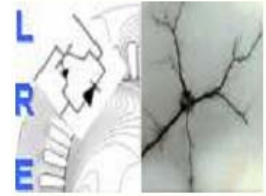


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Electrotechnique

Laboratoire de Recherche en Électrotechnique (LRE)

Thèse de
Doctorat en Sciences

Thème

**Impact d'intégration des énergies
renouvelables sur le réseau isolé d'Adrar**

Présentée par
MAKHLOUFI Saida

Présentée et soutenue publiquement le **16/11/2017**

Composition du Jury :

Président	HELLAL Abdelhafid	Professeur, ENP
Directeurs de Thèse	MEKHALDI Abdelouahab	Professeur, ENP
	TEGUAR Madjid	Professeur, ENP
Examineurs	MALEK Ali	Directeur de Recherche, CDER
	LADJICI Ahmed Amine	Maitre de Conférence/A, USTHB
	SEBAA Karim	Maitre de Conférence/A, U, de Médéa

ENP 2017

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Je tiens premièrement à remercier avec prosternation, Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour terminer ce travail.

Cette thèse est le résultat de l'engagement de plusieurs personnes qui m'ont accompagné dans ce passionnant parcours. Je voudrais profiter de leur exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance.

Ces travaux de recherche ont été effectués en collaboration avec le Laboratoire de Recherche en Electrotechnique, d'Ecole Nationale Polytechnique et le Centre de développement des énergies renouvelables (CDER). Cette thèse a bénéficié de l'appui financier du CDER.

*Ma plus grande gratitude va bien sûr à mes deux encadrant, le Professeur **Abdelouahab MEKHALDI** et le Professeur **Madjid TEGUAR**. J'ai particulièrement apprécié ses relectures attentives et ses conseils avisés en communication et valorisation des résultats.*

*J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur **HELLAL Abdelhafid**, Professeur à l'Ecole National polytechnique (ENP), qui m'a fait l'honneur de présider le jury.*

*Je remercie particulièrement, Monsieur **MALEK Ali**, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energie Renouvelables (CDER), Monsieur **LADJICI Ahmed Amine**, Maître de Conférences A, à l'Université des Science et de Technologie HOUARI BOUMEDIENE et Monsieur **SEBAA Karim**, Maître de Conférences A, à l'Université YAHIA FARES de Médéa, pour avoir accepté d'être les membres du jury de cette thèse et pour avoir consacré leur temps à sa lecture critique.*

*Au début de ma préparation de cette thèse, j'ai eu la chance de travailler dans une très bonne ambiance grâce à mes collègues de l'Opérateur du système électrique. Ces années ont été une superbe aventure scientifique et humaine. Je pense à tout le personnel qui m'a aidé dans mes différentes démarches, toujours avec gentillesse et patience :le PDG **Abdelali BADACH**, de m'avoir donner l'autorisation de travailler sur le réseau électrique Algérien, le Directeur de planification **Hacen Akzoun**, pour son optimisme, son soutien et ses conseils avisés. Une pensée émue va à mes anciens collègues du département d'étude et d'analyse, notamment à **Omar BENAAROUSS**.*

Je voudrais également remercier tous les ingénieurs de contrôle des centrales photovoltaïque et éolienne de Kabertane pour son accueil, sa gentillesse et mètre à notre disposition les données nécessaires pour effectuer ce travail.

*J'adresse toute ma gratitude à **Redouane MEGATELI**, ancien chercheur du CDER, qui s'est beaucoup contribué dans l'élaboration de ma publication. **MEGATELI** m'a toujours*

prodigué des remarques scientifiques constructives et des conseils utiles en termes de rédaction et analyse des résultats. Je lui suis très reconnaissante d'avoir partagé son expérience et sa passion pour corriger ma publication. Cela a été un véritable plaisir de travailler avec lui.

... Bonne lecture !

ملخص-تكرس هذه الأطروحة على دراسة تأثير دمج الطاقات المتجددة في شبكة التيار الكهربائي المعزولة لأدرار. في البداية، قمنا بتحليل استخدام محطات طاقة الرياح والطاقة الشمسية الضوئية المركبة في كبرتين. بعد ذلك، قمنا بتطوير مقارنة جديدة لتوزيع الأمتل لتدفق الطاقة مع الأخذ بعين الاعتبار الطبيعة المتقطعة لسرعة الرياح. لذلك، استخدمنا ثلاثة خوارزميات إرشادية مجمعة لحل هذه المسألة. المقارنة بين الخوارزميات تسمح لنا بالعثور على أفضل خوارزمية التي تستطيع أن تقلل قدر المستطاع التكلفة الإجمالية للوقود مع احترام البيئة من خلال الحد من انبعاث أكسيد النيتروجين. من أجل إدماج الطاقة المتجددة على نحو فعال في نظامنا الكهربائي، متطلبات جديدة للركب والاستخدام يجب أن تأخذ بعين الاعتبار في نظام الشبكة الكهربائية في وقت مبكر. استنادا إلى هذه الحاجة، قدمنا في الجزء الأخير بتقديم مبادئ توجيهية وتوصيات لركب محطات توليد الطاقة المتجددة.

كلمات مفتاحية:طاقة الرياح، الطاقة الشمسية الضوئية، دورة العمل، تدفق الأمتل للطاقة، خوارزمية اليراعات، خوارزمية بحث عن الوقواق، خوارزمية تلقيح الزهرة، قانون الشبكة الكهربائية

Abstract-This thesis is dedicated to study the impact of the integration of renewable energies into the isolated Adrar power system. Firstly, we analyzed the wind and solar photovoltaic plants operation installed in Kabertane. Then, we developed a new approach to optimizing the power flow taking into account the intermittence of the wind speed. For thus, we have used three metaheuristic algorithms to solve this problem. A comparison between the algorithms allows us to find the best algorithm that can considerably reduce the total cost of fuel while respecting the environment by reducing NOx emissions.

In order to effectively integrate renewable energies into our electrical power system, new requirements for connection and operation must be fixed from the outset in the grid-code. Starting on this necessity, we gave in the last part guidelines and recommendations concerning the connections of renewable power stations.

Keywords: Wind farm, photovoltaic solar plant, coefficient factor, optimal power flow, firefly algorithm, cuckoo search algorithm, flower pollination algorithm, grid code.

Résumé-La présente thèse est dédiée à l'étude de l'impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique isolé d'Adrar. En premier lieu, nous avons analysé le fonctionnement des centrales éoliennes et solaires photovoltaïques installées à Kabertane. Par la suite, nous avons développé une nouvelle approche d'optimisation de l'écoulement de puissance tenant en compte l'intermittence de la vitesse du vent. Pour cela, nous avons élaboré trois algorithmes métaheuristiques pour résoudre ce problème. Une comparaison entre les différents algorithmes nous a permis de sélectionner le meilleur d'entre eux, de réduire au maximum le coût total du carburant ainsi que les émissions de NOx. Le fait de prendre en compte le coût associé à l'incertitude du vent et les émissions de NOx dans l'écoulement de puissance optimale, le risque de défaillance du système électrique peut être diminué avec un coût du fonctionnement raisonnable. Ces algorithmes que nous avons élaborés dans le cadre de notre travail, nous permettent de prévoir une bonne gestion du réseau électrique de la région d'Adrar.

Afin d'intégrer efficacement les énergies renouvelables dans notre système électrique, de nouvelles exigences de raccordement et de fonctionnement doivent être fixées dès début le dans le *code du réseau*. Partant de cette nécessité, nous avons donné dans la dernière partie des orientations et des recommandations relatives aux raccordements des centrales renouvelables.

Mots clé : énergie éolienne, énergie solaire photovoltaïque, coefficient d'utilisation, écoulement de puissance optimal, algorithme de lucioles, algorithme de recherche de coucou, algorithme de pollinisation de fleurs, code du réseau.

Table des matières

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

Introduction générale.....	13
-----------------------------------	-----------

CHAPITRE 1

Energies renouvelables en Algérie.....	16
---	-----------

1.1. Développement des filières d'EnR en Algérie.....	17
1.2. Programme de développement des EnR pour l'horizon 2015-2030.....	19
1.3. Caractéristiques principales des réseaux isolés.....	20
1.4. Impact de l'intégration des EnR sur un système électrique.....	21
1.5. Solutions pour une intégration meilleur des EnR.....	28
1.6. Conclusion.....	31

CHAPITRE 2

Technologies et caractéristiques des centrales photovoltaïques et éoliennes en Algérie.....	32
--	-----------

2.1. Généralité et modélisation des centrales photovoltaïques.....	33
2.1.1. Principe du fonctionnement d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau.....	33
2.1.2. Influence des conditions du site sur la caractéristique du module photovoltaïque....	41
2.1.3. Technologies utilisées pour le projet photovoltaïque en Algérie.....	44
2.1.4. Architecture d'une centrale solaire photovoltaïque en Algérie.....	45
2.1.5. Description de la centrale photovoltaïque de Kabertane.....	46
2.2. Généralités sur les éoliennes.....	48
2.2.1. Modélisation des éoliennes.....	50
2.2.2. Les différentes technologies des éoliennes.....	56
2.2.3. Différents types des générateurs électriques des éoliennes.....	58
2.2.4. Configuration des éoliennes.....	61
2.2.5. Description de la ferme éolienne de Kabertane.....	63
2.3. Conclusion.....	68

CHAPITRE 3

Code du réseau des EnR	69
3.1. Définition du CREnR.....	70
3.2. Normes internationales.....	70
3.3. Processus d'élaboration d'un CREnR.....	71
3.4. Exigences relatives à l'intégration des EnR.....	73
3.5. Études requises et recommandées	74
3.6. Synthèse des exigences techniques	76
3.7. Comparaison des CREnR.....	82
3.8. Recommandations pour l'élaboration de CREnR Algérien	88
3.9. Conclusion.....	89

CHAPITRE 4

Evaluation du fonctionnement de la ferme éolienne et la centrale photovoltaïque de Kabertane

91

4.1. Fonctionnement global du réseau isolé d'Adrar-In Salah.....	92
4.2. Fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Kabertane	93
4.2.1. Analyse des données enregistrées.....	94
4.2.2. Fonctionnement journalier.....	95
4.2.3. Fonctionnement sur une semaine	106
4.3. Fonctionnement de la ferme éolienne de Kabertane	108
4.3.1. Analyse du fonctionnement global de la ferme éolienne	108
4.3.2. Analyse statistique du fonctionnement de la turbine 06.....	109
4.3.3. Analyse de fonctionnement de la génératrice 06.....	117
4.4. Conclusion.....	119

CHAPITRE 5

Etude de l'écoulement de puissance optimal en présence des fermes éoliennes.....

121

5.1. Formulation du problème	122
5.2. Description des algorithmes de CSA, de FFA et de FPA	127
5.2.1. Description de la CSA	127
5.2.2. Description de la FFA.....	129
5.2.3. Description de la FPA.....	131
5.3. Organigramme de la CSA, de la FFA et de la FPA pour résoudre l'EPO	134
5.4. Résultats et discussion.....	138
5.5. Conclusion.....	144

Conclusion générale	147
Références bibliographie	151
ANNEXE A	165
ANNEXE B	172
ANNEXE C	175
ANNEXE D	177

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1:	Répartition par technologie des filières d'EnR	19
Figure 1.2:	Nouveau programme des EnR	20
Figure 1.3:	Exemple de courbe d'une de LVRT	27
Figure 2.1:	Schéma unifilaire général d'une centrale photovoltaïque	34
Figure 2.2:	Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	37
Figure 2.3:	Caractéristique I_p-V_{pv} pour différentes valeurs d'ensoleillement et de la température	39
Figure 2.4:	Modèle d'une cellule pour un circuit-ouvert	40
Figure 2.5:	Modèle d'une cellule pour un court-circuit	40
Figure 2.6:	Intersection entre la courbe $I_{pv}-V_{pv}$ et caractéristique de la charge	41
Figure 2.7:	Schéma de raccordement : (a) au réseau de transport, (b) au réseau de distribution	45
Figure 2.8:	Schéma unifilaire simplifié de la centrale photovoltaïque de Kabertane	47
Figure 2.9:	Schéma typique d'une éolienne	49
Figure 2.10:	Courbe P(V) de Gamesa G52-850kW	56
Figure 2.11:	Schéma simplifié d'une éolienne à vitesse fixe	59
Figure 2.12:	Eolienne à vitesse variable utilisant un moteur à induction à rotor enroulé	59
Figure 2.13:	Eolienne à vitesse variable utilisant un générateur synchrone	60
Figure 2.14:	Schéma du générateur d'éolienne de type 1	62
Figure 2.15:	Schéma du générateur d'éolienne de type 2	62
Figure 2.16:	Schéma du générateur d'éolienne de type 3	62
Figure 2.17:	Schéma du générateur d'éolienne de type 4	63
Figure 2.18:	Vue latérale de Gamesa G52-850 kW	63
Figure 2.19:	Orientation des éoliennes dans la ferme de Kabertane	66
Figure 2.20:	Courbe PQ générique de l'aérogénérateur de Gamesa	66
Figure 3.1:	Processus d'élaboration et mise à jour d'un CREnR	72
Figure 3.2:	Caractéristique de contrôle de la puissance réactive et tension (Q/V)	77
Figure 3.3:	Caractéristique de contrôle de la puissance active et fréquence (P/f)	78
Figure 3.4:	Caractéristiques de capacité de contrôle de la puissance réactive des éoliennes requises dans différents codes de réseau	85
Figure 3.5:	Marge de la puissance réactive requise pour les centrales éoliennes offshore tel que spécifié par l'allemand TSO TenneT	85
Figure 3.6:	Exigences de LVRT provenant de différents codes du réseau	87
Figure 4.1:	Eclairement solaire dans chaque site réalisé le 01 janvier 2017	92
Figure 4.2:	Puissance active de chaque centrale réalisée le 01 janvier 2017	93
Figure 4.3:	Taux de pénétration de chaque filière des EnR réalisé le 01 janvier 2017	93
Figure 4.4:	Vue du système SCADA de surveillance météorologique	94
Figure 4.5:	Profil de la puissance active de la sortie	96
Figure 4.6:	Profil de la température de la station	96
Figure 4.7:	Profil de la puissance active consommée par la centrale photovoltaïque	97
Figure 4.8:	Profils journaliers de la puissance active injectée	99
Figure 4.9:	Profils journaliers du rayonnement incliné	99
Figure 4.10:	Profils journaliers de la température de la station	99

Figure 4.11:	Profils journaliers de l'humidité relative	100
Figure 4.12:	Rayonnement incliné sur trois jours successifs (1)	100
Figure 4.13:	Puissance injectée sur trois jours successifs (1)	101
Figure 4.14:	Rayonnement incliné sur trois jours successifs (2)	101
Figure 4.15:	: Puissance de la sortie sur trois jours successifs (2)	101
Figure 4.16:	Température de la station sur trois jours successifs (1)	102
Figure 4.17:	Température de la station sur trois jours successifs (2)	102
Figure 4.18:	Puissances injectée moyennes matinale et vespérale	103
Figure 4.19:	Rayonnements inclinés moyens matinal et vespéral	103
Figure 4.20:	Températures de la station moyennes matinale et vespérale	104
Figure 4.21:	Humidités relatives moyennes matinale et vespérale	104
Figure 4.22:	Puissance de la sortie en fonction de l'humidité relative	105
Figure 4.23:	Température de la station en fonction de l'humidité relative	105
Figure 4.24:	Température de la station en fonction du rayonnement incliné matinal durant Aout	106
Figure 4.25:	Puissance de la sortie en fonction du rayonnement incliné matinal durant Aout	106
Figure 4.26:	Variations relatives de différentes mesures sur une période d'une semaine	107
Figure 4.27:	Distribution de Weibull saisonnière de la vitesse du vent	111
Figure 4.28:	Probabilité cumulative de la vitesse du vent	111
Figure 4.29:	Puissance active (faible / forte) de l'éolienne réalisée sur 6 jours consécutifs	112
Figure 4.30:	Production d'énergie éolienne sur trois jours adjacents typiques	113
Figure 4.31:	Distribution de probabilité de la puissance de l'éolienne 06	114
Figure 4.32:	Distribution de Weibull saisonnière de la puissance active générée	114
Figure 4.33:	Probabilité cumulative de la puissance active générée	115
Figure 4.34:	Photovoltaïque ar de trois jours adjacents typiques	115
Figure 4.35:	Cohérence entre les courbes $P(V)$ réelle et $P(V)$ de concepteur	117
Figure 4.36:	Courbe PQ de la génératrice 06	118
Figure 4.37:	Vitesse du rotor en fonction de la vitesse du vent et la puissance active	118
Figure 4.38:	Vitesse de rotation de la génératrice en fonction de la vitesse du vent et la puissance active	119
Figure 5.1:	Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la CSA	135
Figure 5.2:	Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la FPA	136
Figure 5.3:	Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la FFA	137
Figure 5.4:	schéma électrique du réseau isolé d'Adrar	138
Figure 5.5:	Courbe de convergence de la fonction multi-objective pour la CSA, la FFA et la FPA	141
Figure 5.6:	Courbe de convergence d'émission de NOx pour la CSA, la FFA et la FPA	141
Figure 5.7:	Courbe de convergence du coût du carburant pour la CSA, la FFA et la FPA	142
Figure 5.8:	Temps du calcul en fonction du nombre d'itérations pour la CSA, la FFA et la FPA	142
Figure 5.9:	Courbe de convergence de la puissance effective du parc éolien d'Adrar pour la CSA, la FFA et la FPA	142

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Bilan énergétique par filière réalisés en 2014 et 2015	18
Tableau 1.2	Production énergétique par filière	18
Tableau 2.1	Projet de 7 centrales photovoltaïques	44
Tableau 2.2	Technologie de cellules photovoltaïques dans le cadre du projet de 53 MW	45
Tableau 2.3	Caractéristiques des modules photovoltaïques des centrales photovoltaïques	46
Tableau 3.1	Marges de la fréquence du système de transmission	83
Tableau 3.2	Marges de la tension	83
Tableau 3.3	Exigences de LVRT des réseaux isolés	88
Tableau 4.1	Corrélation entre les différentes mesures	95
Tableau 4.2	Synthétise de performance du parc éolien	10
Tableau 4.3	Analyse statistique de la vitesse du vent	9
Tableau 4.4	Paramètres de différents PDF de la vitesse du vent	11
Tableau 4.5	Paramètres de différents PDF de la puissance active	1
Tableau 4.6	Analyse statistique de la puissance active générée	11
Tableau 4.7	Percentiles de la vitesse du vent et la puissance active générée	5
Tableau 5.1	Résultats statistiques de l'EPO	11
Tableau 5.2	Vitesse de convergence moyenne des CSA, FFA et FPA	6
Tableau 5.3	Solutions optimales de la fonction multi-objective	11

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Au cours de ces dernières années, la production de l'énergie à partir des sources renouvelables se déploie massivement dans les réseaux électriques [1]. En effet, grâce aux rénovations technologiques dans le domaine des énergies renouvelables (EnR) et avec l'élaboration des nouvelles lois sur l'énergie électrique et les encouragements nationaux et internationaux qui ont pour objectif d'utiliser ces énergies et avec la contrainte du changement climatique, il est prévu que la pénétration des EnR raccordée au réseau électrique Algérien continuera à augmenter significativement dans les décennies à venir.

La croissance démographique et la forte urbanisation de la population Algérienne, ont un fort impact sur la demande énergétique et sur notre environnement. La stratégie de développement énergétique en Algérie s'appuie principalement sur les énergies fossiles (pétrole et gaz), ce qui est contradictoire aux engagements internationaux dans le domaine du développement durable et environnemental (protocole de Kyoto en 1998).

Cette stratégie qui reconduit les politiques actuelles et qui traduit le scénario tendanciel n'est pas soutenable pour plusieurs raisons, à savoir :

- Les énergies fossiles présentent plusieurs contraintes ; elles sont épuisables et de ce fait, celles de l'Algérie, sont en train de s'épuiser, à moins de nouvelles découvertes.
- L'attention de revenir dès 2050 à des émissions de CO₂ compatibles avec une augmentation déjà très significative mais probablement encore contrôlable des risques de réchauffement.
- La nécessité de développer activement des solutions de substitution pour survivre à l'épuisement des ressources fossiles avant ou vers la fin du siècle pour le pétrole et le gaz.
- La nécessité d'anticiper les conséquences du réchauffement climatique est inéluctable.

Face à ces inquiétudes, il serait important d'étudier avec une bonne ambition notre avenir énergétique en maîtrisant d'une part, nos consommations, et d'autre part, en faisant appel aux ressources inépuisables dont nous disposons abondamment : les EnR.

En réalité, aucune filière énergétique ne peut se prévaloir de ne présenter aucun inconvénient. À l'inverse des énergies fossiles, il n'existe pas d'obstacles de pérennité des ressources renouvelables. Cependant, il peut exister des limites d'accès aux différentes ressources renouvelables avec certains inconvénients, dont le coût élevé et l'étendue de la surface au sol mobilisée. L'intermittence dans la disponibilité constitue le plus grand obstacle, c'est-à-dire, le fait qu'il soit impossible de garantir la puissance fournie à tous moments. Pour ce qui est des coûts, il est clair que les filières renouvelables deviennent plus rentables au fur et à mesure que le prix du pétrole augmente [2, 3, 4].

Aussi, la présence d'une forte production éolienne à partir d'EnR, intermittente et fluctuante, pose aux réseaux électriques de nouveaux problèmes par rapport aux systèmes électriques alimentés par des sources de productions conventionnelles. Ces problèmes sont liés à l'économie et la sûreté des systèmes électriques qui doivent être pris en compte dans la politique de développement des EnR. L'insertion des EnR nécessitera le développement à grande échelle des réseaux afin de respecter les capacités des équipements ainsi que les exigences de sécurité et de qualité des utilisateurs du réseau. L'analyse d'un système électrique dans ce contexte requiert la réalisation d'études approfondies sur l'impact des EnR sur les réseaux. Ce travail traite particulièrement de l'impact d'insertion massive des unités de production d'électricité d'origine renouvelable, ainsi que des procédures pour une intégration efficace et maximale de production de sources renouvelables, notamment éoliennes et photovoltaïques dans le réseau isolé d'Adrar (RIA).

Dans l'état de l'art, des recommandations concernant l'exigence du fonctionnement et du raccordement (appelé « *Grid-code* ») des EnR au RIA seront présentées. Ces règles décrivent les leviers d'intégration d'EnR à mettre en place en cas de contraintes causées par la production ou par le réseau électrique lui-même. Par la suite, l'évaluation du fonctionnement de deux centrales éolienne et photovoltaïque, y sera présentée. Enfin, une nouvelle approche d'optimisation du fonctionnement du RIA sera présentée. L'avantage de cette approche est d'estimer la production des éoliennes en considérant l'intermittence du vent. Ce problème est résolu grâce aux trois algorithmes métaheuristiques. À l'aide de ces algorithmes, la valeur économique, environnementale et technique des éoliennes sera évaluée.

Notre thèse est constituée de cinq chapitres :

- **Dans le chapitre 1**, le contexte général du développement des EnR en Algérie : situation et perspectives est présenté. D'autre part, une synthèse est menée sur l'impact de l'intégration des EnR sur les réseaux électriques. Le but est de mieux comprendre les problèmes qui peuvent survenir dans le cas surtout des faibles systèmes électriques.

- **Dans le chapitre 2** nous détaillerons la modélisation des centrales solaires PHOTOVOLTAÏQUE et éoliennes. Les technologies adoptées en Algérie sont ensuite décrites.
- **Le chapitre 3** rassemble les exigences relatives au raccordement et au fonctionnement des centrales solaires photovoltaïque et éoliennes. Les recommandations spécifiques au RIA sont fondées sur la base des expériences apprises par les pays pionniers dans les EnR.
- **Dans le chapitre 4** nous nous focalisons sur l'évaluation du fonctionnement de la ferme éolienne et la centrale solaire photovoltaïque de Kabertane depuis leur mise en service. L'étude est basée sur des séries temporelles enregistrées minutieusement chaque 10 minutes. La série de données contient les valeurs de différents paramètres, à savoir, puissances active et réactive de sortie, humidité, température, rayonnement et vitesse du vent.
- **Le chapitre 5** présente l'application pour les études statiques, dans notre cas, l'optimisation de l'écoulement de puissance en présence des fermes éoliennes sera étudiée. Pour ce faire, trois nouveaux algorithmes métaheuristiques ont été évalués, à savoir, l'algorithme de recherche de Coucou (*cuckoo search algorithm*), l'algorithme de Pollinisation des fleurs (*flower pollination algorithm*) et l'algorithme de Lucioles (*firefly algorithm*). Enfin, nous clôturons ce travail par une conclusion générale résume les résultats obtenus, et mettant en évidence les principaux enseignements et dressant une liste de travaux jugés intéressants à réaliser dans l'avenir.

1 CHAPITRE

Energies renouvelables en Algérie

Situation, développement, contraintes et perspectives

Ce premier chapitre aura pour objectif de présenter la stratégie et la politique énergétique Algériennes et les enjeux liés à l'insertion des EnR dans le système électrique. Tout d'abord, la situation énergétique et le déploiement progressif d'un grand nombre d'EnR seront présentés. Ensuite, nous abordons l'impact des EnR sur la fiabilité et le fonctionnement d'un système électrique. Les approches permettant une intégration fiable et sûre seront élaborées également.

1.1. Développement des filières d'EnR en Algérie

Depuis quelques décennies, l'Algérie vit des changements importants sur les plans énergétiques et technologiques. Néanmoins, des défis tout aussi importants sont apparus, et nous devons nous adapter aux nouvelles situations et trouver des solutions fiables et durables. Dans le secteur énergétique, le système énergétique actuel doit être modernisé afin de s'adapter aux contextes économiques, sociaux et environnementaux. Techniquement, le système énergétique Algérien est en phase de l'adaptation aux réalités actuelles. Dans ce contexte, l'Algérie a commencé une transition de la production d'énergie traditionnelle à partir de combustibles fossiles vers les sources renouvelables.

Un premier programme des EnR a été adopté en 2011. *« Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme. »* [5].

En février 2015, un nouveau programme de développement des EnR a été affiché. Ce dernier prévoit d'atteindre une capacité de production à base des EnR de 22 GW à l'horizon 2030, qui devrait représenter près de 27 % de notre consommation nationale en électricité, dont plus de 4.50GW seront réalisés d'ici 2020. Les retombées de ce programme seront très significatives en matière de création d'emplois, d'industrialisation et d'acquisition de savoir-faire, contribuant ainsi à la diversité et à la modernisation énergétique de notre pays [6].

Récemment, un programme important a été élaboré, dont plus de 3000 foyers ont été électrifiés au solaire et bénéficié d'équipements d'irrigation par le solaire. Plus de 30 villages du grand sud ont été également électrifiés au solaire.

Dans le cadre du projet pilote (raccordement au réseau électrique), l'Algérie a déjà mis en service en 2010, à Hassi R'mel, une centrale à cycle combiné à base d'énergie solaire thermique et du gaz naturel, d'une capacité de 150 MW, dont 25 MW en solaire thermique. Par la suite, une ferme éolienne de 10.2 MW, située dans la localité de Kabertane a été mise en exploitation en 2014. Parallèlement, une mini-centrale solaire expérimentale, pédagogique, de 1.1 MW a été inaugurée à Ghardaïa. Depuis la fin 2015 et jusqu'à 2016, sept centrales photovoltaïques d'une capacité totale de 53 MW ont été installées dans le RIA.

Les tableaux 1.1 et 1.2 donnent le bilan énergétique et la production par filière réalisés en 2014 et 2015. Les tableaux montrent que notre consommation énergétique ne cesse d'augmenter, dont la part des EnR est encore négligeable.

Tableau 1.1 : Bilan énergétique par filière réalisés en 2014 et 2015

Production énergétique	Energie (GWh)		Taux d'évolution (%)
	2014	2015	
SPE* globale	25 379	31 359	23.6
IPP**	35 125	33 349	5.33
Total	60 504	64 708	6.9
Réseau interconnecté	58 868	62 890	6.8
Pôle d'Adrar	872	976	11.9
Réseau isolé du sud	764	842	10.3

* : Société Algérienne de Production d'électricité

** : Independant Power Producers

Tableau 1.2 : Production énergétique par filière

Filière	Production énergétique (GWh)		Taux d'évolution (%)
	2014	2015	
Turbines à vapeur	10 221	10 227	0.1
Turbines à gaz	19 894	26 670	34.1
Cycles combinés	29 625	27 012	-8.8
Hydrauliques	193	145	-24.5
Diesel	571	622	9
Eolien	1	19.2	1833.2
Photovoltaïque	0.9	13.7	1405.3

La politique énergétique de l'Algérie préconise l'accroissement de la contribution des EnR dans le Bilan Energétique National ainsi que l'encouragement des systèmes énergétiques à haut rendement. Le scénario proposé est fondé sur une montée progressive de ces énergies.

À la faveur du programme de développement des EnR 2011-2030 adopté en 2011, les EnR se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menées par l'Algérie. Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et des tests de différentes technologies, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme. Parmi les éléments nouveaux, il convient de citer : une meilleure connaissance du potentiel énergétique national des EnR, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées; la baisse des coûts des filières photovoltaïques et

éoliennes qui s'affirment de plus en plus sur notre marché pour constituer des filières viables à considérer ; les coûts encore très élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde; le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

La révision de ce programme porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

L'achèvement efficace de ce programme peut se faire selon les approches suivantes :

- ✓ Complément à l'électrification rurale pour l'alimentation en électricité des sites isolés.
- ✓ Hybridation des centrales diesels existantes ou nouvelles par des systèmes photovoltaïques ou par des éoliennes, selon le site et la puissance.
- ✓ Approche dictée par des considérations de politique énergétique, de veille technologique ou de conformité à des engagements environnementaux. Cette approche concerne notamment les filières solaires thermiques, éoliennes et cogénération.

1.2. Programme de développement des EnR pour l'horizon 2015-2030

Les projets pour la période 2015-2030 illustrés dans la figure 1.1, ont été identifiés, selon deux phases présentées par la figure 1.2 pendant lesquelles la phase 2015-2020 commencera par le déploiement du programme et la fabrication des équipements. Au-delà de 2021-2030, le déploiement à grande échelle du programme d'électricité renouvelable sera également l'objectif.

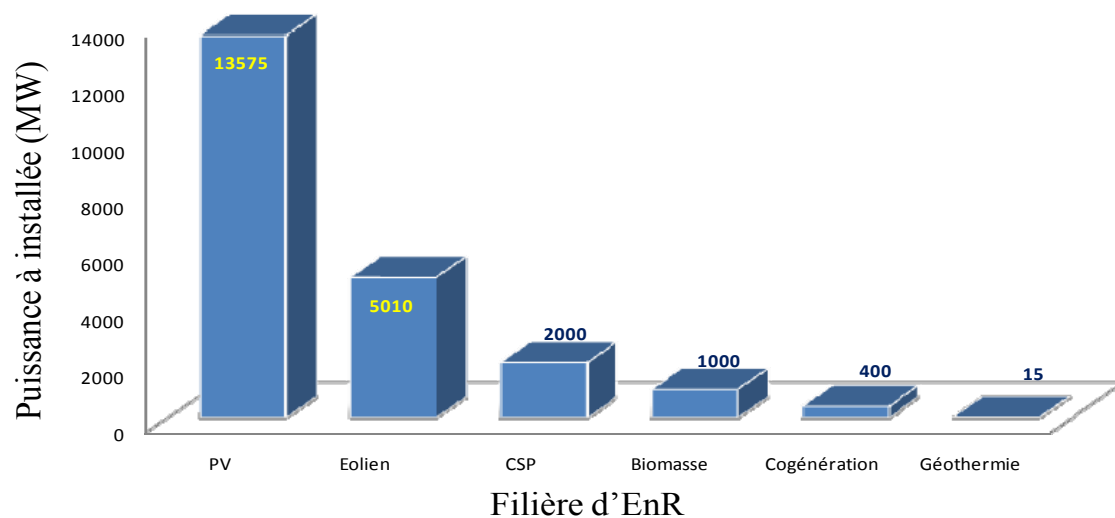


Figure 1.1: Répartition par technologie des filières d'EnR

Phase 1: 2015-2020 (4 500 MW)					
PV 3 000 MW	Eolien 1 010 MW	Cogénération 150 MW	Biomasse 360 MW	Géothermie 5 MW	

Phase 2: 2021-2030 (17 500 MW)					
PV 10 575 MW	Eolien 4 000 MW	Cogénération 250 MW	Biomasse 640 MW	CSP 2 000 MW	Géothermie 10 MW

Figure 1.2: Nouveau programme des EnR

1.3. Caractéristiques principales des réseaux isolés

La principale caractéristique des réseaux isolés est sa taille limitée. Nous pouvons distinguer deux types de réseaux isolés [7,8]:

- les « petits » systèmes isolés, devant produire sur place l'ensemble de l'électricité qu'ils consomment.
- les systèmes autonomes disposant d'une interconnexion synchrone limitée.

Par opposition aux réseaux interconnectés, les réseaux isolés se caractérisent par:

- *Puissance de court-circuit faible*: les niveaux de tension utilisés pour le transport dans la plupart des réseaux isolés sont plus faibles par rapport à ceux des réseaux interconnectés. Les réseaux isolés comptent un faible nombre de groupes fonctionnant en parallèle et une faible puissance unitaire. Tout cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit faibles.
- *Une grande sensibilité aux variations de la production* : le rapport entre l'inertie du groupe le plus puissant avec celle de la totalité du système est grand. C'est pourquoi, dans un réseau isolé, le choix d'utiliser une puissance unitaire plus ou moins importante conduira à fixer une réserve primaire plus importante par rapport à la puissance produite à un instant donné ou dégrader la qualité de service (délestage de la charge).
- *Limitation de la capacité de nouveaux moyens de production* : la puissance maximale des groupes de production dans les réseaux isolés est limitée d'après des mécanismes technico-économiques, ce qui conduit à un coût d'installation par kilowatt plus élevé.

1.4. Impact de l'intégration des EnR sur un système électrique

Les EnR ne représentent actuellement qu'une échelle marginale dans le bilan énergétique du système électrique Algérien. La production d'origine renouvelable est intermittente et aléatoire par nature. Avec leurs intégrations à grande échelle dans le système électrique et les réseaux isolés, comme celui de RIA, des contraintes liées à l'exploitation et à la planification peuvent apparaître.

Un réseau électrique exige pour être bien fonctionnel, que la fréquence et les tensions soient dans leurs marges. Relever ces défis est indispensable, certains aspects économiques et opérationnels doivent être pris en compte dès le début suivant la nature de la ressource et la technologie utilisée.

Les EnR qui se développent le plus en relation avec l'augmentation de la consommation de l'électricité sont l'éolien et le solaire (photovoltaïque et solaire thermodynamique - *Concentrating Solar Power Plant* CSP). Ces technologies sont fondamentalement différentes, elles sont certainement toutes les deux intermittentes mais leurs intermittences sont différentes, l'intermittence du solaire est totalement prévisible, comparée à celle de l'éolien qui l'est moins. En conséquence, leurs évolutions se développent différemment, et impactent le réseau chacune à sa manière.

Ces aspects sont résumés comme suit :

1.4.1. Problèmes liés au flux de puissance

L'intégration à grande échelle des EnR pose des difficultés techniques aux opérateurs de système électrique. La localisation des EnR peut conduire à un afflux de puissance sur les réseaux qui n'étaient pas dimensionnés pour recevoir cette puissance. A des taux de pénétration relativement faibles, la gestion des moyens de production intermittents et l'impact de la production intermittente reste limités et peuvent être pris en charge par le système électrique lui-même. Par contre, lorsque leur proportion augmente, des moyens de production complémentaires doivent être mobilisés pour compenser d'éventuels déséquilibres [3, 9-12].

L'expérience de l'intégration massive d'EnR dans les systèmes électriques des pays comme l'Espagne, le Danemark ou l'Allemagne ont été possibles grâce au développement et à la mise au point d'outils de gestion des systèmes électriques, capables de traiter et d'accepter des puissances éoliennes plus importantes [13]. Ces expériences montrent que la limite supérieure pour la pénétration des EnR dans les systèmes électriques existants sera dictée par des considérations d'ordre économique et réglementaire plutôt que d'ordre technique. Pour le cas

de l'Algérie, où le déploiement des EnR est encore dans sa phase initiale, de nombreuses leçons peuvent être tirées.

L'une des grandes erreurs dans l'approche de l'intégration des EnR dans un système électrique, est qu'elles sont traitées de manière isolée alors qu'elles sont en réalité intégrées au système électrique, qui est composé, d'une part, de plusieurs moyens de production de caractéristiques différentes et tous induisant des contraintes sur la gestion des systèmes électriques[14]. D'autre part, des consommateurs ayant des comportements complètement différents. Approcher donc les EnR de manière isolée n'est pas la bonne approche, il faut modéliser les différentes variables comme la production (turbine à gaz, cycle combiné, turbine à vapeur) et la consommation (modèle de la charge, courbe de charge, distribution de probabilité).

1.4.2. Problèmes liés à l'intermittence des sources renouvelables

Les sources renouvelables sont de mieux en mieux prévisibles. La qualité des prévisions de la production ne cesse de s'améliorer via plusieurs modèles [15-19]. Ces modèles fournissent des estimations des paramètres météorologiques tels que la vitesse et la direction du vent, la température, la pression atmosphérique et le rayonnement solaire, sur des horizons de prévision allant de 5 minutes jusqu'à 15 jours dans le futur.

La bonne compréhension de l'impact du caractère variable de la production à base d'EnR sur le système électrique nécessite l'analyse de la variabilité de l'énergie sur les différentes échelles de temps. En effet, les variations rapides peuvent générer des problèmes lorsque la pénétration d'EnR atteint l'ordre de 20% de la consommation totale. Un deuxième type de variations importantes sur le système électrique est les variations dans les 1 à 12 heures, qui ont pour impact sur l'ordonnancement du système électrique. De telles variations sont prédictibles par les moyens de prévisions actuelles. Cependant, la variation elle-même impacte plus les réserves du système électrique et l'ampleur de la variation à un moment donné peut être un problème pour le système électrique.

A cet effet, l'amélioration des modèles de prévision des EnR et les considérer dans le bilan de puissance du système peut diminuer considérablement ces impacts.

La barrière essentielle d'intégrer une grande échelle des EnR dans les systèmes électriques est liée à leur caractère de variabilité (source intermittente, aléatoire et imprévisible), sans oublier que le système électrique est variable dans son intégralité, en matière de production ou de demande. La variabilité de la production est principalement liée à la disponibilité des moyens de production, de transport et de distribution. La variabilité de la demande est liée à l'activité

humaine ou à des facteurs non prévisibles (météo). La véritable question à se poser n'est donc pas relative à la variabilité ou à l'intermittence d'une technologie ou d'une filière particulière comme l'éolien, mais comment prédire la variabilité et l'intermittence et quels sont les outils à utiliser afin de maîtriser à tout moment le processus de rapprochement entre la demande et la production [16-18].

1.4.3. Les problèmes liés à la gestion de réserve

Afin de garantir un équilibre continu entre la production et la demande, les différentes centrales sont planifiées pour approvisionner cet équilibre, ceci permet de prévenir toute déviation de la fréquence, où les réserves primaire et secondaire sont maintenues en disponibilité à tout moment et sont activées dès qu'une petite fluctuation de la valeur nominale de la fréquence apparaît.

Tenant en compte que les EnR ont de faibles puissances comparées aux centrales conventionnelles, leurs impact sur la réserve primaire est négligeable. Dans les pays comme l'Allemagne, l'Espagne, ou le Danemark, la pénétration de l'énergie éolienne est importante, leurs expériences montrent que l'impact de l'énergie éolienne sur la réserve primaire reste faible et concentré au niveau de la réserve secondaire seulement [20].

En général, l'impact de l'EnR sur les réserves du système électrique dépend du niveau de pénétration, de la localisation géographique des sources primaires, de la capacité du système électrique et du mix énergétique du système. Si l'EnR n'a aucun impact sur la réserve primaire à mobiliser sur une échelle de temps de la seconde à la dizaine de minutes, l'impact sur la réserve secondaire à mobiliser sur une échelle de temps de 10 minutes à une heure ne commence qu'à partir d'un niveau de pénétration de 10 % [3,21-26].

1.4.4. Problèmes liés à la stabilité du système électrique

Les EnR ont leurs caractéristiques techniques propres, distinctes de celles des autres filières, mais ceci est le cas de n'importe quelle autre filière qui possède chacune des caractéristiques techniques propres distinctes de celles des autres. Ainsi, aucune filière, aucune technologie ne doit être traitée et approchée de manière isolée. Ce sont d'une part les avantages, les inconvénients et les caractéristiques intrinsèques combinées de toutes les technologies, et d'autre part la structure de la demande et sa variabilité qui comptent pour un système électrique [27].

Les comportements dynamiques entre les EnR et le système électrique peuvent être groupés en deux aspects [2]:

1. L'impact et le comportement des aérogénérateurs, parcs éoliens et les onduleurs lors une perturbation ou d'un défaut dans le réseau.
2. L'impact négatif des EnR sur la stabilité du système (la stabilité de tension et de la fréquence, etc.).

L'apport des simulations dynamiques des systèmes électriques sur l'effet des perturbations et des événements transitoires révèlent les types de solutions qui devraient être pris en compte lorsque la stabilité du système électrique est menacée. Ces simulations permettent la détermination des flux d'énergie permanents que peut supporter le système électrique et la quantité d'énergie qui peut être injectée en chaque point du réseau.

En effet, les problèmes suivants ont été recentrés dans les faibles systèmes électriques [28-31]:

a) Stabilité oscillatoire électromécanique (small signal stability)

Dans les systèmes électriques, plusieurs phénomènes provoquent des oscillations non amorties ou croissantes (un mode commun d'instabilité est les oscillations des rotors des générateurs l'un par rapport à l'autre). La plage typique de la fréquence des oscillations électromécaniques est de 0.2-0.8 Hz (c'est-à-dire la période d'oscillation varie de 1.3 s à 5 s).

Bien que le contrôle rapide de la tension des machines synchrones, en particulier celles qui sont équipées d'un gain élevé, peut contribuer à l'amortissement des oscillations électromécaniques, les éoliennes ne participent pas souvent à ces oscillations électromécaniques [24].

b) Contrôler les interactions et l'instabilité

La possibilité d'interaction entre les dispositifs est très large. Les générateurs disposant d'électronique de puissance peuvent interférer les uns avec les autres, ou bien ils peuvent interférer avec d'autres dispositifs d'électroniques de puissance tels que les liaisons HVDC, les FACTS (SVC ou STATCOM), ou même sans électronique de puissance tels que les condensateurs en série ou générateurs conventionnels. Plus le système est faible par rapport aux dispositifs contrôlés, plus l'impact de chacun des dispositifs sur les autres est important [29-31].

Contrairement aux centrales conventionnelles, les centrales photovoltaïque n'ont pas de pièces tournantes, et donc pas d'inertie, et leur puissance injectée est très sensible, en raison des changements du rayonnement solaire causés par le déplacement des nuages sur un ciel clair. Une augmentation ou une diminution brusque du rayonnement solaire peut entraîner des variations importantes et rapides de la puissance de sortie. Il est possible pour une

centrale photovoltaïque d'atteindre sa puissance maximale en quelques secondes, dont la rapidité avec laquelle elle atteint son maximum dépend du taux de rampe des onduleurs. Selon le taux de pénétration des photovoltaïque, la variation du rayonnement solaire peut provoquer des fluctuations indésirables en tension et affecter le fonctionnement des équipements de protection.

En outre, les éoliennes à vitesse variable et les panneaux photovoltaïques (qui ne comportent pas de masses tournantes) ne contribuent pas naturellement à l'inertie totale du système auquel ils sont raccordés. Par contre, les éoliennes à vitesse fixe à base de machines asynchrones se comportent similairement aux groupes conventionnels, en cas de variation de la fréquence en libérant de l'énergie cinétique stockée dans leurs masses pour stabiliser la fréquence. Néanmoins, en raison de la petite taille de l'installation unitaire, la constante d'inertie de ce type d'éolienne est en général très faible et l'apport inertiel des éoliennes à vitesse fixe pour le système électrique est donc marginal par rapport à celui des groupes conventionnels. Un taux de pénétration croissant d'EnR pourrait donc conduire à une baisse de l'inertie globale du système. Dans cette situation, l'occurrence d'un défaut engendre une chute de fréquence plus rapide, un creux de fréquence plus profond et un écart de fréquence plus large. La conséquence sur les réseaux isolés est donc un risque plus important nécessitant souvent un délestage.

1.4.5. Qualité de l'énergie électrique

Idéalement, un réseau électrique devrait toujours fournir un signal de tension parfaitement sinusoïdal à chaque emplacement du client. Cependant, pour un certain nombre de raisons, il est difficile de préserver ces conditions souhaitables. La déviation de la forme sinusoïdale de l'onde de la tension et du courant est décrite en termes de distorsion de la forme d'onde, souvent exprimée sous la forme de 'distorsion d'harmonique [8, 12, 27].

En effet, les paramètres essentiels pour déterminer cet impact sont les puissances actives et réactives, les fluctuations de tension (*Flicker*), les courants des harmoniques [34].

Les principales études dont il faut tenir compte sont :

- ✓ L'analyse des flux permettant de déterminer si les variations lentes de la tension restent dans des limites acceptables.
- ✓ Les creux éventuels de la tension lors du démarrage des éoliennes.
- ✓ L'estimation du courant d'harmonique maximal.

1.4.6. Instabilité en fréquence

Fondamentalement, la fréquence est une variable globale, identique dans tout le système électrique. Sa valeur doit rester comprise dans une marge de variation très petite afin de garantir un fonctionnement normal et sûr des matériels [34-39].

L'instabilité en fréquence est causée par un changement brusque dans le bilan de puissance, suite à la déconnexion d'une grande charge ou d'une grande centrale électrique, ou par un changement très rapide dans une zone entière de la puissance de plusieurs centrales à base d'EnR. Le réglage de la fréquence se traduit par l'équilibre entre la production et la consommation de la puissance active à laquelle les éoliennes peuvent contribuer [36].

1.4.7. Perte de synchronisme

Ce phénomène peut affecter une zone plus ou moins importante du système. Dans ce cas, l'ilotage permet d'empêcher une propagation de ce phénomène vers d'autres zones du système. La procédure doit être extrêmement rapide et pose de nombreuses contraintes [40].

L'ilotage est une mesure extrême qui permet de contenir un phénomène dans une zone du système. Sa mise en place nécessite la détermination préalable des zones concernées par l'ilotage [41].

1.4.8. Défis économiques

Bon nombre des problèmes identifiés ci-dessus peuvent être résolus soit par une analyse minutieuse et un réglage du contrôle, soit par l'ajout d'équipement de soutien ou de nouvelles infrastructures de transport, soit encore par la réduction de la production. Toutefois, à mesure que les systèmes deviennent très faibles, le coût qui permettra à la génération de se connecter et de fonctionner d'une manière satisfaisante peut devenir onéreux et peut affecter la faisabilité du projet [3].

1.4.9. Problème liés à la tension

a) Creux de tension

L'un des principaux problèmes de la qualité de l'énergie sont les creux de tension. En raison du niveau élevé de pénétration des EnR dans les réseaux de transport, les sources d'EnR doivent supporter les creux de tension.

Le comportement de chaque technologie est différent en fonctionnement permanent ou lors d'un défaut. Par exemple, dans les éoliens à double alimentation (*Doubly Fed Induction Generator DFIG*), le stator est directement connecté au réseau mais son rotor

est connecté au réseau au moyen d'un convertisseur de l'électronique de puissance qui effectue le contrôle de la puissance active et réactive. Un creux de tension provoquera de grands courants dans le rotor. Donc, une tension de rotor élevée sera nécessaire pour contrôler le courant du rotor. Lorsque cette tension dépasse la tension maximale du convertisseur, il n'est plus possible de contrôler le courant souhaité [42,43]. Cela implique qu'un courant important peut circuler, ce qui peut endommager le convertisseur.

En effet, la capacité de survivre à l'impact des courts-circuits dans le réseau est couramment définie comme LVRT (*Low Voltage Ride-Through*). Le LVRT spécifie la marge de capacités pour que les EnR restent connectés au système pendant et après les défauts dans le réseau [43].

Le LVRT est définie par une courbe de tension en fonction du temps. La figure 1.3 illustre un exemple de LVRT. Une chute de tension en dessous de la ligne autorisée la déconnexion de l'unité d'EnR. Inversement, si la tension est a ou au-dessus de cette limite pendant et immédiatement après un court-circuit, les EnR reste connectés [43].

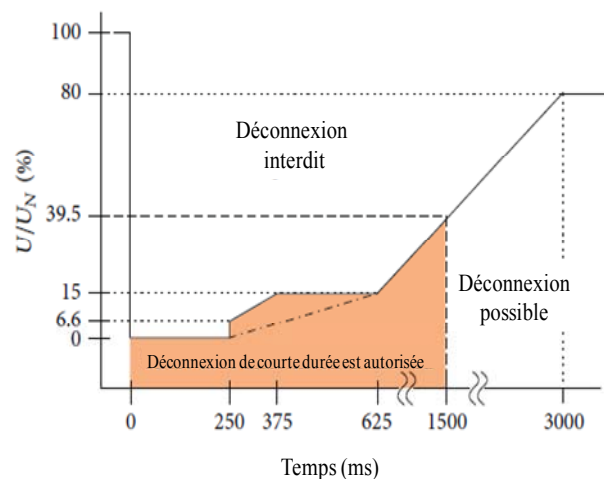


Figure 1.3: Exemple de courbe d'une de LVRT [43]

Le LVRT permet d'éviter la perte brusque d'une production importante d'EnR, qui n'aurait normalement pas eu lieu, ce qui n'affecte pas la stabilité du système.

En outre, la sortie photovoltaïque est élevée quand la centrale est bien ensoleillée, mais lorsque les nuages apparaissent, la puissance de sortie photovoltaïque peut tomber très rapidement. La tension aussi diminue rapidement que la puissance, ce qui entraîne des sous-tensions.

Pour éviter l'îlotage d'une installation photovoltaïque, tous les onduleurs doivent être équipés d'un relais de protection de surtension et de sous-tension, ainsi que de capacités du passage de défaut (*Ride-Through Capabilities*). Généralement, les onduleurs photovoltaïques s'écartent

lorsque la tension du système tombe en dessous de la plage spécifiée. Lorsque la tension tombe en dessous de la limite spécifique, les unités photovoltaïques peuvent se déconnecter en raison du fonctionnement du relais de sous-tension [42-44].

b) Surtension

Lorsque la puissance de sortie photovoltaïque augmente considérablement et soudainement suite à l'augmentation du rayonnement solaire, elle peut provoquer des surtensions dans le réseau de distribution. Les surtensions peuvent endommager les matériels et le fonctionnement des protections. En outre, les clients situés à proximité d'une installation photovoltaïque peuvent subir une surtension si les modes de régulation de la tension ne sont pas correctement réglés [45-49].

La marge de capacité de tolérer les surtensions est directement liée à LVRT. Cette immunité imposée aux hausses de tension momentanées n'a pas de désignation cohérente dans la littérature, mais est parfois appelée "hausse de tension" (*High Voltage Ride-Through HVRT*) [50-52].

Les exigences de HVRT sont des compléments de LVRT, car elles spécifient des creux de tension qu'un système d'EnR doit rester synchronisé pendant le défaut. L'augmentation de la tension se produit moins fréquemment que les creux de tension pendant un défaut de réseau. Cependant, la présence des oscillations est encore souvent associée à des conditions de défaut réseau [50-52]. Il est possible de définir les contraintes HVRT par une courbe de tension en fonction du temps, mais il est le plus souvent caractérisé dans la littérature par un tableau simple des marges de tension et des temps de déclenchement correspondants.

Les causes les plus fréquentes des hausses de tension sont les suivantes:

- Un défaut ligne-terre peut augmenter les tensions sur les phases saines
- Commutation des batteries de condensateurs sur le réseau
- Réduction soudaine et significative de la charge du système (par exemple, de grandes charges mises hors tension).

1.5. Solutions pour une intégration meilleur des EnR

La première solution consiste à laisser raccorder au réseau le même nombre de groupes conventionnels tout en réduisant leur puissance produite. Cette solution permet de garantir la réserve nécessaire, car la réserve constituée sur chaque groupe conventionnel augmente tandis que la production de ces groupes diminue. Néanmoins, avec la diminution de la production conventionnelle, l'un des groupe de productions, voire plusieurs, fonctionnerait

éventuellement en dessous du minimum technique. De plus, on assiste à l'optimisation de la production électrique (optimisation de l'écoulement de puissance). Cette solution n'est donc acceptable que dans une certaine mesure [53,54].

Une autre solution consiste à diminuer le nombre des groupes conventionnels connectés pour assurer que la production de ces groupes soit comprise entre leurs maximum et minimum techniques. Cependant, au-delà d'un certain taux de pénétration d'EnR, la quantité de réserve requise pourrait ne plus être garantie avec un nombre réduit de groupes participants aux réglages primaires de la fréquence.

1.5.1. Importance du Grid-code

Partant des études de la stabilité des systèmes électriques, un ensemble d'exigences techniques spécifiques au fonctionnement et au raccordement des parcs éoliens (et les aérogénérateurs) et centrales solaires photovoltaïques ont été élaborés. L'objectif de ces exigences est d'assurer que les centrales à base d'EnR ne nuisent pas au bon fonctionnement du système électrique, en ce qui concerne la sécurité et la fiabilité de l'ensemble du système, mais aussi de fournir une bonne qualité de l'énergie électrique [55,56].

Les technologies utilisées dans la production d'énergie à base des EnR sont relativement nouvelles et innovantes. La croissance d'EnR dans quelques pays européens a également été plus rapide que prévue, en conséquence, les codes de réseau (*grid-codes*) ont progressivement été reformulés durant les dernières années en parallèle avec la pénétration croissante des EnR et le développement de la technologie; le *grid-code* a toujours suivi et s'est adapté à l'évolution des EnR [56].

1.5.2. Solutions pour LVRT

De nos jours, le développement rapide de l'électronique de puissance a fait que les anciens dispositifs de contrôle de la tension basés sur les condensateurs et les réacteurs ont été remplacés par des systèmes de transmission AC flexibles (FACTS). Les nouvelles éoliennes ont intégré différents systèmes pour résister aux creux de tension; Cependant, les anciennes éoliennes doivent installer des FACTS différents pour surmonter les creux. Les solutions principales sont installées soit dans chaque turbine, soit au point de couplage commun.

Les FACTS utilisés dans les systèmes éoliens peuvent être divisés en trois catégories en fonction de leur connexion [57,58]:

- dispositif en série, par exemple le Dynamic Voltage Restorer (DVR)

- Shunt dispositif, tel que le compensateur statique de tension (SVC) et le compensateur statique (STATCOM).
- Série-shunt. Ils sont une combinaison d'une série et d'un parallèle FACTS. Dans le système éolien *Unified Power-Quality Conditioner* (UPQC) sont utilisés.

1.5.3. Mitigation de la surtension

La surtension peut être limitée en utilisant le mode de contrôle VAR (volt-ampère réactif) de l'onduleur. Lorsque la tension augmente, le mode de contrôle VAR peut répondre dynamiquement en réglant le facteur de puissance. Dans le cas où la puissance réactive n'est pas suffisante pour diminuer la surtension, la réduction de la puissance active est une autre façon de maintenir la tension dans les limites [53,54].

Les solutions à court terme les plus simples dans une zone locale consistent à modifier les paramètres de prise du transformateur pour réduire la tension d'alimentation. Les solutions plus complexes et coûteuses comprennent l'augmentation de la taille des conducteurs sur les câbles d'alimentation et l'ajout de plus de transformateurs afin que moins de clients soient sur un transformateur individuel [59].

Les nouvelles normes internationales des onduleurs qui exigent que les onduleurs ne génèrent temporairement pas d'électricité, peuvent contribuer à une exploitation sûre du réseau, mais signifient que les clients ne bénéficient pas pleinement du système qu'ils ont installé [59].

La nature du réseau électrique est en train de changer. Traditionnellement, il était conçu pour distribuer l'énergie dans une seule direction, des centrales électriques aux clients. Le réseau de l'avenir sera beaucoup plus interactif, avec des maisons et des entreprises alimentant le réseau en énergie à partir de la production locale telle que l'énergie solaire photovoltaïque. Les clients auront également potentiellement un rôle à jouer pour réinjecter l'énergie stockée dans les batteries afin de répondre à la demande de pointe [59].

La conception et l'exploitation du réseau doivent changer pour s'adapter à cette nouvelle réalité. Déconnecter les systèmes solaires installés, ou provoquer l'arrêt des onduleurs dans des situations de surtension sont des solutions à court terme qui imposent des coûts injustement aux propriétaires solaires individuels [59].

1.5.4. Mitigation de la chute de tension

Une solution pour atténuer la chute de tension est de limiter la quantité de puissance injectée de l'unité photovoltaïque. Une autre solution consiste à utiliser les prévisions météorologiques pour réduire la quantité de la puissance attendue lorsque des nuages sont prévus. Cela

nécessite l'utilisation de mesures météorologiques en temps réel et d'algorithmes de prévisions météorologiques. Le logiciel de prévision météorologique doit être intégré aux contrôleurs de des onduleurs photovoltaïques.

1.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une quantité d'informations et de connaissances relatives à l'intégration des EnR en Algérie. Nous avons identifié les problèmes rencontrés lors de la connexion des EnR à des faibles systèmes électriques grâce aux expériences pratiques de plusieurs pays. Nous avons examiné les problèmes qui pourraient être exacerbés avec une augmentation du niveau de pénétration d'EnR. Des solutions ont été proposées dans le but d'atténuer la cause des problèmes.

Nous avons vu que les problèmes associés à l'intégration des EnR dans des faibles systèmes électriques découlent de trois causes fondamentales:

1. L'incapacité du système électrique à transférer de façon stable la puissance produite sous différentes situation de fonctionnement (fonctionnement normal ou en cas de défaut).
2. L'incapacité des EnR à produire de l'électricité de manière stable, notamment après l'élimination de défaut, en ne suivant pas correctement la situation du système.
3. Les sources d'EnR présentent trois propriétés distinctes, la variabilité, l'incertitude et la spécificité de localisation. Ces caractéristiques font perturber la stabilité et la sécurité de système électrique avec une pénétration plus élevée. Par conséquent, sans amélioration dans le système énergétique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire ne deviendra jamais compétitive à grande échelle et des subventions seraient nécessaires pour atteindre des objectifs politiques ambitieux.

2 CHAPITRE

Technologies et caractéristiques des centrales photovoltaïques et éoliennes en Algérie

L'objectif de ce chapitre est de présenter les technologies des centrales photovoltaïques et éoliennes pour le sud de l'Algérie et leurs utilisations avec une démonstration plus détaillée sur l'énergie solaire photovoltaïque, panneaux et cellules photovoltaïques, éolienne, aérogénérateurs et leurs principales caractéristiques et fonctionnement, ainsi que leurs avantages et inconvénients.

2.1. Généralité et modélisation des centrales photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation d'une partie du rayonnement solaire en électricité grâce à des matériaux semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et séléniure d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellure de cadmium (CdTe), etc. [60, 61].

Une centrale solaire photovoltaïque est composée de modules photovoltaïques, comprenant plusieurs cellules photovoltaïques reliées entre elles. La qualité de l'énergie électrique produite dépend de l'orientation des panneaux solaires et de l'ensoleillement du site.

L'énergie solaire photovoltaïque offre de multiples avantages, à savoir :

- ✓ Du point de vue technologique, les centrales photovoltaïques sont extrêmement fiables et relativement simples à mettre en œuvre ; aucune pièce mécanique n'est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux mauvaises conditions climatiques (grêle et sable), les onduleurs de forte puissance sont robustes [60,61]. La durée de vie d'un capteur photovoltaïque est de plusieurs dizaines d'années, d'ailleurs souvent garantie en productible au-delà de 25 ans [62].
- ✓ Les installations photovoltaïques sont totalement modulables et peuvent donc répondre à un large éventail de besoins. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite afin de suivre l'évolution de la consommation.

Cependant, l'inconvénient technique majeur est lié à l'incertitude de l'énergie produite, dû au caractère aléatoire dans le temps des sources (soleil). Par ailleurs, le coût de l'énergie photovoltaïque couplée au réseau est, aujourd'hui encore, considéré comme élevé. Ce prix doit donc baisser pour que la centrale photovoltaïque soit considérée comme étant compétitive. Cette réduction implique aussi l'augmentation du rendement des cellules, la réduction des coûts de fabrication (développement de meilleures techniques de production) et l'amélioration des composants du système (batteries, contrôle de la puissance...) [62].

2.1.1. Principe du fonctionnement d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau

a) Composants d'une centrale photovoltaïque

Une centrale photovoltaïque est composée par différents ouvrages, installés pour assurer une conversion fiable et sûre de l'énergie solaire vers l'énergie électrique. Le schéma unifilaire général d'une centrale photovoltaïque est représenté par la figure 2.1.

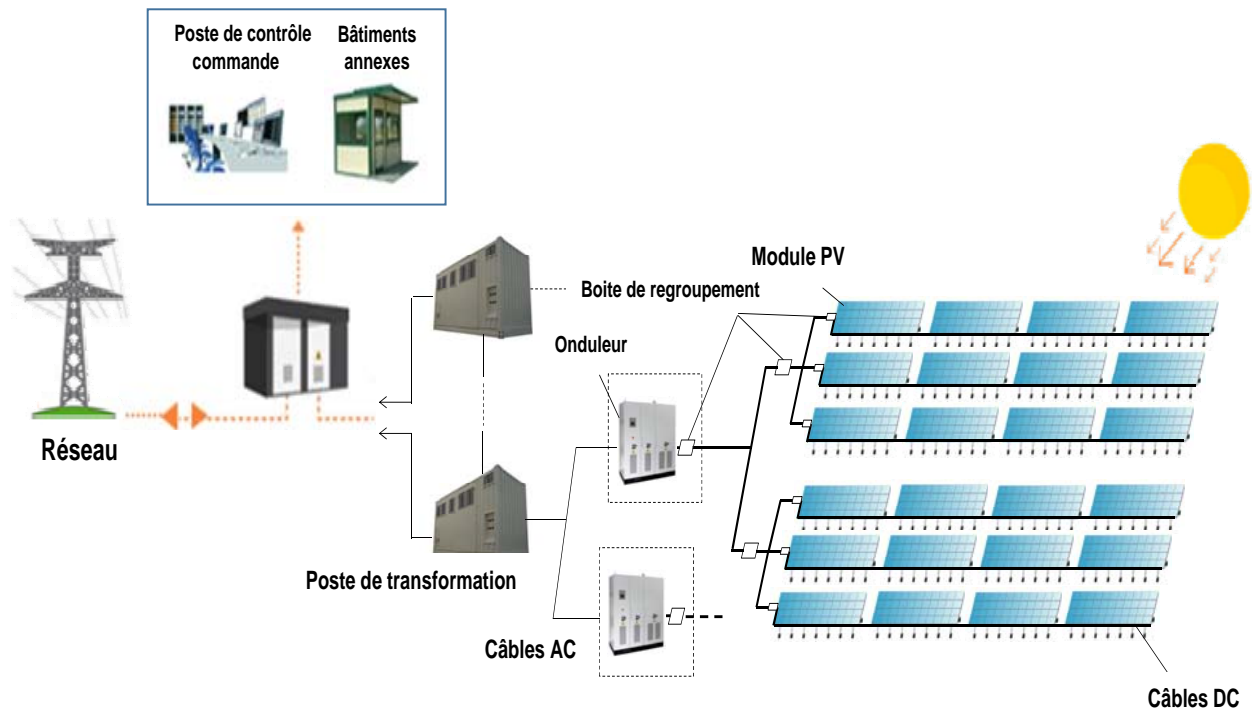


Figure 2.1 : Schéma unifilaire général d'une centrale photovoltaïque

b) *Panneaux solaires photovoltaïques*

Il existe trois technologies différentes pour la fabrication des panneaux photovoltaïques et chacun a son propre ensemble d'avantages et d'inconvénients [63].

1) *Panneaux solaires amorphes*

C'est la technologie solaire la moins chère, également ils sont appelés panneaux solaires à couches minces. Ces panneaux ont eu une mauvaise réputation dans le passé, avec une mauvaise fiabilité du produit et une durée de vie douteuse. Cela était dû à la qualité des matériaux chimiques utilisés dans la production de ces panneaux [63,64].

Ces panneaux solaires sont aujourd'hui les panneaux les moins efficaces disponibles. Généralement ils sont en train de convertir environ 6 à 8% de la lumière du soleil disponible. Cela signifie que nous avons besoin de deux fois plus d'espace disponible pour l'installation de panneaux solaires amorphes par rapport aux panneaux cristallins. Cependant, les panneaux amorphes sont bons à générer de la puissance même lors des jours couverts. Également, ils se comportent beaucoup mieux dans des conditions de température extrêmes, avec une perte de puissance nettement inférieure à des températures plus élevées que les autres technologies des panneaux solaires [61].

Contrairement à d'autres technologies de panneaux solaires, les panneaux solaires amorphes offrent d'excellentes performances même si elles sont partiellement ombragées. Bien que le meilleur scénario soit d'éliminer l'ombrage chaque fois que possible, les panneaux amorphes

continuent à fonctionner à un haut niveau d'efficacité, même si une partie du panneau est à l'ombre.

En raison de leur faible efficacité, un panneau solaire amorphe doit être beaucoup plus grand que le panneau solaire poly-cristallin équivalent, de ce fait, les panneaux solaires amorphes ne peuvent être utilisés que lorsqu'il n'y a pas de restriction de taille ou lorsque la puissance totale produite est très faible.

La plupart des panneaux solaires amorphes ont des puissances de sortie relativement faibles. Ces panneaux peuvent bien fonctionner pour des installations plus petites allant jusqu'à environ 300 watts, mais pas aussi bien pour les installations plus grandes où un plus grand nombre de panneaux sera nécessaire et les frais additionnels de montage et de câblage de ces panneaux supplémentaires devraient l'emporter sur leur avantage de coût.

2) Panneaux solaires polycristallins

Les panneaux solaires polycristallins sont fabriqués à partir de multiples cellules solaires, chacune fabriquée à partir de gaufres de cristaux de silicium. Ils sont beaucoup plus efficaces que les panneaux solaires amorphes, avec des niveaux d'efficacité de 12 à 16%. Par conséquent, les panneaux solaires polycristallins représentent souvent environ un tiers de la taille physique d'un panneau amorphe équivalent, ce qui peut les rendre plus faciles à adapter dans de nombreuses installations [61, 63, 64].

Le processus de fabrication des panneaux solaires polycristallins est compliqué. En conséquence, les panneaux solaires polycristallins sont coûteux à acheter, ce qui coûte souvent 20 à 30% de plus que les panneaux solaires amorphes [62, 63]. Grâce à l'augmentation de la capacité de fabrication au cours des dernières années, les prix des panneaux solaires polycristallins sont en baisse.

3) Panneaux solaires monocristallins

Les panneaux solaires monocristallins sont fabriqués à partir de multiples cellules solaires plus petites, chacune fabriquée à partir d'une seule plaquette en cristal de silicium. Ce sont parmi les panneaux solaires les plus efficaces disponibles aujourd'hui, avec des niveaux d'efficacité de 15 à 19% [62, 63]. Les panneaux solaires monocristallins ont les mêmes caractéristiques que les panneaux solaires polycristallins. En raison de leur efficacité, ils sont les plus petits panneaux solaires (par watt) disponibles.

Les panneaux solaires monocristallins sont les panneaux solaires les plus chers à fabriquer et donc à acheter. Cependant, les prix sont toujours compétitifs, ce qui coûte environ 10% de plus que les panneaux solaires polycristallins équivalents.

4) *Panneaux solaires hybrides*

Les panneaux solaires hybrides combinent des cellules solaires monocristallines et des couches minces amorphes entre chaque cellule monocristalline. Cela fournit les avantages de l'efficacité du monocristallin et les avantages d'une amélioration de l'ombre et des performances à haute température de la technologie amorphe.

Les panneaux hybrides fournissent des niveaux d'efficacité compris entre 18-22% dans des conditions optimales, mais bénéficient également de conditions sous-optimales où la performance peut être de 10 à 20% de mieux que les autres panneaux solaires.

L'inconvénient est le prix [62, 63].

Les panneaux solaires hybrides sont coûteux, soit environ deux fois le prix des panneaux monocristallins. À moins que l'espace soit tellement large que la différence du prix peut être justifiée, les panneaux solaires hybrides sont habituellement exclus pour des raisons économiques.

Pour la plupart des applications, les panneaux polycristallins offrent la meilleure solution, avec une rentabilité raisonnable et une taille compacte. Les panneaux amorphes peuvent être un bon choix pour les petites installations où l'espace n'est pas un problème. Ils ne sont généralement pas pratiques pour générer plus de quelques centaines de watts de puissance en raison de leur taille globale, sauf si vous avez une zone extrêmement large que vous pouvez couvrir avec des panneaux solaires.

c) *Définition du rayonnement solaire global IG*

Le rayonnement solaire au sol a trois composantes [65-67]:

- *Le rayonnement direct (I_b)* : C'est le rayonnement qui arrive directement du disque solaire au niveau du sol sans subir des modifications.
- *Le rayonnement diffus (I_d)* : C'est le rayonnement qui arrive au niveau au sol après avoir subi des collisions avec les constituants atmosphériques.
- *Le rayonnement réfléchi (I_r)* : Il est directement proportionnel au rayonnement global. Le sol réfléchit une partie de l'éclairement qu'il reçoit en fonction de sa nature.

d) *Rayonnement solaire global sur un plan horizontal*

Pour un rayonnement incident I_b faisant un angle h avec l'horizontale, le rayonnement global IG est la somme du rayonnement direct I_b et du rayonnement diffus I_d [65].

$$IG = I_b \cdot \sin h + I_d \quad (2.1)$$

Le rayonnement diffus peut être estimé par la relation suivante [65]:

$$I_d = C \cdot I_b \quad (2.2)$$

Où C est un coefficient de diffusion du ciel, dépendant de paramètres climatiques.

e) Le rayonnement global sur une surface inclinée

Le rayonnement solaire global sur une surface inclinée ayant une inclinaison β par rapport à l'horizontale et un angle azimutal γ est la somme du I_b , du I_d et du I_r [65, 66], exprimé par la relation suivante :

$$IG(\beta) = I_b(\beta) + I_d(\beta) + I_r(\beta) \quad (2.3)$$

f) Caractéristique d'un module photovoltaïque

Un module photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie lumineuse (photons) des rayons solaires en électricité, il joue le rôle du générateur dans le système photovoltaïque. L'énergie produite par un module photovoltaïque dépend du niveau de l'énergie solaire. Ces cellules ont des puissances unitaires assez faibles (de l'ordre de 1 W). Afin d'obtenir des modules de puissances élevées, les cellules sont associées en série et en parallèle [67-69].

g) Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par un circuit équivalent présenté par la figure 2.2. Le modèle photovoltaïque comporte une diode parcourue par le photo-courant I_p , une résistance série R_s qui représente les pertes ohmiques, et une résistance parallèle (shunt) R_{sh} qui modélise les courants parasites [66, 68].

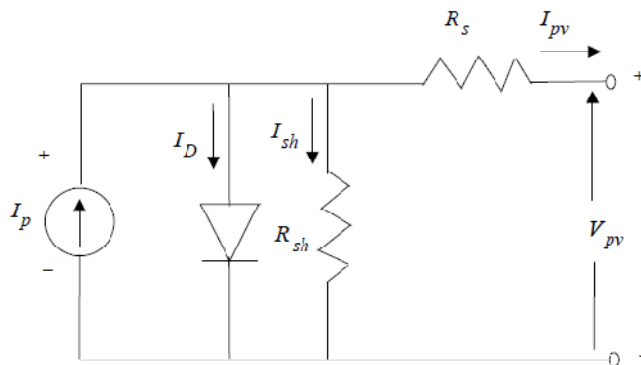


Figure 2.2 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

D'après cette figure, l'équation mathématique $I_{pv}(V_{pv})$ de la cellule s'écrit comme suit:

$$I_{pv} = I_p - I_D - I_{sh} \quad (2.4)$$

$$= I_p - I_0 \left[e^{q \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{NkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Avec:

I_p : photo-courant [A]

V_{pv} : tension aux bornes de la cellule [V]

I_D : courant direct de la diode [A]

I_0 : courant de saturation de la jonction [A]

I_{sh} : courant shunt [A]

N : facteur d'idéalité, prend une valeur entre (1 et 2).

Q : charge d'un électron [C]

K : constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} Joule/Kelvin)

T : température de la cellule [K]

R_s : résistance série [Ω]

R_{sh} : résistance shunt [Ω]

En effet, les principaux paramètres qui caractérisent un module photovoltaïque sont :

- le courant de court-circuit : I_{cc}
- la tension dans un circuit ouvert : V_{co}
- le courant au point de puissance maximale : I_m
- la tension au point de puissance maximale V_m
- Puissance crête : qui est la puissance maximale ($P_{max} = V_m \cdot I_m$), sous une température des cellules de 25°C et un ensoleillement de 1000 W/m².

La caractéristique fonctionnelle d'un module photovoltaïque est illustrée par sa caractéristique courant-tension (I_{pv} - V_{pv}), présentée par la figure 2.3.

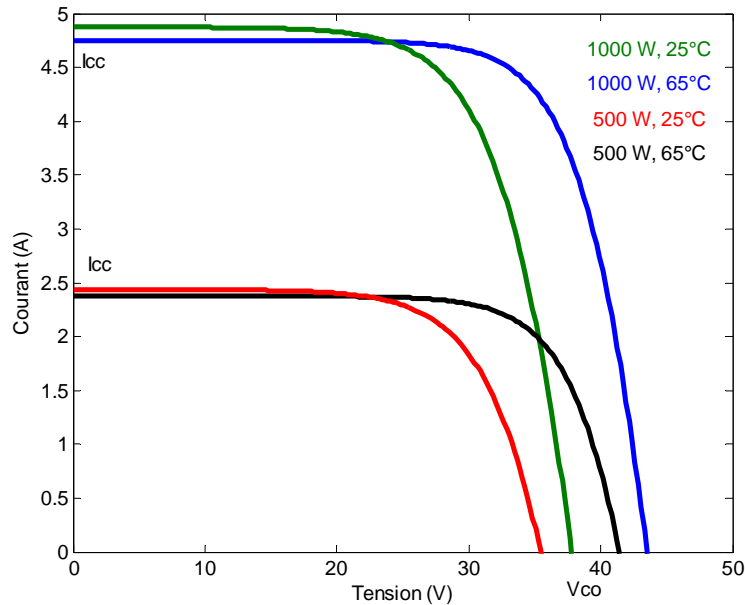


Figure 2.3 : Caractéristique $I_{pv}-V_{pv}$ pour différentes valeurs d'ensoleillement et de la température

L'allure de la caractéristique $I_{pv}-V_{pv}$ varie en fonction des conditions environnementales (irradiation et température) et de point du fonctionnement de la cellule photovoltaïque, c'est-à-dire de la charge électrique qui lui est connectée. Vu que ces conditions changent en permanence, différentes techniques de recherche automatique du point de la puissance maximale (*Maximum Power Point Tracking MPPT*) ont été développées [45-47].

La caractéristique du générateur photovoltaïque peut être déterminée en multipliant la tension d'une cellule individuelle, par le nombre de cellules connectées en série et en multipliant le courant par le nombre de cellules connectées en parallèle.

Les trois importants points du fonctionnement notés sur la figure 2.3 sont expliqués dans ce qui suit.

1) Tension en circuit-ouvert V_{oc}

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie.

Du point de vue mathématique, cela revient à formuler le modèle par la figure 2.4 et l'équation 2.7.

$$I_p - I_0 \left(e^{\frac{qV_{oc}}{nkT}} - 1 \right) = 0 \quad (2.6)$$

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_p + I_0}{I_0} \right) \quad (2.7)$$

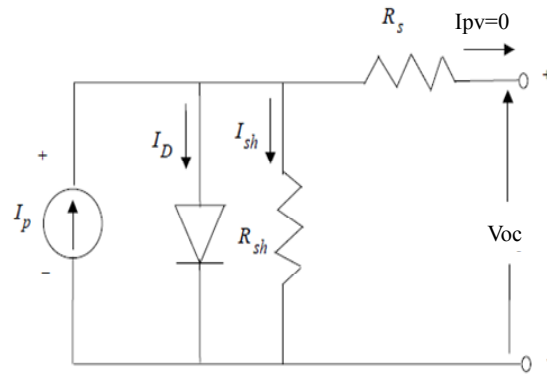


Figure 2.4 : Modèle d'une cellule pour un circuit-ouvert

2) *Le courant de court-circuit I_{sc}*

Il s'agit du courant lorsque le potentiel appliqué à la cellule est nul. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Pour une cellule solaire de bonne qualité (faible R_s et I_0 , et grande R_{sh}), le courant de court-circuit I_{sc} peut être représenté par la figure 2.5 et l'équation (2.8):

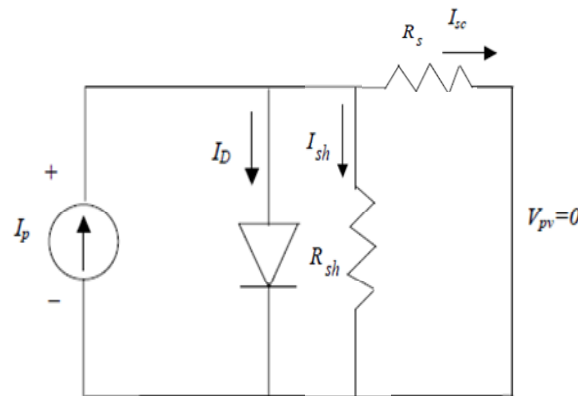


Figure 2.5 : Modèle d'une cellule pour un court-circuit

$$I_{sc} = I_p \tag{2.8}$$

3) *Point de la puissance maximale (PPM)*

Le point de la puissance maximale (PPM) illustré sur la figure 2.6 est souvent utilisé pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un module photovoltaïque [45, 46].

Sous un éclairement constant et une température de la cellule, le point du fonctionnement d'un système photovoltaïque est déterminé par l'intersection de la caractéristique I_{pv} - V_{pv} et la caractéristique de la charge ($M=I/R=I_{charge}/V_{charge}$). Le point du fonctionnement de système se déplace le long de la courbe I_{pv} - V_{pv} de 'B' à 'A' suivant l'augmentation de la résistance de la charge.

Le point 'C' correspond au fonctionnement à la puissance maximale. Si la résistance de la charge est trop élevée, les points du fonctionnement seraient dans les régions CA. Si la résistance est trop faible, les points du fonctionnement seraient dans les régions CB. Par conséquent, le point de la puissance maximale peut être obtenu en faisant correspondre la résistance de la charge aux caractéristiques des panneaux photovoltaïques.

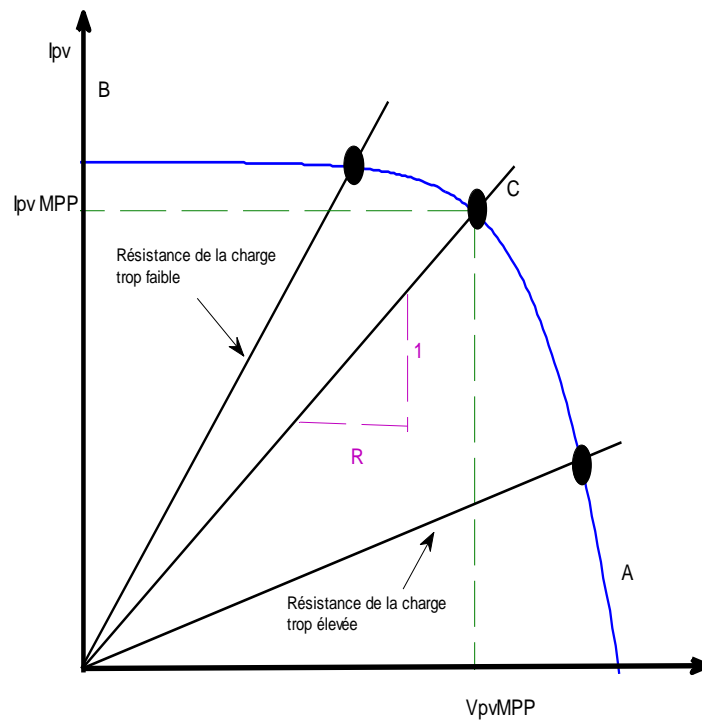


Figure 2.6 : Intersection entre la courbe I_{pv} - V_{pv} et caractéristique de la charge

h) Onduleur

L'onduleur est un équipement important d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique, il va transformer la tension continue (CC), produite par les modules photovoltaïques, en tension alternative (CA) via son circuit de commande et de protection. Il doit être capable d'accepter le courant et la tension maximale du champ photovoltaïque.

2.1.2. Influence des conditions du site sur la caractéristique du module photovoltaïque

Le fonctionnement fiable de tout système photovoltaïque sur toute sa durée de vie est affecté par le bon usage quotidien de tout ouvrage qui pourrait augmenter la productivité de la centrale.

En effet, les principales causes impactant la productivité sont exposées comme suit:

a) *Vieillessement*

Le vieillissement est l'une des principales causes de la décroissance continue de la productivité. La dégradation des modules n'est pas uniforme, la baisse de la puissance produite d'un module cristallin est due à des diminutions de courant et de facteur de remplissage (*fill factor*), mais pas significativement à la variation de la tension. Les caractéristiques des modules photovoltaïques sont soumises à des changements dans le temps, qui sont quantifiées par le rapport entre l'écart type et la valeur moyenne σ/μ de la valeur de paramètre elle-même. Ce rapport est fortement affecté par la température et l'humidité du site, qui ont un effet sur le délaminage et la décoloration des matériaux [67,69-78].

L'écart entre les courants de court-circuit des modules dans les courants des modules photovoltaïques, qui augmente avec le vieillissement de la centrale, détermine les pertes de puissance, mais augmente également la probabilité de points chauds, et donc la détérioration permanente des cellules affectées [68].

Le vieillissement est également la cause principale des sentiers d'escargots, qui sont de petites lignes sombres étroites et des décolorations à la surface de la cellule. Une analyse expérimentale récente de l'effet des sentiers d'escargots sur les modules photovoltaïques montre une réduction de la production d'énergie du module de 40% [68].

b) *Saleté et neige*

La saleté, la pollution, la neige, les excréments d'oiseaux et toute autre matière restant sur les surfaces des modules réduit le nombre de photons atteignant les surfaces des cellules. L'effet de l'accumulation de sol dépend de l'installation, du site et du climat. Une forte fréquence de pluie limiterait la production d'électricité en raison de l'absence répétée de soleil, mais elle permettrait également de garder la surface avant des modules photovoltaïques propre [73,79].

Dans les endroits fortement pollués et légèrement pluvieux, le facteur de déclassement dû à la pollution peut atteindre une valeur de 25%. Dans certains endroits, aussi en fonction des conditions météorologiques, les pertes dues au sol peuvent atteindre jusqu'à 70% des pertes totales [68].

La neige ne glisse pas les modules, surtout lorsqu'ils sont montés avec un angle d'inclinaison réduit, ce qui entraîne un déclassement important de la production d'énergie:

L'augmentation de l'angle d'inclinaison de 23° à 40° peut entraîner une réduction de 70% à 40% du facteur de déclassement [68]. La neige peut également avoir un effet indirect sur la production d'énergie par l'albédo, qui est la puissance réfléchissante d'une surface. La position ou l'orientation différente des modules photovoltaïques par rapport à des surfaces fortement réfléchissantes - également en l'absence de neige - ou une quantité de neige différente sur certains modules par rapport à d'autres, peut donner lieu à un effet de désaccord dû au niveau d'irradiation différent reçus par certains modules [80]. Les systèmes photovoltaïques doivent également être affectés avec précision en termes de reproduction du climat et de l'emplacement géographique. En effet, l'utilisation d'une valeur inexacte de l'albédo conduit à une sous-estimation de la production d'énergie photovoltaïque jusqu'à 10.5% pour les systèmes installés à un angle d'inclinaison de 90 ° par rapport au plan horizontal [68]. Des charges de neige élevées peuvent également déterminer des contraintes mécaniques sur les panneaux (déformation du cadre, une rupture du verre ou un âge de fluage lent de l'adhésif sur une longue période de temps).

c) L'ombre

Bien qu'au voisinage de l'installation photovoltaïque aucune source d'ombrage ne soit présente au moment de l'installation du système, dans les installations au sol il faut admettre qu'au moins au début et à la fin de la journée quelques modules rangés ou même des obstacles éloignés qui n'étaient pas présents au moment de l'installation photovoltaïque, produiront un effet d'ombrage sur une partie du système photovoltaïque [67, 81, 82].

De ce fait, la distance entre les rangées de modules doit être calculée avec précision et la valeur optimale du ratio de recouvrement du sol (GCR), définie comme le rapport entre la surface du champ photovoltaïque et la surface totale du sol et doit être déterminée. En pratique, le GCR est choisi de manière à obtenir un facteur de déclassement de 0.975 [67].

d) Température du module

Les températures de fonctionnement des modules peuvent être très mal adaptées en raison, par exemple, de l'effet du vent ou du type de surface sur laquelle les modules sont montés. Par exemple, lorsqu'il est intégré dans un toit, en fonction de la disponibilité de trous d'air (afin d'améliorer l'effet de la convection d'air), le module photovoltaïque peut se réchauffer, atteignant une température à l'arrière de près de 80 °C [82,83]. Quelques exemples ont été présentés dans la littérature technique: une différence de 20 °C entre le module le plus chaud et le plus froid dans un champ photovoltaïque monté sur un toit

commercial aux États-Unis a été enregistrée [70]. Cette inadéquation de température, sur des modules cristallins ayant un coefficient de puissance thermique égal à 0,45% /°C, provoque une différence de 9% dans la puissance produite entre les modules les plus chauds et les plus froids dans le réseau [75].

La performance des modules de silicium cristallin est beaucoup plus sensible à la température que les silicones amorphes. Cela rend l'effet de désadaptation de la température beaucoup plus dramatique dans le premier cas [74].

2.1.3. Technologies utilisées pour le projet photovoltaïque en Algérie

Cette section présente les caractéristiques techniques de 7 centrales photovoltaïques de capacité totale de 53 MW installées au réseau isolé d'Adrar. Le tableau 2.1 donne l'affectation et la taille de chaque centrale photovoltaïque. Ces centrales utilisent la technologie de cellules photovoltaïques silicium poly cristallin.

Tableau 2.1 : Projet de 7 centrales photovoltaïques

Ville	Capacité (MW)	Date de la mise en service	Distance de la centrale photovoltaïque
Adrar	20	12/10/2015	Poste 220/30 kV d'Adrar, situé à environ 2 km de la centrale électrique
Kabertane	3	12/10/2015	Poste source 30 kV de Kabertane à environ 30 m
Timimoune	9	09/02/2016	/
Z.Kounta	6	12/01/2016	Poste source 30 kV de Z.Kounta à environ 50 m
Reggan	5	22/01/2016	Cabine mobile 220/30 kV de Reggan à environ 30 m
Aoulef	5	06/03/2016	Poste 220/30 kV d'Aoulef
Ain Salah	5	09/02/2016	Poste source 220/30 kV d'In Salah à environ 200 m

Dans le cadre de ce projet, plusieurs technologies de cellules photovoltaïques ont été mises en place, comme présenté dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 : Technologie de cellules photovoltaïques dans le cadre du projet de 53 MW

	Prix	Résistance à la température	Efficacité
Technologie silicium			
Monocristallin	+++	-	17-24%
Polycristallin	++	-	12-16%
Silicium amorphe	-	++	5-7%
Technologie couches minces			
CIGS(cuivre, indium, gallium et sélénium)	+	++	11-13%
CIS (Cuivre-Indium-Selenium)			
CdTE (Tellure de cadmium)	+	++	12-14%

2.1.4. Architecture d'une centrale solaire photovoltaïque en Algérie

En conception général, une centrale solaire photovoltaïque est composée par plusieurs parties électriques, à savoir:

- ✓ Modules photovoltaïque ;
- ✓ Conversion et transformation de l'énergie ;
- ✓ Onduleurs et transformateurs;
- ✓ Protection des personnes et du matériel.

Schémas du raccordement des centrales solaire photovoltaïque en Algérie

Les études de raccordement des centrales photovoltaïques ont pour objet de déterminer la meilleure façon d'injecter la puissance au réseau de sorte de minimiser les investissements, tout en respectant les critères de sécurité et la qualité de service. Le raccordement d'une centrale photovoltaïque dépend principalement de l'architecture électrique du réseau (réseau de transport ou de distribution), donc le niveau de tension le plus proche de l'installation photovoltaïque. En effet, pour le cas de l'Algérie, deux configurations de raccordement sont envisagés, comme le montre la figure 2.7.

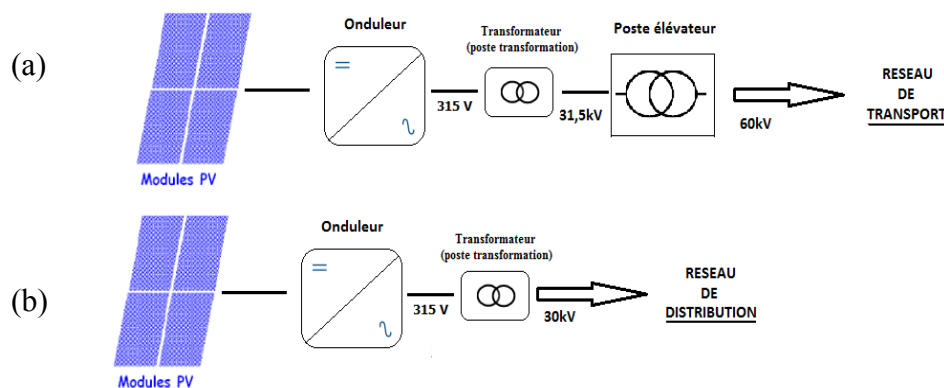


Figure 2.7 : Schéma de raccordement : (a) au réseau de transport, (b) au réseau de distribution

Tableau 2.3 : Caractéristiques des modules photovoltaïques des centrales photovoltaïques

	Réseau de distribution	Réseau de transport
Puissance crête (Pm)	245 Wc	250 Wc
Tension en circuit ouvert (Voc)	37.8 V	38.4 V
Tension de service du point de la puissance maximale (Vmpp)	30.2 V	30.4 V
Courant de court-circuit (Isc)	8.63 A	8.79 A
Courant de service du point de la puissance maximale (Imp)	8.11	8.24

2.1.5. Description de la centrale photovoltaïque de Kabertane

La centrale photovoltaïque de Kabertane raccordée au réseau de distribution à 30 kV, a une puissance crête de 3 MWc. La centrale est composée de trois sous-champs standardisés de 1 MWc, comportant chacun un poste de conversion, un poste de transformation et un champ de modules solaires. Le schéma unifilaire simplifié de cette centrale est illustré sur la figure 2.8.

Le schéma unifilaire de la centrale comprend :

- Un avant-poste d'évacuation constitué des principaux équipements suivants :
 - 1 disjoncteur d'arrivée,
 - disjoncteurs de départ,
 - 1 protection par interrupteur-fusible du transformateur des auxiliaires.
- Une boucle (ou circuit anneau) à 30 kV composée de 3 sous-champs.

Les principales caractéristiques électriques du réseau de distribution sont les suivantes :

- Tension nominale : 30 kV \pm 12 % ;
- Transformateur 220/30 kV : Sn = 40 MVA, Ucc = 17 % ;
- Câble 30 kV : 120 mm² en Cu.

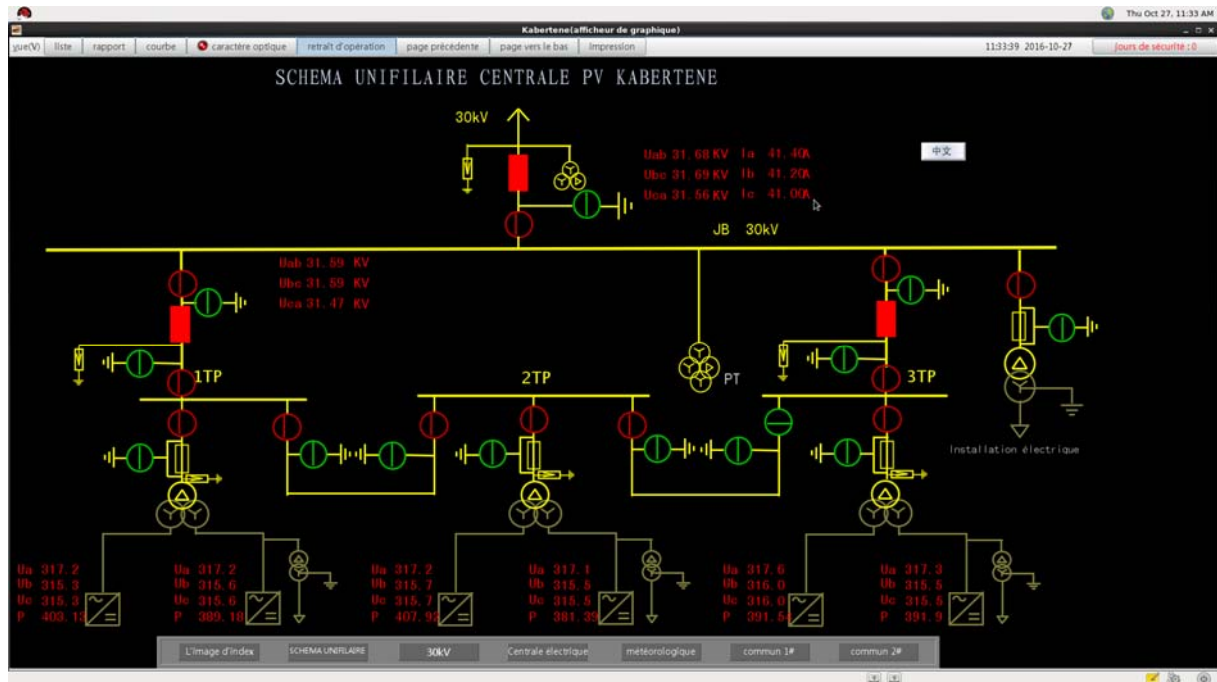


Figure 2.8 : Schéma unifilaire simplifié de la centrale photovoltaïque de Kabertane

L'annexe A donne le schéma unifilaire simplifié de la centrale photovoltaïque de Kabertane.

Chaque sous-champ comprend un transformateur ayant comme principales caractéristiques :

- Nombre d'enroulements : 3 ;
- Puissance nominale : 1250 / 630 / 630 kVA ;
- Rapport de transformation : $30 \pm 2 \times 2.5 \% / 0.315 / 0.315$ kV ;
- Tension de court-circuit : 6 % ;
- Couplage : Dy11y11.

Chaque poste de conversion comprend deux onduleurs (Sungrow, type SG 500MX), ayant les caractéristiques suivantes :

- Puissance apparente nominale : 550 kVA ;
- Puissance active nominale : 500 kW ;
- Tension AC nominale : 315 V ;
- THD-I : < 3 % ;
- Plage de la tension AC : 250–362 V ;
- Plage de la fréquence : 47–52 Hz ;
- Facteur de puissance : 0.9 arrière – 0.9 avant ;
- Rendement : 98.5 % ;

- L'onduleur s'adapte aux conditions environnementales difficiles, une plage large de la température de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ pour un fonctionnement continu à pleine charge.
- Un fonctionnement entre $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ ~ $65\text{ }^{\circ}\text{C}$, conduit au vieillissement rapide de l'onduleur;
- L'onduleur dispose d'une large marge de tension MPPT (500V ~ 850V), la marge de la tension MPPT peut être atteinte en fonctionnement à pleine charge, la tension d'entrée maximale coté DC est limitée à 1000V ;
- Avec le contrôleur de la puissance active (0 à 100%), le mode de réglage du facteur de puissance, répond pleinement aux besoins de la planification du réseau.

2.2. Généralités sur les éoliennes

Les éoliennes, autrement dit les aérogénérateurs sont destinées pour la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission en utilisant des profils aérodynamiques. L'énergie mécanique produite est transformée par la suite en énergie électrique par un système électromagnétique.

Généralement, une éolienne classique est constituée de plusieurs éléments présentés sur la figure 2.9 [84,85].

Les pales: sont considérées comme une aile tournante, entraînées par le vent, et leur mouvement actionne le générateur. La forme des pales est définie par des profils choisis pour leur performance aérodynamique.

Le mât (la tour) : est utilisée pour monter l'éolienne. Le rendement en énergie éolienne augmente avec la hauteur. Une conception optimale limite la hauteur de la tour, car le coût de la tour sera très élevé si elle est trop grande. Les tours sont généralement en acier tubulaire ou en béton. Les tours tubulaires ont une forme conique dont le diamètre diminue vers la pointe. Les tours en acier coûtent cher. Une autre alternative est les tours en béton.

La nacelle : se trouve au sommet de la tour et est attachée au rotor. La nacelle contient tous les composants de production de l'éolienne, y compris le générateur, la boîte de vitesses, le train d'entraînement et l'ensemble de freinage. La nacelle est composée de fibre de verre et protège les composants de l'éolienne. Les grandes fermes modernes disposent d'une plateforme de levage d'hélicoptère construite au-dessus de la nacelle, pour supporter le personnel.

Le multiplicateur de vitesse: Quand il existe, il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse de rotation. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.

Le générateur électrique : il assure la production de l'électricité.

Les outils de mesure : un anémomètre et une girouette situés sur le toit de la nacelle fournissent les données nécessaires au système de contrôle pour orienter l'éolienne et la déclencher ou l'arrêter selon la vitesse du vent.

Protection : les éoliennes doivent être protégées contre la surchauffe, la survitesse et la surcharge. Le battement est l'un des principales sources de défaillance de la turbine. Un système de surveillance et de protection des battements doit donc être installé avec la turbine. La direction et la vitesse du vent sont également importantes pour le bon fonctionnement de la turbine. Comme l'éolienne a des pièces tournantes, des systèmes de graissage sont nécessaires. Il s'agit soit d'un système de circulation forcée, soit d'un système de lubrification sous pression. Les autres mesures ou capteurs sont la température, la boîte de vitesses, la température du générateur, la mesure de la tension-fréquence, la mesure de la vitesse du vent, etc.

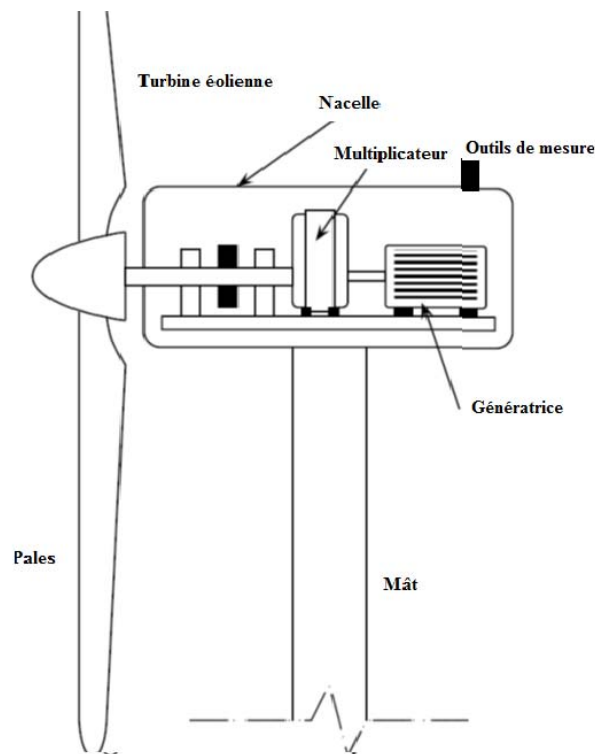


Figure 2.9 : Schéma typique d'une éolienne

Bien que les installations éoliennes simples soient communes, le plus grand nombre de grandes éoliennes se trouve dans les parcs éoliens. Ce sont des éoliennes disposées de façon à pouvoir capturer efficacement l'énergie du vent sur une grande surface sans interférer les unes avec les autres. La dynamique de l'écoulement du vent à travers et autour des turbines doit être analysée pour optimiser la disposition d'un parc éolien. Un grand parc éolien agira

comme une seule centrale électrique, avec la puissance de chaque turbine recueillie à une sous-station locale avant d'être connectée au réseau électrique.

Étant donné que les sites à bon régime du vent sont souvent éloignés des consommateurs d'électricité et ne sont donc pas situés à proximité du réseau électrique, les parcs éoliens auront souvent besoin d'une étude de raccordement spécial au réseau.

2.2.1. Modélisation des éoliennes

Notions théoriques

a) Loi de Betz – notions théoriques

Une éolienne obtient sa puissance d'entrée en convertissant la force du vent en un couple agissant sur les pales. La quantité d'énergie que le vent transfère au rotor dépend principalement de la densité de l'air, de la surface du rotor et de la vitesse du vent.

La puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par l'équation suivante [85]:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (2.9)$$

La loi de Betz dit que vous ne pouvez convertir que moins de 16/27 (ou 59%) de l'énergie cinétique du vent à l'énergie mécanique utilisant une éolienne, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité [85]. Théoriquement, la puissance maximale ne peut dépasser en aucun cas cette valeur:

$$P_{\max} = 0,59 \cdot P_v \quad (2.10)$$

Le coefficient de la puissance maximal théorique est défini comme suit:

$$C_p^{\text{opt}} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0,59 \quad (2.11)$$

Dans la pratique, et jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être extraite par les éoliennes les plus perfectionnées. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, s'exprime comme suit:

$$C_p = \frac{2 \cdot P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad (2.12)$$

b) Vitesse moyenne annuelle du vent

La vitesse moyenne annuelle du vent à la hauteur du moyeu de l'éolienne (centre du rotor) est un indicateur approximatif, qui décrit le potentiel de production d'énergie d'un site éolien. Bien qu'il ignore des facteurs importants tels que la distribution de la fréquence de la vitesse du vent et la densité de l'air, il est néanmoins utilisé assez souvent pour évaluer et comparer rapidement des différents sites.

c) Distribution de Weibull

Il est très important pour l'industrie de pouvoir décrire la variation de la vitesse du vent. Les constructeurs ont besoin de cette information pour optimiser la conception de leurs turbines. Les investisseurs ont en besoin également pour évaluer leurs revenus de la production d'électricité [86-88].

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps (un à dix ans), sont nécessaires.

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de vent dominant. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour décrire ses propriétés spatiotemporelles, le diagramme appelé rose de vent peut être bien utile. Il se présente comme un diagramme polaire.

La rose du vent permet d'avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien, mais elle est utilisée plutôt à l'aide au choix de l'emplacement spatial de la turbine et principalement pour éviter les obstacles qui peuvent gêner le flux d'air. Des informations supplémentaires peuvent être insérées dans ce graphique comme la turbulence et la rugosité du terrain.

En général, le long de l'année, les vitesses de vents forts sont rares, tandis que les vents modérés et frais sont assez fréquents. En effet, si le vent soufflait toujours à une vitesse constante, la vitesse moyenne serait une excellente mesure de la ressource éolienne. En réalité, le vent fluctue beaucoup. La distribution de la fréquence de la vitesse du vent indique à quelle fréquence le vent souffle à différentes vitesses. Une large distribution indique une ressource éolienne très variable. Une distribution étroite indique que le vent est plus stable. Étant donné que les turbines produisent beaucoup plus de puissance à des vitesses plus élevées, une ressource variable peut généralement produire plus d'énergie qu'une puissance constante avec la même vitesse moyenne.

La connaissance de la distribution de la fréquence du vent est un facteur très important pour évaluer le potentiel éolien. Si la distribution de la vitesse du vent était connue, le potentiel énergétique et la faisabilité économique du parc éolien peuvent être facilement obtenus. Les données sur le vent ont une grande variation régionale. La distribution de la vitesse de vent est habituellement présentée sous la forme d'un graphique à barres ou d'un histogramme. La méthode la plus pratique consiste à trouver la fonction de densité de probabilité

correspondante (PDF). Certains PDF de Weibull, de Gamma, de Lognormal et de Rayleigh, ont été couramment utilisés pour décrire les comportements de la vitesse du vent.

Dans le développement et l'utilisation de l'énergie éolienne, la PDF de Weibull a été largement adoptée. La forme générale de la distribution de Weibull, qui a deux paramètres, le paramètre d'échelle 'c' qui renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site et le paramètre de forme 'k' indiquant quant à lui le caractère plus ou moins pointu de la distribution. Les valeurs de 'k' varient typiquement de 1 à 3.5. Les valeurs les plus élevées indiquent une distribution de fréquence plus étroite, c'est-à-dire un vent plus stable et moins variable.

Il est souvent utile de se référer à la valeur de 'k' pour caractériser la ressource éolienne d'un site. Il est important de garder à l'esprit, cependant, que la courbe de Weibull est au mieux une approximation vraie de la distribution de fréquence de la vitesse du vent. Néanmoins, pour certains sites, l'ajustement de la distribution de fréquence de la vitesse du vent peut être incorrect. Pour cette raison, les paramètres de Weibull ne devraient pas être utilisés à la place de la distribution de fréquence de vitesse observée lors de l'estimation de la production d'énergie, sauf d'une manière préliminaire. Beaucoup d'analystes de ressources choisissent de l'ignorer complètement [2].

La densité de probabilité $f(v)$ représente la distribution des fréquences des vitesses du vent mesurées, s'exprime par l'équation suivante [2]:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.13)$$

La fonction de distribution cumulée de Weibull $F(v)$ correspondante s'écrit sous la forme suivante :

$$F(v) = \int f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.14)$$

d) *Vitesse du vent la plus fréquente*

C'est la vitesse du vent la plus fréquente pour une distribution de probabilité de vent donnée, exprimée par l'équation suivante [89]:

$$v_{pf} = c \times \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k} \quad (2.15)$$

e) *Vitesse du vent transportant le maximum d'énergie*

En fonction des deux paramètres de la distribution de Weibull (k et c), la vitesse du vent qui donne le maximum d'énergie s'écrit comme suit [89]:

$$V_{\max E} = C \times \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (2.16)$$

f) Cisaillement du vent

Le cisaillement du vent est le taux de variation de la vitesse horizontale du vent avec la hauteur. Il est important de connaître le cisaillement lors de la mesure de la vitesse du vent sous la hauteur du moyeu de la turbine, de cette sorte nous pouvons extrapoler plus précisément à la hauteur du moyeu. Il est également important d'identifier des conditions de cisaillement inhabituelles qui pourraient affecter les performances d'une turbine [90].

Le cisaillement à un site est déterminé par plusieurs facteurs, y compris la stabilité thermique, la rugosité de la surface (ou la couverture terrestre) et les effets du terrain. Une atmosphère stable tend à produire un cisaillement élevé, car il ya peu de friction entre les différentes couches de l'atmosphère. Une atmosphère neutre ou instable tend à avoir un cisaillement petit. Une forte rugosité de surface (causée par les arbres, par exemple) tend à produire un cisaillement élevé, et une faible rugosité de surface (terres cultivées ouvertes, par exemple) à l'effet inverse [90].

Il existe différentes façons de caractériser le cisaillement, mais dans la pratique courante, il est exprimé par la loi de puissance. L'équation de la loi de puissance reliant les vitesses du vent à deux différentes hauteurs et est décrite de la manière suivante [91-93]:

$$V_2(h) = V_{\text{mes}}(h_{\text{mes}}) \cdot \frac{\ln(h/\alpha)}{\ln(h_{\text{mes}}/\alpha)} \quad (2.17)$$

Où:

α : exposant de friction

v_{mes} : vitesse du vent à la hauteur h mesuré

v_2 : vitesse du vent à la hauteur h

g) Température et densité de l'air

La température de l'air d'un site est importante pour deux raisons principales. Tout d'abord, les éoliennes ne peuvent fonctionner que dans une certaine marge de températures. Savoir combien de fois le site dépasse ces températures affecte la qualité de production d'électricité. La marge du fonctionnement fait partie des spécifications techniques de la turbine éolienne [90]. Les limites de la température ne sont généralement pas un facteur significatif pour les îles, cependant, sauf dans les climats très froids ou très chauds, comme le cas d'Adrar.

En outre, la température de l'air influence sur la densité de l'air, ce qui affecte directement la production d'une turbine éolienne. À une vitesse donnée, plus l'air est froid, plus la densité de

l'air est élevée et plus la sortie d'une éolienne est importante. La densité de l'air dépend également de la pression atmosphérique. Si la pression du site est mesurée, la densité de l'air peut être calculée par la relation suivante [90]:

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (2.18)$$

Où:

ρ : densité de l'air (kg/m^3)

p : pression d'air (Pa ou N/m^2)

R : constante du gaz spécifique pour l'air sec ($287 \text{ J / kg} \cdot \text{K}$)

T : température de l'air en degrés Kelvin ($^{\circ} \text{C} + 273$)

Si la pression du site n'est pas disponible, la densité de l'air peut être estimée par la fonction suivant [90]:

$$\rho = \left(\frac{p_0}{RT}\right) e^{\left(\frac{-gz}{RT}\right)} \quad (2.19)$$

Avec:

ρ : densité de l'air du site (kg/m^3)

P_0 : pression atmosphérique standard au niveau de la mer exprimée en Pascals (101.325 Pa)

T : température de l'air (K), $T (\text{K}) = T (^{\circ}\text{C}) + 273.15$

g : constante de gravitation (9.807 m/s^2)

z : l'élévation du capteur de température au-dessus du niveau moyen de la mer (m)

Après avoir remplacé les valeurs numériques pour P_0 , R et g , nous obtenons [90]:

$$\rho = \left(\frac{353.05}{T}\right) e^{\left(-0.03417\frac{z}{T}\right)} \quad (2.20)$$

e) Intensité de la turbulence

Bien qu'elle ne soit pas l'une des principaux indicateurs de la ressource éolienne, la turbulence est définie comme la fluctuation rapide de la vitesse et de la direction du vent et peut avoir un impact significatif sur les performances de la turbine. La mesure de la turbulence la plus courante est l'écart-type (σ) de la vitesse du vent calculée à partir d'échantillons de 2 secondes sur la période d'enregistrement de 10 minutes. La normalisation de cette valeur avec la vitesse moyenne du vent donne l'intensité de turbulence (IT), définie comme suit [90]:

$$TI = \frac{\sigma}{v} \quad (2.21)$$

Généralement, l'IT diminue avec la croissance de la vitesse du vent jusqu'à environ 7-10 m/s. Au-dessus de ces valeurs, l'IT est relativement constante. A des vitesses du vent supérieures à 10 m/s, l'IT varie généralement de moins de 0.10 sur un terrain relativement plat avec peu

d'arbres, ou sur des sites côtiers où le vent vient de l'eau. L'IT d'un terrain forestier et escarpé atteint 0.20 [90].

f) La courbe de puissance d'une éolienne $P(V)$

Une fois que la ressource éolienne du site est caractérisée, la puissance de sortie d'une éolienne peut être estimée. Pour ce faire, nous avons besoin d'un autre élément: c'est la courbe de puissance de la turbine. La courbe de puissance $P(V)$ exprime, pour une densité d'air donnée, la sortie en kilowatts ou mégawatts à chaque vitesse du vent à la hauteur du moyeu. $P(V)$ est généralement donnée par le fabricant de la turbine [90-93].

Toutes les courbes $P(V)$ ont une vitesse de démarrage (V_d), où la turbine commence à produire de l'énergie; Une vitesse nominale (V_n), lorsqu'elle atteint sa capacité nominale; et la vitesse d'arrêt (V_a), où sa sortie passe à zéro pour protéger l'équipement contre les vents violents.

Les courbes $P(V)$ sont obtenues par des mesures sur le terrain, ou par un anémomètre placé sur un mât raisonnablement proche de l'éolienne (pas sur la turbine elle-même ou trop près d'elle, car le rotor de la turbine peut créer une turbulence et rendre la mesure de vitesse du vent peu fiable).

La plupart des fabricants de turbines fournissent la courbe $P(V)$ pour une gamme de densités d'air. L'interpolation des courbes à la densité d'air réelle d'un site est la pratique acceptée. Cependant, la courbe $P(V)$ n'est disponible que pour une seule valeur de la densité de l'air. Dans ce cas, il faut procéder à un ajustement. Pour les turbines à pas régulés (qui sont aujourd'hui la grande majorité des grandes turbines), la vitesse du vent ajustée est définie comme la proportion de la racine cubique de la densité de l'air, donnée par l'équation suivante [90]:

$$v_{adj} = v_{site} \left(\frac{\rho_{site}}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.22)$$

Où ρ_{site} est la densité de l'air et ρ_0 est la densité nominale de l'air pour laquelle la courbe $P(V)$ est définie.

La figure 2.10 montre une courbe $P(V)$ pour l'éolienne de Kabertane (Gamesa G58-850kW).

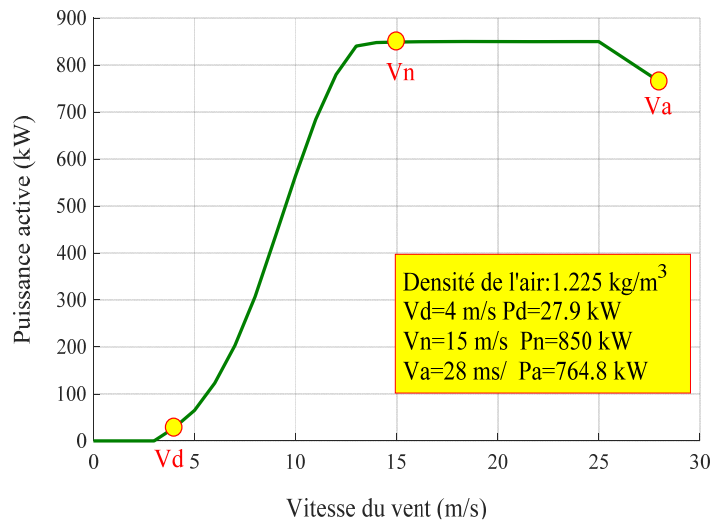


Figure 2.10 : Courbe P(V) de Gamesa G52-850kW

Si la vitesse du vent ne fluctue pas trop rapidement, on peut utiliser les mesures de la vitesse du vent de l'anémomètre et lire la puissance électrique produite par l'éolienne. En réalité, on verra un essaim de points répartis autour de la ligne, et non la courbe nette dans le graphique. La raison est que dans la pratique, la vitesse du vent fluctue toujours, et on ne peut pas mesurer exactement la colonne du vent qui traverse le rotor de la turbine.

En outre, il est difficile de faire des mesures précises de la vitesse du vent. Si on a une erreur de 3% dans la mesure de la vitesse du vent, la puissance peut être 9 % plus élevée ou plus basse. Par conséquent, il peut y avoir des erreurs allant jusqu'à plus ou moins 10 % même dans les courbes P(V) certifiées.

Le tracer de la courbe P(V) est basé sur des mesures dans des zones à faible intensité de turbulence et avec le vent venant directement vers l'avant de la turbine. Des turbulences locales et des terrains complexes (par exemple des turbines placées sur une pente raide) peuvent signifier que des rafales de vent frappent le rotor à partir de différentes directions. Il peut donc être difficile de reproduire exactement la courbe P(V) à un endroit donné.

Enfin, il faut tenir compte du fait que la turbine peut ne pas fonctionner à la pression et à la température d'air normal et, par conséquent, faire des corrections pour les changements dans la densité de l'air est indispensables.

2.2.2. Les différentes technologies des éoliennes

La première exploitation d'une éolienne a conduit à deux variantes de base; l'éolienne à axe vertical et l'éolienne à axe horizontal. Ces deux types encore peuvent être trouvés dans l'industrie éolienne moderne [84,85].

1) Éoliennes à axe vertical

La conception d'une éolienne à axe vertical peut être développée de plusieurs façons, mais la plus distinctive est celle de Georges Darrieus [95]. Il existe d'autres types d'éoliennes à axe vertical, à savoir le type Savonius et les turbines à axe vertical en V (*V-shaped*). Ceux-ci ont un rapport de vitesse de pointe très bas et un faible coefficient de puissance. Donc ils ne sont utilisés que dans les petites éoliennes.

À la différence d'une éolienne à axe horizontal, l'éolienne de Darrieus ne démarre pas normalement quand le vent souffle, néanmoins, une fois qu'elle démarre, elle continuera à tourner malgré que le vent souffle et à n'importe quelle direction du vent. Cette insensibilité à la direction du vent est l'un de ses avantages. La forme courbée des pales de la turbine de Darrieus permet de les rendre autoportantes lorsqu'elles sont soumises à une contrainte centrifuge, ce qui minimise le besoin de structure de support supplémentaire, pour les empêcher de se déformer lors de la rotation ou d'un échec. Un obstacle avec ce type de turbine est que la force maximale générée par les pales, générant un cycle de puissance pulsative qui peut conduire à une fréquence de résonance à des vitesses de rotation particulières. Les résonances de ce type sont capables de provoquer la rupture des pales dans des cas extrêmes.

Par contre, la position du générateur au niveau du sol signifie que la majorité de la partie du poids est soutenue par le sol, rend le centre de gravité de la machine faible. Une machine à axe horizontal a la plupart de son poids au sommet de la tour. De plus, avec une éolienne à axe horizontal toute la force du vent sur les pales est transmise au sommet de la tour, donc toute cette force agit comme un moment de flexion sur le sommet de la tour. Avec une éolienne de Darrieus, la force est appuyée également au sommet et au bas de l'arbre. Pour ces deux raisons, l'éolienne de Darrieus est potentiellement moins coûteuse à construire qu'une éolienne conventionnelle à axe horizontal.

Il existe toutefois d'autres inconvénients majeurs qui ont jusqu'ici compensé ces avantages. L'un d'eux est que beaucoup de pales sont trop près du sol ou de la surface de la mer pour exploiter les meilleures conditions du vent. Ces pales sont plus coûteuses à construire que les pales classiques.

Le développement de grandes éoliennes à axe vertical a été abandonné par la plupart des entreprises au cours des années 90. Bien qu'il reste un certain nombre de modèles encore commercialisés pour les petites applications et les applications hors réseau. Un avantage de certains d'entre eux est qu'ils sont plus attrayants que les turbines conventionnelles à axe horizontal et peuvent être facilement installés dans un environnement urbain.

Récemment, on a constaté un regain d'intérêt pour les grandes machines à axe vertical destinées à être utilisées en mer. L'avantage pour l'utilisation en mer est que ces machines ont un centre de gravité bas, ce qui les rend plus stables dans un milieu marin, en particulier lorsqu'elles sont utilisées avec une structure de support flottante.

2) Éoliennes à axe horizontal

Elles sont appelées éoliennes à axe horizontal car l'axe de rotation du rotor est horizontal et parallèle à la direction du vent. Ces éoliennes sont devenues la configuration standard pour les grandes éoliennes modernes [95].

Bien que le format actuellement de base soit standard, il reste des variations dans les trains d'entraînement et la construction des pales ainsi que de nouvelles approches de la construction de tours qui sont testées pour faciliter l'installation de très grandes turbines. L'éolienne utilitaire standard a un rotor à trois pâles, car cela est considéré comme le compromis optimal entre l'équilibre et le coût.

La vitesse à laquelle le rotor tourne est déterminée principalement par le vent, mais il doit y avoir un moyen de le contrôler. Le contrôle de la vitesse de rotation est accompli en utilisant une pale avec une forme de voilure qui ralentira automatiquement si la vitesse du vent devient trop élevée. Des éléments mobiles dans les pales permettant à la quantité d'énergie prise de varier quand la vitesse change sont installés. Le rotor de la turbine a besoin également d'un système de freinage pour l'arrêter complètement, en particulier dans des conditions de vent très élevé [95].

2.2.3. Différents types des générateurs électriques des éoliennes

Un système de générateur éolien (*wind turbine generator system WTGS*) transforme l'énergie présente dans le vent en énergie électrique. Comme le vent est une ressource très variable et ne peut pas être stocké, le fonctionnement du WTGS doit être fait selon cette caractéristique. Sur la base de la vitesse de rotation de l'éolienne, les WTGS peuvent être classées en deux grandes catégories : à vitesse fixe et à vitesse variable [94, 95].

1) Éolienne à vitesse fixe

Une éolienne à vitesse fixe est constituée d'un générateur à induction à cage d'écureuil conventionnel, directement couplé au réseau (figure 2.11). Le glissement d'un générateur à induction à cage d'écureuil varie avec la quantité de l'énergie produite. Les variations de la vitesse du rotor sont cependant très faibles (1 à 2% de la vitesse nominale). Par conséquent, ce type de système de conversion d'énergie éolienne est

normalement appelé éolienne à vitesse fixe. L'avantage de ce système est qu'il est relativement simple, rendre le prix des turbines à vitesse fixe à être inférieur à celui des turbines à vitesse variable. Étant donné que la vitesse du rotor ne peut pas être modifiée, les fluctuations de la vitesse du vent se traduisent directement par des fluctuations du couple, entraînant des charges structurelles plus élevées qu'avec un fonctionnement à vitesse variable [94, 96].

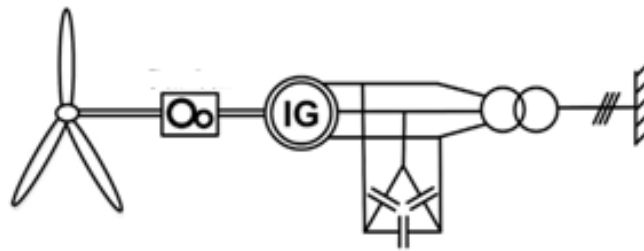


Figure 2.11 : Schéma simplifié d'une éolienne à vitesse fixe

2) *Eolienne à vitesse variable*

Les structures des éoliennes à vitesse variable actuellement disponibles sont indiquées aux figures 3.12 et 3.13. Pour permettre le fonctionnement à vitesse variable, la vitesse mécanique du rotor et la fréquence électrique du réseau doivent être découplées. Un convertisseur d'électronique de puissance est utilisé pour effectuer cette tâche. Dans le générateur à double alimentation, un convertisseur de source de tension dos à dos alimente l'enroulement de rotor triphasé. De cette façon, les fréquences mécanique et électrique du rotor sont découplées et les fréquences électriques du stator et du rotor peuvent être adaptées indépendamment de la vitesse mécanique du rotor. Dans le système de générateur synchrone à entraînement direct, le générateur est complètement découplé du réseau par un convertisseur de fréquence. Le côté réseau de ce convertisseur est un convertisseur de source de tension. Le côté générateur peut être un convertisseur de source de tension ou un redresseur à diode. Le générateur est excité en utilisant un enroulement d'excitation ou des aimants permanents [94, 96].

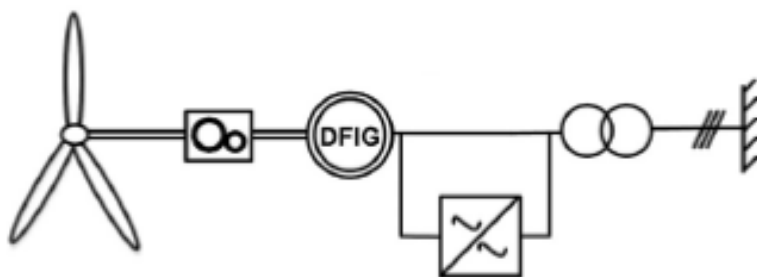


Figure 2.12 : Eolienne à vitesse variable utilisant un moteur à induction à rotor enroulé

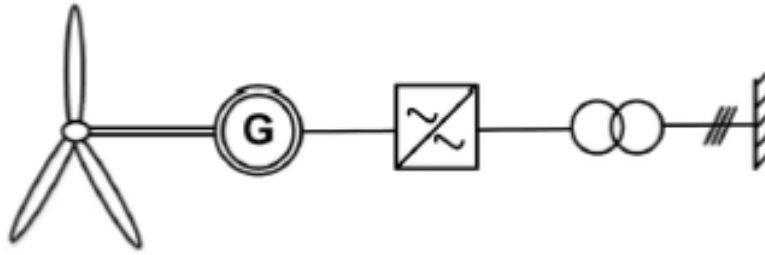


Figure 2.13 : Eolienne à vitesse variable utilisant un générateur synchrone

En plus de ces trois systèmes générateurs, il existe d'autres variétés comme le système à vitesse semi-variable. Dans une turbine à vitesse semi-variable, on utilise un générateur à induction à rotor enroulé. La puissance de sortie est surveillée par la commande de la résistance du rotor, qui est réalisée au moyen d'un convertisseur d'électronique de puissance. En changeant la résistance du rotor, la caractéristique de couple/vitesse du générateur est décalée et une diminution de la vitesse de rotor de 10% par rapport à la vitesse nominale du rotor est possible [94, 96].

D'autres variantes existent telles que un générateur d'induction à cage d'écureuil ou un générateur synchrone conventionnel relié à l'éolienne par l'intermédiaire d'une boîte de vitesses et au réseau par un convertisseur d'électronique de puissance.

Pour chaque vitesse instantanée du vent d'une éolienne à vitesse variable, il existe une vitesse de rotation spécifique de la turbine, qui correspond à la puissance active maximale du générateur éolien. De cette façon, le suivi du point *MPPT* pour chaque vitesse du vent augmente la production d'énergie dans cette éolienne.

Les éoliennes à vitesse variable fournissent les avantages clés suivants [[94, 96]:

- ✓ rentables.
- ✓ contraintes mécaniques réduites: des rafales du vent peuvent être absorbées, c'est-à-dire que l'énergie est stockée dans l'inertie mécanique de la turbine, créant une "élasticité" qui réduit la pulsation du couple.
- ✓ qualité d'énergie améliorée: les pulsations de couple peuvent être réduites en raison de l'élasticité du système éolien. Ceci élimine la variation de la puissance électrique.
- ✓ efficacité du système améliorée: la vitesse de la turbine est ajustée en fonction de la vitesse du vent pour maximiser la puissance de sortie. Le fonctionnement à la puissance maximale peut être réalisé sur une large marge de la vitesse du vent.
- ✓ bruit acoustique réduit : car un fonctionnement à basse vitesse est possible.

Actuellement, les configurations d'éoliennes à vitesse variable les plus courantes sont:

- Générateurs à induction alimentés par induction (*Doubly-fed induction generator DFIG*)
- Éolienne à vitesse variable à grande vitesse, basée sur un générateur synchrone.

2.2.4. Configuration des éoliennes

Dans les récentes littératures, les configurations des éoliennes disponibles sont classées en quatre types, principalement en fonction de leur capacité ou le mécanisme utilisé pour le contrôle de la vitesse ; La configuration des éoliennes détermine le type de la régulation, en vitesse ou en puissance ; La partie électrique définit si l'éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable ; La nature du rotor détermine le mode de régulation de la puissance, soit le décrochage aérodynamique passif, le décrochage aérodynamique actif ou le décalage variable des pales [90,96].

Les turbines de type 1 fonctionnent à vitesse fixe à l'aide d'un générateur d'induction à cage d'écureuil. Le contrôle de la puissance aérodynamique est obtenu via un décrochage aérodynamique passif ou un contrôle actif de décrochage de pale [90, 96].

Un inconvénient majeur de la machine à induction est la puissance réactive qu'elle consomme pour son champ d'excitation et le courant élevé que la machine peut tirer lors de son démarrage. Pour atténuer ces effets, des bancs de condensateurs ou une électronique de puissance active supplémentaire sont installés.

Les turbines de type 2 utilisent un générateur d'induction à rotor bobiné fonctionnant dans une marge limitée. La variation de la vitesse est obtenue en utilisant des résistances (mécaniques et / ou d'électronique de puissance) commandées dans le circuit du rotor de générateur. Le contrôle est généralement utilisé pour la limitation de la puissance aérodynamique. Des bancs de condensateurs ou une électronique de puissance active supplémentaire sont utilisés pour contrôler la puissance réactive [90, 96].

Les turbines de type 3 utilisent un générateur d'induction à rotor enroulé et un convertisseur connectés au rotor, considéré pour une charge partielle. Cela permet un contrôle indépendant de la puissance active et réactive dans une plage de fonctionnement à grande vitesse. La commande est utilisée pour limiter la puissance aérodynamique. Ce type de turbine est appelé système générateur à double alimentation (*DFIG*), puisque le rotor et le stator peuvent être alimenté par le réseau [90, 96].

Les turbines de type 4 sont basées sur des convertisseurs connectés au stator du générateur qui sont considérés à pleine puissance de turbine. On les appelle turbines de conversion à pleine grandeur (*Full Size Converter FSC*). La commande est généralement utilisée pour limiter la puissance aérodynamique [90, 96].

Différents types de générateurs sont communs, les générateurs synchrones à rotor enroulé, les générateurs synchrones à aimants permanents et les générateurs d'induction à cage d'écureuil. Selon le type de générateur, une boîte de vitesses peut ou non ne pas être utilisée.

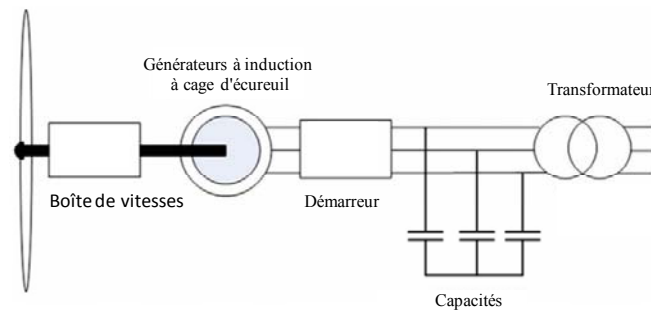


Figure 2.14 : Schéma du générateur d'éolienne de type 1 [96].

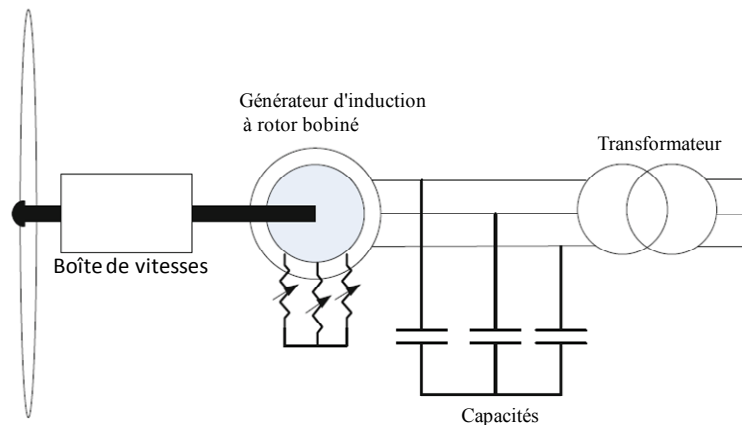


Figure 2.15 : Schéma du générateur d'éolienne de type 2 [96].

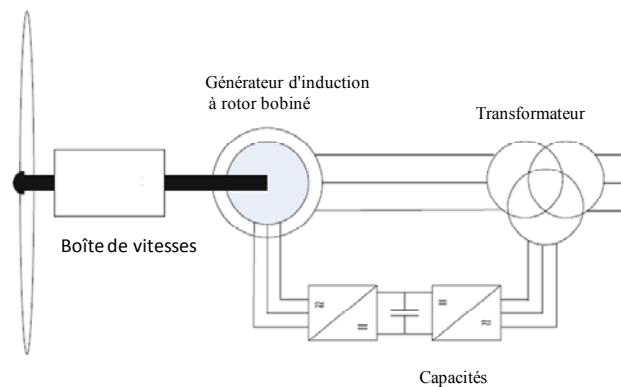


Figure 2.16 : Schéma du générateur d'éolienne de type 3 [96].

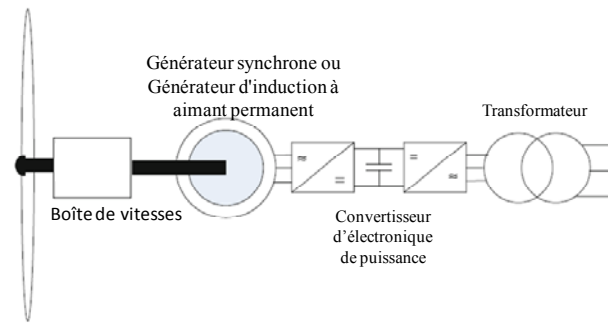


Figure 2.17 : Schéma du générateur d'éolienne de type 4 [96].

2.2.5. Description de la ferme éolienne de Kabertane

La figure 2.18 montre la disposition des différentes parties de la nacelle de l'éolienne.

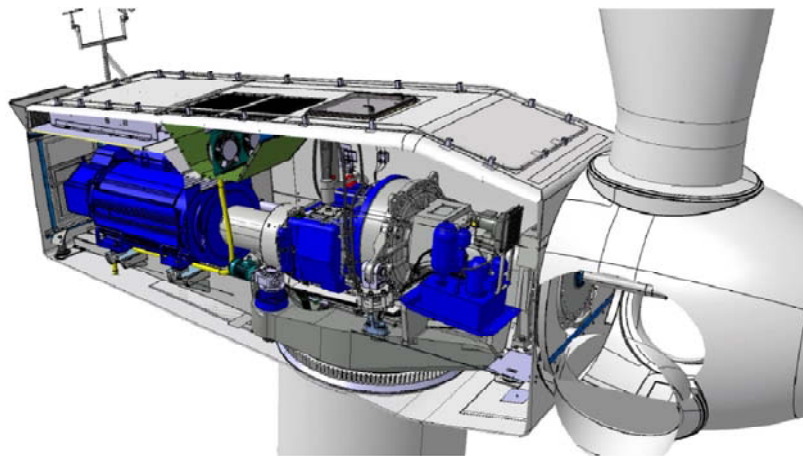


Figure 2.18: Vue latérale de Gamesa G52-850 kW

1) Description de la ferme

La ferme éolienne de Kabertane a une capacité installée de 10 MW répartie sur 12 éoliennes de type Gamesa G52 à trois pales avec une puissance nominale de 850 kW chacune.

Un système de contrôle permet à l'éolienne d'être exploitée à vitesse variable, maximisant la puissance produite en tout moment et minimisant les charges et le bruit.

La description des principaux composants de Gamesa G52 est donnée ci-dessous.

a) Générateur :

Le générateur est une machine asynchrone, à double alimentation, à quatre pôles. Il est refroidi par la convection forcée. L'air est évacué vers l'extérieur par un conduit situé dans le plafond de la nacelle.

Le système de commande du générateur permet un fonctionnement avec un glissement variable, afin de produire de l'énergie en dessous de la vitesse de synchronisation et réduire les charges.

Le générateur est directement connecté au réseau, et protégé contre les courts-circuits et les surcharges. La température est surveillée en permanence par des capteurs situés sur les points du stator et des paliers.

b) Rotor :

Le rotor est composé de trois lames reliées à un axe sphérique par les paliers d'aubes. Le diamètre du rotor est de 52 m.

c) Pales :

Les pales de turbines sont fabriquées à partir d'un matériau composite à matrice organique renforcé avec la fibre de verre.

Les pales équipées d'un réglage du pas, sont conçues pour maximiser la production de l'énergie et réduire les charges, avec la réduction du poids et les émissions de bruit.

d) Système de commande:

Le système de commande de pas est collectif et actionné hydrauliquement, c'est-à-dire qu'un seul vérin hydraulique amène les trois pales à tourner en même temps, fournissant la capacité de tourner de -5° à 90° .

Le système de commande de pas fonctionne pendant toute la durée de vie de l'éolienne comme suit:

- Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la valeur nominale, on choisit un angle d'écoulement qui maximise la puissance électrique obtenue pour chaque vitesse du vent.
- Lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale, l'angle d'écoulement utilisé est celui qui fournit la puissance nominale constante de la turbine de 850 kW. Si cela est nécessaire, il agira comme un frein aérodynamique contrôlé.

e) Système de contrôle:

Un armoire électrique 'GROUND' se trouve à la base de la tour, remplit les principales fonctions suivantes:

- ✓ contrôle de la puissance active et réactive produite par l'éolienne.
- ✓ communication avec les autres équipements électriques (PLC, etc.)
- ✓ contrôle du bon fonctionnement de tous les systèmes d'entraînement électriques par la collecte et le traitement des signaux émis par leurs protections.
- ✓ protection du personnel qui peut être présent près de l'éolienne.
- ✓ protection de l'éolienne et de son équipement contre les défauts et les erreurs de manipulation dans l'armoire GROUND elle-même ou dans le reste de l'installation électrique protégée par celle-ci.

- ✓ protection de l'éolienne et de son équipement contre les défauts de réseau électrique.
- ✓ connexion synchronisée avec le réseau et déconnexion de celui-ci, pour lequel on vérifie: l'amplitude, la fréquence et la phase des ondes générées et des ondes du réseau.
- ✓ fonctionnement optimal à toute vitesse du vent, maximisant la production et minimisant les charges et le bruit, grâce au fonctionnement à vitesse variable.
- ✓ fonctionnement manuel de service (Écran tactile).

f) Connexion au réseau

Gamesa dispose des modèles dans la plate-forme Gamesa G5X-850 kW qui peut fonctionner à 50Hz et éventuellement à 60Hz, avec différentes tensions de service.

La marge du fonctionnement de la tension continue du côté basse tension de l'éolienne est de $\pm 10\%$. La fréquence du réseau doit rester dans une plage de + 2Hz et -3Hz. Des fluctuations intermittentes ou rapides de la fréquence peuvent causer de graves problèmes aux éoliennes.

Le taux d'harmoniques THD dans le réseau tolérable par le générateur et le convertisseur ne doit pas dépasser 2%.

g) Exigences environnementales

L'éolienne est conçue pour des températures externes ambiantes entre -20°C et + 40°C.

L'humidité relative peut être de 100% pendant pas plus de 10% de la durée de vie de l'éolienne.

h) Exigences du vent

Les conditions du vent d'un site sont normalement spécifiées par la distribution de Weibull. Cette distribution est décrite par le facteur d'échelle A et le facteur de forme k. La turbulence annuelle moyenne est le paramètre utilisé pour décrire les variations/fluctuations à court terme du vent.

i) Vérification des conditions du site

De façon générale, ce type d'éoliennes peut être installé dans des parcs éoliens avec une distance minimale de 5 diamètres de rotor entre les éoliennes face à la direction du vent dominant. Si les éoliennes sont situées en rangées, perpendiculairement à la direction du vent dominant, la distance entre les turbines doit être d'au moins 3 diamètres du rotor. Ces critères peuvent être modifiés dans certaines conditions à la suite d'une étude technique spécifique

pour chaque cas. La figure 2.19 représente la localisation des 12 turbines de la ferme éolienne de Kabertane



Figure 2.19: Orientation des éoliennes dans la ferme de Kabertane

Le schéma unifilaire de la ferme éolienne est donnée dans l'annexe B.

j) *Contrôle de la puissance réactive*

Conformément aux courbes PQ et PV du constructeur, l'éolienne peut générer ou absorber de la puissance réactive. Toutefois, l'éolienne limitera la puissance réactive pour préserver ses fonctionnalités. Les limites de la puissance réactive sont données comme suit :

- à la puissance nominale (850 kW), la puissance réactive maximale est de ± 280 kVAr inductifs ou capacitifs, équivalant au facteur de puissance de 0.95 inductifs/capacitifs.
- à de faibles puissances (<100 kW), la puissance réactive est limitée afin que le facteur de puissance ne soit pas trop bas. La limite minimale du facteur de puissance est de 0.292, équivalent à ± 280 kVAr à 100 kW.

La figure 2.20 présente graphiquement les limites indiquées :

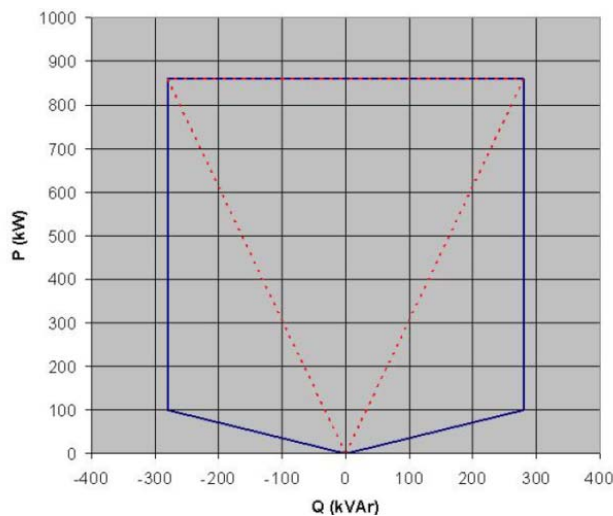


Figure 2.20: Courbe PQ générique de l'aérogénérateur de Gamesa

Sous la tension nominale et la température ambiante, le fonctionnement permanent de l'aérogénérateur se trouve en tout point compris dans la zone délimitée par les deux lignes bleues. Les deux lignes rouges indiquent les points correspondant au facteur de puissance de 0.95, ce qui correspond à la garantie que Gamesa offre à ses clients.

k) Marges de la tension

Dans la configuration standard de la turbine, les éoliennes sont déconnectées à $\pm 10\%$ de la tension du réseau.

Gamesa offre la possibilité d'équiper les éoliennes avec des systèmes permettant de maintenir l'éolienne connectée au réseau lors d'une chute de tension, contribuant ainsi à la qualité et à la continuité du système.

l) Options de commande à distance

Le système de gestion à distance de Gamesa est équipé des modules suivants qui ajoutent des fonctions avancées:

- module de limitation de la puissance active: disponible pour les situations où la puissance éolienne nominale dépasse la puissance maximale supportée par le poste électrique. Par conséquent, l'énergie produite peut être maximisée en fonction des limitations de l'éolienne.
- module de commande de la puissance réactive générée: gère dynamiquement la puissance réactive capacitive et inductive en fonction des horaires ou des réglages à distance.
- module de contrôle Wake: permet de réduire la fatigue des turbines causée par le fonctionnement d'autres éoliennes.
- module de contrôle de bruit Gamesa NRS®: gère les différents profils d'émission acoustique selon un programme programmable pour maximiser l'énergie produite, en accord avec les réglementations locales en tout temps.
- module de contrôle de l'ombre: contrôle le nombre d'heures d'ombre projeté en des points définis et assure le respect des limites établies.
- régulateurs de la fréquence et de la tension.

2. Spécifications techniques

Les spécifications techniques des différents composants des éoliennes sont listées dans l'annexe 2.

- Dans les périodes de faible vitesse du vent, une augmentation de la consommation d'énergie pour le chauffage et la déshumidification de la nacelle est à prévoir.

- Des ruptures d'exploitation sont à prévoir en cas de vents violents combinés aux conditions suivantes - températures élevées, basses températures, basse densité et / ou basse tension du réseau - peuvent conduire à une réduction de la puissance nominale pour s'assurer que les conditions thermiques de certains composants principaux - la boîte de vitesses, générateur, transformateur, etc. sont maintenus dans ces limites.

2.3. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du fonctionnement d'une centrale solaire photovoltaïque et d'une ferme éolienne. Pour la première fois, nous avons exposé les caractéristiques de la centrale solaire photovoltaïque et la ferme éolienne de Kabertane.

Nous avons vu qu'un bon fonctionnement de ce type des centrales est fortement influencé par les conditions météorologiques et l'état du système électrique.

- Les paramètres principaux caractérisant la ressource éolienne sont la vitesse moyenne du vent, la distribution de la fréquence du vent, le cisaillement du vent, la rose des vents, la température de l'air, la densité de l'air et l'intensité de la turbulence. Parmi ces paramètres, la vitesse moyenne annuelle du vent est la plus simple et la plus importante.
- La puissance d'une éolienne est estimée soit à partir d'une série temporelle de vitesses du vent, soit de la distribution de la fréquence du vent, de la densité de l'air et de la courbe de puissance de la turbine. La courbe de puissance à des conditions standards est généralement donnée par le fabricant de la turbine.
- La production d'énergie éolienne peut être affectée par la turbulence, le cisaillement du vent, les vents et températures extrêmes et l'accumulation de glace ou de sable sur les pales.
- Le rayonnement solaire et la température sont les principaux paramètres caractérisant la ressource solaire.

C'est donc une analyse très prometteuse du fonctionnement de ces centrales nous l'aborderons en détail dans le chapitre quatre.

3 CHAPITRE

Code du réseau des EnR

Définition, élaboration et recommandation

Le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables dans les systèmes électriques insulaires fait appel à une analyse critique des approches de l'exploitation traditionnelle de ce type de système. En conséquence, de nouvelles fonctions de régulation, visant à soutenir la stabilité et la sécurité du système tout en déployant de nouvelles technologies et en adoptant de nouvelles règles d'exploitation ont été définies. Ces règles et exigences sont données dans le code du réseau des EnR (CREnR).

Ce chapitre présente exclusivement les orientations relatives au raccordement des centrales solaires photovoltaïques et éoliennes. En prévoyant des règles techniques et juridiques appropriées pour ces types de centrales, des recommandations spécifiques fondées sur les expériences apprises par les pays pionniers dans le secteur des EnR.

3.1. Définition du CREnR

Dans le contexte général, un code du réseau fixe les règles pour le bon fonctionnement du système électrique. Il permet à tous les acteurs (opérateurs du système électrique, producteurs, fournisseurs et consommateurs) d'assurer la stabilité et la sécurité de tous les équipements du système électrique [97].

La fonction principale d'un CREnR est de fournir les exigences techniques pour les installations éoliennes et photovoltaïques. Un ensemble de CREnR peut comprendre les codes de connexion, les codes d'exploitation, les codes de planification ainsi que les codes du marché de l'électricité [97].

3.2. Normes internationales

Les normes relatives à l'intégration des EnR sont déterminées par le besoin de sécurité et de stabilité du système électrique. Les comités techniques des organismes de normalisation ont pour tâche d'analyser constamment la situation existante et de consulter l'ensemble des acteurs concernés. Les normes internationales sont juridiquement non contraignantes, mais la conformité aux normes peut être exigée par la loi [97].

Les processus internationaux de normalisation constituent une plateforme précieuse pour les pays et les acteurs industriels qui ont des débats et des expériences. Une large série de normes internationales élaborées par la commission internationale d'électrotechnique (*International Electrotechnical Commission IEC*) et l'institut des ingénieurs électriciens et électroniciens (*Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE*) sont pertinentes pour l'intégration des EnR dans les systèmes électriques. Les normes techniques considèrent de nombreux aspects et ont des fonctionnalités très différentes, à savoir :

- Des spécifications et des exigences détaillées pour l'équipement technique peuvent être présentées.
- La qualité de la tension et la sécurité du fonctionnement et ses définitions sont présentées.
- Les exigences d'interconnexion pour les générateurs ou d'autres équipements peuvent être clairement spécifiées.
- Les protocoles de transfert de données peuvent être normalisés afin d'assurer une communication claire.

- La communication peut être soutenue par la définition d'une terminologie technique cohérente.
- Les méthodes d'essai standard décrivent des procédures normalisées qui produisent un résultat de test et sont souvent référencées dans les spécifiques standards comme un test de conformité forme préférée.

Selon le domaine d'application, le but et le contenu, les normes internationales et les CREnR se rapportent entre eux de différentes façons:

- Les normes internationales peuvent être référencées en totalité ou en partie selon le code du réseau. Par exemple, les codes du réseau précisent souvent des exigences de qualité d'énergie en se référant aux normes pertinentes plutôt que de définir explicitement la qualité d'énergie.
- Les normes internationales peuvent être utilisées comme référence lors de l'écriture d'un code du réseau et modifiées selon les besoins.
- Les normes internationales qui régissent la connexion des centrales d'EnR peuvent dans certains cas être utilisées à la place d'un code de réseau.

L'annexe C donne les normes d'IEC et d'IEEE relatives à l'intégration des EnR.

Il existe de nombreux avantages d'utiliser les normes internationales dans les CREnR. Se référer aux normes internationales permet d'économiser le temps lors de la première écriture d'un code. Il fournit une certaine garantie que les exigences ont été testées et examinées. Il est également plus facile pour les fabricants de se conformer aux normes internationales que de se conformer aux exigences de différents pays.

Le CENELEC TS 50549-1 [98] et le 50549-2 [99] contiennent les recommandations pour la connexion des centrales à base d'EnR aux réseaux de distribution européens à basse tension (BT) et moyenne tension (MT) respectivement. En outre, les normes CEI 0-16 [100] et CEI 0-21 [101] exposent les schémas techniques et les règles pour la connexion des utilisateurs du réseau MT et BT italiens respectivement.

3.3. Processus d'élaboration d'un CREnR

Lors de l'élaboration d'un CREnR, différents aspects relatifs au système électrique doivent mettre en évidence les points suivants [97]:

- La taille du système électrique ;
- La charge de pointe et de creux ;

- Si le réseau est isolé ou interconnecté (permet d'exporter ses surproductions des EnR, un système interconnecté plus grand est moins sensible à l'instabilité de la fréquence) ;
- Capacités des EnR existantes et prévues ;
- Un CREnR ne doit pas considérer seulement l'architecture actuelle du système électrique, il doit anticiper ses futurs développements ;
- Comment les ressources en EnR sont réparties géographiquement, ce qui affecte la mesure dans laquelle les variations des EnR sont modérées lorsqu'elles sont intégrées ;
- Comment les ressources en EnR sont réparties dans le système électrique, raccordées aux réseaux de transmission ou de distribution ;
- Les capacités des générateurs conventionnels qui doivent couvrir le déficit entre l'EnR et la demande.

La décision d'élaborer un CREnR dépend de la politique énergétique actuelle et future et de la consultation avec les autres parties prenantes du réseau électrique. Si le taux de pénétration des EnR atteint 30 %, un CREnR est certainement obligatoire [97].

Le processus d'élaboration et de mise à jour d'un CREnR est décrit dans la figure 3.1.

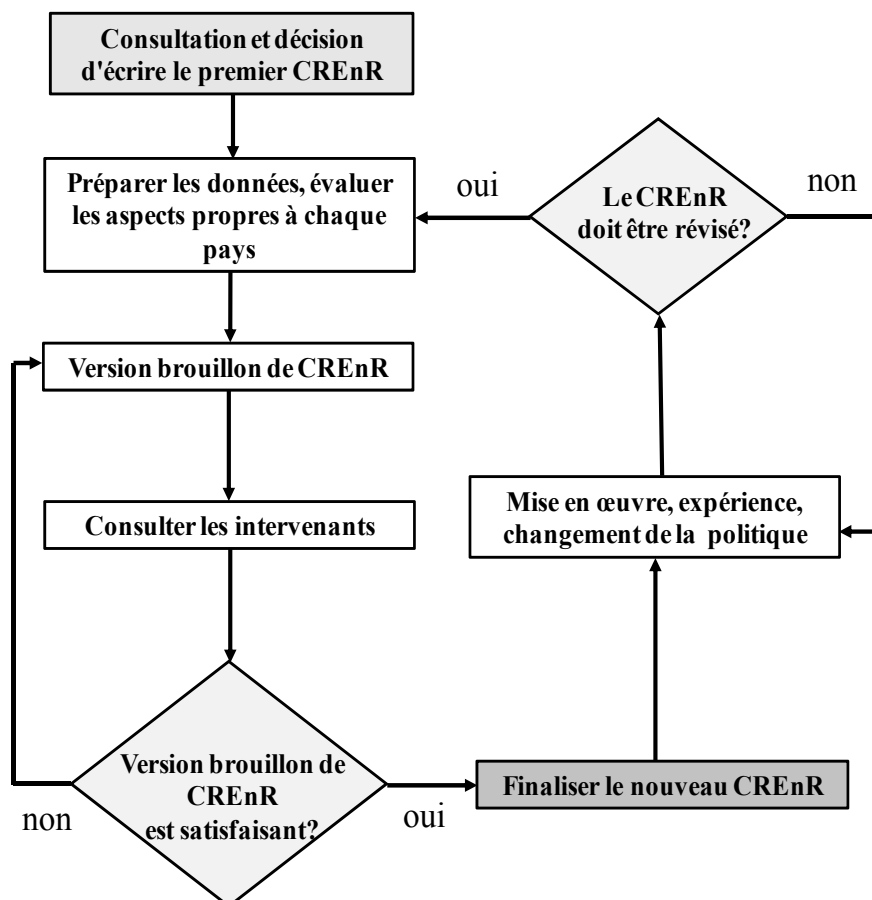


Figure 3.1: Processus d'élaboration et mise à jour d'un CREnR [97]

Les conditions initiales pour décrire un nouveau *CREnR* nécessite principalement les éléments ci-dessous [97]:

- une connaissance approfondie du système électrique, y compris toutes les informations du système électrique existant ainsi que la capacité totale de la production conventionnelle et du renouvelable;
- l'infrastructure à long terme de développement du système, y compris les cibles d'EnR;
- une compréhension des défis de l'intégration des EnR et de l'expérience d'autres pays;
- effectuer les études de stabilité afin d'évaluer les avantages des différentes exigences du *CREnR*;

Généralement, un *CREnR* n'est pas élaboré une fois et fixé définitivement, mais révisé tous les quelques années selon les besoins du système électrique et le développement des EnR. La vérification du *CREnR* est aussi importante que l'exigence elle-même. La révision d'un *CREnR* améliore la fiabilité et la sécurité du système, facilitant également la planification du système. Plusieurs études incluant des analyses approfondies et une comparaison des *CREnR* ont été menées au cours des dernières années. Ces études sont principalement axées sur les exigences techniques pour les grandes centrales éoliennes [77,100-113].

Le cycle de révision d'un *CREnR* dépend de la rapidité d'intégration des EnR. Si le *CREnR* est révisé trop souvent, il peut être difficile de l'entretenir avec l'évolution des besoins. Si le cycle de révision est trop lent, les exigences peuvent ne pas être mises à jour pour aider à stabiliser le système électrique.

3.4. Exigences relatives à l'intégration des EnR

Dans cette section, on présente les informations sur les exigences techniques à prendre lors de l'élaboration d'un *CREnR*.

3.4.1. Impact de pénétration des EnR sur les exigences techniques

Les exigences imposées aux centrales des EnR dépendent de leur capacité existante et prévue. Lorsqu'il y a très peu d'EnR dans un système électrique, leur comportement est moins important parce que leur influence sur la stabilité du système pourrait être facilement gérée. Cependant, au fur et à mesure que la part des EnR augmente, les exigences doivent assumer un nombre croissant de tâches des générateurs conventionnels qu'ils remplacent. Les exigences de la stabilité du système auparavant exigées, uniquement aux centrales classiques

dans les réseaux de haute tension, sont également maintenues pour les centrales des EnR connectés à un niveau de tension inférieur [97].

3.4.2. Préoccupations technologiques

Les exigences de *CREnR* découlent également des concepts de centrale d'EnR très différents des centrales synchrones classiques. Presque toutes les centrales d'EnR modernes sont basées sur des convertisseurs de l'électronique de puissance. Ces concepts diffèrent significativement en termes du comportement lors d'un défaut, d'émission de courants d'harmonique ou de réponse inhérente au changement de fréquence. En conséquence, les *CREnR* ont besoin de codifier des règles précédemment considérées comme acquises lorsque les machines synchrones étaient encore une technologie génératrice prédominante. D'autre part, les dispositifs de l'électronique de puissance permettent la mise en œuvre des caractéristiques non fournies par les machines synchrones [97].

3.4.3. Marge des caractéristiques couvertes par les exigences de CREnR

Les exigences précisées dans les *CREnR* couvrent une large variété de problèmes. *CREnR* inclut, la qualité de l'énergie électrique et la stabilité du système en fonctionnement normal (contribution au contrôle de la tension et en particulier le contrôle de la fréquence). Il comprend un comportement spécifique lors des perturbations, telles que la contribution au courant de court-circuit et les exigences de protection du système. Les fabricants de centrales peuvent être encouragés d'innover afin de mettre en œuvre chaque exigence, si la technologie ne répond pas de façon intrinsèque aux besoins [97].

3.5. Études requises et recommandées

Simuler un ensemble de scénarios possibles joue un rôle important dans la planification et le fonctionnement d'un système électrique. Afin de prédire le comportement d'un système, en particulier le comportement transitoire des défauts ou des événements extrêmes, les ingénieurs utilisent souvent des logiciels.

Les études du système électrique peuvent jouer un rôle important dans l'identification des exigences appropriées, pour garantir la mise en œuvre d'un code du réseau sans mettre en péril la sécurité du système.

En effet, lorsque la part d'EnR ou la taille de la centrale à base d'EnR devient importante, les *CREnR* commencent à imposer des modèles de simulation pour ces centrales.

Les exigences doivent tenir en compte des capacités des générateurs disponibles afin de ne pas obstruer l'adoption d'EnR.

En effet, les études nécessaires à réaliser sont [97]:

- Etude de l'écoulement de puissance pour estimer les capacités de puissance réactive des générateurs ;
- Etude de court-circuit statique et dynamique pour l'évaluation de la protection et des exigences LVRT;
- Etude des réserves et des limitations de gradients de puissance sont obligatoires, incluant également l'étude de la stabilité de la fréquence.

La vérification de la fiabilité d'une installation et sa conformité au *CREnR*, nécessite d'avoir les modèles statiques et dynamiques des installations à base d'EnR [112]. En ce qui concerne les simulations dynamiques, les modèles doivent contenir des sous-modèles d'alternateur, de la commande de la vitesse et de la puissance, le contrôle de la tension, de la protection et de convertisseur [114, 115].

Dans le passé, il n'était pas nécessaire d'introduire dans les simulations dynamiques les modèles des générations à base d'EnR, car la pénétration était encore faible. Ainsi, la déconnexion des unités génératrices renouvelables pendant les perturbations était une pratique habituelle. De nos jours, la situation a changée et de nombreux *CREnR* exigent aux fabricants de fournir des modèles dynamiques valides. Mais cela n'a pas résolu définitivement les problèmes [115, 116].

Les difficultés de la modélisation des EnR sont liées aux aspects suivant:

- Les générateurs sont généralement basés sur des dispositifs de l'électronique de puissance, posant certains problèmes, notamment en ce qui concerne les systèmes de contrôle et les algorithmes qui sont souvent exclusifs.
- L'impact des parcs éoliens sur les performances des petits signaux doit également être évalué.
- La performance dans des conditions du réseau déséquilibrées, causées par des défauts déséquilibrés ou des impédances asymétriques des lignes et des charges, peut avoir un impact significatif sur la commande de l'électronique de puissance [101,103]. Par conséquent, certains *CREnR* exigent de donner des modèles représentant les conditions d'équilibrée et déséquilibrées.

Une autre difficulté de la modélisation d'EnR doit également être notée. Une installation à base d'EnR comme l'éolienne peut être constituée de plusieurs turbines de petite taille. Pour

les simulations des grands systèmes électriques, il est préférable de réduire l'ensemble des turbines à une seule unité équivalente [118-120]. Cependant, l'approche de regrouper les turbines pourrait ne pas être suffisante pour représenter un grand parc éolien, où la réponse de chaque turbine ou l'ensemble peut être différente. Cela peut être le cas des grands parcs éoliens avec différents niveaux de tension d'alimentation ou des turbines fonctionnent à différentes vitesses du vent.

3.6. Synthèse des exigences techniques

Cette section présente un bref aperçu des exigences techniques actuellement en débat dans l'ensemble des pays où la part des EnR est importante.

3.6.1. Marges des tensions et de la fréquence

Les marges des tensions et de la fréquence sont en général pertinentes pour tous les systèmes électriques indépendamment de leur taille et de la pénétration des EnR. Les marges de tension peuvent différer entre les niveaux de tension, alors que la marge de fréquence est généralement la même pour tous les niveaux de tension d'un système [97].

Une tolérance de tension typique pour le fonctionnement sans restriction du générateur est de $\pm 10\%$ de la valeur nominale. La tolérance de fréquence est généralement beaucoup plus petite, elle est d'environ $\pm 2\%$ dans les grands systèmes interconnectés. Dans les petits systèmes ou les systèmes isolés, la tolérance de fréquence est légèrement plus grande car le contrôle de la fréquence est difficile à manipuler. En dehors des tolérances indiquées, les générateurs doivent rester opérationnels pendant une période minimale ou peuvent se déconnecter immédiatement en fonction de l'ampleur de la perturbation. L'expérience montre que des exigences de déconnexion aussi étroites que 49.5 Hz et 50.2 Hz dans un système à 50 Hz, devraient être évitées [97].

3.6.2. Qualité de l'énergie électrique

Toutes les centrales ont une influence inhérente sur certains aspects de la qualité de l'énergie dans leur environnement. Cette influence dépend de la technologie du générateur et diffère entre les centrales classiques et les centrales à base des EnR [97].

Les exigences relatives à la qualité de l'énergie impliquent des limites en émission de perturbations de tension et du courant pour chaque équipement. Afin de garantir une qualité de tension appropriée, tous les générateurs, y compris les EnR à tout niveau de pénétration, doivent respecter ces limites.

3.6.3. Capacité de la puissance réactive

Les générateurs conventionnels de grandes centrales offrent une large capacité de la puissance réactive. Cependant, en raison de la technologie, les centrales à base d'EnR ne fournissent pas intrinsèquement des marges de capacité similaires. Au lieu de cela, les marges de la capacité de puissance réactive souhaitées doivent être explicitement prises en compte lors de la conception d'une centrale à base d'EnR, ce qui peut avoir un impact significatif sur le coût du générateur [97].

L'amélioration de la capacité de la puissance réactive des centrales à base d'EnR contribue à l'augmentation du niveau de pénétration des EnR. En effet, pour un réseau de distribution, une grande capacité de la puissance réactive peut réduire les besoins de renforcement du réseau causés par l'intégration des EnR.

En effet, le contrôle de la puissance réactive garantit la participation des EnR au support local de la tension, en se référant à la caractéristique Q/V , représentée par la figure 3.2. Tant que la tension mesurée reste proche de la nominale, le facteur de puissance du générateur est égal à 1. Inversement, une production capacitive ou inductive est nécessaire pour l'unité à base d'EnR en cas de chute ou de surtension [97].

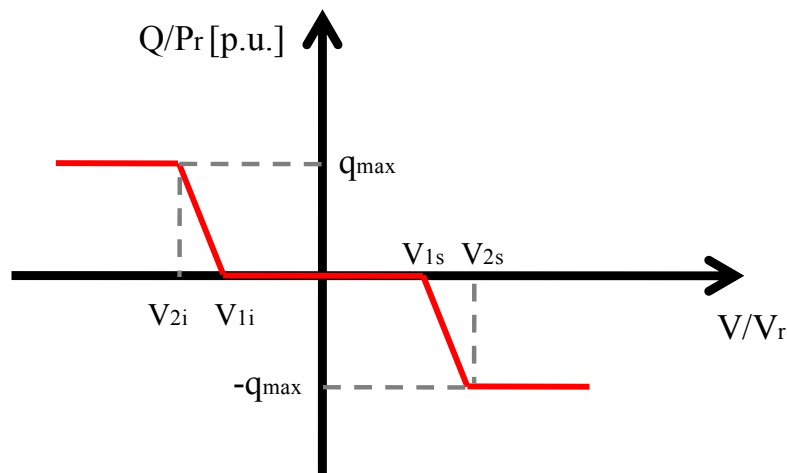


Figure 3.2: Caractéristique de contrôle de la puissance réactive et tension (Q/V) d'après le CEI 0-21 [101].

Avec : $V_{2i} = 0.90$ p.u., $V_{1i} = 0.95$ p.u., $V_{1s} = 1.05$ p.u., $V_{2s} = 1.10$ p.u. et $q_{max} = 0.4843$ p.u.

3.6.4. Maintien de la fréquence

La réponse aux perturbations de la fréquence des générateurs dépend du type de déséquilibre en puissance active. Une fréquence trop élevée indique un surplus de génération, auquel la puissance injectée dans le réseau doit être réduite. Une fréquence trop faible indique un

manque de génération de sorte que l'injection de puissance doit être augmentée afin d'éviter le délestage [97].

En effet, une centrale à base d'EnR n'est pas particulièrement, bien adaptée pour assurer un contrôle de la fréquence. Toutefois, des mesures de soutien pour les perturbations de fréquence sont disponibles via les EnR.

Pendant les événements de la sur-fréquence, les centrales à base d'EnR devraient tout d'abord, réduire progressivement leur puissance de sortie tout en restant connectés au réseau. Ils se déconnectent à un seuil bien déterminé. En outre, pour fournir une réserve de puissance pendant les événements de sous-fréquence, une centrale en EnR doit être capable de réduire le mode de fonctionnement de sa sortie. Cela implique de déverser de l'énergie primaire gratuite. En effet, en cas de transitoires de fréquence excessive, les CREnR exigent la réduction de la puissance active injectée par les centrales à base d'EnR, en précisant la courbe de baisse comme montre la caractéristique P/f de la figure 3.3. La fréquence mesurée aux bornes de l'onduleur définit le point de fonctionnement du convertisseur. Une fois que la dérivée de la fréquence devient négative, le générateur statique (comme le cas d'une photovoltaïque) est appelé à maintenir la puissance pour une durée de 300 s, afin d'éviter les oscillations de fréquence rapides [97].

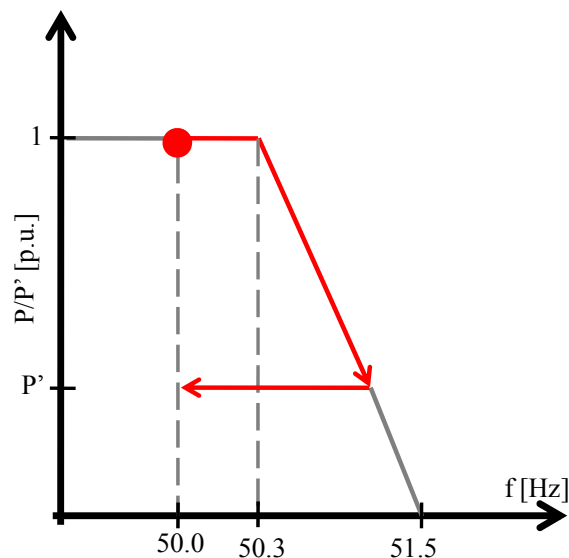


Figure 3.3: Caractéristique de contrôle de la puissance active et fréquence (P/f) d'après le CEI 0-21 [101].

3.6.5. Comportement face aux défauts

Pour éviter les dommages engendrés par des défauts, les éléments défectueux doivent être déconnectés assez rapidement. Les générateurs en EnR doivent rester connectés pendant un

défaut afin qu'une détection correcte des défauts ne soit pas compromise. Ultérieurement, les générateurs en EnR doivent également rester connectés de sorte que l'équilibre de puissance dans le système soit maintenu après l'élimination du défaut.

Face aux défauts, les exigences imposées au générateur en EnR ressemblent donc aux exigences des générateurs classiques. Cependant, il est toujours soumis aux contraintes de la technologie sous-jacente. Les générateurs classiques sont par nature capables de fournir des courants de court-circuit élevés [97].

En effet, avec l'augmentation de la taille de la centrale et de la pénétration des EnR, les générateurs en EnR doivent rester connectés sur une période limitée pendant les défauts afin de ne pas mettre en danger l'équilibre de puissance.

En raison des contraintes technologiques, les générateurs en EnR ne sont pas capables d'injecter des niveaux de courant équivalents requis pour la détection des défauts déjà fournis par les générateurs conventionnels.

3.6.6. Limitations du gradient de la puissance active

Lorsqu'il y a une part importante d'EnR, les rampes d'injection de puissance induit par l'énergie primaire fluctuante, deviennent un facteur pertinent en ce qui concerne les réserves de puissance assignées par les gestionnaires du réseau. Les centrales électriques traditionnelles fournissant les réserves disposent souvent des capacités de rampe limitées. Cela signifie que les rampes d'EnR dépassant largement les rampes des demandes habituelles, changent d'amplitude de la capacité de rampe nécessaire. Dans ce cas, contrairement à l'exigence du support de fréquence décrite ci-dessus, la préoccupation n'est pas la réponse aux perturbations, mais la probabilité que de telles perturbations soient causées par des fluctuations des EnR [97].

3.6.7. Gestion de la puissance active

Une des tâches principales du fonctionnement d'un système électrique est d'équilibrer la charge et la production en distribuant les ressources correspondantes en quantité suffisante sur les régions. Pour mener efficacement cette tâche et gérer les ressources en puissance active dans des systèmes contenant une part importante des EnR, la gestion de la puissance active se révèle donc nécessaire [97].

Comme l'injection de la puissance d'un générateur en EnR dépend principalement de la disponibilité du rayonnement solaire et du vent, sa gestion diffère considérablement de celle

des générateurs conventionnels. Lorsqu'une part significative des EnR est atteinte, les générateurs en EnR doivent disposer d'une capacité de gestion de la puissance active [97].

3.6.8. Communication

Au fur et à mesure que la génération d'EnR prend de l'importance, les centrales à base d'EnR ont besoin d'interfaces de communication pour mettre en œuvre les fonctionnalités avancées requises par le *CREnR*. La gestion et la réduction de la puissance pour les besoins en réserve sont particulièrement utiles. Cependant, les limitations du gradient et la maîtrise de la puissance réactive nécessitent également un accès à la commande dynamique de l'opérateur du système [97].

En effet, les protocoles de communication doivent être basés sur les normes internationales pour éviter la dépendance des fournisseurs, encourager la concurrence et assurer la rentabilité.

3.6.9. Protection

Un fonctionnement fiable d'un système électrique dépend toujours de la mise en œuvre minutieuse de stratégies pour atténuer l'impact des défauts et d'autres perturbations.

Les *CREnR* n'exigent pas au générateur de rester connecter au réseau pendant les défauts mais ils indiquent comment le système de protection au point de connexion doit être conçu et avec quels paramètres [97].

Pour un comportement cohérent, les mesures de protection du générateur au point de connexion doivent suivre des schémas communs avec des réglages communs dans les codes du réseau. Cela s'applique à toutes les générations et à tous les niveaux, y compris les EnR.

3.6.10. Contribution de l'inertie

Les réserves les plus rapides en puissance utilisées pour équilibrer les changements brusques de la demande ou de la génération nécessitent généralement quelques secondes avant que la puissance de réserve soit activée. Afin de limiter l'amplitude de la déviation de la fréquence, il est essentiel que ce retard soit réglé à la marge maximale de variation de la fréquence attendu dans le système. La marge maximale de la variation de la fréquence dépend principalement de l'inertie des masses tournantes des générateurs synchrones connectés au système et de l'amplitude du déséquilibre de la puissance.

Indépendamment de leur puissance nominale, les générateurs à base d'EnR muni d'un convertisseur d'électronique de puissance ne fournissent pas d'inertie. Lors d'une pénétration élevée de la génération d'EnR, la génération classique synchrone peut ne pas fournir

suffisamment d'inertie. La variation de la fréquence peut alors être trop élevée pour que le système reste dans les limites de la fréquence désignée lors d'un déséquilibre plus important [97].

Des modèles de contrôle avancés dans les systèmes de régulation de générateur à base d'EnR peuvent permettre la mise en œuvre d'une inertie connue sous le nom d'inertie synthétique (IS). Une telle mise en œuvre implique un effort de conception important nécessite également des composants supplémentaires. L'accord sur les règles applicables aux futurs *CREnR* implique donc une recherche, un développement et une discussion approfondis.

En plus de contrôle P/f, l'IS est une autre régulation de la puissance active habituellement appliquée dans les modernes turbines éoliennes et photovoltaïques [121, 122]. Actuellement, pour les centrales à base d'EnR, même si le contrôle P/f est obligatoire, l'IS force le convertisseur de puissance à injecter (ou à absorber) une puissance active supplémentaire qui peut être fournie par un système de stockage de taille réduite combiné avec le générateur.

3.6.11. Capacité de démarrage en noir (*black-start capability*)

Les opérateurs des systèmes doivent être en mesure de redémarrer le système une fois qu'il est mort. Bien que cette opération ne soit pratiquement jamais exercée dans les plus grands réseaux en raison de leur grande fiabilité, il est nécessaire de disposer de centrales ayant la capacité de démarrer sans électricité extérieure. Des stratégies sont nécessaires pour effectuer cette opération [97].

Les unités de la centrale à base d'EnR ne peuvent pas facilement être munies d'une capacité de démarrage en noir, bien que leur alimentation principale puisse être disponible en abondance à un moment où cette fonction est nécessaire. Le principal obstacle est la capacité d'effectuer un contrôle efficace de la fréquence et de la tension dans un système mort, ce qui implique une correspondance rapide de la génération à la charge connectée. Toute méthode de mise en œuvre de la capacité de démarrage en noir avec la génération à base d'EnR comprend généralement un générateur classique ou un système de stockage d'une capacité d'équilibre rapide. Par conséquent, le démarrage en noir dans un *CREnR* s'applique toujours au niveau de la centrale et non au niveau du générateur tout seul [97].

3.6.12. Oscillations d'amortissement du système électrique

Le raccordement des machines tournantes à un système électrique forme un système capable d'osciller électro-mécaniquement. Si l'amortissement est insuffisant, ces oscillations constituent une menace pour la stabilité du système et peuvent endommager les équipements.

Des mesures d'amortissement sont donc mises en place dans les systèmes de contrôle des grandes centrales conventionnelles [97].

Des études sont en cours pour déterminer si la proportion croissante en EnR modifie le comportement oscillatoire des grands systèmes de transmission. Selon le résultat de cette recherche, les générateurs à base d'EnR peuvent contribuer à l'amortissement de certains types d'oscillations [97].

3.7. Comparaison des CREnR

Afin de répondre aux caractéristiques du système électrique d'un pays, les codes de réseau ont souvent besoin d'exigences spécifiques au ce système. Dans cette section, nous donnons une comparaison des exigences techniques de plusieurs pays.

3.7.1. Marges de la tension et de la fréquence

Généralement, la tolérance de la tension d'un générateur pour un fonctionnement normal est de $\pm 10\%$ de la tension nominale. La tolérance de la fréquence est de $\pm 2\%$ dans les grands systèmes électriques interconnectés. Dans les systèmes plus petits ou isolés, les marges de la fréquence sont légèrement plus grandes, car le contrôle de la fréquence est plus difficile à gérer. Les systèmes électriques isolés qui doivent réguler leur propre fréquence peuvent avoir besoin d'exigences de contrôle de la fréquence plus strictes. Alors que les systèmes ayant des régions faibles, peuvent nécessiter une capacité de puissance plus en réactive [97].

En dehors des marges fixées, les générateurs doivent rester en fonctionnement pendant un intervalle de temps minimum ou peuvent se déconnecter immédiatement en fonction de l'amplitude de la perturbation. Par exemple, la marge de tolérance de la fréquence du système électrique européen est de 49.0 Hz à 51.0 Hz, alors que la marge en cas d'un fonctionnement perturbé s'étend jusqu'à 47.5 Hz et 51.5 Hz. En cas d'une perturbation, les générateurs doivent rester connectés et fonctionnels pendant 30 minutes [97].

En effet, la taille du système électrique est généralement le facteur le plus important lors du choix des limites appropriées. La part des EnR n'est pas nécessairement significative, comme montre ces deux tableaux [97].

Les tableaux 3.1 et 3.2 donnent un aperçu des plages de la fréquence et de la tension pour un fonctionnement normal et perturbé dans les systèmes électriques isolés de différents pays.

Tableau 3.1: Marges de la fréquence du système de transmission [97].

Pays	Fréquence sous des conditions normales	Fréquence sous des conditions anormales
	(Hz)	
Grande Bretagne	49.7-50.5	47.0 - 52.0
Irlande	49.8 - 50.2	47.0 - 52.0
Madère	49.5 - 50.5	-
Malte	49.5 - 50.5 pendant 99.5% d'une année	49.5 - 50.5 pendant 99.5% d'une année
Grèce	49.0 - 51.0 pendant 95 % d'une semaine	42.5 - 57.5 pendant 100 % d'une semaine
les îles Canaries	49.85-50.15 pour t < 5 min:49.75 - 50.25	-
Nouvelle-Zélande	49.5 - 50.5	47.0 - 52.0

Tableau 3.2: Marges de la tension [97].

Pays	Tension sous des conditions normales	Tension sous des conditions anormales		
	(pu)			
Grande Bretagne	<ul style="list-style-type: none"> • 400 kV: <ul style="list-style-type: none"> - 0.95 - 1.05 +/- 10 % - +5% et +10 % pour t < 15min • 275 kV et 132 kV: 0.9 - 1.1 			
Irlande	<ul style="list-style-type: none"> • 400 kV: 0.93 - 1.03 • 220 kV et 110 kV: 0.95 - 1.09 	<ul style="list-style-type: none"> • 400 kV: 0.89 - 1.05 • 220 kV: 0.91 - 1.11 • 110 kV: 0.9 - 1.12 		
Islande	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV, 132 kV, 66 et 33 kV: 0.91 - 1.04 			
Madère	<ul style="list-style-type: none"> • 60 kV, 30 kV et 6.6 kV: 0.9 - 1.1 	<ul style="list-style-type: none"> • 60 kV, 30 kV et 6.6 kV: <ul style="list-style-type: none"> - 1.2 : pour t ≤ 20 min - 1.3 : pour t ≤ 10 min 		
Malte	<ul style="list-style-type: none"> • 132 kV: 0.94 - 1.06 • 33 kV: 0.9 - 1.05 • 11 kV: 0.95 - 1.05 • 400 V: 0.9 - 1.1 			
Grèce	<ul style="list-style-type: none"> • 150 kV et 66 kV: 0.95 - 1.08 • 20 kV: 0.9 - 1.1 			
les îles Canaries	<ul style="list-style-type: none"> • 220 kV: 0.95 - 1.11 • 132 kV: 0.95 - 1.10 • 66 kV: 0.94 - 1.09 			
			N-1	N-2
		220 kV	0.93 - 1.11	0.9 - 1.11
	132 kV	0.93 - 1.1	0.9 - 1.1	

	66 kV	0.91 - 1.09	0.85 - 1.09
Nouvelle-Zélande	220, 110 kV: 0.9 – 1.1 66, 50 kV: 0.95 – 1.05		

3.7.2. Comportement de la puissance réactive défini pour le contrôle de la tension

Au fur et à mesure que la part d'EnR dans le système augmente, la capacité de contrôle de la puissance réactive d'un générateur d'EnR devient de plus en plus importante. Pour la génération d'EnR à base de convertisseur d'électronique de puissance, l'extension de la marge de la capacité de contrôle de la puissance réactive des systèmes de génération implique des coûts supplémentaires pour le fabricant et donc aussi pour les propriétaires de l'installation. Les exigences de capacité de contrôle de la puissance réactive les plus exigeantes sont donc placées sur des unités de plus grande taille. Des exigences moins strictes sont faites pour les unités de plus petite taille. En outre, il n'est pas nécessaire de distinguer par la technologie de génération d'EnR, c'est-à-dire l'éolien ou le photovoltaïque [97].

L'exemple le plus simple d'une exigence de contrôle de la puissance réactive trouvée dans les codes de réseau est l'exigence de fonctionner avec un facteur de puissance constant. Avec l'augmentation de la taille de l'unité et/ou du niveau de tension, les exigences sont étendues : des marges de fonctionnement plus étendues (courbes de capacité), la possibilité de modifier la puissance réactive en fonction de la tension ou de la puissance active, ou même de mettre le point de consigne de la puissance réactive à la disposition de l'opérateur [97].

Les diagrammes de contrôle de la puissance réactive des éoliennes offshore sont illustrés sur La figure 3.4 et 3.5 montrent que la marge de la puissance réactive requise par une éolienne, dépendre de la tension du fonctionnement au point de connexion. Des courbes similaires peuvent être trouvées dans de nombreux codes de réseau [97].

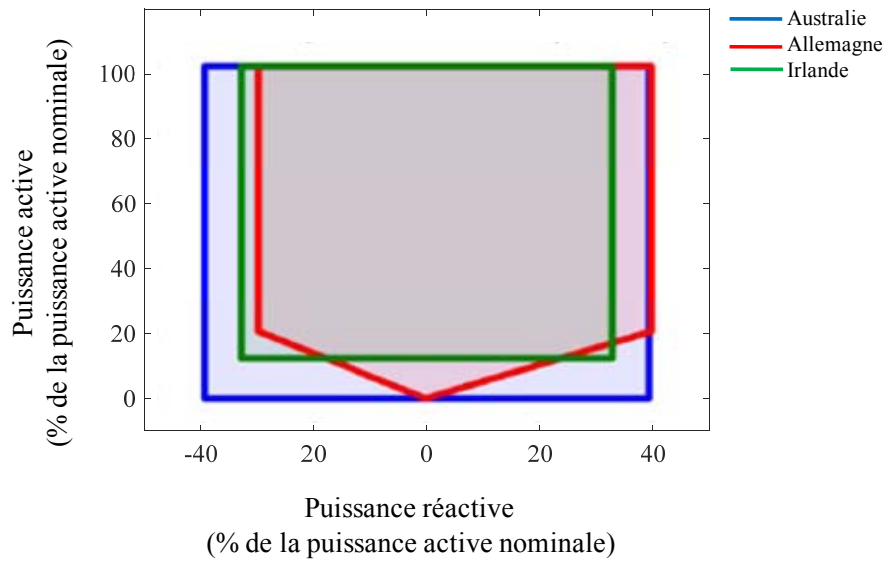


Figure 3.4: Caractéristiques de capacité de contrôle de la puissance réactive des éoliennes requises dans différents codes de réseau [97]

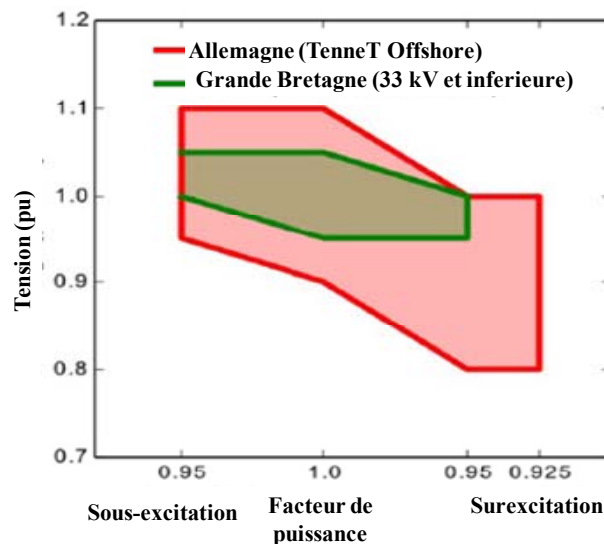


Figure 3.5: Marge de la puissance réactive requise pour les centrales éoliennes offshore tel que spécifié par l'allemand TSO TenneT [97]

3.7.3. Soutien de la fréquence

Dans les premiers CREnR, le contrôle de la fréquence est assuré principalement par les centrales conventionnelles. Les centrales d'EnR ont été traitées comme des charges négatives variables. À fur et à mesure que la part des EnR augmente, la réserve de la puissance est fournie par un nombre décroissant d'unités conventionnelles. Si les centrales d'EnR ne peuvent pas fournir la réserve de puissance, la pénétration instantanée des EnR à l'échelle du système est limitée à un niveau inférieur de celui souhaité à long terme [97].

Les exigences de contrôle de la fréquence dans les codes de réseau varient donc en fonction de la taille du système et la caractéristique de générateurs fonctionnels. Cependant, les systèmes isolés ont le choix entre limiter la pénétration maximale instantanée des EnR à un certain niveau ou exiger des capacités de contrôle de la fréquence/réserve de puissance de la génération des EnR [97].

Pour provision une réserve de puissance, les générateurs d'EnR doivent pouvoir diminuer leur puissance produite. Ils doivent fonctionner régulièrement en dessous de la capacité de production maximale éventuelle, afin de faire face à la surcharge ou à la perte de production. Ceci est requis par le code de réseau danois pour les centrales éoliennes offshore.

Les centrales qui ne participent pas au contrôle de la fréquence et à la provision de la réserve sont obligées à réduire leur puissance injectée si la fréquence augmente trop. Les générateurs peuvent également ne pas se déconnecter immédiatement du réseau et ne doivent pas réduire leur puissance active lorsque la fréquence chute [97].

3.7.4. Comportement lors d'un défaut

Les courants élevés pendant les courts-circuits proviennent des générateurs du système. Les éléments défectueux doivent donc être déconnectés avant que les générateurs ne soient endommagés. Les générateurs eux-mêmes doivent rester connectés pendant le défaut afin que la détection des défauts ne soit pas compromise. Les équipements de protection visent à ouvrir le plus rapidement possible une ligne ou un transformateur en court-circuit, dans un dixième de seconde environ [97].

Les générateurs doivent également rester connectés après l'élimination du défaut afin que l'équilibre de la puissance dans le système soit maintenu. Les générateurs d'EnR à base de convertisseur d'électronique de puissance ne sont pas capables de fournir des niveaux similaires de courant de court-circuit aux générateurs synchrones conventionnels. L'exigence initiale était donc de déconnecter les générateurs d'EnR du réseau dès qu'un défaut apparaît. C'est une mesure facile à prendre, et fournit une protection efficace contre l'îlotage involontaire. Cependant, cela provoque des problèmes majeurs une fois que la part des EnR augmente. Un défaut peut alors entraîner une perte de production importante, en particulier là où la pénétration des EnR est élevée [97].

Les exigences de tenues aux creux de tension (*low voltage ride through* LVRT) deviennent nécessaires lorsque la part d'EnR augmente, parce qu'un court-circuit sur une ligne peut autrement déclencher une quantité importante de production provoquant donc une déviation de la fréquence importante. LVRT a d'abord été exigé aux grandes centrales éoliennes

raccordées au réseau de haute tension. Lorsque la part des EnR ont encore augmenté, plusieurs pays, comme l'Allemagne, le Danemark et l'Irlande, ont étendu ces exigences à certaines parties du réseau de distribution, car une grande partie des éoliennes est connectée au réseau de distribution [97].

Aujourd'hui, le LVRT exige que les générateurs d'EnR restent fonctionnels pendant un certain temps en cas d'un défaut. Le délai avant que les générateurs ne puissent se déconnecter dépend de l'amplitude de l'affaissement initial de la tension. Les creux de tension sont mesurés au point de couplage commun d'une centrale éolienne ou au borne du générateur. D'autres exigences peuvent s'appliquer en fonction du type de défaut et des systèmes de protection utilisés dans le réseau. Les diagrammes temps-tension (LVRT) sont utilisés pour décrire les conditions exactes permettant la déconnexion du générateur. Les exemples de LVRT de différents codes du réseau sont illustrés dans la figure 3.6.

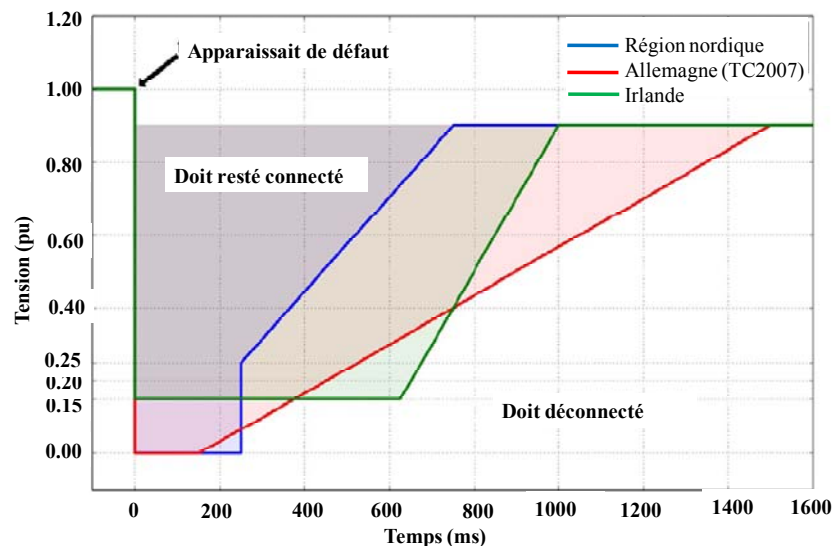


Figure 3.6: Exigences de LVRT provenant de différents codes du réseau [97]

Les paramètres les plus représentatifs des courbes de LVRT sont les suivants:

- la tension minimale
- le temps de rester connecté sous une tension minimale
- la tension permanent minimale
- le temps pour que la tension peut prendre pour récupérer à cette valeur sans la déconnexion du générateur

Le Tableau 3.3 donne des exemples de ces valeurs de plusieurs codes de réseau isolé.

Tableau 3.3 : Exigences de LVRT des réseaux isolés [97].

Pays	Spécification	Pendant le défaut		Après l'élimination de défaut	
		V _{ret} (pu)	t _c (s)	V _{min} (pu)	t _{max} (s)
Les îles Canaries	Centrales éoliennes	0.0	0.5	0.8	1
Grande Bretagne	Onshore	0.0	< 0.14	0.9	0.9
		0.15	> 0.14	0.8	1.2
	Offshore	0.15	< 0.14	0.94	0.9
		0.15	> 0.14	0.8	1.2
Irlande	400, 220, 110 kV	0.05	0.15	1	0.15
	400, 220, 110 kV	0.5	0.45	1	0.45
	Centrales éoliennes	0.15	0.625	0.9	3
Nouvelle-Zélande		0.0	0.2	0.6	1

En plus de l'exigence de rester connecté, certains codes du réseau exigent aux générateurs d'EnR de fournir un courant réactif pendant un défaut. Cela limite la propagation de l'effondrement de la tension dans d'autres régions. Comme les générateurs d'EnR à convertisseur fournissent des courants de court-circuit plus faibles que les générateurs synchrones, ils sont généralement capables d'injecter un courant jusqu'à leur nominal.

3.8. Recommandations pour l'élaboration de CREnR Algérien

A partir des explications précédentes, pour le réseau électrique Algérien, des recommandations sur la façon d'élaborer et de réviser un CREnR sont présentées comme suit :

3.8.1. Assurer un processus approprié pour développer un CREnR

Les caractéristiques propres du système électrique doivent être évaluées par une étude approfondie avant d'établir un CREnR. Le développement attendu et souhaité du système électrique doit être pris en compte lors de l'élaboration d'un code du réseau ; un CREnR peut être inapplicable suite au déploiement très rapidement des EnR, cela revient à réviser et à mettre à jour régulièrement le CREnR. Cependant, des révisions trop fréquentes peuvent être trop coûteuses et inutiles [97].

L'étude des CREnR des autres pays ainsi que l'adoption de leurs exigences sont bien encouragés, à condition que ces exigences soient vérifiées pour la compatibilité avec les caractéristiques propres du système électrique. Cela permet dès le début d'éviter ou d'attirer l'attention sur certains problèmes. Les exigences qui auraient été nécessaires ne peuvent plus être un problème aujourd'hui, en raison de l'innovation rapide des technologies.

En outre, il est fortement recommandé d'utiliser les normes techniques internationales, car cela évite de reproduire les résultats de la recherche déjà disponibles [97].

3.8.2. Considérer les caractéristiques propres du système électrique

Les exigences techniques spécifiées dans un *CREnR* doivent tenir compte des aspects suivants [97] :

- Taille du réseau (longueur des lignes, capacité, puissance minimale);
- Niveau d'interconnexion ; fortement interconnecté, faiblement interconnecté, avec ou sans connexions synchrones (ou non-synchrones) avec d'autres systèmes électriques ;
- Niveau de tension : un code du réseau de transport à très haute tension peut différer beaucoup de celui d'un réseau de distribution à basse tension;
- Une forte part des cycles combinés peut rencontrer différents problèmes d'intégration d'EnR en situation de creux. Le fait de fixer des exigences pour les générateurs sans pouvoir vérifier s'ils les remplissent réellement n'a que peu de valeur.

3.8.3. Validation du modèle de génération à base d'EnR

La validation d'un modèle permet d'assurer la bonne performance des systèmes de contrôle et de l'approuver, ceci afin de l'utiliser pour l'analyse de la stabilité.

3.8.4. Appuyer les politiques nationales et la législation

Les exigences du *CREnR* devraient soutenir la politique des énergies renouvelables. S'il existe un système de soutien solide pour une ou plusieurs technologies particulières (pour notre case, les centrales solaires photovoltaïques et CSP), l'opérateur du réseau doit éviter de les soumettre à des exigences techniques extrêmement restrictives. Cependant, il doit choisir les exigences de telle sorte que même un développement très rapide ne met pas en danger la sécurité du réseau [97].

3.9. Conclusion

L'augmentation de la production des EnR formée par un grand nombre de génération individuelle pose un défi du raccordement, de gestion, de contrôle et la modélisation de la centrale. Afin de faire face à ces problèmes, des exigences de raccordement et du fonctionnement fondées sur des essais et des simulations ont été établies dans les *CREnR*. Néanmoins, la vérification de la conformité d'un *CREnR* reste un problème ouvert.

L'examine et analyse des exigences des pays dominant d'une part des EnR nous ramène à conclure que :

- La vérification, la mise à jour d'un *CREnR*, la validation des modèles et les normes internationales sont encore en cours dans de nombreux pays.
- Les modèles des centrales à base d'EnR doivent être fournis, même pour des installations de faible capacité.
- Le regroupement des modèles est largement admis pour les grands systèmes électriques.

4

CHAPITRE

Evaluation du fonctionnement de la ferme éolienne et la centrale photovoltaïque de Kabertane

Le fonctionnement d'une centrale PV et éolienne dépend fortement des variables météorologiques telles que l'énergie solaire, la vitesse du vent, l'humidité, la pression, la température, ...etc. A cet effet, afin de poser les différents éventuels problèmes, des études approfondies sur les variables météorologiques doivent être effectuées. En outre, le modèle du système a un impact significatif sur les résultats de dimensionnement, car il reflète les performances du système et par conséquent leur fiabilité, qui est l'une des contraintes de dimensionnement les plus importantes [123-129].

Dans ce contexte, ce chapitre présente une analyse du fonctionnement des centrales PV et éoliennes installées au site de Kabertane.

Les résultats présentés dans ce chapitre peuvent aider à la planification et au développement de grands sites éoliens au sud de l'Algérie.

Les données que nous avons présentées dans ce chapitre ont été mises à notre disposition par les ingénieurs de la centrale photovoltaïque et la ferme éolienne de lors de notre visite à Kabertane le 27 octobre 2016.

4.1. Fonctionnement global du réseau isolé d'Adrar-In Salah

Cette section donne un aperçu sur le fonctionnement global du réseau isolé d'Adrar-In Salah générant une puissance de 63 MW en EnR.

Les figures 4.1 et 4.2 illustrent l'éclairement solaire et la puissance active dans chaque site réalisé le 01 janvier 2017. La figure 4.1 montre que l'éclairement solaire maximal est réalisé au site de Timimoune (1100 W/m²) suivi du site d'Aoulef et Kabertane (1060 W/m²). Par contre, le site d'In Salah reçoit moins d'éclairement, un maximum de 785 W/m². La figure montre aussi que l'éclairement maximal n'est pas atteint aux mêmes heures. Cette figure montre que l'éclairement solaire est disponible à partir de 07 :30 à 18 :00.

Regardant la figure 4.2 et le tableau 2.3, les centrales photovoltaïques et la ferme éolienne atteignent plus de 70 % de leurs puissances nominales installées.

La figure 4.3 montre le taux de pénétration totale, de l'ensemble des centrales photovoltaïques, de la ferme éolienne et de la demande en électricité journalière du réseau isolé d'Adrar-InSalah. Un taux de pénétration totale maximale qui atteint les 52 % de la demande dans un réseau isolé est très efficace en termes d'économie d'énergie et protection d'environnement. Les courbes montrent qu'un taux de pénétration supérieur à 20 % peut être bien réalisé à partir de 09:30 à 17:00. D'après la courbe de charge, la demande maximale est appelée entre 19:00 et 22:00, dont la ferme éolienne toute seule ne peut participer qu'à 5 % de la demande totale.

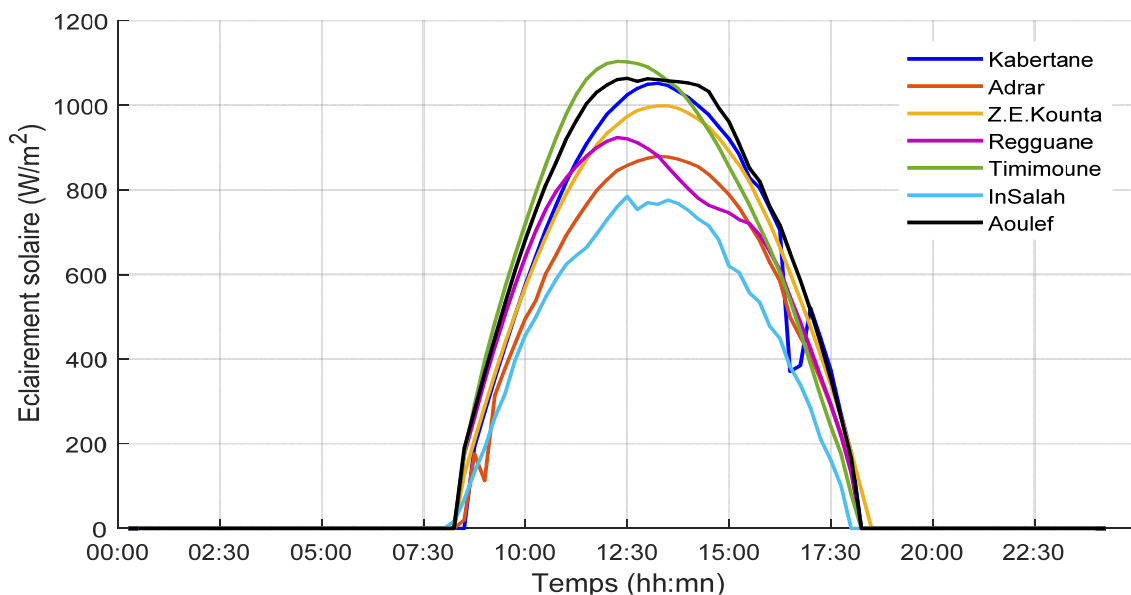


Figure 4.1 : Eclairement solaire dans chaque site réalisé le 01 janvier 2017

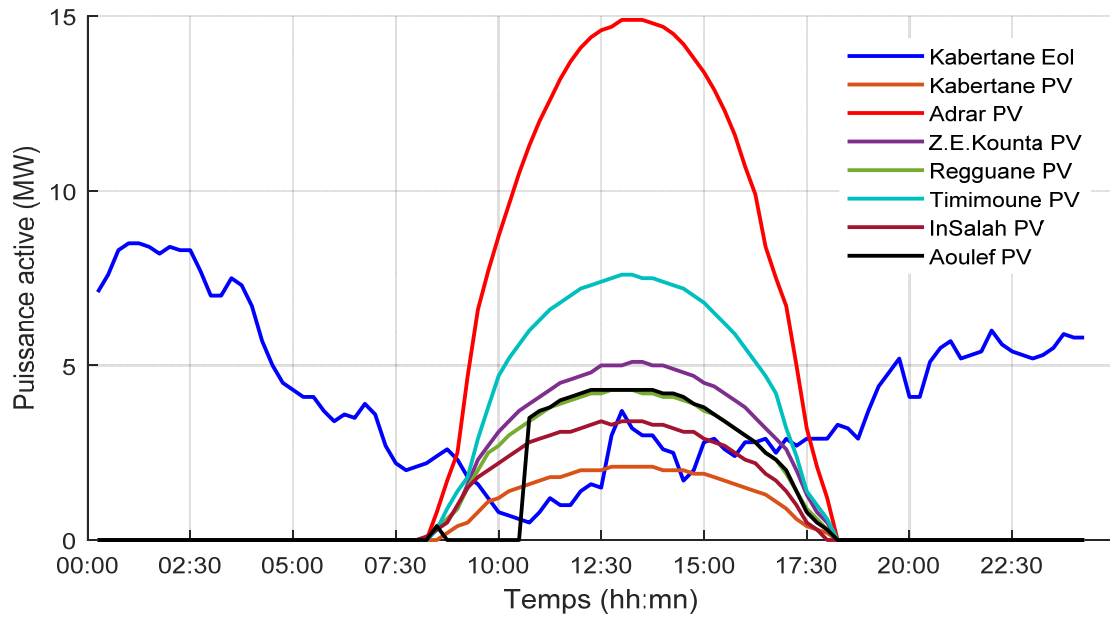


Figure 4.2 : Puissance active de chaque centrale réalisée le 01 janvier 2017

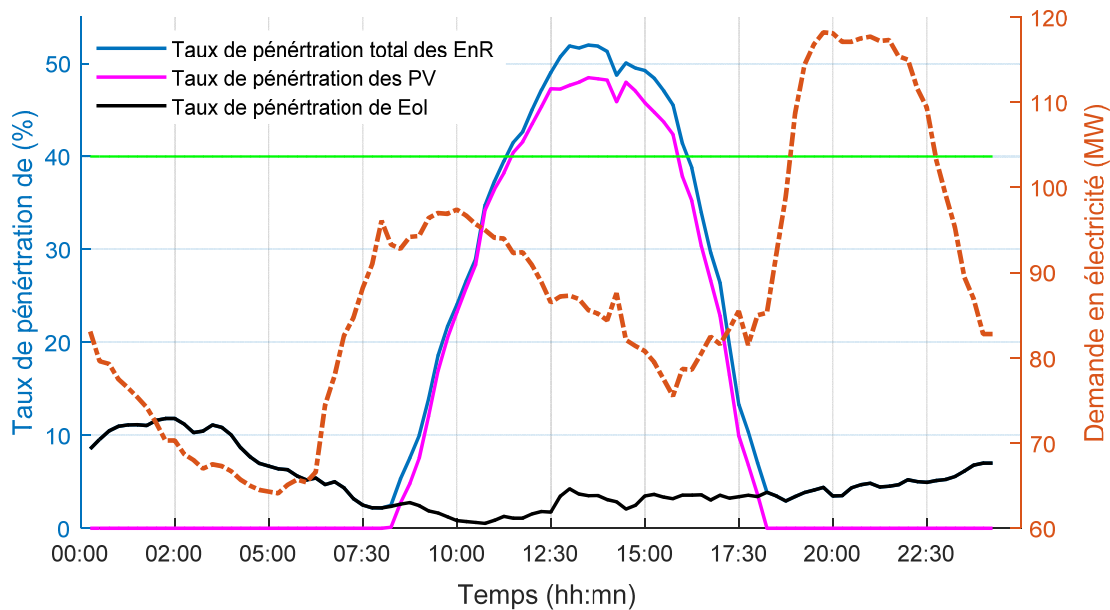


Figure 4.3 : Taux de pénétration de chaque filière des EnR réalisé le 01 janvier 2017

4.2. Fonctionnement de la centrale photovoltaïque de Kabertane

Cette section donne un aperçu sur le fonctionnement global de la centrale solaire photovoltaïque de Kabertane. L'étude comprend une analyse d'une série de données temporelles enregistrées chaque 15 minutes sur la période de 15/05/2016 au 27/10/2016. La série de données contient les paramètres suivant : la puissance active injectée, l'humidité relative, la pression, la température de la station et la vitesse du vent.

La vue du système SCADA de surveillance météorologique de la centrale est illustrée sur la figure 4.4. Cette photo montre que plusieurs paramètres du contrôle et de surveillance sont accessibles depuis le système SCADA. Les différentes mesures de températures et rayonnements permettant à l'opérateur de la centrale de bien la gérer.

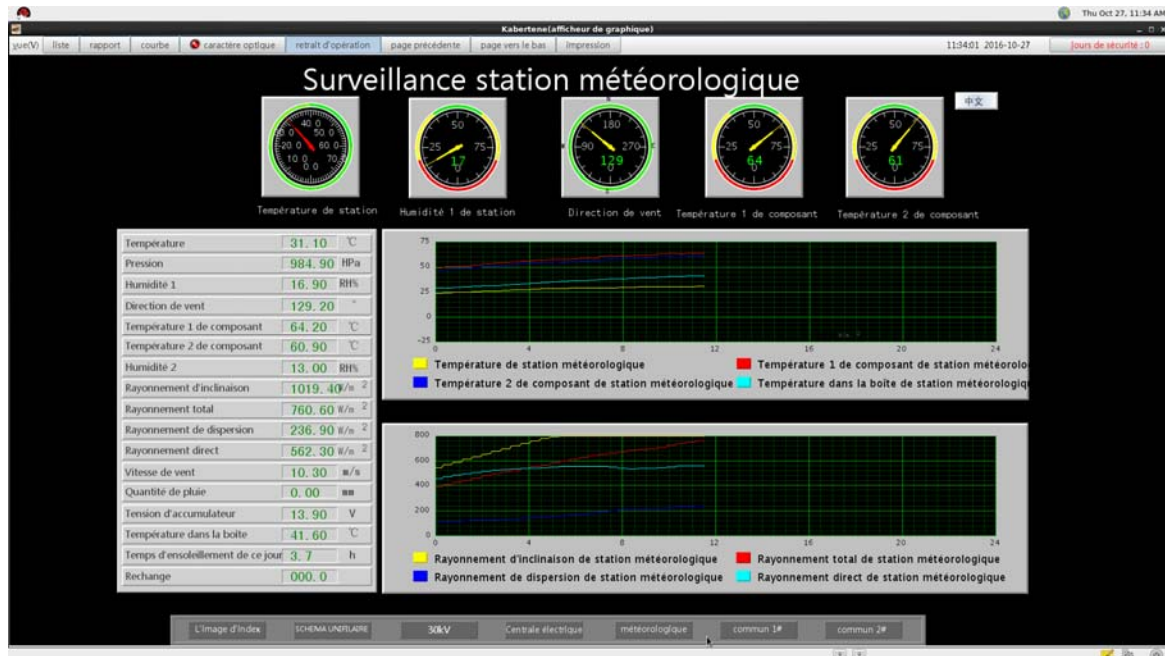


Figure 4.4 : Vue du système SCADA de surveillance météorologique

4.2.1. Analyse des données enregistrées

Afin de quantifier et identifier la corrélation entre les différentes variables mesurées, l'analyse de corrélation a été utilisée. La corrélation est une méthode statistique qui caractérise l'existence ou l'absence d'une relation entre deux échantillons pris sur un même groupe de données. Le coefficient de corrélation permet de quantifier cette relation par le signe de la corrélation (positive ou négative), et par le degré de cette corrélation mesuré sur une échelle de 0 à 1. Zéro signifie une absence totale de corrélation entre deux mesures, alors que la valeur '1' indique une corrélation parfaite, c'est-à-dire, connaître la valeur d'une telle mesure nous permet d'avoir exactement la valeur de l'autre.

En effet, le fait que deux variables soient « fortement corrélées » ne démontre pas qu'il y ait une relation de causalité entre l'une et l'autre.

Le tableau 4.1 donne la corrélation entre les différentes mesures.

D'après ces résultats, une forte corrélation entre la puissance active injectée et le rayonnement incliné est observée.

Il est important de noter, que certains coefficients de corrélation ont de faibles valeurs, l'impact de leurs variables peut influencer indirectement certains paramètres de la centrale photovoltaïque.

Tableau 4.1 : Corrélation entre les différentes mesures.

	kW	kW	°C	W/m ²	%	m/s
	Puissance injectée	Puissance consommée	Température de la station	Rayonnement incliné	Humidité relative	Vitesse du vent
Puissance injectée		0.54	0.50	0.99	-0.24	0.23
Puissance consommée			0.76	0.57	-0.49	0.25
Température de station				0.54	-0.56	0.17
Rayonnement incliné					-0.27	0.24
Humidité relative						0.03
Vitesse du vent						

4.2.2. Fonctionnement journalier

Les figures 4.5 à 4.7 représentent les profils de la puissance active injectée, température de la station, et la puissance active consommée par la centrale photovoltaïque. La courbe de tendance de la puissance injectée augmente régulièrement de 07h à 13h et décroît jusqu'à l'indisponibilité du rayonnement solaire vers 19h. La puissance active maximale journalière se situe entre 1000 à 1500 kW. Un profil similaire peut être observé pour le rayonnement incliné.

Nous remarquons sur la figure 4.5 que le point maximum de la température est atteint entre 12h et 15h, un maximum de 49.5 °C atteint le 15 juillet. Le rendement des cellules photovoltaïque en silicium cristallines diminue avec l'augmentation de la température.

Les figures 4.5 et 4.6 montrent bien que la puissance active consommée par les auxiliaires de la centrale augmente avec la température. Le maximum étant atteint à moins de 30 kW.

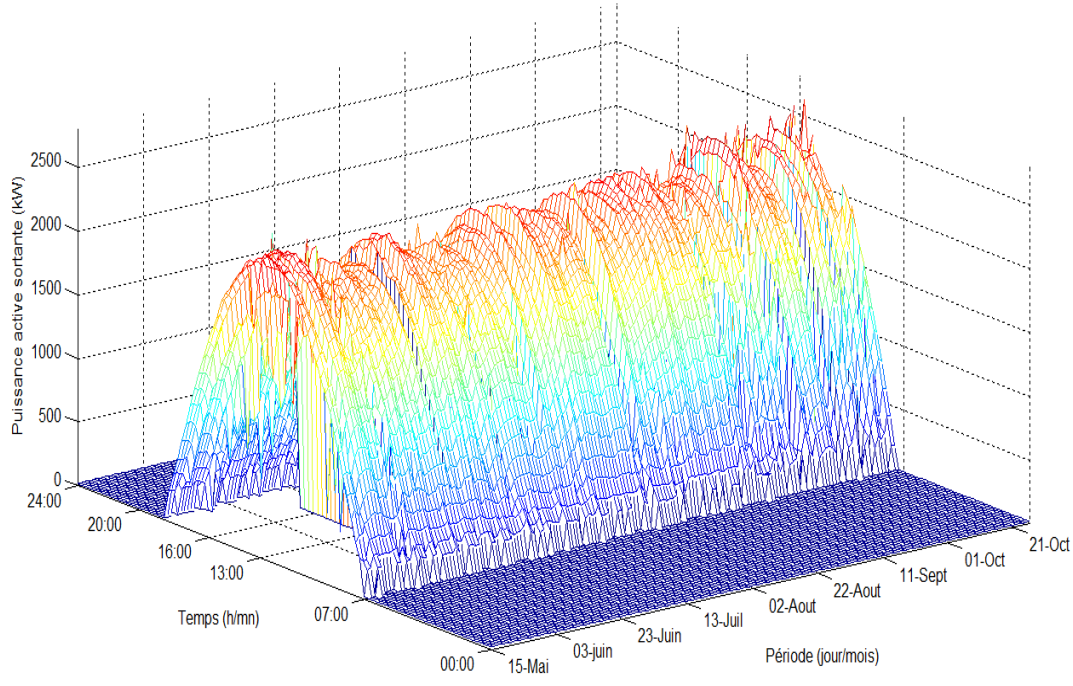


Figure 4.5 : Profil de la puissance active injectée

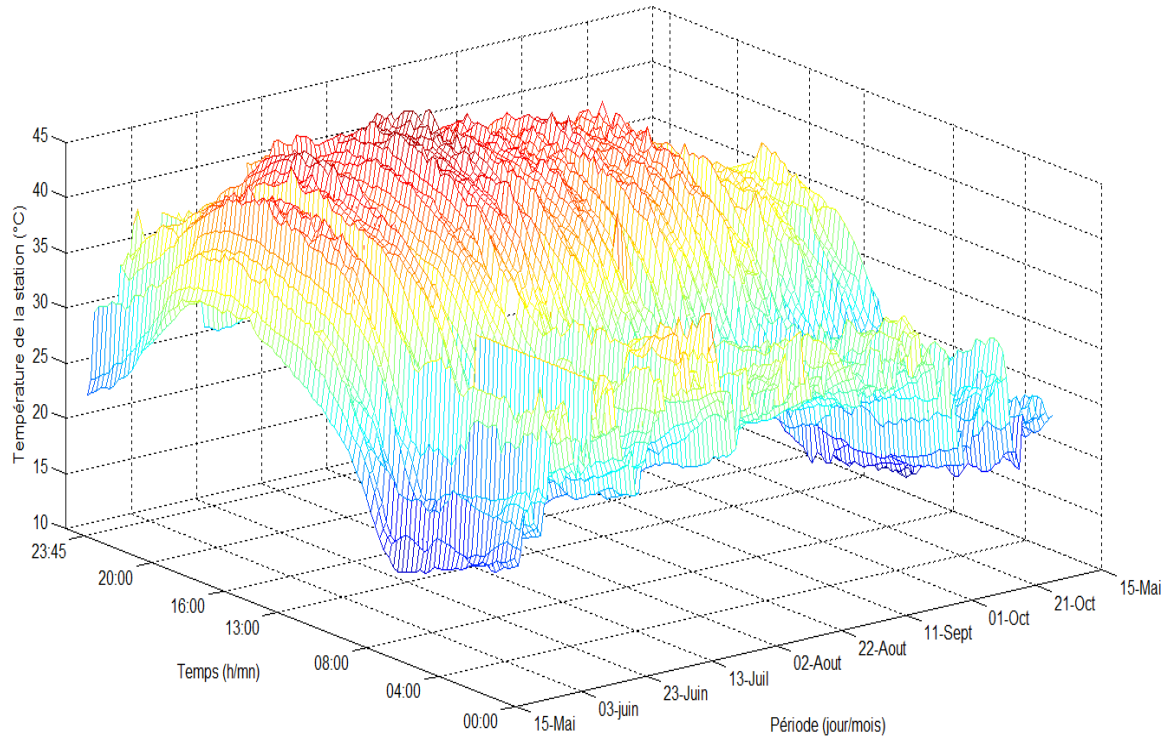


Figure 4.6 : Profil de la température de la station

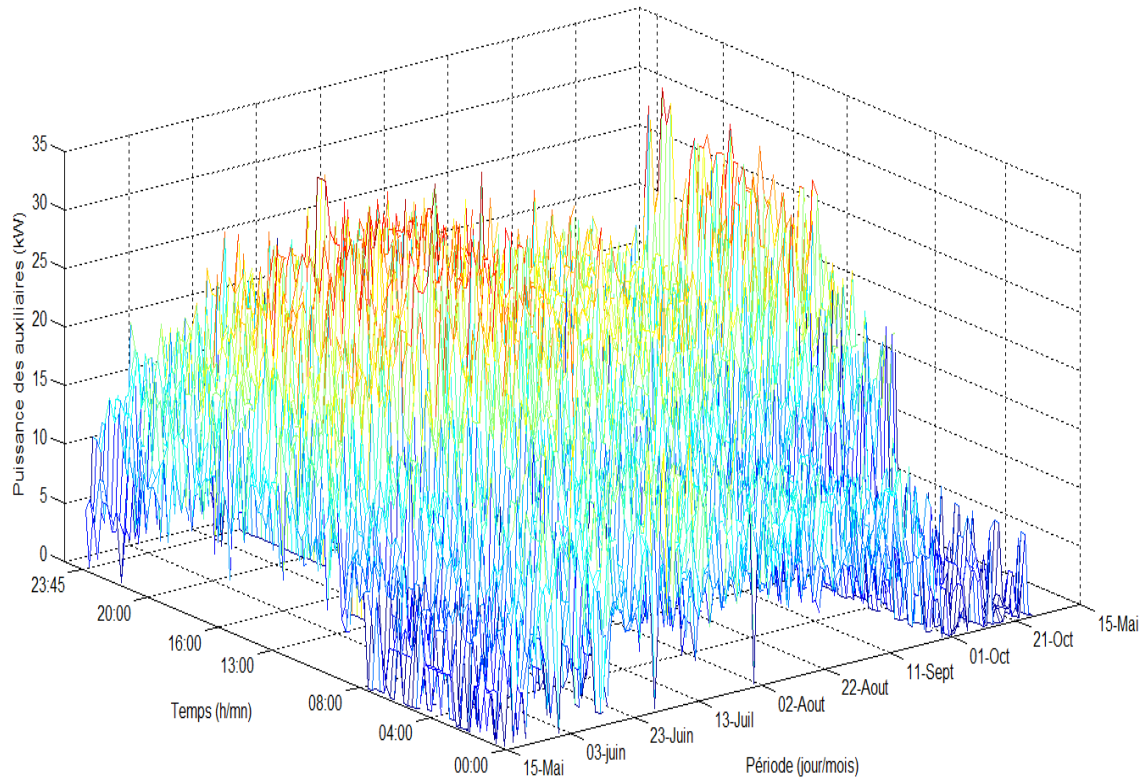


Figure 4.7 : Profil de la puissance active consommée par la centrale photovoltaïque

Le rayonnement incliné est le paramètre clé du fonctionnement et de la performance d'une centrale photovoltaïque. Afin d'affiner notre étude, deux journées nuageuses et claires sont choisies pour l'analyse. Dans notre cas, une journée claire (JC) correspond à la journée ayant le maximum d'heures où le rayonnement incliné est supérieur ou égal à 1000 W/m^2 . Par contre, une journée nuageuse (JN) correspond à la journée ayant le maximum d'heures où le rayonnement incliné est inférieur ou égale 400 W/m^2 . En effet, une JN caractérisée par une faible lumière, les capteurs peuvent ne pas enregistrer convenablement le rayonnement solaire, ce qui pourrait induire l'arrêt de la centrale durant une longue période. De ce fait, une JN est choisie parmi tous les jours nuageux correspond à un maximum d'enregistrement du rayonnement solaire pourvu que la centrale soit fonctionnelle de 7h à 19h.

Les JN et JC sont triés comme suit :

- JN1: 22/10/2016
- JN2: 19/10/2016
- JC1: 22/07/2016
- JC2: 16/10/2016

Les profils journaliers de la puissance injectée, du rayonnement incliné, de la température de la station et de l'humidité sont illustrés sur les figures 4.8 à 4.11.

Nous remarquons sur la figure 4.8 que la puissance injectée augmente significativement à mesure que le rayonnement incliné augmente, et vice versa. Les graphiques de la figure 4.9 montrent que les rayonnements inclinés sont disponibles entre 07h : 30 min et 19h, où la centrale est prête à injecter de la puissance. Le pic de la puissance injectée (2665 kW) est rencontré à midi en coïncidence avec le rayonnement incliné maximal enregistré (1295 W/m^2).

Nous observons aussi que pour les JN, les fluctuations du rayonnement incliné engendrent une puissance injectée variable. En conséquence, les JN peuvent affecter sérieusement le modèle de prévision à court terme.

Il est intéressant de noter que la température tend à différer significativement entre le jour et la nuit, comme le montre la figure 4.10. Les fluctuations de la température au cours de la journée sont très faibles comparées au changement du rayonnement incliné.

Toutefois, avec l'augmentation du rayonnement incliné, de grandes fluctuations peuvent être observées de 10h à 14h en raison des facteurs météorologiques. La puissance injectée augmente en fonction du temps, elle atteint le maximum pendant le milieu de la journée et commence à diminuer à partir de 14h suite à la diminution du rayonnement et de la température. Le pic du rayonnement incliné atteint un maximum de 1294 W/m^2 en JN. En outre, des fluctuations plus élevées du rayonnement incliné sont observées pendant le JN. En conséquence, la puissance injectée est également très incertaine tout au long de JN. Par contre, elle est très stable dans les JC.

L'humidité relative augmente avec la diminution de la température. L'humidité relative maximale est atteinte vers 06h et 07h, avec 50% pour une température minimale de 22°C est enregistrée pour la JN2.

Nous remarquons qu'à partir de 7h, l'humidité relative commence à descendre progressivement, tandis que le rayonnement incliné vient d'apparaître et augmente au fur à mesure que le temps passe. À partir de 13h, un comportement inverse est observé. Nous avons constaté aussi que l'augmentation ou la diminution de la puissance injectée n'est pas beaucoup influencée par le changement de l'humidité relative. Ceci est bien affiché dans le tableau 4.1, soit une corrélation de -0.24 entre la puissance injectée et l'humidité relative.

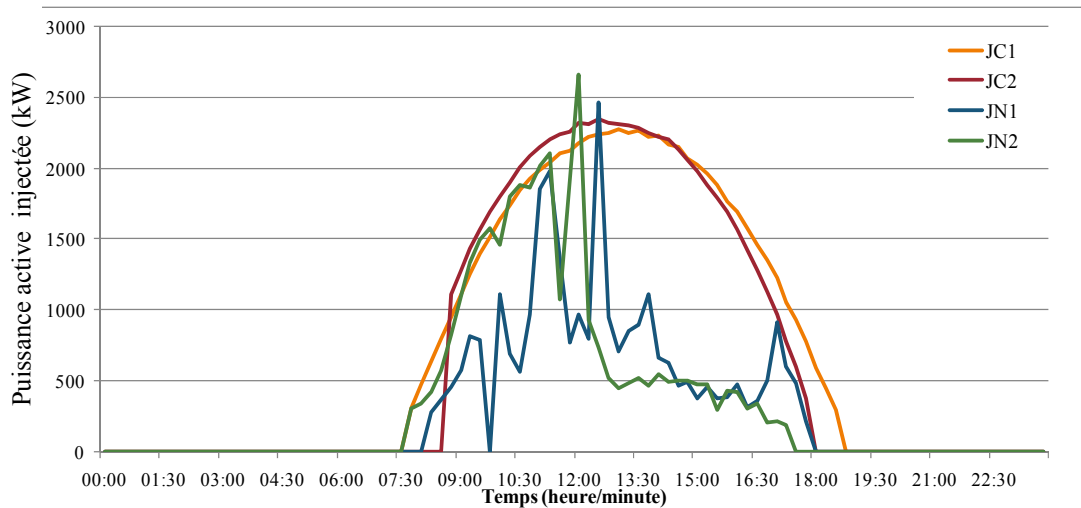


Figure 4.8 : Profils journaliers de la puissance active injectée

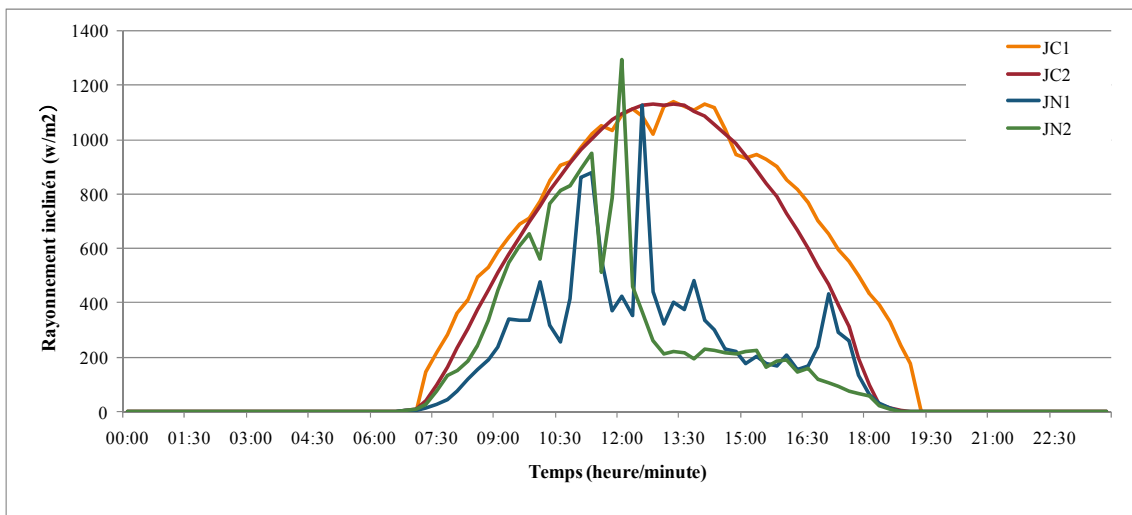


Figure 4.9 : Profils journaliers du rayonnement incliné

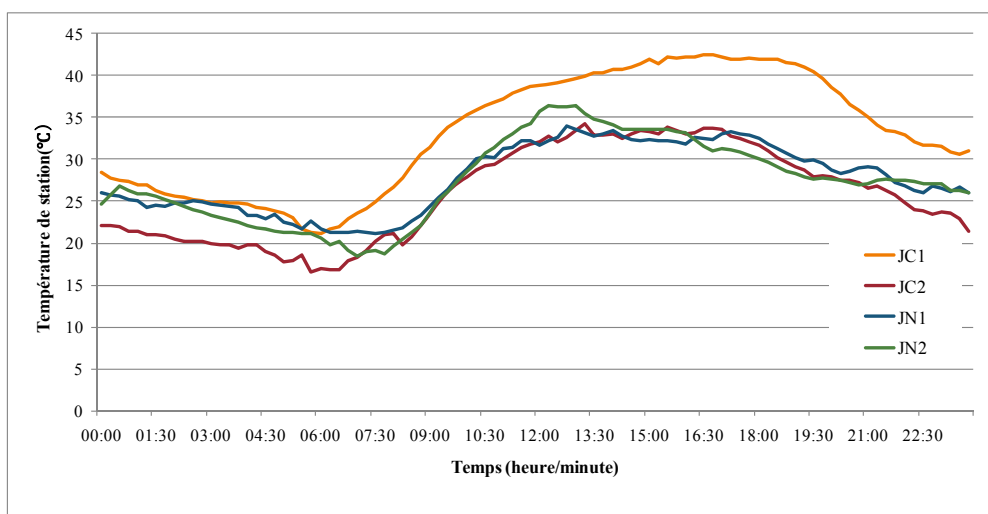


Figure 4.10 : Profils journaliers de la température de la station

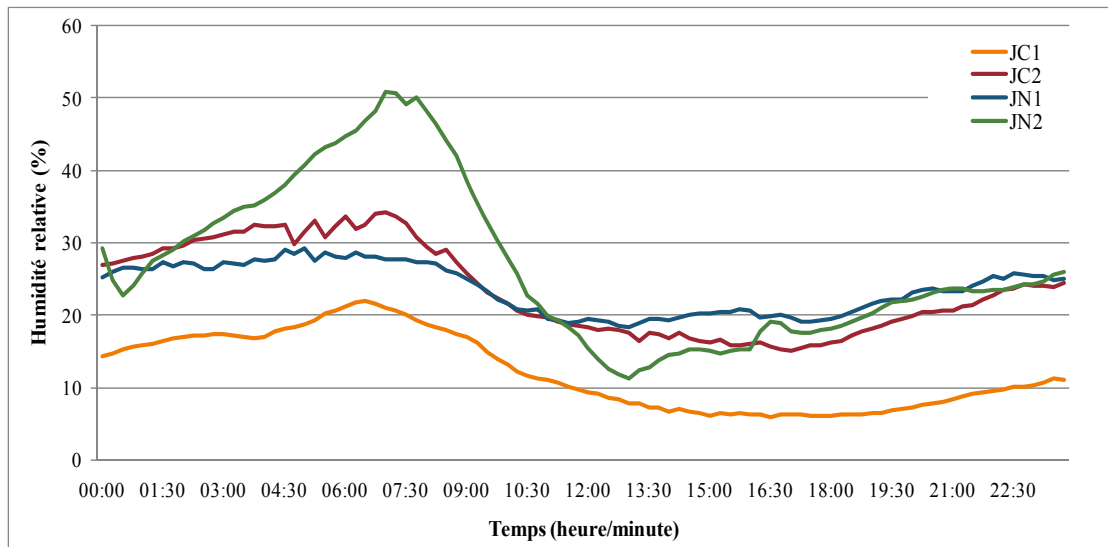


Figure 4.11 : Profils journaliers de l'humidité relative

Les figures 4.12 à 4.17 illustrent le rayonnement incliné, la puissance active injectée, et la température de la station de trois jours successifs. Nous remarquons pour les JC, qu'un changement très important en rayonnement incliné dépassant les 10% dans la plupart du temps est observé. Par contre, un faible changement ne dépassant pas les 10% dans la plupart du temps est observé pour la température de la station. La forte corrélation entre la puissance et le rayonnement incliné est également illustrée par ces figures.

Ces figures montrent l'importance du paramètre rayonnement et température sur le modèle de prévision à courte-terme (jour+1).

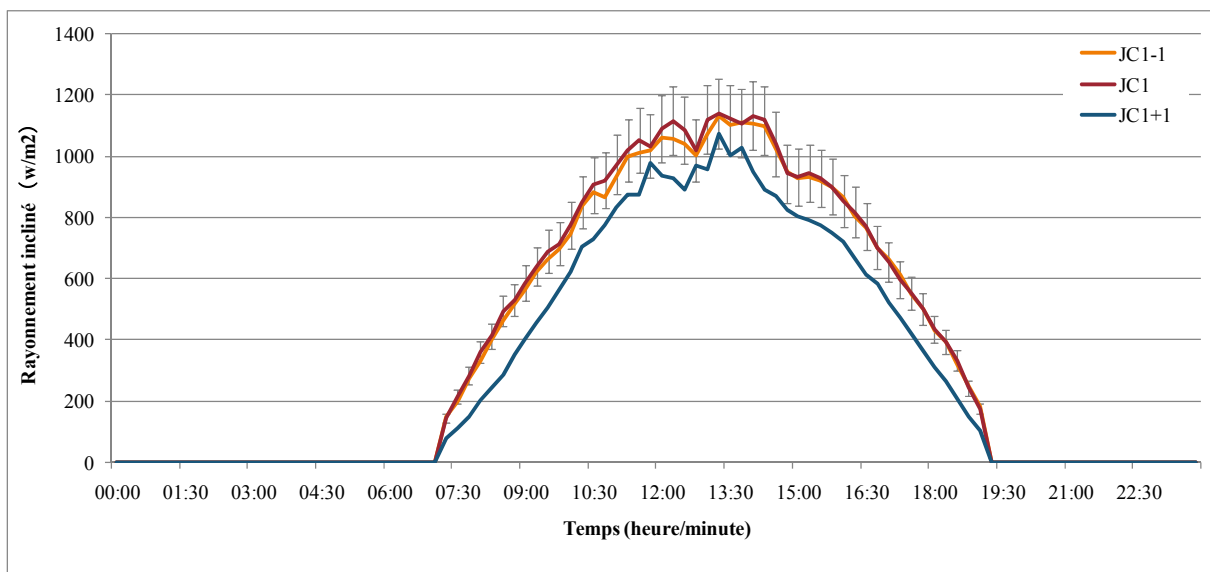


Figure 4.12 : Rayonnement incliné sur trois jours successifs (1)

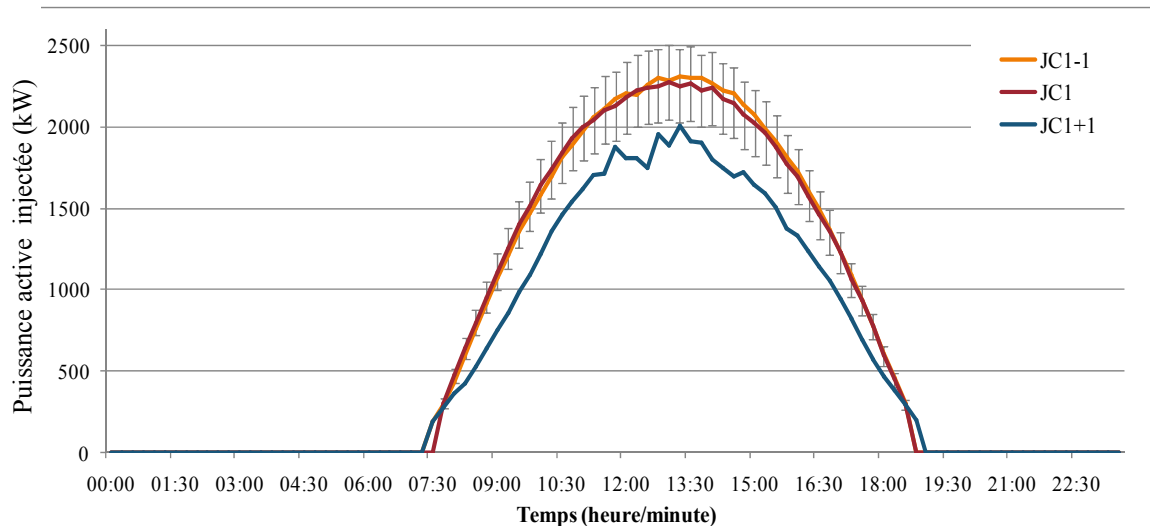


Figure 4.13 : Puissance injectée sur trois jours successifs (1)

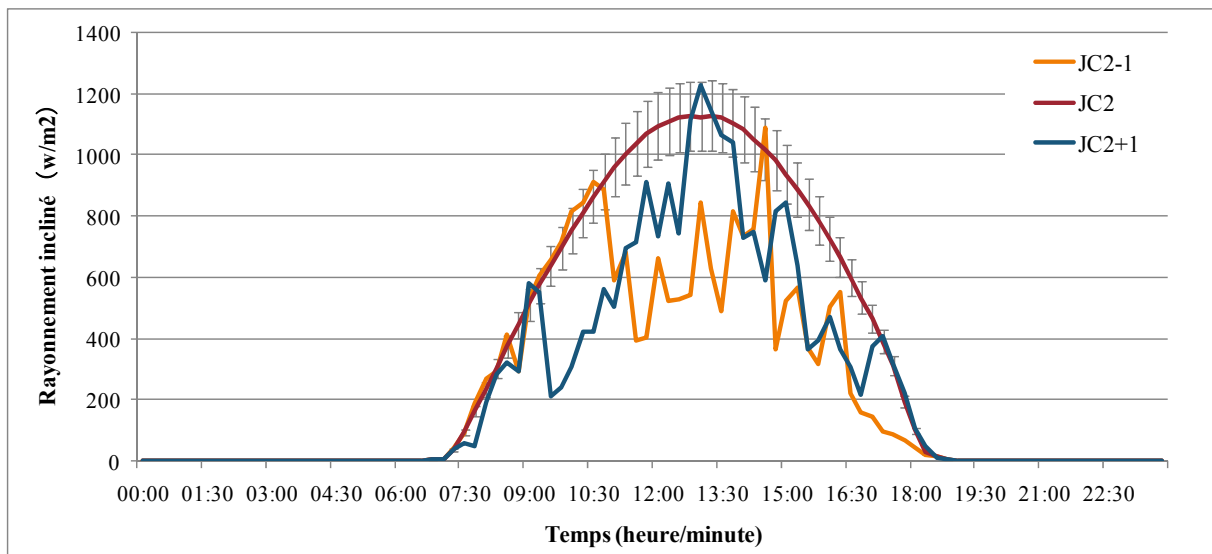


Figure 4.14 : Rayonnement incliné sur trois jours successifs (2)

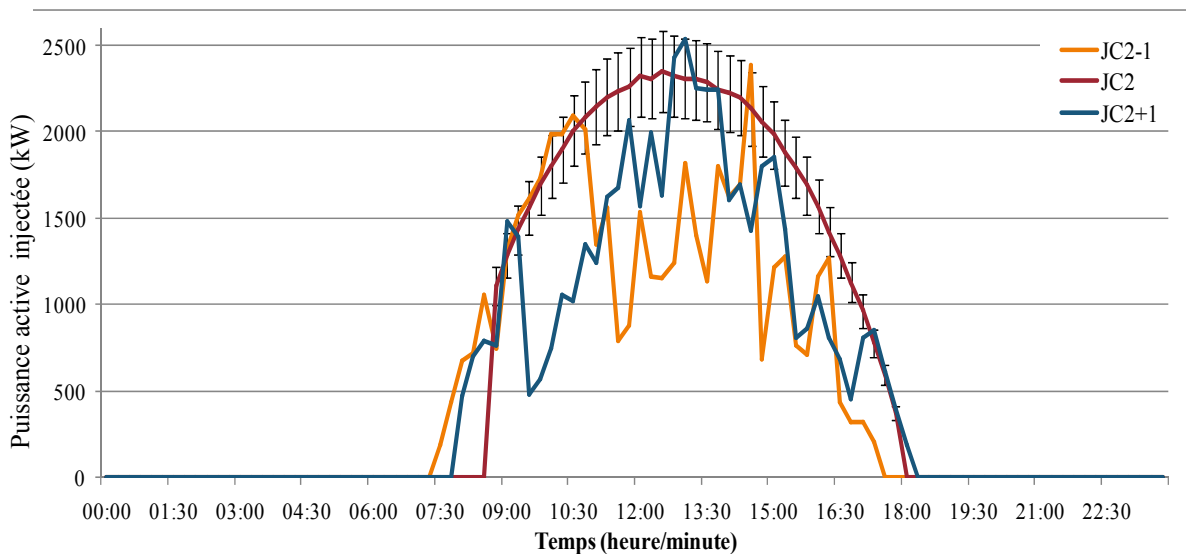


Figure 4.15 : Puissance injectée sur trois jours successifs (2)

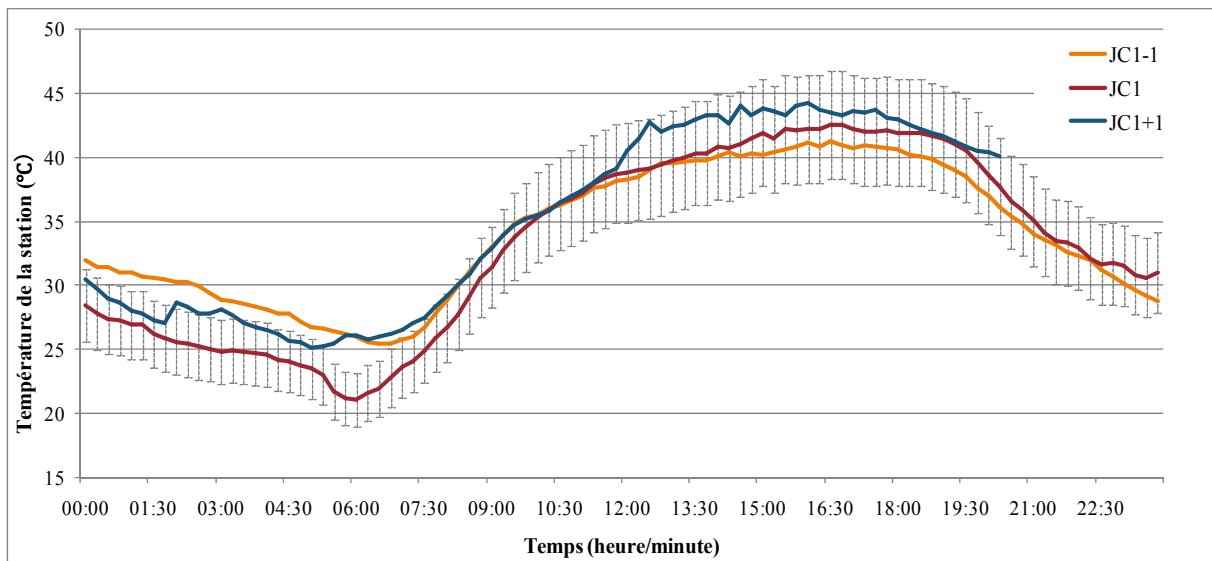


Figure 4.16 : Température de la station sur trois jours successifs (1)

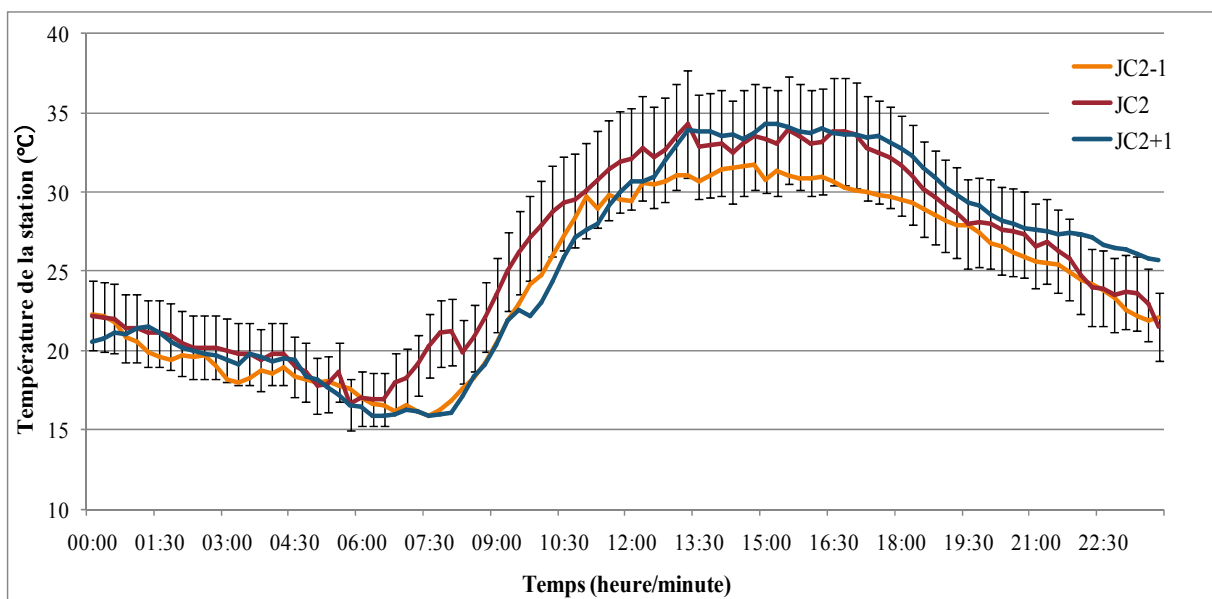


Figure 4.17 : Température de la station sur trois jours successifs (2)

Dans la région d'Adrar, deux périodes de pointe de la demande en électricité sont identifiées: le matin de 07h à 13h et l'après-midi de 13h à 20h. Cette information est importante dans la planification préliminaire pour l'expédition de la production d'électricité. Les évolutions moyennes des différents paramètres (puissance injectée, rayonnement incliné, température et humidité relative) pour ces deux périodes sont illustrées sur les figures 4.18 à 4.21.

Dans la plupart des cas, la puissance et le rayonnement incliné maximums dont la puissance injectée moyenne est de 1600 kW avec environ 6700 W/m² en rayonnement incliné apparaissent le matin.

Les températures moyennes journalières maximales dépassant les 40 °C apparaissent souvent l'après-midi.

En effet, due à l'utilisation de la climatisation, la demande en électricité dans la région de Kabertane croît significativement avec l'augmentation de la température en après-midi. Dans ce cas, la centrale photovoltaïque peut couvrir en moyenne 1 MW de la demande en électricité.

La figure 4.21 montre que l'humidité relative est élevée le matin avec une moyenne de 17 %. Ceci explique le fait que la température en soirée est faible affectant ainsi l'humidité relative.

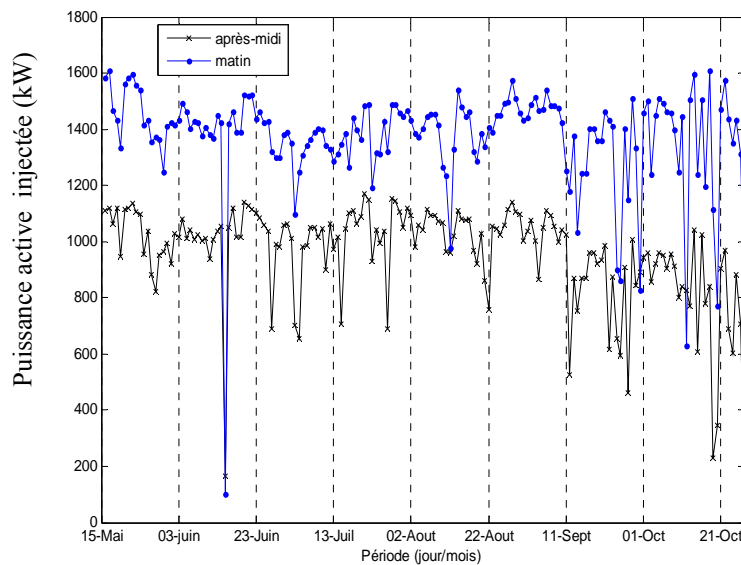


Figure 4.18 : Puissances injectées moyennes matinales et vespérales

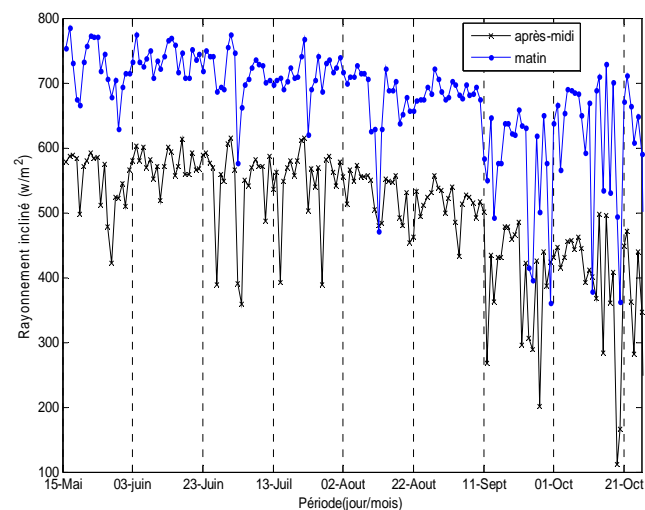


Figure 4.19 : Rayonnements inclinés moyens matinal et vespéral

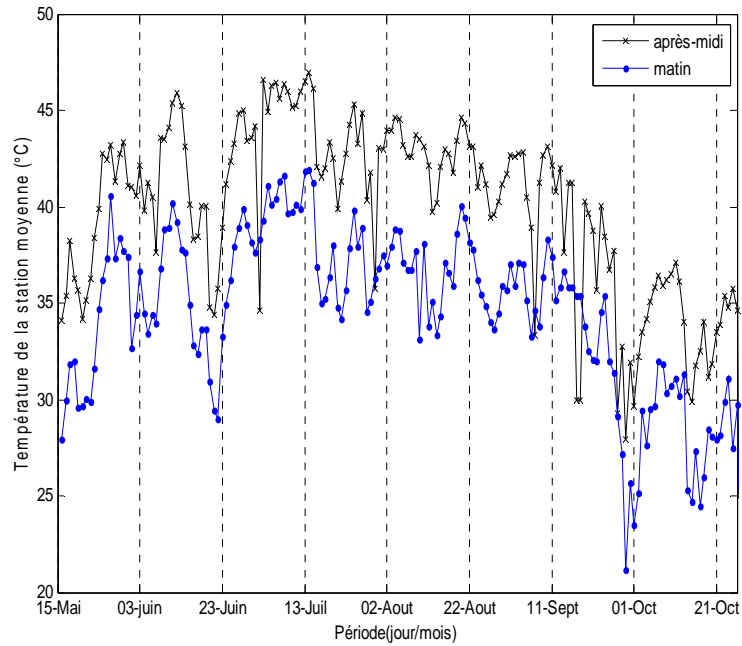


Figure 4.20 : Températures de la station moyennes matinale et vespérale

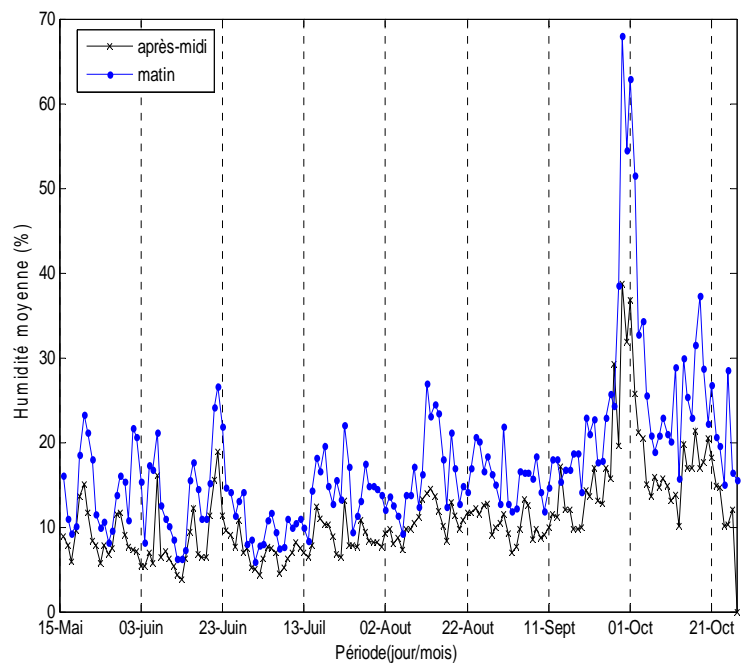


Figure 4.21 : Humidités relatives moyennes matinale et vespérale

Les figures 4.22 et 4.23 illustrent l'humidité relative en fonction de la puissance injectée et de la température de la station pour deux périodes matinales chaudes. Il est bien illustré que la puissance et la température augmentent avec la diminution linéaire de l'humidité. En effet, pour une humidité relative de 10 à 20%, la puissance injectée et la température de la station

sont moins influencées par le changement de l'humidité. Par contre, une influence importante est observée pour une humidité relative supérieure à 20 %.

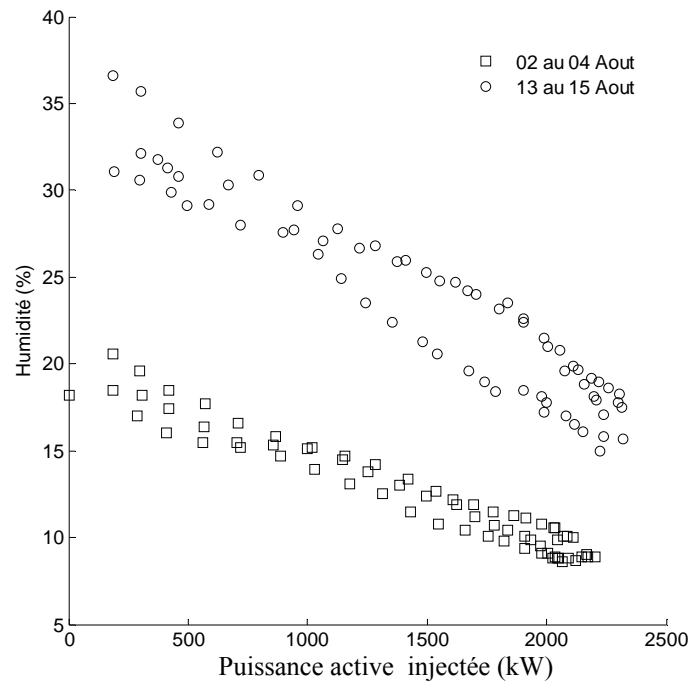


Figure 4.22 : Puissance injectée en fonction de l'humidité relative

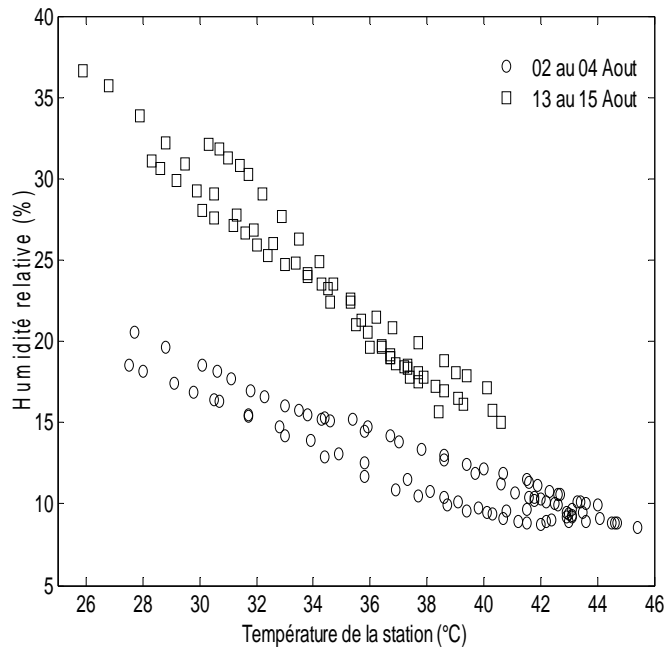


Figure 4.23 : Température de la station en fonction de l'humidité relative

Les figures 4.24 et 4.25 illustrent la température de la station et la puissance injectée en fonction du rayonnement incliné enregistrées en matinée sur le mois d'Aout. Ces figures montrent bien la forte corrélation entre ces paramètres.

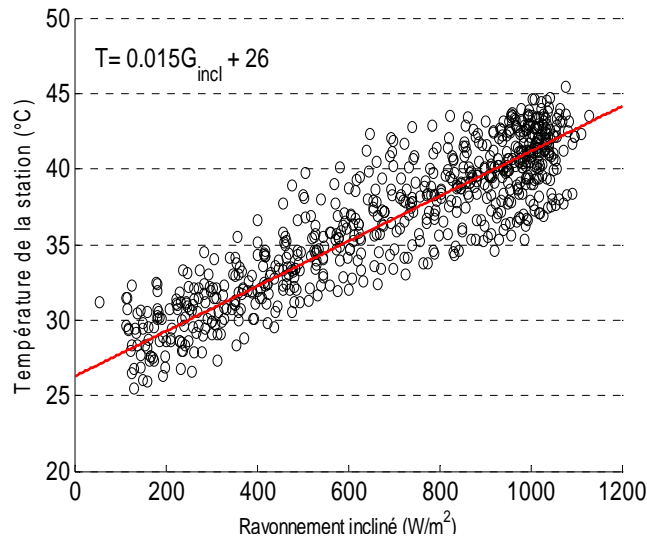


Figure 4.24 : Température de la station en fonction du rayonnement incliné matinal durant Aout

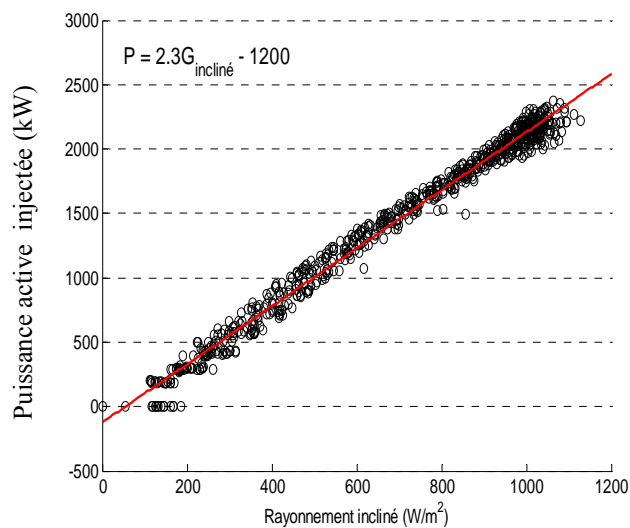


Figure 4.25 : Puissance injectée en fonction du rayonnement incliné matinal durant Aout

4.2.3. Fonctionnement sur une semaine

La figure 4.26 met en évidence les variations relatives du 12 au 18 octobre 2016 de la puissance injectée, la température de la station, le rayonnement incliné et la vitesse du vent.

Les points de références sont les valeurs maximales réalisées durant cette période:

$$P_{\text{max}} = 2537 \text{ kW/m}^2$$

$$T_{\text{max}} = 37.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$G_{\text{max}} = 1230.2 \text{ W/m}^2$$

$$V_{\text{max}} = 43.6 \text{ m/s}$$

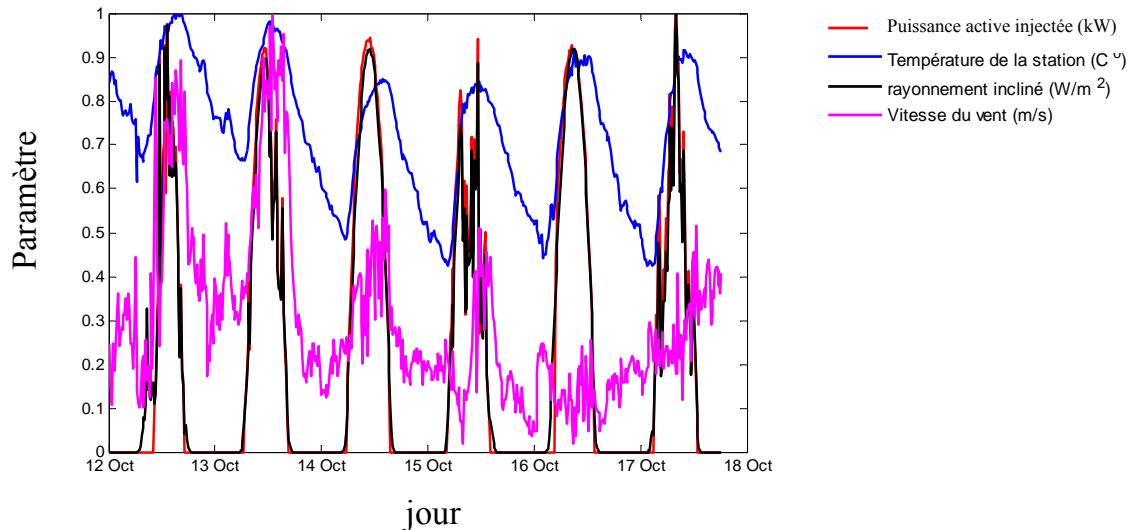


Figure 4.26 : Variations relatives de différentes mesures sur une période d'une semaine

La puissance injectée augmente avec l'augmentation de la température de la station et inversement (comme montre l'équation 2.5). Ceci indique encore la forte corrélation entre la puissance injectée et la température. Par conséquent, la température de l'air (ou de la station) doit être appliquée en tant qu'entrée dans le modèle prévisionnel afin de prévoir correctement la sortie photovoltaïque.

Dû à l'accumulation de la chaleur dans l'absorbeur photovoltaïque, un décalage entre la réponse de la puissance injectée et la température est relevé sur la figure 4.26.

L'autre paramètre important dans la modélisation d'une centrale solaire photovoltaïque est la vitesse du vent. La vitesse du vent permet de dissiper la chaleur. Par conséquent, la température des cellules photovoltaïques est réduite et la puissance injectée sera améliorée aussi. La figure 4.26 montre que le modèle de puissance injectée ne suit pas exactement le modèle de la vitesse du vent. La puissance injectée par unité est réduite avec l'augmentation de la vitesse du vent. Cependant, un modèle similaire de la puissance injectée photovoltaïque avec la vitesse du vent ne peut pas être observé sur toute l'année. Ceci donne une corrélation relativement faible entre la puissance injectée et la vitesse du vent en comparaison à la température. Ceci est bien indiqué par les valeurs de la corrélation données dans le tableau 4.1. Il est donc recommandé d'intégrer le rayonnement incliné, la température, la vitesse du vent et l'humidité relative dans le modèle prévisionnel pour prévoir avec précision la puissance injectée sous des conditions météorologiques variables. De plus, ces variables ajoutent une plus grande incertitude sur la puissance de sortie, créant des problèmes critiques directement ou indirectement dans le réseau électrique associés à la nature du photovoltaïque.

4.3. Fonctionnement de la ferme éolienne de Kabertane

4.3.1. Analyse du fonctionnement global de la ferme éolienne

En réponse aux différents paramètres météorologiques, une bonne compréhension du fonctionnement d'une ferme éolienne est une condition préalable pour la réussite de la planification et la mise en œuvre d'un projet éolien. Par exemple, la vitesse du vent et sa répartition ont une influence marginale sur la performance d'une éolienne.

Le site doit être choisi très soigneusement pour s'assurer d'un emplacement favorable d'une éolienne. Les mesures des ressources éoliennes sur un site sont importantes pour éviter une mauvaise correspondance avec les caractéristiques de conception de l'éolienne. Ces paramètres déterminent le coefficient d'utilisation (*capacity factor*) d'une éolienne ou d'un parc éolien. La première étape dans l'estimation du *Cf* est la détermination de la distribution statistique qui correspond mieux aux caractéristiques du régime local du vent.

En effet, la puissance générée par une éolienne dépend à la fois des caractéristiques de conception de la turbine et des propriétés de la ressource éolienne. La vitesse du vent n'atteignant pas toujours la vitesse du vent nominale de l'éolienne, cette dernière ne fonctionne pas régulièrement à sa puissance nominale. En conséquence, le *Cf* est toujours inférieur à 1.

De ce fait, l'énergie totale générée est toujours inférieure à l'énergie maximale théorique qui peut être générée par l'éolienne ou le parc éolien [130]:

$$Cf = \frac{P_{moy}}{P_n} \quad (4.1)$$

Les performances du parc éolien sur la période 01/06/2014 au 14/06/2016 sont synthétisées dans le tableau 4.2.

En effet, une bonne éolienne sur terre ferme a un *Cf* compris entre 25% et 30% avec une moyenne de 40%. Ces valeurs indicatives montrent que les éoliennes 01, 06 et 08 fonctionnent bien dans ces marges. Le *Cf* le plus élevé est celui obtenu par l'éolienne 06. Cela indique que cette éolienne a fonctionné régulièrement depuis sa mise en service avec un nombre d'heures d'environ 4692 h et un taux de disponibilité supérieur à 95%. Par contre, l'éolienne 03 présente le cas le plus défavorable avec un *Cf* de 10.86 % et un taux de disponibilité d'environ 60%. Souvent, elle a été à l'arrêt ou déconnectée entièrement du réseau.

La productibilité de l'éolienne 06 nous amène à étudier le fonctionnement de cette éolienne dans la suite de ce travail.

Tableaux 4.2 : Synthétise de performance du parc éolien

Turbine	Energie produite	Connexion au réseau	Connexion des Aérogénérateurs	Disponibilité	Heures équivalentes	Cf
	(kWh)	(h)	(h)	(%)	(h)	(%)
1	3 769 768	15 150	13 149	90.52	4 435.02	24.8
2	3 182 012	14 911	11 386	79.68	3 743.54	20.94
3	1 650 284	12 824	7 495	60.56	1 941.51	10.86
4	3 027 151	14 203	10 851	79.45	3 561.35	19.92
5	2 487 004	10 181	8 730	90.2	2 925.89	16.36
6	3 987 834	15 119	13 850	95.41	4 691.57	26.24
7	3 430 198	15 067	11 949	82.25	4 035.53	22.57
8	3 730 994	15 210	13 466	91.47	4 389.40	24.55
9	3 202 075	15 033	11 939	83.15	3 767.15	21.07
10	1 822 059	11 983	8 305	72.49	2 143.60	11.99
11	2 753 144	13 694	11 556	86.08	3 238.99	18.12
12	2 477 144	13 795	8 764	65.87	2 914.29	16.3
Total	35 519 667	167 170	131 440	81.43	41 787.84	19.48

4.3.2. Analyse statistique du fonctionnement de la turbine 06

a) Incertitude de la vitesse du vent

Afin de décrire au mieux le régime du vent du site de Kabertane, nous avons procédé à l'évaluation de la fonction de distribution de probabilité saisonnière de Weibull, couramment utilisée dans la littérature. En effet, les saisons sont décrites comme suit:

Saison 1 : Oct-Nov-Déc 2014

Saison 2 : Jan-Fév-Mars 2015

Saison 3 : Apr-Mai-Juin 2015

Saison 4 : Juil-Aout-Spt 2015

Saison 5 : Oct-Nov-Déc 2015

Saison 6 : Jan-Fév-Mars 2016

Saison 7 : Apr-Mai-Juin 2016

Saison 8 : Juil-Aout-Spt 2016

Nous avons utilisé la boîte à outils '*dfittool*' du logiciel MATLAB pour adapter les mesures de la vitesse du vent avec la PDF (*probability density function*), les résultats du calcul sont

montrés sur les figures 4.27. La courbe de probabilité cumulative de la vitesse du vent sur la période d'étude est illustrée sur la figure 4.28.

Les statistiques de la vitesse du vent sur toute la période d'étude, saisonnières et les paramètres de différentes PDF sont donnés respectivement dans les tableaux 4.3 et 4.4.

À partir de ces résultats, nous avons relevé que la vitesse s'étend jusqu'à 20 m/s sur toute la période étudiée. La vitesse moyenne du vent varie de 6-7 m/s. La valeur maximale des paramètres de Weibull, est de 2.3 pour un facteur de forme estimé pendant les saisons 3 et 7 et de 8 m/s pour un facteur d'échelle estimé pendant les saisons 3 et 5.

Les valeurs extrêmes de la vitesse du vent sont principalement déterminées par la vitesse du vent de 99% et 99.9%. Ce pourcentage de la vitesse du vent de 99% signifie que pendant une certaine période, la vitesse du vent pendant 99% du temps est inférieure à cette vitesse du vent. Sur notre période d'étude à savoir 750 jours ou bien 18000 heures, il a été relevé 13.2 jours où la vitesse du vent était supérieure à 13 m/s. De même, la vitesse du vent de 99.9% signifie que sur notre période d'étude, il a été relevé 0.750 jours, équivalant à 18 h, où la vitesse du vent est supérieure à 16.5 m/s, qui est très proche de la vitesse nominale de l'éolienne. Ces deux indices peuvent refléter les cas extrêmes rencontrés par l'éolienne 06.

Il ressort de la figure 4.27 et le tableau 4.3 qu'il existe encore une certaine marge entre la vitesse du vent de 99.9 % et celle de la déconnection de l'éolienne (28 m/s), ce qui signifie qu'elle ne causera pas de coupure fréquente des éoliennes ni n'affectera la sécurité et la stabilité du système électrique. Autrement dit, une vitesse de vent à 99.9 % proche de la vitesse de vent d'arrêt (V_a), signifie que l'éolienne peut démarrer et s'arrêter fréquemment en un temps cumulé court et passer de la génération à pleine charge à la déconnection brusque. Par contre, lorsque la vitesse du vent à 99.9 % dépasse V_a , les parcs éoliens peuvent démarrer et s'arrêter fréquemment dans un temps cumulé, ce qui aggrave encore la sécurité et la stabilité du système.

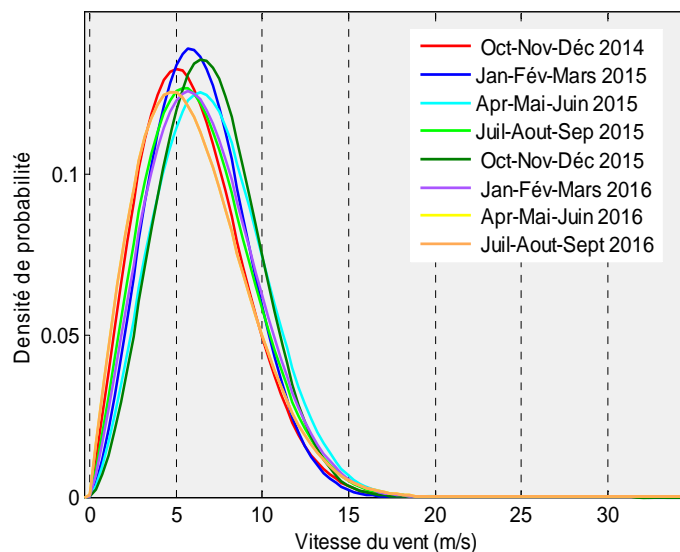


Figure 4.27 : Distribution de Weibull saisonnière de la vitesse du vent

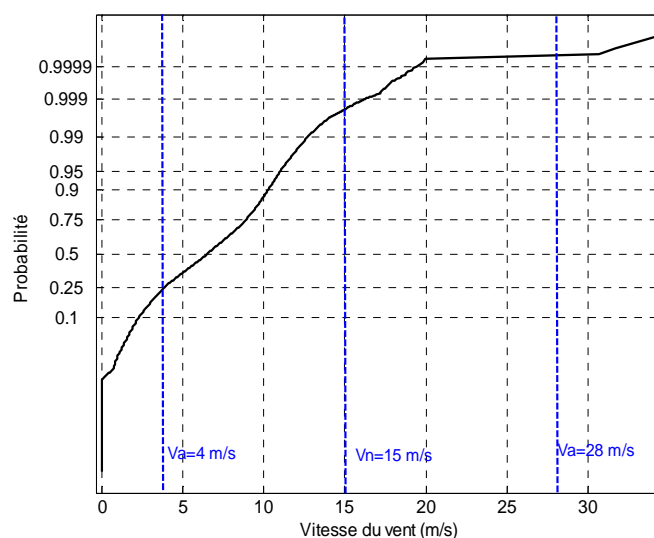


Figure 4.28 : Probabilité cumulative de la vitesse du vent

Tableau 4.3: Analyse statistique de la vitesse du vent

Paramètre	Estimé
Nombre d'échantillons	67699
Médiane (m/s)	6.56
Moyenne (m/s)	6.45
Maximum (m/s)	34.4
Coefficient de variation	47.35%
Probabilité de la vitesse du vent < 4 m/s (%)	<25%
Probabilité de la vitesse du vent <12 m/s (%)	<95%
Probabilité de la vitesse du vent < 15 m/s (%)	>99%
Probabilité de la vitesse du vent \geq 25 m/s (%)	\geq 99.99%

Tableau 4.4: Paramètres de différents PDF de la vitesse du vent

Statistiques		Saison1	Saison2	Saison3	Saison4	Saison5	Saison6	Saison7	Saison8
N	Valide	7587	7536	7889	8687	8314	8442	8530	8513
	Manquant	1100	1151	798	0	373	245	157	174
Moyenne		6.0	6.4	7.0	6.4	6.9	6.0	6.8	6.6
Médiane		5.9	6.4	7.1	6.3	7.6	6.1	6.9	7.0
Ecart type		2.9	2.8	3.1	3.1	2.9	3.2	3.0	3.1
Maximum		20.0	17.3	34.4	18.3	13.5	14.8	17.5	16.7
Echelle (A)		6.9	7.3	8.0	7.2	8.0	6.8	7.7	7.5
Forme (k)		2.0	2.2	2.3	2.1	2.1	1.8	2.3	2.0
Vpf		4.9	5.5	6.2	5.3	5.9	4.3	6.0	5.3
VmaxE		9.8	9.8	10.5	9.9	11.0	10.3	10.1	10.6

b) Incertitude de la puissance active

Afin d'illustrer l'incertitude de la puissance active, nous avons utilisé les mesures de la puissance active réalisées en 2016. La figure 4.29 représente la puissance active réalisée sur 6 jours consécutifs pour de faibles et fortes puissances.

La puissance moyenne quotidienne sur 6 jours consécutifs, du 7 au 12 janvier, a atteint ou approche la puissance nominale, alors que du 1 au 6 février elle était souvent inférieure à 26% de la puissance nominale, et en un ou deux jours a même été proche de 0.

La figure 4.30 illustre la puissance de l'éolienne sur trois jours adjacents typiques (du 21 au 23 octobre 2016).

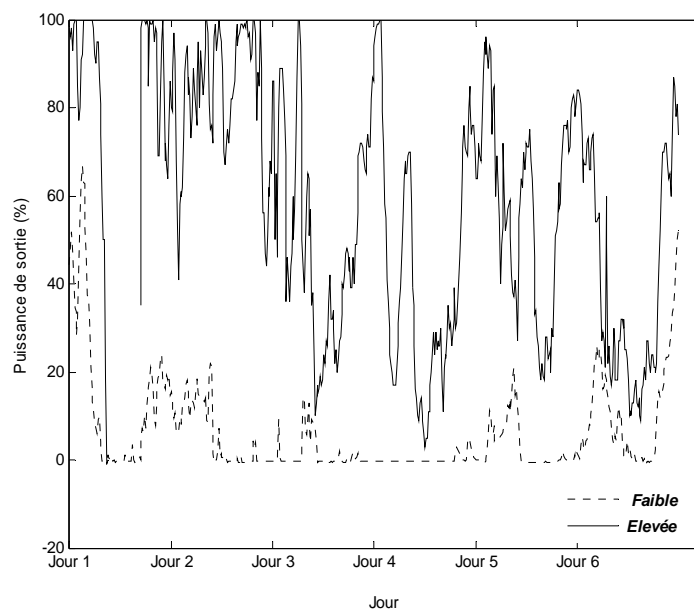


Figure 4.29 : Puissance active (faible / forte) de l'éolienne pour une durée de 6 jours

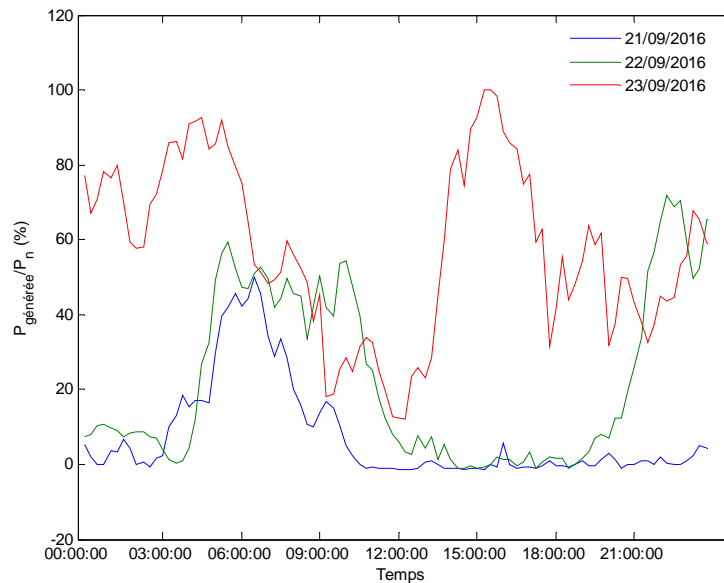


Figure 4.30 : Production d'énergie éolienne sur trois jours adjacents typiques

c) Distribution de probabilité de la puissance active

La figure 4.34 présente l'histogramme de la puissance active. On peut voir que lorsque la puissance active est nulle, elle représente une trop grande proportion. C'est parce que la vitesse du vent des éoliennes fonctionne habituellement entre 4 et 28 m/s. Si la vitesse du vent n'est pas dans cette plage, la puissance injectée des éoliennes sera nulle. Par conséquent, il est impossible d'adapter ces données à la courbe PDF. Une fois les valeurs zéro sont effacés, le résultat de l'ajustement est montré sur la figure 4.29. Le tableau 4.5 donne les différents paramètres de PDF. D'après ces résultats, la distribution de probabilité résultante est compatible avec la distribution de Weibull.

Le tableau 4.6 donne les statistiques de la puissance active, dont les puissances médiane et moyenne reflètent la capacité de production d'électricité de l'éolienne. Il ressort de ces statistiques que la puissance active moyenne générée est plus proche de la puissance de démarrage que de la puissance nominale de l'éolienne.

Le tableau 4.7 donne les percentiles d'échantillons de la vitesse du vent et de la puissance active générée. Les percentiles sont des valeurs en dessous desquelles des pourcentages spécifiques des données sont trouvés.

Afin de déterminer le taux de variation sur chaque 10 minutes de la puissance active, nous définirons un taux de changement comme suit:

$$Pvar = \frac{|P(t) - P(t-1)|}{P_n} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

La figure 4.32 représente le *Photovoltaïque ar* de trois jours adjacents typiques. La figure montre que le taux de variation de la puissance peut dépasser les 35%/10 min. Le *Photovoltaïque ar* varie souvent entre -20% et 15%, soit une variation de -0.170MW à 0.1275 MW chaque 10 minutes. Cette variation ne représente qu'un taux de 0.85 % de la puissance nominale d'une turbine à gaz de Kabertane qui est de 20 MW. Donc, un tel changement en puissance dans ces marges n'affecte pas la stabilité et la sécurité du système électrique.

Si on considère l'éolienne 06 comme une référence du parc éolien de Kabertane, ce site possède de riches ressources éoliennes pendant toute la période étudiée. La vitesse moyenne du vent inférieure à 4 m/s représente environ 30% de la période étudiée et la vitesse moyenne du vent supérieure à 12 m/s représente environ 99% de la période étudiée.

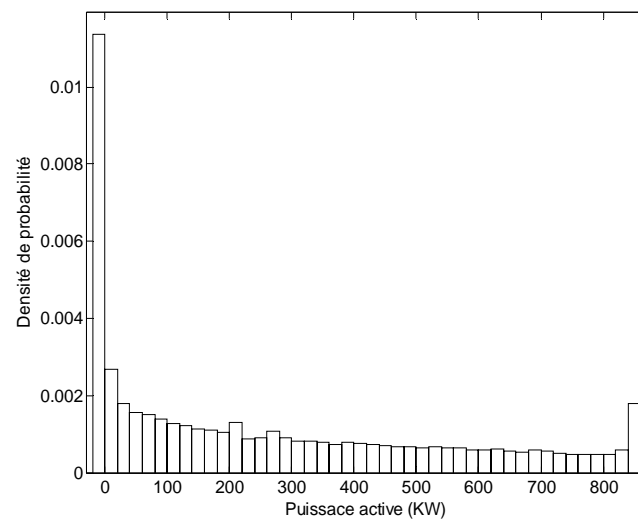


Figure 4.31 : Distribution de probabilité de la puissance de l'éolienne 06

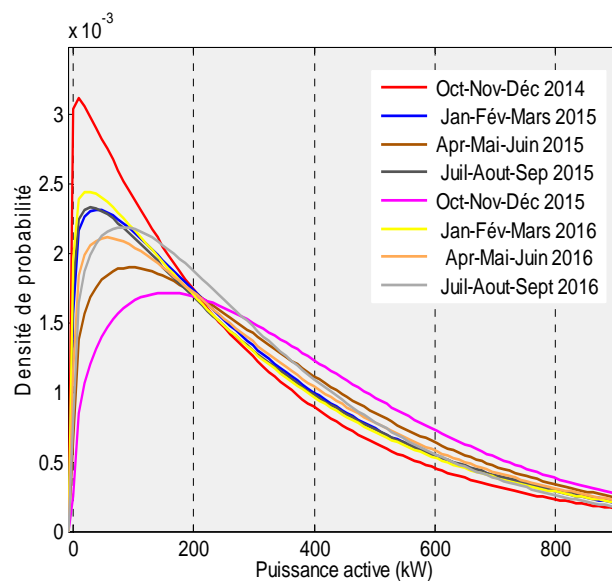


Figure 4.32 : Distribution de Weibull saisonnière de la puissance active générée

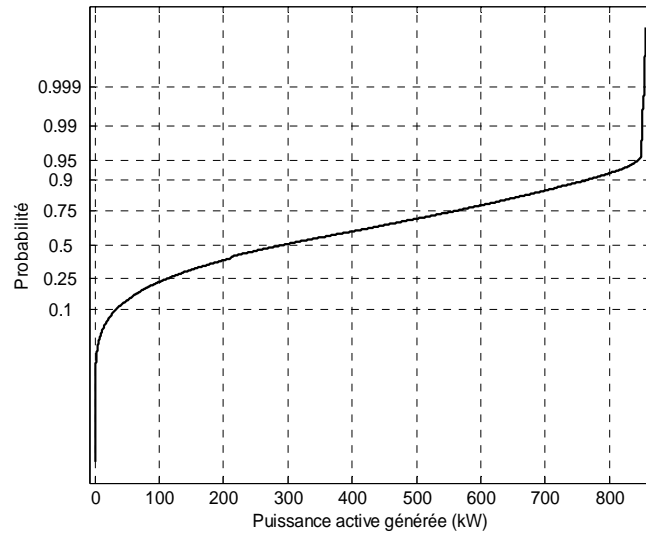


Figure 4.33 : Probabilité cumulative de la puissance active générée

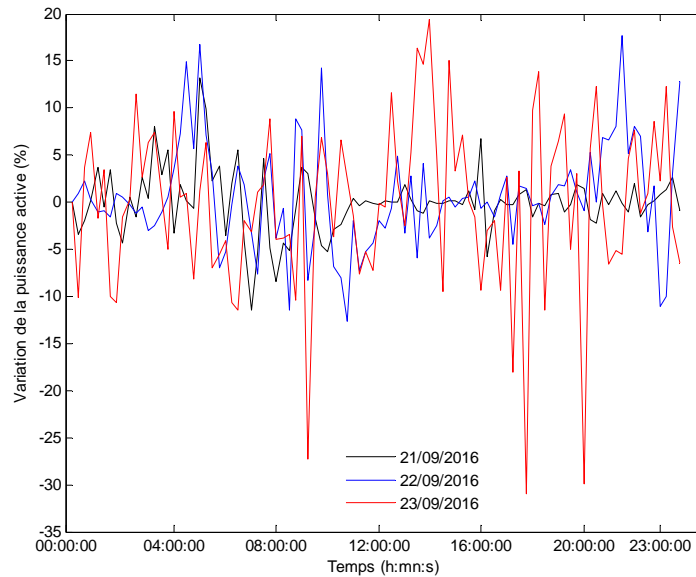


Figure 4.34 : Photovoltaïque ar de trois jours adjacents typiques

Tableau 4.5 : Paramètres de différents PDF de la puissance active

Statistiques		Saison							
		1	2	3	4	5	6	7	8
N	Valide	5687	6610	6577	5855	6878	6456	7073	5785
	Manquant	1386	463	496	1218	195	617	0	1288
Moyenne		298.6	339.7	373.3	349.9	397.6	339.7	356.0	324.5
Médiane		212.5	289.4	320.2	304.2	393.0	285.4	296.1	280.9
Ecart type		254.6	262.3	269.3	270.0	254.8	263.7	267.7	237.1
Maximum		853.9	853.8	853.8	853.6	853.5	853.3	854.4	853.8
Echelle (A)		311.6	368.0	414.4	373.7	463.7	369.9	388.5	362.4
Forme (c)		0.9	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	0.9	1.0

Tableau 4.6 : Analyse statistique de la puissance active générée

Paramètre	Estimé
	P>0 (kW)
Nombre d'échantillons	52298
Médiane	290.91
Moyenne	345.539
Maximum	854.37
Coefficient de variation	75.86%

Tableau 4.7 : Percentiles de la vitesse du vent et la puissance active générée

Percentiles	V (m/s)	Puissance active (kW)
1.0%	0.6633	1.712
5.0%	1.6373	13.1753
10.0%	2.282	33.102
25.0%	3.894 $\approx V_a$	111.933
50.0%	6.558	290.909
75.0%	8.9153	555.242
90.0%	10.2873	757.929
95.0%	11.0293	836.315
99.0%	12.7287	850.291

d) Analyse de la courbe de puissance P(V)

Les paramètres de la courbe $P(V)$ d'une éolienne doivent correspondre au régime éolien local de manière optimale pour assurer une extraction maximale de l'énergie disponible. Dans notre cas, nous allons exploiter les données de la vitesse du vent en moyenne de 10 minutes allant du 01/10/2014 au 19/10/2016.

La figure 4.35 présente la cohérence à la fois entre la courbe $P(V)$ réelle et la courbe $P(V)$ donnée par le constructeur.

La figure montre que durant une certaine période, la puissance de l'éolienne a été limitée par le pitch contrôle à 200 kW environ, ceci afin de répondre à la situation du réseau, c'est-à-dire satisfaire la demande et la génération.

Tenant compte que les vitesses du vent sont mesurées à la nacelle, la courbe $P(V)$ réelle est décalée de celle donnée par le constructeur.

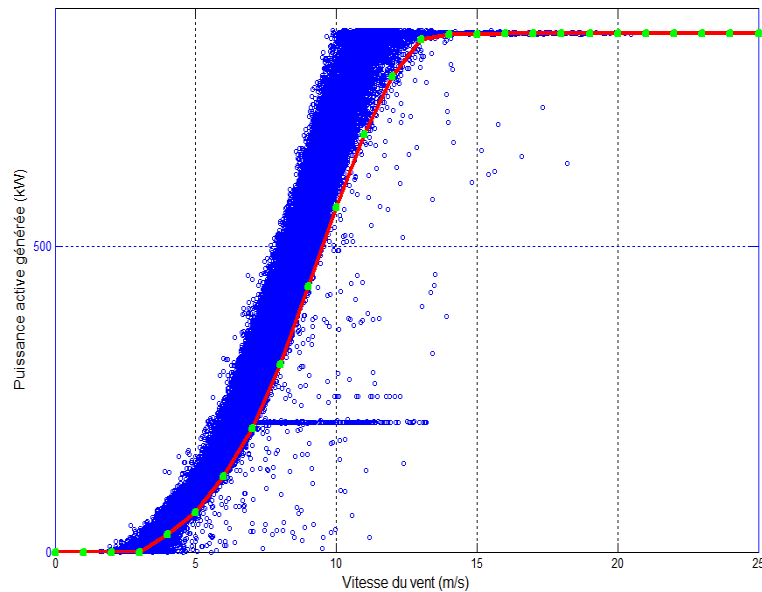


Figure 4.35 : Cohérence entre les courbes $P(V)$ réelle et $P(V)$ de concepteur

4.3.3. Analyse de fonctionnement de la génératrice 06

La figure 4.36 représente la courbe PQ de la génératrice 06. Deux courbes PQ représentent deux différents modes de contrôle généralement cités dans les codes de réseau et qui sont tracés sur la même figure.

D'après cette figure et selon l'état du système électrique d'Adrar, la puissance réactive a été contrôlée comme suit :

- Si la puissance active générée est proche de la valeur nominale (850 kW), la puissance réactive générée est limitée entre 0 et 270kVAr, soit un $\cos(\varphi) \leq 0.95$ ($\approx 32\%P_n$).
- Si la puissance active générée est inférieure à 200 kW, la puissance réactive absorbée est limitée entre 0 et -280 kVAr, soit un $\cos(\varphi) \leq -0.95$ ($\approx 32\%P_n$).
- Suivant l'état du système (demande, tensions et puissances réactives des turbines à gaz), la puissance réactive peut être limitée à zéro.

Les nuages de pointe montrent que dans la plupart du temps la génératrice produit de la puissance réactive, donc, si nous considérons l'ensemble des 12 génératrices, le parc éolien peut bien participer à l'amélioration de la tension en situation de pointe.

La figure 4.36 représente bien le mode de contrôle de la puissance réactive donnée par la figure (4.17). De ce fait, nous pouvons extraire un modèle représentatif de la courbe PQ nécessaire pour modéliser la génératrice (parc éolien) dans le simulateur du réseau électrique.

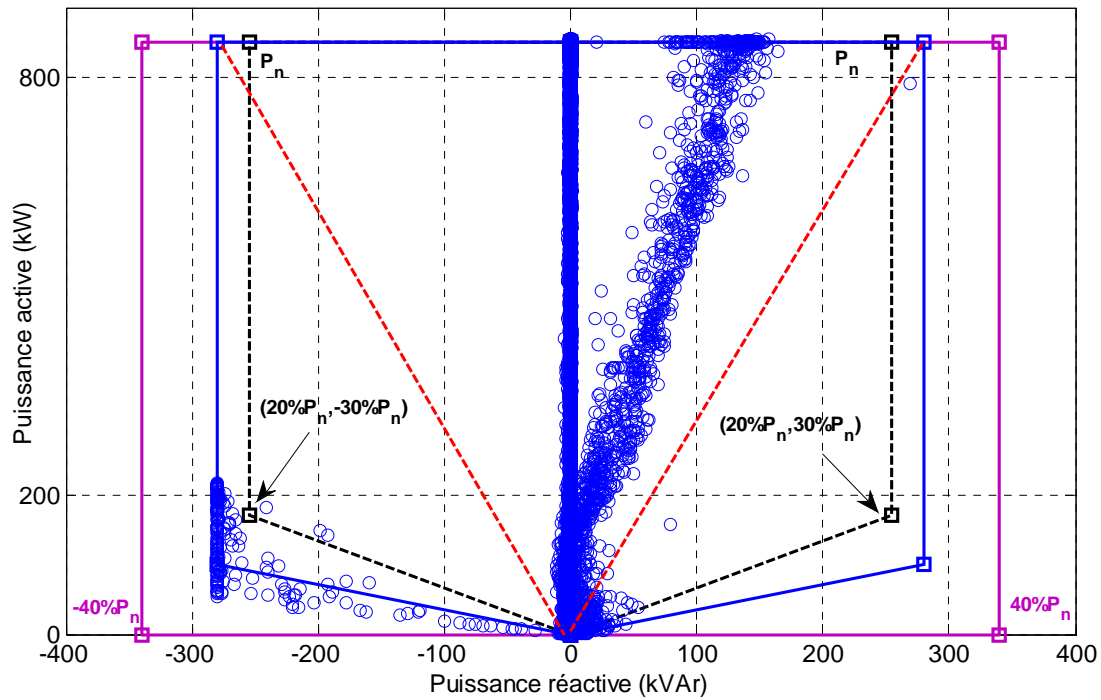


Figure 4.36 : Courbe PQ de la génératrice 06

Les figures 4.37 et 4.38 représentent respectivement, la vitesse de rotation du rotor et celle de la génératrice en fonction de la vitesse du vent et de la puissance active.

Pour une vitesse du vent supérieure à 6 m/s, la vitesse de rotation maximale du rotor est limitée à 26 tr/min, inférieure à la vitesse de rotation maximale donnée par le concepteur (30 tr/min), et celle de la génératrice limitée à 1700 tr/min, soit un facteur multiplicatif de vitesses de 65.4.

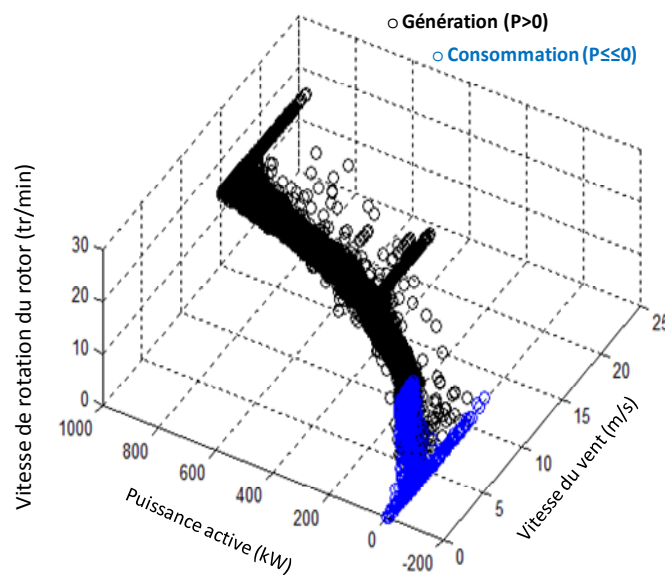


Figure 4.37 : Vitesse du rotor en fonction de la vitesse du vent et la puissance active

Pour une vitesse du vent inférieure à 4 m/s (V_d), où la turbine consomme de la puissance active, la vitesse de rotation maximale du rotor est limitée à environ 20tr/min qui correspond à la vitesse de rotation minimale donnée par le constructeur et celle de la génératrice à 1200 tr/min, soit un facteur multiplicatif de vitesses de 60.

Il y a lieu de noter que même si l'éolienne est à l'arrêt ($P \leq 0$) et les vitesses de vent se trouvent entre V_a et V_n , le rotor et la génératrice tournent mais à de faibles vitesses, soit 3 tr/min et 200 tr/min respectivement.

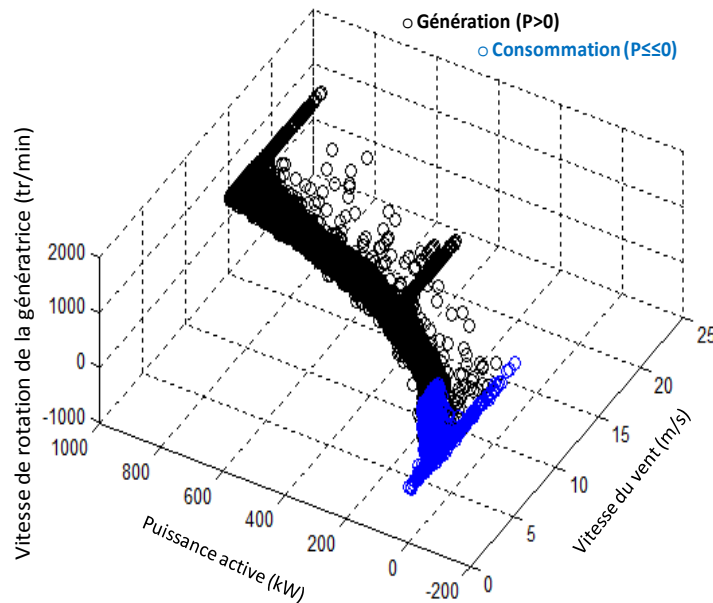


Figure 4.38 : Vitesse de rotation de la génératrice en fonction de la vitesse du vent et la puissance active

4.4. Conclusion

Afin de poser les différents éventuels problèmes liés à l'intégration des centrales à base d'EnR au réseau isolé d'Adrar, ce chapitre propose une étude probabiliste dédiée à analyser le fonctionnement de la centrale solaire photovoltaïque et la ferme éolienne de Kabertane. L'étude est basée sur les aspects de probabilité, permettant d'analyser une large série de mesures.

En utilisant cette approche, et tenant en compte que ces centrales sont installées très proches de la centrale turbine à gaz de Kabertane (2x25 MVA), ces centrales (photovoltaïque: 3 MW et éolienne: 10 MW) ne perturbent pas la stabilité du système électrique en cas d'une chute brusque des ressources éolienne ou solaire.

L'éolienne 06 a bien fonctionné depuis sa mise en service avec un taux de disponibilité supérieur à 95 %. Par contre, l'éolienne 03 présente le cas le plus défavorable, car souvent, elle a été à l'arrêt ou déconnectée entièrement du réseau électrique.

Le site de Kabertane possède de riches ressources éoliennes et solaires sur toute l'année. La vitesse moyenne du vent supérieure à 12 m/s représente environ 99% de notre période d'étude. Les pics de la puissance injectée et du rayonnement incliné apparaissent le matin. La puissance injectée moyenne est de 1.6 MW avec environ 6700 W/m² en rayonnement solaire incliné.

5 CHAPITRE

Etude de l'écoulement de puissance optimal en présence des fermes éoliennes

La résolution des différents problèmes rencontrés dans les systèmes électriques modernes a poussé les chercheurs à proposer de nouvelles méthodes de résolution, pour améliorer leurs performances en termes de coût de recherche raisonnable (temps de calcul et espace de mémoire) et/ou de la qualité de la solution recherchée [131-135]. Dans ce contexte, un ensemble d'algorithmes métaheuristiques bio-inspirés basés sur le comportement naturel des essaims, des abeilles et des oiseaux avaient émergé comme une alternative pour surmonter les difficultés présentées par les méthodes classiques.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à résoudre l'écoulement de puissance optimal (EPO) du RIA. L'objectif principal est de minimiser la fonction multi-objective nécessaire pour un meilleur équilibre entre la production et la demande tout en tenant compte des contraintes d'égalité et d'inégalités. De plus, on s'étalera sur le traitement du problème de l'EPO par la présence de fermes éoliennes. Cette optimisation est basée sur l'application de trois nouveaux algorithmes métaheuristiques, à savoir, l'algorithme de recherche de coucou, l'algorithme des lucioles et l'algorithme de pollinisation des fleurs.

Pour cela, nous présentons dans la première section le problème de l'EPO. Dans la deuxième section, nous décrivons les trois algorithmes métaheuristiques proposés, leurs origines et leurs paramètres. Dans la dernière section, nous discutons les résultats de comparaison entre ces trois algorithmes. Enfin, nous donnons la conclusion de ce chapitre.

5.1. Formulation du problème

L'objectif principal de la résolution de l'EPO est d'établir le volume de la puissance active générée par les unités de production. Ceci est réalisé en minimisant le coût total d'exploitation, tout en faisant face à diverses contraintes d'égalité et d'inégalité [136].

Ces dernières années, les systèmes électriques ont vu une croissance importante de l'intégration des EnR à grande échelle tout en protégeant l'environnement. De ce fait, il est devenu plus que nécessaire de les considérer dans l'EPO [137,138]. Dans ce contexte, nous proposons une fonction multi-objective représentée par la somme des coûts de fonctionnement des centrales à turbine à gaz (TG) et des générateurs éoliens (GE) avec la prise en compte des émissions de NOx.

5.1.1. Fonction multi-objective

Généralement, la fonction multi-objective s'exprime par une fonction non linéaire de 2^{ème} ordre. Les variables qui peuvent être ajustées durant l'optimisation sont appelées '*les variables de contrôle*', telles que les puissances actives générées, le rapport de transformation et les angles de phase des transformateurs à prise et des déphaseurs, les amplitudes de la tension des nœuds classés comme type PV ou le nœud de référence. Les variables d'état (ou variables dépendantes) sont représentées par les amplitudes des tensions et leurs angles de phase des nœuds types PQ, les puissances réactives des nœuds types PV, le coût de la puissance active générée et les pertes active et réactive dans les lignes et les transformateurs.

La fonction multi-objective (ou *fitness*) s'exprime comme suit [136-138]:

$$fitness = \sum_{i=1}^{TG} (Cf + Em)_i + \sum_{j=1}^{GE} Cost(P_j^{GE}) \quad (5.1)$$

$$\text{Où } \sum_{i=1}^{TG} (Cf + Em)_i = C_i$$

et $(Cf + Em)_i$ représente la somme du coût du combustible et de l'émission de NOx du $i^{ème}$ TG; P_j^{GE} symbolise la puissance active générée par $j^{ème}$ GE.

5.1.2. Coût du combustible

Le premier terme de (5.1) représente le coût total du combustible et l'émission de NOx, approximée par deux fonctions quadratiques, définies par la relation:

$$C_i = \omega_1 \sum_{i=1}^{TG} (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) + \omega_2 h \sum_{i=1}^{TG} (d_i P_{Gi}^2 + e_i P_{Gi} + f_i) \quad (5.2)$$

Où a_i , b_i et c_i représentent les constantes du coût de carburant d' $i^{\text{ème}}$ TG; d_i , e_i , et f_i sont les coefficients d'émission de NO, ω_1 et ω_2 sont les facteurs de pondération. h est le facteur de pénalité du prix.

Selon la référence [139], le facteur de pénalité du prix h_i est donné par la relation suivante:

$$h_i = \frac{Cf_i(P_{Gi,max})/P_{Gi,max}}{Em_i(P_{Gi,max})/P_{Gi,max}} \quad (5.3)$$

Le coût moyen des TG et des émissions NOx peuvent être calculés comme suit :

$$\frac{Cf_i(P_{Gi,max})}{P_{Gi,max}} = \frac{(a_i + b_i P_{Gi,max} + c_i P_{Gi,max}^2)}{P_{Gi,max}} \quad (5.4)$$

$$\frac{Em_i(P_{Gi,max})}{P_{Gi,max}} = \frac{(d_i P_{Gi,max}^2 + e_i P_{Gi,max} + f_i)}{P_{Gi,max}} \quad (5.5)$$

Si nous considérons la puissance totale de la demande (P_D) du système, le facteur de pénalité h est calculé en suivant ces étapes:

- Trier h_i dans l'ordre croissant
- Calculer $\sum_{i=1}^{TG} P_{Gi,max}$ de la valeur de P_{Gi} la plus basse à la plus élevée jusqu'à ce que:

$$\sum_{i=1}^{TG} P_{Gi,max} \geq P_D \quad (5.6)$$

- Lorsque l'équation (5.6) est satisfaite, le facteur de pénalité h correspond donc à h_i de l' $i^{\text{ème}}$ TG de la dernière unité.

5.1.3. Coût du GE

En tenant compte que la nature de la vitesse du vent est stochastique, la puissance générée du GE peut être différente de celle prévue. Dans ce cas, deux situations peuvent se présenter, la surestimation ou la sous-estimation de l'énergie éolienne. Par conséquent, le coût du GE est calculé sur la base de la fonction de distribution de Weibull de la vitesse du vent [140].

La fonction de coût total de la production d'énergie éolienne s'écrit donc sous la forme suivante :

$$\sum_{j=1}^{GE} Cost(P_j^{GE}) = \sum \lambda_{p,e,j} (P_{e_j,dis} - P_{e_j}) + \sum \lambda_{r,e,j} (P_{e_j} - P_{e_j,dis}) \quad (5.7)$$

Où P_{e_j} et $P_{e_j,dis}$ représentent respectivement, la puissance générée programmée et la puissance disponible du $j^{i\text{em}}$ parc éolien. $\lambda_{p,e,j}$ est le coût associé à l'insuffisance (sous-estimation) du $j^{i\text{em}}$ parc éolien. En réalité, $\lambda_{r,e,j}$ n'est pas le coût réel, c'est plutôt un terme de pénalité de l'inexploitation de toute la ressource du vent disponible. Dans ce cas, une redistribution rapide des TG est généralement adoptée ou encore l'appel instantané des réserves.

$\lambda_{p,e,j}$ dépend de la quantité de déficit de puissance et de la probabilité d'apparition de ce déficit pour une puissance programmée donnée, exprimée mathématiquement par l'équation suivante [141]:

$$\lambda_{p,e,j} (P_{e_j,dis} - P_{e_j}) = k_{p,j} \int_{P_{e_j}}^{P_{e_r,j}} (P_e - P_{e_j}) f_e(P_e) dP_e \quad (5.8)$$

Où $k_{p,j}$ est la fonction du coût de pénalité de ne pas utiliser toute la puissance disponible du $j^{i\text{em}}$ parc éolien. $f_e(P_e)$ symbolise la fonction de densité de probabilité (PDF) de la production d'énergie éolienne.

De la même façon, la fonction du coût $\lambda_{r,e,j}$ pour couvrir la sous-génération d'énergie du $j^{i\text{em}}$ parc éolien est donnée par l'équation par [142]:

$$\lambda_{r,e,j} (P_{e_j} - P_{e_j,dis}) = k_{r,j} \int_0^{P_{e_r,j}} (P_e - P_{e_j}) f_e(P_e) dP_e \quad (5.9)$$

Où $k_{r,j}$ est la fonction du coût d'utiliser les réserves, lié à l'incertitude de l'énergie éolienne. C'est effectivement une pénalité associée à la surestimation de l'énergie éolienne disponible.

La densité de probabilité $f(v)$ représente la distribution de la fréquence des vitesses du vent mesurées. Sa densité de probabilité est donnée par l'équation (2.10) [141, 142].

La fonction de distribution cumulée de Weibull $F(v)$ correspondante est donnée par la relation (2.13).

Nous utilisons la courbe $P(V)$ des GE modélisée par une fonction progressive linéaire simplifiée, pour exprimer la relation entre la puissance éolienne et la vitesse du vent [143]:

$$\begin{cases} 0 & v < v_d \\ \frac{(v-v_d)}{(v_n-v_d)} P_n & v_d \leq v < v_n \\ P_n & v_n \leq v < v_a \\ 0 & v \geq v_a \end{cases} \quad (5.10)$$

Où P_n est la puissance électrique nominale de la machine. V_d et V_a sont respectivement, la vitesse du vent à laquelle les turbines commencent à produire de l'énergie et la seconde où elles sont déconnectées. V_n est la vitesse du vent correspondant à la puissance nominale P_n produite par l'éolienne.

La puissance électrique injectée au système électrique par une GE est une variable aléatoire incertaine. Pour une transformation linéaire, la variable aléatoire de la puissance d'éolienne P_e est donnée par la relation suivante [144]:

$$P_e = T(V) = Av + B \quad (5.11)$$

et

$$f(P_e) = f(T^{-1}(p)) \left(\frac{dT^{-1}(p)}{dp} \right) = f_V \left(\frac{p-b}{a} \right) \left| \frac{1}{a} \right| \quad (5.12)$$

En général, T est une transformation. V est une variable aléatoire du vent et représente la réalisation de la variable aléatoire de la puissance de l'éolienne. V est une réalisation de la variable aléatoire de la vitesse du vent [144].

La variable aléatoire de la PDF de Weibull de la puissance injectée du GE dans la série continue devient:

$$f_V(v) = \frac{klv_d}{c} \left(\frac{(1+\rho l)v_d}{c} \right)^{k-1} \exp \left(- \left(\frac{(1+\rho l)v_d}{c} \right)^k \right) \quad (5.13)$$

Où

$$\rho = \frac{P_e}{P_n} \text{ et } l = \frac{(v_n - v_d)}{v_d} \quad (5.14)$$

Considérons la PDF de Weibull, les parties discrètes de la variable aléatoire de la puissance de sortie du GE prend les valeurs suivantes:

- Pour qu'une probabilité $P_e = 0$ se produise :

$$P_n \{P_e=0\} = 1 - \exp \left(- \left(\frac{v_d}{c} \right)^k \right) + \exp \left(- \left(\frac{v_a}{c} \right)^k \right) \quad (5.15)$$

- Pour qu'une probabilité $P_e = P_n$ se produise :

$$P_n \{P_e=P_n\} = \exp \left(- \left(\frac{v_n}{c} \right)^k \right) + \exp \left(- \left(\frac{v_a}{c} \right)^k \right) \quad (5.16)$$

5.1.4. Sécurité du système électrique et limites opérationnelles

Les contraintes d'égalité du problème de l'EPO représentent les équations d'équilibre des puissances actives et réactives, qui sont typiquement les équations d'écoulement de puissance, exprimées comme suit [136]:

$$P_i - \sum_{k=1}^N |V_i V_k Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) = 0 \quad (5.17)$$

$$Q_i + \sum_{k=1}^{BN} |V_i V_k Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} - \delta_i + \delta_k) = 0 \quad (5.18)$$

Où P_i et Q_i sont les puissances actives et réactives injectées au nœud i . N est le nombre de nœud. Y_{ik} est la matrice d'admittance d'élément du nœud i au nœud k . θ_{ik} est l'angle de l'élément de la matrice d'admittance Y_{ik} . V_i et V_k sont respectivement, l'amplitude de tension des nœuds i et k , et leurs angles de tension correspondants sont δ_i et δ_k .

Les contraintes d'inégalité représentent les limites opérationnelles et les limites physiques de chaque composante dans le système. Ils comprennent les limites de puissances actives et réactives (y compris le générateur de référence), les limites de capacité des lignes et des transformateurs et les limites de tension de tous les nœuds [136]:

$$P_{G.i.min} \leq P_{G.i} \leq P_{G.i.max} \quad (5.19)$$

$$Q_{G.i.min} \leq Q_{G.i} \leq Q_{G.i.max} \quad (5.20)$$

$$0 \leq P_{w.i} \leq P_{w.i.max} \quad (5.21)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (5.22)$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{max} \quad (5.23)$$

Dans notre cas, les GE ne consomment ni ne délivrent de la puissance réactive (modélisées comme type PQ).

5.1.5. Puissance active maximale d'une éolienne

Pour des applications réelles de l'EPO, lorsqu'on se prépare à résoudre ce problème, les limites des générations conventionnelles (P_{max} et P_{min}) sont bien connues à l'avance et ne sont pas sensiblement affectées par les conditions météorologiques. À l'inverse, les éoliennes sont très sensibles aux variations des ressources du vent, comme il est démontré dans le chapitre précédent. De ce fait, fixer les limites (P_{max} et P_{min}) pour la prévision à court ou à moyen

terme ne peut pas être considéré comme un critère pour les éoliennes. A cet effet, afin d'estimer la puissance maximale d'une éolienne, nous avons utilisé les deux paramètres de la distribution de Weibull (donnée par l'équation 2.10) pour extraire la valeur de la vitesse du vent transportant le maximum d'énergie correspondante et qui est donnée dans le chapitre 2 par l'équation (2.13) [142, 143].

5.2. Description des algorithmes de CSA, de FFA et de FPA

5.2.1. Description de la CSA

La recherche de Coucou (*en anglais CSA: Cuckoo Search*) s'inspire de la reproduction d'une espèce spéciale d'oiseaux parasites des nids appelés « Coucou ». CSA a été proposé en 2009 par Yang et Deb [145-147].

Dans la nature, les oiseaux coucou pondent leurs œufs dans des nids d'autres espèces. Les coucous peuvent détecter leurs œufs dans les nids de l'oiseau hôte qui va éjecter l'œuf coucou hors de son nid ou l'abandonner pour reconstruire un autre nid dans un autre emplacement. Yang et Deb se sont basés sur ce comportement parasitaire des coucous pour construire la CSA. Le mécanisme du vol de Lévy [147, 148] a été introduit dans le modèle mathématique pour décrire le déplacement aléatoire des coucous.

CSA suit trois règles de base décrits comme suit [149]:

1. Chaque coucou pond un seul œuf à la fois et le place dans un nid choisi au hasard.
2. Les meilleurs nids qui ont des œufs de bonne qualité sont reportés à la prochaine itération, constituant une nouvelle génération.
3. Le nombre des nids hôtes valides est fixé à N . Un oiseau hôte découvre un œuf de coucou avec une probabilité $pa \in [0, 1]$. Dans ce cas, l'oiseau hôte jettera le coucou hors de son nid ou l'abandonnera pour aller reconstruire un autre nid ailleurs.

Dans la CSA, une solution possible est appelée « nid » ou « coucou », la qualité d'un nid ou d'une solution est mesurée par la fonction objective.

Sur la base des règles ci-dessus, le pseudo-code de la CSA est résumé comme suit:

Début
 Initialiser une population de 'N' coucous (solutions);
Tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait, **faire**
 Pour chaque coucou 's', **faire**
 Créer son poussin 'g', utilisant le mécanisme de vol de Lévy;
 Calculer la fitness de 's' et de 'g';
 Remplacer 's' par 'g' si f(g) est meilleur que f(s);
 Fin pour
 Trouver le meilleur coucou;
 Pour chaque coucou 's', **faire**
 Modifier une fraction Pa de son contenu pour obtenir une nouvelle solution 's';
 Evaluer la fitness de 's';
 Remplacer 's' par 's' si f(s) est meilleur que f(s);
 Fin pour
 Trouver le meilleur coucou;
Fin tant que
 Retourner la meilleure solution ;
Fin

En effet, une nouvelle solution x_i^{t+1} pour un coucou i en fonction de sa position actuelle est générée et une nouvelle direction par le vol de Lévy est mesurée. La nouvelle solution x_i^{t+1} s'exprime comme suit :

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \alpha s \otimes H(p_a - \epsilon) \otimes (x_j^t - x_k^t) \quad (5.24)$$

Où x_j^t et x_k^t sont deux solutions différentes choisies par la permutation aléatoire. H(u) représente la fonction de Heaviside. ϵ est un nombre aléatoire tiré de la distribution uniforme. S est la taille du pas, lié au problème.

En utilisant le concept de vol de Lévy, l'exploitation autour de la meilleure solution est établie par l'utilisation de la recherche locale, donnée comme suit:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \alpha \otimes \text{Levy}(s, \lambda) \quad (5.25)$$

Où la distribution de Lévy est donnée par l'équation suivante:

$$\text{Levy}(s, \lambda) = \frac{\lambda \Gamma(\lambda) \sin(\pi\lambda/2)}{\pi} \frac{1}{s^{1+\lambda}}, (s \gg s_0 \gg 0) \quad (5.26)$$

Afin de réaliser le concept de vol de Lévy, un algorithme rapide appelé algorithme de Mantegna permet d'approximer la distribution de Lévy. Cet algorithme suit ces trois étapes. Afin de réaliser le concept de vol de Lévy, un algorithme rapide appelé algorithme de Mantegna permet d'approximer la distribution de Lévy. Cet algorithme suit ces trois étapes [150]:

$$\text{Etape 1: calculer } s = \frac{u}{|v|^\beta} \quad (5.27)$$

Étape 2: calculer les paramètres μ et γ en utilisant des distributions normales:

$$u = N(0, \sigma_u^2), v = N(0, \sigma_v^2) \quad (5.28)$$

Etape 3: calculer la variance ρ en utilisant l'équation (5.28), avec $1 \leq \beta \leq 2$. $\Gamma(z)$ est la fonction gamma.

$$\sigma_u = \left\{ \frac{\Gamma(1+\beta)\sin(\frac{\pi\beta}{2})}{\Gamma[(1+\beta)/2]2^{\beta(\beta-1)/2}} \right\}^{\frac{1}{\beta}}, \sigma_v = 1 \quad (5.29)$$

5.2.2. Description de la FFA

Les Lucioles (*en anglais firefly*) sont de petits insectes capables de produire une lumière clignotante grâce au mécanisme de bioluminescence. L'émission de cette lumière permet l'attraction mutuelle entre différents voisins de lucioles. Les femelles imitent les signaux lumineux afin d'attirer les mâles. Les lucioles ont un mécanisme du type condensateur, qui se décharge lentement jusqu'à ce qu'un certain seuil soit atteint en libérant de l'énergie sous forme de lumière. En 2008, XS Yang [151] a été inspiré par ce mécanisme pour construire un nouvel algorithme, nommée 'Algorithme de lucioles' (*en anglais FFA : firefly algorithm*). Sa source d'inspiration s'est basée sur l'émission de la lumière, l'absorption de la lumière et sur le comportement attractif mutuel entre les lucioles.

Dans la FFA, la qualité de la solution est évaluée par la quantité de luminosité de la luciole, qui est associée à la fonction objective. Principalement, elle est construite selon ces trois règles [152,153]:

1. Toutes les lucioles sont unisexes et par conséquent, elles sont attirées les unes aux autres indépendamment de leur sexe.
2. L'attractivité des lucioles est directement proportionnelle à la luminosité. Cette attractivité diminue avec la croissance de la distance entre elles. Par conséquent, pour deux lucioles clignotantes, la moins lumineuse va se déplacer vers la plus lumineuse. La luminosité de la lumière clignotante peut être considérée comme la fonction objective.
3. Si une luciole ne parvient pas à repérer une autre luciole plus lumineuse, elle se déplacera aléatoirement dans l'espace de recherche. Au cours de son déplacement, elle perdra sa luminosité qui est déterminée par la valeur de la fonction objective d'un problème. Pour les problèmes de maximisation, l'intensité lumineuse est proportionnelle

à la valeur de la fonction objective. A chaque déplacement, la nouvelle luciole est évaluée et l'intensité de sa lumière est ajustée. Ce processus est mis à jour d'une manière itérative et se répète jusqu'à la satisfaction des critères d'optimisation.

Le processus de la FFA commence avec l'initialisation de la population des lucioles et donc chaque luciole dans une population représente une solution candidate. La taille de la population détermine le nombre de solutions ou la taille de l'espace de recherche dont le but est d'orienter la recherche à la meilleure localisation.

Sur la base de ces trois règles, les étapes de base de la FFA peuvent être résumées selon le pseudo-code, indiqué comme [152,153]:

<p>Début Générer une population initiale de lucioles x_i ($i=1, \dots, n$) Déterminer les intensités de lumière I_i et x_i via $f(x_i)$ Tant que ($t < \text{nombre d'itérations}$), faire Pour $i = 1 : n$ % toutes les lucioles Pour $j = 1 : n$ % toutes les lucioles Si ($I_j > I_i$) alors Attractivité $\beta_{i,j}$ varie selon la distance r_{ij} Déplacer luciole I vers j avec l'attractivité β_{ij} Sinon déplacer I aléatoirement fin si Evaluer la nouvelle solution Mettre à jour l'intensité I_i Vérifier si luciole i est la meilleure Fin j Fin i Trouver la meilleure luciole $t = t + 1$ Fait Fin procédure</p>
--

Dans la FFA, au fur et à mesure que la distance entre deux lucioles augmente, la luminosité relative perçue par une luciole donnée varie selon l'équation suivante [149]:

$$\beta_{ij}(r_{ij}) = \beta_0 \times \exp(-\gamma r_{ij}^m); m \geq 1 \quad (5.30)$$

Où β_{ij} est l'attractivité de la luciole i par rapport à la luciole j . β_0 est l'attractivité initiale à une distance de $r_{ij} = 0$. γ est le coefficient d'absorption de lumière, utilisé pour exprimer l'intensité lumineuse (taux de diminution de la luminosité). r_{ij} est la distance entre l' $i^{\text{ème}}$ et la $j^{\text{ème}}$ lucioles, donnée par la distance euclidienne, exprimée comme suit:

$$r_{ij} = \|X_i - X_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (X_{i,k} - X_{j,k})^2} \quad (5.31)$$

$$X_i = [x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,k}, \dots, x_{i,d}]$$

$$X_j = [x_{j,1}, x_{j,2}, \dots, x_{j,k}, \dots, x_{j,d}]$$

Où X_i et X_j sont les positions des lucioles i et j dans l'espace de recherche, et d est la dimension de l'espace de recherche du problème.

Le mouvement de la luciole i vers une autre plus lumineuse j nécessite la mise à jour de la position de X_j . Ceci est exprimé comme suit:

$$X_j = X_j + \beta_0 \times \exp(-\gamma r^m) \times (X_i - X_j) + \alpha \left(\text{rand} - \frac{1}{2} \right) \quad (5.32)$$

Où le premier et le second terme sont dus à l'attraction. Le troisième terme représente la randomisation. Avec α est le paramètre de randomisation dans la plage de $[0, 1]$ et 'rand' est un générateur de nombres aléatoires, uniformément répartis dans la même plage.

5.2.3. Description de la FPA

Les plantes florales sont fascinantes, non seulement pour leurs belles couleurs et leurs odeurs agréables, mais aussi pour leur stratégie de reproduction prodigieuse. Dans la nature, la pollinisation se produit dans la même fleur et/ou en transférant du pollen contenant des cellules mâles à une autre fleur, transportée par des insectes (abeilles, papillons) ou par le vent. La pollinisation par les insectes est appelée pollinisation biotique et abiotique quand elle prend d'autres agents de transport tels que le vent. La plupart des plantes florales suivent le premier mode de pollinisation [154,155].

La pollinisation peut se produire de deux façons. L'autopollinisation implique la fécondation par le pollen d'une même fleur ou d'une fleur différente de la même plante. La pollinisation croisée se produit par le pollen d'une fleur d'une plante différente.

Au cours des deux dernières décennies, les écologistes ont observé que l'abeille est un excellent pollinisateur. Quand les abeilles recueillent le nectar des fleurs, les spores des fleurs collent sur leurs jambes. Par la suite, ils transportent les spores souvent sur de longues distances pour les déposer sur une autre espèce de fleur. De cette manière, la pollinisation des plantes florales visitées par les abeilles permet de maximiser la reproduction des mêmes espèces de fleurs. Avec leur mémoire limitée et le coût minimum d'apprentissage, les abeilles domestiques vérifient à l'avance la disponibilité du nectar dans la zone explorée. Ainsi, les

abeilles travaillent pour minimiser leurs efforts et leur coût pour accéder aux ressources du nectar.

Comme les abeilles peuvent voler sur de longues distances (large espace d'exploration), le processus de pollinisation des plantes florales peut être considéré comme pollinisation globale. Le scénario le plus probable est que les abeilles volent au hasard tout en cherchant du nectar. Les abeilles passent d'un endroit à un autre presque arbitrairement, tout en évaluant le potentiel des ressources. Le comportement des abeilles peut être modélisé par le mécanisme de recherche du vol de Lévy. Par conséquent, la pollinisation des fleurs est un processus qui permet la reproduction optimale des plantes en termes de nombre et de qualité. Cela peut être considéré comme un processus d'optimisation des espèces végétales. Yang a introduit ce concept et a construit un algorithme sous le même nom [149].

Compte tenu des phases clés décrites ci-dessus, les principales étapes de la mise en œuvre de la FPA peuvent être résumées comme suit [149, 156]:

1. La pollinisation croisée biotique peut être considérée comme un processus de pollinisation globale et les pollinisateurs porteurs de pollen adoptent un modèle de mouvement de vol de Lévy.
2. La pollinisation locale est mieux décrite par la pollinisation abiotique et l'autopollinisation.
3. Les pollinisateurs tels que les abeilles peuvent développer la constance des fleurs, ce qui est une probabilité de reproduction proportionnelle à la similarité de deux fleurs données.
4. L'interaction entre la pollinisation locale et la pollinisation globale est motivée par une probabilité de changement $p_a \in [0, 1]$, légèrement biaisée dans la pollinisation locale en raison de la proximité physique.

Les étapes de base de la FPA sont résumées dans le pseudo-code donné suivant :

Début
 Objectif fonction à minimiser ou maximiser $f(x)$, $x = (x_1, x_2, \dots, x_d)$
 Initialiser aléatoirement une population de n fleurs
 Trouver la meilleure solution (g^*) de la population initiale
 Définir une probabilité de commutation (p)
Tant que ($t < \text{Nombre d'itérations}$)
Pour $i = 1 : n$
Si $\text{rand} < p$
 La pollinisation globale
Sinon
 La pollinisation locale
Fin si
 Évaluer de nouvelles solutions
 Mettre à jour les meilleures solutions dans la population
Fin pour
 Trouver la meilleure solution actuelle (g^*)
Fin alors
Fin procédure

Dans la règle 1, le pollen des fleurs et les spores sont transportés par des pollinisateurs sur de longues distances. Ce concept, associé à la constance des fleurs (règle 3), permet d'exprimer à la fois la règle 1 et la règle 3:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \gamma L(\lambda)(g_* - x_i^t) \quad (5.33)$$

Où x_i^t est le pollen i du vecteur de solution x_i à l'itération t . g_* est la meilleure solution sélectionnée parmi toutes les solutions à l'itération t . γ un facteur d'échelle qui contrôle la taille d'échelon. $L(\lambda)$ un paramètre de taille de pas de mécanisme de vol de Lévy de base, donné par l'équation (5.26).

De la même façon que la CSA, l'algorithme de Mantegna est utilisé pour exprimer la distribution de Lévy. Pour la pollinisation locale, les deux règles 2 et 3 sont décrites comme suit:

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \epsilon(x_j^t - x_k^t) \quad (5.34)$$

Où x_j^t et x_k^t sont des pollens de différentes fleurs de la même espèce végétale. Cela imite essentiellement la constance des fleurs dans un espace limité. Mathématiquement, si x_j^t et x_k^t proviennent de la même espèce ou sont choisis parmi la même population de fleurs, cela équivaut à une randonnée aléatoire locale avec ϵ extraite d'une distribution uniforme toléré dans l'intervalle $[0, 1]$.

En principe, la pollinisation des fleurs peut se produire localement et globalement. Mais, en réalité, les fleurs adjacentes cachées ou les fleurs dans le voisinage proche sont susceptibles d'être pollinisées par le pollen issu de fleurs locales que celles éloignées. Afin d'imiter cette caractéristique, une probabilité de changement p_a (règle 4) peut être bien utilisée pour passer de la pollinisation globale commune à la pollinisation locale intensive.

5.3. Organigramme de la CSA, de la FFA et de la FPA pour résoudre l'EPO

Cette section donne les organigrammes détaillés des approches proposées pour la résolution de l'EPO. Les organigrammes illustrés aux figures 5.1, 5.2 et 5.3 incluent les règles et les équations avec leur mise en œuvre en Matlab [149].

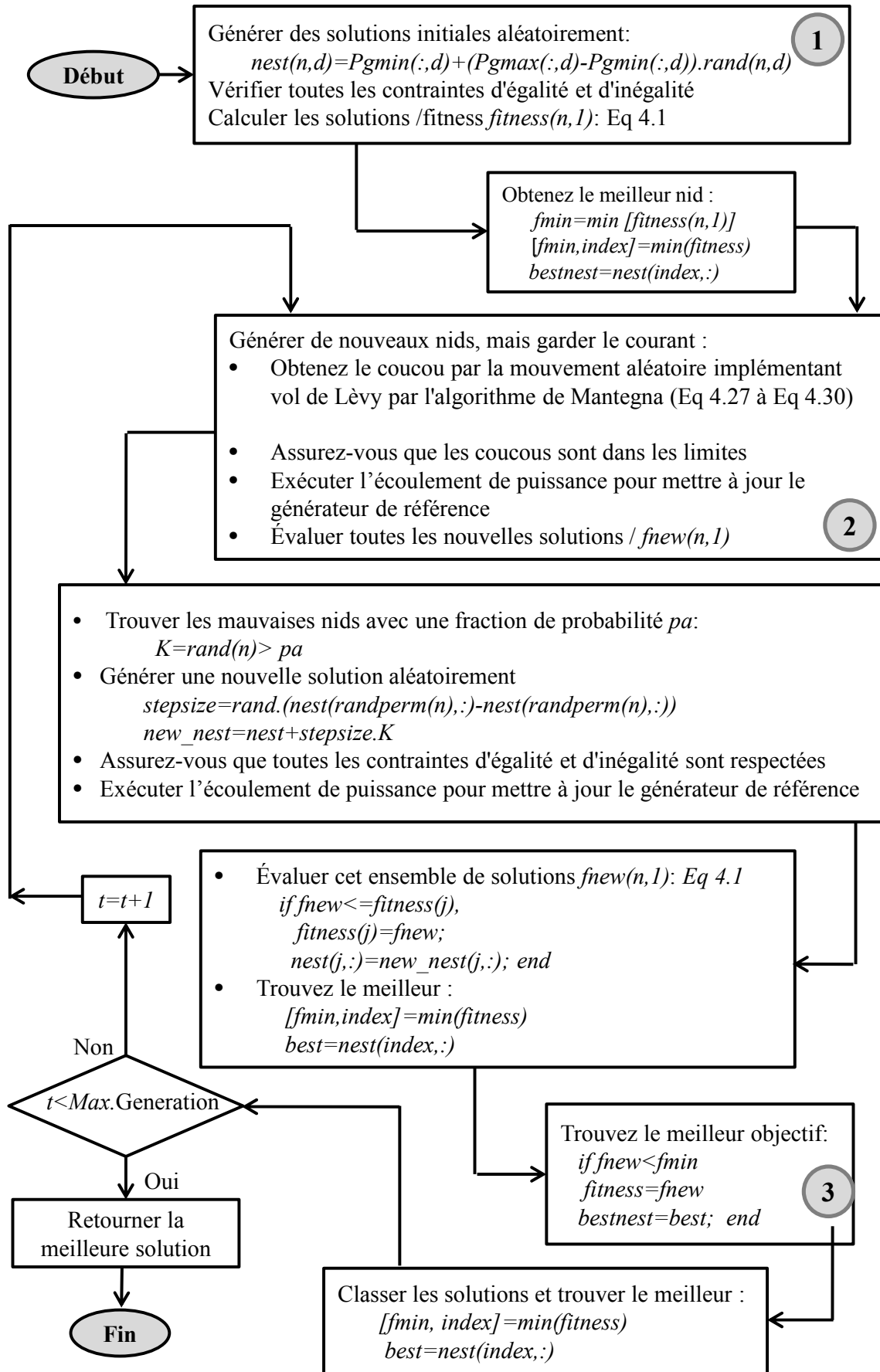


Figure. 5.1 : Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la CSA

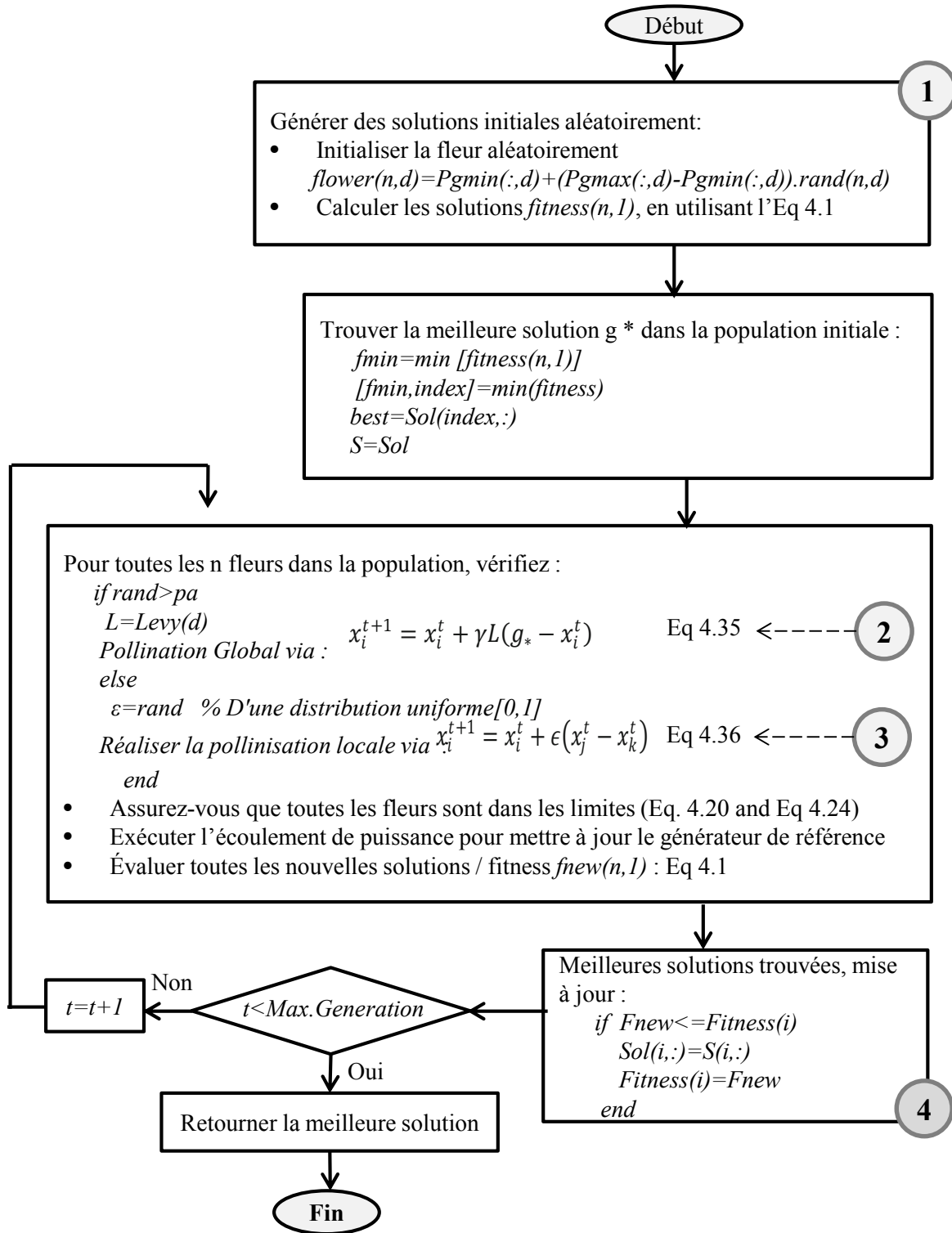


Figure. 5.2 : Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la FPA

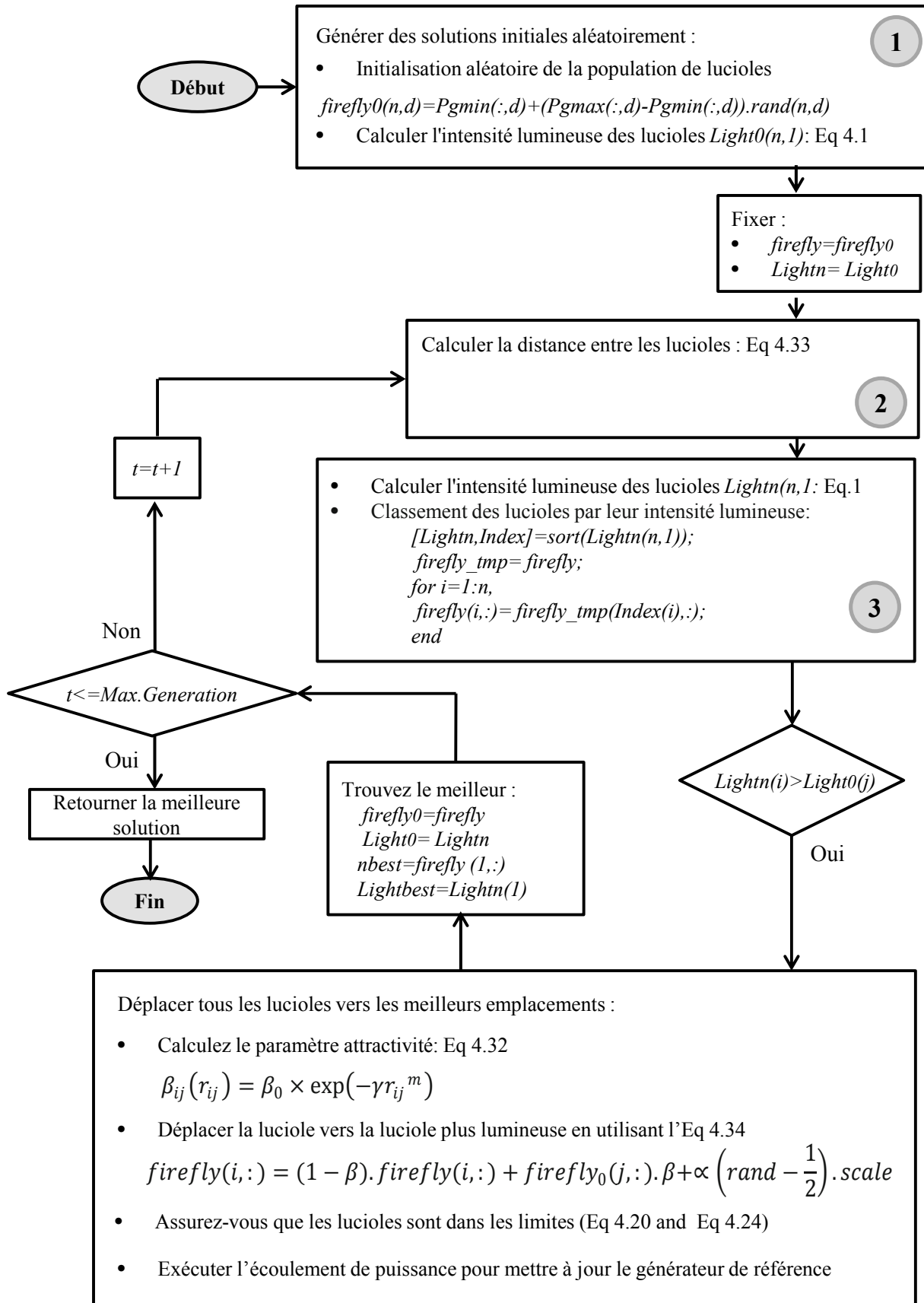


Figure. 5.3 : Organigramme représentant la méthodologie de recherche de solutions par la FFA

5.4. Résultats et discussion

Le réseau isolé d'Adrar, situé dans le sud-ouest de l'Algérie, est conçu pour répondre à la demande locale d'énergie électrique. Le système électrique est composé de cinq unités de production de turbine à gaz (TG), d'une capacité totale de 425.6 MW. D'après le plan de développement des EnR, il est prévu que trois parcs éoliens d'une capacité totale de 30 MW soient inaugurés dans ce système. Les parcs éoliens vont alimenter les sous-stations de 30 kV/220kV d'Adrar, de Kabertane et de Timimoune. Ce système n'est pas connecté au système électrique algérien. Le schéma électrique du RIA est illustré par la figure 5.4.

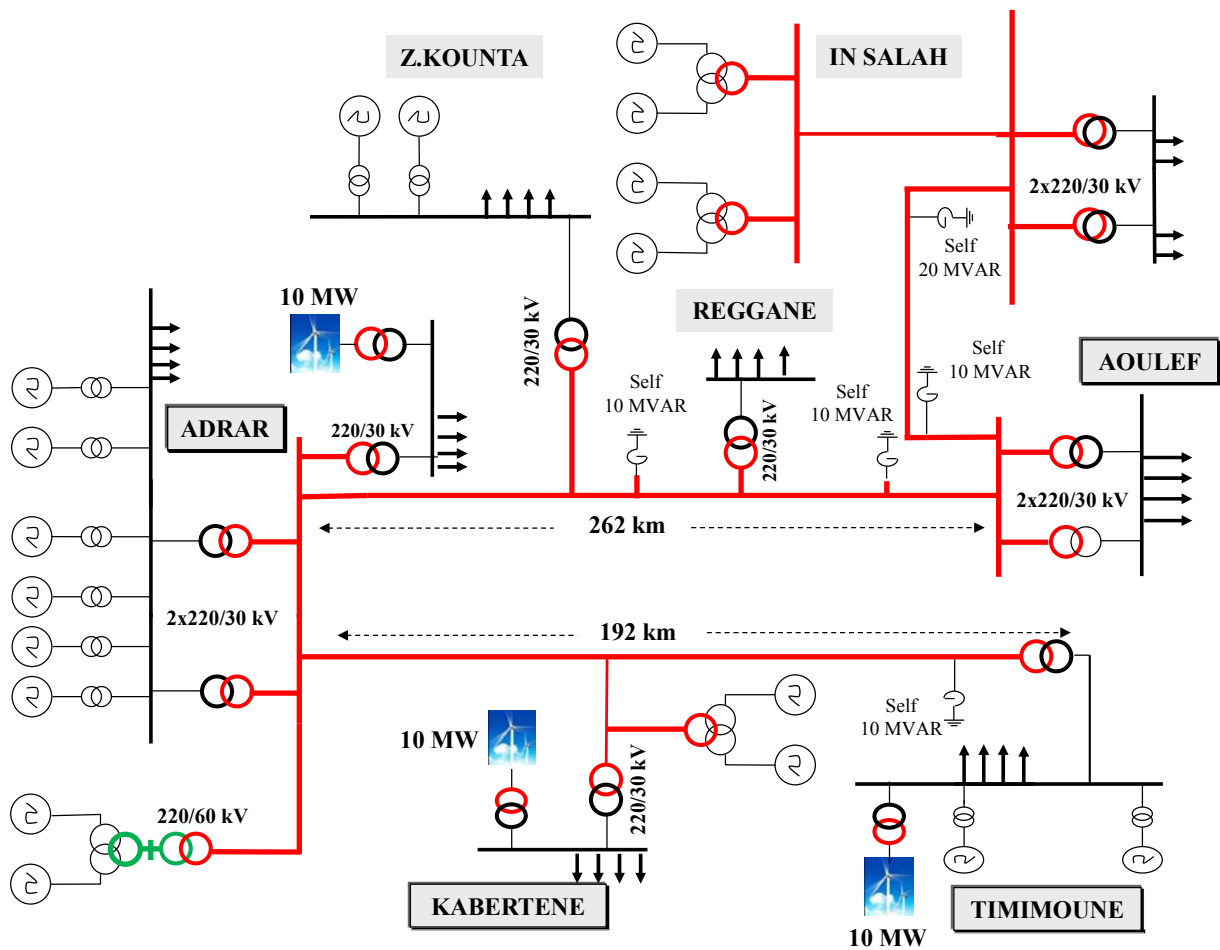


Figure 5.4 : schéma électrique du réseau isolé d'Adrar

La résolution de l'EPO nécessite l'identification claire de la charge du système (demande) et de toutes les sources de production d'électricité disponibles au cours de la période d'étude. Dans notre étude, la situation de pointe de 291.2 MW, la plus élevée de l'année atteinte en juillet 2015 et un facteur de puissance $\cos(\phi)$ de 0.85 ont été considérés comme hypothèses.

Afin d'évaluer la qualité des différentes solutions obtenues pour chaque composante de la fonction multi-objective (coût du combustible, émissions de NOx et coût de l'énergie

éolienne), le nombre d'itérations requis pour atteindre la convergence ainsi que la meilleure solution de la fonction multi-objective seront utilisés comme critères principaux.

Les simulations sont exécutées avec les trois algorithmes utilisant la même valeur initiale de départ, obtenue à partir de 10 populations différentes choisies aléatoirement.

En raison du facteur aléatoire inclus dans les trois algorithmes, leur stabilité et leur robustesse ne peuvent être évaluées dans un seul essai. De ce fait, on a utilisé cinq essais d'exécution, choisis aléatoirement pour les mêmes algorithmes. Le nombre d'itérations a été fixé à 2000 et les algorithmes ont été exécutés en utilisant les paramètres suivants:

- CSA: $p_a=0.25$, $\alpha=1$ et $\beta=3/2$
- FFA: $\alpha=0.25$, $\beta=0.2$ et $\gamma = 1$
- FPA: $\lambda=1.5$, $\gamma = 0.1$ et $p_a=0.8$

La contribution des GE et TG pour réduire le coût du combustible ainsi que les émissions de NOx dépendent des valeurs fixes des coefficients de pénalité w_1 et w_2 . Les résultats ont été obtenus pour deux combinaisons de coefficients de pénalité:

- Cas 1 (C1): $w_1=0.5$ and $w_2=0.5$
- Cas 2 (C2): $w_1=0.8$ and $w_2=0.2$

Parallèlement, d'après les données de la vitesse du vent recueillies sur une période de 10 ans et la fonction de distribution de Weibull, les paramètres d'échelle et de forme du site d'Adrar le Juillet 2015 sont les suivants : $k = 1.5$ et $c = 2.72$.

La vitesse du vent estimée transportant l'énergie maximale et la puissance éolienne maximale correspondante est respectivement de 11.36 m / s et 6.3 MW.

Dans notre cas, la pénalité et les coefficients de réserve sont fixés à $k_{p,j}= 0.03$ \$ / MWh et $k_{r,j}= 0.03$ \$ / MWh.

Le tableau 4.1 résume la meilleure solution de l'EPO atteinte pour la fonction multi-objective, avec le nombre d'itérations, le temps de calcul pour atteindre la convergence ainsi que le temps de calcul total.

Afin d'obtenir des résultats statistiques représentatifs, la moyenne des essais indépendants est également enregistrée.

Tableau 5.1 : Résultats statistiques de l'EPO

Test	Nombre d'itérations de convergence prises			Temps de convergence (s)			Temps du calcul total (s)			Fonction multi-objectif		
	CSA	FPA	FFA	CSA	FPA	FFA	CSA	FPA	FFA	CSA	FPA	FFA
Cas 1												
1	227	1741	632	450.9	831.1	361.4	3889.2	952.9	1140.8	8668.6		
2	201	1445	852	392.4	712.9	478.6	3841.0	979.6	1129.6			
3	145	1293	685	288.3	618.1	395.3	3941.7	948.8	1150.3			
4	181	609	682	371.2	290.7	396.6	4051.7	944.5	1175.2			
5	205	635	732	409.5	301.9	447.1	3873.7	874.8	1179.8			
Moyenne	192	1145	717	382	551	416	3919	940	1155	8668.6		
Cas 2												
1	135	722	732	144.1	357.2	447.1	2141.8	986.9	1239.6	8548.6	8548.6	
2	135	1665	805	144.8	736.3	519.4	2092.4	887.1	1250.9	8548.6		
3	185	693	821	196.4	338.6	505.1	2023.3	975.5	1221.1	8548.6		
4	200	748	707	197.9	365.2	427.9	1968.7	985.0	1214.1	8548.6		
5	150	1433	644	158.7	705.4	394.9	2055.6	984.4	1238.9	8548.6		
Moyenne	161	1052	749	168.4	500.5	458.9	2056.4	963.8	1232.9	8548.6	8548.6	

Le tableau 5.2 montre que la CSA a remarquablement atteint la solution optimale de la fonction multi-objective en prenant un temps de calcul minimal. Il a fallu 144.1 s pour exécuter 135 itérations (cas 2) et 288.3 s pour exécuter 145 itérations (cas 1). La CSA surpasse à la fois la FFA et la FPA dans la majorité des cas et des essais.

La meilleure solution (valeur de la fonction multi-objective) est obtenue à travers les cinq différents essais. Cela révèle que les trois algorithmes fonctionnent convenablement avec une grande stabilité et robustesse dans la recherche de la solution globale de l'EPO.

Les valeurs minimales atteintes pour la fonction multi-objective par les trois algorithmes sur les cinq séries et pour les deux cas sont illustrées sur les figures 5.5 à 5.9. Ces valeurs donnent la bonne solution pour la fonction multi-objective, les émissions de NOx, le coût du carburant, le temps de calcul et la puissance active effective du parc éolien.

Une caractéristique commune relevée de la figure 5.5 est la chute brutale des solutions obtenues pour la fonction multi-objective durant les premières itérations (jusqu'à 100), suivi d'une diminution constante de celles-ci. Il est intéressant de noter que le même comportement de la fonction multi-objective est observé pour ses composants (coût du combustible et émission de NOx), comme indiqué dans les figures 5.6 à 5.7. Ceci montre les durées de traitement pour chaque itération pour atteindre des valeurs stables, ce qui permet aux algorithmes d'explorer de manière approfondie un grand espace de recherche [157, 158].

Après environ 250 itérations, les valeurs de la solution optimale se stabilisent et tous les algorithmes convergent vers la même solution.

En se basant sur la figure 5.8 ainsi que le tableau 5.1, la CSA exige plus de temps pour exécuter une itération (2 s). La FFA et la FPA ont un temps d'itération d'environ 0.5 s, économisant ainsi, environ 75 % en temps du calcul. Mais à la fin, la CSA converge plus rapidement au cours de ces premières itérations, cela indique que la CSA possède de bonnes caractéristiques de convergence.

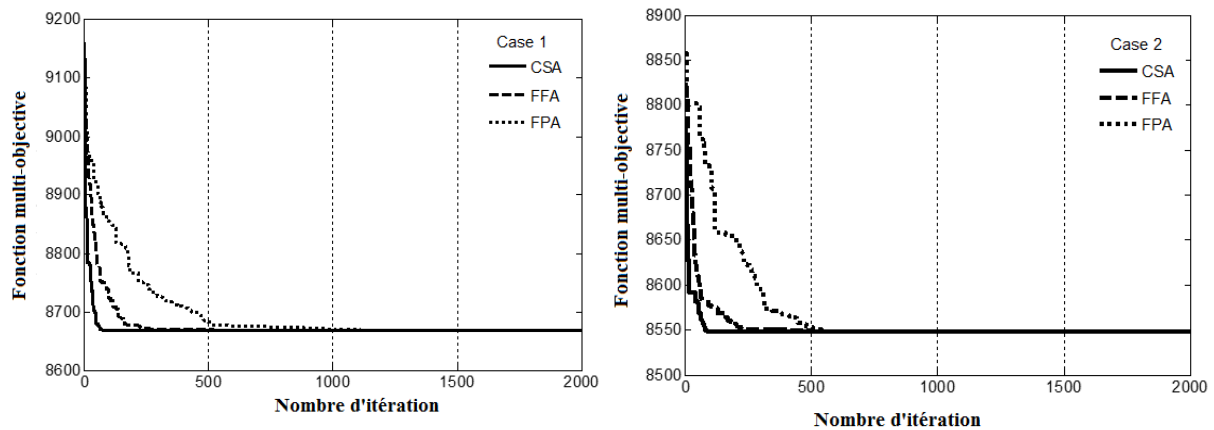


Figure 5.5 : Courbe de convergence de la fonction multi-objective pour la CSA, la FFA et la FPA

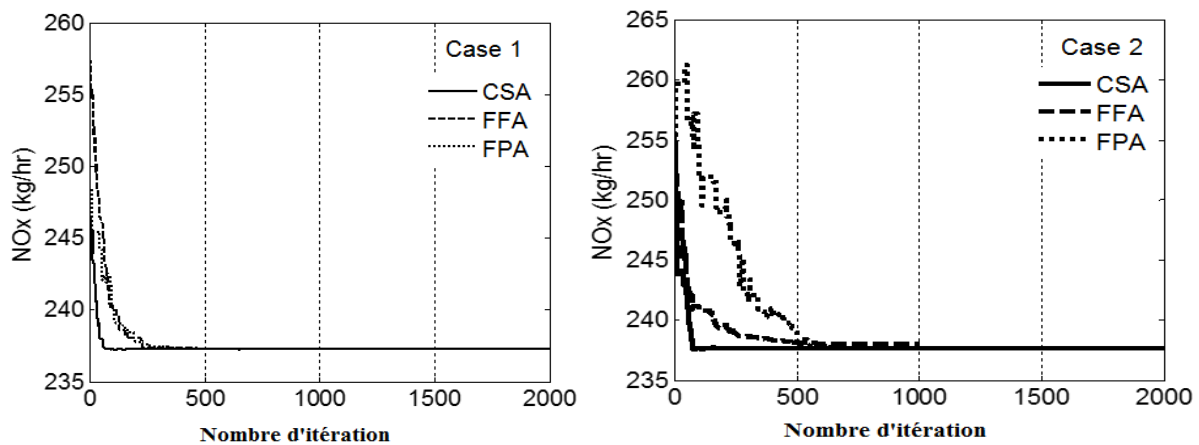


Figure 5.6: Courbe de convergence d'émission de NOx pour la CSA, la FFA et la FPA

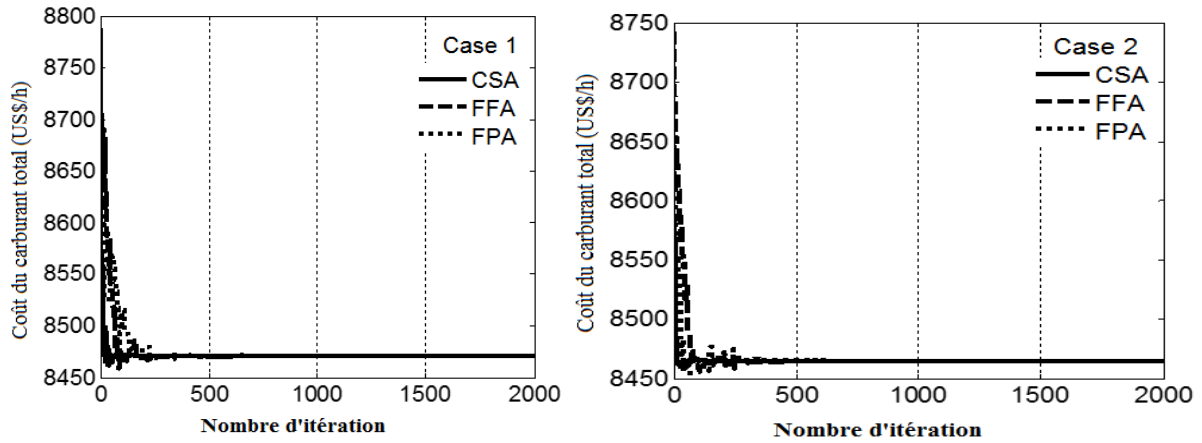


Figure 5.7 : Courbe de convergence du coût du carburant pour la CSA, la FFA et la FPA

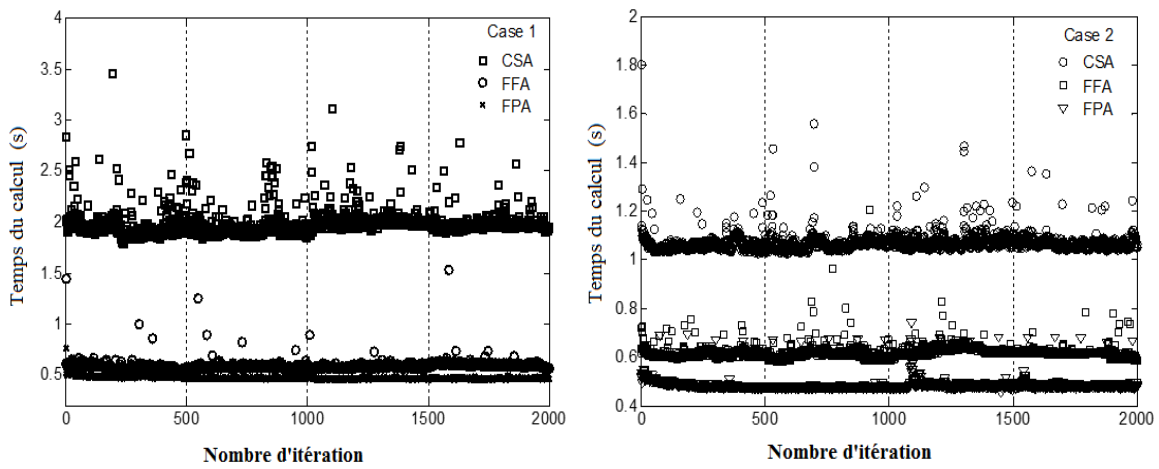


Figure 5.8: Temps du calcul en fonction du nombre d'itérations pour la CSA, la FFA et la FPA

FPA

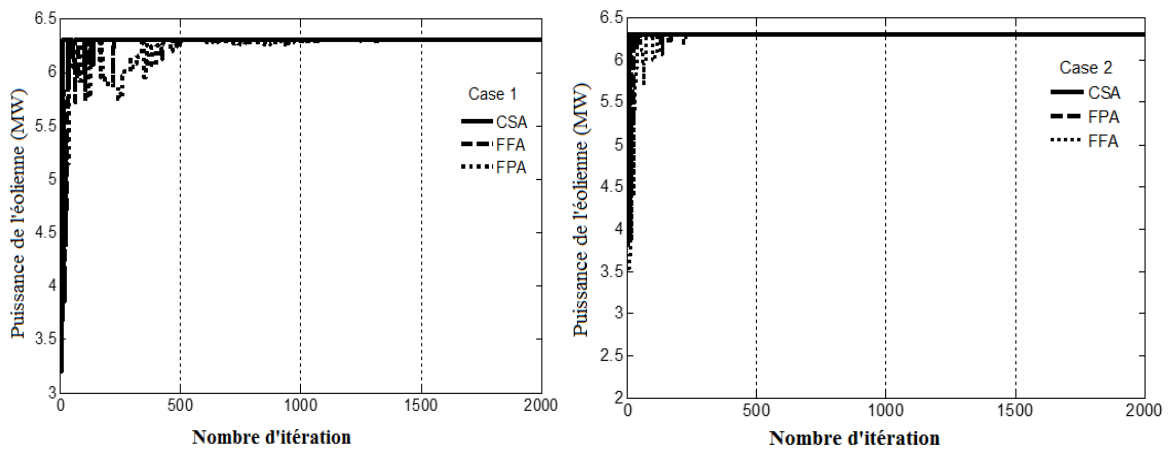


Figure 5.9 : Courbe de convergence de la puissance effective du parc éolien d'Adrar pour la CSA, la FFA et la FPA

En visualisant les 100 premières itérations de la puissance effective du parc éolien (figure 5.9), il est remarquable de voir comment la forme évolue au cours du processus d'optimisation. Cela est dû à la composante du coût de la GE qui est faible par rapport à la TG. En outre, les valeurs montrent que le facteur aléatoire contrôle la variation de la puissance active effective du parc éolien. Cette dernière diminue progressivement en petits paliers tout au long des itérations successives, dans les limites de la puissance éolienne totale (puissance maximale de 18.9 MW). Au-delà des 100 itérations, les algorithmes proposés tendent à converger vers des solutions stables pour la valeur de consigne de la puissance éolienne, traduisant leur efficacité élevée dans la résolution de l'EPO.

D'après la figure 5.9, il est visible que la CSA et la FFA convergent rapidement vers les solutions optimales, alors que la FPA est incapable de converger avant la 1000^{ième} itération.

Le tableau 5.2 donne la fonction multi-objective initiale, dont sa variation (F_{var}) est calculée à partir de l'itération initiale à l'itération finale, ainsi que la vitesse de convergence moyenne (VC_{moy}). Le tableau montre clairement que la CSA possède une vitesse la plus rapide de convergence indépendamment de la position initiale. Comme on peut le voir, malgré le fait que la CSA commence par la plus grande valeur de la fonction multi-objective (9161 \$US/h) ou par la plus basse (8777 \$US/h), elle atteint la convergence avec une VC_{moy} plus faible (0.125 \$US /h).

Tableau 5.2 : Vitesse de convergence moyenne des CSA, FFA et FPA

Cas 1			
	Fitness(itér =0) [US\$/h]	*Fvar [US\$/h]	**VC _{moy} [US\$/h]
CSA	9161	492.4	0.1249
FFA	9027	358.4	0.3142
FPA	9083	414.4	0.4388
Cas 2			
CSA	8777	228.4	0.1066
FFA	8825	276.4	0.2231
FPA	8858	309.4	0.3172

On observe également que le choix des facteurs de poids (w_1 et w_2) n'affecte plus la vitesse de convergence de la CSA.

Les meilleures solutions de l'EPO sont présentées dans le tableau 5.5, y compris la puissance active des deux unités TG et des parcs éoliens, ainsi que la perte totale de puissance active et la composante du coût de la fonction multi-objective.

Tableau 5.3 : Solutions optimales de la fonction multi-objective

Centrale	Cas 1 $w_1=0.5; w_2=0.5$			Cas 2 $w_1=0.8; w_2=0.2$		
	FFA	FPA	CSA	FFA	FPA	CSA
	Essai 1	Essai 2	Essai 3	Essai 5	Essai 3	Essai 1
	<i>Puissance active (MW)</i>					
Adrar	83.7	83.7	83.7	81.3	81.2	81.3
Timimoune	44.0	44.0	44.0	41.9	42.1	41.9
Z.E.Kounta	48.5	48.5	48.5	49.1	48.9	49.1
In Salah	53.1	53.1	53.1	58.4	58.3	58.4
Kabertane	44.0	44.0	44.0	42.4	42.6	42.4
Total (MW)	273.3	273.3	273.3	237.1	273.1	273.1
NOx (kg/hr) x 1 US\$/kg *	237.3	237.3	237.3	237.7	237.7	237.7
Total fuel cost (US\$/hr)	8471.7	8471.7	8471.7	8465.4	8465.6	8465.4
<i>Puissance active (MW)</i>						
Adrar	Ferme éolienne	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Kabertane		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Timimoune		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Total (MW)		18.9	18.9	18.9	18.9	18.9
Pertes active totales (MW)		1.0	1.0	1.0	0.8	0.8
Coût total des fermes (US\$/hr)		0.1223	0.1223	0.1223	0.1223	0.1223
Function multi-objective (US\$/hr)		8668.6	8668.6	8668.6	8548.6	8548.6

Le choix des coefficients w_1 et w_2 affecte à la fois le TG et la réduction de la perte totale de puissance active. A titre d'exemple, le cas 2 enregistre moins de pertes actives que dans le cas 1. Egalement, le plan de répartition des puissances actives suggérées par les algorithmes est le même. Les algorithmes sont considérés comme des outils ingénieux et pratiques pour résoudre l'EPO.

Les résultats détaillés de l'écoulement de puissance sont donnés à l'Annexe D.

5.5. Conclusion

Ce chapitre donne les performances de CSA, de FFA et de FPA pour la résolution du problème de l'EPO de RIA, en tenant en compte de trois fermes éoliennes. Les algorithmes proposés sont appliqués pour réduire au minimum le coût d'exploitation des turbines à gaz, les émissions de NOx et le coût associé à l'intermittence du vent. En outre, afin d'introduire l'incertitude du vent, la puissance maximale d'une éolienne est explicitement considérée dans le modèle proposé.

Les algorithmes proposés ont résolu avec succès l'OPF, dont leur applicabilité et leur efficacité computationnelle sont prouvées.

A partir des résultats obtenus nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- La CSA est l'algorithme le plus rapide avec peu d'itérations. En deuxième lieu, nous trouvons la FFA, et enfin le dernier est la FPA.
- La même caractéristique de convergence du coût d'exploitation des TG a été obtenue par la CSA dans Réf. [139], où la chute rapide est le principal avantage de la CSA.
- La caractéristique de volatilité de traçage de chaque composante d'une fonction multi-objective doit être considérée pour qualifier l'EPO de façon optimale.
- Le remplacement de la puissance nominale de l'éolienne par la puissance maximale estimée et la fixer comme la limite supérieure, est l'approche la plus adéquate de la modélisation d'une éolienne pour la résolution de l'EPO des systèmes électriques existants.

Enfin, on peut étendre la CSA pour résoudre l'EPO dynamique du système électrique algérien avec diverses sources d'EnR peut être appliqué efficacement.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Depuis l'année 2010, l'Algérie a lancé un programme ambitieux de déploiement des énergies renouvelables (EnR). Ce programme qui est orienté principalement vers l'intégration dans le réseau électrique national et les petits réseaux, comme celui du réseau isolé d'Adrar (RIA), vise à préserver notre ressource fossile, à diversifier les filières de production de l'électricité et à contribuer au développement durable.

L'intégration de la production d'origine renouvelable dans le RIA est la source d'énergie la plus prometteuse, car la région d'Adrar dispose d'un gisement solaire et éolien le plus intensif en l'Algérie. Actuellement, le RIA est alimentée par 7 centrales photovoltaïques d'une capacité totale de 53 MW et une ferme éolienne de 10 MW, qui donnent un taux de pénétration d'environ 20 % en situation de pointe de jour et de 53 % en situation du creux de jour. Les multiples avantages environnementaux et économiques ainsi que l'impact négatif de cette intégration sur les faibles réseaux électriques ont été abordés dans la première partie de cette thèse.

Les résultats de cette étude montrent qu'à partir d'un taux de pénétration d'ENR supérieur à 20%, la nature aléatoire des sources primaires (le vent, le soleil) peut avoir un impact négatif sur le fonctionnement d'un faible système électrique, où la sécurité et la stabilité du système électrique, le contrôle de la tension et de la fréquence et la gestion de réserve primaire seront difficile à maintenir dans ses limites tolérables. De plus, la prévision de la production à court terme d'une production renouvelable devient plus difficile à réaliser.

Le manque d'étude du fonctionnement d'une production renouvelable met le RIA dans une situation de surestimation des risques : une prévision peu fiable du système est souvent prédestinée. Avec cette surestimation, le coût du fonctionnement du système devient plus élevé et non économique, ce qui est contradictoire aux objectifs initiaux.

Dans le cadre de cette thèse, une étude probabiliste pour l'évaluation du fonctionnement de la centrale photovoltaïque et la ferme éolienne de Kabertane a été présentée dans la deuxième partie.

Conclusion générale

Les résultats de cette étude montrent qu'une chute brusque des ressources éolienne ou solaire des ces centrales (photovoltaïque: 3 MW et éolienne: 10 MW) ne perturbent pas la stabilité du système électrique.

L'analyse du fonctionnement du parc éolien de Kabertane sur la période 01/06/2014 au 14/06/2016, montre que l'éolienne 06 a bien fonctionné depuis sa mise en service. Par contre, l'éolienne 03 présente le cas le plus défavorable, car souvent, elle a été à l'arrêt ou déconnectée entièrement du réseau électrique.

La puissance active moyenne de l'éolienne 06 atteint environ 345 MW, soit 41% de la puissance nominale (850 MW). La médiane de la puissance active de cette éolienne (290 MW) est inférieure à la moyenne, de ce fait, cette éolienne produit des puissances au-dessous de 345 MW dans la plupart du temps, donc, la puissance nominale qui correspond à la puissance maximale que l'éolienne peut produire, est rarement réalisée.

Ce résultat démontre que considérer la puissance nominale comme la puissance maximale que l'éolienne peut produire ne peut pas être considéré comme un critère dans les prévisions à court terme. A cet effet, afin d'estimer la puissance maximale d'une éolienne, nous avons utilisé les deux paramètres de la distribution de Weibull pour extraire la valeur de la vitesse du vent correspondante.

L'EPO classique utilisée pour quantifier la fiabilité du système devient inappropriée avec la présence de sources aléatoires et inépuisables. A cet effet, la troisième partie de cette thèse vise à minimiser le coût du fonctionnement de RIA en tenant compte du coût associé à l'incertitude du vent, tout en respectant l'environnement par la réduction du coût des émissions toxiques (NOx). L'objectif est de trouver l'algorithme capable de résoudre ce problème avec un minimum d'effort et de temps de calcul. Afin d'affiner ces objectifs, nous avons élaboré trois algorithmes métaheuristiques, à savoir, l'algorithme de lucioles (FFA), l'algorithme de recherche de coucou (CSA) et l'algorithme de pollinisation de fleurs (FPA).

Les principaux résultats retirés de la comparaison de ces algorithmes sont la robustesse, la flexibilité, la faisabilité indépendamment de l'état initial de la CSA, et l'économie en terme du coût de carburant et en temps de calcul de la CSA.

Conclusion générale

Le résultat du calcul de l'EPO nous permet de valider la planification du système électrique en termes de fiabilité. Grâce à cette approche, le risque de défaillance du système électrique peut être diminué avec un coût de fonctionnement raisonnable.

En effet, l'inconvénient d'appliquer ces algorithmes pour résoudre l'EPO est leurs temps de calcul qui dépassent 8500 s (d'environ 2h et 20 min). Ceci peut être un inconvénient majeur en situation de creux de jour, où maintenir l'équilibre entre la production et la demande est difficile à réaliser, due aux limites minimales du fonctionnement des centrales turbines à gaz et la production élevée des centrales photovoltaïques est atteinte. Pour les grands réseaux électriques, ce problème devient plus difficile à résoudre.

Le déploiement massive et rapide d'EnR dans le RIA nécessite de fixer de nouveaux critères du raccordement et d'exploitation des productions à base d'EnR. Ces règles permettent une intégration des EnR sans affecter la qualité et la stabilité du système. Finalement nous pouvons dire que les travaux réalisés dans cette thèse ne peuvent mener le RIA qu'à un fonctionnement environnemental économique optimal mieux dans l'avenir.

Ce travail ouvre la voie à de riches perspectives de recherche dans l'intégration des centrales photovoltaïque et éoliennes dans le réseau électrique Algérien. Les travaux réalisés dans cette thèse nous encouragent de les appliquer sur le réseau électrique national, avec d'autres aspects plus compliqués : tenir en compte des réserves, différentes situations de charge (pointe et creux), contingences.

De nombreux travaux sont en cours et restent à faire pour étudier l'impact de l'intégration des énergies renouvelable sur le réseau isolé d'Adrar et également le réseau électrique national.

Références bibliographiques

Références bibliographie

- [1] D. Stoltenet et V. Scherer. *Transition to Renewable Energy Systems*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013. 1008 p. ISBN 978-3-527-33239-7
- [2] J. Hossain et A. Mahmud. *Renewable Energy Integration: Challenges and Solutions*. Springer Science, Business Media Singapore, 2014. 447 p. ISBN 978-981-4585-27-9
- [3] E. J. Lawrence. *Renewable Energy Integration- Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. Lawrence E. Jones. Published by Elsevier Inc, 2014. 530 p. ISBN 9780128097687
- [4] F. R. Spellman. *Environmental impacts of renewable energy*. Taylor & Francis Group, LLC, 2015. 478 p. ISBN 9781482249477
- [5] *Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*. Mars 2011. https://portail.cder.dz/IMG/pdf/Programme_des_energies_renouvelables_et_de_l_efficacite_energetique_FR.pdf
- [6] *Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*. Mars 2015. <http://portail.cder.dz/spip.php?article4565>
- [7] David Wenzhong Gao. *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. Elsevier Ltd 2015. 152 p. ISBN 9780128033753
- [8] Li Fusheng, Li Ruisheng et Zhou Fengquan. *Microgrid Technology and Engineering Application*. China Electric Power Press. Published by Elsevier Inc 2016. 198 p. ISBN 9780128035986
- [9] S. Misaket et Prokop. *Operation Characteristics of Renewable Energy Sources*. Springer International Publishing Switzerland, 2017. 235 p. ISBN 978-3-319-43412-4
- [10] Aidan Duffy, Martin Rogers et Lacour Ayompe. *Renewable Energy and Energy-Efciency Assessment of Projects and Policies*. John Wiley & Sons, Ltd, 2015. 280 p . ISBN 978-1-118-63104-1
- [11] João P. S. Catalão. *Smart and Sustainable Power Systems*. Taylor & Francis Group, LLC, 2015. 439 p. ISBN 9781498712125
- [12] B. Fox, D. Flynn, et L. Bryans. *Wind Power Integration Connection and System Operational Aspects 2nd ed*. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2014.

- [13] *Lessons Learned Along Europe's Road to Renewables*. <https://spectrum.ieee.org/energy/renewables/lessons-learned-along-europes-road-to-renewables>
- [14] *30 Years of Policies for Wind Energy Lessons from 12 Wind Energy Markets*. IRENA 2012.
- [15] Juan M. Morales, Antonio J. Conejo Henrik Madsen, Pierre Pinson, et Marco Zugno. *International Series in Operations Research & Management Science Volume 205*, Springer Science+Business Media New York, 2014. ISSN: 0884-8289
- [16] Bo Zhu, Min-you Chen, Neal Wade, et Li Ran, "A prediction model for wind farm power generation based on fuzzy modeling," 2011 International Conference on Environmental Science and Engineering (ICESE2011), *Procedia Environmental Sciences*, vol. 12, pp. 122 – 129, 2012.
- [17] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, et E. J. McKeogh, "Review Current methods and advances in forecasting of wind power generation," *Renewable Energy*, Vol.37, pp.1-8, 2012.
- [18] Zheng Z. W, Chen Y. Y, Huo M. M, Zhao B, "An Overview: the Development of Prediction Technology of Wind and Photovoltaic Power Generation," ICSGCE 2011, Chengdu, China *Energy Procedia*, Vol. 12 , pp.601 – 608, 27–30 September 2011.
- [19] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, et E. J. McKeogh, "Review Current methods and advances in forecasting of wind power generation," *Renewable Energy*, Vol.37, pp.1-8, 2012.
- [20] *Balancing Demand, Conventional Generation and Wind Power*. <https://www.wind-energy-the-facts.org/effect-of-wind-power-on-scheduling-of-reserves.html>
- [21] Z̃ivaBricmanRejc et Marko C̃epin, "Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 62, pp. 654–664, 2014.
- [22] V. S. Tabar, M. A. Jirdehi, et R. Hemmati, "Energy management in microgrid based on the multi objective stochastic programming incorporating portable renewable energy resource as demand response option," *Energy*, Vol. 118, pp. 827–839, 2017.
- [23] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M.S. Ismail, et M. Moghavvemi, "Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 62, pp. 821–835, 2016.

- [24] Gijs van Kuik et Joachim Peinke. *Long-term Research Challenges in Wind Energy - A Research Agenda by the European Academy of Wind Energy*. Springer International Publishing Switzerland, 2016. 98 p. ISBN 978-3-319-46919-5
- [25] W. Zhang, X. Zhang, S. Huang, Y. Xia, X. Fan, et S. Mei, "Evolution of a Transmission Network with High Proportion of Renewable Energy in the Future," *Renewable Energy*, Vol.102, Part B, pp. 372–379, 2017.
- [26] V. Mohan, J. G. Singh, et W. Ongsakul, "An efficient two stage stochastic optimal energy and reserve management in a microgrid," *Applied Energy*, Vol. 160, pp. 28–38, 2015.
- [27] M. EL-Shimy. *Dynamic Security of Interconnected Electric Power Systems – Volume 2 Dynamics and stability of conventional and renewable energy systems*. LAP Lambert Academic Publishing, 2015. 648 p. ISBN-13: 978-3-659-80714-5
- [28] L. Sigrist, E. L. Francisco, M. Echavarren, I. Egido, et L. Rouco. *Island Power Systems*. Taylor & Francis Group, LLC, 2016. 272 p. ISBN 9781498746366
- [29] Working Group B4.62, *Connection of wind farms to weak AC networks*. 671, CIGRE, December 2016. 192 p.
- [30] Working Group JWG C4/C6.29, *Power quality aspects of solar power*. 672 CIGRE, December 2016. 109 p.
- [31] Working Group C1.30: *Technical risks and solutions from periodic, large surpluses or deficits of available renewable generation*. CIGRE, November 2016.
- [32] S. Sumathi, L. Ashok Kumar et P. Surekha. *Solar PHOTOVOLTAÏQUE and Wind Energy Conversion Systems: An Introduction to Theory, Modeling with MATLAB/SIMULINK, and the Role of Soft Computing Techniques*. Springer International Publishing AG 2017. 790 p. ISBN 978-3-319-14941-7
- [33] K. Clark, Nicholas W. Miller, et M. Shao, Slobodan, "Transient Stability and Frequency Response of the US Western Interconnection under conditions of High Wind and Solar Generation," Green Technologies Conference (GreenTech), 2015 Seventh Annual IEEE, 15-17 April 2015, New Orleans, USA.
- [34] M. Li et J. D. McCalley, "Influence of Renewable Integration on Frequency Dynamics," Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, 22-26 July 2012, San Diego, CA, USA.

- [35] P. Bhasaputra, C. Sansilah, et W. Pattaraprakorn, "Impact of Solar and Wind Power Development Plan in Thailand by Considering Frequency Response of Power System," *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 2015 12th International Conference on, 24-27 June 2015, Hua Hin, Thailand.
- [36] R. Yan, T. K. Saha, N. Modi, N. A. Masood, et M. Mosadeghy, "The combined effects of high penetration of wind and PHOTOVOLTAÏQUE on power system frequency response," *Applied Energy*, Vol. 145, pp. 320–330, 2015.
- [37] C. Seneviratne et C. Ozansoy, "Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PHOTOVOLTAÏQUE generation – A literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 57, pp. 659–668, 2016.
- [38] A. Sauhats, N. Svalova, et A. Svalovs, "Loss-of-Synchronism Detection Automatics for the Networks with Distributed Generation," *Power Tech*, 2005 IEEE Russia, 27-30 June 2005, St. Petersburg, Russia.
- [39] Julien Bruschi, "Caractérisation du phénomène d'ilotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution," *Thèse de Docteur de la Communauté Université Grenoble Alpes*, 2017, 281 p. En ligne : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01438779/document>.
- [40] Muhammad H. Rashid . *Power Electronics Handbook*. Fourth Edition, Butterworth-Heinemann 2018. 1522 p. ISBN 9780128114087
- [41] G.M. Shafiullaha, Mohammad Taufiqul Arifb et Amanullah M.T. Oo, "Mitigation strategies to minimize potential technical challenges of renewable energy integration," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 25, pp. 24-42, 2018.
- [42] Morren, J. & de Haan, S.W.H. (2007), "Short-Circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator," *IEEE Trans. On Energy convers*, vol. 22, no. 1, march 2007.
- [43] S.Constantinos et T.Pavlos, "Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe," *Conference Papers in Energy*, Vol 2013, Article ID 437674, 9 pages, Hindawi Publishing Corporation.
- [44] Nan Qin. *Voltage Control in the Future Power Transmission Systems*. Springer International Publishing AG 2018. 240 p. ISBN 978-3-319-69886-1
- [45] Saeed Alyami, Yang Wang et Caishen Wang, "Overvoltage Risk Analysis in Distribution Networks with High Penetration of PHOTOVOLTAÏQUE s," *Probabilistic*

- Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2016 International Conference on, Beijing, China, 16-20 Oct. 2016.
- [46] Nicholas Etherden et Math H.J. Bollen, “Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy – some illustrative case studies,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 114, pp. 39-48, Sep 2014.
- [47] M. Bollen, F. Hassan. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Wiley, 2011. 528 p. SBN 978-0-470-64337-2
- [48] H. Seljeseth, T. Rump et K. Haugen. *Overvoltage immunity of electrical appliances – laboratory test results from 60 appliances*. in: International Conference on Electric Power Distribution (CIRED), 2011.
- [49] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, *Embedded Generation*, The Institution of Electrical Engineers, IEE Power and Energy Series, 2000.
- [50] C. Feltes, S. Engelhardt, J. Fortmann, F. Koch et I. Erlich, S, “High Voltage Ride-Through of DFIG-based Wind Turbines,” *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE, 20-24 July 2008, Pittsburgh, PA, USA.
- [51] Ruiqi LI , Hua GENG et Geng YANG, “Fault ride-through of renewable energy conversion systems during voltage recovery,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol.4, n.1, pp.28–39, 2016.
- [52] Guoqing Lia , Ruifeng Zhengb et Houhe Chenc, “Improvement of High-Voltage-Ride-Through Capability of DFIG Based Wind Turbines with D-STATCOM,” *Applied Mechanics and Materials* Vols. 448-453, pp.1773-1778, 2014.
- [53] Janusz Kacprzyk. *Smart Power Systems and Renewable Energy System. Studies in Systems Integration. Decision and Control 57*, Springer International Publishing Switzerland 2016. 200 p. ISBN 978-3-319-30427-4
- [54] A. Luque et S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011. 1164 p. ISBN 978-0-470-72169-8
- [55] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, G. Buigues, et A. Iturregi, “Current procedures and practices on grid code compliance verification of renewable power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 71, pp. 191–202, 2017.
- [56] E.M.G. Rodrigues, G.J. Osório, R. Godina, A.W. Bizuayehu, J.M. Lujano-Rojas, et J.P.S. Catalão, “Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular

- energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 163–177, 2016.
- [57] Amarís, H. (2007). Power Quality Solutions for Voltage dip compensation at Wind Farms, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE , Issue Date: 24-28 June 2007
- [58] Hingorani, N. G. & Gyugyi, L. (1999). Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission system. Wiley-IEEE Press, 1999
- [59] *Overvoltage problem in Tasmania*. <http://tasrenew.org.au/solar/overvoltage/>
- [60] Roger Messenger et Homayoon “Amir” Abtahi. *Photovoltaic Systems Engineering. Fourth Edition*, Taylor & Francis Group 2017. 504 p. ISBN 9781498772778
- [61] Mihaela Girtan. *Future Solar Energy Devices*. Springer Briefs in Applied Sciences and Technology, Springer International Publishing 2018. 104 p. ISBN 978-3-319-67337-0
- [62] Pere Mir-Artigues et Pablo del Río. *The Economics and Policy of Solar Photovoltaic Generation*. Springer International Publishing Switzerland 2016. 346 p. ISBN 978-3-319-29653-1
- [63] Michael Boxwell. *Solar electricity handbook: a simple, practical guide to solar energy-designing and installing solar PHOTOVOLTAÏQUE systems*. Greenstream Publishing Ltd, 2017. 178 p. ISBN 1907670661, 9781907670664
- [64] Haining Tian, Gerrit Boschloo et Anders Hagfeldt. *Molecular Devices for Solar Energy Conversion and Storage*. Springer Nature Singapore Pte Ltd. 2018. 531 p. ISBN 978-981-10-5924-7
- [65] M. Iqbal. *Une introduction au rayonnement solaire*. Academic Press, New York, 1983. 390 p. ISBN 0123737508 9780123737502 0123737524 9780123737526
- [66] J.A. Duffie et W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 3rd ed, JohnWiley and Sons, 2006. 936 p. ISBN 978-0-470-87366-3
- [67] G. Petrone, C.A. Ramos-Paja, et G. Spagnuolo. *Photovoltaic Sources Modeling*. John Wiley & Sons Ltd, 2017. 208 p. SBN: 978-1-118-67903-6
- [68] M. Ca. Di Piazza et G. Vitale. *Photovoltaic Sources-Modeling and Emulation*. Springer-Verlag London, 2013. 299 p. ISBN 978-1-4471-4378-9
- [69] J. Hunt. *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. G. N. Tiwari and Swapnil Dubey, 2010. 422 p. ISBN:978-1-84973-020-4

- [70] D.Jordan, J.Wohlgemuth, et S.Kurtz ,“Technology and climate trends in PHOTOVOLTAÏQUE module degradation,” in 27th European Photovoltaic and Solar Energy Conference, Frankfurt, Germany, pp. 1–8, 2012.
- [71] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, et J. Newmiller,“Compendium of photovoltaic degradation rates,”Prog. Photovolt: Res, Vol. 24, pp. 978–989, 2016.
- [72] R. Jones-Albertus, D. Feldman, R. Fu, Kelsey Horowitz, et M. Woodhouse,“Technology advances needed for photovoltaics to achieve widespread grid price parity,”Prog. Photovolt: Res. Appl, Vol. 24, n° 9, pp.1272–1283, September 2016
- [73] S. Sundaram, D. Benson, et T. K. Mallick: Chapter 2 – Overview of the PHOTOVOLTAÏQUE Industry and Different Technologies,Solar Photovoltaic Technology ProductionPotential Environmental Impacts and Implications for Governance, pp. 7–22, 2016
- [74] A. Cronin, S. Pulver, D. Cormode, D. Jordan, S. Kurtz, et R. Smith,“Measuring degradation rates of PHOTOVOLTAÏQUE systems without irradiance data,” Prog. Photovolt: Res.,Vol. 22, n° 8, pp. 851–862, August 2014.
- [75] R. Dubey, S. Chattopadhyay, V. Kuthanazhi, A. Kottantharayil, C. S. Solanki, B. M. Arora, K. L. Narasimhan, J.Vasi, B. Bora, Y. K. Singh, et O. S. Sastry, “Comprehensive study of performance degradation of field-mounted photovoltaic modules in India,” Energy Science & Engineering,Vol 5, n° 1, pp. 51–64, February 2017.
- [76] A.Pozza et T. Sample,“Crystalline silicon PHOTOVOLTAÏQUE module degradation after 20 years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence, and LBIC,” Prog. Photovolt: Res. Vol.24, n° 3, pp.368–378, Appl. 2016.
- [77] Chamberlin, C.E., Rocheleau, M.A., Marshall, M.W., Reis, A.M., Coleman, N.T. et Lehman, P. (2011) Comparison of PHOTOVOLTAÏQUE module performance before and after 11 and 20 years of field exposure, in Photovoltaic Specialists Conference (PHOTOVOLTAÏQUE SC), 2011 37th IEEE, pp. 000 101–000 105.
- [78] Dolara, A., Leva, S., Manzolini, G. et Ogliari, E. (2014) Investigation on performance decay on photovoltaic modules: Snail trails and cell microcracks. Photovoltaics, IEEE Journal of, 4 (5), 1204–1211.
- [79] Nicola Pearsall.*The Performance of Photovoltaic (PHOTOVOLTAÏQUE) Systems 1st Edition Modelling, Measurement and Assessment.* Woodhead Publishing Series in Energy: Number 105, Elsevier Ltd, 2017. 366 p. ISBN: 978-1-78242-336-2

- [80] M. A. M. Ramli, S. T. KashifIshaque, et Y. A. Al-Turki, "A review on maximum power point tracking for photovoltaic systems with and without shading conditions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, pp. 144–159, 2017.
- [81] Tianpei Zhou et Wei Sun, "Study on maximum power point tracking of photovoltaic array in irregular shadow," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 66, pp. 227–234, 2015.
- [82] Deline, C., "Partially shaded operation of a grid-tied PHOTOVOLTAÏQUE system," *Photovoltaic Specialists Conference (PHOTOVOLTAÏQUE SC)*, 2009 34th IEEE, 7-12 June 2009, Philadelphia, PA, USA.
- [83] A. Woyte, M. Richter, D. Mose, S. Mau, N. Reich, et U. Jahn, "Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis," in *European PHOTOVOLTAÏQUE Solar Energy Conference and Exhibition (EUPHOTOVOLTAÏQUE SEC)*, 2013 28th, pp. 3686–3694.
- [84] Erich Hau. *Wind turbines- Fundamentals, Technologies, application, Economics*. 2nd edi, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. 783 p. ISBN 978-3-540-29284-5
- [85] G. Abad, J. Lo'pez, M. A. Rodrı 'guez, L. Marroyo, et G. Iwanski. *Doubly fed induction machine- Modeling and control for wind energy generation*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [86] C.G. Justus, W.R. Hargaves, et Ali Yacin, "Natio wide assesement of potential output from wind-powered generations," *Journal of applied meteorology*, vol 15, No 7, July 1976.
- [87] C.G. Justus, W.R. Hargraves, A. Mikhail et D. Grabber, "Methods for estimating wind speed frequency distributions," *Journal of applied meteorology*, Vol. 17, pp. 350-53, 1978.
- [88] C. G. Justus et A. Mikhail, "Weibull statistics of wind speed over the ocean," *Journal of applied meteorology*, Vol. 3, No 5, pp. 261–264, 1976.
- [89] M. Jamil, S. Parsa et M. Majidi, "Wind power statistics and an evaluation of wind energy density," *Renewable Energy*, Vol. 6, No 5, pp. 623–628, 1995.
- [90] W. Tong. *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*, WIT Press 2010. 768 p. ISBN 978-1-84564-205-1
- [91] C. G. Justus et A. Mikhail, "Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics," *Geophysical Research Letters*, Vol. 3, No. 5, pp. 261-264, 1976.

- [92] S. Emeis. *Wind Energy Meteorology: Atmospheric Physics for Wind Power Generation*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013. 198 p. SBN 978-3-642-30523-8
- [93] D. Rekioua. *Wind Power Electric Systems-Modeling, Simulation and Control*. pringer-Verlag London, 2014. 202 p. ISBN 978-1-4471-6425-8
- [94] W. Shepherd et L. Zhang. *Electricity generation using wind power*. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd, 2011. 256p . ISBN: 978-981-4304-13-9
- [95] J. N. Sørensen. *General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines*. Springer International Publishing Switzerland, 2016. 194 p. ISBN 978-3-319-22114-4
- [96] M. A. Pai et A. M. Stankovic. *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*. Springer Science+Business Media New York, 2013. 150 p. ISBN 978-1-4419-9323-6
- [97] IRENA. *Scaling up variable renewable power: the role of grid codes*. The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016. 106 p. ISBN 978-92-95111-85-1
- [98] CENELEC TS 50549-1, 2015. *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network above 16 A*.
- [99] CENELEC TS 50549-2, 2015, *Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network above 16 A*.
- [100] CEI 0-16, 2014, *Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company*.
- [101] CEI 0-21, 2014, *Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities*.
- [102] M. Tsili, et S. Papathanassiou, “A review of grid code technical requirements for wind farms,” IET Renew Power Gener Vol. 3, pp. 308–32, 2009.
- [103] M. Altin, O. Goksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B-B. Jensen, et L. Helle, “Overview of recent grid codes for wind power integration,” In: Proceedings of the 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), Croatia, p. 1152–60, 2010.
- [104] M. P. Comech, M. Garcia-Gracia, S. Martin Arroyo, et M. A. Martinez Guilen. *Wind farms and grid codes*. In: Krause G, editor. From Turbine to Wind Farms-Technical Requirements and Spin-Off Products. Croatia: InTech, p. 17–41, 2011.

- [105] M. Gustavo et J.Gimenez, “Technical and regulatory exigencies for grid connection of wind generation,” In: Suvire GO, editor. Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment. InTech, 2011.
- [106] M. Mohseni, S.M. Islam, “Review of international grid codes for wind power integration: diversity, technology and a case for global standard,” *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 16, pp. 3876–90, 2012.
- [107] T. Ackermann, A. Ellis, J. Fortmann, J. Matevosyan, E. Muljadi, R. Piwko, P. Pourbeik, E. Quitmann, P. Sorensen, H. Urdal, et B.Zavadil, “Code shift grid specifications and dynamic wind turbine models,” *IEEE Power Energy Mag* Vol. 11, pp. 72–82, 2013.
- [108] C. Sourkounis, et P.Tourou, “Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe,” in: *Proceedings of the Conference Papers in Energy*. Vol 2013, 2013.
- [109] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, et O.Gomis-Bellmunt, “Participation of wind power plants in system frequency control: review of grid code requirements and control methods,” *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 34, pp. 551–64, 2014.
- [110] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi, et V.Valverde, “Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids,” *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 41, pp. 1501–14, 2015.
- [111] P. E. Sutherland, “Ensuring stable operation with grid codes: a look at canadian wind farm interconnections,” *IEEE Ind Appl Mag*, Vol. 22, pp. 60–7, 2016.
- [112] EMG. Rodrigues, GJ. Osório, R. Godina, AW. Bizuayehu, JM. Lujano-Rojas, et JPS.Catalão, “Grid code reinforcements for deeper renewable generation in insular energy systems,” *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 53, pp. 163–77, 2016.
- [113] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, et O. Gomis-Bellmunt, “Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system,” *Renew Sustain Energy Rev*, Vol. 62, pp. 971–87, 2016.
- [114] ENTSO-E, ENTSO-E. *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, 2016.
- [115] S. Phil et B. Zoran, “Results of survey of requirements on generator data and the need for confidentiality,” *Cigre Electra Mag* pp. 224:44–5, 2006.
- [116] Energy E. AEMO, “Wind Integration: International Experience. WP2: Review of Grid Codes,” Technical Report, Ecar Energy and AEMO, 2011.

- [117] P. Ravalli et J. Leung, "Dynamic model requirements and model validation in the Australian National Electricity Market," In: Proceedings of the 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–5, 2011.
- [118] S. Zhao et N-K. Nair, "Assessment of wind farm models from a transmission system operator perspective using field measurements," IET Renew Power Gener Vol. 5, pp. 455–64, 2011.
- [119] M. Asmine, J. Brochu, J. Fortmann, R. Gagnon, Y. Kazachkov, C-E. Langlois, C. Larose, E. Muljadi, J. MacDowell, P. Pourbeik, S. Seman, et K. Wiens, "Model validation for wind turbine generator models," In: Proceedings of the 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–1, 2011.
- [120] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, D. Kostrov, "Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation," In: Proceedings of the 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1–9.
- [121] J. Feltes, et B. Fernandes, "Wind turbine generator dynamic performance with weak transmission grids," In: Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–7, 22-26 July 2012, San Diego, CA, USA.
- [122] F. Gonzales-Longatt, E. Chikuniet E. Rashayi, "Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance," Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on, pp. 826-832, 25-28 Feb. 2013, Cape Town, South Africa.
- [123] N. Pearsall. *The Performance of Photovoltaic (PHOTOVOLTAÏQUE) Systems-Modelling, Measurement and Assessment*, Woodhead Publishing Series in Energy: Number 105. Elsevier Ltd 2017. 366 p. ISBN 978-1-78242-336-2
- [124] C. B. ElhadjSidi, M. L. Ndiaye, M. El Bah, et A. Mbodji, "Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania," Energy Conversion and Management, Vol. 119, pp. 411–421, 2016.
- [125] T. Ma, H. Yang, et L. Lu, "Long term performance analysis of a standalone photovoltaic system under real conditions," Applied Energy, Vol 201, pp. 320-331, 2016.
- [126] R. Goebel, Y. Tanaka, et W. Wahlster. *Data Analytics for Renewable Energy Integration*. Springer International Publishing Switzerland, 2014. 137 p. ISBN 978-3-319-50947-1

- [127] Nicola Pearsall. *The Performance of Photovoltaic (PHOTOVOLTAÏQUE) Systems Modelling, Measurement and Assessment*, Woodhead Publishing Series in Energy: Number 105, Elsevier Ltd, 2017. 366 p. ISBN 978-1-78242-336-2
- [128] (IEC 61400-12-1) IEC-Wind turbines – Part 12-1_ *Power performance measurements of electricity producing wind turbines-international electrotechnical commission.*
- [129] (IEC 61400-12-2) IEC-Wind turbines – Part 12-2_ *Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry-international electrotechnical commission.*
- [130] Renewable Energy Research Laboratory/University of Massachusetts at Amherst. Wind power: capacity factor, intermittency, and what happens when the wind doesn't blow? http://www.ceere.org/rerl/about_wind/RERL_Fact_Sheet_2a_Capacity_Factor.pdf
- [131] João P. S. Catalão. *Electric Power Systems: Advanced Forecasting Techniques and Optimal Generation Scheduling*. Taylor & Francis Group, LLC, 2012. 462 p. ISBN 9781138073982
- [132] T. Ding. *Power System Operation with Large Scale Stochastic Wind Power Integration: Interval Arithmetic Based Analysis and Optimization Methods*. Springer Science+Business Media Singapore, 2017. 217 p. ISBN 978-981-10-2561-7
- [133] F. Wagner. *Implications of Technological Learning and Uncertainty Renewables in Future Power Systems*. Springer International Publishing Switzerland, 2014. 291 p. ISBN 978-3-319-05780-4
- [134] João P. S. Catalão. *Smart and Sustainable Power Systems Operations, Planning, and Economics of Insular Electricity Grids*. Taylor & Francis Group, LLC, 2015. 439 p. ISBN 9781498712125
- [135] Fabian Wagner. *Renewables in Future Power Systems Implications of Technological Learning and Uncertainty*. Springer International Publishing Switzerland, 2014. 291 p. ISBN 978-3-319-05780-4
- [136] Toshihisa Funabashi. *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems Implementation, Operation, and Control*. Elsevier Inc, 2016. 322 p. SBN: 978-0-12-803212-1
- [137] A.Y. Abdelaziz, E.S. Ali, et S.M. AbdElazim, “Combined economic and emission dispatch solution using Flower Pollination Algorithm,”*Int J Electr Power*, Vol. 80, pp. 264-74, 2016.

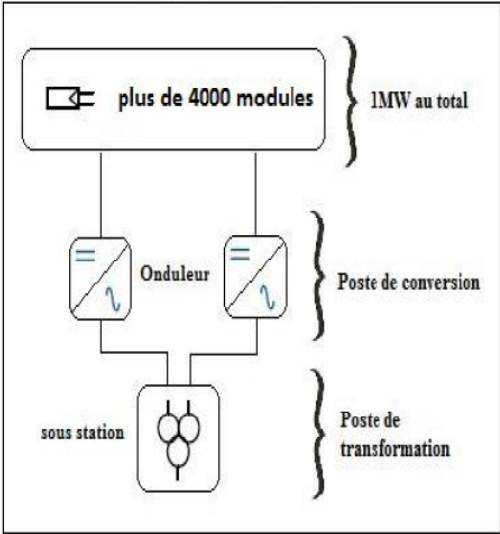
- [138] J. Zhu. *Optimization of power system operation*. 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2015. 664 p. ISBN 978-1-118-85415-0
- [139] P. Venkatesh, R. Gnanadass, et N.P. Padhy, "Comparison and application of evolutionary programming techniques to combined economic emission dispatch with line flow constraints," *IEEE Trans Power Syst*, Vol. 18, No. 2, pp. 688-97, 2003.
- [140] P.S. Kulkarni, A.G. Kothari, et D.P. Kothari, "Combined economic and emission dispatch using improved back propagation neural network," *Electr Mach Power Syst*, Vol. 28, No. 1, pp. 31-44, 2000.
- [141] Hetzer J, Yu DC, et Bhattarai K, "An economic dispatch model incorporating wind power," *IEEE Trans Energy Convers* vol. 23, n° 2, pp. 603-11, 2008.
- [142] M.G. Dozein, J. Ansari, M. Kalantar, "Economic dispatch incorporating wind power plant using Particle Swarm Optimization," *Second Iranian conference on ICREDG'12*, pp. 178-182, 6-8 March 2012, Tehran. Iran.
- [143] A.Celik, "A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey," *Renew Energy*, Vol. 29, No. 4, pp. 593-604, 2004.
- [144] J.A. Carta et P. Ramirez, "Analysis of two-component mixture Weibull statistics for estimation of wind speed distributions," *Renew Energy*, Vol. 32, No. 3, pp. 518-31, 2007.
- [145] S. Makhloufi, A. Mekhaldi, M. Tegar, et A. Rennane, "Optimal power flow solution in presence of wind power in Adrar region using cuckoo search algorithm", *Algerian Large Electrical Network Conference 2015*, Hilton, Algiers, Algeria.
- [146] X.S. Yang, S. Deb, "Cuckoo search via Levy flights," In: *Proc World Congr Nat Biol Inspired Comput*, pp. 210-214, 2009.
- [147] X.S. Yang, et S. Deb, "Engineering optimisation by cuckoo search," *International Journal of Mathematical Modelling and Numerical Optimisation*, Vol. 1, pp. 330-343, 2010.
- [148] C. Brown, L.S. Liebovitch, et R. Glendon, "Lévy flights in Dobe Ju/'hoansi foraging patterns," *Human Ecol*, Vol. 35, No. 1, pp. 129-138, 2007.
- [149] S. Makhloufi, A. Mekhaldi et M. Tegar, "Three powerful nature-inspired algorithms to optimize power flow in Algeria's Adrar power system," *Energy*, Vol. 116, pp. 1117-30, 2016.

- [150] I. Pavlyukevich, "Lévy flights, non-local search and simulated annealing," *J. Computational Physics*, Vol. 226, No. 2, pp. 1830-1844, 2007.
- [151] B. Xing, W. J. Gao. *Innovative computational intelligence: a rough guide to 134 Clever Algorithms*. Library 62. Switzerland: Springer International Publishing, 2014. 451 p. ISBN 978-3-319-03404-1
- [152] X. Yang. Firefly algorithms for multimodal optimization. *International Symposium on Stochastic Algorithms SAGA 2009: Stochastic Algorithms: Foundations and Applications*, pp. 169-178, 2009.
- [153] X. S. Yang. *Cuckoo search and firefly algorithm: theory and applications, Studies in computational intelligence*. Library 516. Switzerland: Springer International Publishing, 2014. 360 p. ISBN 978-3-319-02141-6
- [154] B. J. Glover. *Understanding flowers and flowering: an integrated approach*. 2nd ed. Oxford, UK: Oxford University Press, 2007. 320 p. ISBN: 9780199661602
- [155] B. J. Glover. *Understanding flowers and flowering: an integrated approach*, 2nd ed. Oxford, UK: Oxford University Press, 2014. ISBN: 9780198565963
- [156] X.S. Yang, M. Karamanoglu et X. He, "Multi-objective flower algorithm for optimization," *Procedia Comput*, Vol. 18, pp. 861-8, 2013.
- [157] N. M. Waser, "Flower constancy: definition, cause and measurement," *Am Nat*, Vol. 127, No. 5, pp. 596-603, 1986.
- [158] F. Van den Bergh et A. P. Engelbrecht, "A study of particle swarm optimization particle trajectories," *InfSci*, Vol. 176, No. 8, pp. 937-71, 2006.

ANNEXE A

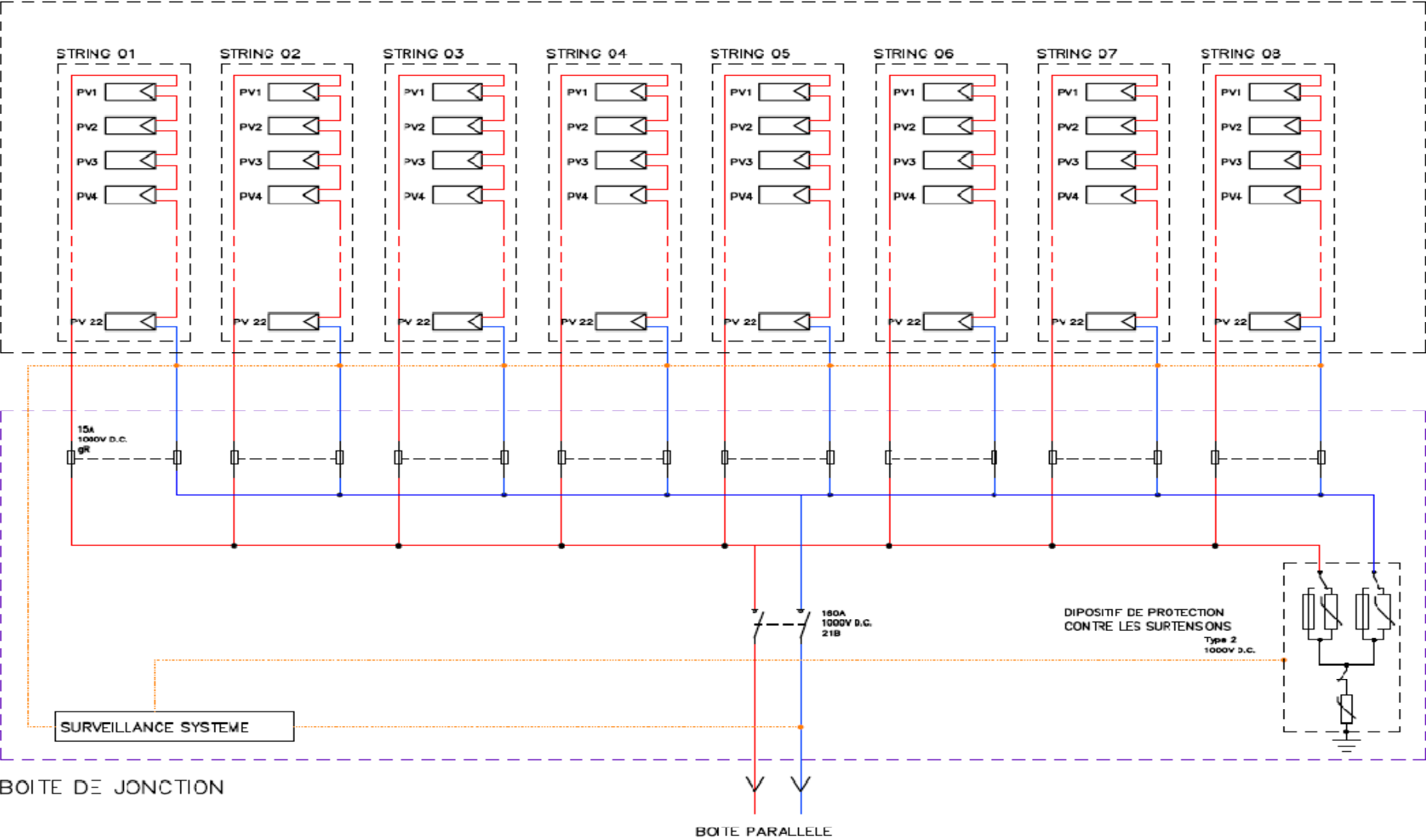
PHOTOVOLTAIQUE

1 SOUS-CHAMPS



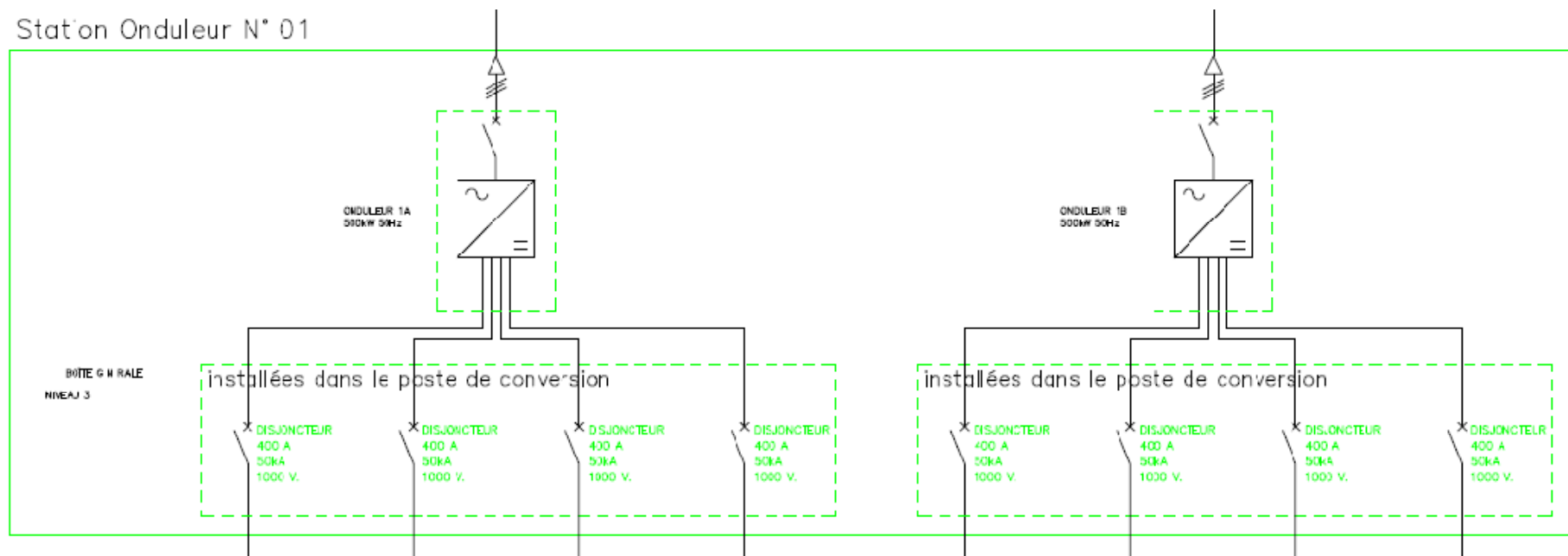
Modules

String Photovoltaïque



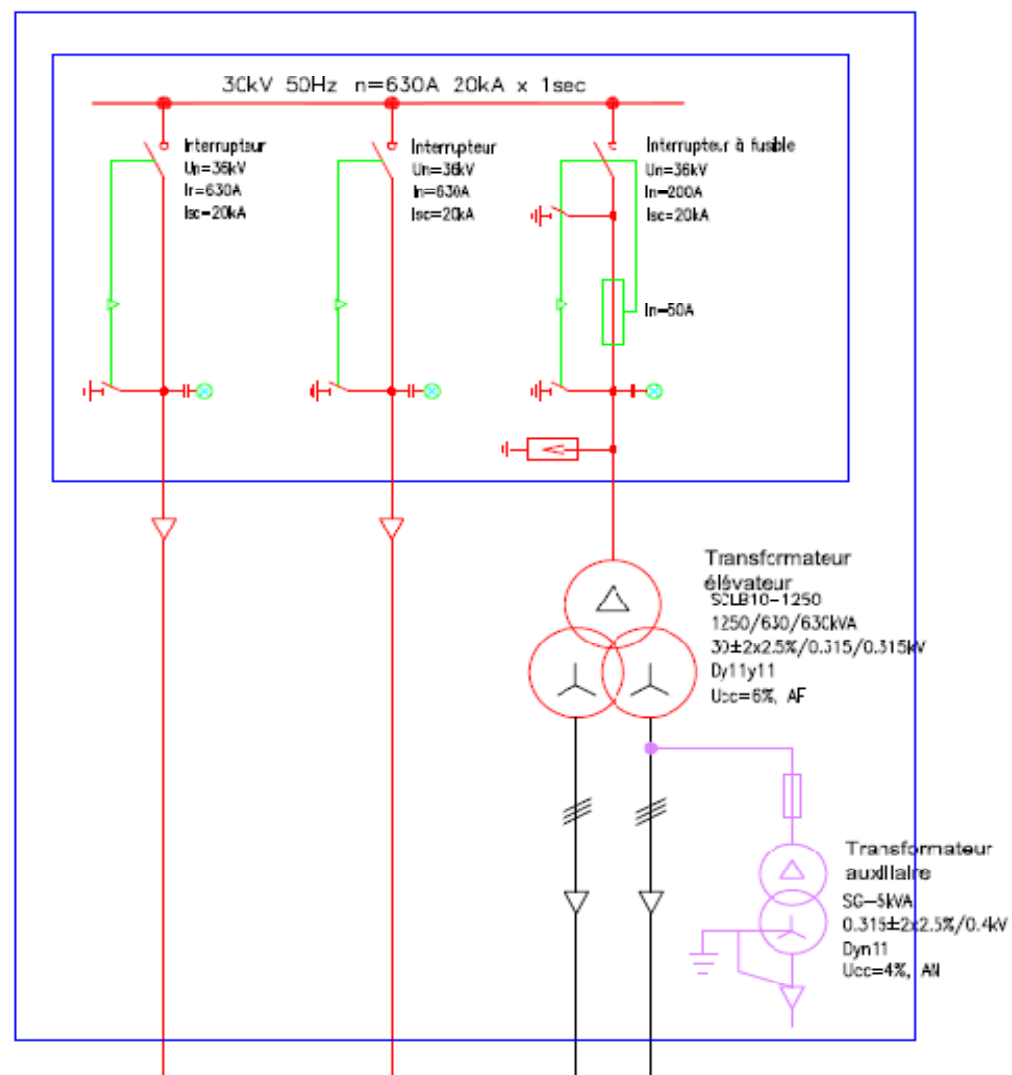
Onduleurs

Station Onduleur N° 01



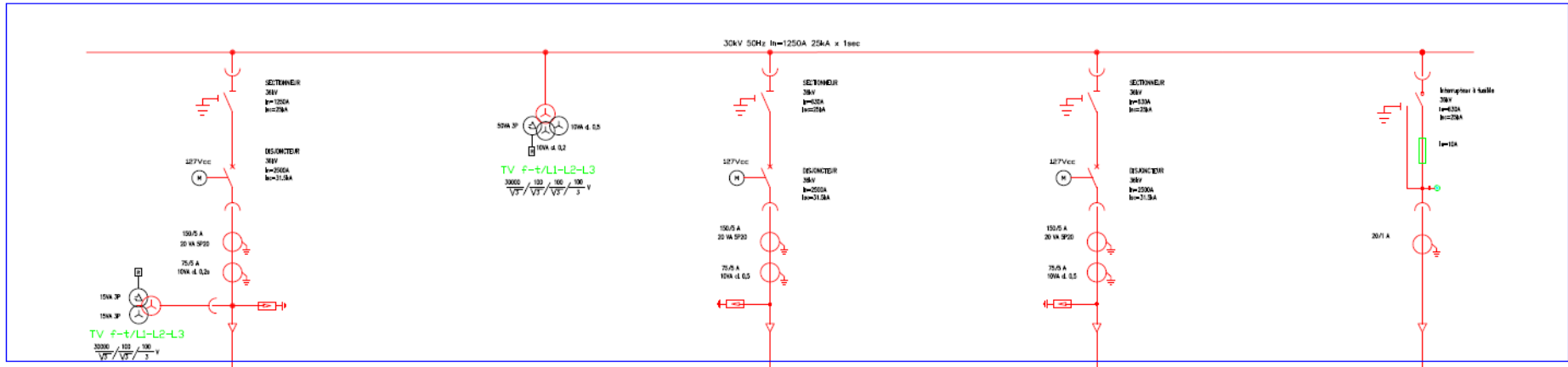
Poste de transformation

Sous-station 1MW N° U1

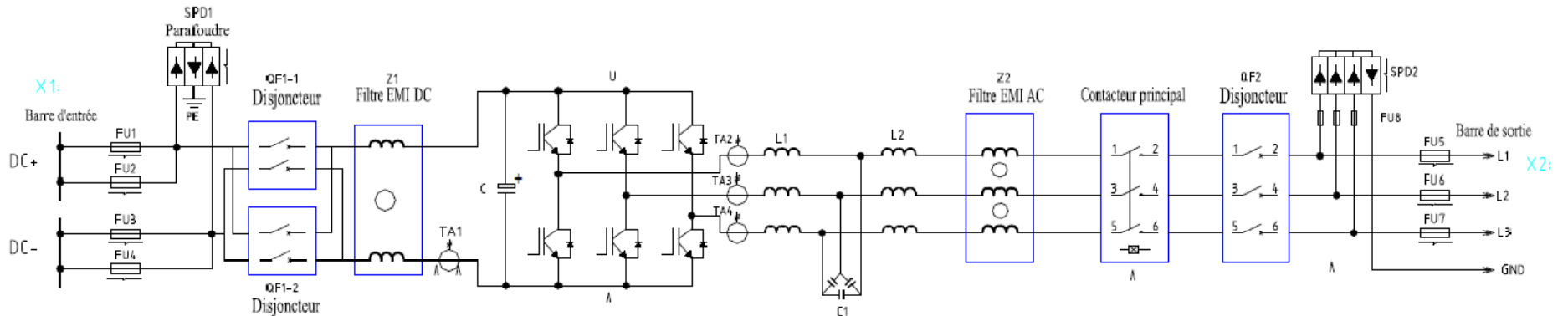


Avant-poste d'évacuation

AVANT POSTE D'EVACUATION 30kV ET CELLULES POSTES TRANSFORMATEURS

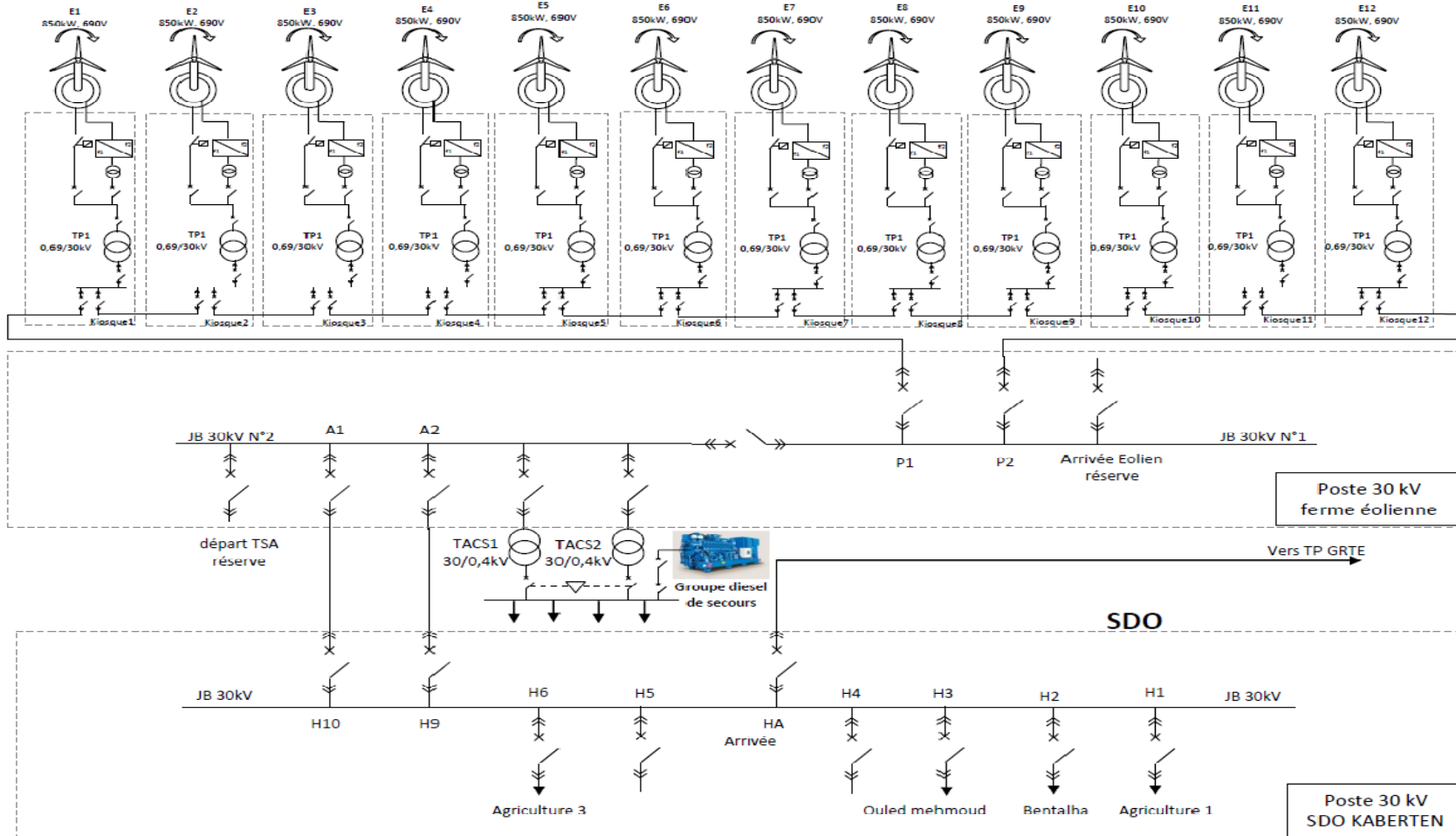


Le circuit principal de l'onduleur photovoltaïque deSG500MX

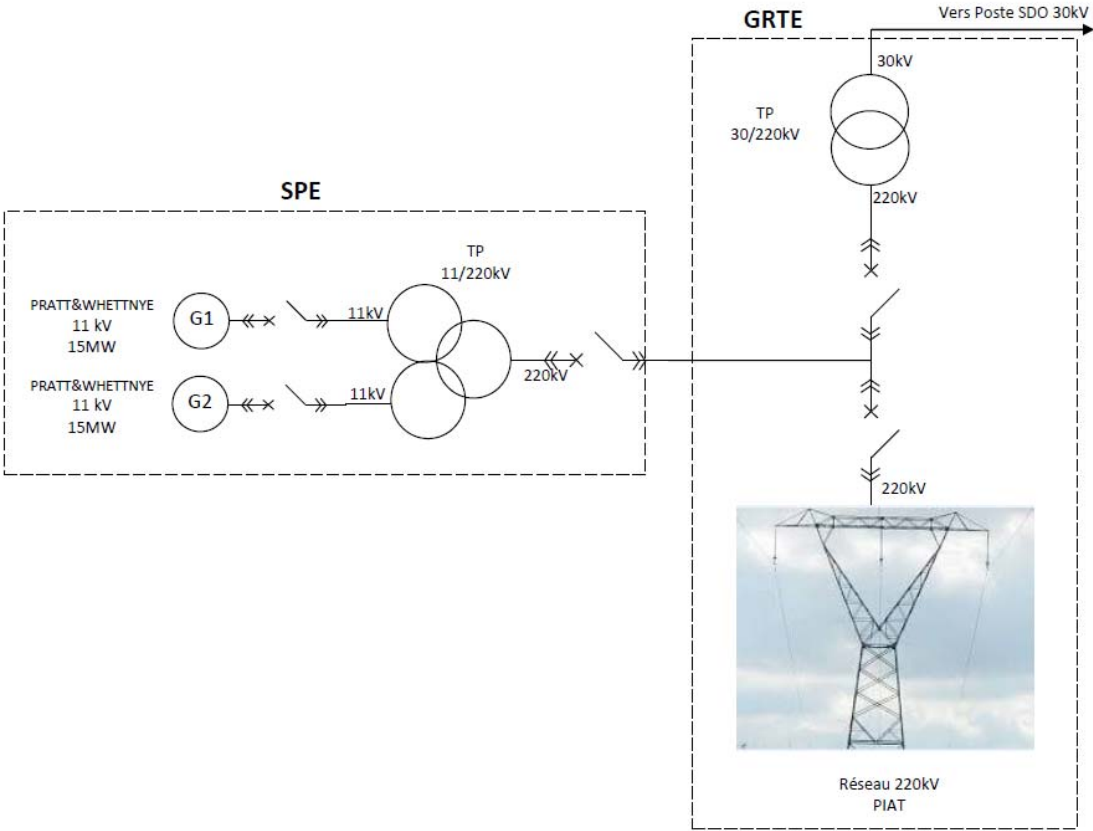


ANNEXE B

Ferme éolienne



Poste de transformation



ANNEXE C

ANNEXE C

Annexe C: Normes IEC et IEEE relatives à l'intégration des EnR.

Nomes	Fonction	Contenu
IEC 60905	Spécifications du produit	Appareils PHOTOVOLTAÏQUE
IEC 61194		Paramètres caractéristiques des systèmes photovoltaïques autonomes
IEC 61277		Systèmes PHOTOVOLTAÏQUE terrestres
IEC 61400		Conception d'éolienne
IEEE 1094		Conception et exploitation de parcs éoliens
IEEE 929		PHOTOVOLTAÏQUE solaire
IEC 61724	Données, diffusion, communication	Surveillance de la performance du système PHOTOVOLTAÏQUE - lignes directrices pour la mesure
IEC 61727		Systèmes PHOTOVOLTAÏQUE - caractéristiques de l'interface utilitaire
IEC 62257	Interconnexion	Micro-réseaux
IEC 62786		Interconnexion des ressources énergétiques distribuées avec le réseau (en cours de développement)
IEEE 1547		Interconnexion de ressources distribuées avec des systèmes d'énergie électrique

ANNEXE D

Résultats de l'écoulement de puissance

System Summary								
How many?		How much?		P (MW)	Q (MVar)			
Committed Gens	10	Generation (actual)		292.2	168.9			
Loads	8	Load		291.2	179.2			
Branches	26	Losses ($I^2 * Z$)		0.96	49.80			
1								
Minimum				Maximum				
Voltage Magnitude	0.959 p.u. @ bus 14			1.060 p.u. @ bus 21				
Voltage Angle	-9.21 deg @ bus 16			4.25 deg @ bus 23				
P Losses ($I^2 * R$)	-			0.50 MW @ line 5-3				
Q Losses ($I^2 * X$)	-			12.36 MVar @ line 1-23				
Bus Data								
Bus #	Voltage		Generation		Load			
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	AIN SALAH	SLF	0.979	-7.680	-	-	-	-
2	TIMIMOUNE	C PIC	1.036	-0.814	-	-	-	-
3	REGGANE	PIC	0.981	-6.775	-	-	-	-
4	AOULEF	SELF 1	0.980	-7.827	-	-	-	-
5	ZAQUIET	K PIC	1.004	-4.792	-	-	-	-
6	KABERTANE	PIC2	1.030	-1.654	-	-	-	-
7	ADRAR	220	1.020	-3.247	-	-	-	-
8	TIMIMOUNE	SLF	1.036	-0.910	-	-	-	-
9	ADRAR	POSTE	1.033	-2.432	-	-	-	-
10	ADRAR	CM	0.978	-6.868	-	-	63.00	39.20
11	TIMIMOUNE		1.014	-2.820	-	-	35.00	21.00
12	ZAQUIET	KOUNTA	1.003	-4.104	-	-	36.40	22.40
13	AOULEF		0.965	-9.185	-	-	22.40	14.00
14	REGGANE		0.959	-8.823	-	-	33.60	21.00
15	ADRAR		1.036	-2.126	-	-	33.60	21.00
16	AIN SALAH		0.962	-9.213	-	-	50.40	30.80
17	KABERTANE		1.030	-1.938	-	-	16.80	9.80
18	ADRAR	T	1.060	-0.862	15.00	14.44	-	-
19	ADRAR	T	1.060	0.000*	40.76	25.90	-	-
20	ADRAR	T	1.060	-0.671	27.90	25.50	-	-
21	TIMIMOUNE	TG1	1.060	3.781	44.00	14.35	-	-
22	ZAQUIET	KTG	1.050	1.182	48.50	26.97	-	-
23	AIN SALAH	TG1	1.050	4.248	53.10	24.25	-	-
24	KABERTANE	TG1	1.050	3.014	44.00	12.43	-	-
25	ADRAR	EOL	1.050	-1.463	6.30	7.24	-	-
26	KABERTANE	EOL	1.050	-1.270	6.30	10.56	-	-
27	TIMIMOUNE	EOL	1.050	-0.151	6.30	7.25	-	-
Total:			292.16	168.90	291.20	179.20		

ANNEXE D

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)	
							P (MW)	Q (MVar)
1	4	1	-2.70	1.52	2.70	-1.64	0.001	0.01
2	3	4	19.78	-2.70	-19.70	2.93	0.077	0.36
3	5	3	53.88	22.22	-53.38	-20.01	0.502	2.34
4	2	6	15.30	5.80	-15.28	-5.68	0.012	0.26
5	8	2	-35.00	-11.90	35.00	11.82	0.003	0.07
6	6	7	48.78	14.76	-48.71	-13.41	0.071	1.49
7	7	5	42.07	14.52	-41.78	-13.30	0.289	1.35
8	7	9	-15.00	-13.28	15.00	13.67	0.000	0.39
9	3	14	33.60	22.71	-33.60	-21.00	0.000	1.71
10	1	16	50.40	32.68	-50.40	-30.80	-0.000	1.88
11	5	12	-12.10	1.16	12.10	-1.01	0.000	0.15
12	6	17	10.50	-0.43	-10.50	0.49	0.000	0.05
13	7	15	-41.36	-32.78	41.36	34.12	0.000	1.34
14	4	13	22.40	14.75	-22.40	-14.00	0.000	0.75
15	7	10	63.00	44.96	-63.00	-39.20	-0.000	5.76
16	8	11	35.00	22.62	-35.00	-21.00	0.000	1.62
17	9	18	-15.00	-13.67	15.00	14.44	-0.000	0.77
18	15	19	-40.76	-23.82	40.76	25.90	0.000	2.08
19	15	20	-27.90	-24.23	27.90	25.50	0.000	1.27
20	2	21	-44.00	-10.54	44.00	14.35	0.000	3.81
21	12	22	-48.50	-21.39	48.50	26.97	0.000	5.59
22	1	23	-53.10	-11.89	53.10	24.25	-0.000	12.36
23	6	24	-44.00	-8.64	44.00	12.43	0.000	3.79
24	15	25	-6.30	-7.07	6.30	7.24	0.000	0.17
25	17	26	-6.30	-10.29	6.30	10.56	0.000	0.27
26	2	27	-6.30	-7.09	6.30	7.25	0.000	0.17
Total:							0.956	49.80