les chaînes de Markov - ou Méthode de l'Espace des Etats (MEE) - ont été développées dans les années 1950 pour l'analyse de la fiabilité des systèmes réparables [Page80, Peyr02, Vill88, Zwin96].

Cette méthode consiste à représenter le fonctionnement d'un système par un ensemble de composants pouvant se trouver dans un nombre fini d'états de fonctionnement et de panne. Un support graphique (le *graphe des états*) permet de visualiser les différents états d'un système qui sont représentées par des cercles et relier entre eux par des arcs orientés qui correspondent aux transitions (pannes et réparations) entre états. Pour un système à n composants, si chaque composant a deux états (fonctionnement et panne), le nombre maximum d'états est 2^n. Un modèle Markovien est présenté sur la Figure II.7

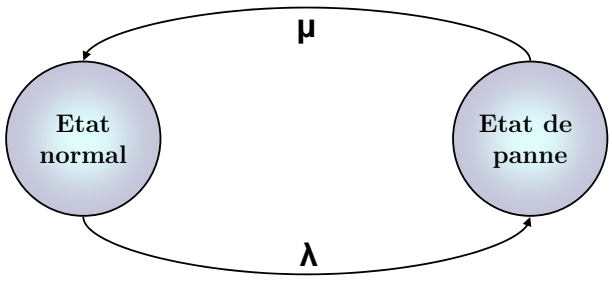


FIGURE II.7 – Un modèle Markovien

Pour réaliser cette analyse, il faut tout d'abord recenser tous les états du système, les classer en états de fonctionnement ou en états de panne. Ensuite, il est nécessaire de chercher comment passer d'un état à un autre lors d'un dysfonctionnement ou d'une réparation. A chaque transition de l'état E_i vers l'état E_j, un taux de transition L_{ij} est

associé qui est défini de telle façon que $L_{ij}.dt$ est égal à la probabilité de passer de E_i vers E_j entre deux instants très proches t et $t + dt$ sachant que l'on est à l'instant t en E_i. Enfin, la dernière étape consiste à calculer les probabilités de se trouver dans les différents états au cours d'une période de vie du système ainsi que de calculer les caractéristiques de sûreté de fonctionnement (MTTF, MTBF, MTTR, etc.) [Vill88].

A l'aide de la modélisation par les graphes de Markov, les dépendances temporelles et stochastiques sont plus largement prises en compte qu'avec les méthodes classiques. De plus, ils sont simples d'utilisation. Cependant, les graphes de Markov souffrent de l'explosion du nombre d'états car tous les états possibles et de toutes les transitions entre les états doivent être pris en compte dans le processus de modélisation. Cette limite peut se poser dans le cas de la modélisation de l'aspect dysfonctionnel uniquement, mais il devient un énorme handicap dans le cas où l'on souhaite ajouter la description de l'aspect fonctionnel à celui de l'aspect dysfonctionnel [Demr09]. Pour palier ce problème, il est possible de s'orienter vers les réseaux Bayésiens ou les réseaux de Petri.

II.5.2 Réseaux Bayésiens

Le problème de la modélisation et de l'analyse de la fiabilité dynamique se pose dès lors que l'état de fonctionnement du système et l'état des variables fonctionnelles du système s'influencent mutuellement [Tcha05]. Les Réseaux Bayésiens Dynamiques (DBN) constituent un outil mathématique intéressant pour modéliser ce problème en permettant une représentation graphique des processus stochastiques. Ces DBN sont utilisés pour représenter l'interaction complexe entre l'état du système et l'état des variables processus, d'une part, et le processus et la perturbation externe, d'autre part.

Si l'intérêt de l'approche est évident, son application à des problèmes physiques réels reste difficile [Carb05, Tcha05] car elle ne permet pas de décrire simplement les états de fonctionnement et de dysfonctionnement du système. Ainsi, nous allons nous orienter vers les réseaux de Petri qui est une méthode plus simple et la plus pratique pour estimer la fiabilité et la durabilité d'un système complexe.

II.5.3 Méthode des réseaux de Petri

Les réseaux de Petri ont été inventés en 1962 par Carl Adam Petri [Petr62]. Ils sont basés sur la théorie des automates. Ces réseaux permettent de représenter le comportement des systèmes dans les conditions de fonctionnement normal ainsi que leur comportement en cas de défaillance de leurs composants [Davi92, Dani95, Demr09, Dutu97, Gira03, Haou07, Lyon06, Miha07, Vida92].

Le principal avantage des réseaux de Petri est la possibilité d'analyser le comportement dynamique d'un système en présence de défaillances. Cette modélisation dynamique permet d'obtenir des mesures en termes de fiabilité. Un réseau de Petri permet de modéliser d'une part le fonctionnement d'un système et d'autre part les occurrences de défaillances [Miha07].

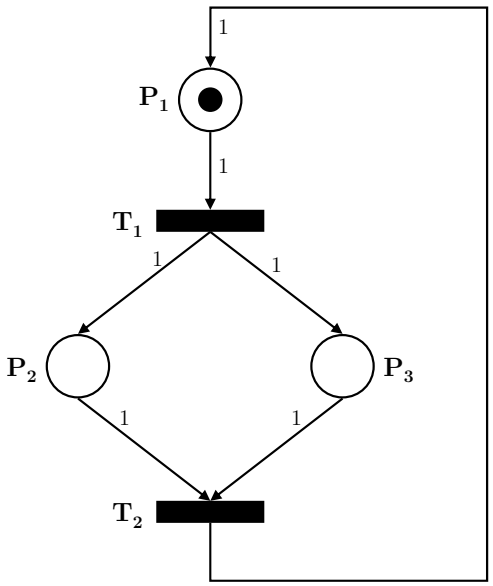


FIGURE II.8 – Réseau de Petri

Les réseaux de Petri sont décrits par un 7-tuplé, (P, T, A, W, M_0 ; Pre ; $Post$), défini par :

- l'ensemble des places p_i de P, tel que $p_i \in P$, est fini et non vide ;
- l'ensemble des transitions t_i de T, tel que $t_i \in T$, est fini et non vide ;
- l'ensemble des arcs a_i de A, tel que $a_i \in A$;
- L'ensemble des poids w_i affectés aux arcs a_i, tel que $w_i \in W$, souvent égale à 1 pour les réseaux déterministes, évalué à partir de probabilité pour les réseaux stochastiques ;
- Le marquage initial M_0 avec ses jetons J. C'est le caractère dynamique du réseau de Petri et sa capacité à supplanter les chaînes de Markov, dans son utilisation en fiabilité des systèmes ;
- $Pre\,(p_i, t_i)$ est l'application d'incidence avant, de type $P \times T \rightarrow N$ correspond aux arcs allant d'une place vers une transition ;
- $Post\,(p_i, t_i)$ est l'application d'incidence arrière, de type $T \times P \rightarrow N$ correspond aux arcs allant d'une transition vers une place.

La figure II.8 illustre un exemple d'un réseau de Petri. L'ensemble des places, transitions et arcs constitue la structure du réseau de Petri (partie statique). Dans le modèle réseau de Petri d'un système, le marquage du réseau représente l'état du système qui est déterminé par le nombre de jetons $M(P)$ dans chaque place P. Le marquage initial M_0 qui correspond à l'état initial du système, s'écrit :

$$M_0 = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{II.2}$$

L'évolution du réseau (partie dynamique) est obtenue par des franchissements (tirs) de transition qui affectent son marquage. Le comportement du système est simulé par les franchissements de transitions qui changent l'état du système.

Pour qu'une transition soit franchie, il faut qu'elle soit valide ou sensibilisée, c'est à dire que toutes les places amont de la transition doivent posséder un nombre de jetons au moins égal au poids de l'arc qui les relie à la transition. Elle peut alors être franchie et ce franchissement consiste à retirer un nombre de jetons égal au poids de l'arc amont de chacune des places amont associées et à ajouter un nombre de jetons égal au poids de l'arc aval dans chacune des places aval associées. Plusieurs transitions peuvent être sollicitées en même temps, le choix du franchissement se portera sur la transition qui a le délai le plus court. Le nouveau marquage du réseau correspond au nouvel état atteint par le système.

A partir du marquage initial M_0, il est possible de déterminer une séquence de franchissements. Cette séquence est une suite de transitions qui sont franchissables successivement (sans autres franchissements de transitions) [Davi92]. Le franchissement de ces séquences conduit au passage d'un marquage à un autre, ce qui correspond au passage du système d'un état à un autre.

L'ensemble des marquages accessible à partir d'un marquage initial représente le graphe de marquage de la figure II.9 associé au réseau de Petri de la figure II.8.

$$\begin{pmatrix} \mathbf{1} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} \underset{\mathbf{T_2}}{\overset{\mathbf{T_1}}{\rightleftharpoons}} \begin{pmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{1} \\ \mathbf{1} \end{pmatrix}$$

FIGURE II.9 – Graphe de marquage

Ce graphe de marquage est composé de nœuds qui correspondent aux marquages accessibles, et d'arc correspondant aux franchissements de transitions faisant passer d'un

marquage à un autre. Il nous aidera à déterminer la matrice d'incidence $W_{m\times n}$ équivalente au réseau de Petri (m correspond au nombre de places et n au nombre de transitions) qui s'écrit de la manière suivante :

$$W = W^{+} - W^{-} = [w_{ij}] \tag{II.3}$$

$$\begin{cases} W^{+} = \left[w_{ij}^{+}\right] = [Post\,(p_i, t_j)] \\ W^{-} = \left[w_{ij}^{-}\right] = [Pre\,(p_i, t_j)] \end{cases} \tag{II.4}$$

En considérant l'exemple de réseau de Petri traité dans la figure II.8, les matrices d'incidences avant et arrière s'écrivent :

$$W^{-} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \quad , \quad W^{+} = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \tag{II.5}$$

La matrice d'incidence W est de la forme :

$$W = \begin{pmatrix} -1 & 1 \\ 1 & -1 \\ 1 & -1 \end{pmatrix} \tag{II.6}$$

Les réseaux de Petri sont très utilisés dans la modélisation des systèmes à évènements discrets et dans les études de sûreté de fonctionnement des systèmes dynamiques. Ils sont caractérisés par une évolution asynchrone dans laquelle les transitions des composantes parallèles sont franchies les unes après les autres, et par une représentation explicite des synchronisations et des mécanismes d'allocation. Plusieurs extensions des réseaux de Petri ont été élaborées pour répondre à la modélisation des problèmes spécifiques et pour maîtriser la taille et la lisibilité des modèles. L'un des points forts des réseaux de Petri par rapport aux autres formalismes, repose sur ses fondements théoriques qui lui permettent de vérifier les propriétés générales d'un modèle (vivant, réinitialisable, sans blocage ou borné, etc.,) ainsi que l'accessibilité de certains marquages. Les méthodes de recherche de propriétés dans les réseaux de Petri sont basées sur l'élaboration du graphe des marquages accessibles, sur l'algèbre linéaire (calcul des invariants de places et des transitions), la réduction des réseaux ainsi que sur la logique linéaire qui permet de caractériser les relations d'ordre partiel [Laba04, Lapr96].

Les **réseaux de Petri temporisés** sont obtenus à partir des réseaux de Petri classique lorsque des durées sont associées aux places (*réseaux de Petri P-temporisés*) ou aux transitions (*réseaux de Petri T-temporisés*).

Les **réseaux de Petri stochastiques** sont obtenus à partir des réseaux de Petri classiques en associant des durées de franchissement aléatoires aux transitions (en utilisant la loi exponentielle ou la loi de Weibull, par exemple). Ils permettent de prendre en compte, de manière plus structurée que les graphes de Markov, l'occurrence des défaillances et leur influence sur le comportement du système. En effet, le parallélisme étant pris en compte, ils permettent d'expliciter l'architecture du système en décrivant indépendamment les états des divers objets composant le système et leurs interactions.

Une extension nommée **Réseaux de Petri Stochastiques Généralisés (RDPSG)** permet de prendre en compte, en plus de transitions avec des lois exponentielles, d'autres transitions dites immédiates tirées sans délai et qui sont prioritaires par rapport aux transitions à délai aléatoire.

On peut citer d'autres extensions telles que les **Réseaux de Petri Stochastiques et Déterministes (RdPSD)**. Dans ces RdPSD, les délais associés aux transitions temporisées suivent des lois de distribution exponentielle ou autre et certaines transitions sont immédiates.

Parmi les diverses extensions des réseaux de Petri pour prendre en compte l'aspect hybride, on peut citer aussi les réseaux de Petri de haut niveau, les réseaux de Petri hybrides et les réseaux de Petri couplés avec les équations algébro-différentielles.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présentés des méthodes existantes pour étudier la sûreté de fonctionnement des systèmes complexes, à savoir, les méthodes d'analyse fonctionnelle et dysfonctionnelle d'un système, et les méthodologies dynamiques pour déterminer la fiabilité d'un système complexe.

Dans le chapitre suivant, nous présentons le système complexe étudié durant la thèse : le système photovoltaïque.

Chapitre III

Système photovoltaïque

Sommaire

III.1 La composition du système 57
III.1.1 Champ photovoltaïque 59
III.1.2 Onduleurs photovoltaïques 61
III.1.3 Câbles photovoltaïques 62
III.2 Les grandeurs pour l'évaluation d'un système photovoltaïque 62
III.3 Sûreté de fonctionnement d'un système photovoltaïque . . . 64
III.3.1 Analyse fonctionnelle 66
III.3.1.1 Bête à cornes 66
III.3.1.2 Diagramme pieuvre 67
III.3.1.3 Bloc Diagramme Fonctionnel 67
III.3.1.4 Tableau d'Analyse Fonctionnelle 69
III.3.2 Analyse dysfonctionnelle 69
III.3.2.1 AMDEC 69
III.3.2.2 Arbre de défaillances 70

III.1 La composition du système

Dans le cas simple, un système photovoltaïque (cf. Figure III.1) raccordé au réseau électrique (ex : réseau ErDF) est construit avec quatre types de composants branchés en série :

– un champ photovoltaïque qui est composé de modules photovoltaïques branchés en série-parallèle,

- le (ou les) onduleur(s) qui transforme(nt) l'énergie électrique continue provenant des modules en énergie électrique alternative,
- les câbles DC entre les modules photovoltaïques et le(s) onduleur(s),
- les câbles AC entre le(s) onduleur(s) et le réseau.

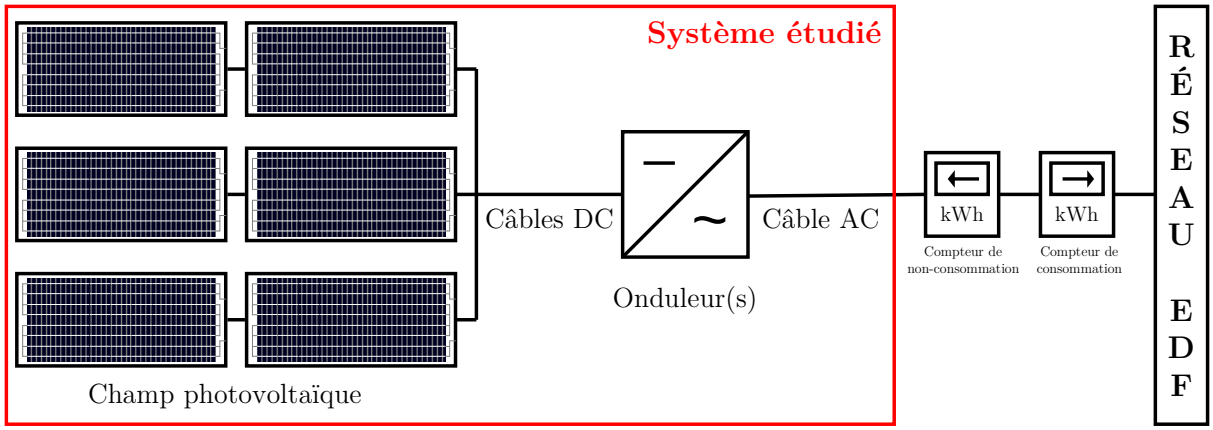


FIGURE III.1 – Schéma d'un système photovoltaïque

Les composants cités ci-dessus sont rarement uniques dans une installation photovoltaïque. En effet, pour une petite installation sur une maison, on parle d'au moins quinze panneaux branchés en série-parallèle (cf. Figure III.2). De plus, lorsque le nombre de panneaux est important, le nombre d'onduleurs est lui aussi important et la longueur linéaire de câbles augmente fortement aussi. De ce fait, le système comportant un grand nombre de composants et n'étant pas possible de prévoir le comportement ou l'évolution d'un tel système par un raccourci de calcul par connaissance des règles, on qualifie ce système comme étant un **système complexe**.

Chacun des composants est sensible aux conditions climatiques et leurs performances sont variables en fonction du temps. Les fabricants de modules garantissent leurs produits 5 ans et offrent une garantie de puissance de 90% au bout de 10 ans et de 80% au bout de 20 ans (voire 25 ans aujourd'hui). Les fabricants d'onduleurs garantissent leurs produits 10 ans et peuvent offrir un supplément de garantie jusqu'à 20 ans. Avec les technologies actuelles, il est recommandé de changer les onduleurs d'une installation tous les 10 ans environ. Les câbles électriques ne sont, quant à eux, pas garantis par le fabricant. A ce jour, il est difficile de vérifier le bon fonctionnement de ces garanties du fait du faible retour d'expériences des industriels et des installateurs [Vazq08]. En France, cette technologie n'a commencé à investir massivement notre paysage que depuis 2006, date de l'*arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil*. Cet arrêté permettait de revendre l'électricité pro-

duite par les installations photovoltaïques à un prix « très attractif » et garanti pendant vingt ans. Depuis cette date, de nombreux arrêtés se sont succédés. Aujourd'hui, le tarif de rachat est régi par l'arrêté du 4 mars 2011.

III.1.1 Champ photovoltaïque

Un champ photovoltaïque est composé de modules placés en série-parallèle (cf. Figure III.2) afin d'obtenir le meilleur rendement . Cela signifie que plusieurs séries de modules sont mises en place afin d'obtenir la tension maximale souhaitée (supportée par l'onduleur). Les séries de modules sont ensuite connectées en parallèle afin d'augmenter le courant de l'installation et ainsi obtenir une puissance élevée en entrée de l'onduleur.

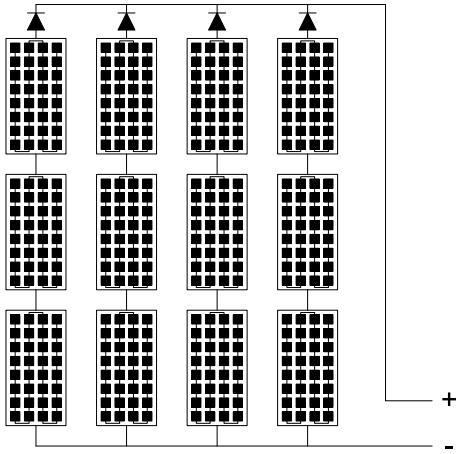


FIGURE III.2 – Champ photovoltaïque composé de modules branchés en série-parallèle

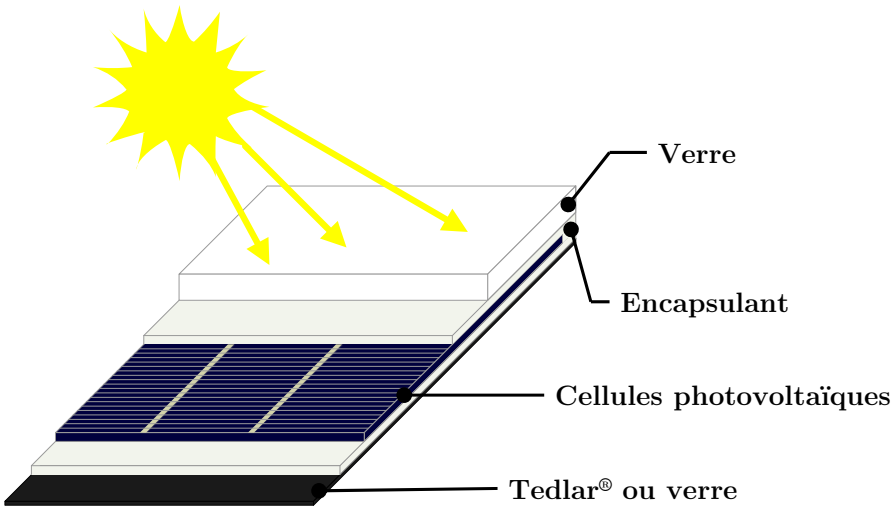


FIGURE III.3 – Coupe d'un module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est, à lui seul, un système complexe composé de cellules photovoltaïques, d'un encapsulant, de diodes bypass, de connecteurs, d'une boîte de jonction, de câbles, d'un verre de protection sur la face avant du module et d'un verre ou d'un film polymère (généralement du Tedlar®) sur la face arrière du module. Le courant qui sort des câbles d'un module est un courant continu qui dépend principalement de la luminosité du soleil qui arrive sur sa face avant (cf. Figure III.3).

Le composant principal du module est la cellule photovoltaïque. C'est le composant qui permet de transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique (le schéma d'une cellule est présenté sur la Figure III.4. Les autres composants du module permettent de protéger la cellule des conditions atmosphériques.

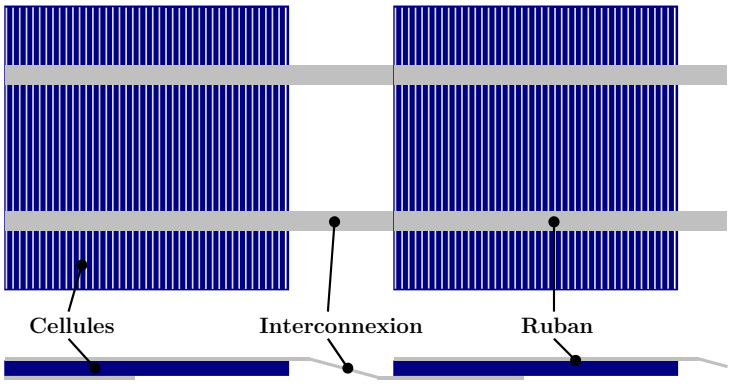


FIGURE III.4 – Coupe de deux cellules photovoltaïques au silicium interconnectées

De nombreuses technologies de cellules photovoltaïques sont actuellement présentes sur le marché [Laro09, Tiwa10] et installées par les professionnels :

- cellules au silicium monocristallin (c-Si),
- cellules au silicium polycristallin (x-Si),
- cellules au silicium amorphe (a-Si),
- cellules au Tellurure de Cadmium (CdTe),
- cellules au Cuivre, Indénium et Sélénium (CIS),
- cellules au Cuivre, Indénium, Gallium et Sélénium (CIGS),
- cellules à concentration.

Aujourd'hui, d'autres types de cellules sont en cours de développement comme les cellules organiques qui ont l'avantage d'être recyclables mais leur rendement est faible (4% aujourd'hui). Il existe aussi, au stade de la recherche, des cellules photovoltaïques qui utilisent les nanotechnologies avec les nanoflocons qui ont un rendement potentiel

de 30%, les nanofils qui pourraient convertir 18% de l'énergie solaire en électricité et les nanoantennes qui ont un très bon rendement (80%) mais avec une fréquence de 10000 GHz, ce qui rend impossible, en l'état, l'utilisation de cette électricité dans le réseau électrique à 50 Hz ou 60 Hz à travers le monde.

III.1.2 Onduleurs photovoltaïques

Un onduleur est un composant électronique qui permet de transformer l'électricité continue provenant d'un module photovoltaïque en électricité alternative pouvant être transmise au réseau électrique. Il est constitué d'un chercheur du Point de Puissance Maximum (MPPT : *Maximum Point Puissance Tracker*) qui recherche le point de fonctionnement optimal provenant des modules, d'un pont qui permet de transformer l'électricité continue en électricité alternative et d'un transformateur qui permet d'imposer une fréquence prédéfinie (50 Hz ou 60 Hz). Le schéma électrique simplifié d'un onduleur est représenté en Figure III.5.

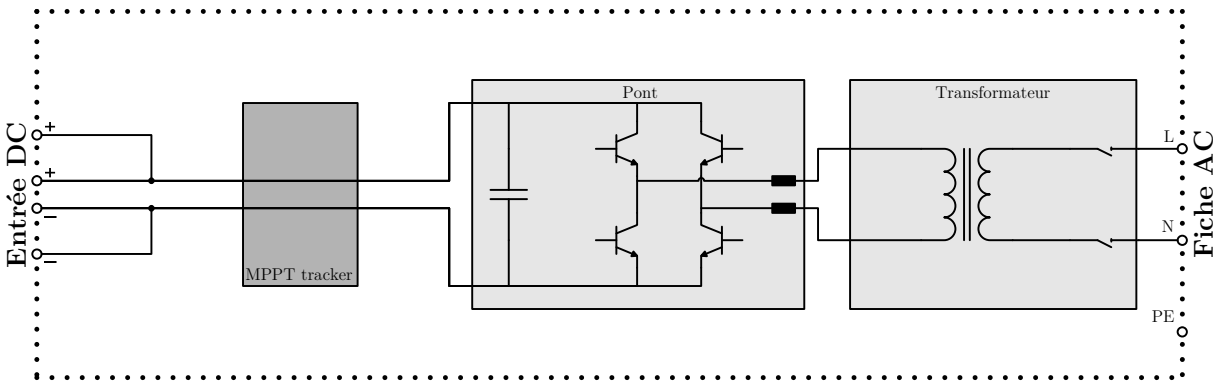


FIGURE III.5 – Schéma d'un onduleur à 2x2 connecteurs à fiche en entrée

L'onduleur est un composant central dans le système photovoltaïque. Le champ de modules peut produire de l'énergie électrique continue, mais il est possible que l'onduleur ne la transforme pas en énergie électrique alternative. En effet, un onduleur ne fonctionne que lorsque qu'il reçoit, en entrée, une puissance comprise dans un intervalle définit par le constructeur. Si la puissance en entrée est supérieure à la puissance maximale autorisée, le module ne transforme que l'électricité maximale qu'il peut produire. A l'inverse, dans le cas où la puissance en entrée est inférieure à la puissance minimale de l'intervalle de puissance d'entrée, l'onduleur se met en veille et ne produit pas d'électricité. Cette donnée est très importante pour l'estimation de la fiabilité du système que l'on verra dans le chapitre V.

III.1.3 Câbles photovoltaïques

Il existe deux types de câbles servant dans les systèmes photovoltaïques :

- les **câbles DC** sont les câbles permettant de transporter le courant continu entre les modules photovoltaïques et les onduleurs,
- les **câbles AC** sont les câbles permettant de transporter le courant alternatif entre les onduleurs et le réseau électrique.

Les modules photovoltaïques produisant un courant basse tension élevé, les câbles DC sont dimensionnés de manière à ce que les pertes dans ceux-ci soient très faibles (inférieures à 3%). De plus, les modules étant placés en milieu extérieur, les câbles DC sont eux aussi disposés dans ce milieu et doivent donc être résistants aux contraintes de l'environnement naturel. Les câbles sont donc résistants au rayonnement ultraviolet, étanche à l'humidité surtout au niveau des connecteurs et ils doivent assurer une bonne circulation du courant entre les différents composants.

III.2 Les grandeurs pour l'évaluation d'un système photovoltaïque

La puissance et le rendement d'un système photovoltaïque sont des grandeurs très importantes pour le suivi de sa **fiabilité** et de sa **durabilité** [Andr07]. La puissance maximale en sortie des modules est le critère le plus important pour savoir si le module photovoltaïque est défaillant [Skoc08].

Pour mesurer les performances énergétiques d'un module photovoltaïque, une courbe courant-tension (courbe I-V), qui représente le courant en fonction de la tension du module (cf. Figure III.6), est déterminée. La courbe puissance-tension (courbe P-V) permet quant à elle de déterminer avec précision la puissance maximale du module (cf. Figure III.7). Les principaux paramètres électriques mesurés pour déterminer la performance d'un module photovoltaïque sont :

- V_{CO} : la tension de circuit ouvert,
- I_{CC} : le courant de court circuit,
- V_{MPP} : la tension au point de puissance maximale,
- I_{MPP} : le courant au point de puissance maximale,
- P_{MPP} : la puissance au point de puissance maximale en sortie du MPPT,
- P_{module} : la puissance en sortie d'un module photovoltaïque,
- P_{array} : la puissance en sortie du champ photovoltaïque,
- P_{DC} : la puissance en entrée de l'onduleur,

– P_{AC} : la puissance en sortie de l'onduleur,
– $P_{système}$: la puissance délivrée au réseau.

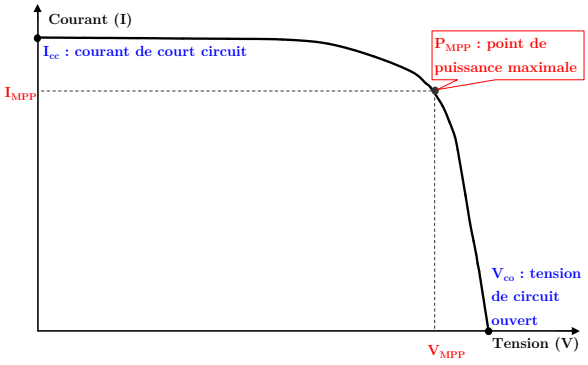


FIGURE III.6 – Courbe courant - tension (courbe I-V)

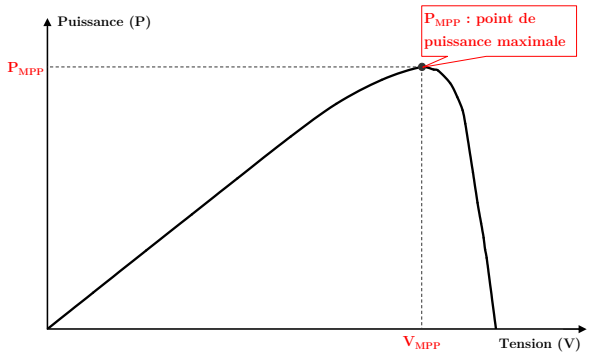


FIGURE III.7 – Courbe puissance - tension (courbe P-V)

Afin de pouvoir comparer les modules photovoltaïques, les mesures des paramètres électriques d'un module photovoltaïques se font dans des conditions identiques. Pour cela, les conditions STC (« *Standard Test Conditions* ») sont utilisées. Ces conditions normalisées sont :

– une température de module de 25°C
– un ensoleillement de 1000 W.m^{-2}
– un spectre solaire AM1,5

Lorsque la mesure de puissance est réalisée dans les conditions STC, la puissance maximale est appelée la *puissance crête* qui est exprimé en *Watt crête* (ou Wc).

Le rendement du chercheur de point de puissance maximale (MPPT) exprime la proximité du MPP opérationnel à la puissance maximale et est exprimé par [Labo09, Laro09] :

$$\eta_{MPP} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \tag{III.1}$$

où P_{DC} est la puissance à l'entrée de l'onduleur (coté continu à la sortie du MPPT) et P_{MPP} est le point maximum déterminé par le MPPT sur la courbe puissance-tension (cf. Figure III.7) à la sortie des modules. Cette dernière valeur dépend la capacité d'optimisation du chercheur à trouver le point de puissance maximum.

Le rendement de l'onduleur (η_{onduleur}) est déterminé par :

$$\eta_{\text{onduleur}}=\frac{\text{P}_{\text{AC}}}{\text{P}_{\text{DC}}} \tag{III.2}$$

où P_{AC} est la puissance du côté du réseau (côté du courant alternatif en sortie de l'onduleur).

Un onduleur ne fonctionnant pas à sa puissance maximale tout au long de l'année, le rendement de l'onduleur est généralement calculé par les fabricants en utilisant la notion de Rendement Européen (rendement Euro-eta) qui permet de prendre en compte la fréquence et les variations d'ensoleillement (qui influe sur la puissance d'entrée). Il se calcule avec la formule [Didi07] :

$$\eta_{onduleur} = 0,03.\eta_{5\%} + 0,06.\eta_{10\%} + 0,13.\eta_{20\%} + 0,10.\eta_{30\%} + 0,48.\eta_{50\%} + 0,20.\eta_{100\%} \tag{III.3}$$

où les $\eta_{x\%}$ correspondent aux rendements de l'onduleur pour $x\%$ de la puissance nominale.

Le paramètre de dégradation d'un des composants du système photovoltaïque $\mathcal{D}(t)$ est déterminé par :

$$\mathcal{D}(t) = 1 - \frac{P(0) - P(t)}{P(0)} \tag{III.4}$$

où $P(0)$ est la puissance initiale du composant lors de l'installation du système et $P(t)$ est la puissance électrique du système à l'instant t. Les deux mesures de puissance doivent se faire dans les mêmes conditions d'essais.

III.3 Sûreté de fonctionnement d'un système photovoltaïque

La sûreté de fonctionnement regroupe les activités d'évaluation de la **fiabilité**, de la **maintenabilité**, de la **disponibilité** et de la **sécurité** (cf. Figure III.8). Dans l'approche de la sûreté de fonctionnement pour le système photovoltaïque, la **fiabilité énergétique** consiste à prendre en compte l'évolution énergétique des composants photovoltaïques, notamment, la perte de puissance qui peut engendrer une non-production du système alors que les composants eux-mêmes ne sont pas défaillants. Cette fiabilité énergétique ainsi que la maintenabilité due aux défaillances sont des données indispensable à l'évaluation de la disponibilité du système (et pas uniquement la prise en compte des défaillances propres aux composants).

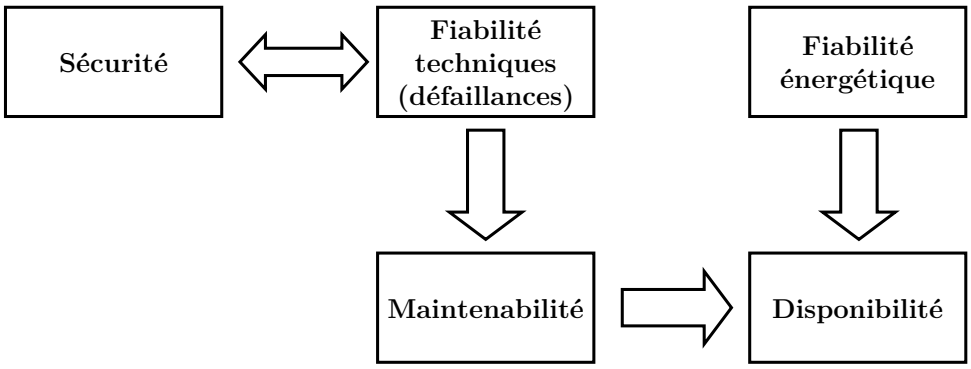


FIGURE III.8 – Approche de la sûreté de fonctionnement [Diaz07]

L'étude de la sûreté de fonctionnement d'un système photovoltaïque amène à traiter plusieurs problématiques [Diaz07] :

- l'identification et l'évaluation des modes de défaillances,
- l'analyse des risques et des accidents,
- l'établissement d'un planning de maintenance,
- l'interruption de l'approvisionnement en énergie,
- l'estimation du coût du manque d'énergie,
- l'amélioration de la qualité pour les pratiques futures.

Pendant la thèse, nous nous sommes intéressés à certaines de ces problématiques. Tout d'abord, « l'identification et l'évaluation des modes de défaillances »qui sera présenté dans la suite de cette section III.3 avec les analyses fonctionnelle et dysfonctionnelle qui nous amènent à lister et hiérarchiser les différents modes de défaillance. « L'interruption de l'approvisionnement en énergie » est la problématique majeure de cette thèse. Comme nous nous intéressons à la fiabilité, la durabilité et la disponibilité du système photovoltaïque, il est question d'estimer l'instant où l'interruption de l'énergie va arriver (détermination des instants de défaillance et de pseudo-défaillances). De plus, nous nous sommes penchés sur la durée de l'interruption avec l'étude de la durée de l'intervention de maintenance qui peut se rapprocher de la problématique traitant de « l'établissement d'un planning de maintenance ».

Cependant, avant d'étudier la partie dysfonctionnelle dynamique d'un module et d'un système photovoltaïque, nous allons tout d'abord présenter l'analyse fonctionnelle et l'analyse dysfonctionnelle statique du système photovoltaïque. Ceci permet de connaître le système en détail et ensuite, de lister et hiérarchiser les différents modes de défaillance. Cette étude a été réalisée lors d'une collaboration avec l'entreprise GINGER CEBTP [Laro09]. Toutes ces analyses sont non-exhaustives, l'apparition d'une défaillance encore inconnue

est toujours possible et ces analyses doivent être évolutives. De plus, une validation par des experts photovoltaïciens doit être réalisée.

Pour réaliser ces études, nous avons considéré que les composants du système sont en état de fonctionnement et qu'ils sont connectés et câblés correctement. De plus, les modules sont installés dans des champs avec une ventilation naturelle maximale. Nous considérons que l'installation n'est pas intégré au bâti (BIPV) où l'influence de l'échauffement de la lame d'air en sous-face serait un point important à prendre en compte pour l'évaluation de la température. Aussi, nous supposons que les conditions climatiques sont constantes avec un ensoleillement de 800W/m^2 et une température ambiante de 20°C. Le module doit donc produire une puissance P_{MPP}. Le câble DC doit transmettre une énergie de puissance P_{DC} à l'onduleur. L'onduleur doit délivrer une puissance égale à $P_{onduleur}$. Enfin, le câble AC doit transmettre une énergie de puissance P_{AC} au réseau.

III.3.1 Analyse fonctionnelle

Les publications existantes sur les systèmes photovoltaïques [Hanu08, Labo09, Laro09, Rhna07] nous ont permis de réaliser une analyse fonctionnelle complète d'un système photovoltaïque. Pour cela, la méthodologie présentée dans la section II.3 a été utilisée en réalisant dans l'ordre : la bête à cornes, le diagramme pieuvre, le bloc diagramme fonctionnel et enfin le tableau d'analyse fonctionnelle.

III.3.1.1 Bête à cornes

Pour commencer l'analyse fonctionnelle, nous avons réalisé la bête à cornes (cf. Figure III.9) du système photovoltaïque raccordé au réseau présenté en Figure III.1.

Un système photovoltaïque raccordé au réseau permet de produire de l'énergie électrique grâce à une énergie renouvelable et de le réinjecter sur le réseau électrique pour son utilisation dans un quartier ou une ville. Cependant, ce n'est pas la seule solution pour produire de l'électricité, et il est donc important de se demander ce qui pourrait faire disparaitre cette technologie. Les réponses à cette question sont :

- disparition du soleil (risque très faible à l'échelle humaine) ;
- apparition de nouvelles énergies renouvelables plus performantes et moins coûteuse (risque moyen) ;
- problème du recyclage des panneaux qui pourrait réduire la vision propre du photovoltaïque (risque élevé) ;
- arrêt des incitations financières pour l'installation de ces systèmes (risque élevé en raison de la spéculation financière actuelle sur les installations photovoltaïques).

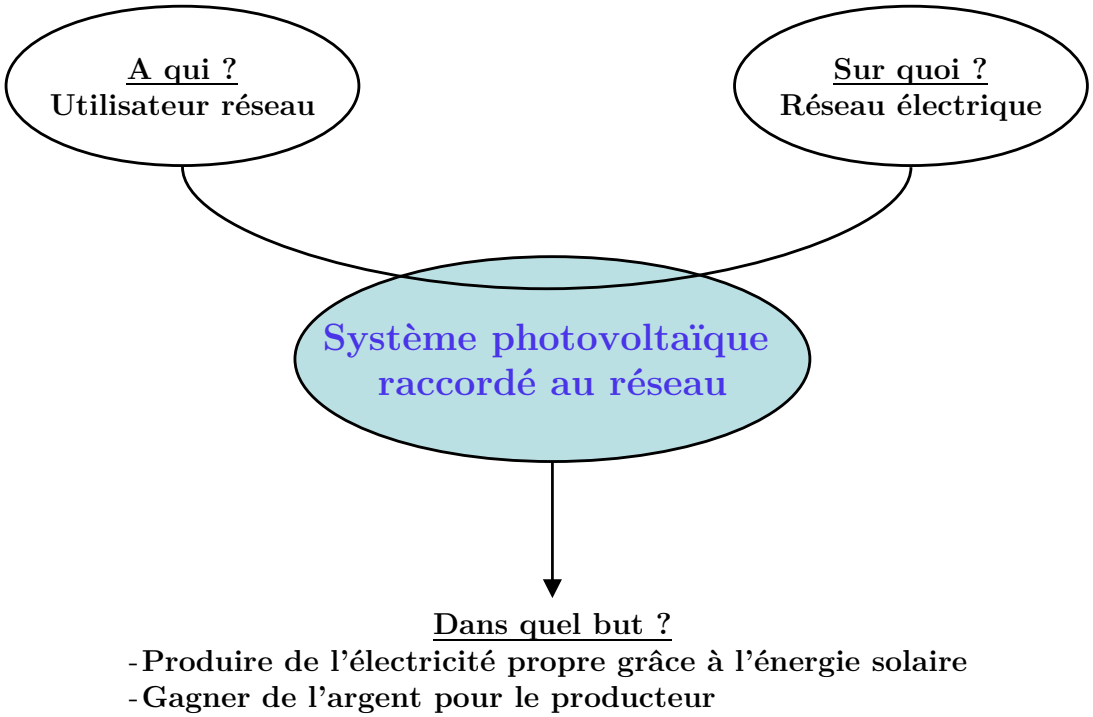


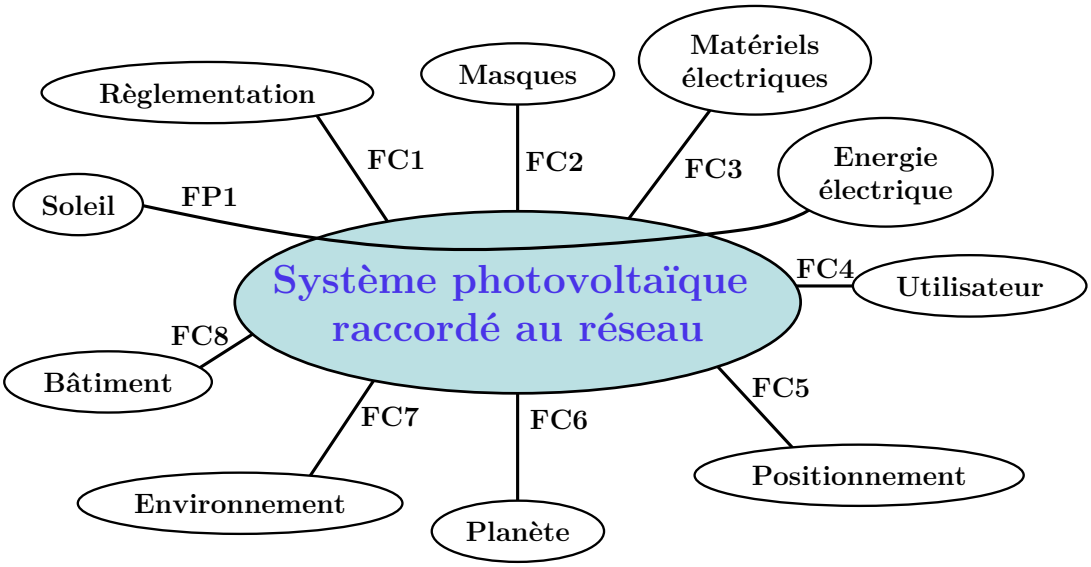
FIGURE III.9 – Diagramme Bête à cornes d'un système PV raccordé au réseau

III.3.1.2 Diagramme pieuvre

Ensuite, le diagramme pieuvre a été réalisé afin de connaître les intéractions entre le système et les milieux extérieurs (cf. Figure III.10). Durant la réalisation de ce diagramme pieuvre, autour de la fonction principale (FP) qui est de « transformer l'énergie solaire en énergie électrique, »huit fonctions contraintes (FC) ont été trouvées.

III.3.1.3 Bloc Diagramme Fonctionnel

Ensuite, le Bloc Diagramme Fonctionnel a été réalisé (cf. Figure III.11) en utilisant le diagramme Pieuvre réalisé précédemment et une étude du flux électrique à l'intérieur du système en fonction du positionnement et du nombre de composants au sein de ce dernier.



FP1 : *Transformer l'énergie solaire en énergie électrique*
FC1 : *Respecter la règlementation en vigueur*
FC2 : *Eviter les pertes de production dues aux masques*
FC3 : *Produire une énergie compatible aux matériels électriques*
FC4 : *Entretenir le système (nettoyage, emplacement, ...)*
FC5 : *Optimiser le positionnement des modules en fonction de la localisation de l'installation*
FC6 : *Eviter de puiser dans les ressources épuisables*
FC7 : *Résister aux conditions climatiques, aux chocs électriques, ...*
FC8 : *Garantir la fonction de la pièce du bâtiment remplacée (résistivité, étanchéité, esthétique) dans le cas d'intégration au bâti de l'installation*

FIGURE III.10 – Diagramme Pieuvre d'un système PV raccordé au réseau

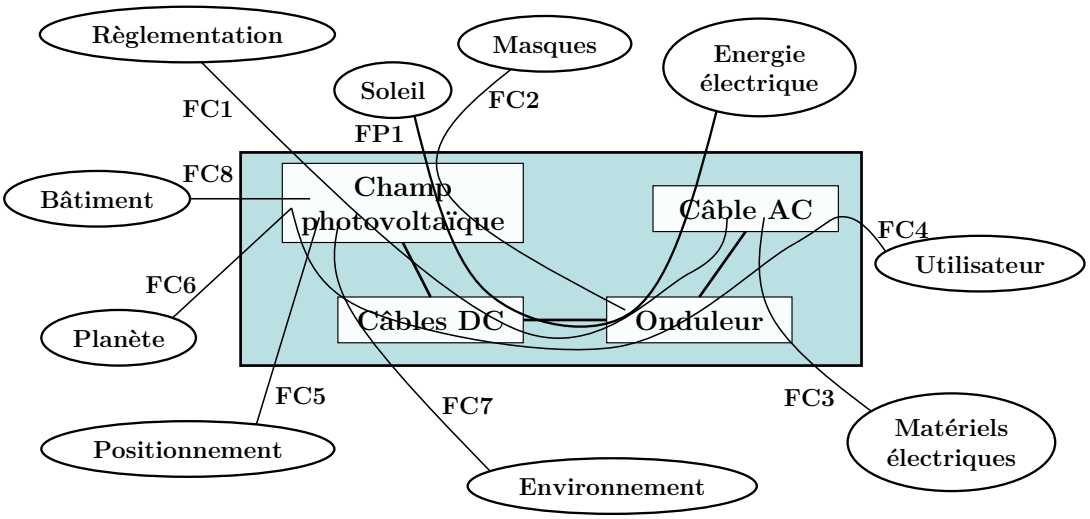


FIGURE III.11 – Bloc Diagramme Fonctionnelle d'un système PV raccordé au réseau

III.3.1.4 Tableau d'Analyse Fonctionnelle

Enfin, pour finir l'analyse fonctionnelle, le tableau d'Analyse Fonctionnelle est réalisé (cf. Tableau III.1). Il permet de synthétiser les données parfois peu compréhensibles graphiquement dans le Bloc Diagramme Fonctionnel. Cette étude permet de mettre en avant les effets des flux sur le système en se focalisant sur chacun des composants.

Eléments	**Fonctions de base**									**Fonctions de conception**		
	FP1	**FC1**	**FC2**	**FC3**	**FC4**	**FC5**	**FC6**	**FC7**	**FC8**	**S1**	**S2**	**S3**
Champ photovoltaïque	X	X	X		X	X	X	X	X	X		
Câbles DC	X	X			X			X		X	X	
Onduleur	X	X	X	X	X						X	X
Câble AC	X	X		X	X							X

Tableau III.1 – Tableau d'Analyse Fonctionnelle d'un système PV raccordé au réseau

III.3.2 Analyse dysfonctionnelle

Comme pour l'analyse fonctionnelle, nous avons pris connaissance des publications existantes sur les défaillances des différents composants du système photovoltaïque [Cudd10, Dher01, King00, Mais97, Quin02, Ondua, Ondub, Oste02, Oste08, Real01, Real03, Sand10, Vazq08, Wohl05, Wohl10] pour réaliser l'analyse dysfonctionnelle d'un système photovoltaïque. Pour cette analyse, nous avons utilisé les méthodologies de l'analyse dysfonctionnelle statique présenté dans la section II.3. L'installation d'un système photovoltaïque ne présentant pas de grands risques pour les personnes, nous avons donc occulté l'Analyse Préliminaire des Risques. Cette analyse doit être réalisé dans le cas où les modules sont intégrés au bâtiment car de nombreux risques dangereux peuvent apparaitre comme l'électrocution et l'incendie des module (donc du bâtiment).Dans notre étude dysfonctionnelle, nous avons donc réalisé l'AMDEC dans un premier temps puis l'arbre de défaillance dans un second temps.

III.3.2.1 AMDEC

Pour commencer l'étude de l'analyse dysfonctionnelle, l'étude AMDEC à été réalisée. Elle permet, grâce à un brainstorming, de lister l'ensemble des modes de défaillance susceptibles de provoquer un dysfonctionnement ou une dégradation du système photovoltaïque.

Avant de commencer l'étude AMDEC, la grille de notation a été établie et est présentée dans le Tableau III.2

Les résultats de l'étude AMDEC sont présentés dans le Tableau III.3.

Cote	Echelle d'occurrence (O)	Echelle de gravité (G)	Echelle de non-détection (D)
1	Défaillance peu probable	Aucune influence - Le client ne s'en aperçoit pas	Détection certaine de la défaillance lors des contrôles
2	Défaillance très rare	Baisse de rendement - Le client peut le voir	Probabilité forte de détecter la défaillance lors des contrôles
3	Défaillance occasionnelle	Légère altération du système - Le client se plaint	Probabilité modérée de détecter la défaillance lors des contrôles
4	Défaillance répétitve	Arrêt du système - Le client se plaint	Probabilité faible de détecter la défaillance lors des contrôles
5	Défaillance inévitable	Mise en danger de la machine et de l'opérateur	Impossible de détecter la défaillance lors des contrôles

Tableau III.2 – Cotation pour l'étude AMDEC du système photovoltaïque

En prenant en compte la grille de cotation du Tableau III.2, nous allons nous intéresser plus particulièrement au mode de dégradation qui a la criticité la plus élevée. Ce mode est la perte de puissance d'un module photovoltaïque qui est principalement due à la décoloration de l'encapsulant. Cette décoloration est principalement due aux effets de la température, de l'humidité et des radiations ultraviolettes sur le module photovoltaïque. Les estimations de la fiabilité des modules photovoltaïques en étudiant la dégradation de puissance due à la corrosion et celle due à la décoloration de l'encapsulant seront réalisées dans le chapitre IV.

III.3.2.2 Arbre de défaillances

Enfin, nous avons réalisé l'arbre de défaillances déduit de l'AMDEC réalisée précédemment en prenant comme évènement redouté : *Pas d'énergie en sortie du système photovoltaïque*. Sur ce diagramme, nous avons considéré un système composé d'un module photovoltaïque, d'un câble DC, d'un onduleur et d'un câble DC. L'arbre de défaillance est présenté sur la Figure III.12.

Dans le cas d'un champ photovoltaïque composé de plusieurs modules branchés en série-parallèle, il suffit de multiplier les blocs correspondant au module suivant le nombre de modules installés. Cependant, cette méthode atteint ses limites car, lorsqu'un module

est défaillant, il peut engendrer soit une perte d'énergie en sortie du champ photovoltaïque soit une dégradation simple de l'énergie. Cette différenciation se fait suivant la position du module défaillant dans le système et du niveau de dégradation des autres modules photovoltaïques.

De plus, dans le cas des dégradations de l'énergie en sortie des composants, les niveaux des défaillances et les dégradations des autres composants sont indispensables. En effet, dans le cas de l'onduleur, une défaillance mineure du MPPT et une énergie dégradée en sortie du câble DC peut engendrer soit une énergie dégradée en sortie de l'onduleur soit une perte de puissance en sortie de l'onduleur. Cette différenciation ne peut se faire qu'en étudiant le niveau de dégradation de chacun des composants incriminés. Ce niveau de précision ne peut se faire en utilisant l'arbre de défaillance, il est nécessaire d'utiliser pour ce type d'étude, une méthodologie d'analyse dysfonctionnelle dynamique comme présentée dans le chapitre II. Durant la thèse, nous avons réalisé cette recherche en utilisant les réseaux de Petri et cette étude est présentée dans le chapitre V.

Elément	Fonction	Modes de défaillances	Causes	Effets	O	G	D	C
Module PV	Transformer l'énergie solaire en énegie électrique	Le module PV ne délivre pas d'énergie électrique	Points chauds	Le système ne produit pas d'énergie électrique	3	4	2	24
			Défaillance de la boite de jonction		3	3	4	36
			Vitrage cassée		2	4	2	16
			Défaillance de la diode bypass du module		2	4	2	16
			Délamination		2	4	3	24
		Le module PV délivre une puissance dégradée inférieure à la puissance maximale	Cellules cassées / micro cracks	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	4	2	3	24
			Défaillance de la soudure des rubans		3	3	4	36
			Interconnexions cassées		3	4	3	36
			Décoloration de l'encapsulant		5	4	3	60
			Corrosion		4	4	3	48
Câble DC	Transporter le courant continu des modules PV à l'onduleur	L'énergie électrique n'est pas transmise à l'onduleur	Cable coupé	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	4	1	8
			Fonte des câbles (UV, feu,...)		2	4	2	16
		L'énergie électrique transmise à l'onduleur est inférieure à l'énergie fournie par les modules	Corrosion des connectiques	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	3	3	3	27
Onduleur	Transformer l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative	L'onduleur ne délivre pas d'énergie électrique alternative	Défaillance de l'EEPROM	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	3	4	24
			Défaillance de la protection GFCI		2	3	4	24
			Dysfonctionnement de communication interne		2	3	3	18
			Erreur interne de communication		3	3	3	27
			Panne des relais de sortie		2	3	4	24
			Tension continu du BUS trop élevé		2	3	4	24
			Echec de l'Auto-Test		3	3	4	36
			Défaillance du MPPT		3	3	4	36
Câble AC	Transporter le courant alternatif de l'onduleur au réseau	L'énergie électrique n'est pas transmise au réseau	Câble coupé	Le système ne produit pas d'énergie électrique	2	4	1	8
			Fonte des câbles (UV, feu,...)		1	4	2	8
		L'énergie électrique transmise à l'onduleur est inférieure à l'énergie fournie par l'onduleur	Corrosion des connectiques	Le système produit moins ou pas d'énergie électrique	2	3	3	18

Tableau III.3 – Etude AMDEC d'un système photovoltaïque

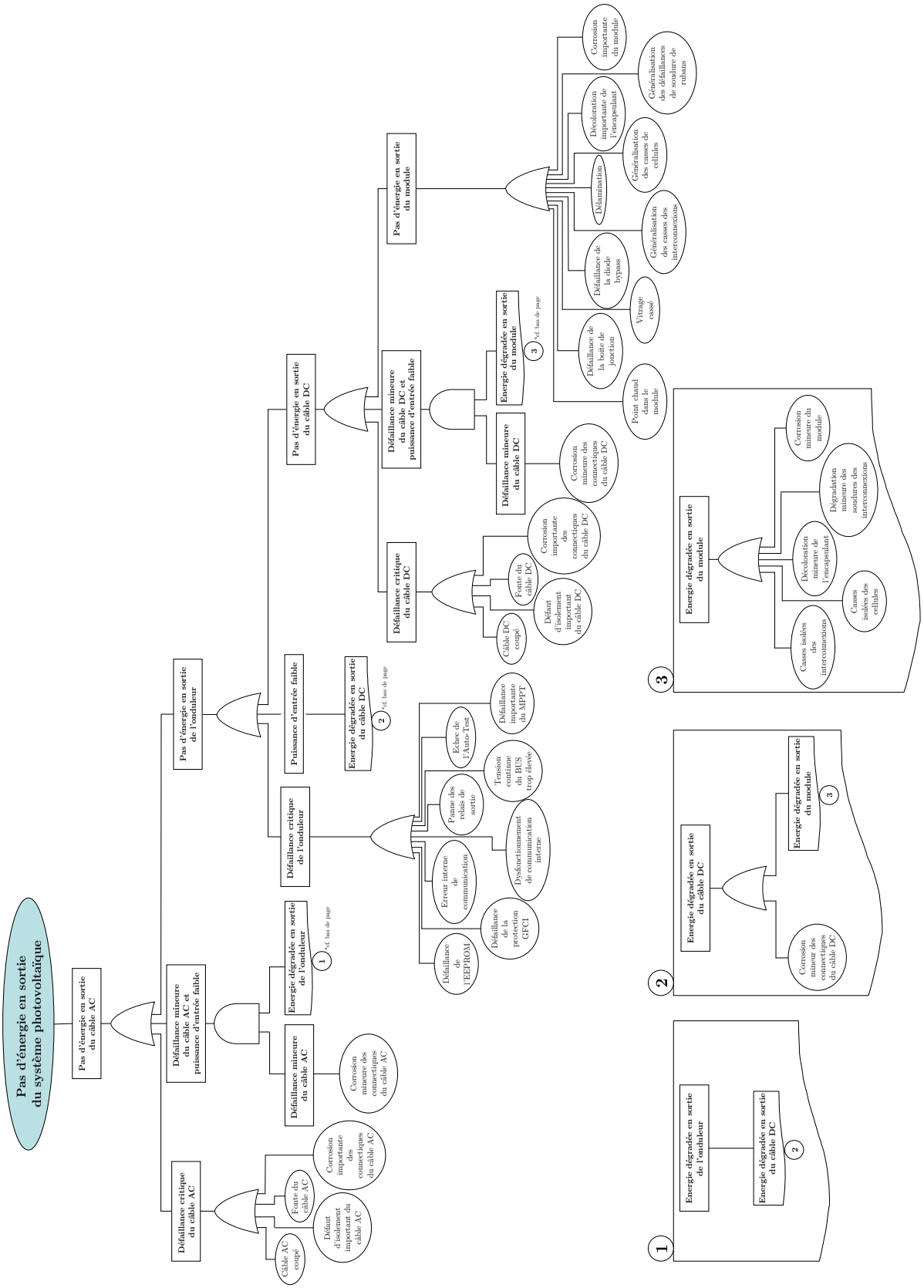


FIGURE III.12 – Arbre de défaillance d'un système photovoltaïque

Chapitre IV

Estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque

Sommaire

IV.1 Introduction 76
IV.2 Méthodes d'essais existantes 76
IV.3 Méthodologie proposée 81
IV.3.1 Réalisation des essais accélérés 81
IV.3.1.1 Choix des essais accélérés 82
IV.3.1.2 Choix des lois d'accélération et du nombre d'essais . . 83
IV.3.1.3 Détermination des niveaux de sévérisation 84
IV.3.1.4 Détermination du temps d'essais et entre mesures . . 85
IV.3.1.5 Proposition expérimentale 88
IV.3.2 Détermination des paramètres de durée de vie 89
IV.3.3 Détermination des paramètres de la loi d'accélération 90
IV.3.4 Simulation des conditions nominales stochastiques 91
IV.3.4.1 Humidité relative 91
IV.3.4.2 Ensoleillement et radiation ultraviolette 93
IV.3.4.3 Température du module 94
IV.3.4.4 Bases de données atmosphériques moyennes 96
IV.3.5 Estimation de la fiabilité 99
IV.4 Moyens d'essai 100
IV.4.1 Appareils de mesure de la puissance maximale 100
IV.4.2 Appareils pour réaliser les essais de chaleur humide et les essais en exposition UV 103

IV.5 Application 103
IV.5.1 Simulation d'un essai de chaleur humide 103
IV.5.1.1 Simulation de la puissance au cours du temps 104
IV.5.1.2 Simulation de la valeur de la puissance au cours du temps 104
IV.5.1.3 Estimation des paramètres de la loi d'accélération de Peck 105
IV.5.1.4 Détermination de la fiabilité dans les conditions nominales 106
IV.5.2 Pertinence de l'essai de démonstration des normes 106
IV.6 Etude de sensibilité 109
IV.6.1 Méthodologie 109
IV.6.2 Sensibilité sur l'application de la méthodologie 110
IV.6.2.1 Sensibilité des variances 111
IV.6.2.2 Sensibilité des valeurs moyennes 111
IV.6.3 Préconisations 112
IV.7 Conclusion 113

IV.1 Introduction

Comme évoqué dans le chapitre III, les fabricants de modules photovoltaïques annoncent une durée de vie de 30 ans sur leurs produit et les garantissent 5 ans. Ils offrent également une garantie de puissance de 90% au bout de 10 ans et de 80% au bout de 25 ans. A ce jour, il est difficile de vérifier cette durée de vie ainsi que la validité de ces garanties du fait du faible retour d'expériences des industriels et des installateurs. Cependant, il est difficile de croire qu'un module produit plus de 80% de sa puissance à 25 ans et qu'il ne produit plus d'électricité au bout de 30 ans. Que se passe-t-il pendant ces 5 années ? Un élément de réponse réside dans les études de fiabilité sur les modules photovoltaïques.

Dans ce chapitre, nous allons présenter la méthodologie mise en place afin d'évaluer cette fiabilité.

IV.2 Méthodes d'essais existantes

Pour être mis sur le marché, les modules photovoltaïques doivent subir des essais afin de s'assurer de leurs résistances mécaniques et électriques. Les essais de la norme CEI

61730 doivent être conduits en premier lieu ; ils permettent d'attester un fonctionnement électrique et mécanique sûr au cours de leur durée de vie. Ces essais traitent de la prévention contre les chocs électriques, les risques de feu et les accidents corporels dus à des contraintes mécaniques et environnementales. Il est obligatoire avant de mettre sur le marché une gamme de modules photovoltaïques, que leur conception soit qualifiée et que la gamme de modules soit homologuée. Pour cela, une batterie d'essais séquentiels de qualification doit être réalisée selon les normes :

- CEI 61215 pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin,
- CEI 61646 pour les modules photovoltaïques en couches minces,
- CEI 62108 pour les modules photovoltaïques à concentration.

Les séquences d'essais présentées dans ces normes proviennent de nombreuses études et recherches dont la chronologie de 1975 à 2008 est présentée par Osterwald [Oste09]. La séquence d'essais de la norme CEI 61215 est présentée dans la Figure IV.1.

D'une manière générale les paramètres d'acceptation pour chaque essai climatique des normes citées précédemment sont :

- pas d'apparition de défauts visuels majeurs :
  - surfaces externes cassées, fêlées ou déchirées (y compris les supersubstrats, les substrats, les châssis et les boîtes de jonction),
  - surfaces externes pliées ou désalignées entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module,
  - fêlure dans une cellule dont la propagation peut isoler plus de 10% de la surface de la cellule du circuit électrique du module,
  - bulles ou délaminations formant un chemin continu entre toute partie du circuit électrique et le bord du module,
  - perte de l'intégrité mécanique entraînant une détérioration de l'installation et/ou du fonctionnement du module ;
- la dégradation de la puissance maximale de sortie ne doit pas excéder 5% de la valeur mesurée avant l'essai ;
- la résistance d'isolement fois la surface du module ne doit pas être inférieure à 40 $M\Omega.m^{-2}$.

Dans nos travaux, nous nous sommes concentrés sur le deuxième paramètre d'acceptation qui est la dégradation de la puissance maximale. Nous nous sommes intéressés plus particulièrement à ce paramètre car c'est celui qui disqualifie principalement les modules

photovoltaïques. Or, les essais présentés dans les normes ne sont pas suffisants pour estimer la fiabilité d'un module photovoltaïque et ne sont que des essais de démonstration réalisés sur seulement deux modules au maximum. Ces essais normalisés, bien que sévérisés, sont aussi jugés trop courts (1000 heures pour un essai de chaleur humide à 85°C et 85% d'humidité relative, par exemple) dans l'optique d'estimer la fiabilité et la durée de vie d'une gamme de modules photovoltaïques [Oste08].

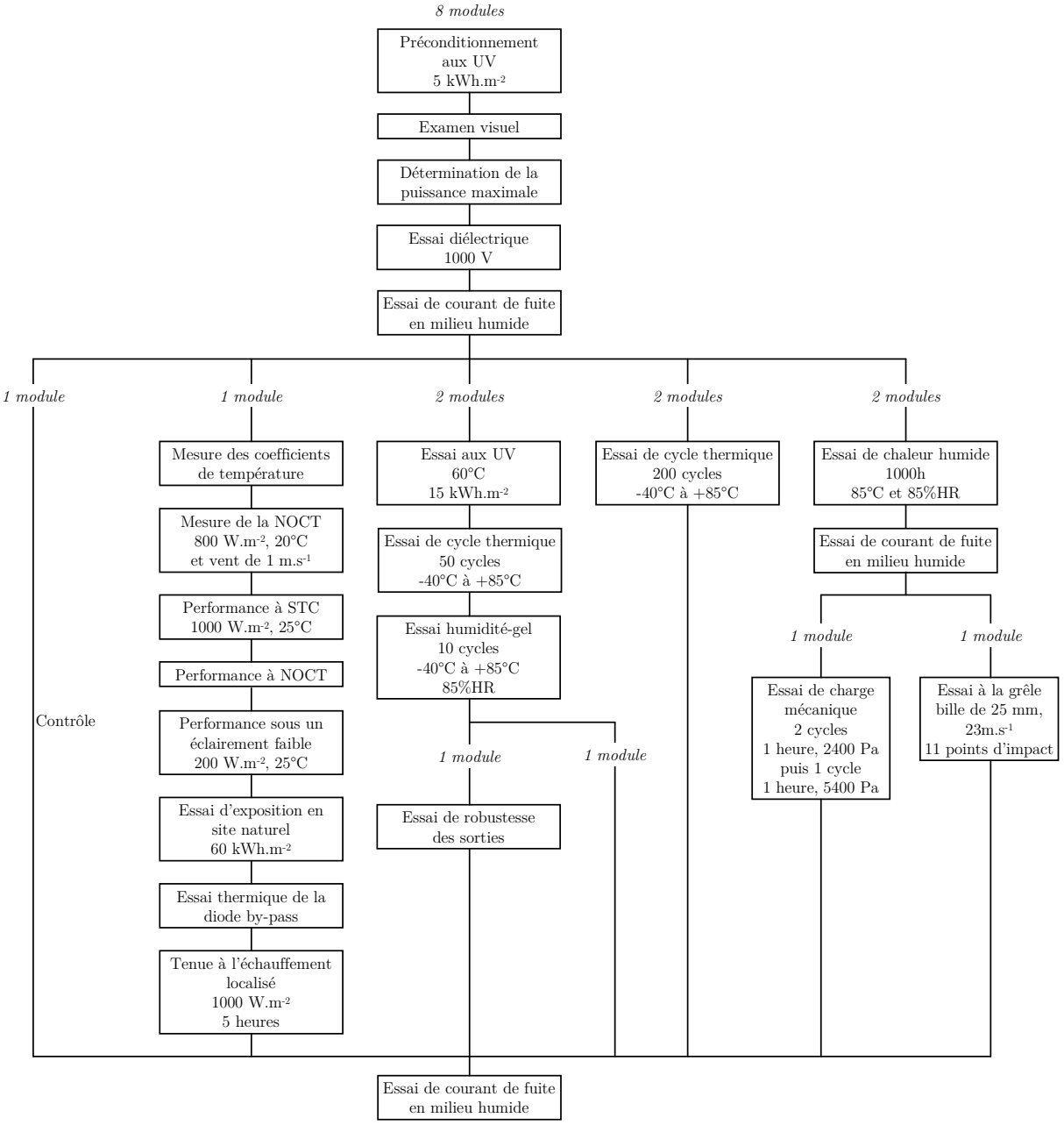


FIGURE IV.1 – Séquence d'essais de la norme CEI 61215:2005

Ainsi, de nombreux industriels et chercheurs ont réalisé (et certains viennent seulement d'engager leur démarche) des campagnes d'essais durant lesquelles les installations photovoltaïques sont exposées aux conditions atmosphériques naturelles [Adel05, Dunl06, Huld08, Mais97, Mond07, Moor08, Quin02, Wohl06] afin de faire le parallèle entre les essais accélérés en laboratoire et le fonctionnement réel des modules.

De manière à connaître l'ensemble des modes de défaillances et de suivre l'évolution de la puissance d'un module photovoltaïque au cours du temps, la mise en place d'une méthode d'exploitation des retours d'expériences est pertinente pour capitaliser toutes les données. BP SOLAR [Wohl06] collecte les données selon trois voies :

- analyse des retours de garantie commerciale,
- déploiement et contrôle des modules individuels sur de longues périodes,
- contrôle de la performance des systèmes photovoltaïques au cours du temps.

Les normes de qualification CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108 ne permettent pas de déterminer des durées de vie étant donnée la faible durée des essais, la faible sévérisation (par exemple, une température de module de 85°C pour un essai de chaleur humide alors qu'un module atteint facilement une température de 60°C en fonctionnement) et le faible nombre de modules par échantillon (deux modules maximum). Afin de réaliser les essais de fiabilité, plusieurs approches sont possibles [Wohl06] :

- étendre le temps ou le nombre de cycles des mêmes essais utilisés dans la séquence d'essais de la qualification,
- augmenter les facteurs d'accélération pour les mêmes tests que ceux de la séquence d'essais de qualification,
- combiner les contraintes durant les essais,
- utiliser des essais accélérés qui ne sont pas dans les essais de qualification préconisés par les normes,
- mettre en place un plan de déverminage : utiliser les essais accélérés avant de mettre le module en exposition extérieure,
- réaliser des essais de dégradation accélérée.

Suivant ce principe, Kern [Kern99] a augmenté les facteurs d'accélération et utilisé des essais non homologués tels qu'un essai en température (à 50°C et 60°C), un essai de cycle thermique de -40°C à +90°C pendant 200 cycles de 5h, un essai d'arrosage, etc. Les essais entrepris par Kern [Kern99] lui ont permis de définir une durée de vie sur un module mais pas d'en estimer une distribution ni une fiabilité dans les conditions étudiées.

Osterwald [Oste08] a mis en place une séquence d'essais plus sévère en étendant le nombre de cycles et en combinant les contraintes. Pour cela, il a utilisé trois échantillons de deux modules. Le premier échantillon subit un essai de chaleur humide (85°C et 85% HR) pendant 1000 h, le deuxième échantillon subit un essai de cycle thermique (cycle de paliers à -40°C et à 85°C) pendant 200 cycles et le troisième échantillon, les deux essais (de chaleur humide et thermique) consécutivement. Cette séquence d'essais sur les trois échantillons est répétée jusqu'à la défaillance des modules de chaque échantillon (où la défaillance est définie comme étant une dégradation supérieure à 50%). La séquence d'essais établie par Osterwald est réalisable pour l'ensemble des technologies de modules photovoltaïques (c-Si, x-Si, a-Si, CdTe, etc.). Cette séquence d'essais proposée par l'auteur permet de définir le temps moyen jusqu'à défaillance suivant l'essai réalisé à partir d'un échantillon de deux modules ; ce qui s'avère insuffisant si l'on souhaite déterminer la distribution de durée de vie et la fiabilité dans les conditions sévérisées. En réalisant les essais sous une seule condition sévérisée, cette étude ne permet cependant pas de déterminer la fiabilité dans les conditions réelles d'utilisation du module (les lois d'accélérations ne pourront pas, en d'autres termes, être déterminées, cf. section IV.3.3).

Kojima et Yanagisawa [Koji04] se sont intéressés, quant à eux, plus particulièrement au jaunissement de l'EVA qui se trouve dans les modules photovoltaïques. Pour cela, ils ont soumis des modules photovoltaïques à un ensoleillement solaire simulé. En ne s'intéressant à la sollicitation en UV (longueur d'onde comprise entre 280 et 380 nm), lorsqu'un ensoleillement de 4000 $W.m^{-2}$ est appliqué, une dégradation rapide des cellules est remarquée (augmentation de la photosensibilité au bout de 400 heures et augmentation de la transmissivité entre 280 et 380 nm). Ceci est dû principalement à la dépression de l'absorbeur UV pour prévenir la photodégradation des cellules. De plus, un faible jaunissement apparait au niveau des films EVA qui engendre une perte de puissance du module photovoltaïque [Berm97]. Cependant, pour un ensoleillement de 1000 $W.m^{-2}$, aucun changement n'est apparu dans la zone 280-380 nm au bout de 500 h. Ces essais sont qualitatifs pour un niveau de sévérisation mais ne suffisent pas pour déterminer quantitativement la durée de vie et la fiabilité dans les conditions sévérisées et dans les conditions réelles d'utilisation.

Pour résumer les propos précédents, il faut retenir que l'ensemble des essais de qualification ne permettent pas de déterminer de relation entre les conditions d'essais en laboratoire et celles en exploitation réelle des modules photovoltaïques. Une revue de la littérature existante à ce jour nous permet d'identifier deux verrous :

– impossibilité d'obtenir des distributions de durées de vie et donc d'estimer les fiabilités à partir des essais normalisés,

– aucune étude de fiabilité en conditions réelles variables n'a été réalisée.

La méthodologie que nous présentons ci-dessous permet de remédier à cela. Il s'agit d'évaluer la fiabilité et la distribution de durée de vie des modules photovoltaïques dans des conditions sévérisées puis dans leurs conditions réelles d'utilisation.

IV.3 Méthodologie proposée

Grâce à l'AMDEC et à l'arbre de défaillance d'un système photovoltaïque réalisés et synthétisés dans le chapitre III, le nombre et la nature des modes de défaillance d'un module photovoltaïque ont été identifiés. L'arbre de défaillance a également permis de montrer que les modes étaient indépendants. La fiabilité d'un module photovoltaïque seul peut donc être estimée par :

$$R(t) = \prod_{i=1}^{n} R_i(t) \tag{IV.1}$$

où i correspond au i-ème mode de défaillance parmi les m modes définis par l'AMDEC de la section III.3.2.1.

Cependant, les données de fiabilité pour chacun des modes de défaillances sont inconnues actuellement. Comme nous l'avons vu dans la section IV.2, aucune donnée dans la littérature (retours d'expériences ou essais) ne permet de déterminer les fiabilités. Pour estimer ces dernières, une solution est de réaliser des essais accélérés afin de reproduire rapidement ces modes de défaillance. Le module photovoltaïque, dont l'étude de fiabilité est réalisée, sera de plus considéré soumis non pas à des conditions nominales constantes mais à des conditions environnementales réelles variables au court du temps.

La méthodologie permettant d'estimer la fiabilité par les essais accélérés dans les conditions environnementales réelles est illustrée dans la Figure IV.2.

IV.3.1 Réalisation des essais accélérés

Dans cette section, nous allons nous intéresser à la réalisation des essais accélérés dans le cas des modules photovoltaïques au silicium cristallin. Dans un premier temps, nous devons statuer sur le nombre d'essais à réaliser suivant le mode de défaillance que nous souhaitons reproduire. Ensuite, nous devons spécifier les niveaux de sévérisation à prendre en compte. Enfin, le type d'essais ainsi que la durée maximale pour chaque essai seront déterminés.

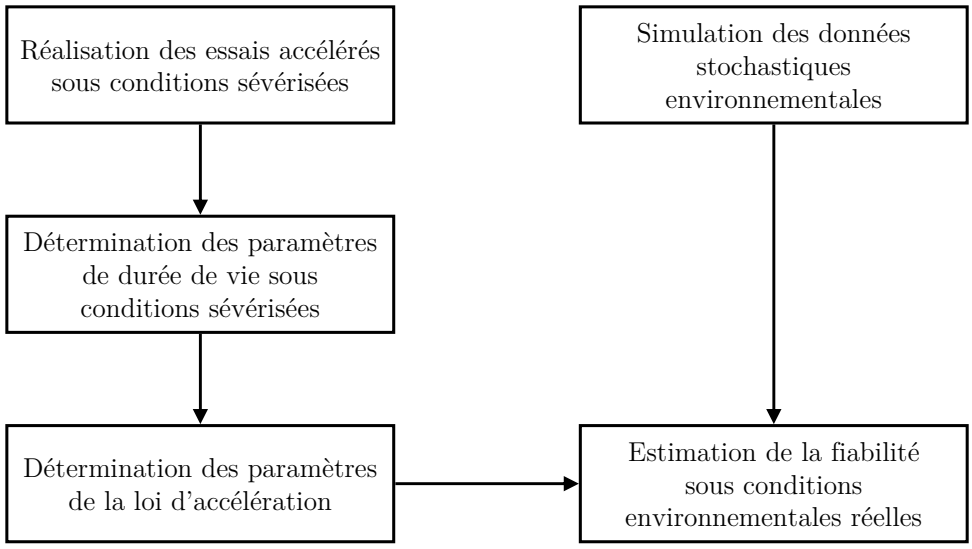


FIGURE IV.2 – Méthodologie pour estimer la fiabilité d'un module photovoltaïque par les essais

IV.3.1.1 Choix des essais accélérés

La revue de la littérature [Gaid10, Quin02, Real03, Vazq08, Wohl05, Wohl11] complétée par l'AMDEC du système photovoltaïque (section III.3.2.1) nous permet d'affirmer que les modes de défaillance prédominants engendrant une dégradation du module photovoltaïque sont la corrosion et la décoloration de l'encapsulant.

Wohlgemuth [Wohl11] a présenté un tableau montrant les modes de défaillance qui sont apparus en fonction du type d'essai accéléré réalisé lors de la qualification des produits selon les normes CEI 61215, CEI 61646 et CEI 61730. Les essais accélérés avec les modes de défaillance qui engendrent une perte de production sont présentés dans le Tableau IV.1.

L'auteur annonce que :

- la corrosion est observée lors d'un essai en chaleur humide en réalisant un essai de 1000 h à une température de 85°C et une humidité relative de 85%,
- la décoloration de l'encapsulant apparait lors de l'essai aux UV avec un essai à une température de 60°C jusqu'à ce que l'irradiation totale aux UV atteigne 15 $kWh.m^{-2}$ dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm sans dépasser une exposition de 250 $W.m^{-2}$.

Nous choisissons donc de mettre en œuvre l'essai de chaleur humide et l'essai à l'exposition UV afin de reproduire les dégradations dues respectivement à la corrosion et à la décoloration de l'encapsulant. Les procédures de mises en place de ces essais de dégradation accélérée sont maintenant présentées.

Essai accéléré	**Mode de défaillance**
Essai de cycle thermique	Casse d'interconnexions Casse de cellules Défaillance de la soudure des rubans
Essai de chaleur humide	Corrosion Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Essai humidité-gel	Délamination Défaillance de la boîte de jonction
Exposition UV	Délamination Décoloration de l'encapsulant
Essai de charge mécanique	Casse des interconnexions Casse des cellules Casse du vitrage Défaillance de la soudure des rubans
Essai diélectrique	Délamination
Essai de courant de fuite en milieu humide	Délamination
Tenue à l'échauffement localisé	Point chaud
Essai à la grêle	Casse des cellules Casse du vitrage
Essai thermique de la diode bypass	Défaillance de la diode bypass

TABLEAU IV.1 – Modes de défaillance en fonction des essais accélérés

IV.3.1.2 Choix des lois d'accélération et du nombre d'essais

Dans le cas de l'essai de chaleur humide, comme la température du module et l'humidité relative sont les paramètres étudiés, le modèle de Peck peut donc être utilisé. La relation entre la durée de vie, l'humidité relative et la température déterminée par la relation (I.73) devient :

$$\tau = e^{\gamma_0 + \gamma_1 . \ln(HR) + \frac{\gamma_2}{T}} \tag{IV.2}$$

où, plus précisément, τ est la durée de vie moyenne exprimée en heure, $\gamma_0 = \ln A$, $\gamma_1 = -n$ et $\gamma_2 = \frac{E_a}{k}$.

Dans ce cas, au moins trois essais accélérés sont nécessaires afin d'obtenir les paramètres γ_0, γ_1 et γ_2 (cf. calcul dans la section IV.3.3). Pour notre étude, nous n'avons pas pu réaliser d'essais d'exploration afin de capitaliser quelques données d'essais sur les modules photovotaïques. Nous préconisons donc de réaliser trois essais accélérés (le nombre minimum) de chaleur humide.

Dans le cas de l'essai à l'exposition UV, comme la température du module et l'exposition UV sont étudiées simultanément, le modèle d'Arrhenius peut donc être utilisé. La relation (I.66) devient :

$$\tau = e^{\gamma_0 + \frac{\gamma_1}{T}} \tag{IV.3}$$

où τ est la durée de vie moyenne exprimée non pas en heure ici mais en kWh.m^{-2} car elle représente ici l'exposition UV, $\gamma_0 = \ln A$ et $\gamma_1 = \frac{E_a}{k}$.

Dans ce cas, au moins deux essais accélérés sont nécessaires afin d'obtenir les paramètres γ_0 et γ_1. Pour notre étude, nous n'avons pas pu réaliser d'essais d'exploration afin de capitaliser quelques données d'essais sur les modules photovoltaïques. Nous préconisons donc de réaliser deux essais accélérés (le nombre minimum d'essais) à l'exposition UV.

IV.3.1.3 Détermination des niveaux de sévérisation

Le nombre d'essais étant défini, il faut déterminer les niveaux de sévérisation à appliquer lors des essais accélérés.

Pour la température du module, nous avons pris en compte l'étude réalisée par Kern [Kern99] sur des modules photovoltaïques AC (c'est à dire que l'onduleur est intégré au module photovoltaïque). Dans son étude, il a réalisé des essais aggravés (essais HALT) qui consistent à augmenter les sollicitations (température, humidité relative, exposition UV) jusqu'à obtenir :

- la limite opérationnelle qui, en cas de dépassement, engendre une altération du produit réversible si le niveau de sévérisation revient en dessous de ce seuil,
- la limite technologique qui, en cas de dépassement, engendre une défaillance irréversible du produit.

L'auteur a déterminé, pour les modules photovoltaïques, la limite opérationnelle en température de 90°C (ce qui est aussi vérifié par Osterwald [Oste08]) et la limite technologique de 120°C. Pour nos essais accélérés, le but est d'accélérer au maximum le processus de dégradation du module sans pour autant l'altérer. Les deux valeurs en température doivent être élevées sans pour autant dépasser la limite technologique. C'est pourquoi, nous prendrons une première valeur de température à 105°C comprise entre la limite opérationnelle et la limite technologique. Ensuite, il est nécessaire de choisir une seconde température inférieure à la première et assez éloignée afin d'éviter une forte propagation d'incertitudes sur les valeurs des paramètres des lois d'accélérations [Meek98, Voic07]. Cependant, afin d'accélérer quand même le processus de dégradation, cette deuxième valeur doit être assez élevée. Nous la prenons égale à 85°C afin de se rapprocher des valeurs des essais de qualification des modules photovoltaïques des normes citées précédemment.

En ce qui concerne l'humidité relative, aucune donnée dans la littérature n'a été trouvée. Il est possible d'admettre que le module photovoltaïque peut fonctionner pour une humidité relative comprise entre 0% et 100%. Dans nos études, nous considérerons des humidités relatives élevées de 85% (afin de se rapprocher des valeurs des essais de qualification des modules photovoltaïques) et de 95%.

Enfin, pour l'exposition UV, nous prendrons en compte les données des normes CEI 61215 et CEI 61646 qui préconisent de ne pas dépasser une exposition UV de 250 W.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm.

Pour résumer, nous proposons de réaliser trois essais de chaleur humide :

① un essai à 85°C et 85% HR

② un essai à 105°C et 85% HR

③ un essai à 85°C et 95% HR

Pour l'exposition UV, nous proposons de réaliser deux essais :

④ un essai à 85°C sans dépasser une exposition UV de 250 W.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm

⑤ un essai à 105°C sans dépasser une exposition UV de 250 W.m^{-2} dans la gamme de longueur d'onde comprise entre 280 nm et 385 nm

IV.3.1.4 Détermination du temps d'essais et entre mesures

Pan [Pan11] propose le modèle général de dégradation d'un module photovoltaïque suivant :

$$\mathcal{D}(t) = 1 - e^{-b.t^a} \tag{IV.4}$$

où a et b sont des paramètres qui peuvent être évalués par des essais de dégradation. Le paramètre a est considéré constant quelque soit le niveau de sévérisation et b est variable traduisant ainsi sa dépendance aux niveaux de sévérisation.

Grâce à cette relation, nous pouvons déterminer quand l'essai doit être arrêté afin de mesurer la puissance du module.

Essai de chaleur humide

Wohlgemuth [Wohl05] a réalisé un essai de chaleur humide à une température de 85°C et une humidité relative de 85%, ce qui correspond à la condition sévérisée ① que nous préconisons et qui est celle des normes CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108. L'auteur a suivi la perte de puissance du module photovoltaïque au cours de l'essai et il a obtenu la courbe représentée sur la Figure IV.3.

Ces données de dégradation peuvent être exploitées afin de déterminer les paramètres de la relation IV.4 pour les conditions de l'essai (chaleur humide à une température de 85°C et une humidité relative de 85%). Les valeurs de a et b sont estimées respectivement à : $a = 3,0868$ et $b = 5,762.10^{-12}$.

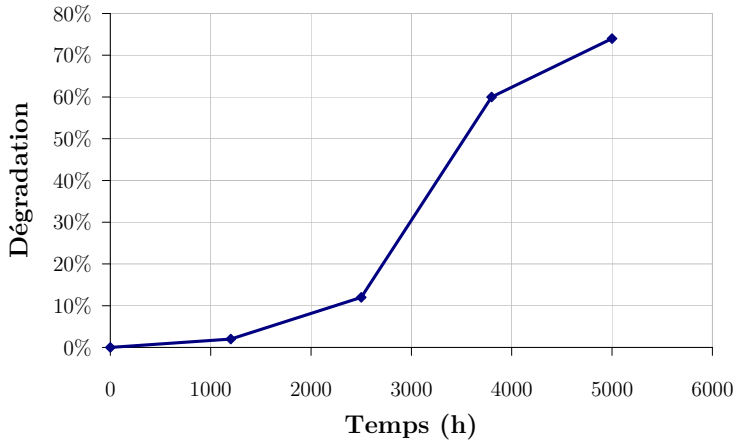


FIGURE IV.3 – Dégradation d'un module photovoltaïque polycristallin au cours d'un essai de chaleur humide

Rappelons que la durée de vie τ d'un module photovoltaïque est atteinte quand sa puissance délivrée est de 80% de sa puissance initiale, soit $\mathcal{D}(t) = 20\%$. Il est possible d'estimer, pour les conditions sévérisées ① de l'essai que la durée de vie moyenne est de $\tau = \left(\frac{-\ln(1-0,2)}{5,762.10^{-12}}\right)^{\frac{1}{3,0868}}$ soit 2692 heures.

Connaissant la durée de vie dans une des conditions sévérisées, nous devons chercher à connaître cette durée dans les autres conditions sévérisées. Ce travail d'extrapolation doit s'appuyer sur le modèle de Peck présenté dans la relation (IV.2). Dans la littérature [Kurt11], l'énergie d'activation E_a la plus généralement utilisée pour les modules photovoltaïques est celle de 1,1 eV (ce qui correspond à $\gamma_2 = 1,1/8,6171.10^{-5} = 12765$ K^{-1}). Nous utilisons donc cette valeur de E_a. Dans la littérature, le paramètre n ($\gamma_1 = -n$) est estimé à 3 lorsque le mode de défaillance est la corrosion d'un matériau polymère [Crow01, Vazq07]. Nous utilisons donc cette valeur de n pour déterminer le plan d'essais. Ainsi, en utilisant ces valeurs, considérant la durée moyenne pendant laquelle le module a une dégradation inférieure à 20% à 2692 heures dans la condition ①, elle est donc de $2692 \times e^{12765 \times \left(\frac{1}{378} - \frac{1}{358}\right)} = 408$ heures dans la condition ② et de $2692 \times (0,95/0,85)^{-3} = 1928$ heures dans la condition ③.

Pour déterminer le temps entre deux mesures, nous faisons l'hypothèse de prendre au maximum dix mesures de puissance (sans pour autant forcément atteindre la défaillance) afin de ne pas arrêter trop souvent l'enceinte climatique et au minimum trois mesures afin d'avoir assez de données pour déterminer la courbe de dégradation. Nous souhaitons donc déterminer le temps maximal entre deux mesures à partir de toutes les données précédentes. Pour cela, l'essai le plus sévérisé est l'essai sous la condition ② pour laquelle

la durée de vie moyenne est de 408 heures. Souhaitant obtenir au moins trois mesures de puissance, le temps entre deux mesures doit être au plus égal à $408/3 = 136$ heures.

Pour conclure, nous proposons de prendre la mesure de puissance et donc de dégradation toutes les 120 heures pour les essais de chaleur humide, soit, tous les 5 jours.

Essai à l'exposition UV

Pour l'essai à l'exposition UV, nous n'avons trouvé aucune donnée dans la littérature sur l'énergie d'activation ni sur les paramètres de la loi d'accélération ou des données d'essais accélérés. Ainsi, nous choisissons de réutiliser les données des essais utilisés pour l'essai de chaleur humide. L'énergie d'activation E_a est donc de 1,1 eV (ce qui correspond à $\gamma_1 = 12765K^{-1}$).

Dans l'essai sous la condition ①, c'est à dire à 85°C et 85% HR, l'essai de chaleur humide donne une durée pendant laquelle le module a une dégradation inférieure à 20% de 2692 heures. Comme nous n'avons aucune donnée sur la correspondance avec l'essai à l'exposition, nous considérons que l'essai sous la condition ④ a aussi une durée de vie moyenne de 2692 heures.

L'exposition énergétique moyenne de l'ensoleillement sur une journée est de 4054 Wh.m^{-2} pour la France (cf. Tableau IV.3). L'irradiation UV correspond à 3,3915% de l'ensoleillement total (cf. section IV.3.4.2), donc l'exposition énergétique moyenne sur les longueurs d'onde de l'UV est de $\frac{4054 \text{ Wh.m}^{-2}\text{.jour}^{-1}}{24 \text{ h}} \times 3,3915\% = 5,73 \text{ Wh.m}^{-2}\text{.h}^{-1}$. Ainsi, 2692 heures d'ensoleillement global correspond à une exposition UV moyenne de 5,73 Wh.m^{-2}.h^{-1} × 2692 h = 15,42 kWh.m^{-2}.

Pour calculer la durée d'exposition UV dans la condition ⑤, nous utilisons le modèle d'Arrhenius avec une énergie d'activation de 1,1 eV (comme pour l'essai de chaleur humide) et nous obtenons une exposition UV moyenne pendant laquelle le module a une dégradation inférieure à 20% de $15,42 \times e^{12765 \cdot \left(\frac{1}{378} - \frac{1}{358}\right)} = 2,34$ kWh.m^{-2}.

Comme pour l'essai de chaleur humide, pour déterminer le temps entre deux mesures, nous faisons l'hypothèse de prendre au maximum dix mesures de puissance (sans pour autant forcément atteindre la défaillance) afin de ne pas arrêter trop souvent l'enceinte climatique et au minimum trois mesures afin d'avoir assez de données pour déterminer la courbe de dégradation. L'essai le plus sévérisée est l'essai sous la condition ⑤ pour laquelle la durée de vie moyenne est de 2,34 kWh.m^{-2}. Puisque nous souhaitons obtenir au moins trois mesures de puissance, le temps entre deux mesures doit être au plus égal à $2,33/2 = 1,165$ kWh.m^{-2}.

En toute rigueur, la loi de dégradation et les valeurs prises en compte lors de l'essai à l'exposition UV auraient besoin d'être vérifiées par la littérature ou par des essais accélérés. N'ayant pu obtenir de données adéquates, nous proposons de prendre la mesure de puissance et donc de dégradation toutes les 1 kWh.m^{-2} pour les essais à l'exposition UV.

IV.3.1.5 Proposition expérimentale

Essai de chaleur humide

Pour les essais de chaleur humide, les essais doivent être réalisés sous trois conditions sévérisées différentes. Nous préconisons d'utiliser un échantillon de trois modules par essai afin d'éviter d'avoir un trop grand échantillon ce qui supposerait un coût d'essais très important. Ainsi, il faut neuf modules photovoltaïques pour réaliser l'essai. Les étapes présentées sur la Figure IV.4 doivent être suivies.

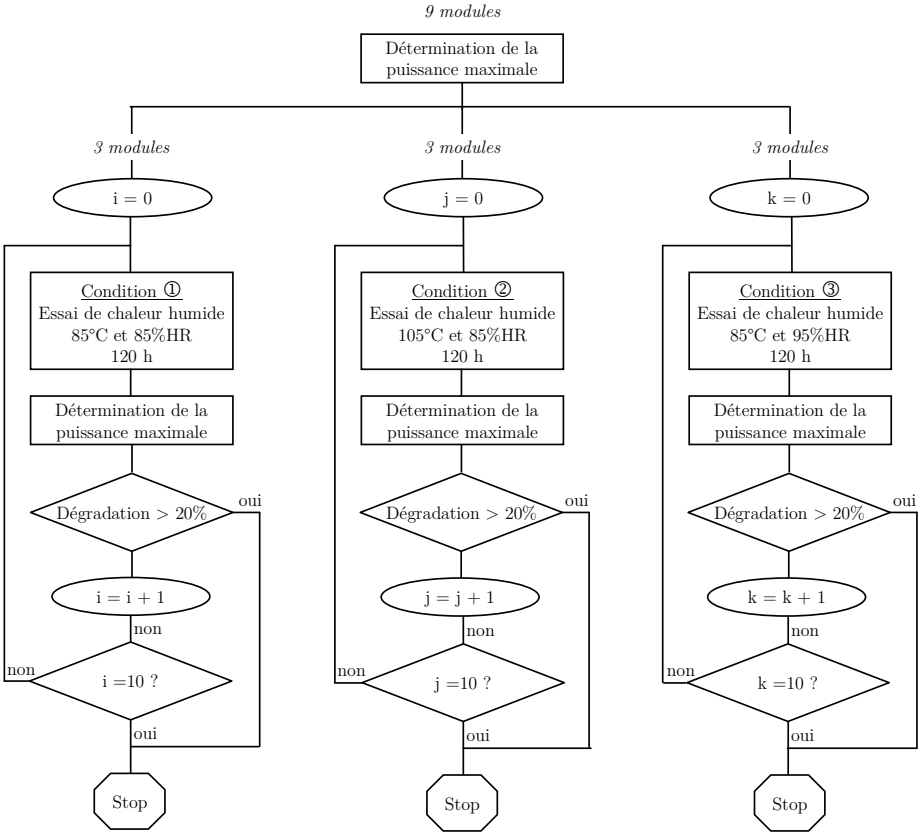


FIGURE IV.4 – Procédure d'évaluation de la fiabilité d'un module photovoltaïque sous des essais de chaleur humide

Essai à l'exposition UV

Pour les essais à l'exposition UV, les essais doivent être réalisés sous deux conditions

sévérisées différentes en utilisant un échantillon de trois modules par essai. Ainsi, il faut six modules photovoltaïques pour réaliser l'essai. Les étapes présentées en Figure IV.5 doivent être suivies.

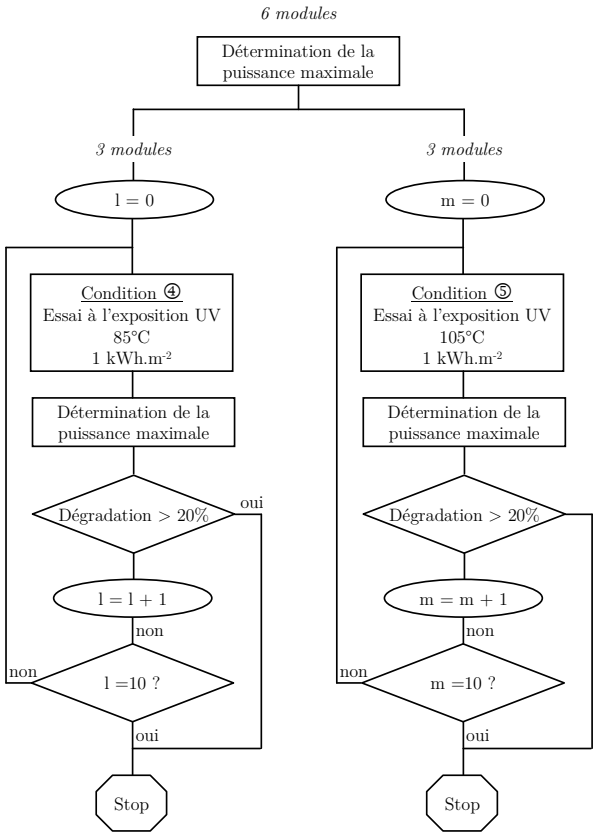


FIGURE IV.5 – Procédure d'évaluation de la fiabilité d'un module photovoltaïque sous des essais à l'exposition UV

IV.3.2 Détermination des paramètres de durée de vie

Pour chaque condition d'essai, nous cherchons à établir une distribution des temps de pseudo-défaillance (dégradation de 20%). Cependant, sous une condition sévérisée donnée, l'essai est répété trois fois. La distribution recherchée peut être déterminée à l'aide des trois temps de pseudo-défaillances obtenus lors des essais de dégradation accélérée mais la détermination de la distribution n'est pas robuste. Les paramètres de cette distribution ont une variance élevée à cause du faible nombre de valeurs de temps de pseudo-défaillance obtenues.

Pour obtenir une distribution des temps de pseudo-défaillance plus robuste, nous proposons d'utiliser le processus de Wiener (cf. section I.3.2.2.1). En choisissant une loi de

dégradation théorique pour les modules photovoltaïques, nous simulons un nombre important d'évolutions de dégradation en exploitant les données expérimentales (trois courbes de onze points). Nous obtenons donc un nombre important de temps de pseudo-défaillance et nous pouvons estimer les paramètres de la distribution.

Lors d'une dégradation linéaire, la distribution de temps de pseudo-défaillance suivrait une loi log-normale. Dans le cas des modules photovoltaïques, la dégradation est non linéaire (cf. Figure IV.3 et relation (IV.4)). Nous avons donc appliqué le processus de Wiener sur la courbe de la Figure IV.3 et nous obtenons les courbes de dégradation de la Figure IV.6 et la courbe de fiabilité est représentée en Figure IV.7. La distribution des temps de pseudo-défaillance suit donc une loi de Weibull à deux paramètres (un paramètre de forme β et un paramètre d'échelle η).

Une interface a été réalisée sous MATLAB® (cf. Annexe A) afin d'appliquer le processus de Wiener et d'estimer les paramètres β et η de la distribution de Weibull.

En utilisant les paramètres de la distribution de durée de vie, la durée de vie moyenne τ est calculée en utilisant la relation :

$$\tau = \eta \cdot \Gamma\left(\frac{1}{\beta} + 1\right) \tag{IV.5}$$

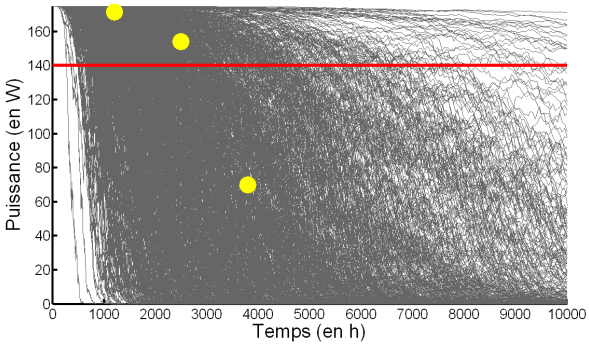


FIGURE IV.6 – Dégradation par le processus de Wiener

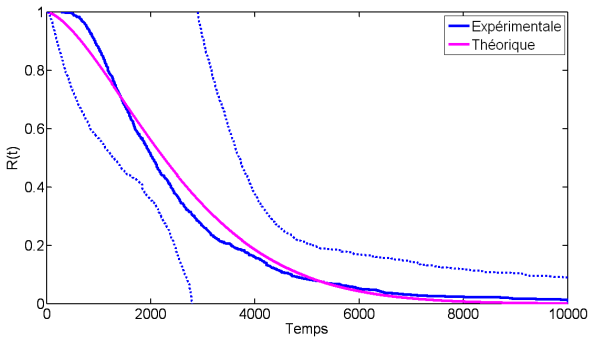


FIGURE IV.7 – Courbe de fiabilité avec un intervalle de confiance à 90%

IV.3.3 Détermination des paramètres de la loi d'accélération

Après avoir déterminé la durée de vie moyenne τ (c'est à dire l'instant moyen de pseudo-défaillance) pour les essais accélérés dans les différentes conditions sévérisées, il est assez simple de déterminer les paramètres de la loi d'accélération.

Pour les essais de chaleur humide, nous avons trois équations (car trois essais) et trois inconnues γ_0, γ_1 et γ_2 (car nous utilisons la loi de Peck avec la relation (IV.2)). Il reste à

résoudre le système d'équations :

$$\begin{cases} \ln(\tau_1) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{358} \\ \ln(\tau_2) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{378} \\ \ln(\tau_3) = \gamma_0 + \gamma_1 \cdot \ln(0,95) + \frac{\gamma_2}{358} \end{cases}$$

Pour les essais à l'exposition UV, nous avons deux équations (car deux essais) et deux inconnues γ_0 et γ_1 (car nous utilisons la loi d'Arrhenius avec la relation (IV.3)) :

$$\begin{cases} \ln(\tau_4) = \gamma_0 + \frac{\gamma_1}{358} \\ \ln(\tau_5) = \gamma_0 + \frac{\gamma_1}{378} \end{cases}$$

IV.3.4 Simulation des conditions nominales stochastiques

Dans la section IV.2, nous avons évoqué deux verrous scientifiques dont l'absence d'étude de fiabilité considérant les conditions environnementales réelles variables dans le temps.

Dans la littérature, il existe une méthodologie permettant de créer une base de données météorologique (TMY : *Typical Meteorological Years*) avec des données heure par heure pour un lieu donné [Hall78, Wilc08] en faisant un tri des mesures. Cependant, cette méthodologie nécessite d'avoir des relevées météorologiques pendant plusieurs années pour avoir une base de donnée cohérente (au minimum 10 années sont pris en compte [Bulu09, Hall78, Jian10, Oko11, Wilc08]). Elles sont disponibles pour les Etats-Unis et le Canada, par exemple, mais ce type de base de données n'a pas été trouvé pour la France. Nous devons donc obtenir des données météorologiques d'une autre manière pour la France ou d'autres pays où les TMY sont inconnues. Dans les développements qui suivent, nous allons expliquer comment nous simulons les conditions environnementales réelles ainsi que la méthode de collecte des données environnementales moyennes.

La température, l'humidité relative et l'ensoleillement sont, par essence, variables dans le temps (au cours de la journée et au cours des saisons). Ces paramètres présentent également un caractère aléatoire qui nous permet de définir ces conditions environnementales comme stochastiques.

IV.3.4.1 Humidité relative

Pour déterminer l'évolution de l'humidité relative, nous avons mesuré l'humidité relative du 1er novembre 2008 au 21 décembre 2008 toutes les 20 minutes avec un thermo-hygromètre. Les mesures d'humidité relative pour les 51 jours sont présentées sur la Figure

IV.8. Pendant la même campagne de mesures, nous avons mesuré la température ambiante dont l'évolution sera traitée dans la section IV.3.4.3. L'examen de ces courbes nous permet de confirmer que l'humidité relative a une grande variabilité (cf. Figure IV.8). Nous allons étudier ces données expérimentales afin de déterminer la méthode de génération de la valeur de l'humidité relative au cours du temps.

Dans un premier temps, nous calculons la moyenne pour chaque journée. Nous remarquons que cette moyenne journalière suit une loi normale de moyenne $\mu_{HR_{\text{jour}}} = 86,48\%$ et $\sigma_{HR_{\text{jour}}} = 6,16\%$.

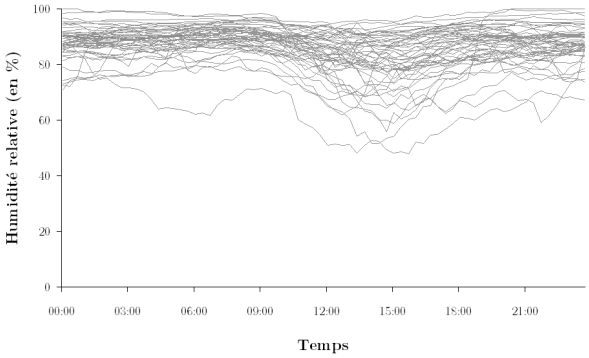


FIGURE IV.8 – Humidités relatives mesurées pendant 51 jours

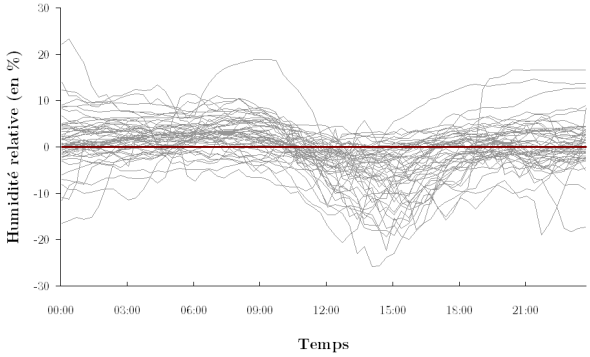


FIGURE IV.9 – Humidités relatives avec HR_{jour} centrée en zéro

Dans un deuxième temps, chaque valeur de la courbe est centrée avec sa moyenne journalière et nous obtenons les courbes de la Figure IV.9. L'examen de ces courbes nous permet d'affirmer que l'humidité relative est sensiblement constante sur une journée. L'humidité relative instantanée (heure par heure) peut donc être exprimée par :

$$HR = HR_{\text{jour}} + \xi_{\text{HR}} \tag{IV.6}$$

où HR_{jour} est l'humidité relative journalière générée aléatoirement à partir de la moyenne mensuelle $\mu_{HR_{\text{jour}}}$ selon une loi normale $\mathcal{N}\left(\mu_{HR_{\text{jour}}}, \sigma^2_{HR_{\text{jour}}}\right)$ où $\mu_{HR_{\text{jour}}}$ et $\sigma^2_{HR_{\text{jour}}}$ sont données par des instituts météorologiques. Cette méthode permet de prendre en compte les variations saisonnières de l'humidité relative. ξ_{HR} est une variable aléatoire centrée en zéro qui permet de prendre en compte les variabilités de l'humidité relative sur une journée comme cela est représenté dans la Figure IV.9. Grâce à cette dernière, l'écart-type de la variable ξ_{HR} a pu être calculé et nous l'avons estimé égal à 5,49 %.

En ne prenant en compte que la variable ξ_{HR} pour estimer la variabilité au cours d'une journée, il est possible d'avoir des sauts d'humidité relative entre deux instants ; sauts qui

seraient impossibles en conditions réelles. Pour palier ce problème, nous considérons que la variable ξ_{HR} est corrélée avec ses trois valeurs précédentes :

$$\xi_{\mathrm{HR}_i} = \frac{\xi_{\mathrm{HR}_{i-2}} + \xi_{\mathrm{HR}_{i-1}} + u.\sigma_{\xi_{\mathrm{HR}}}}{3} \tag{IV.7}$$

où u est une variable tiré aléatoirement suivant une loi normale $\mathcal{N}(0,1)$.

IV.3.4.2 Ensoleillement et radiation ultraviolette

La norme CEI 61725 est utilisée pour exprimer l'évolution de l'ensoleillement sur une journée. Cette norme donne le profil analytique de l'éclairement solaire journalier (cf. Figure IV.10) depuis le lever jusqu'au coucher du soleil.

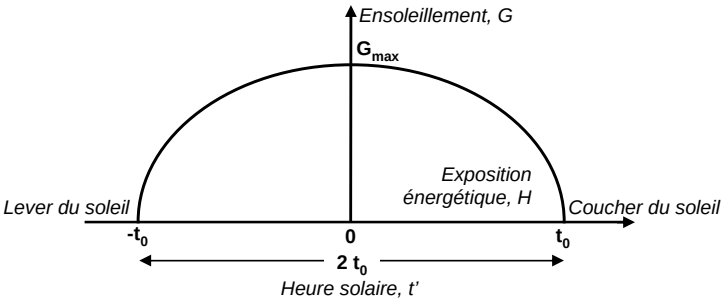


FIGURE IV.10 – Profil analytique de l'éclairement solaire journalier

Sur la Figure IV.10, $G_{\max}$ (W/m^2) est l'ensoleillement maximum à midi solaire (c'est-à-dire $t' = 0$) et H_d (Wh/m^2) est l'exposition énergétique solaire journalière pour une inclinaison donnée des modules photovoltaïques. Les moyennes de $G_{\max}$ et de H_d que nous utilisons sont celles données par les instituts météorologiques. Ces valeurs sont constantes sur une journée (24 heures). Cette méthode permet de prendre en compte les variations saisonnières de l'ensoleillement.

Pour $-t_0 \leq t' \leq t_0$, G sera exprimé dans nos travaux par :

$$G = G_{\max} \cdot \cos\left(\frac{t'}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right) \times \left[1 + s \cdot \left(1 - \cos\left(\frac{t'}{t_0} \cdot \frac{\pi}{2}\right)\right)\right] + \xi_G \tag{IV.8}$$

où ξ_G est une variable aléatoire centrée en zéro corrélée avec ses trois valeurs précédentes et s est un paramètre d'ajustement de l'ensoleillement par rapport aux données réelles qui est déterminé par :

$$s = \frac{\frac{H_d}{G_{\max} \cdot 2t_0} \cdot \frac{\pi}{2} - 1}{1 - \frac{\pi}{4}} \tag{IV.9}$$

Si la valeur de l'exposition énergétique solaire journalière H_d n'est pas disponible au sein des instituts météorologiques, le facteur de forme s doit être pris égal à zéro comme cela est préconisé dans la norme CEI 61725.

On considèrera enfin que l'irradiation UV correspond à 3,3915% de l'ensoleillement total G comme cela est indiqué dans la norme CEI 60904-3 pour une gamme de longueur d'onde comprise entre 280 et 385 nm.

IV.3.4.3 Température du module

La température du module T_{module} (°K) dépend de la température ambiante T_{amb} (°K), de l'ensoleillement G (W/m^2), de la vitesse du vent WS (m.s^{-1}) à 10 mètres de hauteur. Elle peut être exprimée, selon King [King04], par :

$$T_{\text{module}} = T_{\text{amb}} + G \cdot e^{-a-b \cdot WS} + \Delta T_{\text{module}} \cdot \frac{G}{1000} \tag{IV.10}$$

où a est un coefficient empirique établissant la limite supérieure de la température d'un module à une vitesse de vent faible et un fort ensoleillement, b est un coefficient empirique établissant la vitesse à laquelle la température du module diminue lorsque la vitesse du vent augmente et ΔT_{module} est l'écart de température entre la cellule et la surface arrière du module à un ensoleillement de 1000 W.m^{-2}. Ces données empiriques sont données dans le tableau IV.2.

Type de module	**Montage**	a	b (m^{-1}.s)	ΔT_{module} (°C)
Verre / Cellule / Verre	Champ libre	3,47	0,0594	3
Verre / Cellule / Verre	Intégré en toiture	2,98	0,0471	1
Verre / Cellule / Polymère	Champ libre	3,56	0,0750	3
Verre / Cellule / Polymère	Face arrière isolée thermiquement	2,81	0,0455	0
Polymère / Couche mince / Acier	Champ libre	3,58	0,1130	3
Concentrateur linéaire 22X	Tracker	3,23	0,1300	13

Tableau IV.2 – Coefficients empiriques pour prédire la température de surface d'un module photovoltaïque selon King [King04]

Cependant, l'utilisation de la relation proposée par King nécessite de connaître la vitesse du vent à chaque instant. Il est possible de trouver les vitesses moyennes mensuelles mais le vent étant très fluctuant, sa vitesse à chaque instant est une caractéristique difficile à définir, une autre loi doit être utilisée. Ainsi, la température du module T_{module} sera exprimée en retenant l'expression de Kenny [Kenn06] :

$$T_{\text{module}} = T_{\text{amb}} + \frac{G}{800} \left(T_{\text{NOCT}} - 20 \right) \tag{IV.11}$$

où T_{NOCT} est la température nominale d'utilisation des cellules (°C) obtenue avec un ensoleillement de 800 W/m^2, une température ambiante de 20°C, une vitesse de vent de 1 m.s^{-1} et une inclinaison des modules photovoltaïques de 45° (selon la norme CEI 61215).

L'ensoleillement G et la température ambiante T_{amb} sont des paramètres stochastiques. L'ensoleillement G est exprimé dans la section IV.3.4.2.

L'ensoleillement G et la température nominale d'utilisation des cellules T_{NOCT} étant connus, il faut expliciter la température ambiante T_{amb} afin de déterminer la température du module T_{module}. La valeur de la température ambiante extérieure dépend de la saison et de l'heure de la journée. Pour les saisons, les moyennes mensuelles de températures ambiantes peuvent être données par les instituts météorologiques. Pour la variation de la température sur une journée, l'évolution de la température ambiante doit être déterminée. L'objectif est de formaliser la variation de la température ambiante à partir de la valeur recueillie, par les instituts météorologiques, des moyennes mensuelles de la température journalière (T_{jour}).

Pour dégager une telle relation entre la température instantanée et les données moyennes mensuelles, nous avons mesuré, à titre de démonstration, la température ambiante du 1er novembre 2008 au 21 décembre 2008 toutes les 20 minutes avec un thermomètre numérique. Les résultats sont représentés sur la Figure IV.11 sur laquelle 51 courbes (pour 51 jours) montrent l'évolution brute de la température durant une journée.

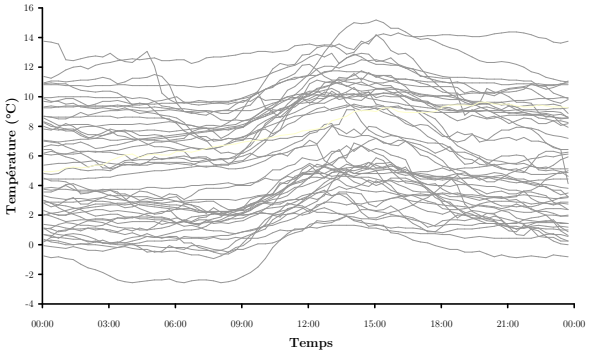


FIGURE IV.11 – Températures mesurées pendant 51 jours

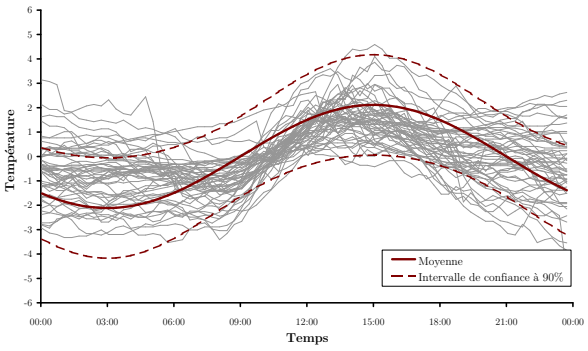


FIGURE IV.12 – Données de température avec T_{jour} centrée en zéro

L'examen de ces courbes nous permet de confirmer que la température instantanée a une grande variabilité dans une journée. Pour traduire l'évolution générique de la température instantanée quelle que soit la période de l'année, nous avons explicité la variation de cette température une fois centrée (à laquelle on soustrait la température moyenne sur

la période de mesure, c'est-à-dire la moyenne des 51 températures journalières moyennes, ici $\mu_{T_{\text{jour}}} = 7.52^{\circ}\text{C}$) et réduite (la valeur centrée est divisée par l'écart-type mesuré à partir des 51 courbes, ici $\sigma_{T_{\text{jour}}} = 3.24^{\circ}\text{C}$). La figure IV.12 représente les températures mesurées centrées et réduites.

La tendance de ces courbes est visiblement sinusoïdale. La courbe noire de la figure IV.12 correspond à la courbe représentant la moyenne de la température en fonction du temps. Cette courbe se veut générique (c'est l'objectif recherché) et permet donc, *in fine*, de donner la fonction de la température ambiante instantanée T_{amb} [Will77] :

$$T_{\text{amb}} = T_{\text{jour}} + \frac{\Delta T}{2} \cdot \cos\left(\frac{t' - 2}{t_0}\frac{\pi}{2}\right) + \xi_T \tag{IV.12}$$

où ξ_T est une variable aléatoire centrée en zéro corrélée avec ses trois valeurs précédentes et ΔT est l'intervalle entre la température maximale et la température minimale pendant une journée. En utilisant les valeurs mesurées sur la période de détermination du 1er novembre 2008 au 21 décembre 2008, le paramètre ΔT suit une loi normale avec une moyenne de $\mu_{\Delta T} = 4{,}23^{\circ}\text{C}$ et un écart-type de $\sigma_{\Delta T} = 1{,}50^{\circ}\text{C}$. Cependant, il est possible d'admettre que l'écart de température sur une journée est plus élevé en été qu'en hiver. Il serait donc utile de réaliser des mesures de température ambiante pendant, au moins, une année complète afin de déterminer la moyenne et l'écart-type de ΔT mensuellement. N'ayant pas pu réaliser ces mesures de température, nous utiliserons, pour $\mu_{\Delta T}$, les valeurs déterminées par les instituts météorologiques et $\sigma_{\Delta T} = 1{,}50^{\circ}\text{C}$.

Finalement, après avoir centré et réduit la courbe de température, l'évolution de la température est toujours variable tout au long d'une journée. Le paramètre ξ_T permet de suivre cette variabilité et d'après les 51 jours de mesure, il est possible d'admettre que ce paramètre suit une loi normale centrée et avec un écart type de $1{,}002^{\circ}\text{C}$. Dans nos travaux, l'écart-type déterminé de la variable ξ_T est utilisé pour simuler les variations de la température du module heure par heure.

IV.3.4.4 Bases de données atmosphériques moyennes

Afin de simuler les conditions atmosphériques, les paramètres météorologiques sont les moyennes mensuelles de la température journalière T_{jour} (cf. relation (IV.12)), de l'encart entre la température maximale et la température minimale ΔT (cf. relation (IV.12)), de l'humidité relative HR_{jour} (cf. relation (IV.6)), de l'ensoleillement $G_{\max}$ (cf. relation

(IV.8)) et de l'exposition énergétique journalière H_d (cf. relation (IV.9)). Il est possible d'obtenir ces données grâce à deux outils :

- le site PVGIS [1] qui permet, pour l'Europe et l'Afrique, d'avoir les moyennes mensuelles de la température ambiante, de l'ensoleillement et de l'exposition énergétique journalière avec toutes les inclinaisons et orientations possibles,
- le logiciel RETScreen® [2] qui permet, en tout point du globe, d'avoir les moyennes mensuelles de la température ambiante, de l'humidité relative et de l'exposition énergétique journalière à l'horizontal,
- le site internet de Météo France [3] qui donne, pour la France, les normales mensuelles maximales et minimales qui permettent d'obtenir l'encart mensuel moyen entre la température maximale et la température minimale.

Un installateur français peut installer des modules photovoltaïques n'importe où sur le territoire. S'il souhaite estimer la fiabilité moyenne des modules photovoltaïques qu'il installe, il devra homogénéiser ces données météorologiques en fonction de son marché .

Considérons le cas général d'un installateur susceptible d'installer des modules photovoltaïques sur l'ensemble de la France métropolitaine. Afin de prendre en compte les disparités des conditions environnementales sur l'ensemble d'un parc de modules photovoltaïques, nous pourrons, en considérant les proportions de puissance installée, donner des caractéristiques environnementales (température, humidité relative, ensoleillement et exposition énergétique) moyennes sur le territoire étudié. C'est autour de ces valeurs moyennes que nous pourrons simuler les conditions nominales réelles stochastiques selon les procédures décrites dans les sections IV.3.4.1 à IV.3.4.3. Un maître d'ouvrage pourrait, ce travail d'homogénéisation réalisé, établir une stratégie d'exploitation commune sur l'ensemble de son parc. Nous pourrions bien sûr, *a contrario*, faire une spécification par région pour établir des stratégies d'exploitations localisées. Notre approche permet bien évidemment les deux stratégies.

Nous basons notre approche sur la connaissance de la puissance des modules photovoltaïques raccordés au réseau par ERDF à fin décembre 2010 sur la métropole française (cf. Figure IV.13).

Pour chacune des zones de la Figure IV.13, une ville « moyenne » a été définie qui nous permet de déterminer les données météorologiques de la zone considérée. Par exemple, pour la zone Ouest, nous allons prendre les données météorologiques de la ville de Nantes.

1. PVGIS est disponible sur http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis
2. RETScreen® est téléchargeable sur le site http://www.retscreen.net
3. Le site de Météo France est : http://climat.meteofrance.com

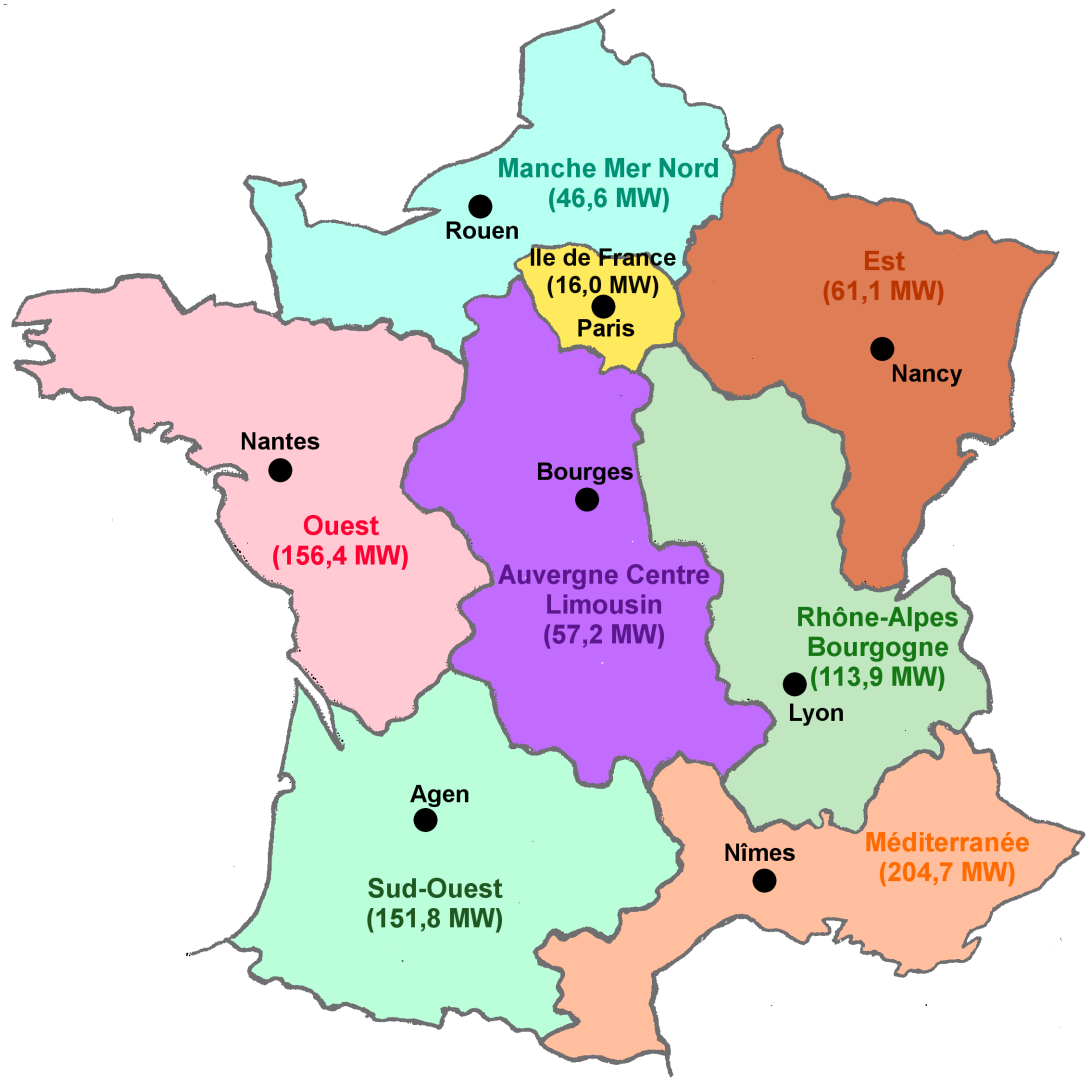
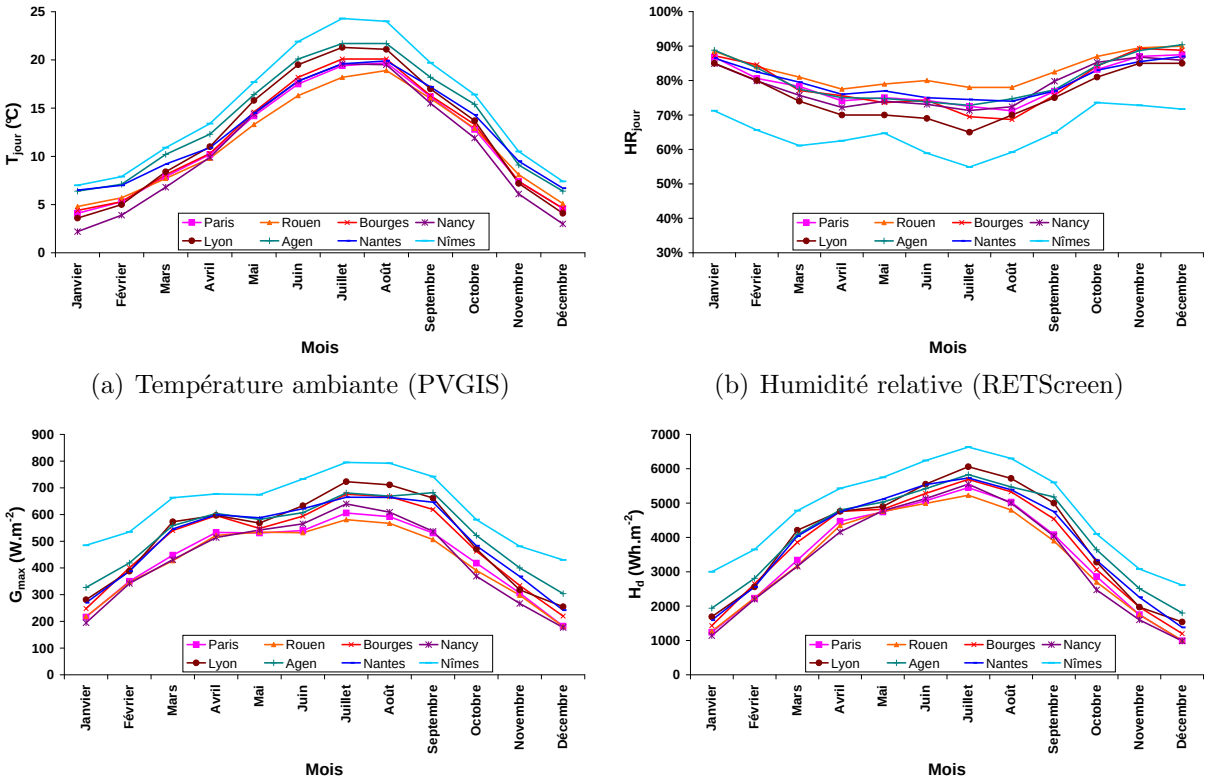


FIGURE IV.13 – Installations photovoltaïques raccordées au réseau géré par ERDF à fin décembre 2010

Pour récupérer les données météorologiques des différentes villes sélectionnées, le site PVGIS est utilisé pour obtenir les données moyennes mensuelles pour la température ambiante, l'ensoleillement maximal et l'exposition énergétique journalière. L'humidité relative moyenne n'étant pas disponible sur le site PVGIS, le logiciel RETScreen® est donc utilisé pour avoir cette donnée. Nous obtenons finalement les données présentées sur la Figure IV.14 pour les différentes villes sélectionnées suivant les zones.

Pour chaque donnée météorologique mensuelle, la proportion de la puissance installée dans la zone est prise en compte pour évaluer la donnée atmosphérique moyenne sur le France métropolitaine. Par exemple, en utilisant le marché français avec les données



(a) Température ambiante (PVGIS)

(b) Humidité relative (RETScreen)

(c) Ensoleillement maximal (PVGIS)

(d) Exposition énergétique journalière (PVGIS)

FIGURE IV.14 – Données météorologiques

d'ERDF, la température ambiante en France pour un mois donné est :

$$\begin{aligned} T_{\text{France}} = \; & 2,0\% \cdot T_{\text{Paris}} + 5,8\% \cdot T_{\text{Rouen}} + 7,1\% \cdot T_{\text{Bourges}} + 7,6\% \cdot T_{\text{Nancy}} \\ & +14,1\% \cdot T_{\text{Lyon}} + 18,8\% \cdot T_{\text{Agen}} + 19,3\% \cdot T_{\text{Nantes}} + 25,3\% \cdot T_{\text{Nîmes}} \end{aligned} \tag{IV.13}$$

Pour l'humidité relative, l'ensoleillement maximal et l'exposition énergétique journalière, le calcul est similaire.

Pour le marché de la France métropolitaine, les conditions atmosphériques où sont installés les modules photovoltaïques sont, en moyenne, les données présentées dans le Tableau IV.3. Ce sont des données que nous exploiterons dans les relations (IV.6), (IV.8), (IV.11) et (IV.12).

IV.3.5 Estimation de la fiabilité

La fiabilité d'un produit vis-à-vis d'un mode de défaillance peut être estimée en utilisant les paramètres de la loi d'accélération, le paramètre β de la distribution de Weibull et les conditions nominales (cf. section I.3.3). Dans le cas d'un module photovoltaïque, les

Mois	T_{jour} (°C)	$G_{\max}$ (W/m²)	H_{d} (Wh/m²)	HR_{jour} (%)	ΔT (°C)
Janvier	5,6	325	1956	82,9	6,7
Février	6,5	425	2837	78,1	7,8
Mars	9,3	564	4115	73,3	9,2
Avril	11,6	607	4860	71,3	9,6
Mai	15,8	595	5156	72,1	9,9
Juin	19,4	636	5605	69,9	10,4
Juillet	21,4	702	5972	67,4	11,1
Août	21,4	693	5606	69,5	11,1
Septembre	17,7	659	4950	74,1	10,5
Octobre	14,6	497	3446	81,1	8,7
Novembre	8,8	380	2363	83,4	7,3
Décembre	5,9	292	1720	83,7	6,5
Moyenne	13,2	532	4054	75,6	9,1

TABLEAU IV.3 – Données météorologiques moyennes pour la France

conditions nominales sont stochastiques. Nous déterminons donc la fiabilité en fonction du temps par incrémentation comme cela est présenté dans la section I.3.5.

Dans le cadre de la thèse, un outil sous MATLAB®/SIMULINK® a été développé. Il permet de simuler les conditions environnementales variables à partir de données moyennes et d'estimer la fiabilité des modules photovoltaïques à partir d'essais accélérés. Cet outil se nomme PVMODREL pour PhotoVoltaic MODule RELiability.

L'outil PVMODREL a été réalisé afin de simuler la température du module, l'humidité relative, l'ensoleillement et pour estimer la fiabilité en fonction du temps. La simulation est séparée en deux blocs (cf. Figure IV.15). Le premier bloc représente la simulation des conditions nominales stochastiques présentée dans la section IV.3.4. Le second bloc représente l'estimation de la fiabilité présentée dans la section I.3.5.

Le programme SIMULINK® est présenté plus en détail dans l'Annexe B.

IV.4 Moyens d'essai

IV.4.1 Appareils de mesure de la puissance maximale

Lors des essais de dégradation, la puissance des modules testés dans des conditions spécifiées doit être mesurée. Pour cela, il faut soumettre les modules photovoltaïques à un simulateur solaire. Il existe des simulateurs solaires certifiés selon la norme CEI 60904-9. Ces derniers permettent de simuler un ensoleillement dans les conditions STC (température de module à 25°C, un ensoleillement de 1000 W.m^{-2} et un spectre solaire défini par la

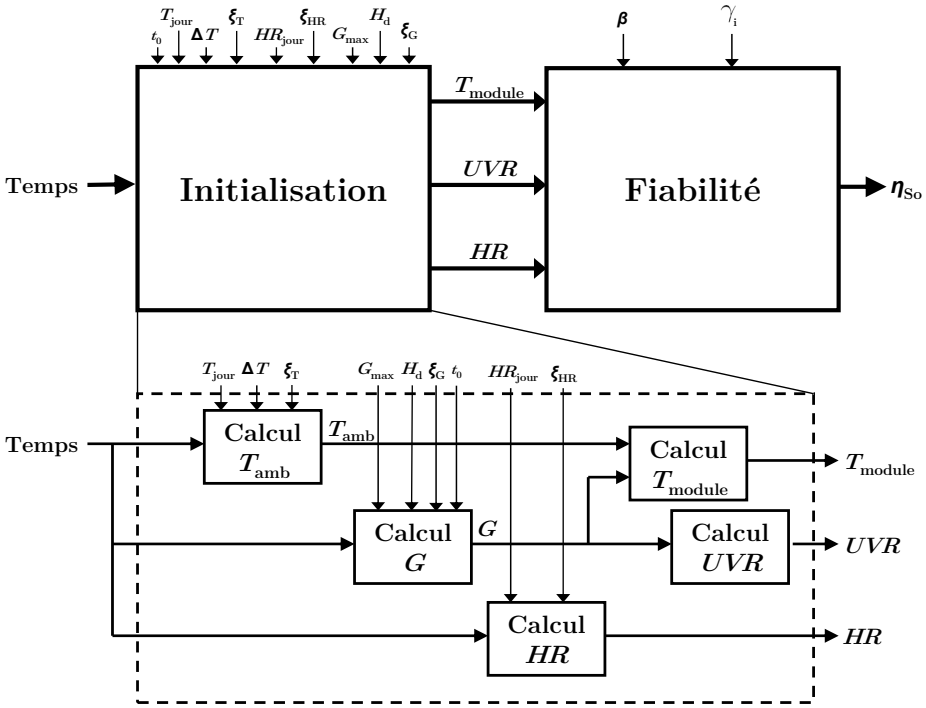


FIGURE IV.15 – Outil PVMODREL

norme CEI 60904-3) et de tracer la courbe courant-tension qui permet ensuite de déterminer la puissance du module photovoltaïque. Ne disposant pas de ce type de simulateur certifié, nous nous sommes orientés vers l'utilisation du simulateur solaire présenté dans la norme ISO 12543-4:1998 intitulée « Verre dans la construction - Verre feuilleté et verre feuilleté de sécurité - Partie 4 : Méthodes d'essai concernant la durabilité ». Ce dispositif pourra être réutilisé pour d'autres types d'essais. Les dimensions du simulateur ont toutefois été augmentées par rapport à celles préconisées dans cette norme afin d'atteindre une dimension de 2500 mm de hauteur et 1200 mm de largeur.

Aussi, un support approprié a été réalisé afin de maintenir le module photovoltaïque dans un plan perpendiculaire au rayon radiant.

Afin d'obtenir des essais reproductibles et comparables, la source de rayonnement (les lampes) doit avoir un niveau de radiation totale de 900 W.m^{-2} ± 50 W.m^{-2} et présenter les caractéristiques spectrales suivantes (ISO 12543-4:1998) :

- UVB (280 nm à 315 nm) : 3% ± 1%
- UVA (315 nm à 380 nm) : 8% ± 1%
- Visible (380 nm à 780 nm) : 18% ± 1%
- IRA (780 nm à 1400 nm) : 24% ± 1%
- IRA (1400 nm à 2600 nm) : 27% ± 1%
- IRC (>2600 nm) : 20% ± 1%

Pour cela, le simulateur solaire fabriqué est composé de lampes OSRAM de type « Ultra-Vitalux » de 300W distancées de 250 mm l'une de l'autre comme nous pouvons le voir sur la Figure IV.16.

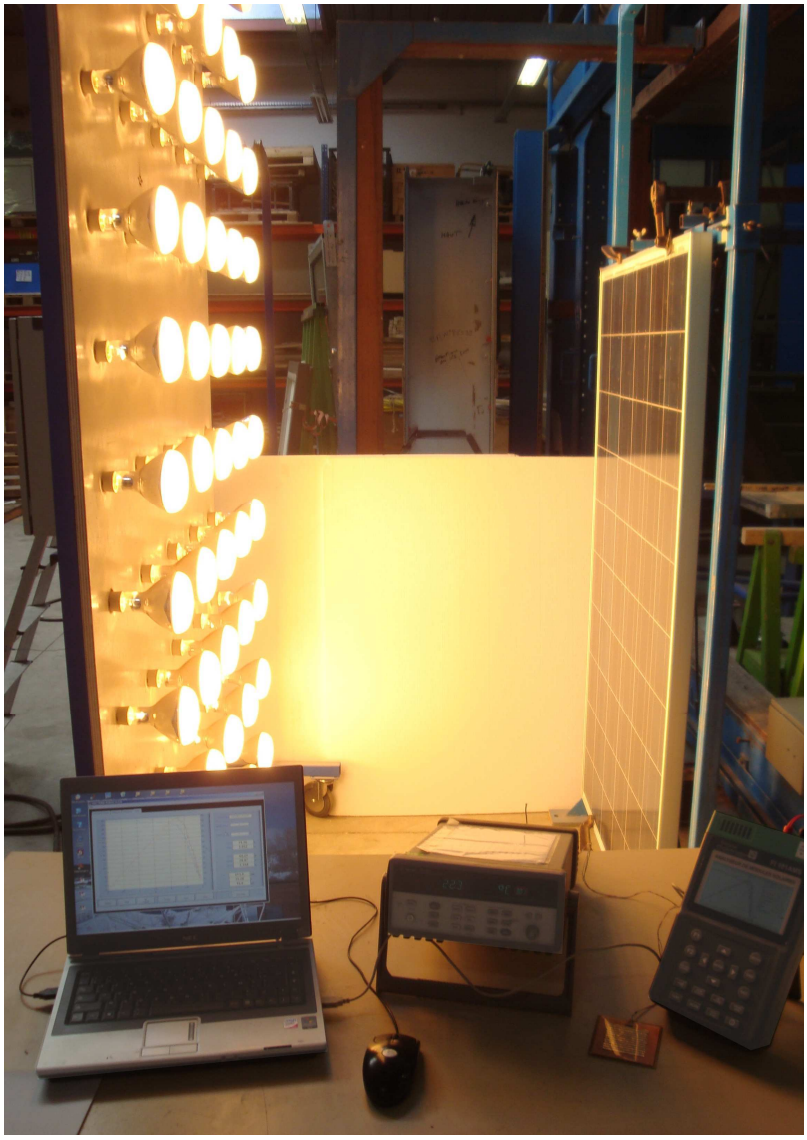


FIGURE IV.16 – Simulateur solaire

Afin d'obtenir le niveau de radiation totale de 900 $W.m^{-2}$, les modules photovoltaïques doivent être placés à 1 mètre des lampes. Pour contrôler ce niveau de radiation, un flux-mètre photosensible est utilisé.

Enfin, pour obtenir des mesures de puissance comparables et reproductibles, la température du module doit être de 30°C ± 2°C. Celle-ci est contrôlée par un capteur de température de surface de type K.

Une fois le module placé devant le simulateur solaire à une température et un ensoleillement déterminés, la puissance du module photovoltaïque doit être mesurée. Pour ce faire, un analyseur de panneaux solaires FI102-AMS de la marque Française d'instrumentation permettant de tracer la courbe courant-tension a été utilisé. La documentation technique de cet appareil est présentée en Annexe C.

IV.4.2 Appareils pour réaliser les essais de chaleur humide et les essais en exposition UV

Pour réaliser les essais de chaleur humide et les essais en exposition UV, il est possible d'utiliser les moyens d'essais préconisés dans les normes CEI 61215, CEI 61646 et CEI 62108. Cependant, nous n'avons pas pu acquérir ou fabriquer ce type de moyens d'essais pendant la thèse.

IV.5 Application

IV.5.1 Simulation d'un essai de chaleur humide

Afin de démontrer la pertinence de notre approche basée sur des essais de dégradation accélérée, faute d'avoir pu conduire des essais réels, nous allons considérer une campagne d'essais simulés. Cette campagne simulée s'appuie sur :

- la courbe de dégradation déterminée par Wohlgemuth [Wohl05] (cf. Figure IV.3),
- le modèle de dégradation proposé par Pan [Pan11] (cf. relation (IV.4)),
- le modèle de Peck comme loi d'accélération avec une énergie d'activation E_a de 1,1 eV [Kurt11] et un paramètre n égal à 3 [Crow01, Vazq07].

L'étude de Wohlgemuth [Wohl05] permet de déterminer les paramètres du modèle de dégradation proposé par Pan [Pan11] : $a = 3,0868$ et $b = 5,762.10^{-12}$ pour une température de 85°C et une humidité relative de 85%. Le paramètre a est considéré constant quelle que soient les conditions d'essais (température et humidité) [Pan11] alors que le paramètre b dépend des conditions d'essais. Pour le modèle de Peck, le paramètre b du modèle de dégradation pour une température T et une humidité relative HR peut être déterminé grâce à la relation [Pan11] :

$$b = b_{85^{\circ}\mathrm{C}/85\%} \cdot e^{a \cdot n \cdot \ln\left(\frac{HR}{0,85}\right) - a \cdot \frac{E_a}{k} \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{358}\right)} \tag{IV.14}$$

où $b_{85^{\circ}\mathrm{C}/85\%}$ est le paramètre b du modèle de dégradation pour une température de 358°K (soit 85°C) et une humidité relative de 85%. Le paramètre b du modèle d'accélération est

donc égal à $1,948.10^{-9}$ pour une température de 105°C et une humidité relative de 85%, et égal à $1,614.10^{-11}$ pour des conditions de 85°C et 95% HR.

IV.5.1.1 Simulation de la puissance au cours du temps

En considérant ces valeurs avec un module photovoltaïque d'une puissance initiale de 175 W, nous avons simulé des essais de dégradation accélérée. Les mesures de la puissance électrique des différents modules photovoltaïques au cours de ces essais sont présentées dans le Tableau IV.4. La pseudo-défaillance est, pour rappel, atteinte lorsque la puissance du module passe sous 140 W (ce qui correspond à 80% de 175 W, soit une dégradation de 20%). Pour chaque configuration, nous suivons l'évolution de la puissance de trois modules.

Temps	Essais à 85°C et 85%HR			Essais à 105°C et 85%HR			Essais à 85°C et 95%HR		
(en heures)	Module 1	Module 2	Module 3	Module 1	Module 2	Module 3	Module 1	Module 2	Module 3
0	175.00	175.00	175.00	175.00	175.00	175.00	175.00	175.00	175.00
120	174.99	174.99	174.99	174.13	174.13	174.12	174.99	174.99	174.99
240	174.95	174.90	174.96	169.61	164.13	163.55	174.93	174.89	174.94
360	174.76	174.78	174.91	159.09	151.48	147.00	174.84	174.55	174.71
480	174.34	174.55	174.82	120.35	123.55	122.93	174.68	174.26	174.54
600	173.70	174.04	174.48	-	-	-	174.16	173.68	174.03
720	172.50	173.39	174.13	-	-	-	173.35	172.33	173.74
840	171.70	171.69	173.46	-	-	-	171.83	171.15	172.95
960	170.38	170.18	172.99	-	-	-	169.62	169.04	171.20
1080	169.03	168.56	171.57	-	-	-	168.43	167.03	169.92
1200	164.31	167.07	168.70	-	-	-	167.92	165.77	165.85

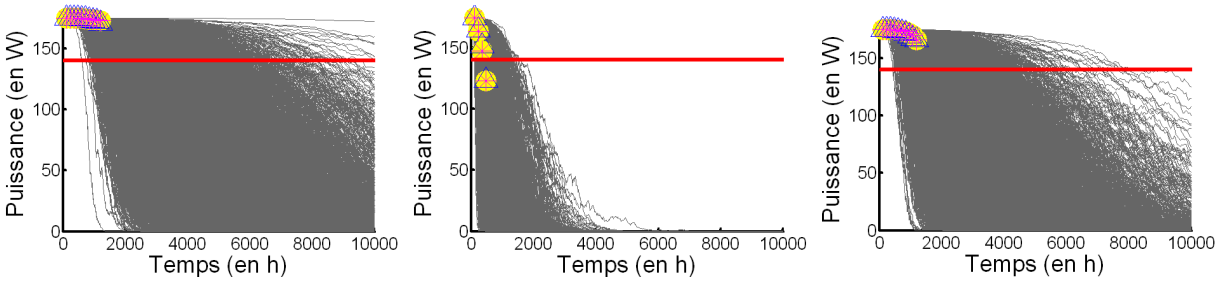
TABLEAU IV.4 – Mesures de la puissance au cours des essais de dégradation accélérée de chaleur humide

IV.5.1.2 Simulation de la valeur de la puissance au cours du temps

Après les mesures de dégradation, nous déterminons les paramètres de la loi de Weibull en simulant 5000 dégradations par le processus de Wiener. Les simulations sont représentées sur la Figure IV.17.

Grâce aux simulations par le processus de Wiener, les paramètres de la loi de Weibull pour les différents essais de dégradation accélérée sont déterminés par le maximum de vraisemblance et nous obtenons :

- 85°C et 85%HR : $\beta = 3,098$ et $\eta = 3186,9$ h donc $\tau = 2849,98$ h
- 105°C et 85%HR : $\beta = 3,088$ et $\eta = 457,1$ h donc $\tau = 408,69$ h
- 85°C et 95%HR : $\beta = 2,988$ et $\eta = 2185,3$ h donc $\tau = 1942,19$ h



(a) Essais à 85°C et 85%HR (b) Essais à 105°C et 85%HR (c) Essais à 85°C et 95%HR

FIGURE IV.17 – Processus de Wiener des essais de dégradation accélérée de chaleur humide

En observant les résultats des essais accélérés, nous pourrons, dans la suite de l'étude, considérer le paramètre de forme de la loi de Weibull comme constant et égal à 3.

IV.5.1.3 Estimation des paramètres de la loi d'accélération de Peck

En posant le système de 3 équations à 3 inconnues présenté dans la relation (IV.15), nous pourrons ensuite déterminer les paramètres de la loi d'accélération de la loi de Peck.

$$\begin{cases} \ln(2849,98) = \gamma_0 + \gamma_1 . \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{358} \\ \ln(408,69) = \gamma_0 + \gamma_1 . \ln(0,85) + \frac{\gamma_2}{378} \\ \ln(1942,19) = \gamma_0 + \gamma_1 . \ln(0,95) + \frac{\gamma_2}{358} \end{cases} \tag{IV.15}$$

Les paramètres du modèle de Peck ainsi obtenus sont : $\gamma_0 = -29,311$, $\gamma_1 = -3,448$ et $\gamma_2 = 13140,71$. De plus, afin d'estimer un intervalle de confiance de 90%, la méthode du Bootstrap est utilisée [Comp97]. Cette méthode consiste à tirer au hasard, selon une loi uniforme, avec remise, des observations dans l'échantillon dont on dispose. Nous avons ainsi généré 10000 simulations donc 10000 valeurs de γ_0, γ_1 et γ_2 permettant de déterminer les intervalles de confiance :

$$\begin{aligned} -29,589 &< \gamma_0 < -29,060 \\ -3,581 &< \gamma_1 < -3,327 \\ 13052,14 &< \gamma_2 < 13239,10 \end{aligned}$$

Ces valeurs équivalent à un module ayant une énergie d'activation de $E_a = \gamma_2/k$ comprise entre 1,1247 et 1,14086 et une valeur de $n = -\gamma_1$ comprise entre 3,327 et 3,581.

IV.5.1.4 Détermination de la fiabilité dans les conditions nominales

Dans une dernière étape, l'estimation de la fiabilité dans les conditions réelles stochastiques peut être réalisée en utilisant l'outil PVMODREL avec les conditions atmosphériques pour la France métropolitaine du Tableau IV.3 et les valeurs des variables données dans le Tableau IV.5.

Variable	Unité	Loi	Moyenne	Ecart-type
t_0	h	Constante	6,0	-
T_{jour}	°K	Normale	**	3,5
ΔT	°K	Normale	**	1,5
ξ_{T}	°K	Normale	0,0	1,0
$G_{\max}$	W.m^{-2}	Normale	**	80
H_d	Wh.m^{-2}	Constante	**	-
ξ_{G}	W.m^{-2}	Normale	0,0	50
HR_{jour}	%HR	Normale	**	6,2
ξ_{HR}	%HR	Normale	0,0	5,5

** cf. Tableau IV.3

TABLEAU IV.5 – Variables pour les essais de dégradation accélérée de chaleur humide

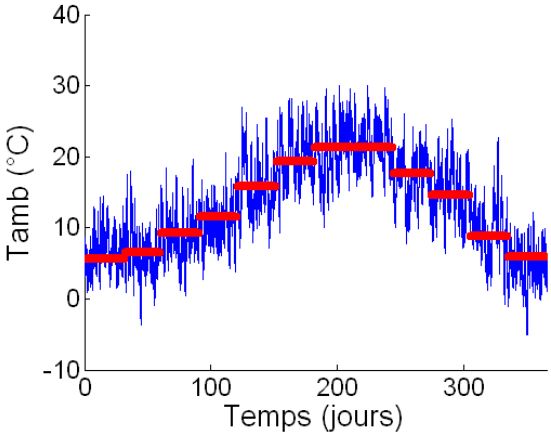
Pour notre application, les conditions environnementales seront celles simulées et représentées dans la Figure IV.18.

La fiabilité sous ces conditions simulées est alors estimée en considérant la corrosion (avec un essai de chaleur humide) comme mode de défaillance. Elle est exprimée à partir d'une loi de Weibull dont les paramètres sont : $\beta = 3$ et $\eta = 4304954,7$ heures $\pm 70182,0$ heures ($\alpha = 10\%$). La durée de vie moyenne estimée est donc de $438,54$ ans ± 8.01 ans ($\alpha = 10\%$). La fiabilité à 20 ans est donc de $R\,(20 \text{ ans}) = 99,993260\%$ et la fiabilité à 25 ans est de $R\,(25 \text{ ans}) = 99.986836\%$.

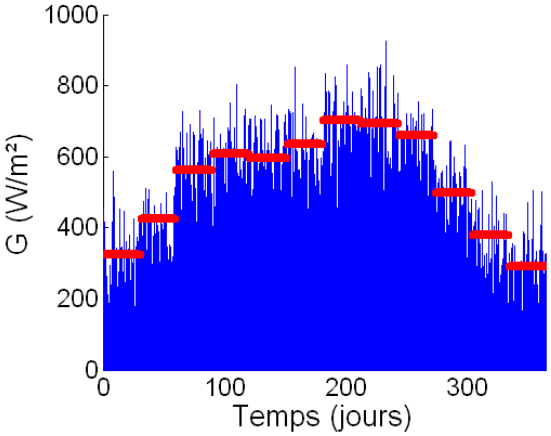
IV.5.2 Pertinence de l'essai de démonstration des normes

Dans les essais de qualification des normes CEI 61215 et CEI 61646, l'essai de chaleur humide consiste à mettre deux modules sous des conditions extrêmes en température à 85°C et en humidité à 85%HR pendant 1000 heures. La condition d'acceptation de l'essai est que les deux modules doivent avoir une dégradation inférieure à 5% après ces 1000 heures. Cependant, est-ce suffisant pour garantir un module pendant 25 ans en France ?

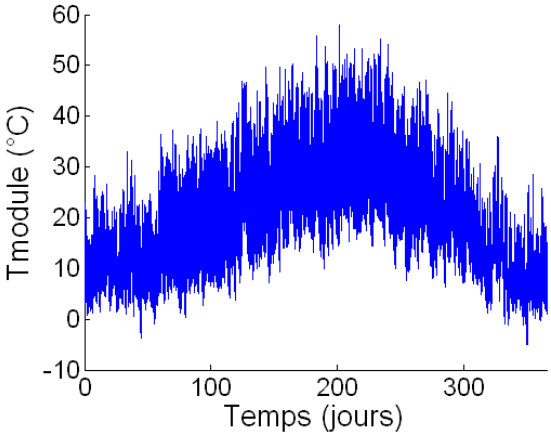
Pour cela, nous allons utiliser la méthodologie de l'essai accéléré de démonstration. Celle-ci consiste à estimer le risque, le nombre de modules à tester ou le temps du test pour éviter de réaliser des essais accélérés complets.



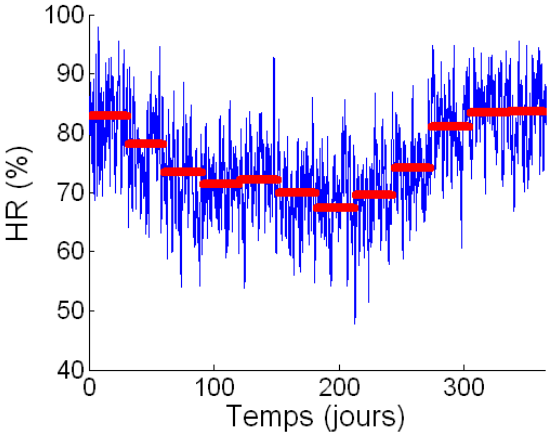
(a) Température ambiante T_{amb}



(b) Ensoleillement G



(c) Température du module T_{module}



(d) Humidité relative HR

FIGURE IV.18 – Exemple de simulation des conditions environnementales

Ainsi, l'essai consiste à garantir la relation suivante :

$$\sum_{i=0}^{c} C_n^i \left(1 - R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right)\right)^i \left(R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right)\right)^{n-i} \leq \alpha \tag{IV.16}$$

où α est le risque, n est le nombre de modules testés, c est le nombre de défaillances critiques à ne pas dépasser et $R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right)$ est la fiabilité à vérifier sous le temps de test t_{test} définie par :

$$R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right) = e^{-\left(\frac{FA.t_{\text{test}}}{\eta(S_0)}\right)^{\beta}} \tag{IV.17}$$

où β est le paramètre de forme de la loi de Weibull, FA est le facteur d'accélération ($FA = \tau\left(S_0\right)/\tau\left(S_{\text{essai}}\right)$), S_0 est la condition nominale, S_{essai} est la condition d'essai, $\tau\left(S_0\right) = \eta\left(S_0\right)\cdot\Gamma\left(1+\frac{1}{\beta}\right)$ et $\eta\left(S_0\right)$ est le paramètre d'échelle dans les conditions nominales

défini par :

$$\eta\left(S_0\right) = \frac{t_{\text{demo}}}{-\ln\left(R_{\text{demo}}\left(t_{\text{demo}}\right)\right)^{\frac{1}{\beta}}} \tag{IV.18}$$

où $R_{\text{demo}}\left(t_{\text{demo}}\right)$ est la fiabilité exigée au temps t_{demo}.

Dans le cas des modules photovoltaïques, nous souhaitons connaître le risque que prend un industriel à garantir une dégradation inférieur à 20% du module au bout de 25 ans alors qu'il réalise un essai de chaleur humide à 85°C et 85% HR pendant 1000 heures uniquement. Pour cela, nous considérons que l'industriel souhaite qu'au bout de 25 ans, moins d'un module sur 10000 soit susceptible de revenir en garantie, soit, $R_{\text{demo}}\left(t_{\text{demo}}\right) = 0.9999$ avec t_{demo}= 25 ans = 219000 h. Le paramètre de forme de la loi de Weibull β est pris égal à 3 tel que cela est évoqué dans la section IV.5.1.

En utilisant la durée de vie moyenne des essais de dégradation à 85°C et 85%HR ainsi que la durée de vie moyenne obtenue dans les conditions nominales lors de l'application précédente, le facteur d'accélération FA est :

$$FA = \frac{\tau\left(S_0\right)}{\tau\left(S_{\text{essai}}\right)} = \frac{4304954,7 \cdot \Gamma\left(1+\frac{1}{3}\right)}{2849,98} = 1348,86$$

Le paramètre d'échelle $\eta\left(S_0\right)$ calculé à partir des objectifs décrits précédemment est :

$$\eta\left(S_0\right) = \frac{t_{\text{demo}}}{-\ln\left(R_{\text{demo}}\left(t_{\text{demo}}\right)\right)^{\frac{1}{\beta}}} = \frac{219000}{-\ln\left(0,9999\right)^{\frac{1}{3}}} = 4718133 \text{ h}$$

La dégradation d'un module photovoltaïque est définie par la relation (IV.4) avec, dans notre cas, $a = 3.0868$ (cf. page 85). De plus, lors des essais de dégradation, la dégradation des deux modules ne doivent pas dépasser 5% au bout de 1000 heures, nous pouvons donc en déduire que :

$$b = \frac{-\ln\left(1-0,05\right)}{1000^{3,0868}} = 2,81618 \cdot 10^{-11}$$

Ainsi, le temps de test t_{test}, si l'on doit attendre une dégradation de 20% est de :

$$t_{\text{test}} = \left(\frac{-\ln\left(1-0,2\right)}{2,81618 \cdot 10^{-11}}\right)^{\frac{1}{3,0868}} = 1610 \text{ h}$$

Finalement, la fiabilité en test $R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right)$ est :

$$R_{\text{test}}\left(t_{\text{test}}\right) = e^{-\left(\frac{FA.t_{\text{test}}}{\eta(S_0)}\right)^{\beta}} = e^{-\left(\frac{1348,86 \times 1610}{4718133}\right)^{3}} = 0,9071$$

En prenant les essais de qualification, nous testons deux modules et nous souhaitons qu'aucun des deux ne soient défaillants donc $n = 2$ et $c = 0$.

Finalement, en réalisant uniquement les essais normatifs, le risque α d'avoir plus d'un module défaillant sur 10000 au bout de 25 ans ayant comme mode de défaillance, la corrosion, est de :

$$\alpha = C_2^0 \left(1 - 0,9071\right)^0 \left(0,9071\right)^2 = 0,8223 = 82,23\%$$

Pour avoir un risque inférieur à 5%, il faudrait réaliser des essais de chaleur humide à 85°C et 85% d'humidité relative pendant 2500 heures.

IV.6 Etude de sensibilité

IV.6.1 Méthodologie

Soit Ψ la réponse représentant un paramètre de performance d'un module photovoltaïque. Pour n variables aléatoires composant un vecteur X, le développement de Taylor de Ψ au premier ordre au voisinage du vecteur moyen des n variables aléatoires X_0 s'écrit sous la forme [Rgui05] :

$$\Psi\left(X\right) = \Psi\left(X_0\right) + \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{\partial \Psi\left(X_0\right)}{\partial X_i}\right] \left(X_i - X_0\right) \tag{IV.19}$$

La contribution $sens\left(X_i\right)$ de chaque variable aléatoire X_i sur la moyenne de la réponse Ψ (ou encore la sensibilité de Ψ vis-à-vis de X_i) est :

$$sens\left(X_i\right) = \frac{1}{\Psi\left(X_0\right)} \cdot \frac{\delta \Psi\left(X_0\right)}{\delta X_i} \tag{IV.20}$$

Lorsque toutes les variables sont déterministes sauf une, X_i, la relation (IV.20) devient :

$$sens\left(X_i\right) = \frac{\left|\Psi\left(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i} + u \cdot \sigma_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n}\right) - \Psi\left(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n}\right)\right|}{\Psi\left(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n}\right)} \tag{IV.21}$$

où u est une variable aléatoire suivant une loi normale centrée réduite, μ_{X_i} et σ_{X_i} sont la moyenne et l'écart-type de la variable X_i.

Lorsque toutes les variables sont centrées sauf une, X_i, la relation (IV.20) devient :

$$sens\,(X_i) = \frac{|\Psi\,(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i} + \delta_i \cdot \mu_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n}) - \Psi\,(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n})|}{\Psi\,(\mu_{X_1}, \ldots, \mu_{X_i}, \ldots, \mu_{X_n})} \quad \text{(IV.22)}$$

où δ_i représente le décentrage de la variable X_i.

IV.6.2 Sensibilité sur l'application de la méthodologie

L'étude de sensibilité permet d'observer l'influence des données d'entrée (,T_{jour}, ΔT, ξ_{T}, $G_{\max}$, H_d, ξ_{G}, HR_{jour}, ξ_{HR}, T_{NOCT}, β, γ_0, γ_1 et γ_2) sur la durée de vie et la fiabilité du module pour le mode de défaillance donné. L'étude de sensibilité permet d'identifier les paramètres critiques du modèle et ainsi mettre l'accent sur les paramètres dont l'identification (en tant que de donnée d'entrée) doit être très rigoureuse pour éviter de propager voire démultiplier une erreur d'entrée.

Nous illustrons ci-dessous l'importance d'une étude de sensibilité à partir de l'application de la section IV.5. Il s'agira ici de juger l'influence des variables des différents modèles (et donc des différentes hypothèses prises) sur la durée de vie ($MTTF$) et sur la défiabilité à 25 ans.

Les variables considérées déterministes sont : H_d, β, T_{NOCT}, γ_0, γ_1 et γ_2. Les variables statistiques sont : T_{jour}, ΔT, ξ_{T}, $G_{\max}$, ξ_{G}, HR_{jour} et ξ_{HR} (cf. Tableau IV.6).

Variable	Unité	Loi	Moyenne	Ecart-type
T_{jour}	°K	Normale	**	3,5
ΔT	°K	Normale	**	1,5
ξ_{T}	°K	Normale	0,0	1,0
$G_{\max}$	W.m^{-2}	Normale	**	80
H_d	Wh.m^{-2}	Constante	**	-
ξ_{G}	W.m^{-2}	Normale	0,0	50
HR_{jour}	%HR	Normale	**	6,2
ξ_{HR}	%HR	Normale	0,0	5,5
T_{NOCT}	°C	Constante	47,0	-
β	-	Constante	3	-
γ_0	-	Constante	-29,311	-
γ_1	-	Constante	-3,448	-
γ_2	-	Constante	13140,71	-

** cf. Tableau IV.3

Tableau IV.6 – Variables pour l'étude de sensibilité

IV.6.2.1 Sensibilité des variances

Dans une première étude, nous allons utiliser les moyennes mensuelles pour les valeurs de T_{jour}, $G_{\max}$, H_d et HR_{jour} comme présentées dans le Tableau IV.6. Pour étudier la contribution d'une variable sur la variance de la durée de vie et de la fiabilité du module photovoltaïque, 10 simulations de 50 années sont réalisées pour chaque variable.

La contribution sens (X_i) de chaque variable aléatoire X_i sur la variance de la durée de vie et sur la défiabilité à 25 ans est présentée dans le Tableau IV.7.

Variable	**Sensibilité (*MTTF*)**	**Sensibilité ($\bar{R}$(25 ans))**
T_{jour}	9,27 %	33,87 %
ΔT	0,30 %	0,89 %
ξ_{T}	0,17 %	0,51 %
$G_{\max}$	4,06 %	13,25 %
ξ_{G}	0,41 %	1,25 %
HR_{jour}	1,26 %	3,89 %
ξ_{HR}	0,04 %	0,11 %

Tableau IV.7 – Sensibilité des variances de l'outil PVMODREL

Nous constatons que les contributions prépondérantes sur la variance de la durée de vie et de la fiabilité sont celles de T_{jour} (9,27 % et 33,87 %) et de $G_{\max}$ (4,06 % et 13,25 %). Cela signifie que le fait de prendre une moyenne journalière T_{jour} différente pour les différents jours du mois (suivant une loi normale avec un écart-type de 3,5) engendre une variation de la probabilité de défaillance à 25 ans de 33,87% par rapport à la valeur que nous aurions obtenues dans le cas d'un écart-type de 0.

IV.6.2.2 Sensibilité des valeurs moyennes

Dans cette deuxième étude, nous étudions la sensibilité des valeurs moyennes utilisées. Pour cela, nous considérons tous les écart-types ($\sigma_{T_{\text{jour}}}$, $\sigma_{\Delta T}$, $\sigma_{\xi_{\text{T}}}$, $\sigma_{G_{\max}}$, $\sigma_{\xi_{\text{G}}}$, $\sigma_{HR_{\text{jour}}}$ et $\sigma_{\xi_{\text{HR}}}$) comme étant nuls. Nous utilisons donc la relation (IV.22). Pour la réponse de base de l'étude $\Psi(X_0)$, les variables météorologiques moyennes (T_{jour}, $G_{\max}$, H_d et HR_{jour}) correspondent aux moyennes annuelles de ces variables. Ensuite, pour les réponses $\Psi(X_i)$, dans le cas où X_i est une variable météorologique, les moyennes mensuelles sont utilisées à la place du décentrage δ_i. Si X_i est une des autres variables (ΔT, T_{NOCT}, β, γ_0, γ_1 et γ_2), le décentrage δ_i est considéré égal à 10%.

La contribution $sens(X_i)$ de chaque variable aléatoire X_i sur la durée de vie et sur la défiabilité à 25 ans est présentée dans le Tableau IV.8.

Variable	**Sensibilité (MTTF)**	**Sensibilité ($\bar{R}$(25 ans))**
T_{jour}	31,26 %	207,81 %
$G_{\max}$	16,33 %	70,73 %
H_d	0,09 %	0,27 %
HR_{jour}	0,07 %	0,22 %
ΔT	1,88 %	5,86 %
T_{NOCT}	29,21 %	181,85 %
β	0,42 %	68,03 %
γ_0	1794,12 %	99,99 %
γ_1	12,38 %	48,68 %
γ_2	7631,35 %	100,00 %

Tableau IV.8 – Sensibilité des valeurs moyennes de l'outil PVMODREL

Cette étude de sensibilité sur les moyennes nous indique que l'utilisation des moyennes mensuelles pour la température et l'ensoleillement est nécessaire pour avoir une bonne estimation de la fiabilité. En effet, l'utilisation des moyennes mensuelles de T_{jour} engendre une variation de plus de 200% sur la défiabilité du module photovoltaïque par rapport à la réponse en prenant uniquement en compte les moyennes annuelles. De plus, la température T_{NOCT} doit, elle aussi, être bien définie car la fiabilité du module est très sensible à cette grandeur (181,85%).

Lorsque la sensibilité sur la durée de vie est étudiée, nous remarquons que la durée de vie est très sensible aux paramètres de la loi d'accélération, et notamment γ_0 et γ_2. Pour le paramètre γ_2, une variation de 10% de cette variable (c'est à dire une variation de 10% sur l'énergie d'activation) engendre une variation de 7631,35% (c'est-à-dire qu'un écart de 10% engendre une multiplication par plus de 77 de la durée de vie du module).

IV.6.3 Préconisations

Pour estimer la fiabilité d'un module photovoltaïque, grâce à l'outil PVMODREL, après avoir réalisé des essais accélérés sur un mode de défaillance, nous conseillons d'avoir une bonne estimation de l'énergie d'activation (donc de γ_2). Il convient pour cela de réaliser des essais accélérés sur un grand nombre de modules photovoltaïques ou de réaliser des essais sous d'autres conditions afin de réduire l'erreur sur l'estimation de ce paramètre.

Cette grande sensibilité peut aussi être due à une erreur épistémique du modèle réalisé qui génère une forte sensibilité de l'énergie d'activation. Il est donc possible d'utiliser un autre modèle moins sensible mais ce n'est pas une garantie que ce modèle soit plus précis sur l'estimation de la fiabilité que celui que nous préconisons dans cette thèse.

Nous préconisons, aussi, de faire des essais accélérés avec le nombre minimum de sévérisations suivant le mode défaillance (trois pour la corrosion et deux pour la décoloration). Cependant, ces essais ne sont pas optimisés, ce qui permettrait pourtant de réduire les coûts (nombre de modules par essai ou temps d'essai) ou la variance sur l'extrapolation de la fiabilité en conditions nominales [Meek84, Meek98, Yang07]. Il est donc nécessaire de capitaliser de la connaissance en réalisant des essais d'exploration sur un module photovoltaïque afin d'avoir une idée des résultats attendus, et ensuite, d'optimiser le plan d'essais.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthodologie que nous avons développée afin de déterminer la fiabilité des modules photovoltaïques. Cette méthode est basée sur les essais de dégradation accélérée pour un mode de dégradation donné.

Pour les essais accélérés, il est important de bien connaître le phénomène de dégradation et d'en déterminer sa loi. Dans notre étude, nous avons utilisé des données de la littérature pour les essais de chaleur humide. Une étude expérimentale approfondie sur les phénomènes de dégradation du module photovoltaïque permettra la prise en compte de modèles appropriés dans l'estimation de la fiabilité et de la durée de vie d'un module photovoltaïque pour un mode de défaillance donné. Cette étude servira à compléter ces travaux et donc à améliorer les prédictions concernant l'évolution de la fiabilité en fonction du temps des différents modes de dégradation d'un module photovoltaïque. Nous n'avons pas réalisé d'essais pour vérifier les données provenant de la littérature. Ainsi, des essais accélérés de dégradation de chaleur humide et d'exposition UV sont nécessaires pour valider les procédures d'essais de dégradation accélérée.

L'outil PVMODREL, basé sur l'estimation de la fiabilité des modules photovoltaïques à partir d'essais accélérés et de données météorologiques, a été développé. Cet outil permet de simuler les conditions environnementales réelles dans lesquelles est exploité le module photovoltaïque et d'estimer sa fiabilité en un temps donné pour deux modes de dégradation : la corrosion (à partir des essais de chaleur humide) et la décoloration de l'encapsulant (à partir des essais à l'exposition UV). Les résultats de simulation des conditions environnementales obtenus à l'aide de l'outil PVMODREL ne sont toutefois pas basés sur de réelles données météorologiques. Des mesures météorologiques de la température, de l'humidité et de l'ensoleillement sur plusieurs années doivent être réalisées ou collectées auprès des instituts météorologiques. Ceci permettra de valider ou d'affiner la simulation des conditions environnementales.

Chapitre V

Estimation de la durée de vie d'un système photovoltaïque

Sommaire

V.1 Introduction 116

V.2 Modélisation d'un système photovoltaïque en réseau de Petri 116

V.2.1 Architecture du réseau de Petri 116

V.2.1.1 Réseau de Petri fonctionnel 116

V.2.1.2 Réseau de Petri dysfonctionnel 117

V.2.2 Modélisation des dysfonctionnements des composants 117

V.2.2.1 Champ photovoltaïque 117

V.2.2.1.1 Série de modules photovoltaïques 119

V.2.2.1.2 Module photovoltaïque 119

V.2.2.2 Câbles 124

V.2.2.3 Onduleur 126

V.2.3 Dysfonctionnement du système photovoltaïque 127

V.3 Simulations 128

V.3.1 Outil de simulation 128

V.3.2 Données de simulation 129

V.3.3 Résultats de simulations 130

V.4 Etude de sensibilité du réseau de Petri 135

V.5 Conclusion 136

V.1 Introduction

Un module photovoltaïque a une durée de vie de 30 ans garantie par les fabricants. Pourtant, le module n'est pas l'unique composant d'une installation. EDF, en France, s'engage actuellement à racheter l'électricité pendant 20 ans. Les questions que l'on doit alors se poser sont : comment s'assurer de la durée de vie d'un système photovoltaïque ou comment pouvons nous l'évaluer ?

V.2 Modélisation d'un système photovoltaïque en réseau de Petri

Comme il a été mentionné précédemment (section III.1) un système photovoltaïque est composé d'un champ de modules photovoltaïques (branchés en série-parallèle), de câbles et d'un onduleur. Tous ces composants (champ de modules, câbles et onduleur) étant branchés en série, le système est en état de dysfonctionnement quand un de ces composants est défaillant.

V.2.1 Architecture du réseau de Petri

La détermination de la durée de vie des systèmes et des données caractéristiques de son bon fonctionnement (MTTF, MTBF, disponibilité) peut être réalisée à partir de la modélisation en réseau de Petri. En prenant en compte les parties fonctionnelle et dysfonctionnelle du système photovoltaïque, la modélisation est faite, dans la section II.5.3, à l'aide des réseaux de Petri Stochastiques et Déterministes (RdPSD) présentés .

V.2.1.1 Réseau de Petri fonctionnel

La partie fonctionnelle du système est représentée par le chemin $[T_1, T_2, T_3, T_4, T_5]$ sur la Figure V.1. Sur ces chemins, chacune des places correspond à un type de composants du système : P_2 correspond au champ de modules photovoltaïques, P_3 aux câbles DC, P_4 à l'onduleur et P_5 au câble AC. La place P_1 est une place d'attente pour le réseau de Petri. Le courant électrique dans les différents composants du système photovoltaïque est instantané. En utilisant un réseau de Petri classique, le temps ne serait pas pris en compte dans les transitions fonctionnelles (T_1, T_2, T_3, T_4 et T_5). Nous avons ainsi décidé d'utiliser un réseau de Petri T-temporisé pour la partie fonctionnelle en utilisant un délai d'une heure pour la transition T_1 afin de discrétiser le temps pour la simulation.

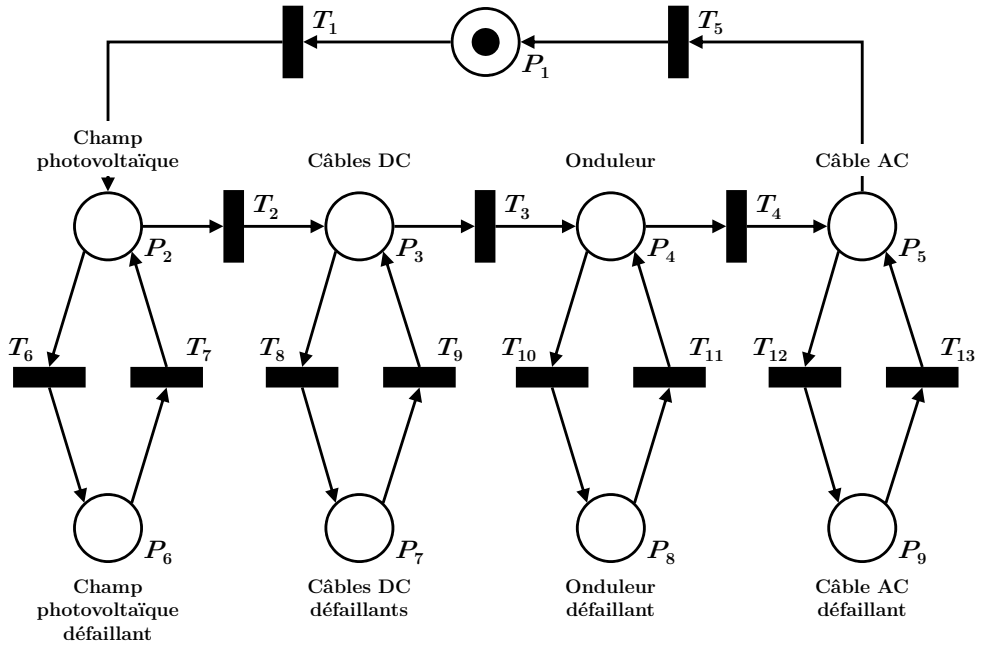


FIGURE V.1 – Réseau de Petri d'un système photovoltaïque

V.2.1.2 Réseau de Petri dysfonctionnel

Pour chaque type de composant, la modélisation de la partie dysfonctionnelle est représentée sur la Figure V.1. Les places P_6, P_7, P_8 et P_9 correspondent aux états de dysfonctionnement des différents composants du système. Les transitions dysfonctionnelles T_6, T_8, T_{10} et T_{12} correspondent aux probabilités de défaillances des différents composants du système photovoltaïque. Les transitions T_7, T_9, T_{11} et T_{13} permettent de prendre en compte les probabilités de réparation des composants.

Au début de la simulation, le système photovoltaïque est considéré comme fonctionnel (c'est-à-dire non défaillant). La condition initiale du réseau de Petri, comme indiquée sur la Figure V.1, est $(P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6, P_7, P_8, P_9) = (1, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0)$.

V.2.2 Modélisation des dysfonctionnements des composants

V.2.2.1 Champ photovoltaïque

La transition T_6 du réseau de Petri (cf. Figure V.1) correspond à la probabilité de défaillance du champ photovoltaïque. La probabilité de défaillance de ce champ doit être déterminée.

Gautam [Gaut02] et Ristow [Rist05] ont proposé différentes méthodes pour estimer la probabilité de défaillance d'un champ photovoltaïque. Les modules dans un champ

photovoltaïque peuvent être disposés selon de nombreuses configurations (en série, en parallèle, en série-parallèle, etc.). Les études de la fiabilité pour plusieurs configurations ont été réalisées par Gautam [Gaut02].

La probabilité de défaillance $P_f(t)$ d'un champ photovoltaïque dépend de celles de ces modules $P_{f_i}(t)$. Si le champ photovoltaïque est composé de n séries de m modules, la probabilité de défaillance d'un champ photovoltaïque sans diode bypass peut être estimée par :

$$P_f(t) = \prod_{j=1}^{n} \left(1 - \prod_{i=1}^{m} \left(1 - P_{f_{ij}}(t) \right) \right) \tag{V.1}$$

Les modules photovoltaïques ne sont pas soumis uniquement à des défaillances mais aussi à des dégradations qui n'engendre pas forcément des pannes mais une perte de puissance donc une baisse du rendement. Au lieu de nous intéresser à la défaillance du champ photovoltaïque, nous allons plutôt étudier sa dégradation. Pour estimer le paramètre de dégradation d'un champ photovoltaïque, on prend en compte le nombre de séries et le nombre de modules par série et les paramètres de dégradation des différentes séries. A cause de la configuration et de la dégradation des modules, les séries n'ont pas forcément toute la même puissance en sortie. Comme les différentes séries sont branchées en parallèle, la puissance à l'entrée de l'onduleur sera proportionnelle à la puissance de la série la plus faible. Cependant, lorsqu'une série est défaillante, la puissance de cette série est nulle. Nous considérons qu'une diode bypass (cf. Figure III.2) déconnecte cette série et la puissance du champ correspond à la puissance la plus faible parmi les puissances des séries en fonctionnement. Comme le paramètre de dégradation est proportionnel à la puissance (cf. relation (III.4)), nous considérons donc que le paramètre de dégradation $\mathcal{D}_{\text{champ PV}}(t)$ d'un champ photovoltaïque de n séries est donné par :

$$\mathcal{D}_{\text{champ PV}}(t) = \frac{f + (n-f) \,.\, \max\left\{ \mathcal{D}_{\text{série}_{[1\cdots n]}}(t) \in \mathbb{E} \right\}}{n} \tag{V.2}$$

où $\mathcal{D}_{\text{série}}(t)$ est la défaillance d'une série, f est le nombre de séries défaillantes ($\mathcal{D}_{\text{série}_j}(t) > 80\%$) et $\mathbb{E}$ est l'ensemble des $(n-f)$ séries non défaillantes.

Le champ photovoltaïque sera considéré défaillant lorsque $\mathcal{D}_{\text{champ PV}} = 1$. Dans ce cas, lorsque le jeton se trouve à la place P_2 (dans la Figure V.1), il franchit la transition T_6 pour se positionner dans la place P_6 correspondant à l'état de défaillance du champ photovoltaïque.

Enfin, lorsque tous les modules photovoltaïques sont revenus dans leur état de fonctionnement normal (c'est-à-dire $\mathcal{D}_{\text{module PV}_i} < 0,8$ que nous verrons plus loin), le jeton

situé dans la place P_6 de la Figure V.1 franchit la transition T_7 pour revenir dans la place P_2.

Comme nous l'avons vu dans la relation (V.2), nous avons besoin de connaître les paramètres de dégradation des différentes séries de modules pour estimer celui du champ photovoltaïque. Nous allons détailler le calcul du paramètre de dégradation d'une série de modules.

V.2.2.1.1 Série de modules photovoltaïques

Les modules étant branchés en série, la puissance de chaque module s'ajoute pour déterminer la puissance de la série. Si un module est défaillant, celui-ci est court-circuité (grâce à une diode bypass) pour éviter que toute la série soit défaillante. Comme nous l'avons vu précédemment, pour exprimer le paramètre de dégradation d'un champ photovoltaïque, nous avons besoin du paramètre de dégradation de chaque série. Le paramètre de dégradation étant proportionnel à la puissance (cf. relation (III.4)), si une série j est donc composée de m modules photovoltaïques, le paramètre de dégradation $\mathcal{D}_{\text{série}_j}(t)$ de la série j est déterminé par :

$$\mathcal{D}_{\text{série}_j}(t) = \frac{\sum_{i=1}^{m} \left(\mathcal{D}_{\text{module PV}_{ij}}(t)\right)}{m} \tag{V.3}$$

où $\mathcal{D}_{\text{module PV}_{ij}}(t)$ correspond au paramètre de dégradation du module photovoltaïque i de la série j

Comme nous l'avons vu dans la relation (V.3), nous avons besoin de connaître les paramètres de dégradation des différentes modules photovoltaïques pour estimer ceux des différentes séries. Nous allons détailler le calcul du paramètre de dégradation et le réseau de Petri d'un module.

V.2.2.1.2 Module photovoltaïque

La dégradation d'un module photovoltaïque est due à de nombreuses causes comme nous l'avons vu dans l'AMDEC et l'arbre de défaillance de la section III.3.2. Ces différentes causes peuvent être différenciées en deux catégories :

- les modes de défaillance pour lesquels le module est soit en état de fonctionnement maximal soit défaillant ($\mathcal{D}(t)$ peut prendre les valeurs 0 en état de fonctionnement maximal et 1 dans le cas d'une défaillance) : point chaud, défaillance de la diode bypass, défaillance de la boite de jonction, vitrage cassé et délamination
- les modes de dégradation pour lesquels le module peut fonctionner dans un état dégradée ($\mathcal{D}(t)$ peut prendre toutes les valeurs entre 0 et 1 suivant l'état de la dégradation) : cellules cassées, défaillance des soudures des rubans, cassure des interconnexions, décoloration de l'encapsulant et corrosion du module

Cependant, certains modes de dégradations, tels que la casse de cellules par exemple, sont difficiles à formaliser. Ainsi, pour déterminer le paramètre de dégradation d'un module photovoltaïque, nous modélisons celui-ci également par un réseau de Petri en prenant en compte aussi bien les défaillances que les dégradations électriques. Il faut bien comprendre ici que ce dernier réseau de Petri est une image rapprochée de la partie modélisant le champ photovoltaïque. Le réseau de Petri d'un module photovoltaïque extrait du champ photovoltaïque complet est représenté sur la Figure V.2.

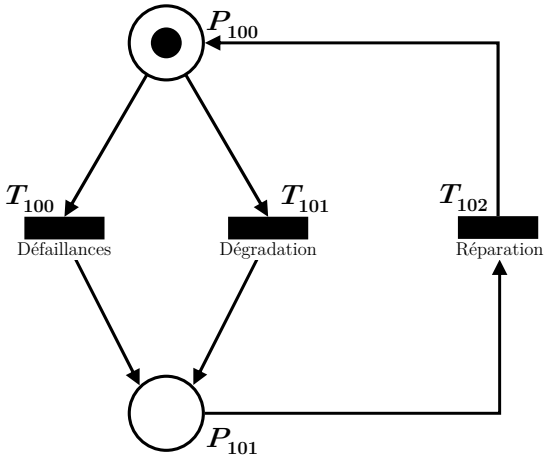


FIGURE V.2 – Réseau de Petri d'un module photovoltaïque

Etant donné qu'il n'existe pas de corrélation entre les différentes causes de défaillance d'un module, le paramètre de dégradation d'un module photovoltaïque peut être exprimée par :

$$\mathcal{D}_{\text{module PV}}(t) = 1 - (1 - \mathcal{D}_{\text{défaillance module}}(t)) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{dégradation module}}(t)) \qquad \text{(V.4)}$$

Défaillances

Le franchissement de la transition T_{100} est déterminée à partir de la probabilité de défaillance du module en considérant les cinq modes de défaillances : point chaud, défaillance de la diode bypass, défaillance de la boite de jonction, vitrage cassé et délamination. Cette probabilité de défaillance peut être déterminée par :

$$P_f(t) = 1 - \prod_{h=1}^{5} P_{f_h}(t) \tag{V.5}$$

où $P_{f_h}(t)$ correspond à la probabilité d'apparition du mode de défaillance h au temps t.

La probabilité de défaillance du module photovoltaïque est simple à obtenir lorsque les probabilités d'apparitions des différentes modes de défaillance suivent des lois exponentielles de paramètre λ_h. Dans ce cas, la probabilité de défaillance du module photovoltaïque est déterminée par :

$$P_f(t) = 1 - e^{-(\sum_{h=1}^{5} \lambda_h).t} \tag{V.6}$$

Lorsque l'on utilise d'autre distribution de durée de vie, la probabilité de défaillance est plus difficile à obtenir. Pour cela, le réseau de Petri de la Figure V.3 est utilisé pour palier ce problème dans lequel les différentes transitions correspondent aux différents modes de défaillance d'un module photovoltaïque. Dans ce cas, les transitions peuvent soumises à différentes lois les une entre les autres et de nombreuses distributions de durée de vie peuvent être utilisée pour déterminer la probabilité de franchissement de chaque transition.

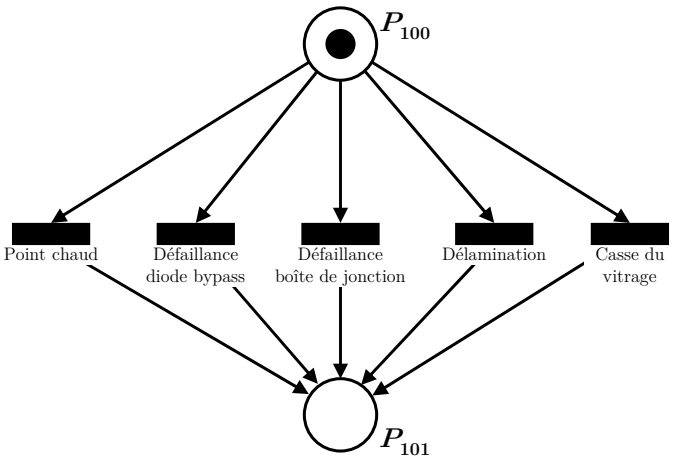


FIGURE V.3 – Réseau de Petri des défaillances d'un module photovoltaïque

Les paramètres des distributions de durée de vie utilisée dans le réseau de Petri peuvent être estimés en réalisant une analyse du retour d'expériences ou en effectuant des essais accélérés.

Dans le cas d'une défaillance, le jeton initialement placé dans la place P_{100}, dans le réseau de Petri de la Figure V.2, franchit la transition T_{100} pour se retrouver dans la place P_{101} correspondant à l'état de défaillance du module photovoltaïque. A cet emplacement P_{101}, le module ne produit plus d'électricité, il est court-circuité grâce à la diode bypass et le paramètre de dégradation décrivant les modes de défaillance du module noté $\mathcal{D}_{\text{défaillance module}}(t)$ est considéré égal à 1 à partir du temps d'apparition de la défaillance jusqu'à la réparation du module.

Dégradation

Il est rappelé que dans le cas d'une dégradation, le module produit moins d'électricité qu'au début de sa vie mais qu'il continue d'en produire. La transition T_{101} permet de prendre en compte la dégradation de puissance du module au cours du temps à partir des cinq modes de dégradation : cellules cassées, défaillance des soudures des rubans, cassure des interconnexions, décoloration de l'encapsulant et corrosion du module.

L'évolution de la dégradation de puissance n'est pas toujours mathématiquement définissable. En effet, la localisation des défaillances d'un des composants du module est primordiale pour estimer les dégradations dues à la casse de cellules, aux défaillances de soudure de ruban et la casse des interconnexions. Par exemple, lorsque deux cellules proches (dans la même série et qui ont la même diode bypass en tant que protection) sont cassées, cela n'engendre pas la même perte de puissance que si ces deux cellules sont éloignées dans le module. Ce type d'étude a déjà été conduit en prenant en compte les problèmes d'ombres sur les modules par Rogalla [Roga10] mais aucune modélisation mathématique n'a été réalisée. Dans notre étude, nous adoptons un modèle simple quant à la casse des cellules :

$$\mathcal{D}_{\text{module cellules cassées}}(t) = \frac{\text{nombre de cellules cassées}\,(t)}{\text{nombre total de cellules}} \tag{V.7}$$

Pour les défaillances de la soudure des rubans et la casse des interconnexions, on prendra les mêmes hypothèses de dégradation en considérant 2 rubans et 2 interconnexions par cellules photovoltaïques. Ainsi, la dégradation due aux défaillances de soudure des rubans est :

$$\mathcal{D}_{\text{module soudure ruban}}(t) = \frac{\text{nombre de soudures de ruban défaillants}\,(t)}{2 \times \text{nombre total de cellules}} \tag{V.8}$$

et la dégradation due aux casses d'interconnexion est :

$$\mathcal{D}_{\text{module interconnexions cassées}}(t) = \frac{\text{nombre d'interconnexions cassées}(t)}{2 \times \text{nombre total de cellules}} \tag{V.9}$$

Pour chacun de ces trois modes de dégradation, la probabilité de défaillance suit une loi exponentielle de paramètre λ.

Pour la décoloration de l'encapsulant et la corrosion, nous avons étudié la probabilité de défaillance en suivant la dégradation de la puissance énergétique délivrée, comme ce qui est considéré dans le chapitre IV. Dans cette étude, nous avions considéré la défaillance du module lorsque la dégradation était supérieure à 20%. Cependant, le module continue à produire de l'électricité (utilisée par le système) mais à une puissance moindre par rapport au niveau attendu. Dans l'étude du système, nous reprenons donc l'étude de la dégradation à partir de la loi de dégradation déterminée par Pan [Pan11]. La dégradation due à la corrosion est déterminée par :

$$\mathcal{D}_{\text{module corrosion}}(t) = 1 - e^{-b_{\text{corrosion}} t^{a_{\text{corrosion}}}} \tag{V.10}$$

et la dégradation due à la décoloration de l'encapsulant est déterminée par :

$$\mathcal{D}_{\text{module décoloration}}(t) = 1 - e^{-b_{\text{décoloration}} t^{a_{\text{décoloration}}}} \tag{V.11}$$

où a ($a_{\text{corrosion}}$ et $a_{\text{décoloration}}$) et b ($b_{\text{corrosion}}$ et $b_{\text{décoloration}}$) sont les paramètres de la loi de dégradation.

Le paramètre de dégradation décrivant les modes de dégradation d'un module photovoltaïque est déterminé :

$$\mathcal{D}_{\text{dégradation module}}(t) = 1 - \prod_{k=1}^{5} (1 - \mathcal{D}_k(t)) \tag{V.12}$$

où k est un des cinq modes de dégradation d'un module photovoltaïque.

Dans notre étude, un module photovoltaïque sera considéré défaillant lorsque le paramètre décrivant sa dégradation $\mathcal{D}_{\text{module PV}}(t)$ est supérieur à 80%. Le module photovoltaïque n'est pas court-circuité car il produit encore de l'énergie qui peut être utilisée par le système mais en cas d'opération de maintenance, celui-ci sera changé. Dans le réseau de Petri de la Figure V.2, nous considérerons que le module produit toujours de d'électricité mais il est en état de dysfonctionnement. Le jeton de la place P_{100} franchira alors la

transition T_{101} pour se retrouver dans la place P_{101} correspondant à l'état de défaillance du module photovoltaïque.

Réparation

La probabilité de franchissement de la transition T_{102} de la Figure V.2 correspondant à la probabilité de réparation d'un module photovoltaïque. Elle est déterminée par une loi exponentielle de paramètre $\mu_{\text{module PV}}$. Lorsque cette transition T_{102} est franchie, le paramètre de dégradation correspondant aux modes de défaillance $\mathcal{D}_{\text{défaillance module}}(t)$ redevient égal à 0 ainsi que ceux correspondants aux modes de dégradation (le module photovoltaïque a été changé donc tous les paramètres de dégradation reprennent leurs valeurs initiales).

V.2.2.2 Câbles

Les câbles sont considérés comme des composants secondaires dans un système photovoltaïque mais ils sont évidemment essentiels pour le transfert de l'électricité. Nous allons détailler les chemins $[T_8, T_9]$ de la Figure V.1 pour le câble DC et $[T_{12}, T_{13}]$ pour le câble AC. Les réseaux de Petri pour les deux types de câbles étant identiques, le réseau de Petri de la Figure V.4 représente d'un câble en général (aussi bien DC que AC). Les places P_{200} et P_{201} de la Figure V.4 correspondent aux places P_3 et P_7 de la Figure V.1 pour un câble DC et aux places P_5 et P_9 pour un câble AC.

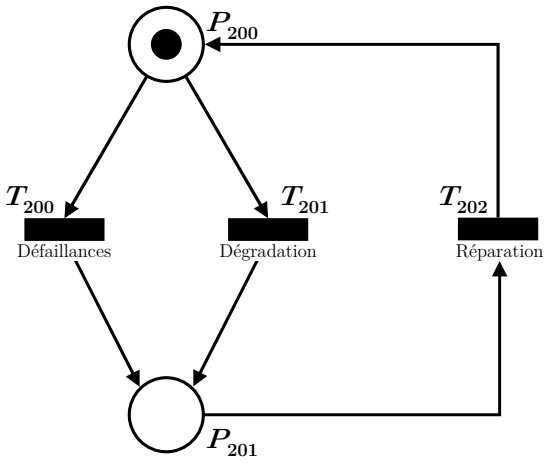


FIGURE V.4 – Réseau de Petri d'un câble photovoltaïque

Le paramètre de dégradation d'un câble (DC ou AC) est déterminé par :

$$\mathcal{D}_{\text{câble}}(t) = 1 - (1 - \mathcal{D}_{\text{défaillance câble}}(t)) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{dégradation câble}}(t)) \tag{V.13}$$

Défaillances

La fiabilité des composants électriques ou électroniques tels que les câbles peut être estimée en utilisant les bases de données de guides connus tels que le manuel militaire MIL-HDBK-217 ou le guide FIDES. La probabilité de défaillance du câble est estimée à partir d'une loi exponentielle d'après le guide FIDES. Ainsi, la probabilité de franchissement de la transition T_{200} est déterminée par une loi exponentielle de paramètre $\lambda_{\text{câble défaillance}}$. Lorsque cette transition T_{200} est franchie, le câble est défaillant et la dégradation $\mathcal{D}_{\text{défaillance câble}}(t)$ devient égale à 1.

Dégradation

Les câbles se dégradent au cours du temps à cause de la corrosion des connectiques. La transition T_{201} permet de prendre en compte cette dégradation de puissance du câble au cours du temps.

Le paramètre de dégradation des câbles uniquement due à la corrosion est proportionnel au taux d'usure [Baus11] :

$$\mathcal{D}_{\text{dégradation câble}}(t) = C \cdot t^n \tag{V.14}$$

où C est le taux effectif de corrosion et n est un paramètre qui dépend du matériel et des propriétés environnementales. On considère, par ici, dans le cas des câbles photovoltaïques, que le paramètre n est constant et égal à 1, ce qui correspond à une hypothèse de dégradation linéaire dans le temps.

Dans notre étude, un câble est considéré défaillant lorsque le paramètre décrivant sa dégradation $\mathcal{D}_{\text{dégradation câble}}(t)$ est supérieur à 80%. Dans le réseau de Petri de la Figure V.4, le jeton de la place P_{200} franchira alors la transition T_{201} pour se retrouver dans la place P_{201} correspondant à l'état de défaillance du câble.

Réparation

La probabilité de franchissement de la transition T_{202} de la Figure V.4 correspond à la probabilité de réparation d'un câble. Cette probabilité est déterminée par une loi exponentielle de paramètre $\mu_{\text{câble}}$ ($\mu_{\text{câble DC}}$ pour le câble DC et $\mu_{\text{câble AC}}$ pour le câble AC). Lorsque cette transition T_{202} est franchie, les paramètres de dégradation $\mathcal{D}_{\text{câble défaillance}}(t)$ et $\mathcal{D}_{\text{câble corrosion}}(t)$ redeviennent égaux à 0. Si le jeton de la Figure V.1 était situé dans la place P_7 (ou P_9), il franchit la transition T_9 (ou T_{13}) pour revenir dans la place P_3 (ou P_5) qui correspond à l'état de fonctionnement du câble.

V.2.2.3 Onduleur

L'onduleur est un composant coûteux et complexe dans un système photovoltaïque. Il s'avère que la majorité des défaillances d'un système photovoltaïque proviennent de ces composants [Mais97]. Les défaillances sur les onduleurs sont majoritairement dues à des problèmes de conception, des défauts de fabrication et des mauvaises pratiques de gestion [Real03]. Nous allons détailler le chemin $[T_{10}, T_{11}]$ de la Figure V.1. Le réseau de Petri d'un onduleur photovoltaïque est présenté sur la Figure V.5. Les places P_{300} et P_{301} de la Figure V.5 correspondent aux places P_4 et P_8 de la Figure V.1 ;

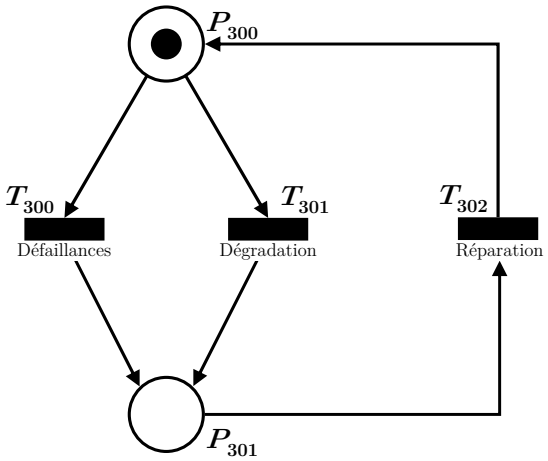


FIGURE V.5 – Réseau de Petri d'un onduleur photovoltaïque

Le paramètre de dégradation d'un onduleur est déterminée par :

$$\mathcal{D}_{\text{onduleur}}(t) = 1 - (1 - \mathcal{D}_{\text{défaillance onduleur}}(t)) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{dégradation onduleur}}(t)) \qquad \text{(V.15)}$$

Défaillances

Le temps moyen avant défaillance (MTTF) des onduleurs photovoltaïques est très faible (8 à 12 ans [Real03]). Etant donné que ce sont des composants électroniques, il est possible d'utiliser, au même titre que pour les câbles, le guide FIDES ou le manuel MIL-HDBK-217 pour estimer la probabilité de défaillance d'un onduleur. D'après FIDES, celle-ci est estimée à partir d'une loi exponentielle. Ainsi, la probabilité de franchissement de la transition T_{300} de la Figure V.5 est déterminée par une loi exponentielle de paramètre $\lambda_{\text{onduleur défaillance}}$. Lorsque cette transition T_{300} est franchie, le paramètre décrivant la dégradation $\mathcal{D}_{\text{défaillance onduleur}}(t)$ devient égale à 1.

Dégradation

Un onduleur photovoltaïque ne se dégrade pas au cours du temps donc $\mathcal{D}_{\text{dégradation onduleur}}(t)$ est constant et égal à 1. La transition T_{301} n'est donc jamais franchie.

Réparation

La probabilité de franchissement de la transition T_{302} de la Figure V.5 correspond à la probabilité de réparation d'un onduleur photovoltaïque. Elle est déterminée par une loi exponentielle de paramètre μ_{onduleur}. Lorsque le jeton situé dans la place P_{301} franchit cette transition T_{302} pour se retrouver dans la place P_{300}, la dégradation $\mathcal{D}_{\text{onduleur}}(t)$ redevient égale à 0.

Si l'onduleur à un mode de défaillance propre, celui-ci pourra ne pas remplir ses fonctions si une puissance d'entrée seuil (lié à la gamme de l'onduleur) n'est pas atteinte. Nous devrons donc considérer un mode « parallèle » de dysfonctionnement lié à la perte de puissance induite par les dégradations du champ photovoltaïque et des câbles DC. La puissance en entrée de l'onduleur peut être déterminée par :

$$P_{\text{entrée onduleur}}(t) = n \cdot m \cdot P_{\text{module PV}}(0) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{champ PV}}(t)) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{câble DC}}(t)) \cdot \eta_{\text{câble DC}} \tag{V.16}$$

où n est le nombre de séries de m modules, $P_{\text{module PV}}(0)$ est la puissance maximale des modules photovoltaïques lors de l'installation du système photovoltaïque et $\eta_{\text{câble DC}}$ est le rendement du câble DC (qui dépend du dimensionnement du câble DC et de la valeur de la chute de tension qui doit être inférieure à 3% d'après le guide UTE C15-712-1 « Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution »).

L'onduleur est capable de transformer l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative lorsque la puissance $P_{\text{entrée onduleur}}$ est supérieure à la valeur inférieure de la gamme de puissance à l'entrée de l'onduleur.

V.2.3 Dysfonctionnement du système photovoltaïque

Le paramètre de dégradation du système photovoltaïque est déterminé par :

$$\mathcal{D}_{\text{système PV}}(t) = 1 - \prod_{j} (1 - \mathcal{D}_j(t)) \tag{V.17}$$

où j sont les différents composants du système : champ photovoltaïque, câbles DC, onduleur et câble AC.

Pour le système, il existe deux états :

– le système est en état de fonctionnement : la dégradation $\mathcal{D}_{\text{système PV}}(t)$ est inférieure à 1 et la puissance à l'entrée de l'onduleur $P_{\text{entrée onduleur}}(t)$ est supérieure à la valeur seuil de la gamme de puissance. Dans ce cas, la puissance du système photovoltaïque est déterminée par :

$$P_{\text{système PV}}(t) = n \cdot m \cdot P_{\text{module PV}}(0) \cdot (1 - \mathcal{D}_{\text{système PV}}(t)) \cdot \eta_{\text{câble DC}} \cdot \eta_{\text{onduleur}} \cdot \eta_{\text{câble AC}} \tag{V.18}$$

où $P_{\text{entrée onduleur}}(t)$ est obtenue grâce à la relation (V.16), η_{onduleur} est le rendement de l'onduleur déterminé par la relation (III.3), et $\eta_{\text{câble AC}}$ est le rendement du câble AC (qui dépend du dimensionnement du câble AC et de la valeur de la chute de tension qui doit être inférieure à 3% d'après le guide UTE C15-712-1).

– le système est en état de dysfonctionnement : une des places correspondant aux états de dysfonctionnement des composants (P_6, P_7, P_8 ou P_9 de la Figure V.1) est occupée par un jeton ou la puissance à l'entrée de l'onduleur $P_{\text{entrée onduleur}}(t)$ est inférieure à la valeur seuil de la gamme de puissance. Dans ce cas, une opération de maintenance est lancée. Elle consiste à changer l'ensemble des composants défaillants. Si aucun composant n'est défaillant, le câble DC est changé (le jeton de la place P_{200} franchit la transition T_{201} pour se positionner dans la place P_{201}) afin de diminuer, après réparation, la dégradation totale du système. Dans ce cas, la puissance du système photovoltaïque $P_{\text{système PV}}(t)$ est nulle.

V.3 Simulations

V.3.1 Outil de simulation

Afin de réaliser la simulation d'un système photovoltaïque, nous avons implémenté l'ensemble des formulations présentées dans la section V.2 dans le logiciel MOCA-RP©. Ce logiciel est intégré dans l'espace de travail GRIF commercialisé par l'entreprise TOTAL. Ce logiciel permet de modéliser les réseaux de Petri pour l'estimation de la durée de vie, de la disponibilité, de la productivité et de la fiabilité d'un système. Les différents réseaux de Petri réalisés, à l'aide de MOCA-RP©, pour estimer la durée de vie et la disponibilité d'un système photovoltaïque, sont présentés en Annexe D.

V.3.2 Données de simulation

Pour la simulation, plusieurs configurations de champ de modules photovoltaïques (en utilisant 18 modules photovoltaïques au total) sont étudiées. Dans toutes les configurations, le système photovoltaïque a la même puissance au départ mais celle-ci évolue différemment selon les cas. Les trois configurations simulées sont :

- Cas 1 : 1 série de 18 modules ($m = 18$ et $n = 1$)
- Cas 2 : 2 séries de 9 modules ($m = 9$ et $n = 2$)
- Cas 3 : 3 séries de 6 modules ($m = 6$ et $n = 3$)

Nous considérons que chaque module est composé de 96 cellules et a une puissance $P_{\text{module PV}}\,(t = 0)$ de 175 Wc. La valeur minimale de la gamme d'entrée de l'onduleur est de 1000 W.

Les différents paramètres des lois de distribution et de dégradation évoqués dans la section V.2, utilisés pour l'évaluation de la disponibilité et de la durabilité des systèmes photovoltaïques, sont présentés dans le Tableau V.1. Les taux de défaillance pour les câbles sont déterminés en utilisant le guide FIDES. Le taux de défaillance de l'onduleur photovoltaïque est déterminé en supposant que sa durée de vie est de 12 ans [Real03].

Composant	**Mode de défaillance**	**Paramètres**
Module	Point chaud	$\lambda = 7,13 \cdot 10^{-7}$ h^{-1}
	Déf. diode bypass	$\lambda = 5,85 \cdot 10^{-7}$ h^{-1}
	Déf. boîte de jonction	$\lambda = 7,87 \cdot 10^{-7}$ h^{-1}
	Délamination	$\lambda = 5,44 \cdot 10^{-7}$ h^{-1}
	Casse du vitrage	$\lambda = 5,71 \cdot 10^{-7}$ h^{-1}
	Casse d'une cellule	$\lambda = 7,13 \cdot 10^{-6}$ h^{-1}
	Déf. d'une soudure de ruban	$\lambda = 4,84 \cdot 10^{-6}$ h^{-1}
	Casse d'une interconnexion	$\lambda = 4,68 \cdot 10^{-6}$ h^{-1}
	Corrosion	$a = 3.08$ et $b = 1,61 \cdot 10^{-21}$
	Décoloration	$a = 3.08$ et $b = 1,36 \cdot 10^{-20}$
Câble DC	Défaillances FIDES	$\lambda = 4,83 \cdot 10^{-8}$ h^{-1}
	Corrosion	$n = 1$ et $C = 1,68 \cdot 10^{-7}$
Onduleur	Défaillances	$\lambda = 9,51 \cdot 10^{-6}$ h^{-1}
Câble AC	Défaillances FIDES	$\lambda = 1,30 \cdot 10^{-8}$ h^{-1}
	Corrosion	$n = 1$ et $C = 8,82 \cdot 10^{-8}$

Tableau V.1 – Données d'entrée pour l'étude par les réseaux de Petri

Les rendements des différents composants du système photovoltaïque sont : $\eta_{\text{onduleur}} = 0,94$ [Ondub], $\eta_{\text{câble DC}} = 0,97$ et $\eta_{\text{câble AC}} = 0,97$ (selon le guide UTE 15-712-1).

Enfin, les taux de réparation des différents composants sont présentés dans le Tableau V.2. La maintenance est entreprise sur un composant uniquement lorsque le système est défaillant et qu'un réparateur est disponible.

Composant	**Taux de réparation**
Module	$\mu = 8,33 \cdot 10^{-3}$ h^{-1}
Câble DC	$\mu = 5,21 \cdot 10^{-3}$ h^{-1}
Onduleur	$\mu = 2,78 \cdot 10^{-3}$ h^{-1}
Câble AC	$\mu = 4,17 \cdot 10^{-3}$ h^{-1}

Tableau V.2 – Données de réparation pour l'étude par les réseaux de Petri

Comme cela est mentionné par Maish [Mais99], la principale métrique commune aux différents aspects de la fiabilité est le coût. Nous considérons que la durabilité d'un système photovoltaïque est obtenue lorsque les coûts engagés sur le système photovoltaïque sont supérieurs aux gains récupérés par le rachat de l'électricité. Le coût de maintenance du système pour chacune des configurations peut être estimé en utilisant les coûts de maintenance des différents composants comme cela est présenté dans le Tableau V.3.

Composant	**Coût de maintenance**
Module	2 €/Wc
Câble DC	0,075 €/Wc
Onduleur	0,50 €/Wc
Câble AC	0,075 €/Wc
Main d'œuvre	0,10 €/Wc
Système PV installé	5 €/Wc

Tableau V.3 – Prix des équipements et coût de maintenance en 2010 d'une installation photovoltaïque

Pour l'installation photovoltaïque étudiée, nous considérons que le tarif de rachat de l'électricité est de 0,46 €/kWh et que sur une année de fonctionnement sans défaillance ni dégradation, un système photovoltaïque intégré au bâti devrait produire 1057 kWh.kWc^{-2} (moyenne sur la France en utilisant la méthodologie de la section IV.3.4.4). Le gain annuel est, dans ce cas, de $1057 \times 0,46 = 486$ €/kWc pendant les 20 années de rachat de l'électricité par EDF.

V.3.3 Résultats de simulations

Les simulations conduites ont pour objectif d'étudier la performance d'un système photovoltaïque sur une période de 50 ans (c'est-à-dire 438000 heures qui est une période supérieure à la durée d'installation des systèmes photovoltaïques) à l'aide du logiciel MOCA-RP©. Nous estimons ainsi la disponibilité du système ainsi que sa disponibilité asymptotique, son MTTF, son MTBF et sa durabilité. Toutes ces données de fiabilité

peuvent être données en fonction de la configuration du champ photovoltaïque et du nombre de réparateurs. Enfin une étude de sensibilité du modèle est effectuée. Chaque simulation est répétée 100 fois afin d'obtenir une estimation robuste de ces paramètres. Un intervalle de confiance est également déterminé.

Un exemple d'évolution de la puissance d'un module et d'un système photovoltaïque dans la configuration 3 (trois séries de 6 modules) pendant 50 ans est présenté sur la Figure V.6. Celle-ci montre les effets de la dégradation et des défaillances d'un module et du système photovoltaïque.

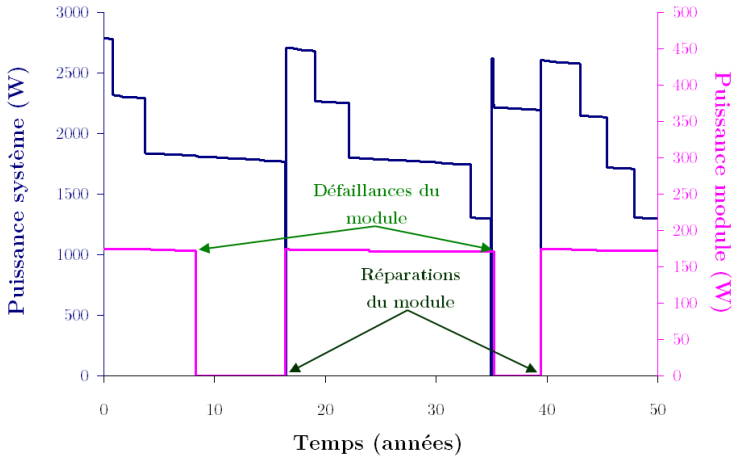


FIGURE V.6 – Puissance d'un module et du système photovoltaïque

Pendant les 50 années d'opération, nous observons que le module est réparé deux fois. Les deux défaillances sont dues à des modes de défaillances (et non pas des dégradations car la puissance du module n'atteint pas 80% de la puissance initiale). Les temps de réparation après les défaillances du module sont assez longs car le système continue à produire de l'électricité grâce aux autres modules et il n'est pas considéré comme défaillant. Dans ce cas, la maintenance n'est pas réalisée juste après la défaillance d'un module mais lorsque le système complet est défaillant.

Pour estimer la durabilité, nous avons besoin de déterminer le coût de l'installation (déterminé par le coût d'acquisition du système photovoltaïque et les coûts de maintenance) et le gain (déterminé par les revenus de la revente de l'électricité). Nous utilisons les valeurs du Tableau V.3. Un exemple d'évolution du coût et du gain est représenté sur la Figure V.7. La durabilité est déterminée comme étant l'instant où le coût de l'installation dépasse le gain dû aux revenus. Dans cet exemple, la durabilité du système photovoltaïque est de 39,5 ans et le temps de retour sur investissement est de 18,2 ans.

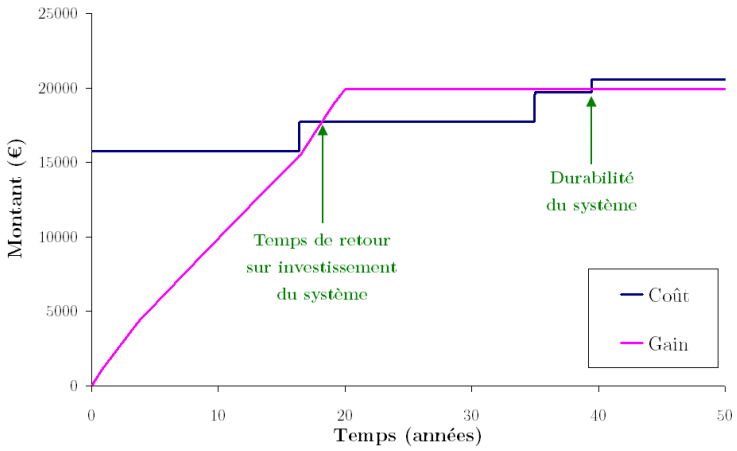


FIGURE V.7 – Coût et gain d'un système photovoltaïque

Influence de la configuration

Dans un premier temps, nous allons étudier l'influence des différents types de configuration sur la performance du système photovoltaïque. Nous étudions les trois configurations présentées précédemment :

- Configuration 1 : 1 série de 18 modules ($m = 18$ et $n = 1$)
- Configuration 2 : 2 séries de 9 modules ($m = 9$ et $n = 2$)
- Configuration 3 : 3 séries de 6 modules ($m = 6$ et $n = 3$)

La disponibilité du système photovoltaïque en fonction du temps est présentée sur la Figure V.8 pour les différentes configurations. Cette figure nous montre que les différentes configurations ont très peu d'impact sur la disponibilité du système photovoltaïque.

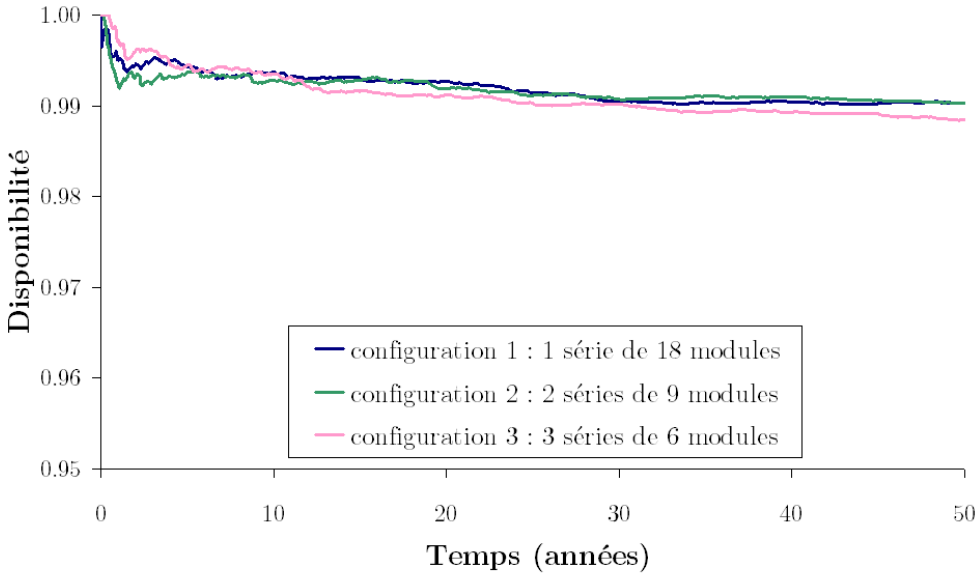


FIGURE V.8 – Disponibilité d'un système photovoltaïque en fonction de la configuration

Le temps jusqu'à la première défaillance ($MTTF$), le temps entre défaillances ($MTBF$), la disponibilité asymptotique ($A(\infty)$) et la durabilité du système photovoltaïque sont aussi obtenus. Les valeurs sont présentées dans le Tableau V.4 pour chacune des trois configurations. Les incertitudes associées ont été déterminées en considérant un intervalle de confiance de 90%.

Configuration	***MTTF***	***MTBF***	$\boldsymbol{A(\infty)}$	**Durabilité**
$1: n = 1$ et $m = 18$	97630 ± 13671 h $11,14 \pm 1,56$ ans	100296 ± 4183 h $11,45 \pm 0,48$ ans	$99,000 \pm 0,036$ %	462230 ± 25777 h $52,77 \pm 2,94$ ans
$2: n = 2$ et $m = 9$	91603 ± 11770 h $10,46 \pm 1,34$ ans	97484 ± 4155 h $11,13 \pm 0,47$ ans	$98,963 \pm 0,038$ %	354780 ± 26427 h $40,50 \pm 3,02$ ans
$3: n = 3$ et $m = 6$	83420 ± 11580 h $9,52 \pm 1,32$ ans	82348 ± 2801 h $9,40 \pm 0,32$ ans	$98,916 \pm 0,038$ %	297960 ± 26011 h $34,01 \pm 2,97$ ans

Tableau V.4 – Performance d'un système photovoltaïque en fonction de la configuration

La configuration des modules photovoltaïques a un faible impact sur la performance ($MTTF$, $MTBF$ et disponibilité) du système photovoltaïque même si la configuration 1 a, en général, une meilleure performance que les autres configurations. Le système série (configuration 1) présente aussi la meilleure durabilité parmi les différentes configurations étudiées. La différence de durabilité entre les configurations 1 et 3 est de plus de 18 ans. L'analyse montre que la configuration 3 produit un courant plus élevé (en moyenne) que la configuration 1, ce qui affecte directement le choix de la section du câble et le type d'onduleur. Dans notre étude, nous nous intéressons uniquement à la puissance mais le courant et la tension en entrée de l'onduleur sont importants pour dimensionner le champ photovoltaïque (nombre de séries et nombre de modules par séries). Ainsi, pour la configuration 1 (en série), le choix de l'onduleur ne serait pas le même que pour les configurations en série-parallèle car le courant et la tension en sortie du champ photovoltaïque sont très différentes. Dans notre analyse, nous utilisons toujours un onduleur de même gamme de puissance sans prendre en compte les gammes de courant et de tension qui peuvent, elles-mêmes, engendrer un arrêt de la transformation de l'électricité en énergie alternative par l'onduleur. Une analyse technique plus approfondie de la courbe courant-tension en entrée de l'onduleur est donc nécessaire.

Influence du nombre de réparateurs

Dans un deuxième temps, la défaillance d'un système photovoltaïque de grande puissance (centrale photovoltaïque), une défaillance de ce système engendre une perte de production importante. Cette perte peut être réduite en réduisant le temps de réparation en augmentant le nombre de réparateurs. Il est donc intéressant d'étudier l'influence du nombre de réparateurs sur la performance du système photovoltaïque afin d'optimiser la

maintenance et diminuer le temps de réparation. Dans notre étude, nous considérons que le système photovoltaïque est composé de 3 séries de 6 modules photovoltaïques et la performance du système photovoltaïque est étudiée en fonction du nombre de réparateurs (1, 2 et 3 réparateurs).

La disponibilité du système photovoltaïque en fonction du temps est présentée sur la Figure V.9 pour les différents cas.

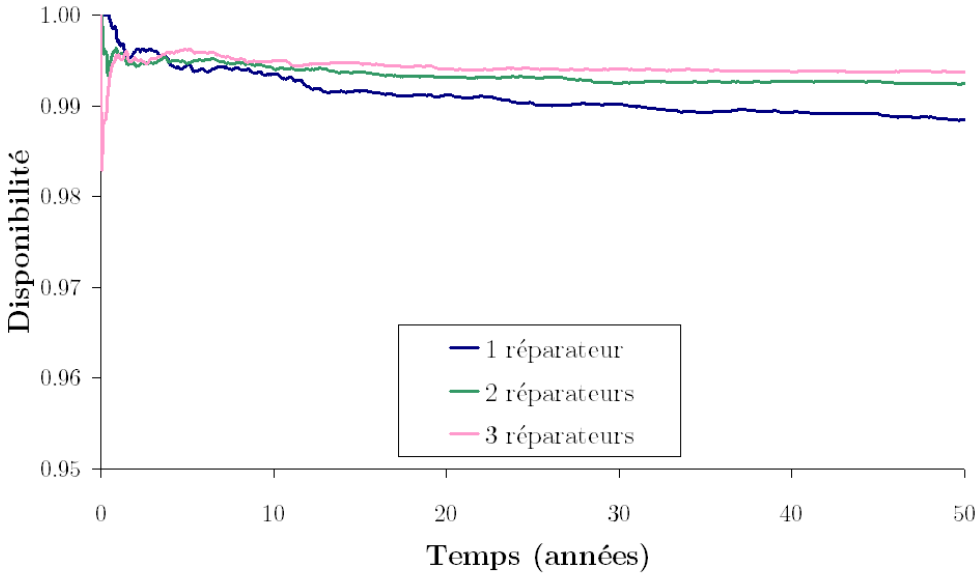


FIGURE V.9 – Disponibilité d'un système photovoltaïque en fonction du nombre de réparateurs

Le temps jusqu'à la première défaillance ($MTTF$), le temps entre défaillances ($MTBF$), la disponibilité asymptotique ($A(\infty)$) et la durabilité du système photovoltaïque sont déterminés. Le Tableau V.5 présente les résultats suivant le nombre de réparateurs. Les incertitudes associées ont été déterminées en considérant un intervalle de confiance de 90%.

La disponibilité asymptotique d'un système photovoltaïque est élevée, supérieure à 98,9%, ce qui correspond à une durée de non fonctionnement de quatre jours par an pour les différents cas étudiés. Une grande disparité de la disponibilité est toutefois observée avec un écart de 0,37% entre les cas avec un réparateur et deux réparateurs. L'ajout d'un troisième réparateur ne fait que très peu améliorer la disponibilité du système. Pour les autres paramètres de performance ($MTTF$, $MTBF$) ainsi que la durabilité (cf. Tableau V.5), les données sont sensiblement identiques suivant le nombre de réparateurs. Pour conclure, le fait d'avoir deux réparateurs permet d'améliorer sensiblement la disponibilité

Nombre de réparateurs	***MTTF***	***MTBF***	$A(\infty)$	**Durabilité**
1	83420 ± 11580 h $9,52 \pm 1,32$ ans	82348 ± 2801 h $9,40 \pm 0,32$ ans	$98,916 \pm 0,038$ %	297960 ± 26011 h $34,01 \pm 2,97$ ans
2	86212 ± 11770 h $9,84 \pm 1,34$ ans	83733 ± 2891 h $9,56 \pm 0,33$ ans	$99,283 \pm 0,026$ %	301010 ± 28075 h $34,36 \pm 3,20$ ans
3	89117 ± 10709 h $10,17 \pm 1,22$ ans	82868 ± 3023 h $9,46 \pm 0,35$ ans	$99,346 \pm 0,030$ %	284729 ± 24973 h $32,50 \pm 2,85$ ans

Tableau V.5 – Performance d'un système photovoltaïque en fonction du nombre de réparateurs

du module sans pour autant améliorer la durabilité. Aussi, un nombre plus important de réparateurs est inutile dans le cas de la simulation réalisée.

V.4 Etude de sensibilité du réseau de Petri

Pour étudier la sensibilité de la simulation par réseau de Petri de la performance d'un système photovoltaïque, nous utilisons la même méthodologie que celle utilisée pour l'outil PVMODREL dans la section IV.6. Dans le cas du réseau de Petri, la réponse Ψ représente la disponibilité asymptotique ou le MTBF du système photovoltaïque.

L'étude de sensibilité permet d'observer le comportement de la disponibilité asymptotique et du MTBF du système photovoltaïque en fonction des données d'entrées du réseau de Petri. L'étude de sensibilité permet d'identifier ainsi les paramètres critiques du réseau de Petri.

Les valeurs moyennes que nous prenons en compte dans l'étude de sensibilité sont celles présentées dans la section V.3.2.

Dans cette étude, nous étudions la sensibilité des paramètres utilisés lors de la simulation par le réseau de Petri dans le logiciel MOCA-RP©. Pour cela, nous faisons varier les différents paramètres en utilisant un décentrage de +10% par rapport à la valeur du Tableau V.1. Pour chaque paramètre, la simulation est reproduite 100 fois.

La contribution $sens\,(X_i)$ de chaque variable aléatoire X_i sur la disponibilité asymptotique et sur le $MTBF$ est présentée dans le Tableau V.6.

L'étude de sensibilité sur le réseau de Petri que nous avons réalisée nous indique qu'il faut avoir une bonne estimation des taux des différents modes de défaillance du module photovoltaïque ainsi que du taux de défaillance de l'onduleur. De plus, la durée de vie moyenne ($MTBF$) est très sensible au taux de réparation de l'onduleur et il est donc important de connaître la durée moyenne de réparation de l'onduleur sur une installation.

Variable	**Sensibilité** ($\boldsymbol{A}(\infty)$)	**Sensibilité** ($\boldsymbol{MTBF}$))
$\lambda_{\text{module_point chaud}}$	0,02 %	4,41 %
$\lambda_{\text{module_déf. diode bypass}}$	0,05 %	1,31 %
$\lambda_{\text{module_déf. boîte jonction}}$	0,05 %	10,87 %
$\lambda_{\text{module_délamination}}$	0,06 %	0,03 %
$\lambda_{\text{module_casse vitrage}}$	0,04 %	4,03 %
$\lambda_{\text{module_casse cellule}}$	0,02 %	9,71 %
$\lambda_{\text{module_déf. soudure ruban}}$	0,01 %	6,76 %
$\lambda_{\text{module_casse interconnexion}}$	0,07 %	10,23 %
$a_{\text{module_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
$b_{\text{module_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
$a_{\text{module_décoloration}}$	0,00 %	0,00 %
$b_{\text{module_décoloration}}$	0,00 %	0,00 %
$\lambda_{\text{câble DC_défaillance}}$	0,00 %	3,86 %
$n_{\text{câble DC_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
$C_{\text{câble DC_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
$\lambda_{\text{onduleur_défaillance}}$	0,04 %	10,63 %
$\lambda_{\text{câble AC_défaillance}}$	0,00 %	0,00 %
$n_{\text{câble AC_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
$C_{\text{câble AC_corrosion}}$	0,00 %	0,00 %
μ_{module}	0,02 %	0,19 %
$\mu_{\text{câble DC}}$	0,02 %	0,07 %
μ_{onduleur}	0,00 %	11,36 %
$\mu_{\text{câble AC}}$	0,00 %	0,00 %

Tableau V.6 – Sensibilité des variances du réseau de Petri

Les variations sont toutefois assez faibles sur le résultat final. En effet, le facteur le plus sensible est le taux de réparation de l'onduleur μ_{onduleur} qui a une sensibilité de 11,36%. Cela signifie que si la détermination de μ_{onduleur} a une variation de 10%, la réponse sur la durée de vie du système aura une variation de 11,36%.

V.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthodologie que nous avons développée afin de déterminer la fiabilité, la disponibilité et la durabilité des systèmes photovoltaïques. Cette méthode est basée sur l'utilisation des réseaux de Petri stochastiques.

La simulation du fonctionnement et du dysfonctionnement d'un système photovoltaïque est suffisamment complète pour estimer la fiabilité et la durabilité du système. L'avantage de la simulation du système photovoltaïque porte sur la prise en compte des modes de défaillances et de la dégradation des composants.

Les simulations n'ont pas pu toutefois être comparées avec le fonctionnement et le dysfonctionnement réels d'un système photovoltaïque. Un retour d'expériences complet est donc nécessaire pour valider la simulation réalisée.

Conclusion générale

Le travail de thèse traite principalement de l'étude théorique de la fiabilité et la durabilité d'un système photovoltaïque. Un protocole d'essais accélérés, pour estimer la fiabilité des modules photovoltaïques, est également proposé. La recherche s'articule autour de plusieurs axes principaux :

- analyses fonctionnelle et dysfonctionnelle du système photovoltaïque avec pour objectif principal l'identification des modes de défaillance et de dégradation,
- étude de la fiabilité à l'échelle du module photovoltaïque sous conditions nominales réelles,
- étude de la fiabilité et de la disponibilité à l'échelle du système photovoltaïque,
- préconisations pour les différentes études de fiabilité.

Dans un premier temps, les analyses fonctionnelle et dysfonctionnelle du système photovoltaïque ont été réalisées. L'analyse dysfonctionnelle nous a permis de mettre en avant les modes de défaillance (casse, etc.) et de dégradation (corrosion, etc.) des différents composants du système. Deux modes prédominants ressortent pour le module photovoltaïque : la corrosion et la décoloration de l'encapsulant ; nous avons concentré notre recherche sur ces deux modes. La littérature est pauvre quant aux études de la fiabilité des modules photovoltaïques. Mais, deux verrous scientifiques sont toutefois identifiables :

- impossibilité d'obtenir des distributions de durées de vie et d'estimer les fiabilités à partir des différentes études,
- absence d'étude de fiabilité des modules sous les conditions nominales réelles stochastiques.

Dans un deuxième temps, nous avons donc développé une méthodologie permettant d'estimer la fiabilité à partir d'essais accélérés : essais de chaleur humide (pour reproduire la corrosion du module) et essais à l'exposition UV (pour reproduire la décoloration de l'encapsulant). Cette méthodologie propose de :

- réaliser des essais de dégradation accélérée en laboratoire afin d'estimer les paramètres de la loi de dégradation dans les conditions sévérisées. Pour cela, la seule

référence étant l'étude de Pan [Pan11], nous avons utilisé la loi de dégradation qu'il a préconisée pour réaliser le plan d'essais de dégradation accéléré.

- simuler de nombreuses dégradations grâce au processus de Wiener afin de déterminer la distribution de durée de vie et ses paramètres pour chaque condition sévérisée. Dans nos travaux, la distribution de Weibull a été déterminée ainsi que ses paramètres grâce au processus de Wiener sur la base de l'essai de chaleur humide réalisé par Wohlgemuth [Wohl05].
- déterminer les paramètres du modèle d'accélération. Pour la corrosion, nous utilisons le modèle de Peck (humidité et température) tandis que pour la décoloration de l'encapsulant, nous utilisons le modèle d'Arrhenius (température et exposition UV).
- simuler les conditions environnementales et estimer la fiabilité à l'aide de l'outil PV-MODREL développé durant la thèse. Cet outil permet tout d'abord de simuler les conditions atmosphériques. Les lois intégrées dans cet outil ont été définies à partir de mesures de données météorologiques réelles. Ensuite, la fiabilité est construite à partir de ces conditions environnementales stochastiques et des paramètres du modèle d'accélération. L'utilisation de cet outil permet d'avoir une meilleure estimation de la fiabilité que dans le cas où nous considérons des conditions environnementales constantes.

Dans un troisième temps, l'étude de la fiabilité se place à l'échelle du système photovoltaïque. Les systèmes étant installés pour une durée minimum de 20 ans, il n'existe actuellement aucune étude précise permettant d'estimer la durée de vie d'un tel système. Face à ce manque et au besoin de s'assurer du maintien en conditions opérationnelles d'un tel système, nous avons proposé une méthodologie qui permet d'estimer la fiabilité et la durabilité d'un système photovoltaïque basée sur la simulation du fonctionnement et du dysfonctionnement du système par les réseaux de Petri. L'analyse dysfonctionnelle que nous avons réalisée en première partie du travail de thèse nous a permis de mettre en évidence les différents modes de défaillance et de dégradation des différents composants du système. Ces modes de défaillance sont intégrés dans le réseau de Petri stochastique classique. Nous proposons, et c'est là que se situe l'originalité, d'intégrer l'effet de la dégradation sur les différents composants du système photovoltaïque. Notre recherche a été réalisée à l'aide de plusieurs réseaux de Petri stochastiques imbriqués sur plusieurs niveaux afin de se situer, pour chaque composant, aux échelles pour lesquelles les modes de défaillance pouvaient être saisis et leurs fiabilités peuvent être formulées. A une échelle plus globale, notre méthodologie prend en compte le fait qu'un onduleur ne transforme l'énergie continue en énergie alternative qu'à partir d'un certain seuil de puissance. Le réseau de Petri mis en œuvre permet donc d'avoir une estimation de la fiabilité et de la disponibilité

d'un système photovoltaïque en prenant en compte l'ensemble des particularités des différents composants du système. La simulation de la dégradation des différents composants permet d'estimer l'évolution de la puissance du système photovoltaïque en fonction du temps. En prenant en compte en plus les coûts d'installation et de maintenance, il est aussi donc possible de déterminer la durabilité du système photovoltaïque.

Dans un quatrième temps, nous avons réalisé des études de sensibilité qui nous ont permis de définir des préconisations à prendre en compte pour l'utilisation des deux méthodologies proposées. Pour la méthode de l'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque, la justesse de la réalisation des essais de dégradation accélérée est importante car la méthodologie des essais ALT et l'outil PVMODREL que nous avons développé sont très sensibles aux variations des paramètres de la loi d'accélération. Pour la méthode de l'estimation de la fiabilité d'un système photovoltaïque, nous recommandons d'avoir une bonne estimation des taux de défaillance des différents modes du module photovoltaïque ainsi que du taux de défaillance de l'onduleur car la méthode utilisant les réseaux de Petri est sensible à ces valeurs.

En termes de perspectives, une étude bibliographique approfondie sur les phénomènes de dégradation des différents composants majeurs permettrait la prise en compte de modèles appropriés dans l'estimation de la fiabilité d'un module photovoltaïque. Cette étude servirait à améliorer les prédictions concernant l'évolution de la fiabilité en fonction du temps d'un module photovoltaïque, en tenant compte des effets de vieillissement (délamination, corrosion, déformation).

Pendant la thèse, nous n'avons pas pu réaliser d'essais accélérés expérimentaux, ni pu récupérer de données exploitables de retour d'expériences. Ainsi, pour les deux méthodologies réalisées, nous n'avons pas pu comparer nos résultats avec des données réelles. Une étude du retour d'expérience devrait donc être réalisée afin de valider les méthodologies présentées.

Nous nous sommes concentrés uniquement sur deux modes de défaillance : la corrosion et la décoloration de l'encapsulant. Les autres modes de défaillances (points chauds, défaillance de la boite de jonction, vitrage cassée, défaillance de la diode bypass, délamination, casses de cellules, défaillance des soudures des rubans, casses d'interconnexions) devraient être étudiés afin de déterminer la fiabilité totale d'un module photovoltaïque et du système photovoltaïque. Pour cela, il serait possible de réaliser des essais accélérés sur ces modes non étudiés pendant cette thèse ou analyser le retour d'expérience sur des modules photovoltaïques.

Dans la méthode des essais accélérés, la précision de l'estimation de la fiabilité sous les conditions nominales à partir de celles estimées aux niveaux sévérisés dépend du nombre d'essais par niveau, du nombre de niveaux, de l'état censuré ou non des résultats d'essais. Optimiser le plan d'essais accélérés consiste donc notamment à ajuster le nombre de niveaux, l'écart entre ces niveaux de sévérisation et les nombres d'essais par niveau avec un objectif de minimisation de la variance de la distribution des temps correspondant au niveau nominal souhaité. Les perspectives seraient d'explorer cet espace (nombre de niveaux, écart, nombre d'essais) optimal constituant un compromis entre précision des estimations et coûts des essais.

De plus, le taux de défaillance de l'onduleur doit être déterminé afin d'avoir une meilleure estimation de la fiabilité, de la disponibilité et de la durabilité du système photovoltaïque. Pour cela, une étude avec le guide FIDES devrait donc être réalisée pour déterminer ce taux de défaillance.

En cas de perte de production trop importante du système photovoltaïque par rapport à la production prévue par un installateur, il est important de connaître les responsabilités du fabricant de composants (défaillances intrinsèques au composant) ou de l'installateur (mauvais branchement, mauvais calcul, mauvaise orientation, etc.). En cas de diagnostic du système, il est important, dans une perspective, de connaître la part de la perte de rendement des différents composants due aux modes de défaillance et de dégradation. Par exemple, il serait intéressant de déterminer la perte de puissance d'un module photovoltaïque en fonction de l'indice de jaunissement de l'encapsulant. Ceci doit être réalisé pour l'ensemble des modes de dégradation des différents composants du système.

Bibliographie

[Adel05] J. Adelstein et B. Sekulic. "Performance and reliability of a 1-kW amorphous silicon photovoltaic roofing system". *Proc. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1627–1630, 2005.

[Andr07] H. Andrei, V. Dogaru-Ulieru, G. Chicco, C. Cepisca et F. Spertino. "Photovoltaic applications". *Journal of Materials Processing Technology*, Vol. 181, No. 1-3, pp. 267–273, 2007.

[Bagd95] V. Bagdonavicius et M. Nikulin. "On accelerated testing of systems". *European Journal of Diagnosis and Safety in Automation*, Vol. 5, pp. 307–316, 1995.

[Baus11] J. Baussaron. *Mise au point de modules prédictifs de fiabilité dans un contexte de dégradation associé à des profils de mission.* PhD thesis, Université d'Angers, 2011.

[Berm97] D. Berman et D. Faiman. "EVA browning and the time-dependence of I-V curve parameters on PV modules with and without mirror-enhancement in a desert environment". *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 45, No. 4, pp. 401–412, 1997.

[Bulu09] H. Bulut, O. Büyükalaca et A. Yilmaz. "Generation of typical solar radiation year for mediterranean region of Turkey". *International Journal of Green Energy*, Vol. 6, No. 2, pp. 173–183, 2009.

[Carb05] A. Carbabaye et R. Laulheret. "Evaluation de la sûreté de fonctionnement des systèmes dynamiques par modélisation récursive". *Proc. QUALITA*, 2005.

[Care91] M. Carey et R. Koening. "Reliability assessment based on accelerated degradation : A case study". *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 40, No. 5, pp. 499–506, 1991.

[Chri95] H. Christofol. *Modélisation systémique du processus de conception de la coloration d'un produit.* PhD thesis, ENSAM Paris, 1995.

[Comp97] P. Compère. "Détermination des intervalles de confiance d'une loi de survie par la méthode du Bootstrap". *Revue de statistique appliquée*, Vol. 45, No. 2, pp. 21–37, 1997.

[Crk00] V. Crk. "Reliability assessment from degradation data". *Proc. Annual Reliability and Maintainability Symposium*, pp. 155–161, 2000.

[Crow01] D. Crowe et A. Feinberg. *Design for Reliability.* CRC Press : Boca Ratón, 2001.

[Cudd10] G. Cuddalorepatta, A. Dasgupta, S. Sealing, J. Moyer, T. Tolliver et J. Loman. "Durability of Pb-free solder between copper interconnect and silicon in photovoltaic cells". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 18, pp. 168–182, 2010.

[Dani95] O. Daniel. *Les réseaux de petri stochastiques pour l'évaluation des attributs de la sureté de fonctionnement des systèmes manufacturiers.* PhD thesis, LAG Grenoble, 1995.

[Davi92] R. David et H. Alla. *Du Grafcet aux réseaux de Petri.* Hermès, 1992.

[Demr09] A. Demri. *Contribution à l'évaluation de la fiabilité d'un système mécatronique par modélisation fonctionnelle et dysfonctionnelle.* PhD thesis, Université d'Angers, 2009.

[Desr05] P. Desroches. *Concepts et méthodes probabilistes de base de la sécurité.* Lavoisier, 2005.

[Dher01] N. Dhere et M. Pandit. "Study of delamination in acceleration tested PV modules". *Proc. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 572–575, Munich, Oct. 2001.

[Diaz07] P. Díaz, M. Egido et F. Nieuwenhout. "Dependability analysis of stand-alone photovoltaic systems". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 15, No. 3, pp. 245–264, 2007.

[Didi07] V. Didier et B. Gaiddon. *Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques - Fonctionnement, état de l'art et étude des performances.* Hespul, 2007.

[Donn03] G. Donnadieu, D. Durand, D. Neel, A. Nunez et L. Saint-Paul. *L'approche systémique : de quoi s'agit-il ?* 2003.

[Dunl06] E. D. Dunlop et D. Halton. "The performance of crystalline silicon photovoltaic solar modules after 22 years of continuous outdoor exposure". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 14, No. 1, pp. 53–64, 2006.

[Dutu97] Y. Dutuit, E. Châtelet, J.-P. Signoret et P. Thomas. “Dependability modelling and evaluation by using stochastic Petri nets : Application to two test cases”. *Reliability Engineering & System Safety*, Vol. 55, No. 2, pp. 117–124, 1997.

[Elsa04] E. Elsayed et H. Liao. “A geometric Brownian motion model for field degradation data”. *International Journal of Materials and Product Technology*, Vol. 20, pp. 51–72, 2004.

[Elsa96] E. Elsayed. *Reliability engineering.* Addison Wesley Logman, 1996.

[Gaid10] B. Gaiddon. “Installations photovoltaïques - Sécurité électrique et durée de vie”. Sep. 2010.

[Gaut02] N. Gautam et N. Kaushika. “Reliability evaluation of solar photovoltaic arrays”. *Solar Energy*, Vol. 72, No. 2, pp. 129–141, 2002.

[Gira03] C. Girault et R. Valk. *Petri Nets for Systems Engineering. A guide to modelling verification and application.* Springer, 2003.

[Guer09] F. Guerin, M. Barreau, F. Coadou et R. Idrissi. “Estimation de la fiabilité par des essais de dégradation”. *Proc. QUALITA*, 2009.

[Hall78] I. Hall, R. Prairie, H. Anderson et E. Boes. “Generation of Typical Meteorological Years for 26 SOLMET Stations”. Tech. Rep. SAND78-1601, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1978.

[Hanu08] B. Hanus. *J’emploie l’énergie solaire dans la maison et le jardin.* 2008.

[Haou07] M. Haoues, K. Mouss et L. Mouss. “L’utilisation conjointe des réseaux de Petri stochastiques et des processus de Markov pour l’évaluation des performances d’une ligne d’emboutissage”. *Proc. 5ème Conférence Internationale Conception et Production Intégrées*, 2007.

[Hoan03] P. Hoang. *Handbook of reliability engineering.* Springer, 2003.

[Huld08] T. Huld, M. Súri et E. Dunlop. “Geographical variation of the conversion efficiency of crystalline silicon photovoltaic modules in Europe”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 16, No. 7, pp. 595–607, 2008.

[Jian10] Y. Jiang. “Generation of typical meteorological year for different climates of China”. *Energy*, Vol. 35, No. 5, pp. 1946–1953, 2010.

[Kenn06] R. Kenny, E. Dunlop, H. Ossenbrink et H. Müllejans. “A practical method for the energy rating of c-Si photovoltaic modules based on standard tests”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 14, No. 2, pp. 155–166, 2006.

[Kern99] G. Kern. "SunSine^{TM}300 : Manufacture of an AC Photovoltaic Module". Final Report, Phases I & II NREL/SR-520-26085, 1999.

[King00] D. King, M. Quintana, J. Kratochvil, D. Ellibee et B. Hansen. "Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 8, No. 2, pp. 241–256, 2000.

[King04] D. King, W. Boyson et J. Kratochvil. "Photovoltaic array performance model". Tech. Rep. SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, 2004.

[Koji04] T. Kojima et T. Yanagisawa. "The evaluation of accelerated test for degradation a stacked a-Si solar cell and EVA films". *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 81, No. 1, pp. 119–123, 2004.

[Kurt11] S. Kurtz, K. Whitfield, G. TamizhMani, M. Koehl, D. Miller, J. Joyce, J. Wohlgemuth, N. Bosco, M. Kempe et T. Zgonena. "Evaluation of high-temperature exposure of photovoltaic modules". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, pp. n/a–n/a, 2011.

[Laba04] K. Labadi, H. Chen et L. Amodeo. "Nouvelles Propriétés Comportementales pour les Réseaux de Petri Lots Déterministes et Stochastiques". *Proc. MAJESTIC*, 2004.

[Labo09] A. Labouret et M. Villoz. *Energie solaire photovoltaïque.* 4^{e} Ed., 2009.

[Lann05] A. Lannoy et H. Procaccia. *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel.* Lavoisier, 2005.

[Lann96] A. Lannoy. *Analyse quantitative et utilité du retour d'expérience pour la maintenance des matériels et la sécurité.* Eyrolles, 1996.

[Lapr96] J.-C. Laprie. *Guide de la sûreté de fonctionnement.* Cépaduès, 1996.

[Laro09] R. Laronde. *Solutions photovoltaïques dans le bâtiment.* GINGER CATED, 2009.

[Lemo85] A. Lemoine et M. Wenocur. "On failure modeling". *Naval Research Logistics*, Vol. 32, pp. 497–508, 1985.

[Lemo86] A. Lemoine et M. Wenocur. "A note on shot-noise and reliability modeling". *Operations Research*, Vol. 2, pp. 320–323, 1986.

[Liao04] H. Liao et E. Elsayed. "Reliability prediction and testing plan based on an accelerated degradation rate model". *International Journal of Materials and Product Technology*, Vol. 21, No. 5, pp. 402–422, 2004.

[Liao06] H. Liao et E. Elsayed. “Reliability inference for field conditions from accelerated degradation testing”. *Naval Research Logistics*, Vol. 53, No. 6, pp. 576–587, 2006.

[Lyon06] P. Lyonnet. *Ingénierie de la fiabilité*. Lavoisier, 2006.

[Mais97] A. B. Maish, C. Atcitty, S. Hester, D. Greenberg, D. Osborn, D. Collier et M. Brine. “Photovoltaic system reliability”. *Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1049–1054, 1997.

[Mais99] A. Maish. “Defining requirements for improved photovoltaic system reliability”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 7, No. 3, pp. 165–173, 1999.

[Marc74] C. Marcovici et J.-C. Ligeron. *Utilisation des techniques de fiabilité en mécanique*. Technique et documentation, 1974.

[Medj06] M. Medjoudj. *Contribution à l'analyse des systèmes pilotés par calculateurs : Extraction de scénarios redoutés et vérification de contraintes temporelles*. PhD thesis, Université Paul Sabatier de Toulouse, 2006.

[Meek84] W. Meeker. “A comparison of accelerated life test plans for Weibull and Lognormal distributions and type I censoring”. *Technometrics*, Vol. 26, No. 2, pp. 157–171, 1984.

[Meek98] W. Meeker et L. Escobar. *Statistical methods for reliability data*. Wiley, New-York, 1998.

[Miha07] A. Mihalache. *Modélisation et évaluation de la fiabilité des systèmes mécatroniques : application sur système embarqué*. PhD thesis, Université d'Angers, 2007.

[Mond07] J. Mondol, Y. Yohanis et B. Norton. “The effect of low insolation conditions and inverter oversizing on the long-term performance of a grid-connected photovoltaic system”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 15, No. 4, pp. 353–368, 2007.

[Moor08] L. M. Moore et H. N. Post. “Five years of operating experience at a large, utility-scale photovoltaic generating plant”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 16, No. 3, pp. 249–259, 2008.

[Mort01] Y. Mortureux. “La sûreté de fonctionnement : méthodes pour maîtriser les risques”. *Techniques de l'ingénieur*, octobre 2001.

[Nels90] W. B. Nelson. *Accelerated Testing : Statistical Models, Test Plans and Data Analyses*. Wiley-Interscience, 1990.

[Niku07] M. Nikulin, L. Gerville-Réache et V. Couallier. *Statistiques des essais accélérés*. Hermes Science publications, 2007.

[Oko11] C. Oko et O. Ogoloma. "Generation of a typical meteorogical year for port harcourt zone". *Journal of Engineering Science and Technology*, Vol. 6, No. 2, pp. 216–226, 2011.

[Ondua] *Onduleur réseau photovoltaïque - SUNTEAMS - Guide d'installation et mode d'emploi*.

[Ondub] *Onduleurs PV - SUNNY BOY / SUNNY MINI CENTRAL - Guide d'utilisation*.

[Oste02] C. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel et L. Ottoson. "Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules". *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1392–1395, 2002.

[Oste08] C. Osterwald. "Terrestrial photovoltaic module accelerated test-to-failure protocol". Technical Report DE-AC36-99-GO10337, National Renewable Energy Laboratory, 2008.

[Oste09] C. R. Osterwald et T. J. McMahon. "History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules : A literature review". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 17, No. 1, pp. 11–33, 2009.

[Page80] A. Pagès et M. Gondran. *Fiabilité des systèmes*. Eyrolles, Paris, 1980.

[Pan11] R. Pan, J. Kuitche et G. TamizhMani. "Degradation analysis of solar photovoltaic modules : Influence of environmental factor". *Proc. Annual Reliability and Maintainability Symposium*, 2011.

[Petr62] C. Petri. *Kommunikation mit Automaten*. PhD thesis, Universität Bonn, 1962.

[Peyr02] L. Peyras. *Diagnostic et analyse de risques liés au vieillissement des barrages, développement de méthodes d'aide à l'expertise*. PhD thesis, Université Blaise Pascal, Clermont-Ferrand, 2002.

[Proc96] P. Procaccia et P. Morilhat. *Fiabilité des structures des installations industrielles. Théorie et Applications de la mécanique probabiliste*. 1996.

[Quin02] M. Quintana, D. King, T. McMahon et C. Osterwald. "Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules". *Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 1436–1439, 2002.

[Real01] A. Realini, E. Bura, N. Cereghetti, D. Chianese, S. Rezzonico, T. Sample et H. Ossenbrink. "Study of a 20-year-old PV plant (MTBF Project)". *Proc. 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 447–450, 2001.

[Real03] A. Realini. “Mean Time before Failure of Photovoltaic modules Final Report, 1982-2003 (MTBF Project)”. Tech. Rep. BBW 99.0579, Federal Office for Education and Science, 2003.

[Rgui05] M. Rguig. *Méthodologie des surfaces de réponse pour l'analyse en fiabilité des plates-formes pétrolières offshores fissurées*. PhD thesis, Université de Nantes, 2005.

[Rhna07] Rhônalpénergie-Environnement. *PERSEUS - Guide des Installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique destiné aux particuliers*. 2007.

[Rist05] A. Ristow, M. Begovic et A. Rohatgi. “Modeling the Effects of Uncertainty and Reliability on the Cost of Energy from PV Systems”. *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, p. 4317, Barcelona, Spain, 2005.

[Roga10] S. Rogalla, B. Burger, B. Goeldi et H. Schmidt. “Light and shadow - When is MPP-Tracking at the module level worthwhile ?”. *Proc. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 3932–3936, 2010.

[Sand10] M. Sander, B. Henke, H. Schwarz, S. Dietrich, S. Scweizer, M. Ebert et J. Bagdahn. “Characterization of PV modules by combining results of mechanical and electrical analysis methods”. *Proc. SPIE*, 2010.

[Shia99] J. Shiau et H. Lin. “Analyzing accelerated degradation data by nonparametric regression”. *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 48, No. 2, pp. 149–158, 1999.

[Skoc08] A. Skoczek, T. Sample, E. Dunlop et H. Ossenbrink. “Electrical performance results from physical stress testing of commercial PV modules to the IEC 61215 test sequence”. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol. 92, No. 12, pp. 1593–1604, 2008.

[Tcha05] A. Tchangani et D. Noyes. “Attempt to modeling dynamic reliability using dynamic bayesian networks”. *Proc. QUALITA*, 2005.

[Tiwa10] G. Tiwari et S. Dubey. *Fundamentals of photovoltaic modules and their applications*. Royal Society of Chemistry, 2010.

[Vass01] A. Vassilious et A. Mettas. “Understanding accelerated life-testing analysis”. *Proc. Annnual Reliability and Maintainability Symposium*, USA, 2001.

[Vazq07] M. Vázquez, C. Algora, I. Rey-Stolle et J. González. “III-V concentrator solar cell reliability prediction based on quantitative LED reliability data”. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 15, No. 6, pp. 477–491, 2007.

[Vazq08] M. Vázquez et I. Rey-Stolle. "Photovoltaic module reliability model based on field degradation studies". *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 16, No. 5, pp. 419–433, 2008.

[Vida92] G. Vidal-Naquet et A. Choquet-Geniet. *Réseaux de Petri et systèmes parallèles.* Armand Colin, 1992.

[Vill88] A. Villemeur. *Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels : fiabilité, facteurs humains, informatisation.* Eyrolles, Paris, 1988.

[Voic07] S. Voiculescu, F. Guerin, M. Barreau, A. Charki et A. Todoskoff. "Reliability Estimation in Random Environment : Different Approaches". *Proc. Annnual Reliability and Maintenability Symposium*, pp. 202–207, Orlando, FL, USA, 2007.

[Voic09] S. Voiculescu. *Fiabilité des systèmes embarqués.* PhD thesis, Université d'Angers, 2009.

[Whit95] G. A. Whitmore. "Estimating degradation by a wiener diffusion process subject to measurement error". *Lifetime Data Analysis*, Vol. 1, pp. 307–319, 1995.

[Wilc08] S. Wilcox et W. Marion. "Users manual for TMY3 data set". Tech. Rep. NREL/TP-581-43156, National Renewable Energy Laboratory, 2008.

[Will77] G. William et L. W. Gold. "CBD-180-F. Les températures de sol". *Proc. Digeste de la construction au Canada*, Institut de Recherche en Construction, 1977.

[Wohl05] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, A. M. Nguyen et J. Miller. "Long Term Reliability of PV Modules". *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1942–1946, Barcelona, Spain, 2005.

[Wohl06] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, P. Monus, J. Miller et A. Nguyen. "Long term reliability of photovoltaic modules". *Proc. 4th IEEE World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2050–2053, 2006.

[Wohl10] J. Wohlgemuth, D. Cunningham, A. Nguyen, G. Kelly et D. Amin. "Failure Modes of Crystalline Si Modules". *Proc. PV Module Reliability Workshop*, 2010.

[Wohl11] J. Wohlgemuth et S. Kurtz. "Reliability testing beyond qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity". *Proc. IEEE International Reliability Physics Symposium*, Monterey, CA, USA, April 10-14, 2011 2011.

[Yang07] G. Yang. *Life Cycle Reliability Engineering.* Wiley, 2007.

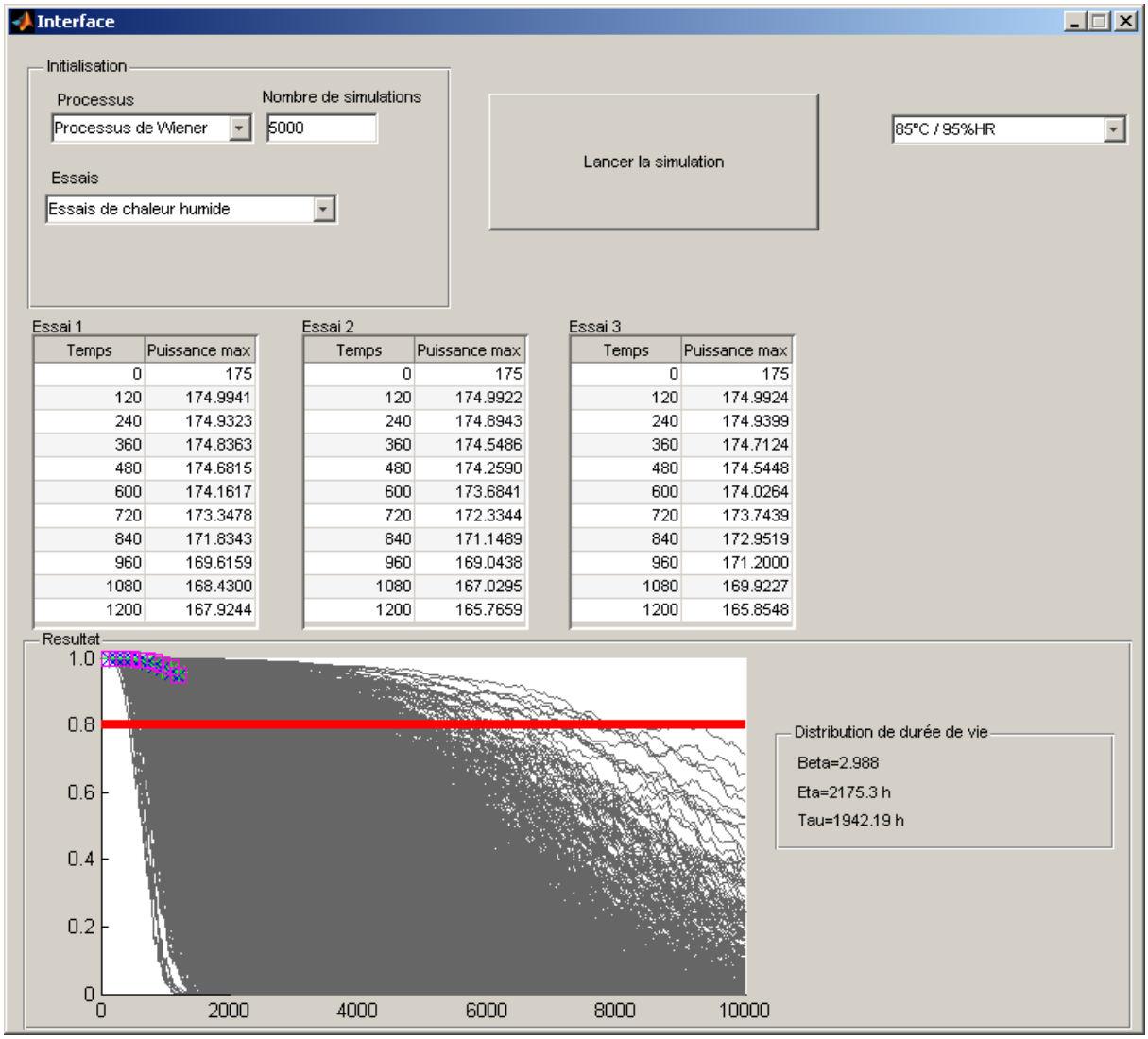
[Yang96] K. Yang et J. Xue. "Continuous state reliability analysis". *Proc. Annual Reliability and Maintainability Symposium*, pp. 251–257, 1996.

[Zwin96] G. Zwingelstein. *La maintenance basée sur la fiabilité - Guide pratique d'application de la RCM.* Hermes, Paris, 1996.

Annexe A

Programme pour la simulation du processus de Wiener

A.1 Interface graphique



A.2 Programme

Les pages suivantes présentent le programme utilisé dans l'interface graphique pour simuler les trajectoires à l'aide du porocessus de Wiener.

```
warning off all
clc

%%%
```

```
Mu_essai = x(1);
Sigma_essai = x(2);

%%%
```

```
            (Zlim_mod-Z_mod(i-1,j))/(Z_mod(i,j)-Z_mod(i-1,j))*(Temps_mod(i,1)-Temps_mod(i-1,1));
    end
end
tfail=exp(tfail_mod(:,1));
clear tfail_mod

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%  Réalisation de la figure  %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
axes(handles.axes1);
cla;
hold on
plot(Temps,1-Z,'-','Color',[0.4,0.4,0.4])
plot_color={'g','b','m','c'};
plot_marker={'*','x','s','d'};
for i=1:1:nb_essais
    plot(Essais(1:Nb_points(i),1),1-Essais(1:Nb_points(i),i+1),...
        plot_marker{i},'Color',plot_color{i},'MarkerSize',10)
end
axis([0 Temps(nb_int_traj+1,1) 0 1])
plot([0 tmax],[1-Zlim 1-Zlim],'-r','linewidth',5)
hold off

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%  Détermination de la distribution de durée de vie  %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Weibull=zeros(nb_trajectoires_non_censures,4);
Weibull(:,1) = transpose(1:1:nb_trajectoires_non_censures);       % i
Weibull(1:nb_trajectoires_non_censures,2) = sort(tfail,'ascend'); %ti
Weibull(:,3) = (Weibull(:,1)-0.3)/(nb_trajectoires+0.4);          %F(t)=(i-0.3)/(N+0.4)
Weibull(:,4) = log(Weibull(:,2));                                 % ln(tdef)
Weibull(:,5) = log(-log(1-Weibull(:,3)));

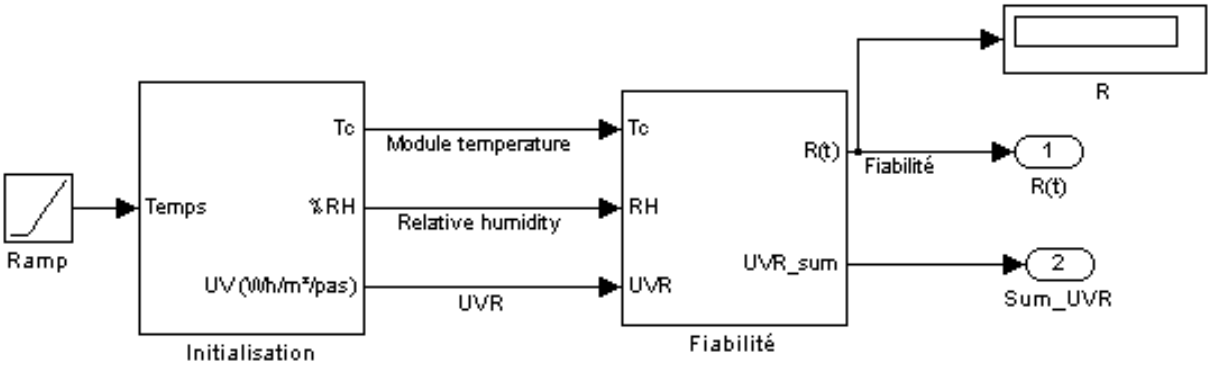
coordonnee=polyfit(Weibull(:,4),Weibull(:,5),1);
Beta_Tempsdef=coordonnee(1,1);
Eta_Tempsdef=exp(-coordonnee(1,2)/coordonnee(1,1));
Gamma_Tempsdef=0;
Tau_Tempsdef=Gamma_Tempsdef+Eta_Tempsdef*gamma(1+1/Beta_Tempsdef);

set(handles.Beta_avant,'string',['Beta=',num2str(round(Beta_Tempsdef*1000)/1000)])
set(handles.Eta_avant,'string',['Eta=',num2str(round(Eta_Tempsdef*10)/10),' h'])
set(handles.Tau_avant,'string',['Tau=',num2str(round(Tau_Tempsdef*100)/100),' h'])
```

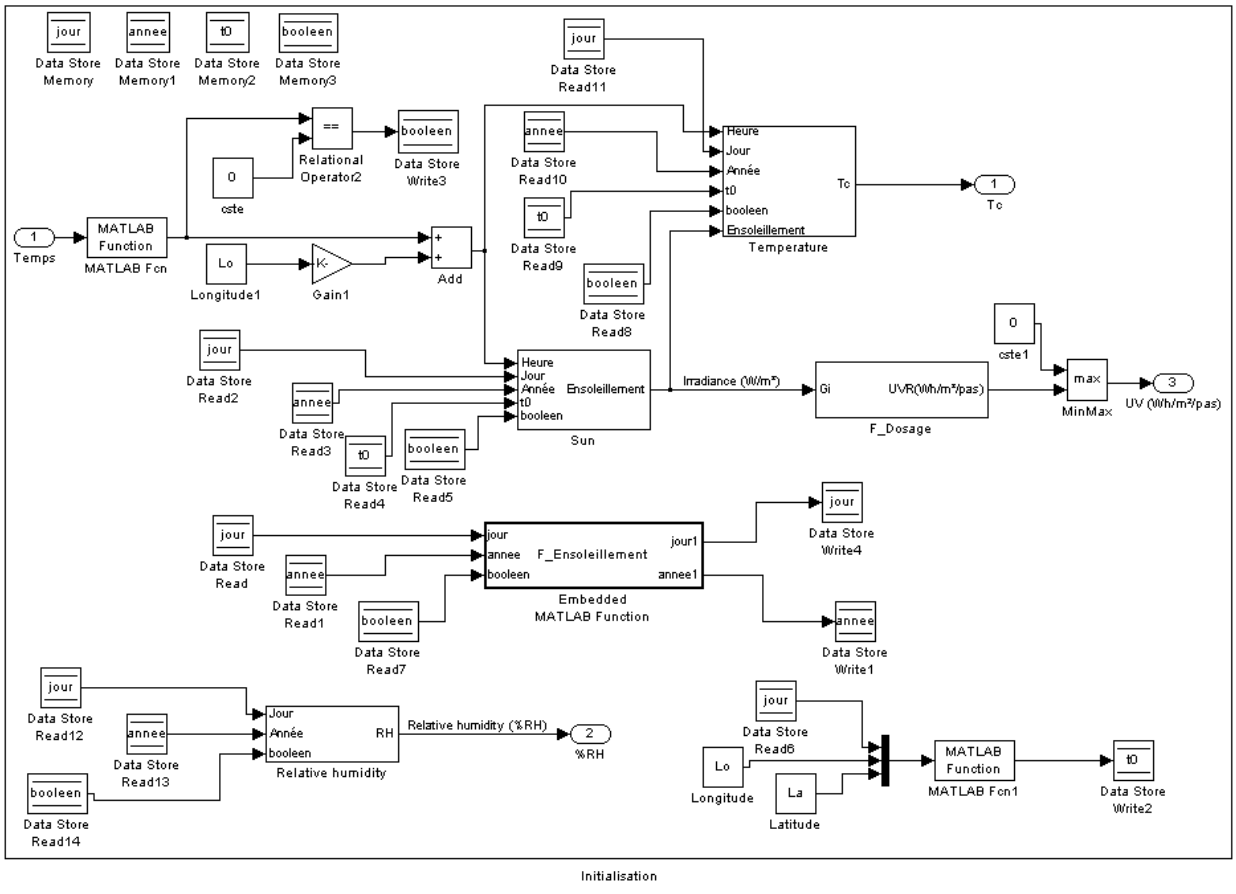
Annexe B

Programme de l'outil PVMODREL sous SIMULINK®

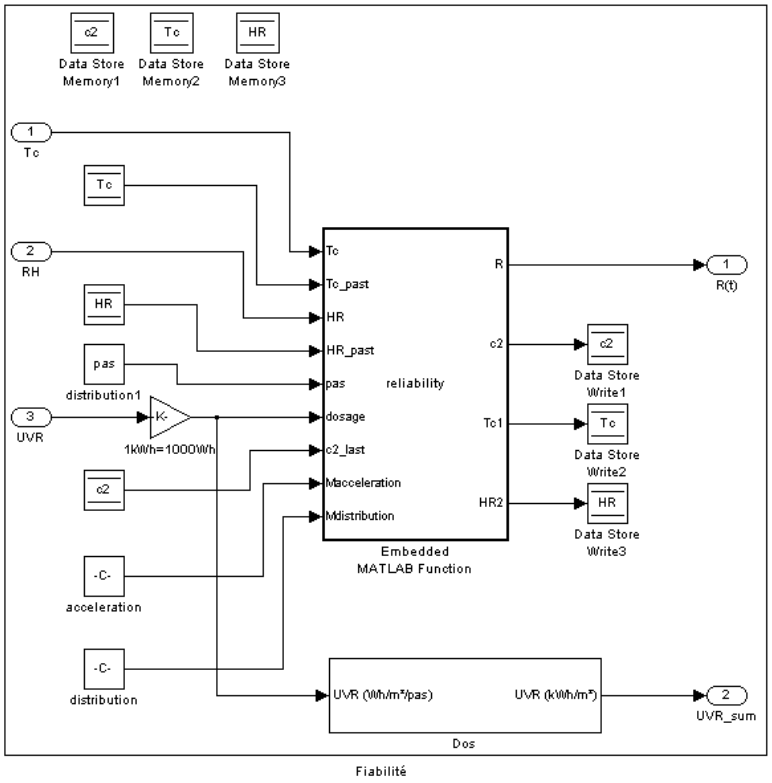
B.1 Représentation générale



B.2 Bloc Initialisation



B.3 Bloc Fiabilité



Annexe C

Analyseur de panneaux solaires

française d'instrumentation

MESURE PHYSIQUE

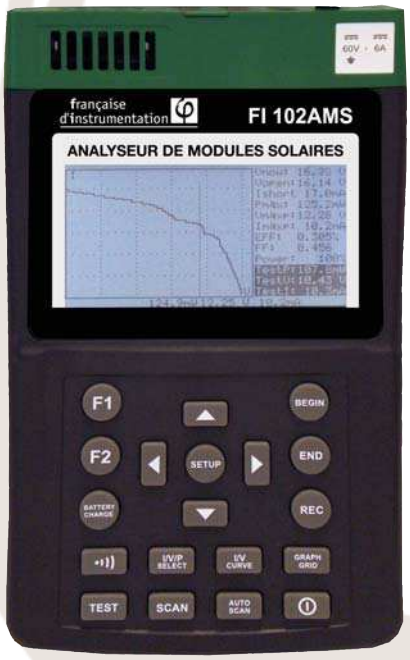
FI 102-AMS

W/m² | V | A

www.fi-fr.fr

ANALYSEUR DE PANNEAUX SOLAIRES

Vérifiez en détail les performances des panneaux solaires



Test de courbe I / U pour cellules solaires

Test I / U en un seul point

Calcul de l'efficacité des panneaux

Horloge interne

Interface opto-isolée

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- **Test de courbe courant / tension pour cellules solaires**
- Test courant / tension en un seul point
- Recherche de la puissance solaire maximale par balayage automatique
- Mesure de la tension max. et du courant max. à la puissance maximale
- **Mesure de la tension en circuit ouvert et du courant en court-circuit**
- Calcul de l'efficacité du panneau solaire (%)
- **Paramétrage du temps de balayage, de la surface du panneau solaire, de la source lumineuse et de la puissance minimale pour la fonction alarme**
- Horloge interne
- Batteries rechargeables avec circuit de charge interne
- Interface de communication opto-isolée
- Imprimante thermique portable optionnelle



Parce qu'aujourd'hui, l'individualité n'est plus de mise, parce que se soucier de son environnement n'est plus un luxe mais une nécessité, Française d'Instrumentation s'implique. Sélection d'instruments de mesure orientés vers les économies d'énergies.
Le FI 102-AMS permet la vérification des performances des cellules et/ou des panneaux solaires avant leur raccordement au réseau et contribue donc directement à la définition du meilleur rendement possible pour l'installation globale. Il permet également de mettre en évidence les panneaux défectueux ou ayant un rendement inférieur aux spécifications.

*VERT TECH : la technologie verte selon Française d'Instrumentation

FI 102-AMS

Spécifications

	FI 102-AMS
Mesure de tension DC	0 à 10 V (± 1% ± 1% de Vcircuit ouvert ±0,1 V) 10 à 60 V (± 1% ± 1% de Vcircuit ouvert ±0,1 V)
Mesure de courant DC	0,01 à 10 A (± 1% ± 1% de Icourt-circuit ±9 mA) 10 à 12 A (± 1% ± 1% de Icourt-circuit ±0,09 A)
Simulation de courant DC	0,01 à 10 A (± 1% ± 9 mA) 10 à 12 A (± 1% ± 0,09 A)
Temps de balayage	0 à 9 999 ms
Surface de panneau solaire	0,001 à 9 999 m²
Source lumineuse	10 à 1 000 W/m²
Alimentation	Batterie Lithium 11,1 V ou adaptateur secteur
Température d'utilisation	0°C à 50°C / 85% H.R.
Température de stockage	-20°C à 60°C / 75% H.R.
Dimensions	257 x 155 x 57 mm
Poids	1 160 g
Garantie	1 an

Description

Le FI 102-AMS permet aux installateurs de panneaux solaires, de vérifier avant la connexion au système, que le courant et la tension nominales générés par le panneau solaire sont corrects.

Cet analyseur de panneaux solaires (ou de cellule solaire) est l'outil idéal pour les installateurs avec sa fonction de calcul de l'efficacité du panneau. Cette fonction indique un rendement en pourcentage, permettant ainsi à l'installateur de positionner et d'installer le panneau de manière optimale.

L'analyseur permet l'analyse de cellule solaire allant de 0,001 à 9 999 m², correspondant à un large évantail d'applications terrain.

L'analyseur indique sur l'écran un visuel graphique des courbes d'évolution courant / tension de la cellule, apportant une interprétation rapide et visuelle du test. Equipé d'une interface opto-isolée, il est possible de communiquer les résultats vers un PC via le logiciel livré en standard. Il est également possible d'imprimer les résultats obtenus en utilisant l'imprimante thermique portable optionnelle.

Idéal pour les applications terrain, il est livré en standard avec sa batterie au Lithium 11,1 V, une sacoche de transport et un jeu de pinces Kelvin.

Les problèmes liés aux courant et tension nominales incorrects n'auront plus de raison d'être avec le FI 102-AMS qui permet aisément de vérifier ces critères avant la mise en système de l'installation.

Accessoires livrés en standard :

- Un câble USB opto-isolé
- Batterie Lithium
- Un CD contenant le logiciel
- Un jeu de pinces Kelvin
- Un adaptateur secteur
- Une sacoche de transport
- Une notice d'utilisation











Accessoires livrable en option :

- FI 100-IMP : Kit imprimante + câble d'alimentation + rouleaux de papier

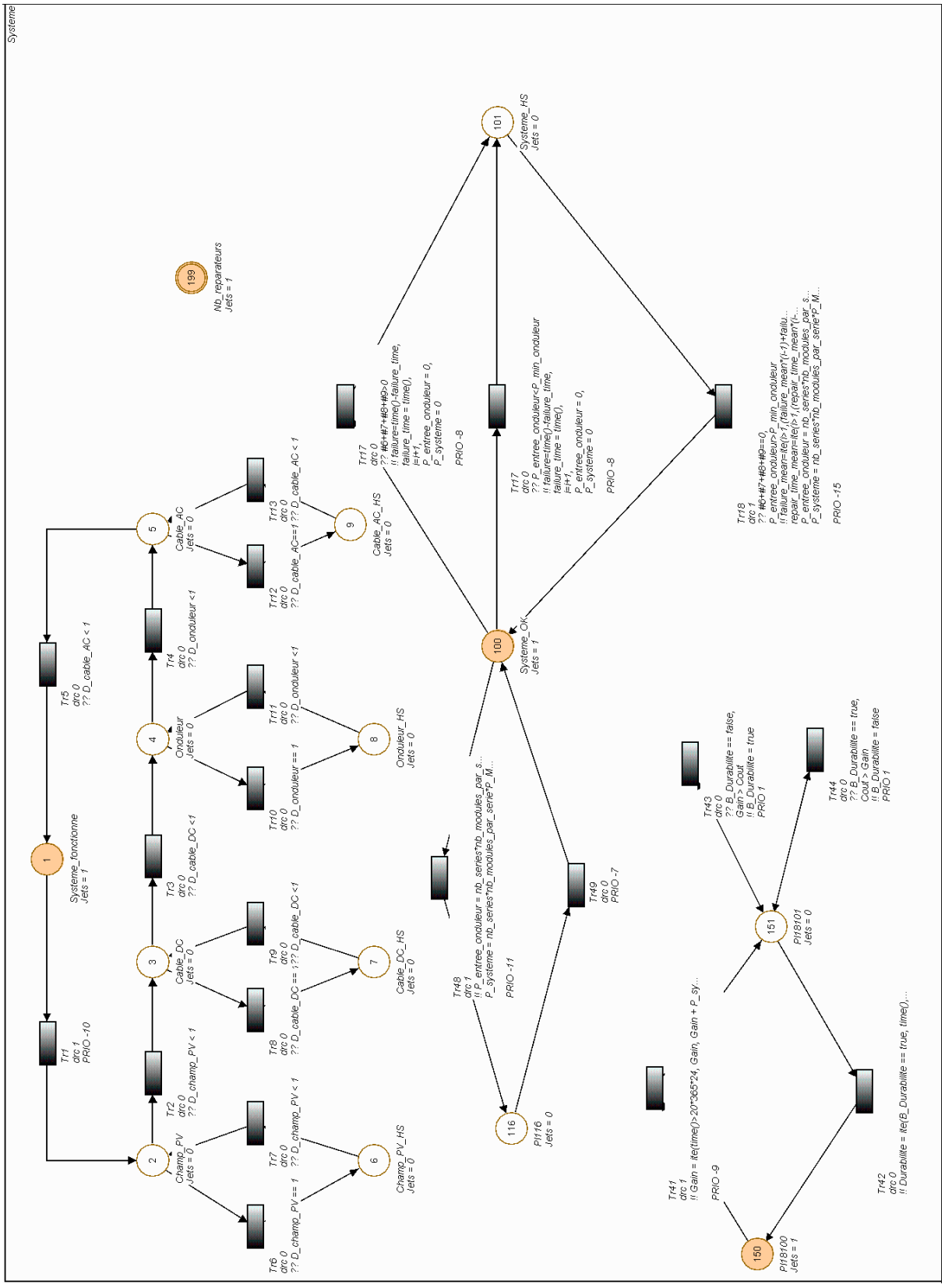


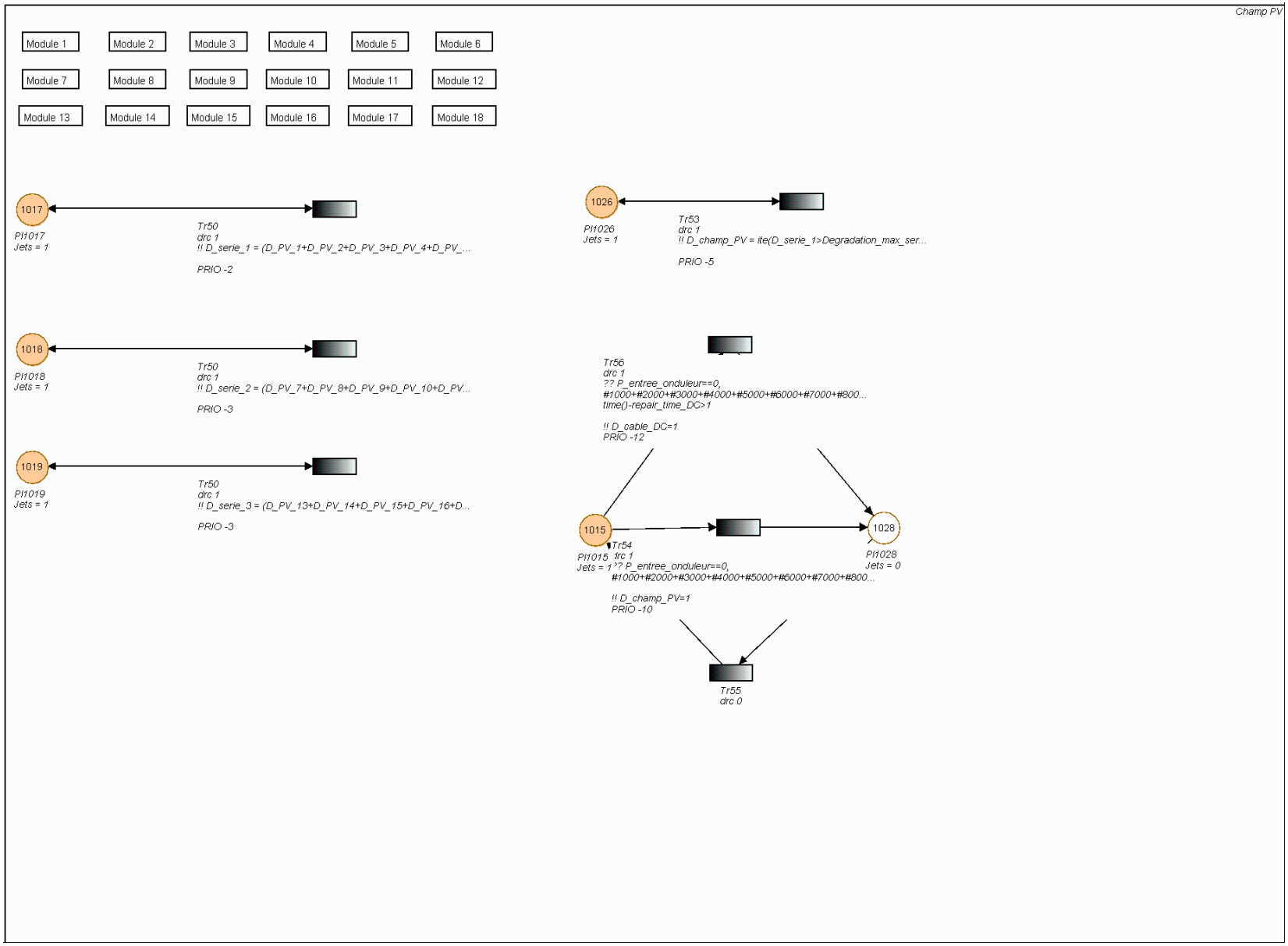
DISTRAME SA - 44, rue des Noës - BP618 - 10089 TROYES Cedex
Tél : 03 25 71 25 83 - Fax : 03 25 71 28 99 - www.distrame.fr - e-mail : infos@distrame.fr

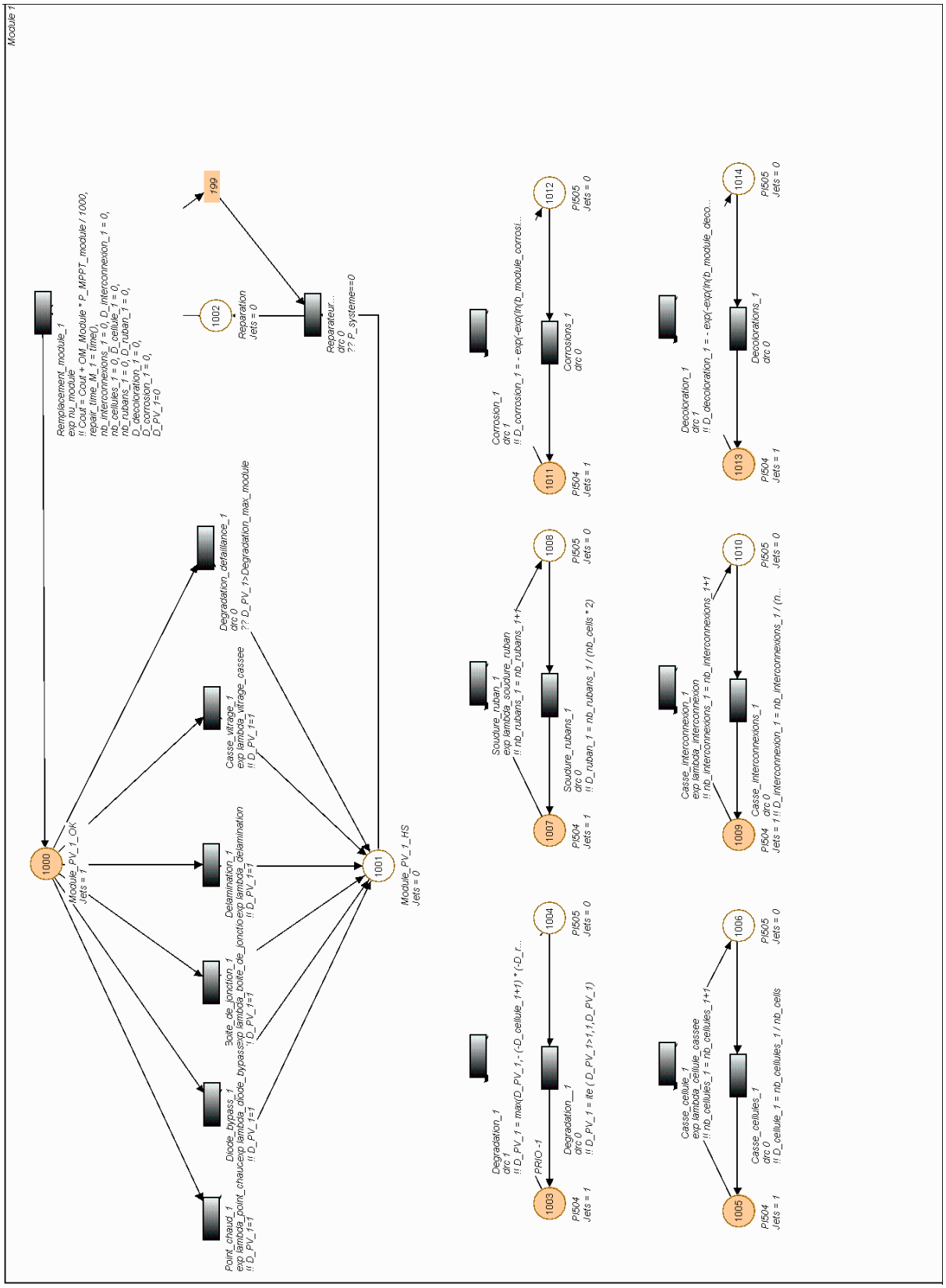
01 FTC 10902/1835 - Textes et photos non contractuels. Imprimé par nos soins. Sous réserve d'erreurs typographiques.

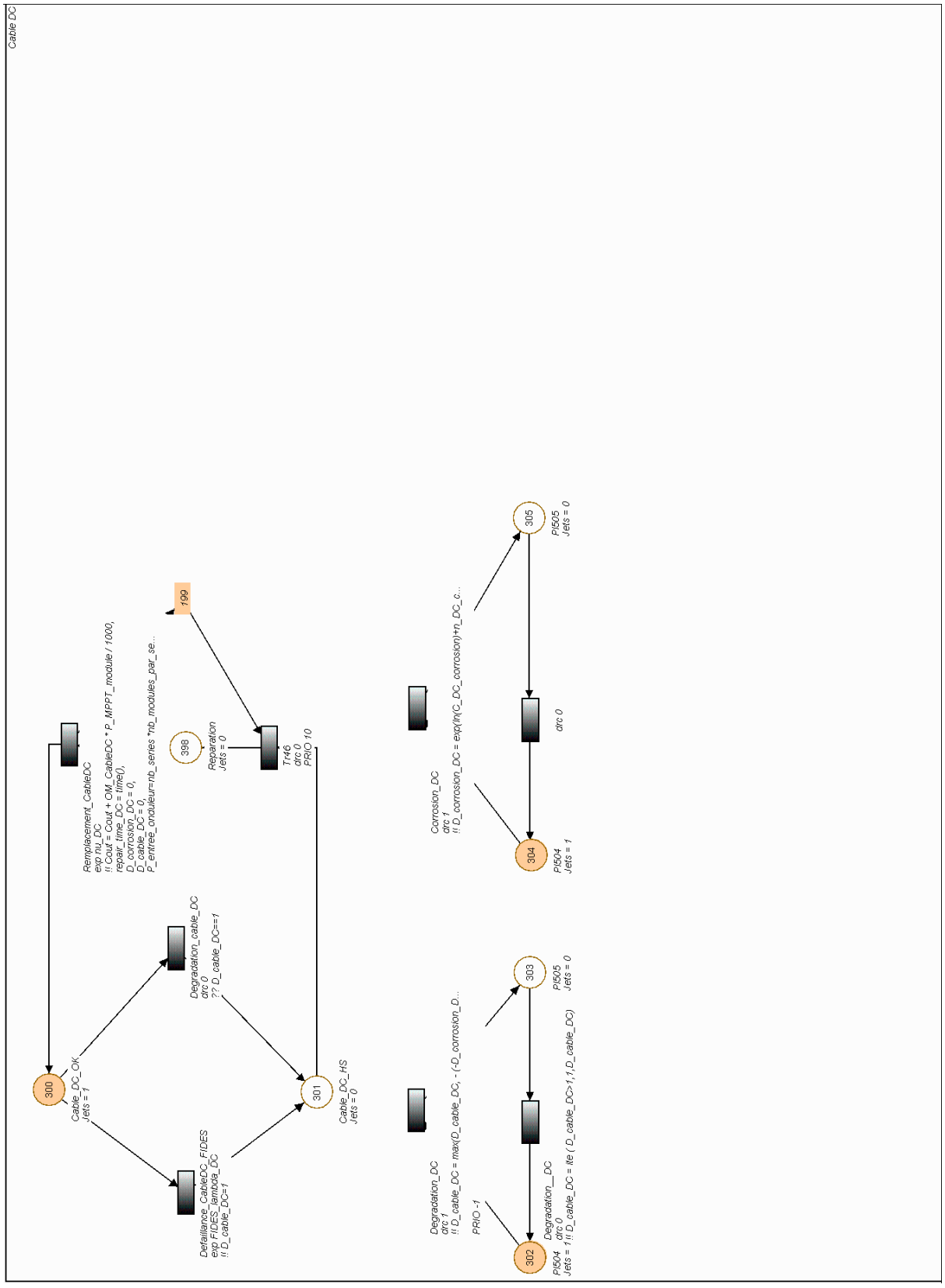
Annexe D

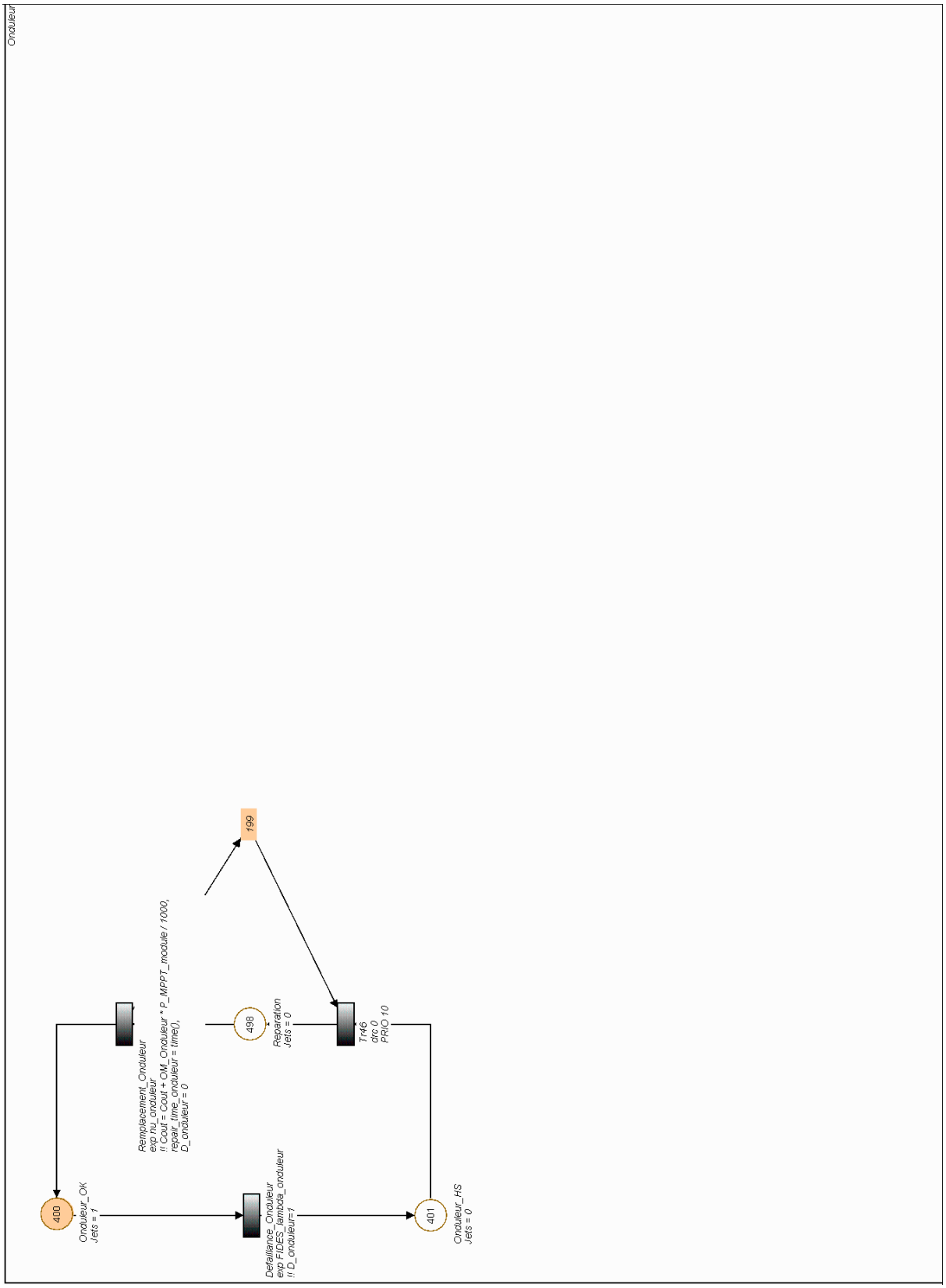
Réseau de Petri d'un système photovoltaïque sous MOCA-RP©

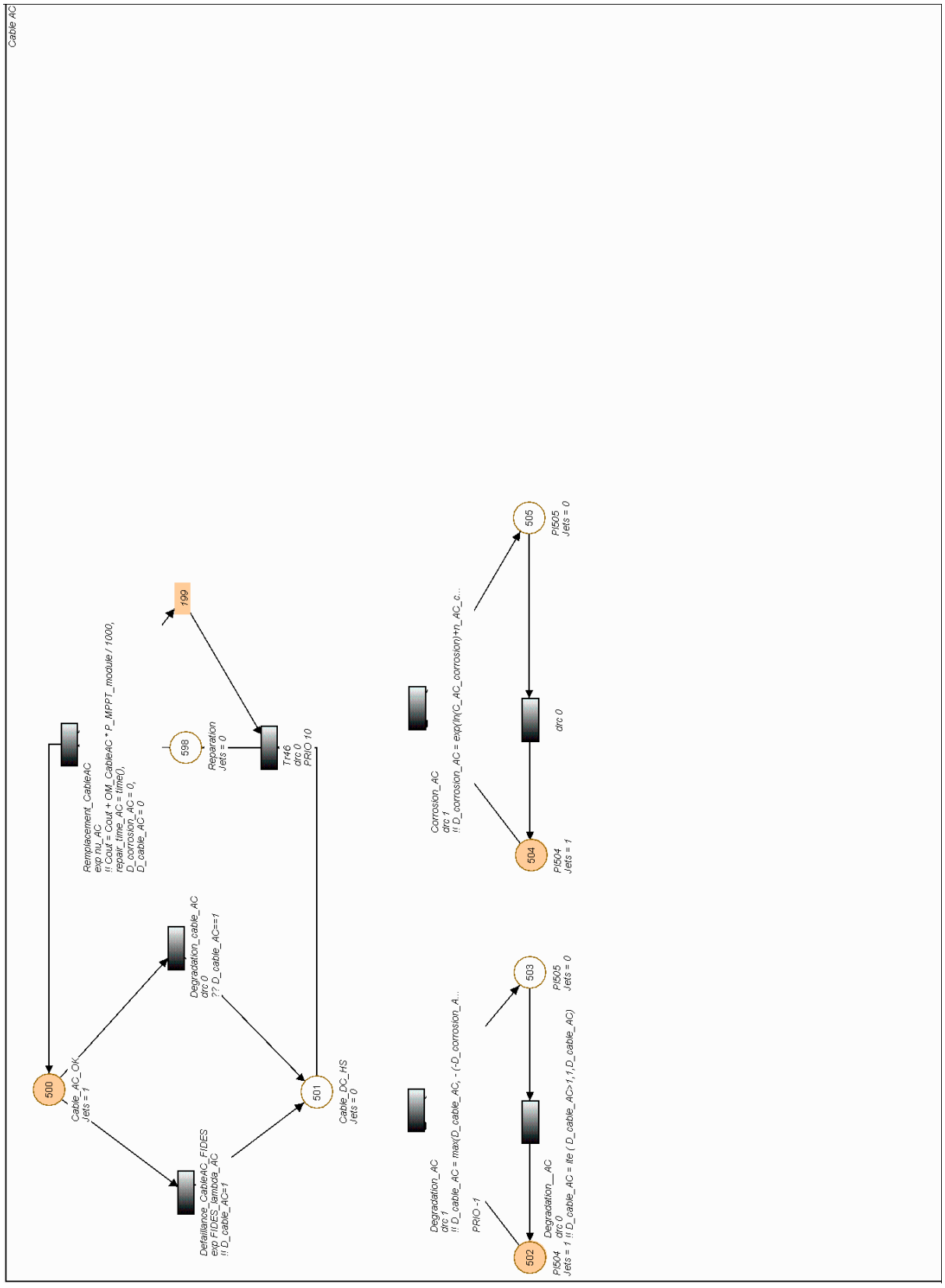

Systeme
Nb_reparateurs
Jets = 1
199
Systeme_fonctionne
Jets = 1
1
Champ_PV
Jets = 0
2
Cable_DC
Jets = 0
3
Onduleur
Jets = 0
4
Cable_AC
Jets = 0
5
Champ_PV_HS
Jets = 0
6
Cable_DC_HS
Jets = 0
7
Onduleur_HS
Jets = 0
8
Cable_AC_HS
Jets = 0
9
Systeme_OK
Jets = 1
100
Systeme_HS
Jets = 0
101
PI116
Jets = 0
116
PI18101
Jets = 0
151
PI18100
Jets = 1
150
Tr1
drc 1
PRIO -10
Tr2
drc 0
?? D_champ_PV < 1
Tr3
drc 0
?? D_cable_DC <1
Tr4
drc 0
?? D_onduleur <1
Tr5
drc 0
?? D_cable_AC < 1
Tr6
drc 0
?? D_champ_PV == 1
Tr7
drc 0
?? D_champ_PV < 1
Tr8
drc 0
?? D_cable_DC == 1
Tr9
drc 0
?? D_cable_DC <1
Tr10
drc 0
?? D_onduleur == 1
Tr11
drc 0
?? D_onduleur <1
Tr12
drc 0
?? D_cable_AC==1
Tr13
drc 0
?? D_cable_AC < 1
Tr17
drc 0
?? #6+#7+#8+#9>0
i! failure=time()-failure_time;
failure_time = time(),
i=i+1,
P_entree_onduleur = 0,
P_systeme = 0
PRIO -8
Tr17
drc 0
?? P_entree_onduleur<P_min_onduleur
i! failure=time()-failure_time;
failure_time = time(),
i=i+1,
P_entree_onduleur = 0,
P_systeme = 0
PRIO -8
Tr18
drc 1
?? #6+#7+#8+#9==0,
P_entree_onduleur>P_min_onduleur
i!failure_mean=ite(i>1,(failure_mean*(i-1)+failu...
repair_time_mean=ite(i>1,((repair_time_mean*(i-...
P_entree_onduleur = nb_series*nb_modules_par_s...
P_systeme = nb_series*nb_modules_par_serie*P_M...
PRIO -15
Tr48
drc 1
i! P_entree_onduleur = nb_series*nb_modules_par_s...
P_systeme = nb_series*nb_modules_par_serie*P_M...
PRIO -11
Tr49
drc 0
PRIO -7
Tr41
drc 1
i! Gain = ite(time()>20*365*24, Gain, Gain + P_sy...
PRIO -9
Tr42
drc 0
i! Durabilite = ite(B_Durabilite == true, time(),...
Tr43
drc 0
?? B_Durabilite == false,
Gain > Cout
i! B_Durabilite = true
PRIO 1
Tr44
drc 0
?? B_Durabilite == true,
Cout > Gain
i! B_Durabilite = false
PRIO 1


Champ PV
Module 1
Module 2
Module 3
Module 4
Module 5
Module 6
Module 7
Module 8
Module 9
Module 10
Module 11
Module 12
Module 13
Module 14
Module 15
Module 16
Module 17
Module 18
1017
Pl1017
Jets = 1
Tr50
drc 1
!! D_serie_1 = (D_PV_1+D_PV_2+D_PV_3+D_PV_4+D_PV_...
PRIO -2
1018
Pl1018
Jets = 1
Tr50
drc 1
!! D_serie_2 = (D_PV_7+D_PV_8+D_PV_9+D_PV_10+D_PV...
PRIO -3
1019
Pl1019
Jets = 1
Tr50
drc 1
!! D_serie_3 = (D_PV_13+D_PV_14+D_PV_15+D_PV_16+D...
PRIO -3
1026
Pl1026
Jets = 1
Tr53
drc 1
!! D_champ_PV = ite(D_serie_1>Degradation_max_ser...
PRIO -5
Tr56
drc 1
?? P_entree_onduleur==0,
#1000+#2000+#3000+#4000+#5000+#6000+#7000+#800...
time()-repair_time_DC>1
!! D_cable_DC=1
PRIO -12
1015
Pl1015
Jets = 1
Tr54
drc 1
?? P_entree_onduleur==0,
#1000+#2000+#3000+#4000+#5000+#6000+#7000+#800...
!! D_champ_PV=1
PRIO -10
1028
Pl1028
Jets = 0
Tr55
drc 0


Module 1
1000
Module_PV_1_OK
Jets = 1
1001
Module_PV_1_HS
Jets = 0
Remplacement_module_1
exp nu_module
!! Cout = Cout + OM_Module * P_MPPT_module / 1000,
repair_time_M_1 = time(),
nb_interconnexions_1 = 0, D_interconnexion_1 = 0,
nb_cellules_1 = 0, D_cellule_1 = 0,
nb_rubans_1 = 0, D_ruban_1 = 0,
D_decoloration_1 = 0,
D_corrosion_1 = 0,
D_PV_1=0
1002
Reparation
Jets = 0
199
Reparateur...
drc 0
?? P_systeme==0
Point_chaud_1
exp lambda_point_chaud
!! D_PV_1=1
Diode_bypass_1
exp lambda_diode_bypass
!! D_PV_1=1
Boite_de_jonction_1
exp lambda_boite_de_jonction
!! D_PV_1=1
Delamination_1
exp lambda_delamination
!! D_PV_1=1
Casse_vitrage_1
exp lambda_vitrage_cassee
!! D_PV_1=1
Degradation_defaillance_1
drc 0
?? D_PV_1>Degradation_max_module
Degradation_1
drc 1
!! D_PV_1 = max(D_PV_1, -(-D_cellule_1+1) * (-D_r...
PRIO -1
1003
PI504
Jets = 1
Degradation__1
drc 0
!! D_PV_1 = ike (D_PV_1>1,1,D_PV_1)
1004
PI505
Jets = 0
Casse_cellules_1
drc 0
!! D_cellule_1 = nb_cellules_1 / nb_cells
1005
PI504
Jets = 1
1006
PI505
Jets = 0
Soudure_ruban_1
exp lambda_soudure_ruban
!! nb_rubans_1 = nb_rubans_1+1
1007
PI504
Jets = 1
Soudure_rubans_1
drc 0
!! D_ruban_1 = nb_rubans_1 / (nb_cells * 2)
1008
PI505
Jets = 0
Corrosion_1
drc 1
!! D_corrosion_1 = - exp(-exp(ln(D_module_corrosi...
1011
PI504
Jets = 1
Corrosions_1
drc 0
1012
PI505
Jets = 0
Casse_interconnexion_1
exp lambda_interconnexion
!! nb_interconnexions_1 = nb_interconnexions_1+1
1009
PI504
Jets = 1
Casse_interconnexions_1
drc 0
!! D_interconnexion_1 = nb_interconnexions_1 / (n...
1010
PI505
Jets = 0
Decoloration_1
drc 1
!! D_decoloration_1 = - exp(-exp(ln(D_module_deco...
1013
PI504
Jets = 1
Decolorations_1
drc 0
1014
PI505
Jets = 0


Cable DC
300
Cable_DC_OK
Jets = 1
Remplacement_CableDC
exp nu_DC
!! Cout = Cout + OM_CableDC * P_MPPT_module / 1000,
repair_time_DC = time(),
D_corrosion_DC = 0,
D_cable_DC = 0,
P_entree_onduleur=nb_series *nb_modules_par_se...
199
398
Reparation
Jets = 0
T146
drc 0
PRIO 10
Degradation_cable_DC
drc 0
?? D_cable_DC==1
Defaillance_CableDC_FIDES
exp FIDES_lambda_DC
!! D_cable_DC=1
301
Cable_DC_HS
Jets = 0
Corrosion_DC
drc 1
!! D_corrosion_DC = exp(ln(C_DC_corrosion)+n_DC_c...
305
P1505
Jets = 0
drc 0
304
P1504
Jets = 1
Degradation_DC
drc 1
!! D_cable_DC = max(D_cable_DC, - (-D_corrosion_D...
PRIO -1
303
P1505
Jets = 0
302
P1504
Jets = 1
Degradation__DC
drc 0
!! D_cable_DC = Ite (D_cable_DC>1,1,D_cable_DC)


Onduleur
199
498
Reparation
Jets = 0
Trt6
det 0
PRIO 10
Remplacement_Onduleur
exp nu_onduleur
!! Cout = Cout + OM_Onduleur * P_MPPT_module / 1000,
repair_time_onduleur = time(),
D_onduleur = 0
400
Onduleur_OK
Jets = 1
Defaillance_Onduleur
exp FIDES_lambda_onduleur
!! D_onduleur=1
401
Onduleur_HS
Jets = 0


Cable AC
500
Cable_AC_OK
Jets = 1
Remplacement_CableAC
exp mu_AC
!! Cout = Cout + OM_CableAC * P_MPPT_module / 1000,
repair_time_AC = time(),
D_corrosion_AC = 0,
D_cable_AC = 0
Degradation_cable_AC
drc 0
?? D_cable_AC==1
Defaillance_CableAC_FIDES
exp FIDES_lambda_AC
!! D_cable_AC=1
501
Cable_DC_HS
Jets = 0
199
598
Reparation
Jets = 0
T146
drc 0
PRIO 10
Corrosion_AC
drc 1
!! D_corrosion_AC = exp(ln(C_AC_corrosion)+n_AC_c...
505
P1505
Jets = 0
drc 0
504
P1504
Jets = 1
Degradation_AC
drc 1
!! D_cable_AC = max(D_cable_AC, - (-D_corrosion_A...
PRIO -1
503
P1505
Jets = 0
502
P1504
Jets = 1
Degradation__AC
drc 0
!! D_cable_AC = ite (D_cable_AC>1,1,D_cable_AC)

Résumé

Cette thèse traite l'étude de la fiabilité et de la durabilité des systèmes photovoltaïques. Face à l'absence de retour d'expériences, réaliser une telle étude sous-entend, à la fois, de proposer des procédures expérimentales de qualification basées sur des essais accélérés conduits sur les composants critiques des systèmes photovoltaïques, et de développer des outils de simulation de la fiabilité de l'assemblage de ces composants constituant un système considéré complexe.

Ainsi dans un premier temps, nous nous sommes consacrés à l'étude de la fiabilité des modules photovoltaïques (composants primordiaux du système complexe photovoltaïques). Une méthodologie originale basée sur les essais de dégradation accélérée nous a permis d'estimer la fiabilité de ces composants sous leurs deux modes prédominants de défaillance que sont la corrosion et la décoloration de l'encapsulant. L'originalité réside dans la prise en compte des variabilités des conditions environnementales (considérées stochastiques) et sur le couplage des essais accélérés et de dégradation. Un outil, PVMODREL (pour *Photovoltaic Module Reliability*) a été développé à cet effet.

Dans un second temps, nous nous sommes placés à l'échelle des systèmes photovoltaïques. Nous avons proposé de simuler certains paramètres caractérisant leur sûreté de fonctionnement (notamment fiabilité, disponibilité, durabilité) en s'appuyant sur une représentation du système avec ces différents modes de fonctionnement et de dysfonctionnement (tant défaillance instantanée que dégradation dans le temps) à l'aide de plusieurs Réseaux de Petri Stochastiques imbriqués sur plusieurs niveaux afin de se situer, pour chaque composant, aux échelles pour lesquelles les modes de défaillance pouvaient être saisis et formulés.

Notre travail de thèse permet finalement de donner les bases méthodologiques et les outils de simulations pour qualifier et garantir la durée de vie de systèmes photovoltaïques.

Mots-clés : Sûreté de Fonctionnement, Fiabilité, Durabilité, Système, Photovoltaïque, Essais accélérés, Essais de dégradation, Réseaux de Petri

Abstract

The thesis topic is reliability and durability study of photovoltaic systems. Because of the lack of feedback, to carry out such a study implies both to provide experimental procedures for qualification based on accelerated life testing conducted on critical components of photovoltaic systems and to develop tools to simulate the reliability of components constituting the complex system.

So initially, we dedicated the reliability study of photovoltaic modules (main components of the complex photovoltaic system). An original methodology based on accelerated life testing has allowed us to estimate the reliability of these components in the two main failure modes such as corrosion and discoloration of encapsulant. The originality lies in the consideration of environmental conditions variability (considered stochastic) and the coupling of both the accelerated and degradation tests. A toolbox, PVMODREL (for *Photovoltaic Module Reliability*) has been developed for this purpose.

In a second step, we posted us on the scale of photovoltaic systems. We proposed to simulate some parameters characterizing their dependability (including reliability, availability, durability) based on a representation of the system with these different modes of operation and dysfunction (both instantaneous failure that degradation over time). We used stochastic Petri networks nested on several levels to be situated, for each component, at scales for which failure modes could be seized and made.

Finally, the thesis can provide both the basic methodology and simulation tools to describe and ensure the lifetime of photovoltaic systems.

Keywords: Dependability, Reliability, Durability, System, Photovoltaics, Accelerated life testing, degradation testing, Petri networks