



# THÈSE DE DOCTORAT



UNIVERSITÉ DES ANTILLES

Faculté des Sciences Exactes et Naturelles

*ED 589 - Milieu insulaire tropical à risques :  
Protection, Valorisation, Santé et Développement*

Spécialité : Physique

Présentée et soutenue publiquement le 15/12/2020 par :

**Paul CHARLES**

---

## Intégration des sources d'énergie renouvelable dans un réseau insulaire fragile : application au réseau de Port-au-Prince

---

Sous la direction de :

M. Ted SOUBDHAN, Professeur, Encadrant  
M. Fateh MEHAZZEM, MCF, Co-Encadrant

Devant le jury composé de :

---

M. Laurent LINGUET,	Professeur, Univ. de Guyane,	Pdt, Rapporteur
M. Abdelmalek KHAZZAR,	Professeur, Univ. des Frères Montouri, Constantine,	Rapporteur
Mme Maïna ANDRÉ,	MCF, Univ. des Antilles,	Examinatrice
M. Housseem BOUCHEKARA,	Professeur, Univ. de Hafr Al Batin, Arabie Saoudite	Examinateur
M. Ted SOUBDHAN,	Professeur, Univ. des Antilles,	Encadrant
M. Fateh MEHAZZEM,	MCF, Univ. des Antilles,	Co-Encadrant
M. Nicolas Darius ALLIEN,	Spécialiste Énergie Sr, Cellule Énergie-MTPTC/Haïti,	Invité
M. Frédéric VERDOL,	Resp. Prog. Énergie Banque Mondiale,	Invité



# Remerciements

Confie-toi en l'Éternel de tout ton cœur, et ne t'appuie pas sur ta sagesse; reconnais-le dans toutes tes voies, et il aplanira tes sentiers, Proverbes 3 : 5-6. Je tiens à remercier le grand architecte de l'univers de m'avoir donné de la sagesse et de la patience pour terminer ma thèse.

Ce travail de recherche a été réalisé au sein du groupe Énergies du Laboratoire de Recherches en Géosciences et Énergies (LaRGE) de l'Université des Antilles dans le cadre du Projet de Reconstruction de l'Infrastructure Électrique et d'Expansion de l'Accès à l'Énergie en Haïti financé le Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications via la Banque Mondiale.

Je profite de ces quelques lignes pour adresser mes remerciements à toutes les personnes qui m'ont aidé, soutenu, accompagné et encouragé tout au long de cette thèse, et en particulier toutes celles que j'aurais peut-être oublié de citer ci-dessous.

Je tiens tout d'abord à remercier le professeur Ted Soubdhan, mon directeur de thèse, pour la confiance qu'il m'avait accordée en acceptant de diriger cette thèse. Merci pour vos précieux conseils et remarques constructives qui m'ont permis de bien mener ce travail!

J'exprime une grande gratitude envers M. Fateh Mehazzem, mon co-encadrant, d'avoir été si disponible et réactif à mes emails et mes messages. Vos conseils scientifiques, vos qualités pédagogiques et les fructueux échanges que nous avons eus m'ont beaucoup aidé à progresser et me seront utiles tant sur la plan scientifique que sur le plan humain. Merci encore pour vos weekends et jours fériés partagés avec moi!

Mes vifs remerciements vont au professeur Laurent Linguet de l'Université de Guyane d'avoir accepté de rapporter ces travaux de thèse et de présider également le jury. Je remercie également le professeur Abdelmalek Khezzar de l'Université des Frères Mentouri de Constantine de m'avoir fait l'honneur de rapporter ces travaux de thèse. Je remercie le professeur Housseem Bouchekara, de l'Université de Hafr Al Batin de l'Arabie Saoudite, d'avoir accepté de participer au jury en tant qu'examinateur et également d'avoir partagé avec moi des remarques expertes et avisées sur les problèmes d'optimisation de l'écoulement de puissance dans le cadre des réseaux électriques. Je remercie Mme Maïna André, Maître de Conférences de l'Université des Antilles, pour sa participation au jury en tant qu'examinatrice et pour les remarques pertinentes et constructives qu'elle m'a faites durant la finalisation du manuscrit de thèse.

Je souhaite remercier chaleureusement M. Frédéric Verdol, Responsable de Programme Énergie- Banque Mondiale, d'avoir accepté l'invitation de participer au jury de thèse et également pour l'intérêt qu'il a accordé au projet de thèse en donnant son accord pour le financement de ces travaux de recherches. Mille mercis pour tout votre support!

J'exprime ma profonde reconnaissance à M. Nicolas Darius Allien, Spécialiste Énergie sénior à la Célule Énergie d'avoir accepté l'invitation de participer au jury et également de m'avoir

---

beaucoup aidé dans l'acquisition de certaines données permettant d'aboutir à ces travaux de thèse.

Je remercie les professeurs Narcisse Zahibo et Rudy Calif respectivement ancien et actuel directeurs du laboratoire LaRGE de m'avoir accueilli au sein du laboratoire. J'en suis reconnaissant. Je remercie par ailleurs, toute l'équipe du département de Physique qui m'a accordé son soutien durant mon passage.

Je remercie toute l'équipe de la Cellule Énergie du MTPTC qui m'a accueilli dans une ambiance familiale lors de mon passage. Je garderai en mémoire les bons moments passés ensemble.....

Je remercie également l'ensemble des personnes que j'ai côtoyées au bureau de l'Unité de Coordination de Projet, au bureau central de l'EDH et aux Centrales électriques de Carrefour et de Péligre pour le partage de quelques données du réseau qui me permettent de terminer ce travail de recherche.

Je tiens à remercier le Coordonnateur de l'Unité Hydro Météorologique d'Haïti, Ingénieur Marcelin Esterlin, pour sa contribution dans l'acquisition des données météorologiques de la région métropolitaine de Port-au-Prince.

Je veux remercier le Révérend Père Pierre Chéry de la Congrégation du Saint Esprit de la Guadeloupe pour ses conseils et supports durant le déroulement de ma thèse.

J'adresse mes remerciements à tous mes collègues doctorants qui avaient partagé le même bureau que moi, Anel P. Nelson et Guarry Montrose ainsi que Romual Chéry, Olguine Yacinthe, Emmanuel Biabiany et Walguen Oscar qui m'ont apporté leur soutien quand j'en avais vraiment besoin. Je remercie d'une façon générale tous les doctorants haïtiens de l'UA pour les bons moments passés ensemble et leur support moral.

Je tiens à remercier mes collègues et associés de l'Institution Mixte Pradel Pompilus des Gonaïves pour leur support et leur compréhension durant mon absence au sein de ladite institution. Je veux témoigner ma gratitude au staff de direction du Lycée du Bicentenaire des Gonaïves de m'avoir supporté durant le déroulement de ma thèse. Merci à vous M. Jean Tercius Victor, M. Sadrack Charles et Jerry Legros pour cette marque d'attention !

Je ne saurais pas terminer sans remercier la grande famille de l'Église de Dieu de la Prophétie des Abymes pour leur prière, conseil et soutien de toute forme qui m'ont permis de terminer cette thèse. Merci encore aux bien aimés frères Jean-Renel Sainpris, Gérald Pauléus, Dieupuisseance Pauléus, Rony Luma et Liné Madéus qui m'ont donné leur support durant le déroulement de ma thèse !

Enfin, je tiens à remercier toute ma famille et mes parents pour leur soutien inconditionnel. A toi Alourdes D. Charles, mon épouse et femme de courage, je te remercie pour les mots de réconfort durant les moments de stress. Je dédie ce modeste travail à mes enfants Paulson, Lourdelie et Éphraïm.

Que les oubliés me pardonnent !

---

# Intégration des sources d'énergie renouvelable dans un réseau insulaire fragile : application au réseau de Port-au-Prince.

## Résumé

Haïti est un pays de la caraïbe faisant partie des grandes Antilles. Le pays dépend de l'importation des produits pétroliers, car son mix énergétique est constitué de 85% de génération à base de diesel et de fioul lourd et de 15% d'hydroélectricité. Cependant, de par de sa position géographique, le pays possède un fort potentiel d'énergie renouvelable (un ensoleillement de 5-7 kWh/m<sup>2</sup>/jour et un vent ayant une vitesse moyenne annuelle de 6.2 m/s à 80 m de hauteur). Tout ceci crée un contexte pouvant favoriser le développement et l'intégration des énergies solaires et éoliennes dans le réseau classique de l'Électricité D'Haïti (EDH). Ce qui favorise du même coup la transition énergétique en Haïti.

L'intégration de nouvelles sources de production renouvelable sur le réseau de l'EDH est freinée d'une part, par son morcellement ; et d'autre part, par la non normalisation du réseau, sa fragilité et la vétusté des infrastructures électriques. Au regard de ce constat, l'intégration des sources d'énergie renouvelable y devient alors très contraignante. C'est dans ce contexte qu'Haïti a bénéficié au cours des dix dernières années l'appui de plusieurs bailleurs de fonds internationaux, dont la Banque Mondiale, dans l'objectif d'apporter une amélioration au secteur énergétique haïtien. Par exemple, l'État haïtien a initié les projets PRELEN, SREP et CTFet la Banque Mondiale en a assuré leur financement. Ces projets prévoient la modernisation et l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables dans le réseau de l'EDH, ainsi que l'accessibilité de l'énergie à tous. Mes travaux de recherches s'inscrivent d'abord dans le projet PRELEN, puis poursuivi dans le projet SREP.

L'objectif de cette thèse est par conséquent, de proposer des solutions afin de remédier aux inconvénients de la génération centralisée d'électricité au niveau du réseau électrique de Port-au-Prince. Ces solutions consistent à résoudre les problèmes d'optimisation liés à l'intégration des énergies renouvelables dans ce réseau et également dans le réseau classique IEEE-30. Pour ce faire, une première partie est consacrée à un problème d'optimisation des flux de puissance (OPF) dans le cas d'un réseau électrique classique, puis en présence des sources d'énergie renouvelable (OPF-DG) d'origines solaires et éoliens. Sa résolution a été implémentée sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince en utilisant une méthode mathématique du point intérieur (IPM) et des méthodes métaheuristiques telles que les algorithmes génétiques (GA) et les essaims particulaires (PSO). Les résultats de simulation ont montré l'efficacité des méthodes IPM et PSO pour ce deuxième problème. Une deuxième partie est consacrée à l'optimisation de la production d'électricité à base des sources solaires et éoliennes afin d'en extraire le maximum de puissance quelle que soit la variation de l'ensoleillement et de la vitesse du vent. Des contrôleurs pour la recherche du point de puissance maximum (MPPT) ont été proposés. Ils sont basés sur la technique classique Perturb and Observe (P&O) et la technique non linéaire du Backstepping. Cette dernière a montré son efficacité en termes de précision, rapidité et robustesse.

Dans le cadre de la problématique principale de cette thèse qui consiste à intégrer des sources d'énergie renouvelable dans un réseau, nous avons fait une hypothèse d'intégration de 10.5%. Ce seuil bas a été considéré d'une part, dans le but de préserver la stabilité du réseau et de maintenir le niveau de sécurité dans la limite admissible, et d'autre part, du fait que nous

---

avons pas pris en compte les réglages de tension et de fréquence des sources d'énergie renouvelable intermittentes. Ce seuil utilisé n'est pas une limite d'intégration de nouvelles sources de production renouvelable en Haïti. D'autres travaux de recherche pourront traiter le seuil haut d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau de l'EDH.

**Mots-clés** : *OPF, OPF-DG, Réseau Électrique de Port-au-Prince, IEEE-30, Sources PV, Sources éoliennes, IPM, GA, PSO, MPPT, PÉO et Backstepping.*

---

# Integration of renewable energy sources in a fragile island network : application to the Port-au-Prince network.

## Abstract

Haiti is a Caribbean country and part of the Greater Antilles. The country depends on imported petroleum products, as its energy mix is made up of 85% diesel and heavy fuel oil based generation and 15% hydroelectricity. However, due to its geographical position, the country has a strong potential for renewable energy (solar radiation of 5-7 kWh/m<sup>2</sup>/day and an average annual wind speed of 6.2 m/s at 80 m height). All this creates a context that can promote the development and integration of solar and wind energies into the conventional grid of Electricity of Haïti (EDH). This also promotes the energy transition in Haiti.

The integration of new renewable energy sources on the EDH network is hampered on the one hand by its fragmentation ; and on the other hand, by the non-standardization of the network, its fragility and the obsolescence of the electrical infrastructures. In view of this observation, the integration of renewable energy sources becomes very restrictive. It is in this context that Haiti has benefited over the past ten years from the support of several international donors, including the World Bank, with the objective of improving the Haitian energy sector. For example, the Haitian government initiated the PRELEN, SREP, and CTF projects and the World Bank provided financing for them. These projects provide for the modernization and large-scale integration of renewable energy into the EDH network, as well as the accessibility of energy to all. My research work is first part of the PRELEN project, then continued in the SREP project.

The objective of this thesis is therefore, to propose solutions to remedy the disadvantages of centralized power generation at the level of the electrical network of Port-au-Prince. These solutions consist in solving the optimization problems related to the integration of renewable energies in this network and also in the traditional IEEE-30 network. To do this, a first part is devoted to an optimal power flow (OPF) problem of the generation cost in the case of classic electrical network, then in the presence of renewable energy sources (OPF-DG) from solar and wind. Its resolution has been implemented on the classical IEEE-30 and Port-au-Prince networks using mathematical IPM and metaheuristic methods such as Genetic Algorithms (GA) and Particle Swarms Optimization (PSO). Simulation results showed the efficiency of IPM and PSO methods for this second problem. The second part is devoted to optimizing the production of electricity from solar and wind sources in order to extract the maximum power whatever the variation of the sunshine and the wind speed. This problem was treated using the Perturb and Observe (P&O) and Backstepping methods. The latter has shown its efficiency in terms of precision, speed and robustness.

In the context of the main problem of this thesis, which consists in integrating renewable energy sources into a network, we have made an integration assumption of 10.5%. This low threshold was considered on the one hand, in order to preserve the stability of the network and to maintain the security level within the admissible limit, and on the other hand, because we did not take into account the voltage and frequency settings of intermittent renewable energy sources. This threshold used is not a limit for the integration of new renewable generation sources in Haiti. Further research may address the high threshold for integration of renewables into the EDH Electrical Network.

**Keywords :** *OPF, OPF-DG, Electrical Network of Port-au-Prince, IEEE-30, PV sources,*

---

*Wind sources, IPM, GA, PSO, MPPT, P&O and Backstepping.*

# Table des matières

<b>Remerciements</b>	<b>i</b>
<b>Résumé</b>	<b>iii</b>
<b>Liste des Publications associées à cette thèse</b>	<b>xii</b>
<b>Table des figures</b>	<b>xv</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>xvi</b>
<b>Liste des Acronymes</b>	<b>xvii</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>1 Contexte et Problématique</b>	<b>4</b>
1.1 Introduction . . . . .	4
1.2 Potentiel des sources d'énergie renouvelable en Haïti . . . . .	4
1.2.1 Les sources d'énergie non renouvelable . . . . .	5
1.2.2 Les sources d'énergie renouvelable (SEnR) . . . . .	5
1.2.2.1 Énergie hydraulique . . . . .	5
1.2.2.2 Énergie solaire . . . . .	7
1.2.2.3 Énergie éolienne . . . . .	8
1.2.2.4 Énergie de biomasse . . . . .	10
1.3 Utilisation d'un système de production d'électricité renouvelable . . . . .	11
1.3.1 Systèmes autonomes . . . . .	11
1.3.2 Systèmes connectés au Réseau . . . . .	13
1.4 Système de production PV . . . . .	15
1.4.1 Cellule photovoltaïque . . . . .	15
1.4.2 Modèle mathématique d'une cellule PV . . . . .	16
1.4.3 Module PV et ses paramètres externes . . . . .	17
1.4.3.1 Courant de court-circuit et Tension de circuit ouvert . . . . .	17
1.4.3.2 Facteur de forme . . . . .	18
1.4.3.3 Rendement . . . . .	18
1.4.4 Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur PV . . . . .	19
1.5 Système de production éolien . . . . .	20
1.5.1 Conversion aérodynamique . . . . .	21
1.5.2 Les Machines Électriques . . . . .	21
1.5.2.1 Machine synchrone (MS) . . . . .	22
1.5.2.2 Machine asynchrone (MAS) . . . . .	23
1.6 Le Réseau de l'Électricité d'Haïti (EDH) . . . . .	24
1.6.1 Historicité . . . . .	24

1.6.2	Caractéristiques . . . . .	25
1.7	Objectifs de thèse . . . . .	27
1.8	Conclusion . . . . .	27
<b>2</b>	<b>Optimisation de l'écoulement de Puissance dans un Réseau Électrique</b>	<b>28</b>
2.1	Introduction . . . . .	28
2.2	Généralités sur les réseaux électriques (RE) . . . . .	29
2.2.1	Structure des réseaux électriques . . . . .	29
2.2.1.1	La Production . . . . .	30
2.2.1.2	Le Réseau de Transport (RT) et le Réseau de Répartition (RR)	30
2.2.1.3	Le Réseau de Distribution (RD) . . . . .	30
2.2.1.4	La Consommation . . . . .	31
2.2.2	La Gestion des Réseaux Électriques (RE) . . . . .	31
2.2.2.1	Le réglage de fréquence . . . . .	31
2.2.2.2	Le réglage de tension . . . . .	32
2.2.3	Le plan de protection . . . . .	33
2.3	Modélisation des éléments d'un réseau électrique . . . . .	33
2.3.1	Modélisation d'un générateur électrique . . . . .	33
2.3.2	Modélisation des lignes de transmission électrique . . . . .	34
2.3.3	Modélisation des charges électriques . . . . .	34
2.3.4	Modélisation des éléments shunt électriques . . . . .	35
2.3.5	Modélisation d'un transformateur électrique . . . . .	36
2.4	Écoulement de puissance dans un réseau électrique . . . . .	37
2.4.1	Classification des jeux de barres . . . . .	37
2.4.1.1	Jeu de barres de référence . . . . .	37
2.4.1.2	Jeux de barres de contrôle . . . . .	37
2.4.1.3	Jeux de barres de charges . . . . .	37
2.4.2	Classification des variables de l'Écoulement de Puissance . . . . .	38
2.4.2.1	Variables de contrôle . . . . .	38
2.4.2.2	Variables d'état . . . . .	38
2.4.2.3	Variables de perturbation . . . . .	38
2.4.3	Équations d'écoulement de puissance . . . . .	38
2.4.4	Méthodes de résolution des équations d'écoulement de puissance . . . . .	39
2.4.4.1	Méthode Newton-Raphson . . . . .	39
2.4.4.2	Méthode Gauss-Seidel . . . . .	39
2.5	Optimisation de l'Écoulement de Puissance (OPF) dans le cadre d'un réseau électrique . . . . .	40
2.5.1	Formulation générale d'un problème d'optimisation d'écoulement de puissance . . . . .	41
2.5.1.1	Variables de contrôle . . . . .	41
2.5.1.2	Variables d'état . . . . .	41
2.5.2	Méthodes d'optimisation . . . . .	41
2.5.2.1	Méthodes conventionnelles . . . . .	41
2.5.2.2	Méthodes métaheuristiques . . . . .	42
2.6	Application des méthodes conventionnelles et métaheuristiques au problème d'OPF	43
2.6.1	Méthode du Point Intérieur (IPM) . . . . .	43
2.6.2	Optimisation à Essaim de Particules (PSO) . . . . .	45
2.6.2.1	Description Générale de l'algorithme PSO . . . . .	45
2.6.2.2	Critère d'arrêt . . . . .	46
2.6.2.3	Étapes de l'algorithme PSO . . . . .	46

2.6.3	Optimisation par les Algorithmes Génétiques (GA) . . . . .	47
2.6.3.1	Les opérateurs utilisés par les GA . . . . .	47
2.6.4	Formulation du problème d'OPF . . . . .	49
2.6.4.1	Fonction objective . . . . .	49
2.6.4.2	Contraintes . . . . .	49
2.6.5	Étude de cas . . . . .	50
2.6.5.1	Cas 1 : Réseau électrique classique IEEE-30 . . . . .	50
2.6.5.2	Cas 2 : Réseau électrique de Port-au-Prince . . . . .	52
2.7	Résultats et Discussions . . . . .	53
2.7.1	Réseau électrique classique IEEE-30 . . . . .	53
2.7.1.1	Méthode PSO . . . . .	53
2.7.1.2	Méthode des GA . . . . .	54
2.7.1.3	Méthode IPM . . . . .	55
2.7.2	Réseau électrique de Port-au-Prince . . . . .	58
2.7.2.1	Méthode PSO . . . . .	58
2.7.2.2	Méthode des GA . . . . .	58
2.7.2.3	Méthode IPM . . . . .	59
2.8	Conclusion . . . . .	61
<b>3</b>	<b>Modélisation et Optimisation d'un système de production d'énergie PV</b>	<b>63</b>
3.1	Introduction . . . . .	63
3.2	Systèmes PV . . . . .	64
3.3	Configuration matérielle du SPV proposé . . . . .	64
3.3.1	Structure globale du système . . . . .	64
3.3.2	Générateur PV . . . . .	65
3.3.3	Convertisseur DC/DC . . . . .	66
3.3.4	Charge résistive . . . . .	67
3.4	Configuration logicielle du SPV proposé . . . . .	67
3.4.1	Technique MPPT à base de P & O . . . . .	67
3.4.2	Technique MPPT à base du Backstepping . . . . .	69
3.5	Résultats et Discussions . . . . .	72
3.6	Conclusion . . . . .	76
<b>4</b>	<b>Modélisation et Optimisation d'un Système de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)</b>	<b>77</b>
4.1	Introduction . . . . .	77
4.2	Système de Production d'énergie éolienne . . . . .	78
4.3	Configuration matérielle du Systèmes de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)	78
4.3.1	Structure globale du système . . . . .	78
4.3.2	Générateur Éolien (GE) . . . . .	79
4.3.2.1	Conversion de l'énergie aérodynamique en énergie électrique . .	79
4.3.2.2	Modélisation des Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) . . . . .	80
4.3.3	Pont de redresseur à diodes triphasé . . . . .	83
4.3.4	Convertisseur DC/DC . . . . .	83
4.3.5	Charge résistive . . . . .	84
4.4	Configuration logicielle du SPEE proposé . . . . .	85
4.4.1	Technique MPPT à base de P & O . . . . .	85
4.4.2	Technique MPPT à base du Backstepping . . . . .	86
4.5	Méthodes MPPT et Variabilité de la tension et de la fréquence . . . . .	88

4.5.1	Creux de tension . . . . .	89
4.5.2	Variation de fréquence . . . . .	89
4.6	Résultats et Discussions . . . . .	89
4.7	Conclusion . . . . .	94
<b>5</b>	<b>Intégration des Sources d'Énergie Renouvelable (SEnR) dans un Réseau Électrique Insulaire (REI)</b>	<b>95</b>
5.1	Introduction . . . . .	95
5.2	Principales caractéristiques d'un Réseau Electrique Insulaire (REI) . . . . .	96
5.2.1	Dans le contexte général . . . . .	96
5.2.2	Dans le contexte du RE de la région métropolitaine de Port-au-Prince . . . . .	97
5.3	Production décentralisée . . . . .	98
5.3.1	Sources d'énergie non renouvelable . . . . .	99
5.3.1.1	Énergies fossiles . . . . .	99
5.3.1.2	Énergies nucléaires . . . . .	99
5.3.1.3	Énergie d'hydrogène . . . . .	99
5.3.2	Sources d'énergie renouvelable . . . . .	99
5.3.3	Classification des DG en fonction du type de puissance délivrée . . . . .	99
5.4	Intégration de la Production Décentralisée (DG) renouvelable dans un réseau électrique . . . . .	100
5.4.1	Impacts de la Production décentralisée renouvelable sur le réseau de distribution . . . . .	101
5.4.1.1	Sur le transit de puissance . . . . .	101
5.4.1.2	Sur le plan de protection . . . . .	102
5.4.1.3	Sur le profil de tension . . . . .	102
5.4.1.4	Sur l'observabilité de la production et contrôlabilité du système . . . . .	103
5.4.1.5	Sur la continuité et la qualité de service . . . . .	103
5.4.2	Taux de pénétration . . . . .	103
5.4.3	Solutions envisagées . . . . .	104
5.4.3.1	Solution spatiale . . . . .	104
5.4.3.2	Solution temporelle . . . . .	104
5.4.3.3	Solution modale . . . . .	104
5.5	Optimisation de l'Écoulement de Puissance de Production Décentralisée (OPF-DG) renouvelable dans le cadre d'un Réseau Électrique . . . . .	104
5.5.1	Formulation d'un problème d'OPF-DG . . . . .	105
5.5.1.1	Fonction objective . . . . .	105
5.5.1.2	Contraintes . . . . .	105
5.5.2	Méthodes d'optimisation . . . . .	105
5.6	Résultats et discussions . . . . .	106
5.6.1	Profils de consommation . . . . .	106
5.6.1.1	Réseau classique IEEE-30 . . . . .	106
5.6.1.2	Réseau de Port-au-Prince . . . . .	106
5.6.2	Intégration de DG renouvelable sur le réseau IEEE-30 avec PSO . . . . .	107
5.6.2.1	DG de type 1 . . . . .	107
5.6.2.2	DG de type 3 . . . . .	108
5.6.2.3	DG de types 1 & 3 . . . . .	109
5.6.3	Intégration de DG renouvelable sur le réseau IEEE-30 avec IPM . . . . .	110
5.6.3.1	DG de type 1 . . . . .	110
5.6.3.2	DG de type 3 . . . . .	110
5.6.3.3	DG de types 1 & 3 . . . . .	111

## TABLE DES MATIÈRES

---

5.6.4	Intégration de DG renouvelable sur le réseau PAP avec PSO . . . . .	113
5.6.4.1	DG de type 1 . . . . .	113
5.6.4.2	DG de type 3 . . . . .	114
5.6.4.3	DG de types 1&3 . . . . .	115
5.6.5	Intégration de DG renouvelable sur le réseau PAP avec IPM . . . . .	116
5.6.5.1	DG de type 1 . . . . .	116
5.6.5.2	DG de type 3 . . . . .	117
5.6.5.3	DG de types 1&3 . . . . .	117
5.7	Conclusion . . . . .	119
<b>Conclusion générale et Perspectives</b>		<b>121</b>
<b>ANNEXES</b>		<b>124</b>
<b>Références Bibliographiques</b>		<b>127</b>

# Liste des publications associées à cette thèse

## Revue internationale avec comité de lecture

- Charles P., Mehazzem F. and Soubdhan T. , ” *Review on classical and metaheuristic techniques for Optimal Power Flow problems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier (soumis) ;
- Mehazzem F., Reama A., Charles P., and Soubdhan T. , ” *Integral Backstepping improvement VS Classical and Multi Scalar Backstepping Controllers for water IM-Pump fed by Backstepping MPPT PV Source based on Solar measurements in Tropical insular Region*”, IET Renewable Power Generation (accepté) ;

## Conférences nationales et internationales avec comité de lecture

### Conférences nationales

- Charles P. , Mehazzem F. and Soubdhan T., ” *Optimization of the power flow (OPF) for the metropolitan electrical network of the Port au Prince*”, Caribbean Science and Innovation Meeting, 19-22 October 2019, Guadeloupe, France

### Conférences internationales

- Charles P. , Mehazzem F. and Soubdhan T., ” *A review on optimal power flow problems : conventional and metaheuristic solutions*”, 2020 2nd Int. Conference on Smart Power & Internet Energy Systems (SPIES 2020), 15-18 september 2020, Bangkok, Thailand ;
- Charles P. , Mehazzem F. and Soubdhan T., ” *Comparative study between Interior Point and Particle Swarm methods for Optimal Renewable Distributed Generation Location*”, 2020 6th Int. Conference on Electric Power and Conversion Energy Systems (EPECS 2020), 5-7 october 2020, Istanbul, Turkey.

# Table des figures

1.1	<i>Répartition de l'énergie primaire en Haïti</i> . . . . .	5
1.2	<i>Carte du potentiel solaire en Haïti, source :3TIER</i> . . . . .	7
1.3	<i>Variabilité moyenne annuelle de la ressource solaire pour six sites</i> . . . . .	8
1.4	<i>Carte du potentiel éolien à 80 m, source : 3TIER</i> . . . . .	10
1.5	<i>Variation diurne de la vitesse moyenne du vent</i> . . . . .	10
1.6	<i>Structure d'un SPV autonome[8], [9]</i> . . . . .	12
1.7	<i>Quelques configurations d'un SPEE autonome avec l'utilisation a) de redresseur de commande, b) de redresseur à diodes et c) redresseur à diodes muni d'un convertisseur</i> . . . . .	12
1.8	<i>Structure d'un SPV connecté au réseau[8], [9]</i> . . . . .	13
1.9	<i>Quelques configurations d'un SPEE raccordé au réseau avec l'utilisation a) de redresseur de commande, b) de redresseur à diodes et c) redresseur à diodes muni d'un convertisseur</i> . . . . .	14
1.10	<i>Structure d'une cellule PV [14]</i> . . . . .	15
1.11	<i>Modèle idéale à une diode d'une cellule PV</i> . . . . .	16
1.12	<i>Générateur PV</i> . . . . .	17
1.13	<i>Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques I-V d'un GPV</i> . . . . .	19
1.14	<i>Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques P-V d'un GPV</i> . . . . .	19
1.15	<i>Principe de conversion d'un système de production éolien[2]</i> . . . . .	20
1.16	<i>Influence de la vitesse de rotation du rotor sur la puissance et le couple éolien</i> . . . . .	20
1.17	<i>Turbines éoliennes a) à axe vertical et b) à axe horizontal</i> . . . . .	21
1.18	<i>Schéma d'une MSAP</i> . . . . .	23
1.19	<i>Schéma d'une MAS triphasée</i> . . . . .	24
1.20	<i>Carte du réseau de l'EDH [25]</i> . . . . .	26
2.1	<i>Architecture d'un réseau électrique traditionnel</i> . . . . .	29
2.2	<i>Normalisation des différents niveaux de tension en France [39, 40]</i> . . . . .	31
2.3	<i>Modèle d'un générateur</i> . . . . .	33
2.4	<i>Modèle d'une ligne de transport</i> . . . . .	34
2.5	<i>Modèle d'une charge électrique</i> . . . . .	35
2.6	<i>Modèle d'un élément shunt électrique</i> . . . . .	36
2.7	<i>Modèle d'un transformateur électrique</i> . . . . .	36
2.8	<i>Topologie d'un réseau électrique de 4 jeux de barres</i> . . . . .	38
2.9	<i>Différentes configurations d'un problème d'optimisation</i> . . . . .	40
2.10	<i>Organigramme de la méthode du point intérieur</i> . . . . .	44
2.11	<i>Schéma de principe du déplacement d'une particule [45]</i> . . . . .	45
2.12	<i>Organigramme de l'optimisation à essaim particulaire</i> . . . . .	47
2.13	<i>Organigramme de GA classique</i> . . . . .	48

2.14	<i>Schéma unifilaire du réseau IEEE-30</i>	51
2.15	<i>Schéma unifilaire du réseau de Port-au-Prince modifié</i>	52
2.16	<i>Courbe du profil de tension à base de PSO pour le réseau IEEE-30</i>	53
2.17	<i>Courbe de variation du coût à base de PSO pour le réseau IEEE-30</i>	53
2.18	<i>Courbe du profil de tension à base GA pour le réseau IEEE-30</i>	54
2.19	<i>Courbe de variation du coût à base de GA pour le réseau IEEE-30</i>	54
2.20	<i>Profil de tension à base IPM pour le réseau IEEE-30</i>	55
2.21	<i>Courbe du coût de génération à base de PSO et GA pour le réseau IEEE-30</i>	56
2.22	<i>Profil de tension à base des trois méthodes pour le réseau IEEE-30</i>	57
2.23	<i>Courbe du profil de tension à base de PSO pour le réseau de PAP</i>	58
2.24	<i>Courbe de variation du coût à base de PSO pour le réseau de PAP</i>	58
2.25	<i>Courbe du profil de tension à base GA pour le réseau PAP</i>	59
2.26	<i>Courbe de variation du coût à base de GA pour le réseau PAP</i>	59
2.27	<i>Profil de tension pour le réseau PAP</i>	59
2.28	<i>Courbe du coût de génération à base des méthodes PSO et GA pour le réseau de PAP</i>	61
2.29	<i>Profil de tension à base des trois méthodes pour le réseau de PAP</i>	61
3.1	<i>Constitution d'un système photovoltaïque</i>	64
3.2	<i>Structure d'un système photovoltaïque muni d'une commande MPPT</i>	65
3.3	<i>Courbes caractéristiques : a) <math>I(V)</math> et b) <math>P(V)</math> du GPV</i>	65
3.4	<i>Schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost</i>	66
3.5	<i>Schéma de principe de la méthode P&amp;O classique appliquée à un SPV [77]</i>	68
3.6	<i>Organigramme de la méthode P&amp;O classique</i>	68
3.7	<i>Organigramme de la technique MPPT par Backstepping</i>	70
3.8	<i>Profil de l'ensoleillement du site de Sonapi</i>	72
3.9	<i>Schéma de simulation Simulink du SPV</i>	73
3.10	<i>Courbes représentatives de performances de l'intensité du courant à base de P&amp;O et BS</i>	73
3.11	<i>Courbes représentatives de performances de la tension à base de P&amp;O et BS</i>	74
3.12	<i>Courbes représentatives des performances dynamiques de la puissance à base de P&amp;O et BS</i>	75
4.1	<i>Constitution d'un système de production d'énergie éolienne</i>	78
4.2	<i>Structure d'un SPEE muni d'une commande MPPT</i>	79
4.3	<i>Schéma du modèle de la MS dans le repère de Park</i>	82
4.4	<i>Schéma d'un pont de redresseur à diodes triphasé</i>	83
4.5	<i>Schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost</i>	84
4.6	<i>Schéma de principe de la méthode P&amp;O classique appliquée à système éolien</i>	86
4.7	<i>Organigramme de la technique MPPT par Backstepping</i>	86
4.8	<i>Profil de la vitesse de vent</i>	90
4.9	<i>Schéma de simulation du système éolien sous Simulink</i>	90
4.10	<i>Courbes caractéristiques de la puissance mécanique du GE</i>	91
4.11	<i>Vitesse de rotation du GE</i>	91
4.12	<i>Courbes représentatives des performances de la puissance du GE à base de P&amp;O</i>	92
4.13	<i>Courbes représentatives des performances de la puissance du GE à base du BS</i>	93
5.1	<i>Topologie du réseau de transport de la région métropolitaine de Port-au-Prince</i>	97
5.2	<i>Architecture d'un réseau électrique avec intégration d'EnR</i>	101
5.3	<i>Transit de puissance en présence de DG</i>	102
5.4	<i>Avantages et inconvénients des DG sur le profil de tension</i>	103

5.5	<i>Courbe de charge au cours d'une journée pour le réseau IEEE-30</i>	106
5.6	<i>Courbe de charges au cours d'une journée pour le réseau PAP</i>	106
5.7	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	107
5.8	<i>Courbe du coût de génération pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	107
5.9	<i>Courbes du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	108
5.10	<i>Courbes du coût de génération pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	108
5.11	<i>Courbes du profil de tension pour la DG de type hybride sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	109
5.12	<i>Courbes du coût de génération pour la DG de type hybride sur le réseau IEEE-30 à base de PSO</i>	109
5.13	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM</i>	110
5.14	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM</i>	110
5.15	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de types 1&amp;3 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM</i>	111
5.16	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO</i>	113
5.17	<i>Courbe du coût de génération pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO</i>	114
5.18	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de PSO</i>	114
5.19	<i>Courbe du coût de génération pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de PSO</i>	115
5.20	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de types 1&amp;3 sur le réseau PAP à base de PSO</i>	115
5.21	<i>Courbe du coût de génération pour la DG de type hybride sur le réseau PAP à base de PSO</i>	116
5.22	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de IPM</i>	116
5.23	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de IPM</i>	117
5.24	<i>Courbe du profil de tension pour la DG de type 1&amp;3 sur le réseau PAP à base de IPM</i>	118

# Liste des tableaux

1.1	<i>Capacité de production hydraulique installée en Haïti</i>	6
1.2	<i>Potentiel de production hydraulique exploitable en Haïti, source : 3TIER</i>	6
1.3	<i>Radiation solaire horizontale globale moyenne</i>	8
1.4	<i>Vitesse moyenne de la vitesse du vent, source :3TIER</i>	9
1.5	<i>Répartition des fournisseurs d'énergie en Haïti</i>	25
2.1	<i>Limites de Puissance des générateurs et coefficients du coût de combustible pour le réseau IEEE-30</i>	51
2.2	<i>Limites de Puissance des générateurs et coefficients du coût de combustible pour le réseau PAP</i>	52
2.3	<i>Résultats de simulation pour les trois méthodes</i>	56
2.4	<i>Comparaison de quelques résultats de la littérature pour le réseau IEEE-30</i>	57
2.5	<i>Résultats de simulation pour les trois méthodes</i>	60
3.1	<i>Caractéristiques électriques d'un GPV</i>	65
3.2	<i>Paramètres du convertisseur et de contrôle</i>	72
4.1	<i>Paramètres du convertisseur et de contrôle du système éolien</i>	90
4.2	<i>Paramètres de la MSAP utilisée</i>	91
5.1	<i>Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO</i>	112
5.2	<i>Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO avec les DG de type 1, 3 et hybride dans leurs positions optimales</i>	112
5.3	<i>Quelques résultats de littératures relatifs au problème OPF-DG pour le réseau IEEE-30</i>	113
5.4	<i>Résultats de simulation pour le réseau PAP à base de IPM et PSO</i>	118
5.5	<i>Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO avec les trois types de DG dans leurs positions optimales</i>	119

# Liste des acronymes

SEnR	Sources d'énergie renouvelable
EDH	Électricité D'Haïti
IPP	Producteurs d'Électricité Indépendants
BPM	Bolivar-Pétion-Marti
SPV	Système photovoltaïque
RE	Réseau électrique
EnR	Énergie renouvelable
SPEE	Système de Production d'énergie éolienne
GPV	Générateur photovoltaïque
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
MAS	Machine asynchrone
OPF	Optimal Power Flow
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPM	Interior Point Method
PSO	Particle Swarm Optimization
GA	Genetic Algorithms
RT	Réseau de Transport
RR	Réseau de Répartition
RD	Réseau de Distribution
HTB/A	Haute Tension de classe B/A
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
PAP	Port-au-Prince
VD	Voltage Deviation
REI	Réseau Électrique Insulaire
DG	Distributed Generator
SDG	Sans Générateur Distribué
DE	Differential Evolution
PWS	Power World Simulator
GSA	Gravitational Search Algorithm
DS	Distribution System
TS	Transmission System
JdBO	Jeu de barres optimal
TO	Taille Optimale
OF/MOF	Fonction objectif/Fonction multi objectifs
PLRI	Real Power Loss Reduction Index
QLRI	Reactive Power Loss Reduction Index
VPII	Voltage Profile Improvement Index

# Introduction générale

La révolution industrielle du 19<sup>e</sup> siècle a entraîné l'accroissement de la demande d'électricité par la création des industries de transformation et par conséquent l'augmentation des émissions de gaz effets de serres dans l'atmosphère. Ce contexte énergétique mondial caractérisé par la rareté des combustibles fossiles, la hausse de leur prix, le réchauffement de la planète, couplés à la croissance constante de la consommation d'énergie sous toutes ses formes ont conduit les décideurs à la recherche de solutions énergétiques alternatives. Le recours systématique aux combustibles fossiles peut conduire à une production à faible coût mais conduit à un dégagement massif de gaz polluants. Ainsi, la production d'énergie électrique à base des combustibles a une part très considérable dans l'émission de  $CO_2$  dans l'atmosphère. Les technologies à base des sources d'énergie renouvelable qui sont devenues matures industriellement et viables économiquement, semblent être le candidat potentiel pour ce changement de paradigme. Elles peuvent jouer un rôle plus important dans l'appauvrissement des combustibles fossiles et améliorer l'efficacité énergétique du système. De plus, les énergies renouvelables sont abondantes et n'émettent pas de gaz à effet de serre. Leur exploitation permet de fournir une alimentation propre, fiable et respectueuse de l'environnement aux régions insulaires tout en évitant l'extension de nouvelles lignes qui représentent un coût considérable.

Les sources d'énergie renouvelable sont celles qui proviennent du soleil, du vent, de l'eau, de la chaleur du sous-sol, de la biomasse, etc. Certaines d'entre elles (hydroélectricité, géothermie et biomasse), permettent de modifier leur puissance de sortie en fonction de la demande ; Alors que certaines autres (solaire et éolienne) ne le permettent pas. Les énergies solaires et éoliennes peuvent être isolées ou/et raccordées au réseau électrique. Compte tenu de leur caractéristique, les réseaux électriques insulaires constituent les zones les plus favorables au développement des énergies renouvelables. Plusieurs avantages sont liés à leur intégration : la réduction des pertes en ligne, car les installations sont proches des consommateurs ; elles permettent de faire face à la croissance de la demande tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la l'indépendance énergétique ; elles contribuent à la lutte contre le changement climatique ; les coûts de production des moyens conventionnels sont plus élevés que sur les grands réseaux interconnectés à cause principalement du coût de transport du combustible et de la faible taille des unités de production [1].

En dépit de leurs avantages, beaucoup d'inconvénients constituent un frein au déploiement à grande échelle des énergies renouvelables : elles ont un coût d'investissement plus élevé par rapport aux combustibles conventionnels et ont besoin d'un soutien direct pour assurer leur développement ; elles sont intermittentes et imprévisibles. La disponibilité intermittente des ressources solaires et éoliennes entraîne le problème de stockage et d'un bon dimensionnement pour diminuer le coût d'investissement mais encore assurer la demande du consommateur [2]. Pour les réseaux électriques insulaires qui sont isolés et dépourvus d'interconnexion, toute l'énergie produite est consommée sur place. Et par conséquent, la moindre défaillance conduit à un délestage.

Les réseaux électriques ont été conçus et dimensionnés pour accueillir des flux de puissance unidirectionnels de la haute vers la basse tension. Avec l'intégration des énergies renouvelables ces flux de puissance deviennent bidirectionnels, et peut dans certains cas, exporter des flux de puissance même au niveau du réseau de transport. Cela a un impact direct sur le plan de protection car, traditionnellement il a été conçu et dimensionné pour des flux unidirectionnels. En milieu insulaire leur intégration est limitée au seuil de 30% de la puissance transitant sur le réseau afin d'éviter des problèmes techniques liés à sa stabilité et à l'équilibre offre-demande. De plus, l'intégration massive des énergies renouvelables sur un réseau électrique réduit considérablement sa fiabilité et rend plus difficile cet équilibre qui est une condition nécessaire pour son bon fonctionnement. La solution d'un problème d'intégration des sources d'énergie renouvelable dans les réseaux électriques doit favoriser leur développement tout en préservant la sûreté du système en entier et garantissant la continuité de service et de la fourniture de l'énergie électrique.

Le Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications (MTPTC) est la structure étatique légale chargée de la gestion du secteur de l'énergie en Haïti. A cette fin, il assure la tutelle de la compagnie nationale d'électricité du pays (EDH) et du Bureau des Mines et de l'Énergie (BME). Au cours des dernières années, le Gouvernement haïtien a bénéficié de l'apport de plusieurs bailleurs de fonds bilatéraux et multilatéraux qui financent un ensemble de projets importants dans le secteur de l'énergie. Au nombre de ces bailleurs figure la Banque Mondiale qui a approuvé en septembre 2012 le Projet de Reconstruction de l'Infrastructure Electrique et d'Expansion de l'Accès à l'Energie (PRELEN). La deuxième composante de ce projet consistait à renforcer la performance de l'EDH, la réhabilitation et l'extension des infrastructures électriques, vieillissantes et fragiles.

La génération centralisée de production d'électricité en Haïti se fait actuellement surtout à l'aide d'un mélange d'une génération au diesel et au fuel lourd de 85 %, et d'hydro-électricité de 15 %. Tout ceci crée un contexte très favorable pour l'intégration de production électrique à partir des sources d'énergie renouvelable (l'hydraulique, le vent, le solaire, la biomasse), en pleine expansion actuellement dans plusieurs pays de la Caraïbe, avec un potentiel assez élevé et à résultats rapides. Cependant, à date, mis à part l'hydro-électricité non exploitée à son plein potentiel, aucune de ces autres formes de production d'énergie ne se trouve intégrée au réseau électrique haïtien actuel.

Les objectifs de nos travaux de thèse consistent d'une part, à optimiser le coût de production d'énergie d'un réseau électrique dans le cas classique, puis en intégrant des sources d'énergie renouvelable solaire et éolienne. L'étude a été implémentée sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince. Nous avons pris en compte la condition d'équilibre et les limites de fonctionnement de l'ensemble des équipements du système, et d'autre part, à optimiser la production d'électricité à base des sources solaires et éoliennes afin d'en extraire le maximum de puissance, quelle que soit la variation de l'ensoleillement et de la vitesse du vent. Nous avons tenu compte de l'efficacité des techniques proposées sous variation des paramètres météorologiques dans un contexte tropical et insulaire.

Ce rapport de thèse est organisé en cinq chapitres. Le premier chapitre aborde une étude très descriptive contenant d'une part, les technologies des énergies renouvelables et le potentiel disponible en Haïti, et d'autre part, la description des différents composants d'un système de production d'énergie renouvelable (solaire et éolien). L'état des lieux du secteur énergétique en Haïti y a été également présenté ainsi que les objectifs de la thèse.

Le deuxième chapitre présente les généralités d'un réseau électrique, sa description et la modélisation de ses composants. Nous avons également présenté un état de l'art des techniques d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) et traité un problème d'optimisation dans le cadre d'un réseau électrique. Le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince ont été utilisés pour tester l'efficacité d'une méthode conventionnelle et de deux méthodes métaheuristiques.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) d'un système de production PV. Après la modélisation du champ PV et du convertisseur, deux techniques de commande : conventionnelle et non linéaire. Elles ont été utilisées afin d'extraire du système le maximum de puissance quelle que soit la variation de l'ensoleillement. Le profil de l'ensoleillement utilisé étant issu des données météorologiques du site du Parc Industriel de Sonapi se trouvant en Haïti.

Le quatrième chapitre traite l'optimisation d'un système de production d'énergie éolienne. Après la modélisation des composants aérodynamique et électriques, deux techniques de commande : conventionnelle et non linéaire. Elles ont été utilisées afin d'extraire le maximum de puissance du système quelle que soit la variation de la vitesse du vent. Le profil du vent est issu des données météorologiques du site du Morne à cabrit se trouvant en Haïti.

Dans le cinquième chapitre, nous avons d'abord présenté les caractéristiques d'un réseau électrique insulaire et ensuite traité un problème d'OPF-DG en intégrant des sources PV et éoliennes. L'étude a été implémentée sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince en utilisant les méthodes du point intérieur et essais particuliers.

Enfin, la conclusion générale donnera une synthèse des différentes études et résultats réalisés tout au long de cette thèse, ainsi que les perspectives pour des travaux futurs.

# Chapitre 1

## Contexte et Problématique

### 1.1 Introduction

Les sources d'énergie renouvelable peuvent fournir une solution propre aux demandes croissantes qui sont satisfaites à plus de 70% à base des combustibles fossiles. Elles constituent une alternative à l'épuisement des ressources fossiles et s'inscrivent parfaitement dans les efforts visant à réduire les émissions de gaz polluants et plus généralement dans le contexte de développement durable dans le paysage énergétique.

Ce chapitre vise à présenter le potentiel des sources d'énergie renouvelable et l'état des lieux du secteur énergétique haïtien afin de mieux cerner la problématique de l'étude. Il vise également à décrire les principes de base et les éléments constitutifs d'un système de production renouvelable notamment solaire et éolien pour des applications autonomes ou raccordées au réseau, ainsi que les objectifs de la thèse.

### 1.2 Potentiel des sources d'énergie renouvelable en Haïti

L'énergie primaire désigne l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Elle regroupe les énergies fossiles et les énergies dites renouvelables. En Haïti, elle est ainsi répartie :

- la biomasse (bois de feu, charbon de bois, bagasse) qui représente environ 75% ;
- les produits pétroliers (gasoil, gazoline, mazout, kérosène, GPL, propane, butane . . . .) qui représentent 22% ;
- les sources d'énergies dans le contexte insulaire (le vent, le soleil, les rivières, le biocarburant) qui représentent 3%.

La figure (1.1) présente la répartition de l'énergie primaire en Haïti.

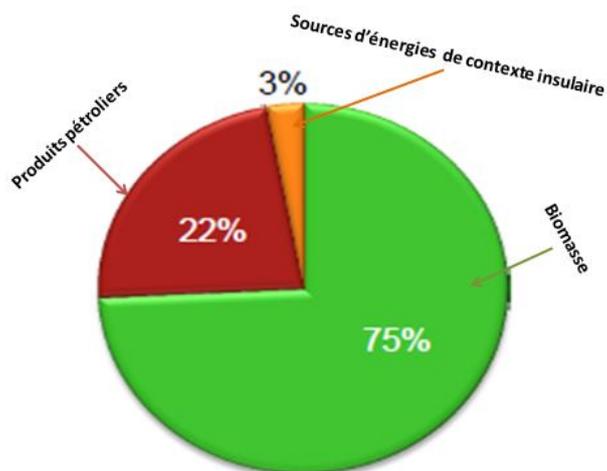


FIGURE 1.1 – Répartition de l'énergie primaire en Haïti

La génération centralisée d'électricité en Haïti se fait actuellement surtout à l'aide d'un mélange d'une génération au diesel de 85 %, et d'hydroélectricité de 15 % - cette situation affecte actuellement l'économie du pays et la croissance, avec environ 7 % du budget national subventionnant le secteur de l'énergie. Tout ceci crée un contexte très favorable pour l'intégration de production électrique à partir des sources d'énergie renouvelable (le vent et le solaire) en pleine expansion actuellement dans plusieurs pays de la Caraïbe, avec un potentiel assez élevé et à des résultats rapides. Cependant, à date, mis à part l'hydroélectricité non exploitée à son plein potentiel, aucune de ces autres formes de production d'énergie n'est intégrée au réseau électrique haïtien actuel.

### 1.2.1 Les sources d'énergie non renouvelable

Comme leur nom l'indique, les sources d'énergie non renouvelable sont celles qui s'épuisent à l'échelle du temps. En Haïti, la production d'électricité se fait majoritairement à base du mazout et du diesel. Selon les données disponibles au Ministère de l'Économie et des Finances en Haïti d'octobre 2014 à septembre 2017, plus de 36.617,71 milliers de gallons de mazout et plus de 25.647,17 par milliers de gallons de diesel sont consommés en moyenne par année fiscale pour la production d'électricité.

### 1.2.2 Les sources d'énergie renouvelable (SEnR)

Le concept énergie renouvelable désigne l'ensemble des énergies produites à l'aide des ressources renouvelables, c'est-à-dire des ressources dont leur consommation n'est pas limitée à l'échelle du temps. Leur exploitation peut répondre aux besoins énergétiques de l'humanité tout en préservant l'environnement de la pollution de gaz à effet de serre émis par les combustibles fossiles. Les SEnR regroupent l'énergie hydraulique, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie de la biomasse, etc. Elles sont divisées en deux catégories : les sources dispatchables et les sources non dispatchables ou intermittentes.

#### 1.2.2.1 Énergie hydraulique

L'énergie hydroélectrique est celle qui est produite à partir de la force de l'eau (chute d'eau, vagues, les marées, les océans). Les centrales hydroélectriques transforment l'énergie de la gravité de l'eau en énergie électrique grâce aux courants d'eau passant dans les turbines. Afin

## 1.2 Potentiel des sources d'énergie renouvelable en Haïti

de capter le mouvement de l'eau et augmenter sa puissance, on a recours à des barrages qui régulent et stockent l'énergie électrique produite. L'énergie hydraulique est de loin la source d'EnR la plus répandue puisqu'elle est utilisée également dans la production centralisée [3]. Si cette énergie est bien gérée, elle ne produit aucun déchet toxique et n'émet pas de gaz à effet de serre (GES). Cependant sa mauvaise conception et/ou sa mauvaise gestion peut perturber l'écosystème.

La conception d'une centrale hydroélectrique a un coût important en terme économique : construction d'usines, barrages, irrigations des fleuves, etc. Cela peut avoir parfois un coût social et humain quand elle engendre le déplacement des populations. Elle est la première ressource d'électricité d'origine renouvelable exploitée dans le monde. L'énergie hydraulique a l'avantage de ne pas être intermittente, contrairement aux énergies solaires et éoliennes. Toutefois, la production de l'énergie hydraulique varie selon les saisons [2].

Le potentiel d'hydroélectricité global en Haïti est estimé à plus de 200 MW, dont la capacité installée est légèrement supérieure à 60 MW. La centrale hydroélectrique de Péligre, avec une puissance installée de 54 MW, est la seule sources d'EnR intégrée au RE de l'Électricité d'Haïti (EDH). On estime que le potentiel hydroélectrique de taille moyenne est d'environ 130 MW [4]. Cette estimatimation prend en compte le barrage hydroélectrique de l'Artibonite 4C de 32 MW (en cours de discussion) qui se trouve en amont du barrage de Péligre. Les tableaux (1.1) et (1.2) présentent les capacités d'hydroélectricité installées et exploitables à l'échelle du pays [4, 5].

Département	Centrale	Capacité (MW)	Statut
Centre	Péligre	54	Moyenne
Artibonite	Délugé	1.1	Micro
Sud	Saut-Mathurine	1.6	Micro
Nord- Est	Caracol	0.8	Micro
Centre	Onde verte	0.95	Micro
Ouest	Gaillard	0.5	Micro
Artibonite	Drouet	2.5	Micro
Capacité Totale		<b>61.45</b>	

TABLE 1.1 – *Capacité de production hydraulique installée en Haïti*

Département	P. exploitable (MW)	Département	P. exploitable (MW)
Ouest	36.6	Sud	6.2
Sud-Est	17.6	Artibonite	3.6
Grand-Anse	14.4	Nord-Ouest	2.9
Nippes	10.3	Nord	2.0
Centre	7.2	Nord-Est	1.1
Potentiel Total			<b>102.3</b>

TABLE 1.2 – *Potentiel de production hydraulique exploitable en Haïti, source : 3TIER*

En se basant sur le tableau (1.2), nous pouvons remarquer que le département de l'Ouest possède le plus grand potentiel d'énergie hydraulique exploitable.

### 1.2.2.2 Énergie solaire

On entend par énergie solaire, celle qui est produite par le rayonnement du soleil à travers l'atmosphère. En effet, l'énergie du soleil est captée par des capteurs qui la transforment soit en énergie solaire thermique pour produire de l'eau chaude, soit en énergie solaire photovoltaïque pour produire de l'électricité. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une différence de charge créant une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. Cette énergie dépend de plusieurs paramètres : l'ensoleillement et la température du milieu ambiant, les caractéristiques du matériau et le rendement des cellules.

La république d'Haïti est située dans la région caribéenne entre  $18^{\circ} 02'$  de latitude nord et  $71^{\circ} 41'$  de longitude ouest. Haïti a un excellent potentiel d'énergie solaire, mais largement inexploité. Ce potentiel est quasiment uniforme à l'échelle du pays, comme on peut le constater sur la figure (1.2). Selon [5], la région métropolitaine de Port-au-Prince possède une ressource solaire parmi les plus performantes du pays. En dépit de son abondance, elle n'est pas encore intégrée sur réseau de l'EDH.

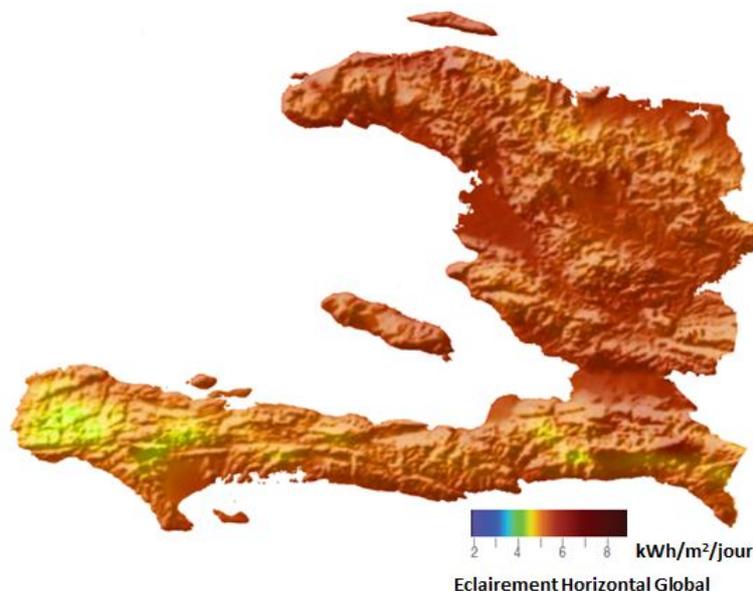


FIGURE 1.2 – Carte du potentiel solaire en Haïti, source :3TIER

Le potentiel d'énergie solaire en Haïti est extrêmement fort sur toute l'étendue du territoire et reste ainsi tout au long de l'année, même en hiver. On estime que  $6 \text{ km}^2$  carrés de panneaux solaires PV pourraient produire autant d'électricité que produit Haïti actuellement [5]. L'éclairement horizontal global varie de 5 à  $7 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$  (soit de  $210$  à  $292 \text{ W/m}^2$ ) dans la majeure partie du pays. Comparée avec la France où il est compris entre  $3.2$  et  $5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ , Haïti possède un très fort potentiel d'énergie solaire. Les études déjà menées par la firme Belge 3TIER ont analysé six sites potentiels d'énergie solaire : la Plaine du cul de sac, le Parc de Sonapi (dans le département de l'Ouest), Port de Paix, l'Île de Latortue (Dans le département du Nord-Ouest), les Cayes (dans le département du Sud) et Péligre (dans le département du Centre). Le jeu de données de chacun des sites est réalisé sur 15 ans (janvier 1997 - mars 2012) à partir d'images satellites visibles à haute résolution (environ 1 km) toutes les demi-heures.

Le tableau (1.3) présente la variation de la radiation horizontale globale moyenne au cours d'une journée pour les six sites du rapport de la firme Berge 3TIER. Nous avons remarqué que la région métropolitaine de Port-au-Prince possède également deux sites potentiels de ressources solaires considérables. Les courbes caractéristiques des six sites se trouvent à l'annexe A<sub>1</sub>.

Sites	EHG ( $W/m^2$ )
P. du cul de sac	241.5
Les Cayes	235.2
Ile de Latortue	228
Parc de Sonapi	237.8
Péligre	237.8
Port de Paix	232.4

TABLE 1.3 – *Radiation solaire horizontale globale moyenne*

La figure (1.3) présente la variabilité moyenne annuelle de la ressource solaire pour les six sites analysés. Cette variabilité est multiple. Elle varie annuellement et journalièrement d'un site à un autre bien que le potentiel soit uniforme à l'échelle du pays. Pour sa variabilité au cours d'une journée, nous pouvons nous référer à l'annexe A<sub>1</sub>.

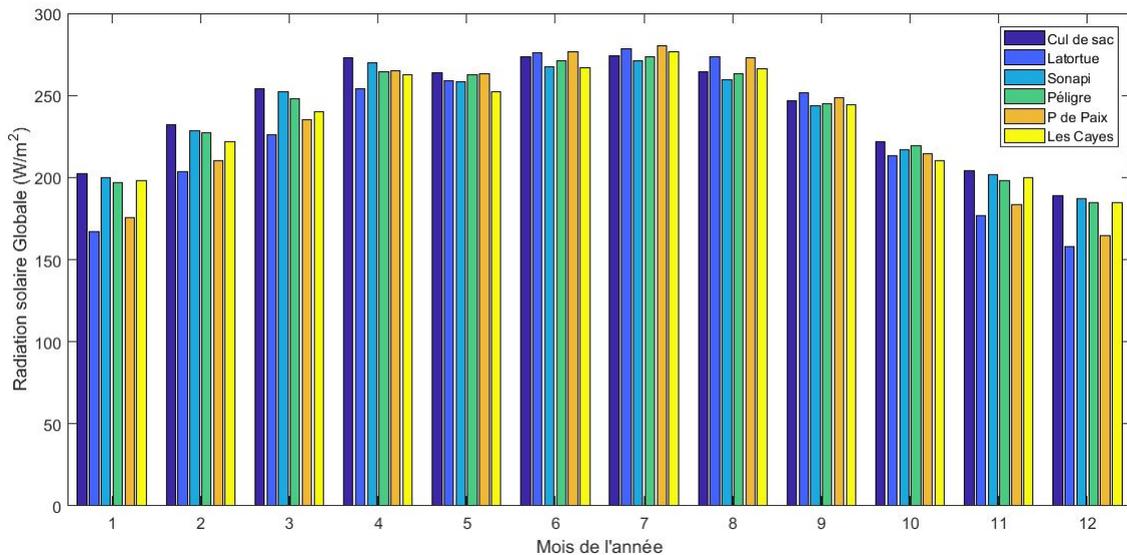


FIGURE 1.3 – *Variabilité moyenne annuelle de la ressource solaire pour six sites*

### 1.2.2.3 Énergie éolienne

L'énergie éolienne est celle qui résulte de la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique au niveau de la turbine (rotor), puis en énergie électrique au niveau de la génératrice. La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement de certaines autres créent une différence de pression et le déplacement perpétuel des masses d'air [6], [7]. De ce fait, la vitesse du vent est une grandeur stochastique, intermittente qui dépend des paramètres météorologiques tels que la position géographique, l'altitude, la température et la pression.

La ressource éolienne, principalement la vitesse du vent, est influencée par la topologie du site : altitude, profil du terrain et rugosité. Elle présente des fluctuations qui concernent la variation de sa direction et de sa vitesse au cours du temps.

Le potentiel d'énergie éolienne en Haïti est estimé d'au moins entre 70 à 80 MW [4]. Plusieurs endroits ont un fort potentiel. D'après des études déjà menées sur le potentiel, selon la localisation des parcs éoliens, 6 à 12  $km^2$  carrés pourraient générer autant d'énergie que produit Haïti actuellement [5]. La majeure partie du pays possède des sites où la vitesse annuelle moyenne varie entre 5 à 9 m/s à une hauteur de 80 m. Les études menées par la firme Belge 3TIER ont analysé six sites potentiels d'éolienne : le Lac Azuéli, la Gonâve, le Morne à cabrit (dans le département de l'Ouest), le Môle Saint-Nicolas, le Morne vent (Dans le département du Nord-Ouest) et le Tiburon (dans le département du Sud).

L'évaluation de la ressource éolienne réalisée par cette firme est basée sur 25 ans de données simulées (janvier 1987 - mars 2012) à l'aide d'un modèle de prévision numérique de météorologie (Numerical Weather Prediction Model) de l'atmosphère. Deux séries de modèles ont été utilisées pour construire l'ensemble de données : une série couvrant 25 ans sur une distance de 4.5 km pour capter la variabilité à long terme, et une autre série d'un an avec une résolution de 2 km où l'année de chaque jour civil est choisie séquentiellement de 2001 à 2010. Le tableau (1.4) illustre la vitesse moyenne pour les six sites du rapport de la firme Berge 3TIER. Nous avons remarqué que la région métropolitaine de Port-au-Prince possède deux sites potentiels de ressources éoliennes considérables. Les courbes caractéristiques des six sites se trouvent à l'annexe  $A_2$ .

Sites	Vitesse (m/s)
Lac Azuéli	8.13
La Gonâve	5.62
Morne à cabrit	7.32
Môle St-Nicolas	6.55
Morne vent	5.08
Tiburon	5.33

TABLE 1.4 – *Vitesse moyenne de la vitesse du vent, source :3TIER*

Actuellement, il n'y a pas de production éolienne raccordée au RE. Toutefois, l'expérience pilote d'une ferme éolienne de 150 kW a été réalisée en 1978 à Port de Paix avec le soutien de la Coopération Allemande au Développement. Cette ferme n'est plus en service depuis en 1991 pour manque de compétences technologiques et de capacité d'entretien. La ressource éolienne, principalement la vitesse du vent, est influencée par la topologie du site : altitude, profil du terrain et rugosité. Elle présente des fluctuations qui concernent la variation de sa direction et de sa vitesse au cours du temps. Ces variations dépendent considérablement des saisons.

Comme nous pouvons l'observer sur la figure (1.4)[5], Haïti possède deux principaux corridors potentiels du vent. Ils s'agissent :

- du corridor central du vent traversant le Lac Azueï dans le département de l'Ouest au Nord-Est de Port-au-Prince, dans la Plaine du Cul de Sac entre deux grandes chaînes de montagnes appelées le Morne la Selle et la Chaîne des Matheux.
- du corridor du vent du nord dans le département du Nord-Ouest, près de l'île de La Tortue, qui fait partie du "canal du vent" plus grand entre Haïti et Cuba.

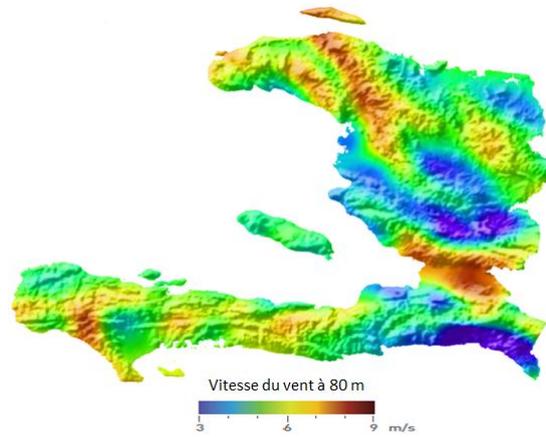


FIGURE 1.4 – Carte du potentiel éolien à 80 m, source : 3TIER

Le potentiel éolien, caractérisé par la vitesse et la direction du vent, varie tout au long de la journée et de l'année. Sa variation à l'échelle de quelques minutes permet d'évaluer la productivité annuelle d'un site sans se préoccuper de la variabilité, tandis que celle à l'échelle d'une heure, voire une journée ou des saisons permet d'évaluer la faisabilité d'implantation d'une installation éolienne.

La figure (1.5) illustre la variation diurne de la vitesse moyenne du vent. On peut également observer sur cette courbe que la vitesse du vent est maximale entre 14h et 16h. La vitesse moyenne annuelle est environ 6.20 m/s à une hauteur de 80m alors que les valeurs extrêmes sont comprises entre 5.10 m/s et 7.60 m/s. Les pics sont observés entre juin et août.

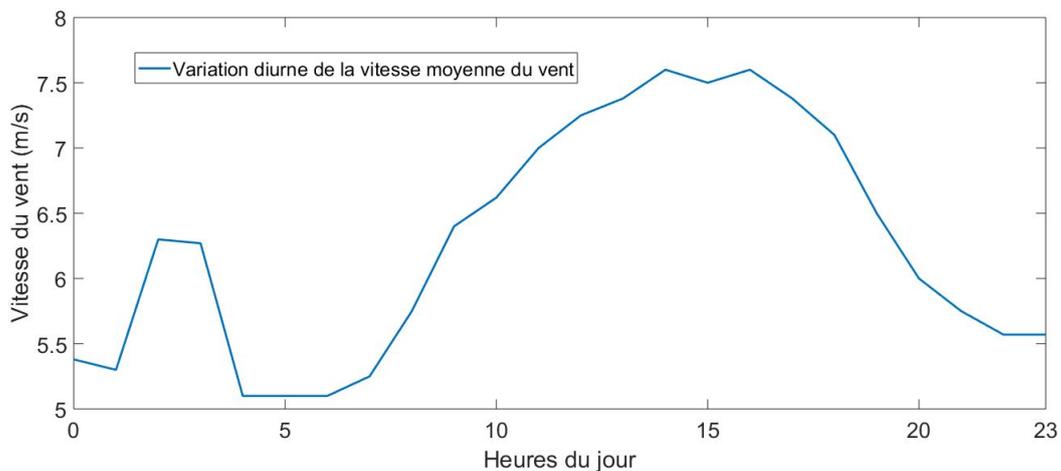


FIGURE 1.5 – Variation diurne de la vitesse moyenne du vent

### 1.2.2.4 Énergie de biomasse

L'énergie de la biomasse encore appelée bioénergie, regroupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation des matières organiques non fossiles comme le bois, la paille, les huiles, les déchets végétaux des secteurs forestiers, agricoles et industriels. Cette énergie provient de l'énergie solaire emmagasinée dans les plantes par la photosynthèse. L'énergie de la biomasse est exploitée sous différentes filières [6] :

- Le biogaz : c'est le gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales en absence d'oxygène.

- Les biocarburants ou agro carburants : c'est un carburant liquide produit à partir des substances végétales renouvelables et non fossiles ;
- Le bois énergie ou biomasse solide : c'est l'énergie produite par la combustion du bois, libérée sous forme de chaleur.

Haïti possède un potentiel de biomasse très important. Les déchets ménagers et ceux de la canne à sucre non utilisés pourraient se transformer en énergie électrique. La production d'électricité à partir des ressources de biomasse a l'avantage de fournir une alimentation fiable et efficace pour compenser l'intermittence des sources solaires et éoliennes.

La bagasse de canne est une ressource d'EnR importante à l'échelle du pays, pouvant produire entre 10 à 14 MW d'électricité [5]. La combustion des déchets municipaux solides peuvent actionner une turbine pour produire de l'électricité.

Le potentiel de biomasse regroupe la bagasse de canne, les coques de café, la paille de riz, les racines de vétiver et coquilles de noix de coco qui sont abondants dans certains endroits mais non utilisés pour la production d'électricité. Le manque de moyens logistiques pour la collecte des déchets ménagers et agricoles est le principal obstacle au développement du potentiel de biomasse en Haïti. La capacité de la bagasse non utilisée est estimée à 24 MW [5].

## 1.3 Utilisation d'un système de production d'électricité renouvelable

Un système de production renouvelable est celui qui est constitué d'au moins d'une source d'énergie renouvelable. Ce système peut être autonome ou raccordé au réseau public d'électricité. Nous nous sommes intéressés aux systèmes PV et éoliens.

### 1.3.1 Systèmes autonomes

Les systèmes autonomes sont ceux qu'on utilise pour des sites isolés, ne disposant pas donc de raccordement au réseau. Ils sont munis d'un système de stockage d'énergie leur permettant d'assurer la continuité du service pendant quelques heures ou quelques jours en cas d'absence de production d'énergie renouvelable durant les périodes de mauvais temps. Le système de stockage est une part relativement importante du coût de l'installation et les conditions de fonctionnement doivent être bien spécifiées lors de la conception du système [8]. Dans ces systèmes, l'énergie électrique produite est utilisée immédiatement (pour le pompage, les usages domestiques, etc.) ou stockée pour une utilisation ultérieure. La figure 1.6 illustre le schéma de la structure d'un SPV autonome pour site isolé.

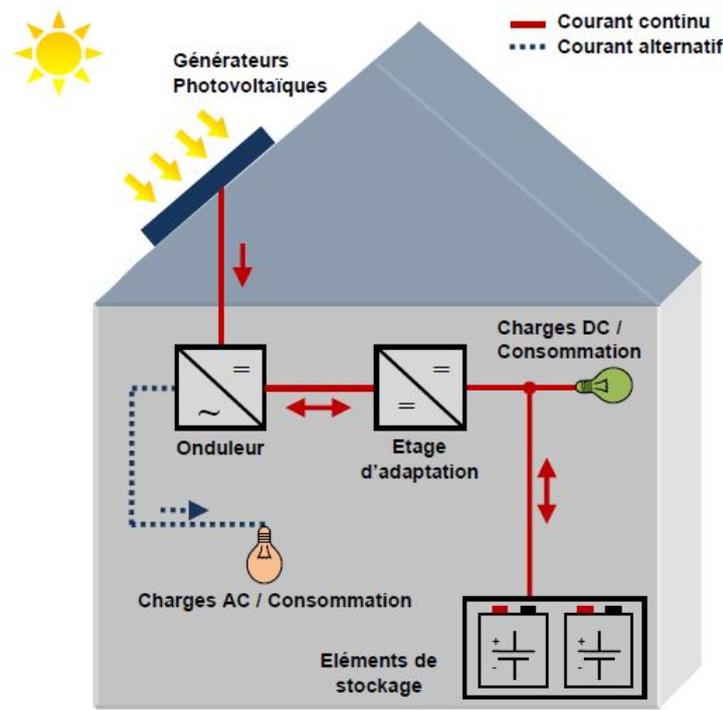


FIGURE 1.6 – Structure d'un SPV autonome[8], [9]

La figure (1.7) présente quelques configurations d'un SPEE autonome.

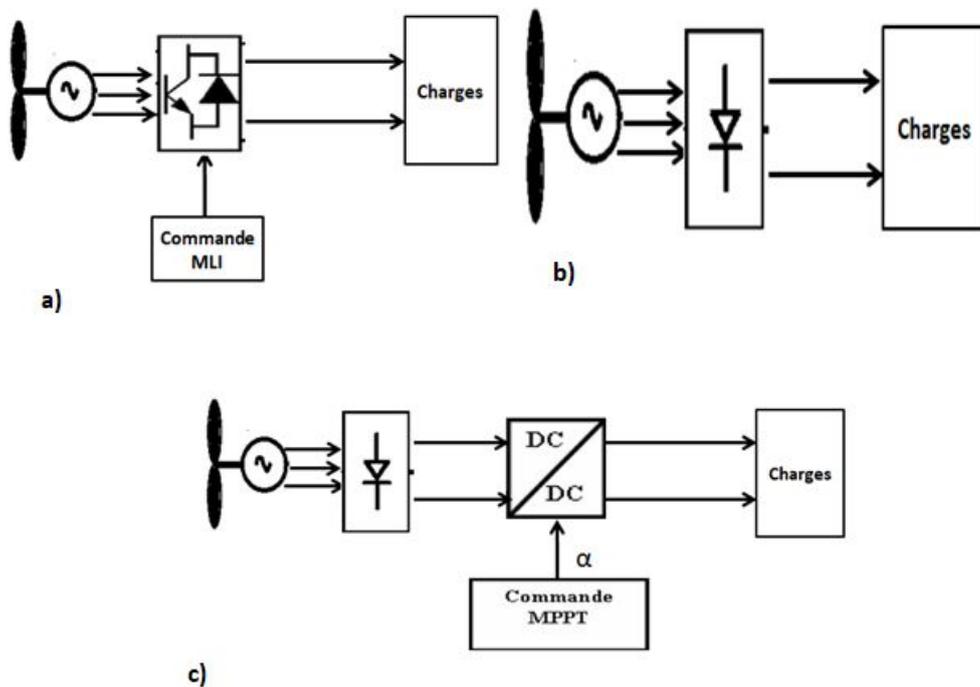


FIGURE 1.7 – Quelques configurations d'un SPEE autonome avec l'utilisation a) de redresseur de commande, b) de redresseur à diodes et c) redresseur à diodes muni d'un convertisseur

Dans la première configuration, le redresseur commandé permet de maximiser la puissance extraite de la turbine et d'adapter la tension de la génératrice à celle de la sortie pour l'alimentation de la charge. Cependant, cette configuration ne permet que de réduire cette tension ; ce qui limite le choix du niveau de tension de la charge à alimenter. L'utilisation de cette configuration est un peu coûteuse à cause de la présence des six interrupteurs commandés.

Dans la deuxième configuration, le coût de l'installation est minimal. Cependant, elle ne permet pas de maximiser la puissance extraite de la turbine.

Dans la dernière configuration, le pont de redresseur à diodes associé en série avec le convertisseur boost permet de maximiser la puissance extraite de la turbine via la commande du rapport cyclique du convertisseur. Elle a l'avantage d'être robuste, de faciliter la commande du convertisseur vu qu'elle n'utilise qu'un seul interrupteur à contrôler et enfin d'avoir un coût réduit de l'installation. Cette configuration est la plus utilisée pour les installations éoliennes autonomes de petite puissance. Elle sera donc utilisée dans la suite de ce rapport dans le cadre d'optimisation d'un SPEE alimentant une charge résistive.

### 1.3.2 Systèmes connectés au Réseau

La figure 1.8 illustre la structure d'un SPV raccordé au réseau électrique. Son principal objectif est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. Du point de vue physique, l'énergie produite par le GPV est réintégrée sur le réseau local via un onduleur de puissance qui convertit le courant continu en courant alternatif [9]. Le convertisseur DC- AC injecte un courant  $I_{ac}$  sinusoïdale en phase avec la tension du réseau  $V_{ac}$ .

Au début des années 1990, pour les territoires d'outre-mer, la part de production d'EnR connectée au réseau était limitée à 30% de la puissance totale qui y transite. Actuellement, une plus forte proportion peut être intégrée sur le RE avec l'ajout des solutions de stockage d'énergie. Dans les systèmes connectés au RE, l'utilisation d'un système de stockage est nécessaire pour répondre à des appels de consommation ou encore, pour venir en appoint de la production du réseau. Le système de stockage a l'avantage de répondre aux variations instantanées de la demande.

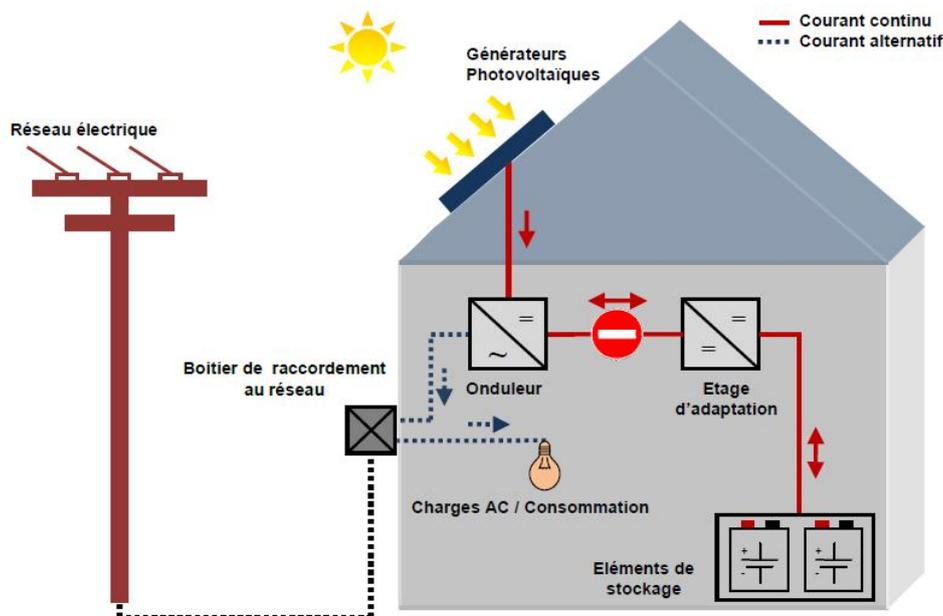


FIGURE 1.8 – Structure d'un SPV connecté au réseau [8], [9]

Pour les SPEE connectés au réseau, les convertisseurs de puissance sont largement utilisés. Lorsqu'ils contiennent des éoliennes à vitesse fixe, les convertisseurs sont utilisés pour réduire le courant d'appel et les oscillations du couple lors du démarrage du système. Tandis que pour

celles fonctionnant à vitesse variable, les convertisseurs sont utilisés pour contrôler la vitesse ou le couple de la génératrice et les puissances actives et réactives au réseau [10].

Il existe plusieurs configurations de raccordement des éoliennes au réseau comme nous pouvons l'observer à la figure (1.9). Dans la première configuration qui est constituée d'un convertisseur de puissance dos-à-dos (redresseur-onduleur), le système fournit le meilleur contrôle des flux de puissance et un meilleur rendement. Le redresseur muni de la commande MLI rectifie la variation de la tension et de la fréquence du GE. Le convertisseur à MLI côté réseau est nécessaire pour générer la valeur de la fréquence et contrôler les transits de puissance. Cette configuration est adaptée à tous les types de SPEE.

La deuxième configuration est composée d'un pont de redresseur à diodes et d'un onduleur muni d'une commande MLI côté réseau. La puissance transitant entre la génératrice et le bus de jonction DC ne peut circuler que dans un seul sens et la génératrice ne peut être que freinée. Cela limite fortement le réglage de la vitesse de la génératrice et donc la possibilité d'extraire la puissance maximale du GE [11].

Dans la dernière configuration qui est constituée d'un pont à diodes muni d'un convertisseur commandable et d'un onduleur, l'ajout du convertisseur à côté du pont de redresseur permet de contrôler la tension du bus de tension DC et donc la puissance de la génératrice [12]. Cette configuration est utilisée pour les systèmes éoliens de petite puissance. Son inconvénient est qu'elle ne permet pas de modifier le facteur de puissance de la génératrice.

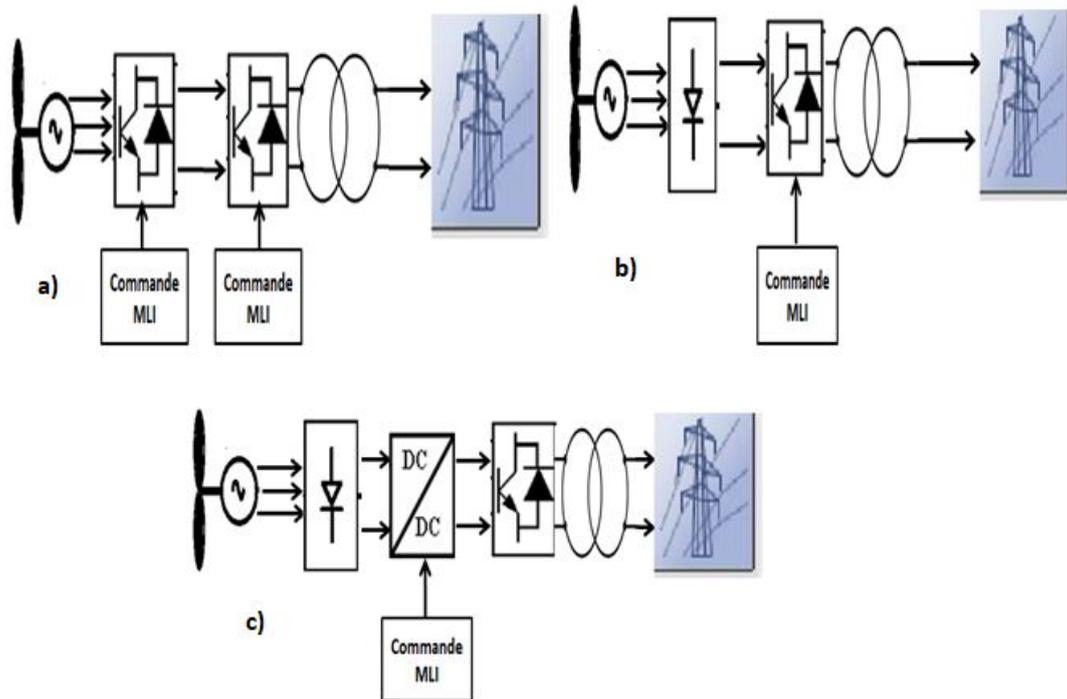


FIGURE 1.9 – Quelques configurations d'un SPEE raccordé au réseau avec l'utilisation a) de redresseur de commande, b) de redresseur à diodes et c) redresseur à diodes muni d'un convertisseur

## 1.4 Système de production PV

Le rayonnement solaire représente une ressource d'EnR énorme, de loin la plus importante. L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. Au zénith, le soleil délivre environ  $1kW/m^2$  de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons, au niveau de la mer [13].

### 1.4.1 Cellule photovoltaïque

La cellule PV ou photopile est un capteur constitué de matériau semi-conducteur absorbant l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Elle est basée sur un principe physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice f.é.m (e) lorsque sa surface est exposée aux rayons du soleil. Cette f.é.m varie entre 0.3 V à 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition par rapport au soleil ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule.

Il existe plusieurs techniques de conversion directe du rayonnement solaire en énergie électrique. Les plus connues sont celles qui s'effectuent à l'aide des matériaux semi-conducteurs à base du Silicium (Si), du Germanium(Ge), du Sélénium(Se) ou les composés semi-conducteurs tels que l'Arséniure de Gallium (GaAs) et le Tellurure de Cadmium (CdTe). Les cellules à base de (GaAs) sont très coûteuses et se retrouvent surtout dans les applications spatiales. La majorité des cellules PV est fabriquée là partir du Silicium cristallin, car il est non toxique contrairement au Cadmium ou au Sélénium, et il possède également un meilleur rendement au laboratoire. Il s'agit d'une structure constituée par quatre couches : une grille conductrice, une couche de silicium dopée N, une couche de silicium dopée P et une grille. La figure (1.10) présente la structure d'une cellule PV.

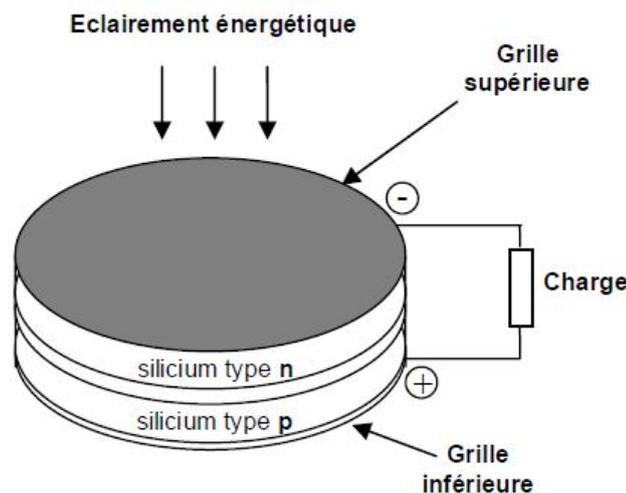


FIGURE 1.10 – Structure d'une cellule PV [14]

Il existe différentes technologies de cellules solaires (ou cellules PV). Chaque type a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement est assez faible et compris entre 8 à 23%. Ainsi, nous distinguons trois types de cellules PV à base du Silicium : les cellules mono cristallines, les cellules poly cristallines et les cellules amorphes

[15].

- **Les cellules mono cristallines** : Ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée. Elles ont un rendement compris entre 12 et 16%.

- **Les cellules poly cristallines** : Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important. Cependant leur rendement est plus faible (compris entre 11 et 13%).

- **Les cellules amorphes** : Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles ont un rendement compris entre 7 et 10% et sont utilisées couramment dans petits produits consommation tels que des calculatrices solaires ou encore des montres.

### 1.4.2 Modèle mathématique d'une cellule PV

Dans la littérature, une cellule PV est souvent représentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode et de deux résistances série et parallèle [16] comme illustrée dans la figure (1.11) [14]. Le générateur de courant est intervenu pour la modélisation du flux lumineux incident, la diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et les deux résistances pour les pertes [13].

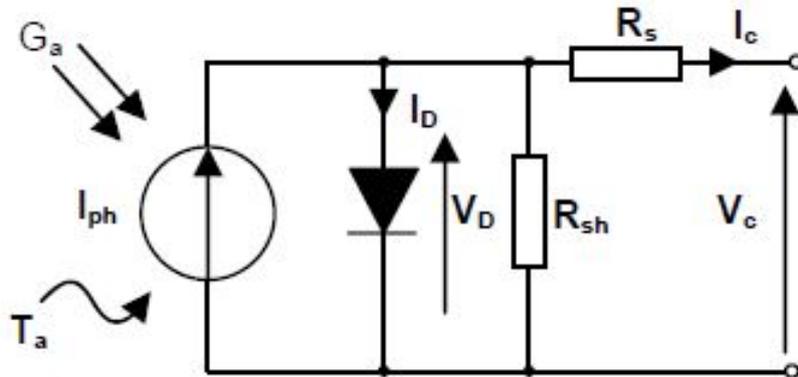


FIGURE 1.11 – Modèle idéale à une diode d'une cellule PV

L'intensité du courant à la sortie de la cellule PV est :

$$I_c = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (1.1)$$

$I_c$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_D$  et  $I_{sh}$  représentent respectivement le courant à la sortie de la cellule, le photocourant incident, le courant de la diode et le courant du shunt.

Le courant traversant la résistance shunt est exprimée selon la loi d'Ohm par :

$$I_{sh} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (1.2)$$

Le courant traversant la diode dans le cas d'une diode Schottky est exprimée par :

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{qV_D}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (1.3)$$

La tension aux bornes de la résistance shunt  $V_{sh}$  peut être exprimée par l'expression suivante :

$$V_D = V_{sh} = V_c + R_s I_c \quad (1.4)$$

En remplaçant les équations (1.2), (1.3) et (1.4) dans (1.1), on obtient l'équation caractéristique d'une cellule PV reliant le courant et la tension :

$$I_c = I_{ph} - I_0 * [\exp \frac{q(V_c + R_s I_c)}{nKT} - 1] - \frac{V_c + R_s I_c}{R_{sh}} \quad (1.5)$$

Avec :

$V_c$  : la tension de sortie de la cellule PV ;

$V_{sh}$  : la tension aux bornes de la résistance shunt et de la diode ;

$I_0$  : le courant de saturation inverse ;

$q$  : la charge élémentaire ( $q= 1.6022*10^{-19}$  C) ;

$K$  : la constante de Boltzmann ( $K= 1.3806*10^{-23}$  J/K) ;

$n$  : le facteur d'idéalité de la diode (pour une diode idéale  $n=1$ ) ;

$T$  : la température absolue.

Pour une tension donnée  $V_c$ , l'équation (1.5) peut être résolue pour déterminer le courant de sortie  $I_c$ . Comme l'équation implique le courant des deux côtés dans une fonction transcendante, l'équation n'a pas de solution analytique générale. Cependant, elle peut être facilement résolue en utilisant des méthodes numériques [17].

De plus, les paramètres  $I_0$ ,  $n$ ,  $R_s$  et  $R_{sh}$  ne peuvent pas être mesurés directement, une équation caractéristique est généralement utilisée avec une régression non linéaire pour extraire les valeurs de ces paramètres sur la base de leur effet combiné sur le comportement de la cellule PV.

### 1.4.3 Module PV et ses paramètres externes

L'association de plusieurs cellules PV en série et en parallèle constitue un module PV ou un GPV. La figure (1.12) présente un GPV. Ses paramètres externes peuvent être déterminés à partir de l'équation caractéristique courant-tension.

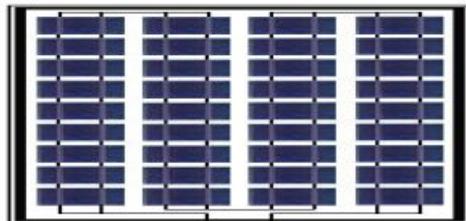


FIGURE 1.12 – Générateur PV

#### 1.4.3.1 Courant de court-circuit et Tension de circuit ouvert

Le courant de court-circuit c'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du GPV est nulle. Pour une cellule PV de haute qualité le photocourant  $I_{ph}$  est sensiblement égal au courant de court-circuit  $I_{sc}$  ( $I_{ph} \approx I_{sh}$ ) [17, 18]. Dans ce cas, la valeur de la résistance

série est nettement plus petite que la résistance shunt. Le courant de court-circuit est alors exprimé par :

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 * [\exp \frac{q(R_s I_{sc})}{nKT} - 1] - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (1.6)$$

Pour la plupart des photopiles (la résistance série est très faible), on peut alors négliger le terme  $I_0 * [\exp \frac{q(R_s I_{sc})}{nKT} - 1]$  devant  $I_{ph}$ . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors exprimée par :

$$I_{sc} \approx \frac{I_{ph}}{(1 + \frac{R_s}{R_{sh}})} \quad (1.7)$$

Le courant de court-circuit augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension.

Tension de circuit ouvert : La tension de circuit ouvert c'est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule ou le GPV est nul. Son expression est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{nKT}{q} * \ln(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1) \quad (1.8)$$

Ou mieux :

$$V_{oc} = V_{th} * \ln(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1) \quad (1.9)$$

avec  $V_{th} = nKT/q$ , le potentiel thermodynamique.

La tension en circuit ouvert décroît avec la température. Plus la température est élevée, plus la tension en circuit ouvert est faible.

### 1.4.3.2 Facteur de forme

Le facteur de forme permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. Il est le rapport entre la puissance maximale et le produit de la tension en circuit ouvert par le courant en court-circuit. Il est exprimé par :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} I_{sc}} = \frac{V_{max} I_{max}}{V_{co} I_{sc}} \quad (1.10)$$

Pour une cellule ou un GPV de bonne qualité, le facteur de forme est supérieur à 0.7. Il diminue avec l'augmentation de la température de la cellule ou du GPV [14].

### 1.4.3.3 Rendement

Le rendement d'une cellule PV ou d'un GPV est le rapport entre sa puissance maximale et sa puissance incidente. Il est exprimé par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{max} I_{max}}{AE} \quad (1.11)$$

A étant la surface du champ éclairé et E l'ensoleillement.

### 1.4.4 Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur PV

La tension générée par une cellule PV peut varier en fonction du matériau utilisé pour sa fabrication. Un générateur photovoltaïque (GPV) a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique I-V du GP dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, le point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente.

Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  varie proportionnellement à l'éclairement et augmente avec la température. L'influence de la température sur le courant de court-circuit est souvent négligée [8].

La tension en circuit ouvert  $V_{co}$  diminue avec la température. Plus la température est élevée, plus la tension en circuit ouvert est faible [8]. Elle varie peu avec la température. La figure (1.13) illustre l'influence de l'éclairement et la température sur les caractéristiques I-V du GPV.

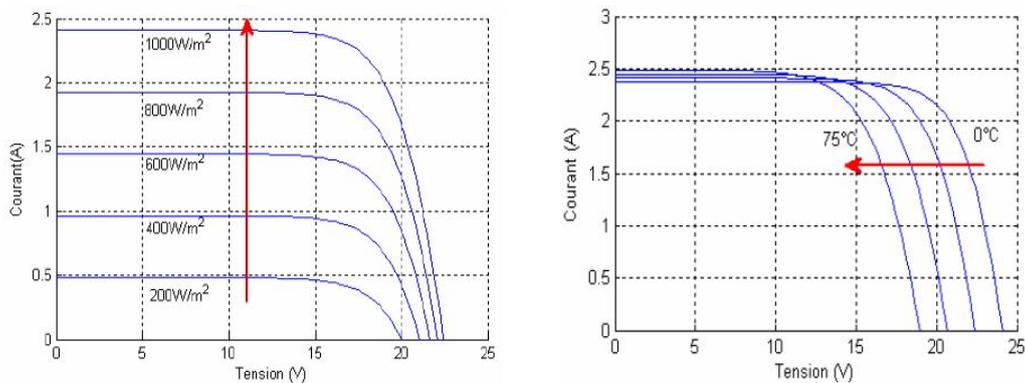


FIGURE 1.13 – Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques I-V d'un GPV

La puissance électrique d'un GPV est fonction du courant et de la tension. Toute variation de l'une ou l'autre de ces valeurs a une influence sur la puissance. Quand la température augmente, la tension de circuit ouvert diminue. De ce fait, la puissance maximale de la cellule PV diminue également [6]. La figure (1.14) illustre l'influence de l'éclairement et la température sur la puissance d'un GPV.

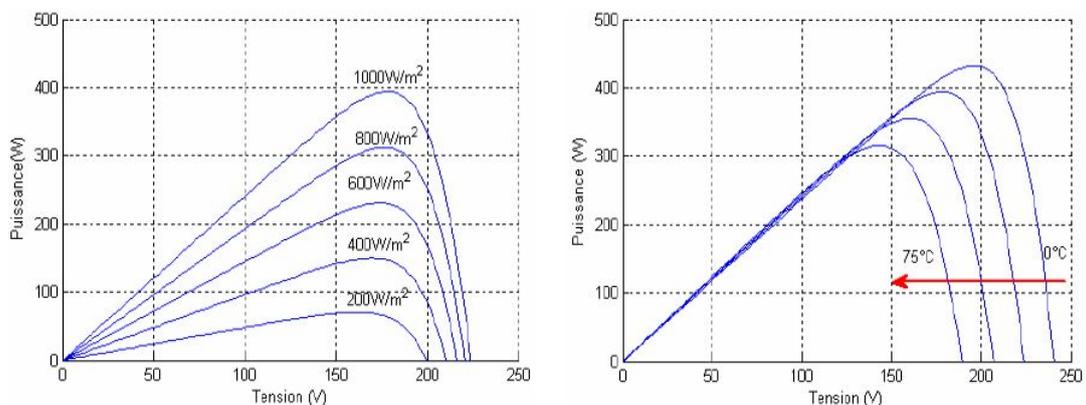


FIGURE 1.14 – Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques P-V d'un GPV

## 1.5 Système de production éolien

Un système de production éolien quelle que soit sa technologie convertit d'une part, l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique au niveau de la turbine, et d'autre part, l'énergie mécanique en énergie électrique au niveau de la génératrice.

La figure (1.15) illustre le principe de système de production éolien classique.

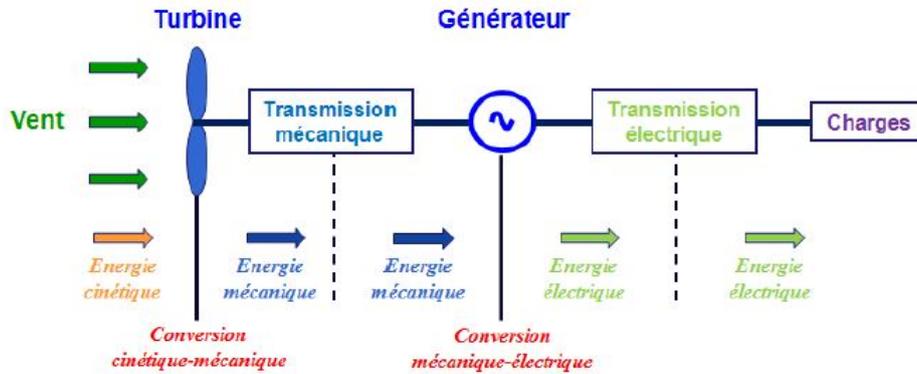


FIGURE 1.15 – Principe de conversion d'un système de production éolien[2]

Le vent est une source d'EnR, économique, exploitable avec un bon niveau de sécurité et respectueuse de l'environnement, contrairement aux sources d'énergies conventionnelles. Dans le monde entier, les ressources d'énergie éolienne sont pratiquement illimitées. Un générateur éolien est constitué d'une turbine et d'une génératrice électrique, portées par une tour. La turbine éolienne est constituée d'un rotor et d'un multiplicateur de vitesse permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La génératrice électrique permet de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

L'installation d'une éolienne sur un site nécessite une vitesse de vent suffisante (supérieure à 15 km/h en général) pour qu'elle puisse fournir de l'énergie électrique. Toutefois, cette vitesse ne doit pas dépasser 90 km/h afin d'éviter la casse mécanique de la turbine. Le générateur éolien doit alors s'arrêter pour se protéger contre tout risque de destruction. Toute variation de la vitesse de rotation du rotor d'une turbine implique une variation du couple éolien qui, par conséquent, fait varier sa puissance. La figure (1.16) illustre la variation de la puissance et du couple d'une éolienne en fonction de sa vitesse de rotation qui est contenue dans la vitesse du vent.

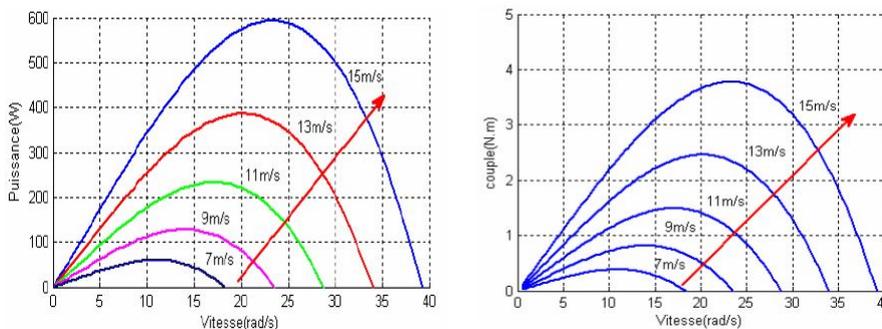


FIGURE 1.16 – Influence de la vitesse de rotation du rotor sur la puissance et le couple éolien

### 1.5.1 Conversion aérodynamique

Une turbine éolienne est une machine qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le ratio de puissance extraite du vent et la puissance mécanique a une limite que l'on appelle la limite de Betz. Elle ne peut pas dépasser 59%. Dans l'industrie on rencontre deux types de turbines selon la disposition de l'arbre sur lequel l'hélice est monté : les turbines à axe vertical et celles à axe horizontal. Celles-là qui sont tripales sont très répandues actuellement à cause de leur rendement à ceux des autres machines et de leur conception simple. De plus, ces turbines peuvent suivre la direction du vent et sont silencieuses [16].

Les turbines axe vertical étaient les premières technologies développées pour la production d'électricité, mais ne sont plus utilisées à cause des contraintes mécaniques au niveau du sol. Celles à axe horizontal sont largement utilisées pour des raisons économiques liées à leur fabrication et leur implémentation. La figure (1.17) présente les deux technologies d'éolienne.

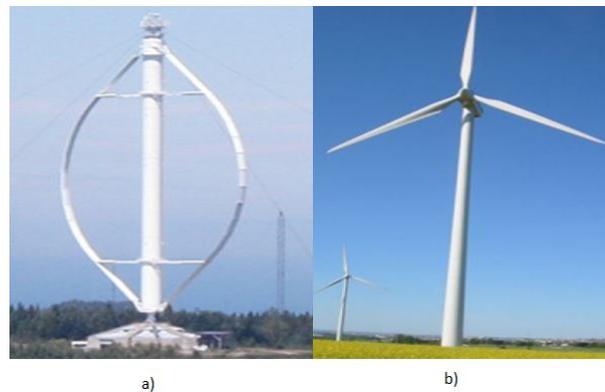


FIGURE 1.17 – Turbines éoliennes a) à axe vertical et b) à axe horizontal

Parmi les éoliennes à axe horizontal, on distingue celles à vitesse fixe et celles à vitesse variable.

Les éoliennes à vitesse fixe tournent à une vitesse constante, déterminée par le rapport de l'engrenage, la fréquence du réseau et le nombre de paires de pôles de la génératrice [10]. Ce type d'éolienne génère une puissance de sortie très fluctuante sur le réseau altérant la qualité de l'énergie produite et provoquant ainsi de perturbations sur le système d'alimentation.

Les éoliennes à vitesse variable peuvent atteindre une efficacité de conversion d'énergie maximale sur une large gamme de vitesse du vent. Avec ce type d'éolienne, la turbine permet d'ajuster en permanence la vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent [10]. La qualité de l'énergie produite par une éolienne à vitesse variable est nettement améliorée par rapport à celles fonctionnant à vitesse fixe [19]. En dépit de ses avantages, il existe quelques inconvénients des éoliennes à vitesse variable : augmentation des coûts de fabrication et les pertes de puissance dus à l'utilisation des convertisseurs de puissance qui servent d'interface entre la génératrice et le réseau. Dans le cadre de cette thèse, nous utiliserons une turbine à axe horizontal fonctionnant à vitesse variable.

### 1.5.2 Les Machines Électriques

Dans l'industrie, il existe plusieurs machines électriques pouvant convertir l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique. Pour les SPEE, un compromis technique et économique

est nécessaire pour le choix du type de machine que l'on doit utiliser.

### 1.5.2.1 Machine synchrone (MS)

#### Description de la MS

Le concept MS désigne toutes les machines à courant alternatif (AC) dont la vitesse de rotation du rotor est égale à celle du champ tournant (stator). Pour un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique rotorique est fixe par rapport au rotor, ce qui impose le synchronisme entre le champ tournant statorique et le rotor ; d'où le nom de MS [20].

La MS peut être utilisée soit en génératrice (alternateur), ou soit en moteur.

- En fonctionnement génératrice, la MS convertit l'énergie mécanique en énergie électrique ;
- En fonctionnement moteur, la MS convertit l'énergie électrique en énergie mécanique.

La MS est surtout utilisée en génératrice où elle est sans concurrent. On rencontre les MS dans tous les domaines de puissance, de moins d'un watt à plus d'un gigawatt, mais avec des technologies différentes.

Les MS sont distinguées par la nature de leur excitation (bobinages, aimants permanents, etc...) et par leur rapport de saillance. Ainsi, on distingue des MS à rotor bobiné, les MS à double excitation, les MS à aimants permanents et les MS à réluctance variable. Dans le cadre de cette thèse on se limite aux MS à aimants permanents (MSAP) avec l'apparition d'aimants permanents de plus en plus performants. Les MSAP sont devenues compétitives aux MAS, même dans le domaine de la moyenne puissance.

#### Constitution de la MS

La MS est constituée de deux parties : le rotor qui est la partie mobile et le stator qui est la partie fixe.

- Le rotor ou l'inducteur est composé d'aimants permanents et sert à créer le champ magnétique qui balaie les conducteurs de l'induit. Il existe deux types de rotors : les rotors à pôles lisses et les rotors à pôles saillants.
- Le stator est formé d'un circuit magnétique portant un enroulement triphasé reparté sur des encoches. Ce bobinage constitue l'induit de la machine et est le siège des FEM induites par le champ tournant. Ce bobinage est représenté également par les trois axes (a, b, c) déphasés, l'un par rapport à l'autre d'un angle de  $120^\circ$  (ou  $2\pi/3$ ).

#### Principe de fonctionnement de la MS

Le rotor est entraîné par une turbine ou un moteur diesel à une fréquence de rotation  $n$ . L'enroulement inducteur qu'il comporte, parcouru par un courant  $I_e$  appelé courant d'excitation, crée une tension magnétique tournante d'entrefer à la fréquence de rotation  $n$ . Le champ tournant qui en résulte, induit dans l'enroulement du stator un système triphasé équilibré de FEM  $e(t)$  dont la fréquence  $f_s$ , pour une machine à  $p$  paires de pôles, est donnée par :  $f_s = n \cdot p$ .

Le rotor et le champ tournant ont la même vitesse de rotation  $\Omega_s$ . Cette vitesse est qualifiée de ce fait de vitesse de synchrone. La valeur efficace des FEM induites à vide est proportionnelle au flux utile par pôle  $\Phi$ , à la fréquence  $f_s$  (ou à la fréquence de rotation  $n$ ) et au nombre de conducteurs actifs d'une phase  $N$ . Elle est exprimée par :

$$E = KNf\Phi \quad (1.12)$$

Avec :

$K$  : le coefficient de Kapp ;

$f$  : la fréquence du réseau en Hertz (Hz) ;

$N$  : le nombre de conducteurs actifs par enroulement (par phase) ;

$\Phi$  : le flux maximal embrassé par une spire en Weber (Wb).

La figure (1.18) présente le schéma d'une MSAP

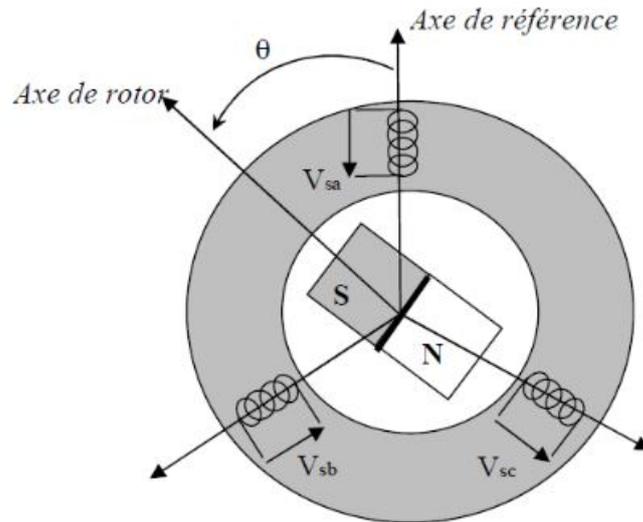


FIGURE 1.18 – Schéma d'une MSAP

### 1.5.2.2 Machine asynchrone (MAS)

#### Description de la MAS

Le concept MAS, également appelée machine à induction, désigne toutes les machines à courant alternatif (AC) dont la vitesse de rotation du rotor est différente de celle du champ tournant (stator). Elle est la plus simple à fabriquer et la moins coûteuse. Elle couvre actuellement l'essentiel des besoins de transformation de l'énergie électrique en énergie mécanique. A titre d'exemples, elle est utilisée pour la quasi-totalité des fonctions auxiliaires des centrales de production électrique ; il en est généralement de même dans les procédés industriels [21].

La gamme de puissance couverte par les machines asynchrones est très étendue : de quelques 5 watts pour des moteurs asynchrones monophasés à bagues de déphasage à quelques centaines de mégawatt. Comme la MS, la MAS peut être utilisée soit en génératrice (alternateur), ou soit en moteur.

#### Constitution de la MAS

Tout comme la MS, la MAS est constituée du rotor, du stator et des organes mécaniques permettant la rotation et le maintien des différents sous-ensembles [22].

- Le rotor est constitué de conducteurs mis en circuit fermé. On rencontre deux types de rotor : le rotor bobiné et le rotor à cage.
- Le stator comporte une carcasse en fonte ou en tôle d'acier dans laquelle est inséré un circuit magnétique formé d'un empilage de tôles.

#### Principe de fonctionnement de la MAS

L'enroulement statorique à  $p$  paires de pôles, parcouru par un système triphasé équilibré de

courants de pulsation  $\omega_s$ , crée une tension magnétique tournante  $\beta_s$  d'entrefer à la vitesse synchrone  $\Omega_s$ , telle que :  $\Omega_s = \omega_s/p$ .

Le flux balayant l'enroulement rotorique en court-circuit y induit des courants. L'action du champ magnétique statorique sur ces courants met en mouvement le rotor. La vitesse de rotation du rotor  $\Omega_r$  est inférieure à la vitesse de synchrone du stator  $\Omega_s$ . La différence relative entre la vitesse de synchrone du stator et la vitesse de rotation du rotor définit le glissement  $g$  de la MAS. Il est exprimé par :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega_r}{\Omega_s} \quad (1.13)$$

Selon la valeur du glissement, trois cas peuvent se présenter :

- Si le glissement est supérieur à 1 ( $g > 1$ ), la MAS fonctionne en mode de freinage.
- Si le glissement est compris entre 0 et 1 ( $0 < g < 1$ ), la MAS fonctionne en mode moteur.
- Si le glissement est inférieur à 0 ( $g < 0$ ), la MAS fonctionne en mode génératrice.

La figure (1.19) présente le schéma d'une MAS triphasée.

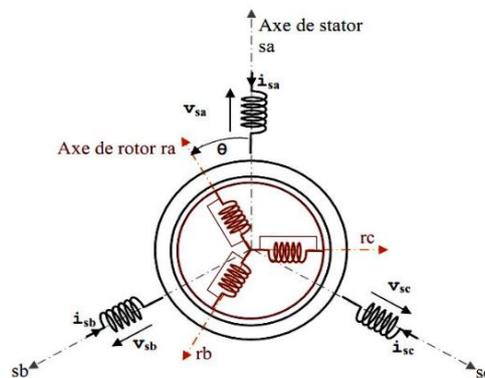


FIGURE 1.19 – Schéma d'une MAS triphasée

Dans le cadre de cette thèse nous utiliserons une éolienne à vitesse variable associée à une machine synchrone à aimants permanents à pôles saillants.

## 1.6 Le Réseau de l'Électricité d'Haïti (EDH)

### 1.6.1 Historicité

EDH est un organisme d'Etat autonome à caractère industriel et commercial, créé par la loi du 9 Août 1971. Par le décret du 20 Août 1989, EDH devient une entreprise d'Etat autonome verticalement intégrée qui a le monopole de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité dans tout le pays. En 1995, Haïti a ratifié une loi sur la modernisation des entreprises publiques. Ainsi, une Commission Nationale de Modernisation du Secteur Public et une Commission Nationale de l'Energie ont été créées. Dans le cadre de cette loi, des Producteurs d'Électricité Indépendants (Independent Power Producer, IPP en anglais) ont émergé. A ce titre, on retrouve : les Centrales thermiques E-Power et de SOGENER pour la région métropolitaine de Port-au-Prince et les Centrales thermiques Haytrac pour les réseaux de Petit-Goàve et des Cayes.

Par le décret du 3 février 2016 régissant le secteur de l'énergie électrique, EDH n'a plus le monopole du secteur de l'énergie. Ainsi, les activités de production, de transport, de distribution

et de commercialisation de l'électricité peuvent être réalisées par toute personne physique ou morale se trouvant sur le territoire national dans le but d'assurer [23] :

- le développement rationnel de l'offre du secteur de l'électricité ;
- l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité ;
- une fourniture du service d'électricité appropriée en quantité et en qualité aux besoins des consommateurs ;
- la promotion de la concurrence et de la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'énergie électrique.

EDH qui détenait du monopole du secteur de l'énergie avant le décret de février 2016, ne génère qu'environ 17% de l'énergie produite en Haïti. Le reste provient de producteurs indépendants d'électricité et de la coopération tripartite (Haïti-Venezuela-Cuba). Celle-ci a permis la construction de trois nouvelles centrales thermiques à Port-au-Prince, aux Gonaïves et au Cap-Haïtien en 2007 sous le nom d'une convention appelée Bolivar- Pétion-Marti (BPM).

A partir des données disponibles au MEF, nous présentons la répartition des fournisseurs d'énergie en Haïti d'octobre 2014 à septembre 2017.

Période oct. 2014 - sept. 2017		
Producteur	Production d'énergie (MWh)	Ratio total (%)
EDH	168.601,55	17,22
IPP	554.266,20	55,87
BPM	266.841,15	26,91
<b>Production totale</b>	<b>989.708,90</b>	<b>100</b>

TABLE 1.5 – Répartition des fournisseurs d'énergie en Haïti

### 1.6.2 Caractéristiques

Le périmètre du réseau de l'Electricité D'Haïti (EDH) couvre théoriquement tout le pays. En pratique, EDH est présente dans un nombre limité de communes. Il n'y a pas de réseau électrique national, excepté le réseau métropolitain de Port-au-Prince constitué de cinq grandes centrales électriques interconnectées au niveau du dispatching à Delmas 33. C'est ce réseau qui constitue le cadre de cette thèse, il sera présenté au prochain chapitre.

Le réseau électrique de l'EDH est caractérisé par :

- Des infrastructures énergétiques vieillissantes et fragiles ;
- Des réseaux isolés avec différents niveaux de tension ;
- Une faible flexibilité des groupes de production : La taille unitaire du plus grand groupe de production du réseau est de 18 MW. De ce fait, le réseau répond difficilement aux variations quotidiennes brusques de la consommation ;
- Des coupures de service d'électricité fréquentes : La capacité de production installée est d'environ 320 MW dont seulement 176 MW sont disponibles. Cette puissance disponible est insuffisante pour répondre à la demande estimée à plus de 500 MW [4] ;
- Une forte dépendance de l'importation des produits pétroliers : La plus grande partie de la puissance est fournie par la production thermique (81% du diesel et du mazout), avec l'hydroélectricité contribuant à 19% [4] ;

## 1.6 Le Réseau de l'Électricité d'Haïti (EDH)

- Un ensemble de sept réseaux interconnectés dans les grands centres urbains : Ils ont une puissance totale installée d'environ 63 MW [24]. Ils regroupent les réseaux interconnectés du Nord, du nord-Est, de l'Artibonite, des Cayes, de Petit-Goâve, de Jacmel et du Haut et Bas Plateau Central.
- Un ensemble de réseaux isolés gérés par l'EDH : Ils ont une puissance totale installée d'environ 10 MW [24]. Ils regroupent les centrales de Jérémie, de Port de Paix, de l'Arcahaie, d'Anse à Galets et de Bainet ;
- Un ensemble de réseaux isolés gérés par les municipalités et assistés par l'EDH : Ils ont une puissance totale installée d'environ 5.4 MW [24]. Ce sont des centrales assistées dont la construction a été financée à partir du Trésor Public dans le cadre du Programme d'électrification des communes. Elles bénéficient de l'assistance technique et financière de l'EDH.

La figure (1.20) présente la carte du réseau de l'EDH.

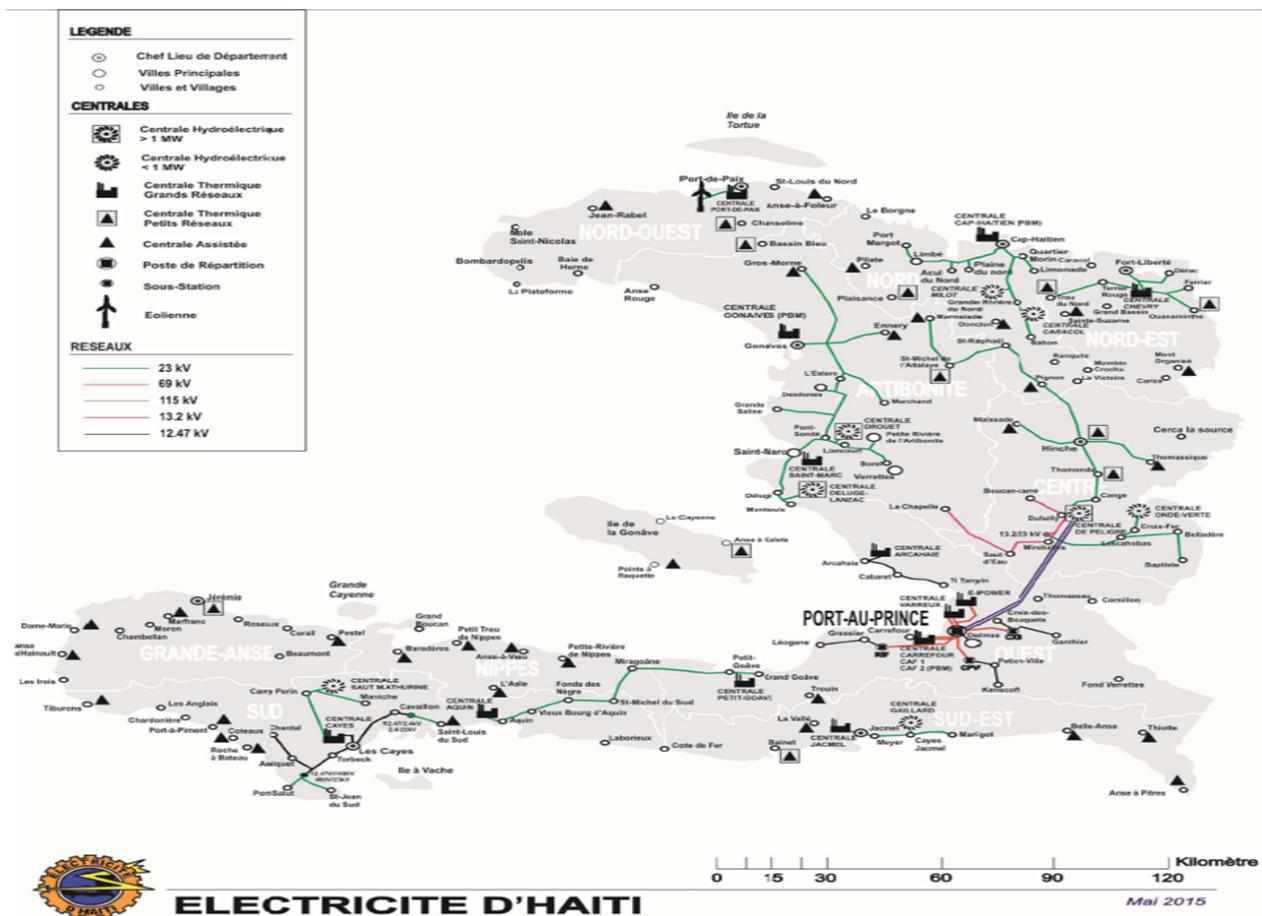


FIGURE 1.20 – Carte du réseau de l'EDH [25]

## 1.7 Objectifs de thèse

Les objectifs de nos travaux de thèse peuvent se résumer dans les points suivants :

1- Optimisation de l'écoulement de puissance dans le cadre d'un réseau électrique : Les méthodes du point intérieur, les algorithmes génétiques et essaims particulières seront implémentées sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince.

2- Optimisation de la puissance extraite d'un système de production photovoltaïque : Les méthodes de MPPT classiques P&O et non linéaire de type Backstepping vont être appliquées sur un système PV constitué d'un GPV de  $3 kW_c$ , d'un convertisseur Boost et d'une charge résistive sans système de stockage ;

3- Optimisation de la puissance extraite d'un système de production d'énergie éolienne : Les méthodes de MPPT classiques P&O et non linéaire de type Backstepping vont être appliquées sur un système de production d'énergie électrique constitué d'un générateur éolien de 20 kW, d'un pont de redresseur à diodes, d'un convertisseur Boost et d'une charge résistive sans système de stockage ;

4- Optimisation de l'écoulement de puissance avec intégration des sources d'énergie renouvelable dans le cadre d'un réseau électrique : Les méthodes du point intérieur et essaims particulières seront implémentées sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince.

## 1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le potentiel des différentes sources d'énergie renouvelable et l'état des lieux du secteur énergétique haïtien. Il ressort de notre analyse que le secteur est dominé par l'utilisation abusive de la biomasse (bois et charbon de bois), qui est l'origine de la dégradation spectaculaire de l'environnement et des dommages occasionnés par les récentes catastrophes météorologiques qui ont frappé le pays au cours des trois dernières décennies .

Nous avons procédé à une description des technologies des deux sources d'énergie (PV et éolienne) choisies pour être intégrées ultérieurement dans un réseau électrique classique et qui sont actuellement en pleine expansion dans le monde. Les principes de fonctionnement ainsi les éléments constitutifs de chacune de ces technologies ont été séparément présentés. Nous avons également présenté les caractéristiques du réseau électrique de Port-au-Prince. Celui-ci est caractérisé par des infrastructures énergétiques et fragiles, des coupures électriques très fréquentes et des pertes techniques et non techniques très considérables de plus de 60%. Nous avons enfin présenté les objectifs des travaux de thèse. Le prochain chapitre abordera le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance.

# Chapitre 2

## Optimisation de l'écoulement de Puissance dans un Réseau Électrique

### 2.1 Introduction

La demande d'énergie électrique à travers le monde s'accroît très rapidement. Plus de 70 % de la production d'énergie est basée sur des centrales de production d'énergie thermique. La demande en carburant devient donc importante et, par conséquent on assiste à une augmentation rapide de son coût [26].

La croissance vertigineuse du coût du pétrole ainsi que le transit des flux de puissance sur de longue distance ont contribué au développement des méthodes efficaces qui permettent de satisfaire à des critères économiques ou techniques tout en respectant certaines contraintes. C'est ce problème qu'on appelle dans la littérature " Écoulement de Puissance Optimal" ou " Optimal Power Flow (OPF)", en anglais.

L'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF) est l'un des problèmes les plus importants pour les planificateurs et les opérateurs des réseaux électriques [27]. Son principal objectif est de minimiser la fonction objectif et de satisfaire simultanément les contraintes d'égalité et d'inégalité. Dans la littérature, plusieurs méthodes ont été utilisées pour résoudre les problèmes d'OPF. Elles peuvent être classées comme suit :

Conventionnelle : La Méthode du point intérieur (IPM) [28] est l'une des méthodes conventionnelles la plus efficace. Elle conserve sa précision tout en obtenant de grands avantages en termes de vitesse de convergence. La Méthode de Programmation Linéaire (LP) [29] est utilisée quand toutes les contraintes sont linéaires et a une bonne convergence caractéristique. La Méthode de Newton (NM) [30] est un outil puissant pour résoudre le compensateur série commandé par thyristor (TCSC) des réseaux électriques mis à niveau fiables et en utilisant très peu d'itérations. Les inconvénients de ces méthodes sont d'abord leur possibilité d'être piégées dans des minimum locaux, et ensuite leur incapacité de résoudre les problèmes d'optimisation multi-objectifs

Métaheuristique : L'Algorithme Génétique Adapté (AGA) [31] a été utilisé pour optimiser le coût de génération, améliorer la déviation de tension et optimiser le coût quadratique par morceaux. L'Optimisation à Essaim de Particules (PSO) [32] a été utilisée pour réduire les pertes de puissance active et améliorer le profil de tension. La Méthode d'Optimisation à Base du Trou Noir (BHBO) [34] est utilisée pour optimiser le coût de génération, améliorer le profil de tension, améliorer la stabilité de tension, etc. Ces méthodes sont utilisées pour résoudre les

problèmes d'optimisation complexe mono et multi-objectifs.

Hybride : Association de deux ou plusieurs algorithmes. [35] a utilisé une méthode hybride à base de l'Algorithme de la Libellule (DA) et PSO pour minimiser le coût de génération, le coût de l'émission et la transmission des pertes. [36] a utilisé deux algorithmes hybrides, l'un à base de système flou et des Algorithmes Génétiques et l'autre à base de système flou et de l'algorithme à essaim particulaire (PSO) pour minimiser le coût de génération.

Ce chapitre a pour objectifs de faire une présentation des généralités d'un réseau électrique, le modéliser et optimiser le coût du combustible de génération pour réduire les pertes de puissances actives dans les lignes de transmission et améliorer le profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres. L'optimisation a été réalisée sur deux réseaux test : le réseau classique IEEE-30 et le réseau de Port au Prince. Les méthodes du point intérieur (IPM), les algorithmes génétiques et des essais particulaires (PSO) y ont été appliquées sous l'environnement des logiciels MatPower et Matlab/Simulink.

## 2.2 Généralités sur les réseaux électriques (RE)

Un réseau électrique est un ensemble constitué d'unités de production, de consommation et des centres de contrôle. L'énergie électrique est produite soit à l'aide des sources conventionnelles telles que les combustibles fossiles et la fusion nucléaire ou soit à l'aide des sources renouvelables, telles que le soleil, le vent, l'eau, la géothermie et la biomasse. Pour le bon fonctionnement d'un réseau électrique, l'équilibre production/consommation doit être constamment maintenu dans le respect des contraintes établies selon les normes de son exploitation.

### 2.2.1 Structure des réseaux électriques

Un RE est organisé en plusieurs niveaux de tension. Leur appellation varie d'un pays à un autre. Il a quatre principales fonctions : la production, le réseau de transport et de répartition, le réseau de distribution et la consommation. La figure (2.1) présente l'architecture d'un réseau électrique traditionnel avec ses différentes fonctions.

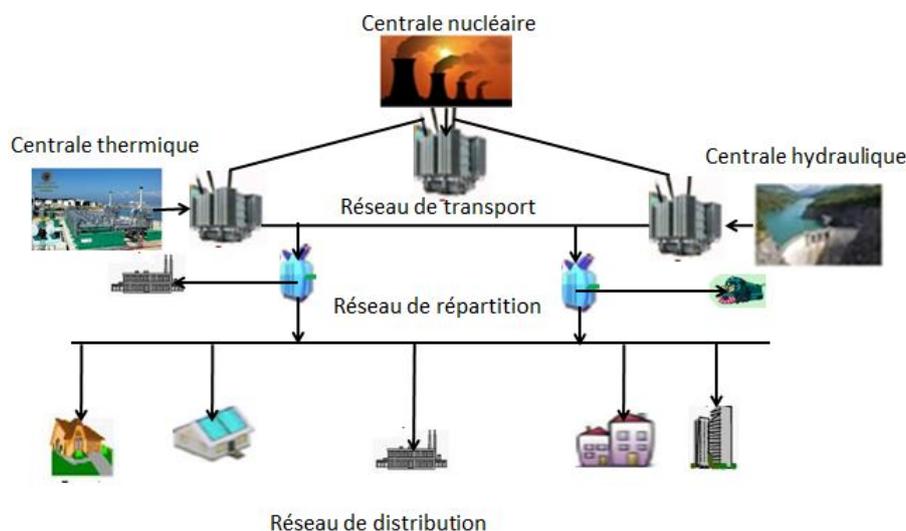


FIGURE 2.1 – Architecture d'un réseau électrique traditionnel

### 2.2.1.1 La Production

L'objectif principal de la production de l'énergie électrique est de répondre à la demande de l'ensemble des consommateurs. La production d'électricité relève essentiellement du secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique [37]. Elle repose classiquement sur le principe de la transformation des sources d'énergie primaire (comme l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fusion nucléaire, le soleil, le vent, etc..) en énergie électrique. Les unités de production peuvent être classées en deux catégories : la production prévisible liée aux sources primaires stockables (pour les trois premières sources et la production peu prévisible liée aux sources primaires non stockables (pour les deux dernières sources).

Les grandes unités de production d'électricité sont généralement basées sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques [37, 38]. Elles sont connectées sur le réseau de transport via des transformateurs de puissance qui permet d'adapter la tension des groupes de production à celle du réseau.

### 2.2.1.2 Le Réseau de Transport (RT) et le Réseau de Répartition (RR)

Le réseau de transport a pour rôle de transporter l'énergie à très haute tension (HTB) depuis les centres de production jusqu'au réseau de distribution. Il assure dans certains cas, l'interconnexion entre les réseaux des pays voisins. Pour son bon fonctionnement, le RT doit respecter les normes qui concernent la qualité de tension (amplitude et fréquence) et qui garantissent également sa sécurité en respectant les limites ou les contraintes de certaines de ses variables (fréquence, niveau de tension, écoulement de puissance, etc.). Par exemple, la fréquence nominale d'un réseau de transport est de 50 Hz en Europe et de 60 Hz en Amérique.

La fréquence du réseau électrique est proportionnelle à vitesse de rotation des alternateurs entraînés par les unités de production. Le niveau de la tension de transport varie avec la distance et la puissance transportée. Plus la distance est grande, plus la tension doit être élevée afin de réduire les pertes par effet Joule dans les lignes de transport. Puisque l'énergie produite par les unités de production doit être transportée sur de longue distance, ce transport se fait en très haute tension (supérieure à 50 kV). Le réseau de transport a une structure maillée dans le but de garantir une meilleure répartition de puissance, une meilleure stabilité en tension et une meilleure continuité de service en cas d'incident sur une branche (par exemple, la perte d'une unité de production).

Le réseau de répartition (RR) quant à lui, sert d'interface entre le RT et le RD. Il achemine l'énergie vers les principaux centres de consommation des différentes régions qui s'y attachent. Il alimente principalement les gros clients industriels comme les entreprises ferroviaires et le RD [40]. Il a une structure essentiellement en boucle.

### 2.2.1.3 Le Réseau de Distribution (RD)

Le RD constitue l'architecture la plus importante du RE [39]. Il doit satisfaire aux critères de sécurité des vies et des biens, de qualité de la tension, de disponibilité de l'énergie et de rentabilité [41]. Il alimente parfois les clients industriels et les consommateurs résidentiel et commercial. Le niveau de tension du réseau de distribution est inférieur ou égal à 50 kV. Ce réseau est organisé en deux niveaux de tension : le réseau haute tension de classe A (HTA) en Europe ou réseau moyenne tension (MT) en Amérique et le réseau basse tension (BT) qui

constitue le dernier maillon du réseau électrique.

Le réseau de distribution a une structure essentiellement radiale dans le but de localiser et d'éliminer le plus rapidement possible les défauts. Cette structure simplifie considérablement le système de protection puisque le transit se fait traditionnellement de façon unilatérale de la haute vers la basse tension. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée [42].

La figure (2.2) nous présente l'appellation normalisée des différents niveaux de tension en France après l'année 1989.

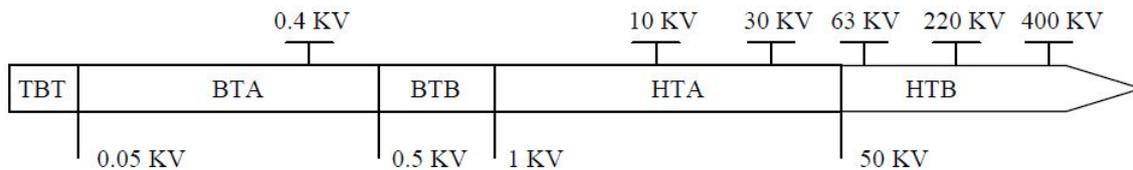


FIGURE 2.2 – Normalisation des différents niveaux de tension en France [39, 40]

### 2.2.1.4 La Consommation

Dans un RE, les consommateurs sont les différentes charges alimentées par le réseau de distribution. Elles sont caractérisées par leurs puissances active et réactive. Elles peuvent être soit du secteur résidentiel, soit du secteur industriel ou soit du secteur tertiaire utilisant l'énergie électrique sous forme calorifique, lumineuse et mécanique.

## 2.2.2 La Gestion des Réseaux Électriques (RE)

La tension et la fréquence constituent les deux grandeurs caractéristiques d'un RE et traduisent son bon fonctionnement. Le réglage de la puissance active (respectivement la puissance réactive) se rapporte étroitement au contrôle de la fréquence (respectivement de la tension). Le réglage de la fréquence et de la tension constitue un facteur clé qui détermine la qualité et la continuité de service d'un RE.

### 2.2.2.1 Le réglage de fréquence

La fréquence d'un réseau électrique est un indicateur de l'égalité entre la production et la consommation. Elle doit être maintenue au seuil préconisé par le gestionnaire du réseau afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau. En effet, la puissance fournie par la turbine dépend de son couple mécanique et de sa vitesse de rotation liée à la fréquence.

Le réglage de la fréquence répond aux exigences de conserver le synchronisme des alternateurs pouvant entraîner la perte des groupes de production en cascade, de limiter le fonctionnement des systèmes auxiliaires. Il permet également d'éviter la dégradation des circuits magnétiques des transformateurs entraînant ainsi un fonctionnement dégradé et des pertes fer en cas de baisse de la fréquence. Pour maintenir l'équilibre du réseau, trois actions coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire. Ces trois types de réglage ne seront pas traités dans le cadre de ce chapitre.

### 2.2.2.2 Le réglage de tension

La tension d'un RE est une grandeur physique qui caractérise la qualité de la fourniture du service. Une surtension peut endommager les appareils du consommateur ou du réseau. Une sous-tension induit des courants élevés provoquant des pertes par effet Joules très importantes [37].

Le transport de la puissance électrique depuis les centres de production jusqu'aux consommateurs conduit toujours à des variations de la tension que l'on convient de bien régler. Le réglage de la tension répond aux trois exigences suivantes [37] :

- Satisfaire les utilisateurs : les plages de tension définies dans les contrats d'accès au réseau public conditionnent le dimensionnement des installations de consommation et de production. Le respect de ces plages conditionne le bon fonctionnement de ces installations. Dans le cas contraire, cela peut conduire au déclenchement des installations de l'utilisateur ;
- Assurer la sûreté de fonctionnement du réseau : un réglage de tension efficace ainsi que des capacités constructives suffisantes en puissance réactive sur les groupes de production limitent le risque d'effondrement en tension du réseau ;
- Respecter les contraintes de fonctionnement du matériel : comme nous l'avons déjà mentionné, des tensions trop hautes entraînent le vieillissement ou la destruction du matériel ; des tensions trop basses provoquent des surcharges dans les lignes de transmission qui, par conséquent perturbent le bon fonctionnement des protections et des régulateurs en charge des transformateurs et affectent le fonctionnement des auxiliaires des installations de production du côté réseau.

Au niveau du réseau de transport, le réglage de tension nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle rapide et efficace en vue d'assurer la stabilité et la sûreté du réseau électrique. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé et constitué de trois niveaux distincts : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire.

Au niveau du réseau de distribution, le réglage de tension se réalise au niveau du régulateur en charge des transformateurs, des bancs de condensateurs et du contrôle des puissances actives et réactives. Seul le réglage de la tension au niveau du réseau de distribution sera traité dans ce chapitre.

#### **Régulateur en charge du transformateur**

Le régulateur en charge permet d'ajuster le rapport de transformation en ajoutant, ou retranchant, quelques spires de réglage en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Ce réglage peut être réalisé en charge ou hors charge. Le régulateur en charge (On-Load Tap Charger) permet d'ajuster la tension au niveau de la moyenne tension en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension en amont, c'est-à-dire du réseau de transport. Il permet de tenir la tension dans sa plage contractuelle.

#### **Bancs de condensateurs**

Les bancs de condensateurs installés aux postes-sources (PS) permettent de diminuer le flux de puissance réactive injecté au jeu de barre et corrigent également le facteur de puissance qui s'y trouve. Ils sont contrôlés par des automates utilisant des relais varométriques.

#### **Compensateurs synchrones**

La compensation synchrone est une solution qui consiste à régler l'excitation des générateurs

pour produire ou absorber l'énergie réactive qui permet, par son transit en un point du réseau, d'ajuster la tension de ce point.

### 2.2.3 Le plan de protection

Le plan de protection d'un réseau c'est l'organisation globale des systèmes de protection, des ouvrages du réseau et des groupes de production. Il a pour but d'éliminer les défauts de façon sélective et rapide afin d'en minimiser les conséquences. Globalement, un système de protection a pour rôle d'éliminer les défauts d'isolement internes ou externes (court-circuit) sur le réseau pour :

- Assurer la protection des personnes au voisinage des ouvrages ;
- Assurer l'intégrité du matériel du réseau et des producteurs ;
- Eviter la dégradation du système électrique.

La dégradation d'un RE peut inclure la stabilité des groupes de production, la rupture de synchronisme, l'écroulement de tension et les reports de charges incontrôlables.

## 2.3 Modélisation des éléments d'un réseau électrique

La modélisation d'un RE est une étape qui consiste à reproduire, par voie de simulation, le comportement dynamique de ses différents composants dans ses différents modes de fonctionnement envisagés. Un RE est constitué d'un générateur, des lignes de transmission, des charges, des transformateurs et des éléments de shunt.

### 2.3.1 Modélisation d'un générateur électrique

Un générateur est une source de tension qui injecte une puissance active  $P_g$  et une puissance réactive  $Q_g$  au niveau du jeu de barres sur lequel il est connecté. La puissance active est constante au cours du calcul de l'écoulement de puissance alors que la puissance réactive varie entre les valeurs minimale et maximale initialement fixées pour la sécurité du réseau. Le réglage de la puissance réactive permet de maintenir constante la tension au jeu de barre.

Lorsque la puissance réactive est positive ( $Q_g > 0$ ), le générateur fournit de la puissance réactive au réseau électrique ; tandis que si la puissance réactive est négative ( $Q_g < 0$ ), le générateur consomme de la puissance réactive du réseau. La figure (2.3) présente le modèle caractéristique d'un générateur.

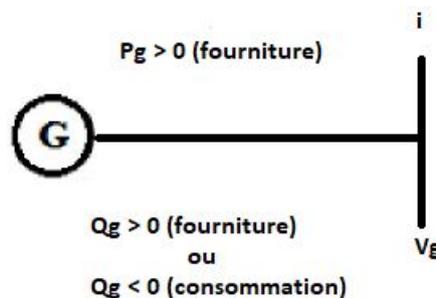


FIGURE 2.3 – *Modèle d'un générateur*

L'équation de modélisation d'un générateur électrique s'écrit :

$$S_{gi} = P_{gi} - jQ_{gi} \quad (2.1)$$

Où  $S_{gi}$ ,  $P_{gi}$  et  $Q_{gi}$  sont respectivement les puissances apparente, active et réactive du générateur au jeu de barre  $i$ .

### 2.3.2 Modélisation des lignes de transmission électrique

Une ligne de transmission électrique est un dipôle RLC en parallèle. Elle est constituée de deux parties :

- Une résistance  $r_{ij}$  en série avec une réactance  $x_{ij}$  qui forment l'admittance série  $y_{ij}$ .  
L'admittance série de la ligne est donnée par l'équation (2.2) :

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = g_{ij} + jb_{ij} \quad (2.2)$$

- Une susceptance capacitive  $B_{ij}$  (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation  $G_{ij}$  qui forment l'admittance shunt  $y_{ij0}$ .

La conductance d'isolation  $G_{ij}$  étant souvent négligée, l'admittance shunt est donnée par l'équation (2.3) :

$$y_{ij0} = \frac{g_{ij0}}{2} + j\frac{bc_{ij}}{2} = j\frac{bc_{ij}}{2} = jB_{ij} \quad (2.3)$$

Généralement, dans un réseau de distribution les lignes de transmission sont modélisées sous forme d'un modèle de type ( $\pi$ ) dans lequel la conductance d'isolation  $G_{ij}$  est négligée. Le modèle d'une ligne normale est illustré à la figure (2.4).

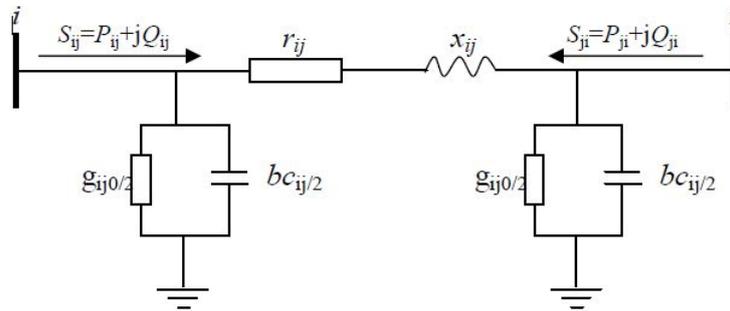


FIGURE 2.4 – *Modèle d'une ligne de transport*

Une ligne de transmission est une source non négligeable de puissance réactive. En fonction de sa longueur, les lignes de transmission peuvent être classées en lignes courtes, lignes moyennes et lignes longues [43].

- Les lignes courtes : la longueur  $L$  est inférieure à 80 km ;
- Les lignes moyennes : la longueur  $L$  est comprise entre 80 km et 240 km ;
- Les lignes longues : la longueur  $L$  est supérieure à 240 km.

### 2.3.3 Modélisation des charges électriques

Les charges électriques ce sont les consommateurs connectés au réseau. Elles correspondent à des injections des puissances négatives aux jeux de barre sur lesquels elles sont connectées. Elles sont modélisées par une impédance  $Z$  qui consomme une puissance active  $P_d$  et une puissance réactive  $Q_d$  constantes. La puissance réactive peut être positive ( $Q_{di} > 0$  : puissance fournie) ou

négative ( $Q_{di} < 0$  : puissance consommée) selon que la charge soit inductive ou capacitive.

Dans un RD, les charges peuvent être classées en trois catégories [40] :

- Les charges de type résidentiel qui sont en Basse Tension (BT) pour l'usage domestique. Elles regroupent les habitations individuelles ou collectives ;
- Les charges de type tertiaire qui peuvent être en BT ou en Moyenne Tension (MT) pour l'usage commercial. Elles regroupent les services, les bureaux, les hôtels, les bâtiments d'enseignement, etc. ;
- Les charges de type industriel qui peuvent être en BT ou en MT pour l'usage industriel. Elles regroupent les usines, les carrières, les raffineries, etc.

Le modèle équivalent d'une charge électrique est illustré par la figure (2.5).

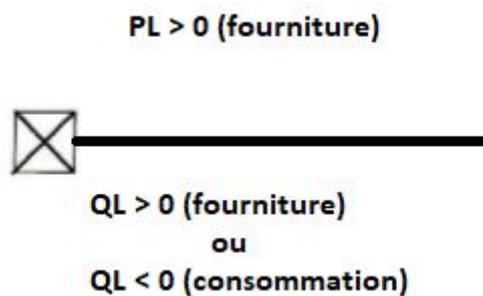


FIGURE 2.5 – *Modèle d'une charge électrique*

L'équation de modélisation d'une charge électrique est donnée par l'équation (2.4) :

$$S_{di} = P_{di} \pm jQ_{di} \quad (2.4)$$

Où  $S_{di}$ ,  $P_{di}$  et  $Q_{di}$  sont respectivement les puissances apparente, active et réactive de la charge au jeu de barre  $i$ .

### 2.3.4 Modélisation des éléments shunt électriques

Les éléments shunt électriques sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive afin d'obtenir un meilleur profil de tension.

L'équation de modélisation d'un élément shunt électrique est donnée par l'équation (2.5).

$$y_i = g_i + jb_i \quad (2.5)$$

Où  $y_i$ ,  $g_i$  et  $b_i$  sont respectivement l'admittance, la conductance et la susceptance de l'élément au jeu de barre  $i$ .

Le modèle d'un élément shunt électrique est indiqué par la figure (2.6).

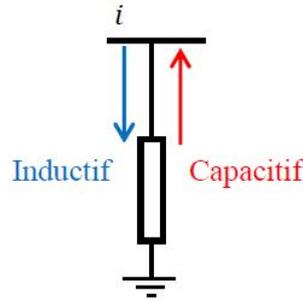


FIGURE 2.6 – *Modèle d'un élément shunt électrique*

### 2.3.5 Modélisation d'un transformateur électrique

D'après la norme NF EN 60071-1, un transformateur est un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique. Un transformateur joue un rôle important dans le contrôle des puissances actives et réactives dans les lignes de transmission. Dans un RD, on peut rencontrer deux types de transformateurs : Les transformateurs standards (sans régulateurs en charge) et les transformateurs avec régulateurs en charge [40]. Les régulateurs en charge (en anglais On Load Tap Changer (OLTC)) permettent de modifier le rapport de transformation des tensions en modifiant le nombre de spires constituant le transformateur.

Un transformateur est représenté par un quadripôle en  $\pi$  non symétrique liant le rapport de transformation ( $T$ ) et l'impédance de fuite ( $B$ ). Le rapport de transformation est inclus dans la matrice d'admittance.

La matrice d'admittance entre les jeux de barre  $i$  et  $m$  d'un transformateur est donnée par l'équation (2.6).

$$Y_{x_{fm}} = \begin{pmatrix} \frac{y_{ij}}{T_{ij}^2} & \frac{-y_{ij}}{T_{ij}} \\ \frac{-y_{ij}}{T_{ij}} & y_{ij} \end{pmatrix} \quad (2.6)$$

Le modèle d'un transformateur est illustré à la figure (2.7).

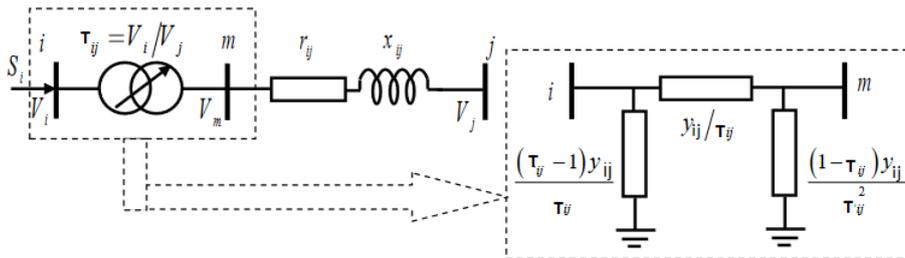


FIGURE 2.7 – *Modèle d'un transformateur électrique*

## 2.4 Écoulement de puissance dans un réseau électrique

Le calcul de l'écoulement de puissance (ou Load Flow ou Power Flow en anglais) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissance et des tensions dans un réseau électrique pour un cas de charge donnée. Il est caractérisé par quatre grandeurs : les puissances actives et réactives ainsi que le module de la tension et de l'angle de tension. Pour les obtenir, il est donc nécessaire de modéliser l'ensemble de composants du réseau. D'une manière générale, la modélisation d'un réseau d'énergie consiste à faire un ensemble d'hypothèses simplificatrices qui conditionneront à la fois la complexité et le domaine de validité du modèle retenu.

L'étude de l'écoulement de puissance permet de déterminer l'évolution des variables du réseau en fonctionnement normal ou anormal afin d'en assurer une exploitation efficace selon les normes techniques. Elle permet également de planifier la construction et l'extension ainsi que la conduite et le contrôle du réseau.

L'étude de l'écoulement de puissance a pour but d'assurer :

- La continuité du service ;
- Le bon fonctionnement du système électrique ;
- La qualité du service fourni aux consommateurs,

### 2.4.1 Classification des jeux de barres

Dans un réseau électrique, un jeu de barres (appelé également Bus) est un ensemble de conducteurs qui assure le transport de l'énergie électrique entre ses différents composants. Chaque jeu de barre est caractérisé par quatre variables : sa puissance active  $P_i$ , sa puissance réactive  $Q_i$ , son module de tension  $V_i$  et son angle de phase  $\theta_i$ . A partir de ces quatre variables, les jeux de barres peuvent être classés en trois catégories : le jeu de barre de référence, les jeux de barre de contrôle et les jeux de barre de charge

#### 2.4.1.1 Jeu de barres de référence

Le jeu de barres de référence est choisi parmi ceux où les générateurs sont connectés. Il a pour rôle de fournir de la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes de puissances dans les lignes de transmission. Dans le calcul de l'écoulement de puissance, les valeurs de tension et de l'angle de phase sont spécifiées. Les valeurs des puissances actives et réactives doivent être calculées afin de s'adapter aux exigences des jeux de barre de contrôle.

#### 2.4.1.2 Jeux de barres de contrôle

Les jeux de barres de contrôle (appelés aussi jeux de barres de génération) sont ceux où les générateurs sont connectés. Dans le calcul de l'écoulement de puissance, les valeurs de la puissance active et de la tension sont spécifiées. Les valeurs de la puissance réactive et de l'angle de phase sont à déterminer.

#### 2.4.1.3 Jeux de barres de charges

Les jeux de barres de charges (appelés aussi jeux de barres de demande) sont ceux où les charges sont connectées. Dans le calcul de l'écoulement de puissance, les valeurs des puissances actives et réactives sont donc spécifiées. Les valeurs de la tension et de l'angle de phase sont à déterminer.

### 2.4.2 Classification des variables de l'Écoulement de Puissance

Les variables peuvent être classées en trois types : les variables de contrôle, les variables d'état et les variables de perturbation.

#### 2.4.2.1 Variables de contrôle

Les variables de contrôle ou indépendantes sont les groupes de production. Elles sont contrôlables et caractérisées par leurs puissances actives ( $P_g$ ) et réactive ( $Q_g$ ). Dans certains cas, on peut ajouter leurs tensions ( $V_g$ ) et le rapport de transformation des transformateurs avec régleur en charge (T). Elles constituent les composantes du vecteur de contrôle ( $u$ ) ;

#### 2.4.2.2 Variables d'état

Les variables d'état ou dépendants sont les modules de tension ( $V$ ) et de l'angle de phase de la tension ( $\theta$ ) qui caractérisent l'état du système. Elles constituent les composantes du vecteur d'état ( $x$ ).

#### 2.4.2.3 Variables de perturbation

Les variables de perturbation sont les charges. Elles sont incontrôlables et caractérisées par leurs puissances actives ( $P_d$ ) et réactives ( $Q_d$ ). Elles constituent les composantes du vecteur de perturbation ( $P$ ).

### 2.4.3 Équations d'écoulement de puissance

D'après la topologie du réseau de 4 noeuds de la figure (2.8), la loi de Kirchhoff appliquée à l'Écoulement de Puissance permet d'écrire :  $I_i = \sum_{i=1}^n (V_i * Y_i)$ .

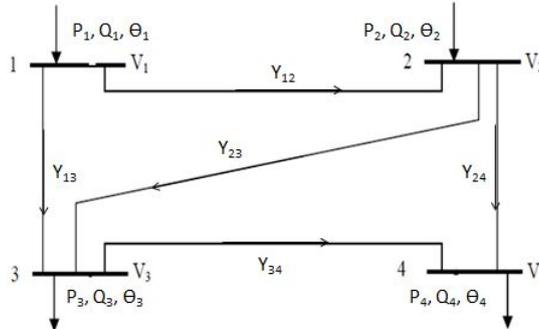


FIGURE 2.8 – Topologie d'un réseau électrique de 4 jeux de barres

En développant pour les quatre jeux de barre, l'équation devient :

$$\begin{cases} I_1 = V_1 * Y_{10} + (V_1 - V_2) * Y_{12} + (V_1 - V_3) * Y_{13} \\ I_2 = V_2 * Y_{20} + (V_2 - V_1) * Y_{12} + (V_2 - V_3) * Y_{23} + (V_2 - V_4) * Y_{24} \\ I_3 = V_3 * Y_{30} + (V_3 - V_1) * Y_{13} + (V_3 - V_2) * Y_{23} + (V_3 - V_4) * Y_{34} \\ I_4 = V_4 * Y_{40} + (V_4 - V_2) * Y_{24} + (V_4 - V_3) * Y_{34} \end{cases} \quad (2.7)$$

Sous forme matricielle cette équation s'écrit :

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{pmatrix} \quad (2.8)$$

Cette dernière équation qui traite un réseau à quatre jeux de barre peut être généralisée pour n jeux de barre. On écrira alors :

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix} \quad (2.9)$$

Où :

n : est le nombre de jeux de barre, n=1,2,.....N

$I_i$  : est l'intensité du courant au jeu de barre i ;

$V_i$  : est la tension au jeu de barre i ;

$Y_{ii}$  : est l'admittance propre du jeu de barre i ;

$Y_{ij}=Y_{ji}$  : est l'admittance mutuelle ou admittance de transfert des jeux de i et j.

### 2.4.4 Méthodes de résolution des équations d'écoulement de puissance

L'équation de modélisation du réseau pour l'analyse de l'écoulement de puissance telle que décrite plus haut nous renvoie à un système non linéaire, c'est-à-dire, qui ne peut pas être décrit par des équations différentielles à coefficients constants. D'où, la complexité et la diversité des systèmes non linéaires et des méthodes qui s'y appliquent. Les méthodes directes ne permettent pas de résoudre les systèmes non linéaires. Pour cela, on a recours aux méthodes itératives. Elles sont très nombreuses. Parmi lesquelles, on peut citer : Newton-Raphson, Gauss, Gauss-Seidel, relaxation, les résidus, etc.. Les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Seidel sont les plus connues et plus couramment utilisées dans le calcul de l'écoulement de puissance.

#### 2.4.4.1 Méthode Newton-Raphson

La méthode Newton-Raphson est une méthode numérique itérative, utilisée pour la résolution des systèmes non linéaires. Elle est la plus utilisée pour le calcul d'écoulement de puissance en raison de sa simplicité et de sa convergence rapide.

La résolution d'un problème d'écoulement de puissance par la méthode Newton-Raphson peut se faire soit en utilisant les coordonnées rectangulaires, soit les coordonnées polaires. Cependant, il est préférable d'utiliser les coordonnées polaires afin de faire apparaître l'ensemble des variables qui caractérisent le réseau électrique.

#### 2.4.4.2 Méthode Gauss-Seidel

La méthode Gauss-Seidel est une méthode numérique itérative simple, utilisée pour la résolution des systèmes linéaires et non linéaires de faible puissance. Pour des systèmes de grande puissance, on l'utilise pour obtenir une solution approximative. Cette méthode ne nécessite pas beaucoup d'espace en termes de mémoire.

## 2.5 Optimisation de l'Écoulement de Puissance (OPF) dans le cadre d'un réseau électrique

Depuis les trois dernières décennies, les problèmes d'optimisation deviennent une thématique qui occupe une place importante dans la communauté scientifique. Un problème d'optimisation consiste à rechercher le minimum ou le maximum d'une fonction donnée. On peut rencontrer des problèmes pour lesquels les variables de la fonction à optimiser ne sont soumises à aucune contrainte et d'autres pour lesquels elles sont soumises à certaines contraintes. Pour cette dernière catégorie, on parle de problème d'optimisation sous contraintes. C'est cette forme qui nous intéresse ici pour l'étude d'OPF dans le cadre d'un réseau électrique.

L'OPF d'un réseau électrique consiste à minimiser ou maximiser un critère (économique ou technique) que l'on appelle aussi fonction objective tout en respectant d'une part, les contraintes d'égalité qui caractérisent la condition d'équilibre du réseau; et d'autre part, les contraintes d'inégalité qui caractérisent les limites de fonctionnement des ouvrages du réseau électrique (les groupes de production, les lignes de transmission, les transformateurs, etc.). Les domaines d'application d'OPF sont nombreux. Parmi les plus connus on peut citer : minimisation du coût de carburant, minimisation de l'émission de gaz, minimisation des pertes de puissance, amélioration du profil de tension, maximisation de puissance transmissible, ect.

La figure (2.9) présente les différentes configurations d'un problème d'optimisation. En rouge nous avons les critères et contraintes retenus dans cette thèse.

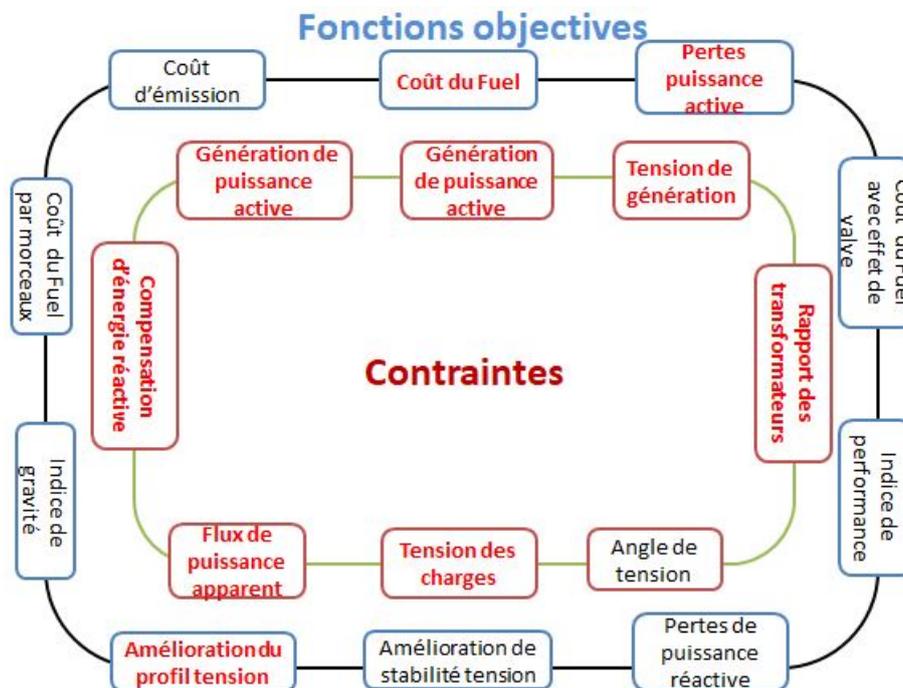


FIGURE 2.9 – Différentes configurations d'un problème d'optimisation

Dans le cadre de cette étude d'OPF, le critère d'optimisation retenu est le coût du combustible de génération. Ce choix est justifié par le fait que la production centralisée de production électrique affecte l'économie du pays et la croissance, avec 7% à 10% du budget national subventionnant le secteur de l'énergie. Le secteur de production électrique est le deuxième consommateur des produits pétroliers précédés du secteur du transport. C'est dans ce contexte que nous avons fait le choix de satisfaire la demande à faible coût de combustible.

## 2.5.1 Formulation générale d'un problème d'optimisation d'écoulement de puissance

L'OPF est un problème d'optimisation non linéaire. L'objectif principal est d'optimiser les variables de contrôle en fonction d'un critère mono-objectif ou multi-objectif tout en satisfaisant simultanément les contraintes d'égalité et d'inégalité. En général, tout problème d'optimisation s'écrit sous la forme mathématique de l'équation (2.10) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Minimiser : } J(x, u) \\ \text{Sous conditions : } f_i(x, u) = 0, \quad i = 1, \dots, p \\ \text{et : } g_j(x, u) \leq 0, \quad j = 1, \dots, q \end{array} \right. \quad (2.10)$$

Avec :

$J(x, u)$  : représente la fonction objective ou le critère d'optimisation ;

$f_i(x, u)$  : représente les contraintes d'égalité ;

$g_j(x, u)$  : représente les contraintes d'inégalité ;

$x$  et  $u$  : représentent respectivement les vecteurs des variables d'état et de contrôle ;

$p$  et  $q$  : représentent respectivement le nombre de contraintes d'égalité et d'inégalité.

### 2.5.1.1 Variables de contrôle

Les variables de contrôle sont des variables qu'on peut modifier pour satisfaire les équations d'écoulement de puissance. Ce sont [31, 35, 34, 44] :

- $P_{Gi}$  : représente la génération de puissance active sur les jeux de barre de génération, excepté le jeu de barre de référence ;
- $V_{Gi}$  : représente le module de tension sur les jeux de barre de génération ;
- $T_i$  : représente le rapport de transformation des transformateurs avec régleurs en charge ;
- $Q_C$  : représente l'élément de compensation de l'énergie réactive.

Le vecteur de variables de contrôle est exprimé par :

$$u^T = (P_{G2}, \dots, P_{G,NG}, V_{G1}, \dots, V_{G,NG}, T_1, \dots, T_{NT}, Q_{C1}, \dots, Q_{C,NC}) \quad (2.11)$$

### 2.5.1.2 Variables d'état

Toute formulation de problème d'OPF requiert des variables qui caractérisent l'état du système. Ce sont [31, 35, 34, 44] :

- $P_{G1}$  : représente la génération de puissance active sur le jeu de barre de référence ;
- $V_L$  : représente le module de tension sur les jeux de barre de charge ;
- $S_L$  : représente la puissance apparente dans les lignes de transmission ;
- $Q_{Gi}$  : représente la puissance réactive sur les jeux de barre de génération.

Le vecteur de variables d'état est exprimé par :

$$x^T = (P_{G1}, V_{L1}, \dots, V_{L,NL}, S_{L1}, \dots, S_{L,NL}, Q_{G1}, \dots, Q_{G,NG}) \quad (2.12)$$

## 2.5.2 Méthodes d'optimisation

### 2.5.2.1 Méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles (déterministes), encore appelées méthodes classiques, fournissent systématiquement la solution optimale du problème traité, si une telle solution existe.

## 2.5 Optimisation de l'Écoulement de Puissance (OPF) dans le cadre d'un réseau électrique

---

Sinon, elles nous informent qu'il n'existe pas de solution au problème à traiter.

Ces méthodes incluent à la fois les méthodes linéaires et les méthodes non linéaires. Elles sont basées sur l'existence de dérivées. Bien qu'elles ont été développées et améliorées pour résoudre les problèmes d'optimisation de systèmes linéaires et non linéaires, elles présentent certains inconvénients, par exemple : l'existence de dérivées n'est pas systématique, elles s'appliquent localement et les extrema sont optimaux au voisinage du point de départ. Ces inconvénients constituent une grande barrière pour leur application aux problèmes d'optimisation multi-objectifs comportant plusieurs optimum globaux.

Parmi les méthodes conventionnelles, on trouve la méthode de programmation linéaire (LP), la méthode de programmation non linéaire (NLP), la méthode de programmation quadratique (QP), la méthode du point intérieur (IPM), la méthode du gradient (GM) et la méthode de Newton. Dans la littérature, IPM est la plus utilisée dans le cadre des problèmes d'OPF en raison de son efficacité. Dans le cadre de cette thèse, elle est la seule qui sera développée et appliquée pour l'étude d'OPF et d'OPF-DG.

### 2.5.2.2 Méthodes métaheuristiques

Un problème d'OPF est un problème non linéaire et non convexe ; Par conséquent, l'application des méthodes conventionnelles n'est pas toujours appropriée et ne peut pas garantir la solution globale. Pour résoudre les inconvénients liés aux méthodes conventionnelles, les chercheurs ont développé de nouvelles méthodes que l'on appelle méthodes métaheuristiques. Celles-ci fournissent une solution approchée au problème traité.

Elles sont constituées d'un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes difficiles. Elles sont très efficaces dans le domaine d'optimisation mono-objectif. Les principaux avantages des méthodes métaheuristiques sont énumérés comme suit [29] :

- Elles peuvent s'appliquer dans les petits et les grands systèmes ;
- Elles ont une grande fiabilité pour obtenir des solutions optimales ;
- Elles sont rarement piégées dans les solutions optima locales ;
- Elles convergent rapidement vers la solution optimale, comparativement aux méthodes conventionnelles.

Les méthodes métaheuristiques ont toutes les mêmes inconvénients : le temps de calcul élevé et les difficultés de réglage des paramètres de la méthode. Elles sont souvent inspirées par des analogies avec la Biologie, la Physique et l'Éthologie. Dans la littérature, les méthodes métaheuristiques les plus utilisées sont les algorithmes génétiques (GA), l'algorithme d'évolution différentielle (DE), la programmation évolutionnaire (EP), l'optimisation à essaim particuliers (PSO), l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (ABC), l'algorithme de recherche gravitationnelle (GSA), l'algorithme de luciole (FA), etc. Dans le cadre de cette thèse, seules les méthodes d'optimisation à essaim de particules et des algorithmes génétiques seront développées et appliquées pour l'étude d'OPF et d'OPF-DG.

## 2.6 Application des méthodes conventionnelles et métaheuristiques au problème d'OPF

Pour résoudre le problème d'OPF posé en (2.5.1), trois méthodes d'optimisation ont été utilisées : IPM, PSO et GA. Leur application nous permettra de répondre à un objectif concret, consistant à utiliser des méthodes bien connues de la littérature pour construire le benchmarking pour le réseau classique IEEE-30 avant de les appliquer sur le réseau de Port-au-Prince.

### 2.6.1 Méthode du Point Intérieur (IPM)

La méthode du point intérieur a été développée par N. Karmarkar (mathématicien indien) en 1984 pour résoudre des problèmes d'optimisation linéaire. Une IPM implique que la progression vers la solution optimale se fasse à l'intérieur de la région réalisable et non dans les sommets. C'est ce qu'a proposé Karmarkar. L'expérience montre qu'elle est une méthode efficace pour la résolution des problèmes d'optimisation convexe linéaire et non linéaire à grande échelle. Elle est la plus utilisée parmi les méthodes classiques pour les raisons suivantes :

- Elle offre une grande simplicité dans le traitement des contraintes d'inégalité par la fonction de barrière logarithmique ;
- Elle converge rapidement vers la solution optimale ;
- Elle ne nécessite pas de choix de point initial ;

Il existe trois versions de la IPM : la version Primal, la version Dual et la version Primal-Dual. L'application des versions Primal- Dual a été très essentielle pour obtenir la solution d'un problème d'OPF non linéaire. Le principe de cette méthode consiste à rajouter à la fonction objectif une fonction logarithmique barrière incluant des contraintes et qui décroît progressivement au fil de l'optimisation pour tendre vers zéro. La présence à la fois des contraintes d'égalité et d'inégalité dans le problème d'optimisation le rend beaucoup plus complexe et difficile à résoudre. Pour transformer le problème d'optimisation contraignant en un problème d'optimisation non contraignant, on procède comme suit [28] :

- 1- Application de la méthode de Lagrange pour les contraintes d'égalité ;
- 2- Application de la méthode Logarithmique pour les contraintes d'inégalité ;
- 3- Application de la méthode de Newton pour les conditions d'optimalité de Karuch-Kuhn-Tucker (KKT).

Après avoir transformé les contraintes d'inégalité en contraintes d'égalité et introduit les variables slack (référence), on étend la fonction objective avec la fonction de barrière logarithmique. Celle-ci est aussi appelée fonction de Pénalité, et elle prend en compte les contraintes non négatives des variables slack. Dans la littérature, la forme la plus commune de la fonction de Barrière Logarithmique est donnée par l'équation (2.13) :

$$b(\mu, s) = -\mu \sum_{i=1}^n \ln s_i \quad (2.13)$$

Où " $\mu$ " est un scalaire positif appelé paramètre de barrière et qui décroît jusqu'à zéro au fur et à mesure que le nombre d'itérations augmente ; et " $s$ " est l'ensemble des variables primaires. En considérant les équations (2.10) et (2.13) et en posant  $y = (x + u)^T$ , la nouvelle formulation

## 2.6 Application des méthodes conventionnelles et métaheuristiques au problème d'OPF

du problème d'optimisation s'écrit selon l'équation (2.14) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Minimiser : } J(y) - \mu \sum_{i=1}^n \ln s_i \\ \text{Sous conditions : } f_i(y) = 0, \quad i = 1, \dots, p \\ \text{et : } g_j(y) + s = 0, \quad j = 1, \dots, q \end{array} \right. \quad (2.14)$$

La taille du vecteur  $y$  correspond au nombre de variables du problème d'optimisation.

A partir de l'équation (2.14), on définit alors la fonction de Lagrange qui est donnée par l'équation (2.15) :

$$L_\mu = J(y) - \mu \sum_{i=1}^n \ln s_i + \lambda^T f_i(y) + \pi^T (g_j(y) + s) \quad (2.15)$$

Où  $\lambda$  et  $\pi$  sont les variables des vecteurs multiplicateurs de Lagrange, appelées variables duales.

D'après la condition de KKT, pour que la solution de la fonction de Lagrange soit optimale, il faut que sa dérivée première soit égale à zéro. Mathématiquement on écrit :

$$\nabla_{y,\lambda,\pi,s} L_\mu = 0 \Leftrightarrow \quad (2.16)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla_y L_\mu = \nabla_y J(y) + \lambda J_f^T(y) + \pi J_g^T(y) = 0 \\ \nabla_\lambda L_\mu = f_i(y) = 0 \\ \nabla_\pi L_\mu = g_j(y) + s = 0 \\ \nabla_s L_\mu = \pi_i - \mu \frac{1}{s_i} = 0 \end{array} \right. \quad (2.17)$$

Les fonctions  $J_f(y)$  et  $J_g(y)$  sont les Jacobiens des fonctions  $f(y)$  et  $g(y)$  respectivement.

La figure (2.10) présente l'organigramme de la méthode du point intérieur.

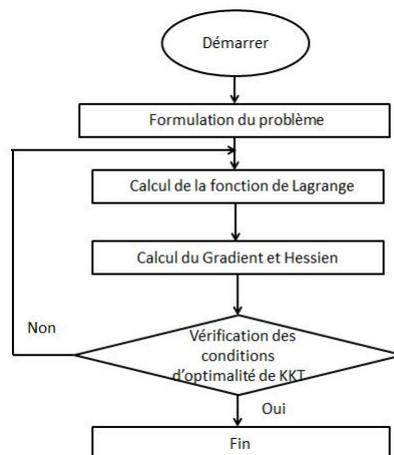


FIGURE 2.10 – Organigramme de la méthode du point intérieur

### 2.6.2 Optimisation à Essaim de Particules (PSO)

L'optimisation à essaim particulaire est une méthode qui a été proposée par J. Kennedy et R. Eberhart en 1995 comme une alternative aux algorithmes génétiques (GA) standards. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes et de leurs mouvements coordonnés. L'observation montre que pour trouver leurs nourritures ou se protéger des prédateurs, les animaux se déplacent en groupe ; les PSO recherchent alors des solutions pour le problème d'optimisation auquel les animaux sont confrontés. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim.

Un essaim de particules (solutions potentielles au problème d'optimisation) survole l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes [39, 45] :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;
- Une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et à se diriger aussi vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

Dans le cadre d'un problème d'optimisation, la qualité du site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point.

La figure (2.11) illustre la stratégie de déplacement d'une particule.

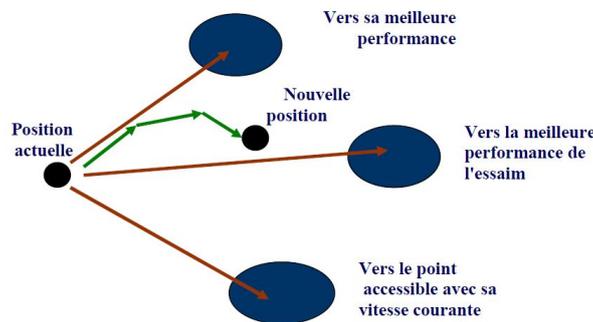


FIGURE 2.11 – Schéma de principe du déplacement d'une particule [45]

#### 2.6.2.1 Description Générale de l'algorithme PSO

Considérons un espace de recherche  $D$ .

Soit  $i$  la particule de l'essaim composée de  $N_p$  particules modélisées par son vecteur de position  $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$  et son vecteur vitesse  $v_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$ .

La particule  $i$  garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée pendant son mouvement. Sa position est notée :  $xpbest_i = (xpbest_{i1}, xpbest_{i2}, \dots, xpbest_{iD})$ .

La meilleure position atteinte par l'ensemble des particules de l'essaim est notée par :  $xgbest_i = (xgbest_1, xgbest_2, \dots, xgbest_D)$ .

Le vecteur vitesse et le vecteur position de chaque particule à l'itération  $(k+1)$  sont donnés par les équations (2.18) et (2.19) :

$$v_{ij}^{k+1} = \omega * v_{ij}^k + c_1 * r_1(xpbest_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_2 * r_2(xgbest_j^k - x_{ij}^k), \quad (2.18)$$

$$x_{ij}^{k+1} = x_{ij}^k + v_{ij}^{k+1} \quad (2.19)$$

Avec  $i=1,\dots,N_p$  et  $j=1,\dots, D$

Où  $\omega$  est appelé constante ou coefficient d'inertie,  $c_1$  et  $c_2$  sont appelés coefficients d'accélération,  $r_1$  et  $r_2$  sont deux nombres aléatoires avec une répartition uniforme dans l'intervalle  $[0,1]$ .

Le produit  $\omega * v_{ij}^k$  est composante physique du déplacement de la particule. Le paramètre  $\omega$  contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur et il est donné par l'équation (2.20) :

$$\omega = \omega_{max} - \left(\frac{\omega_{max}-\omega_{min}}{k_{max}}\right)k \quad (2.20)$$

Où  $k_{max}$  est le nombre d'itération maximale,  $k$  est l'itération courante,  $\omega_{max}$  est le nombre d'inertie maximal et  $\omega_{min}$  est le nombre d'inertie minimal.

$c_1 * r_1(xpbest_{ij}^k - x_{ij}^k)$  : correspond à la composante cognitive du déplacement et  $c_1$  contrôle le comportement cognitif de la particule ;

$c_2 * r_2(xgbest_j^k - x_{ij}^k)$  : correspond à la composante sociale du déplacement et  $c_2$  contrôle l'aptitude sociale de la particule.

Remarque : Le terme "vitesse" utilisé dans le cadre de l'algorithme PSO est purement abusif car les vecteurs  $v_i$  ne sont pas homogènes à une vitesse. Il serait plus judicieux d'utiliser le terme de "direction de déplacement". Cependant, pour respecter l'analogie avec le monde animalier, les auteurs utilisent le terme "vitesse".

### 2.6.2.2 Critère d'arrêt

Le critère d'arrêt peut être différent dépendamment du problème à traiter. Si l'optimum global est obtenu a priori, on peut définir une "erreur acceptable"  $\varepsilon$  comme critère d'arrêt. Sinon, on peut fixer un nombre maximum d'évaluations de la fonction objectif, ou un nombre maximal d'itérations comme critère d'arrêt. Toutefois, au regard du problème posé et des exigences de l'utilisateur, on peut utiliser d'autres critères d'arrêt.

### 2.6.2.3 Etapes de l'algorithme PSO

L'algorithme PSO est résumé selon les étapes suivantes [39] :

- 1- Initialisation des coefficients d'accélération  $c_1$  et  $c_2$  et du coefficient d'inertie  $\omega$ .
- 2- Création de la population initiale de façon aléatoire et le calcul de la fonction objectif.
- 3- Calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de la particule en utilisant les équations (2.18) et (2.19).
- 4- Calcul de la meilleure fonction objectif de la population initiale et comparer par la précédente pour trouver la meilleure de toute la population.
- 5- Incrémentation du nombre d'itération  $k = k+1$ .
- 6- Si un critère d'arrêt est satisfait alors passer à la prochaine étape. Sinon, aller à la 3<sup>me</sup> étape.
- 7- La position enregistrée dans la solution optimale.

La figure (2.12) présente l'organigramme de l'optimisation à essaim particulaire.

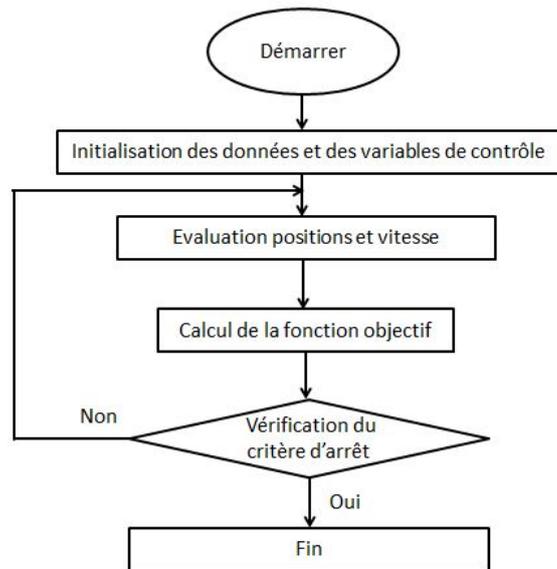


FIGURE 2.12 – *Organigramme de l'optimisation à essaim particulaire*

### 2.6.3 Optimisation par les Algorithmes Génétiques (GA)

Les algorithmes évolutionnistes tels que les GA sont devenus la méthode de choix pour les problèmes d'optimisation qui sont trop complexes pour être résolus à l'aide de techniques conventionnelles [46]. Les GA sont des algorithmes d'optimisation qui dérivent de la génétique et des mécanismes de l'évolution de la nature. Ils sont largement utilisés dans les systèmes électriques du fait qu'ils n'ont pas de contrainte différentiables et qu'il est facile d'obtenir les solutions optimales à partir d'une situation globale [32]. L'utilisation des GA consiste à définir un ensemble de population dans l'espace de solution (ou espace de recherche). Cet ensemble évolue selon les principes de l'évolution génétique qui commence par la génération aléatoire d'une population initiale, puis la sélection, le croisement et les opérations de mutation se poursuivent jusqu'à ce que la fonction objective converge vers sa solution optimale ou atteigne le nombre maximum de générations. Les GA utilisent les termes de base suivants :

- Population : c'est un ensemble fini d'individus (ou de solutions) ;
- Individu : c'est la solution potentielle du problème d'optimisation ou l'expression des chromosomes ;
- Chromosome : c'est la solution potentielle du problème d'optimisation sous forme de code (binaire ou réel) ou un ensemble de gènes ;
- Gène : c'est la partie élémentaire d'un chromosome ;
- Fitness : c'est la fonction objective ou le critère d'évaluation.

#### 2.6.3.1 Les opérateurs utilisés par les GA

Ce sont : les opérateurs de sélection, les opérateurs de croisement et les opérateurs de mutation.

##### Opérateurs de sélection

La sélection est une composante essentielle des AG et a pour objectif d'identifier les individus qui doivent se reproduire. La probabilité de reproduire ou de sélectionner un individu dépend directement de la valeur de sa fonction objective.

### Opérateurs de croisement

Le croisement est un opérateur de recombinaison et a pour but d'enrichir la diversité de la population en traitant les composants des individus (chromosomes). Il recombine les sous-systèmes des deux chromosomes parents ( $P_1$  et  $P_2$ ) pour reproduire deux enfants ( $E_1$  et  $E_2$ ). Ce sont donc les deux solutions les plus adaptées.

### Opérateurs de mutation

La mutation est une altération aléatoire d'un gène d'un individu. Elle joue un double rôle : faire une recherche locale et assurer en plus d'une recherche aussi globale que locale selon le poids et le nombre de bits déplacés. Ceux-ci garantissent en outre que l'optimum global peut être atteint [32].

La combinaison des opérateurs de sélection et de croisement est nécessaire pour assurer l'évolution de la population et la convergence de la fonction objectif vers la solution optimale. En cas de disparition des informations essentielles contenues dans les gènes des individus au cours des générations, l'opérateur de mutation sert à protéger les individus contre cette perte irrémédiable de matériel génétique.

La figure (2.13) illustre l'organigramme de GA classique.

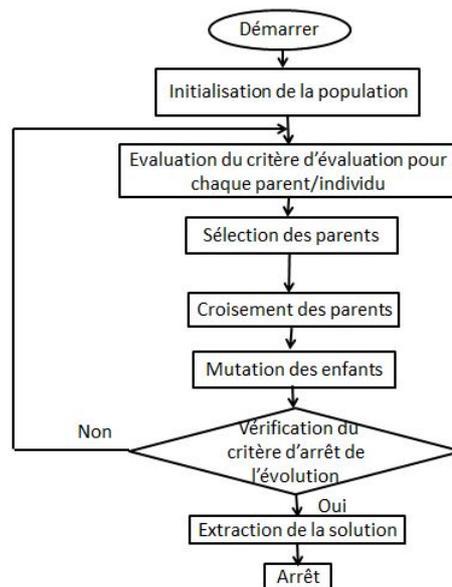


FIGURE 2.13 – Organigramme de GA classique

## 2.6.4 Formulation du problème d'OPF

L'objectif de ce problème d'optimisation est de minimiser le coût de combustible de génération. Pour ce faire, la fonction objective doit satisfaire l'ensemble des contraintes du système.

### 2.6.4.1 Fonction objective

Dans le cadre d'un problème d'OPF, la fonction objective la plus utilisée dans la littérature est la minimisation du coût total de combustible. Cette fonction objective peut alors être écrite sous la forme d'un modèle quadratique du coût pour chaque générateur. Le modèle quadratique est utilisé afin que la fonction objective ait un seul optimum. La fonction coût de combustible est donnée par l'équation (2.21) :

$$\text{Minimiser : } J(x, u) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i) \quad (2.21)$$

Où  $a_i$ ,  $b_i$  et  $c_i$  sont les coefficients du coût de combustible de chaque groupe de production. Ils sont respectivement exprimés en \$/h, \$/MWh et \$/MW<sup>2</sup>h

### 2.6.4.2 Contraintes

Les contraintes sont classées en deux types : les contraintes d'égalité et les contraintes d'inégalité.

- Les contraintes d'égalité caractérisent la condition d'équilibre du réseau électrique qui stipule que la somme des puissances nettes injectées dans chaque jeu de barre soit nulle. L'écriture mathématiquement cette affirmation est donnée par le système d'équations (2.22) :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_g} P_{gi} - \sum_{i=1}^{N_l} P_{di} - P_L = 0 \\ \sum_{i=1}^{N_g} Q_{gi} - \sum_{i=1}^{N_l} Q_{di} - Q_L = 0 \end{cases} \quad (2.22)$$

Après développement sur l'ensemble des jeux de barre, le système devient :

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0 \\ Q_{gi} - Q_{di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0 \end{cases} \quad (2.23)$$

- Les contraintes d'inégalité sont les limites de fonctionnement des ouvrages du réseau électrique pour assurer sa sécurité. Ce sont :
  - 1- Les contraintes sur les puissances actives et réactives des groupes de production qui doivent rester dans les seuils admissibles ;
  - 2- Les contraintes sur la tension des jeux de barres qui doivent rester dans les seuils admissibles afin d'assurer la qualité de la fourniture du service et la sécurité du réseau ;
  - 3- Les contraintes sur les transformateurs de puissance à prises de charge qui permettent de régler le module de tension et la puissance réactive à la sortie par rapport à leur valeur nominale ;
  - 4- Les contraintes sur les éléments de compensation de l'énergie réactive ;
  - 5- Les contraintes sur le transit de puissance apparente dans les lignes et les transformateurs de puissance afin d'assurer la sécurité du réseau contre les pertes en ligne.

Mathématiquement, ces contraintes peuvent être exprimées par le système d'inéquations (2.24) :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \\ Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \\ V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \\ T_{ij}^{min} \leq T_{ij} \leq T_{ij}^{max} \\ Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \\ |S_{li}| \leq |S_{li}^{max}| \end{array} \right. \quad (2.24)$$

Pour l'ensemble des contraintes, on note :

$P_{gi}$  et  $Q_{gi}$  sont respectivement les puissances actives et réactives que fournissent par les groupes de production ;

$P_{di}$  et  $Q_{di}$  sont respectivement les puissances actives et réactives des charges ;

$V_i$  et  $V_j$  sont respectivement les modules de tension du jeu de barre de départ au jeu de barre d'arrivée ;

$\theta_{ij} = (\theta_i - \theta_j) = -\theta_{ji}$  est la différence entre le module des angles de tension du jeu de barre de départ au jeu de barre d'arrivée ;

$G_{ij}$  et  $B_{ij}$  sont respectivement la conductance et susceptance des lignes de transmission ;

$T_{ij}$  est la déviation du niveau de tension de sortie par rapport à l'entrée des transformateurs à prises de charges ;

$Q_{ci}$  est la puissance réactive de compensation ;

$|S_{li}|$  est le module de la puissance apparente des lignes.

### 2.6.5 Étude de cas

L'étude d'OPF a été implémentée sur deux réseaux électriques : le réseau électrique classique de l'Institut des Ingénieurs Electriciens et Electroniciens (en Anglais : Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE) de 30 jeux de barre et le réseau électrique de Port-au-Prince.

#### 2.6.5.1 Cas 1 : Réseau électrique classique IEEE-30

Le réseau IEEE-30 est constitué de 6 générateurs aux jeux de barre 1, 2, 5, 8, 11 et 13, de 21 charges, de 41 lignes de transmission, de 4 transformateurs et 2 éléments de shunt. Les limites inférieures et supérieures de tension pour les jeux de barre de génération sont de 0.95 pu et 1.1 pu respectivement. Les limites inférieures et supérieures de tension pour les jeux de barre de charges sont de 0.95 pu et 1.05 pu respectivement. La puissance active totale consommée par les charges est de 283.4 MW et la puissance réactive totale est 126.2 MVar. Ce réseau test standard a été utilisé afin de comparer les résultats de l'algorithme avec ceux de la littérature

## 2.6 Application des méthodes conventionnelles et métaheuristiques au problème d'OPF

avant de l'utiliser pour l'optimisation sur le réseau de Port-au-Prince. La topologie du réseau IEEE-30 est illustrée à la figure (2.14). Les paramètres de l'écoulement de puissance sont illustrés dans [47].

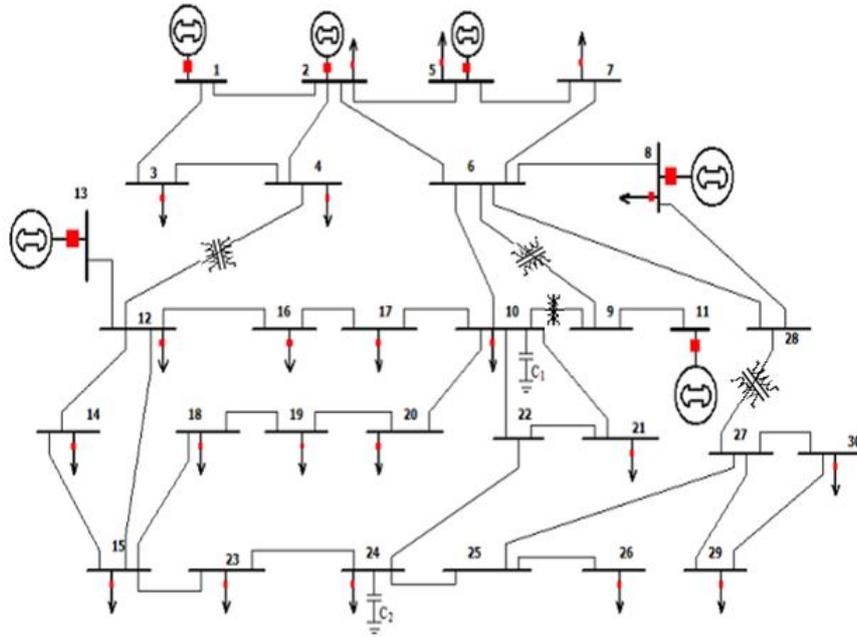


FIGURE 2.14 – Schéma unifilaire du réseau IEEE-30

Les limites de génération des groupes ainsi que leurs coefficients du coût de combustible sont indiqués au tableau (2.1).

Réseau électrique IEEE de 30 jeux de barre							
Num. JB	$P_g^{max}$	$P_g^{min}$	$Q_g^{max}$	$Q_g^{min}$	a	b	c
1	200	50	10	0	0.00375	2.00	0
2	80	20	50	-40	0.0175	1.75	0
5	50	15	40	-40	0.0625	1.00	0
8	35	10	40	-10	0.0083	3.25	0
11	30	10	24	-6	0.025	3.00	0
13	40	12	24	-6	0.025	3.00	0

TABLE 2.1 – Limites de Puissance des générateurs et coefficients du coût de combustible pour le réseau IEEE-30

## 2.6 Application des méthodes conventionnelles et métaheuristiques au problème d'OPF

### 2.6.5.2 Cas 2 : Réseau électrique de Port-au-Prince

Dans le cadre de cette étude, le réseau de Port-au-Prince a été modifié en un réseau de 17 jeux de barres. Il est constitué de 5 générateurs aux jeux de barres 1, 2, 3, 15 et 16, de 10 charges et de 16 lignes de transmission. Comme pour le réseau classique, les limites inférieures et supérieures de tension pour les jeux de barre de génération sont de 0.95 pu et 1.1 pu respectivement. Les limites inférieures et supérieures de tension pour les jeux de barre de charges sont de 0.95 pu et 1.05 pu respectivement. La puissance active totale consommée par les charges est de 235 MW et leur puissance réactive totale est 98.9 MVar. Comme nous pouvons le remarquer dans la figure (2.15), le réseau de transport n'est pas bouclé, nous avons donc fait l'hypothèse qu'il s'agisse uniquement d'un système de distribution à structure radiale. Les données de production et des charges sont celles du réseau réel de Port-au-Prince et celles des lignes de transmission sont tirées de la littérature compte tenu du manque d'informations concernant les paramètres d'écoulement de puissance de ce RE. Ces paramètres ainsi que les détails relatifs aux jeux de barres sont illustrés respectivement aux annexes  $B_1$  et  $B_2$ .

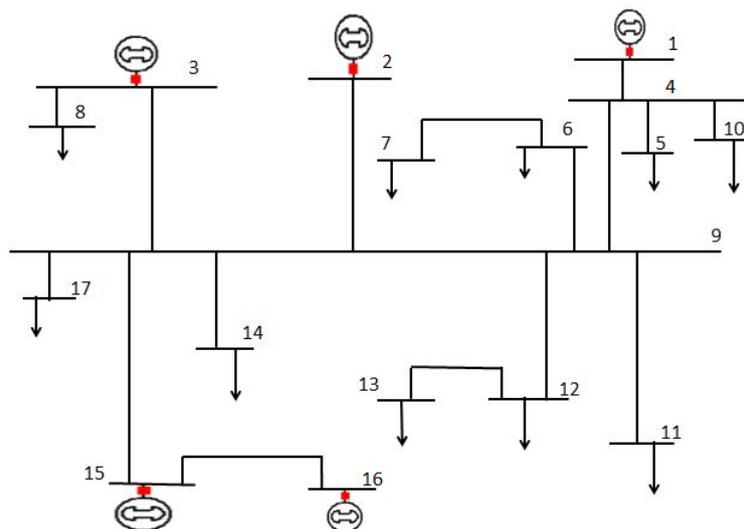


FIGURE 2.15 – Schéma unifilaire du réseau de Port-au-Prince modifié

Les limites de génération des groupes ainsi que les coefficients du coût de combustible sont indiqués au tableau (2.2).

Réseau électrique de Port-au-Prince							
Num. JB	$P_g^{max}$	$P_g^{min}$	$Q_g^{max}$	$Q_g^{min}$	a	b	c
1	60	10	100	-40	0.0175	1.50	0
2	40	15	70	-30	0.0083	3.00	0
3	60	20	120	-40	0.017	1.00	0
15	50	20	90	-40	0.025	1.00	0
16	40	15	70	-30	0.0083	2.00	0

TABLE 2.2 – Limites de Puissance des générateurs et coefficients du coût de combustible pour le réseau PAP

## 2.7 Résultats et Discussions

### 2.7.1 Réseau électrique classique IEEE-30

#### 2.7.1.1 Méthode PSO

Les paramètres de l'algorithme sont :

- coefficient d'inertie maximale et initiale :  $\omega_{max}=0.9$  et  $\omega_{min}=0.4$  ;
- coefficients d'accélération :  $c_1=2$  et  $c_2=2$  ;
- nombre d'essais :  $N_p=20$  ;
- nombre total d'itérations : 200

Les figures (2.16) et (2.17) illustrent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de combustible de génération conventionnelle pour le réseau IEEE-30.

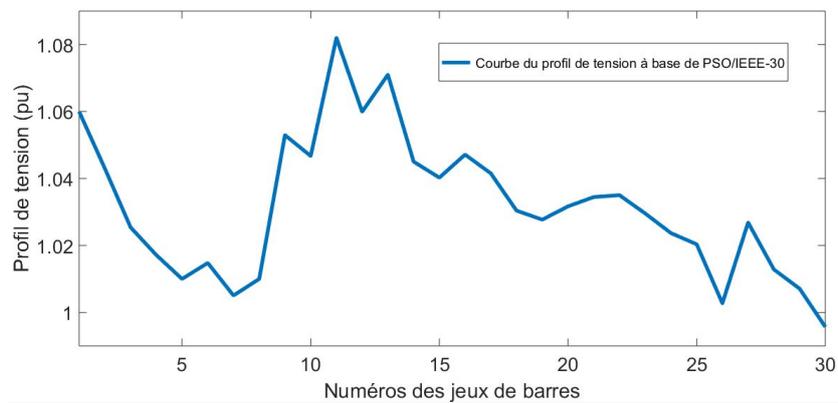


FIGURE 2.16 – Courbe du profil de tension à base de PSO pour le réseau IEEE-30

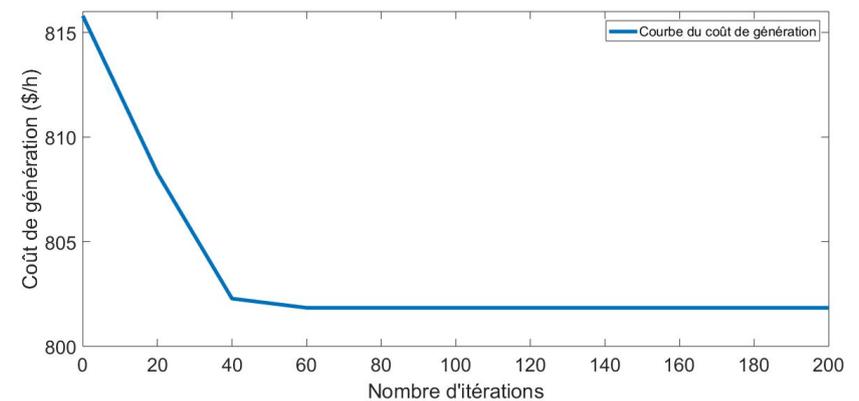


FIGURE 2.17 – Courbe de variation du coût à base de PSO pour le réseau IEEE-30

Après simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 801.84 \$/h, 9.37 MW et 0.96 pour le coût de génération, les pertes de puissance active et la déviation de tension (VD). Sur la figure (2.16), nous avons observé que la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites fixées pour le bon fonctionnement du réseau.

Initialement, les résultats de simulation à base de la méthode de Newton-Raphson reportés dans la littérature sont respectivement 901.95 \$/h, 5.82 MW et 1.15 pour le coût de génération, la somme des pertes de puissance et la déviation de tension [34, 44]. L'OPF à base de PSO a permis de réduire de 11.1% le coût de combustible de génération et d'améliorer la déviation de tension d'environ 16.5%. Même si on a observé une augmentation des pertes de puissance active après l'optimisation, mais le gain financier reste le plus significatif compte tenu du fait que le critère choisi est un critère économique.

### 2.7.1.2 Méthode des GA

Les paramètres des GA sont :

- Probabilité de mutation :  $P_m=0.2$  ;
- Probabilité de croisement :  $P_c=0.8$  ;
- Taille de la population :  $T_p=50$  ;
- nombre total d'itérations : 200

Les figures (2.18) et (2.19) illustrent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour le réseau IEEE-30.

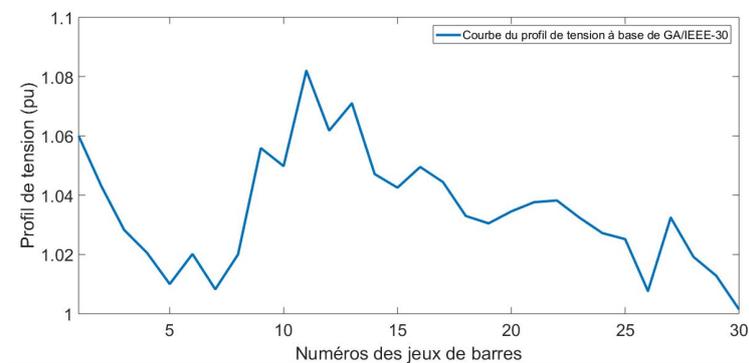


FIGURE 2.18 – Courbe du profil de tension à base GA pour le réseau IEEE-30

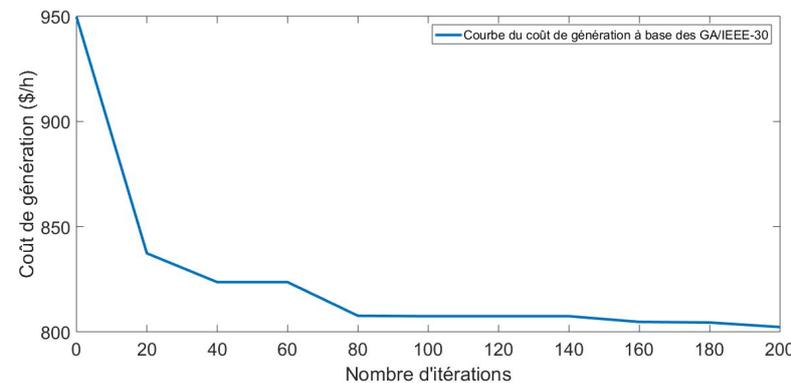


FIGURE 2.19 – Courbe de variation du coût à base de GA pour le réseau IEEE-30

Après simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 802.25 \$/h, 9.52 MW et 1.05 pour le coût de combustible de génération, les pertes de puissance active et la déviation de tension (VD). Sur la courbe du profil de la tension, nous avons observé que la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites fixées pour le bon fonctionnement du réseau.

Par rapport aux résultats de la littérature avec la méthode de Newton-Raphson, les GA ont permis de réduire de 11% le coût de combustible de génération et d'améliorer la déviation de tension d'environ 8.7%. Le critère choisi étant économique, l'augmentation des pertes de puissance active observée n'a aucune influence sur l'efficacité de la méthode.

### 2.7.1.3 Méthode IPM

IMP utilise MatPower, un logiciel libre de simulation de système électrique. Il est largement utilisé dans la recherche pour l'analyse d'écoulement de puissance et l'optimisation de l'écoulement de puissance. MatPower consiste en un ensemble de fichiers Matlab/Simulink conçus pour offrir les meilleures performances possibles tout en conservant un code simple à comprendre et à personnaliser [48].

La figure (2.20) présente le profil de tension de la simulation pour le réseau IEEE-30.

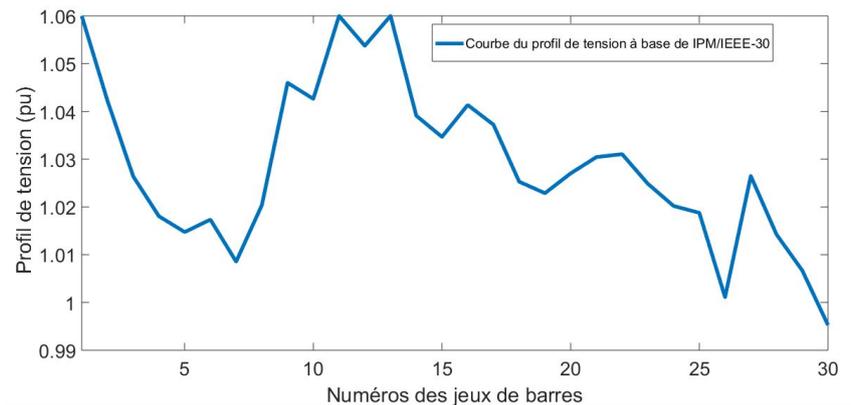


FIGURE 2.20 – Profil de tension à base IPM pour le réseau IEEE-30

Après la simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 802.18 \$/h, 9.45 MW et 0.88 pour le coût de combustible, les pertes de puissance active et la déviation de tension.

Par rapport aux résultats de la littérature avec la méthode de Newton-Raphson, la méthode IPM a permis de réduire de 11.06% le coût de combustible de génération et d'améliorer la déviation de tension d'environ 23.47%. Le critère choisi étant économique, l'augmentation des pertes de puissance active observée n'a aucune influence sur l'efficacité de la méthode. Le tableau (2.3) présente un récapitulatif des différents résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base des trois méthodes.

Variables	Méthodes		
	IPM	PSO	GA
$P_1$	176.57	176.69	177.67
$P_2$	48.85	48.89	48.98
$P_5$	21.52	21.42	23.30
$P_8$	22.31	21.68	21.20
$P_{11}$	12.26	12.11	10.55
$P_{13}$	11.35	12.00	11.18
$V_1$	1.06	1.06	1.06
$V_2$	1.04	1.04	1.04
$V_5$	1.01	1.01	1.01
$V_8$	1.02	1.01	1.02
$V_{11}$	1.06	1.08	1.08
$V_{13}$	1.06	1.07	1.07
Coût (\$/h)	802.18	801.84	802.25
Pertes (MW)	9.45	9.37	9.52
VD	0.88	0.96	1.05

TABLE 2.3 – Résultats de simulation pour les trois méthodes

A partir de ce tableau, nous avons constaté que les trois méthodes ont des coûts de génération très proches. Nous avons observé que l'optimisation du coût à base de la méthode à essais particuliers possède un léger avantage par rapport aux deux autres méthodes. Les coûts de génération sont respectivement de l'ordre de 801.84, 802.18 et 802.25 \$/h pour les méthodes des essais de particules, du point intérieur et des algorithmes génétiques. En optimisant le coût de génération, la méthode des essais de particules a permis de légère réduction des pertes de puissance active (9.37 MW), et la méthode du point intérieur a permis d'obtenir de meilleure amélioration de la déviation de tension (0.88).

La figure (2.21) présente les courbes du coût de génération à base des méthodes PSO et GA.

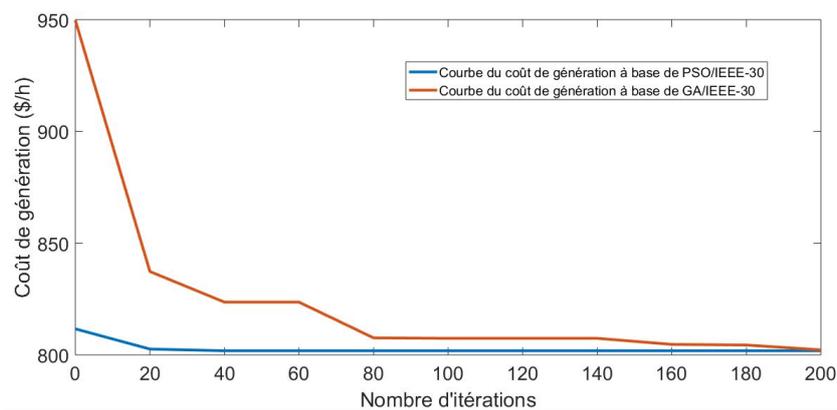


FIGURE 2.21 – Courbe du coût de génération à base de PSO et GA pour le réseau IEEE-30

L'optimisation du coût de génération à base des essais de particules permet d'obtenir de meilleure réduction des pertes de puissance active par rapport aux méthodes du point intérieur et des algorithmes génétiques.

La figure (2.22) présente les courbes du profil de tension pour les trois méthodes.

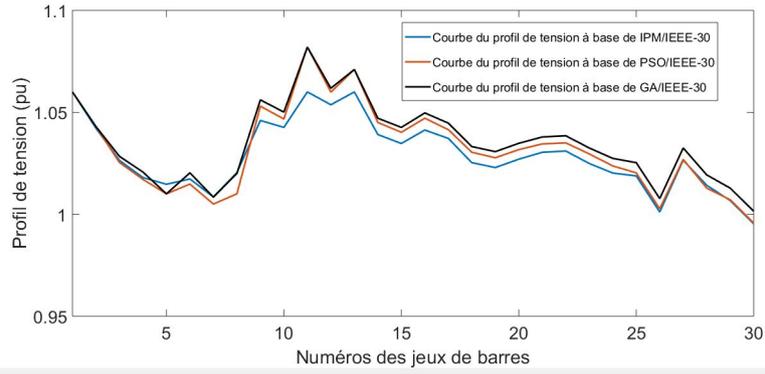


FIGURE 2.22 – Profil de tension à base des trois méthodes pour le réseau IEEE-30

L'optimisation du coût de génération permet d'améliorer au mieux la déviation en utilisant la méthode du point intérieur par rapport aux méthodes des essais particulaires et des algorithmes génétiques.

Le tableau (2.4) présente une comparaison de quelques résultats de la littérature sur le réseau classique IEEE-30 pour différentes méthodes d'optimisation. D'après ce tableau, on peut observer que pour différentes méthodes utilisées optimisant le même critère (coût), on a des résultats qui présentent de légères différences les unes par rapport aux autres.

Méthodes	Résultats		
	Coût	Pertes	VD
PSO [35]	802.54	9.52	-
DA [35]	802.12	9.42	-
IEM [33]	799.18	8.66	1.77
DSA [49]	800.38	8.98	-
EP [50]	800.04	-	-
BHBO [34]	799.92	8.68	0.87
TLBO [44]	799.07	8.63	1.89
PSO [51]	800.41	-	0.88
DE [52]	799.28	8.61	1.53
GA [53]	802.06	9.36	-
PSO [45]	800.38	9.00	-
DE [54]	800.53	8.81	-
GPU-PSO [53]	800.53	9.02	-
IPM [28]	799.08	8.63	-
GM [55]	804.85	10.49	-

TABLE 2.4 – Comparaison de quelques résultats de la littérature pour le réseau IEEE-30

## 2.7.2 Réseau électrique de Port-au-Prince

### 2.7.2.1 Méthode PSO

Les figures (2.23) et (2.24) illustrent respectivement les courbes du profil de tension et de la variation du coût de génération pour le réseau de Port-au-Prince.

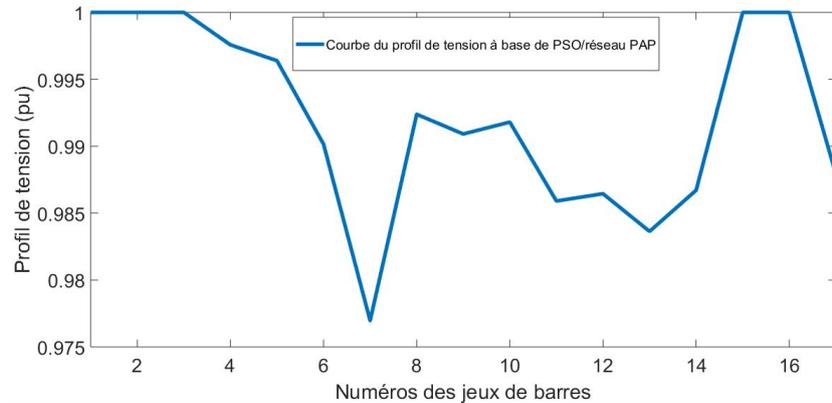


FIGURE 2.23 – Courbe du profil de tension à base de PSO pour le réseau de PAP

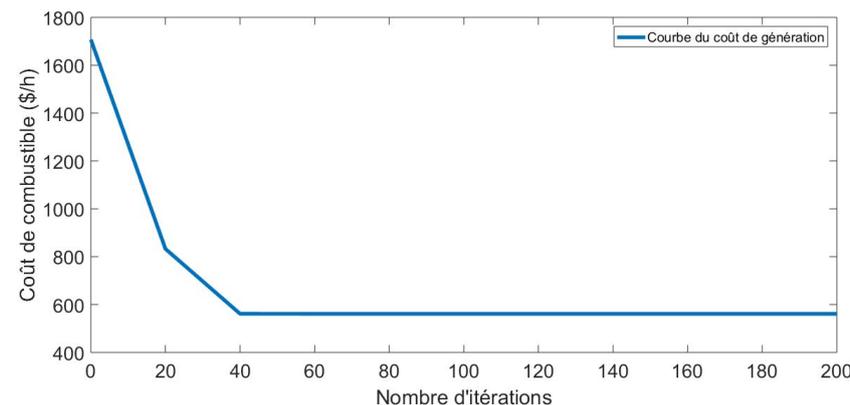


FIGURE 2.24 – Courbe de variation du coût à base de PSO pour le réseau de PAP

En considérant les mêmes paramètres de l'algorithme PSO, après la simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 561.36 \$/h, 0.86 MW et 0.14 pour le coût de génération, les pertes de puissance active et la déviation de tension. Tout comme pour le réseau classique IEEE-30, la tension de l'ensemble des jeux de barres pour le réseau de Port-au-Prince reste dans les limites initiales fixées pour l'étude d'OPF.

### 2.7.2.2 Méthode des GA

Les figures (2.25) et (2.26) illustrent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour le réseau PAP.

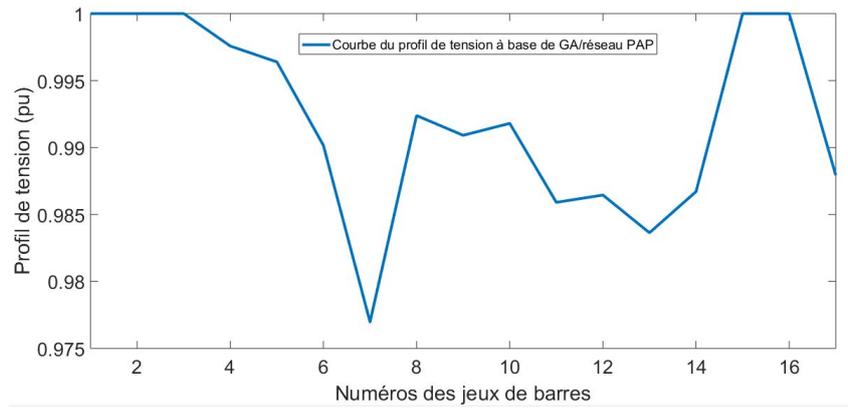


FIGURE 2.25 – Courbe du profil de tension à base GA pour le réseau PAP

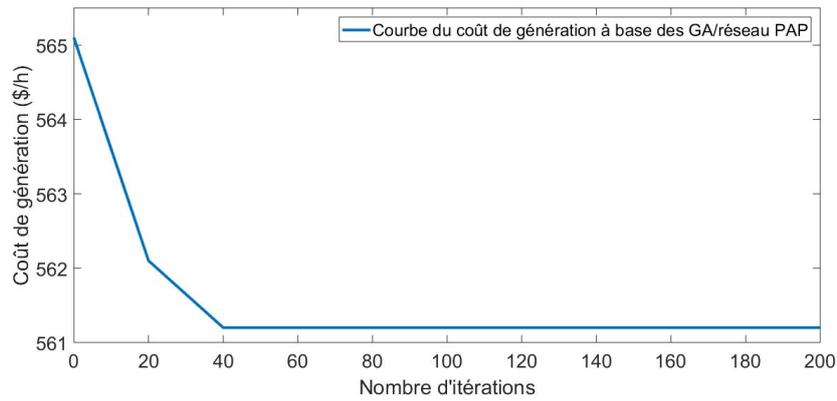


FIGURE 2.26 – Courbe de variation du coût à base de GA pour le réseau PAP

Après simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 561.20 \$/h, 0.86 MW et 0.13 pour le coût de génération, les pertes de puissance active et la déviation de tension (VD). Sur la courbe du profil de la tension, nous avons observé que la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites fixées pour le bon fonctionnement du réseau.

### 2.7.2.3 Méthode IPM

La figure (2.27) illustre le profil de tension pour le réseau de PAP.

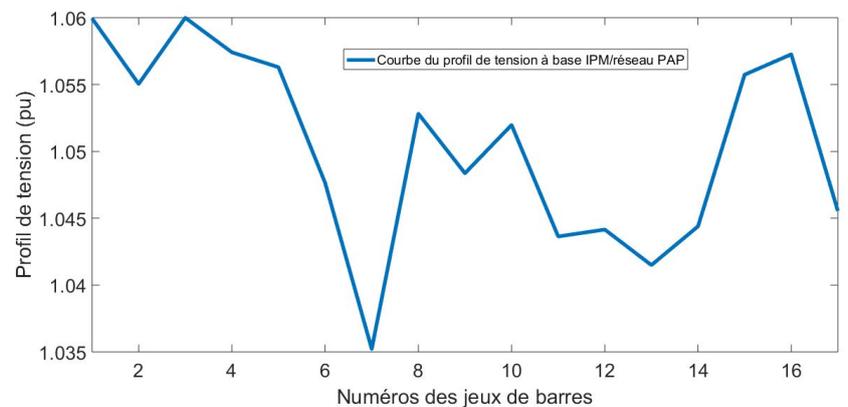


FIGURE 2.27 – Profil de tension pour le réseau PAP

Après la simulation numérique, nous avons obtenu respectivement 560.84 \$/h, 0.76 MW et 0.86 pour le coût de génération, les pertes de puissance active et la déviation de tension. Sur la figure (2.27) nous avons constaté une forte augmentation de la tension par rapport à l'unité, mais on n'a pas constaté de violation de la limite fixée pour la simulation.

Le tableau (2.5) nous présente une comparaison des résultats de simulation pour les trois méthodes.

Variables	Méthodes		
	IPM	PSO	GA
$P_1$	58.37	58.45	58.72
$P_2$	28.12	28.14	27.14
$P_3$	60.00	60.00	60.00
$P_{15}$	49.28	49.27	49.21
$P_{16}$	40.00	40.00	40.00
$V_1$	1.060	1.00	1.00
$V_2$	1.055	1.00	1.00
$V_3$	1.060	1.00	1.00
$V_{15}$	1.056	1.00	1.00
$V_{16}$	1.057	1.00	1.00
Coût (\$/h)	560.84	561.18	561.36
Pertes (MW)	0.76	0.86	0.86
VD	0.86	0.14	0.13

TABLE 2.5 – Résultats de simulation pour les trois méthodes

A partir de ce tableau, nous avons constaté que les trois méthodes ont des coûts de génération très proches. Nous avons observé que l'optimisation du coût à base de la méthode du point intérieur possède un léger avantage par rapport aux deux autres méthodes. Les coûts de génération sont respectivement de l'ordre de 560.84, 561.18 et 561.36 \$/h pour les méthodes du point intérieur, des essais de particules et des algorithmes génétiques. En optimisant le coût de génération, la méthode du point intérieur a permis de légère réduction des pertes de puissance active (0.76 MW), et les méthodes des essais de particules et des algorithmes génétiques ont permis d'obtenir de meilleure amélioration de la déviation de tension (0.13/0.14).

## 2.8 Conclusion

La figure (2.28) présente les courbes du coût de génération à base des méthodes PSO et GA pour le réseau PAP.

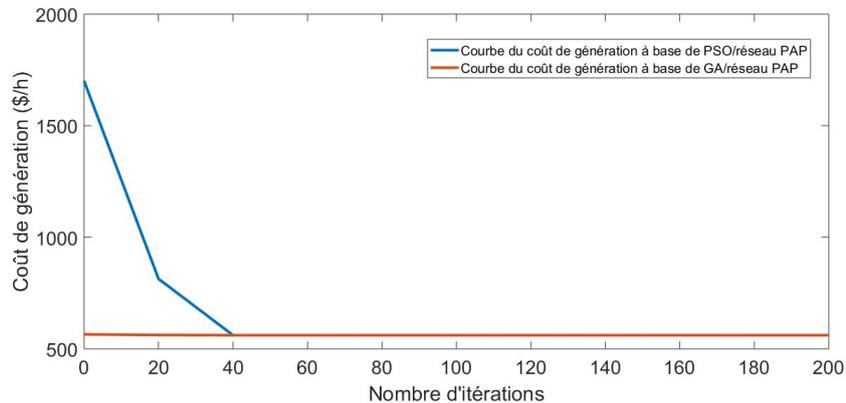


FIGURE 2.28 – Courbe du coût de génération à base des méthodes PSO et GA pour le réseau de PAP

L'optimisation du coût de génération à base de la méthode du point intérieur a permis d'obtenir une meilleure réduction des pertes par rapport aux méthodes des essaims de particules et des algorithmes génétiques.

La figure (2.29) présente les courbes du profil de tension pour les trois méthodes.

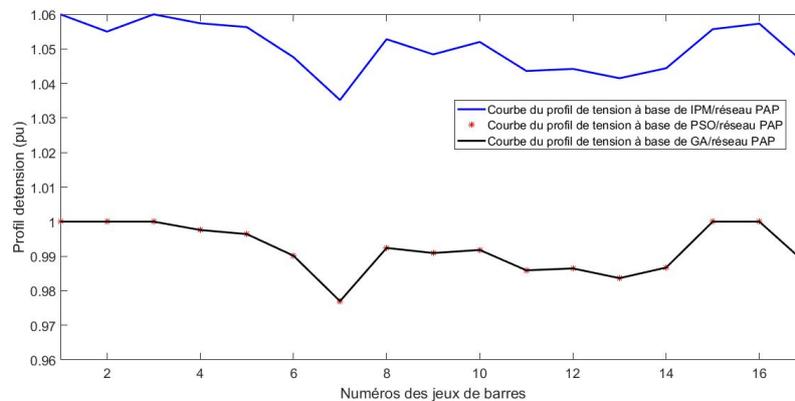


FIGURE 2.29 – Profil de tension à base des trois méthodes pour le réseau de PAP

Les méthodes des essaims de particules et des algorithmes génétiques donnent de meilleure amélioration du profil de tension par rapport à la méthode du point intérieur. Nous avons également remarqué que les courbes du profil de tension à base des méthodes PSO et GA sont quasiment identiques.

## 2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude théorique se rapportant aux généralités sur les réseaux électriques, à la modélisation de ses différents éléments, à une brève description des méthodes de calcul d'écoulement de puissance les plus connues dans la littérature et à l'optimisation de l'écoulement de puissance. La résolution du problème OPF a été réalisée à base des

méthodes IPM, PSO et GA. Les réseaux IEEE-30 et de Port-au-Prince ont été utilisés pour démontrer la performance des méthodes proposées par rapport à la littérature. Un benchmarking a été réalisé à cet effet. L'utilisation des méthodes classiques IPM pour résoudre les problèmes OPF étant très complexe au niveau de la modélisation et du calcul aux risques de se converger vers un optimum local, les méthodes PSO et GA ont été très utiles dans le cas du réseau de Port-au-Prince pour comparer les résultats obtenus.

Ces trois méthodes ont été appliquées sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince dans le but d'optimiser le coût du combustible permettant de réduire les pertes et d'améliorer le profil de tension. Nous avons observé que les résultats d'optimisation sur le réseau IEEE-30 sont très proches de ceux de la littérature. Nous avons également constaté que la méthode du point intérieur est plus rapide que les deux autres méthodes. Bien que les résultats obtenus pour le réseau de Port-au-Prince soient proches en termes de gain financier et de réduction des pertes, il conviendrait d'implémenter d'autres méthodes métaheuristiques sur ce réseau pour vérifier l'exactitude des résultats obtenus à l'aide des méthodes IPM, PSO et GA. Ce chapitre contribue d'une part, à un Benchmarking sur le réseau IEEE-30 et d'autre part, à une première application des méthodes classique et métaheuristique pour l'étude d'OPF sur le réseau de Port-au-Prince. Le prochain chapitre abordera le problème de la recherche du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque.

# Chapitre 3

## Modélisation et Optimisation d'un système de production d'énergie PV

### 3.1 Introduction

L'énergie solaire PV est considérée comme l'une des principales sources du mix énergétique du futur. Le coût des modules a fortement diminué au cours des deux dernières décennies. Aujourd'hui, les centrales photovoltaïques d'une capacité de quelques MW deviennent la norme dans de nombreux pays [56]. La puissance caractéristique d'un panneau PV est non linéaire selon la tension à ses bornes. Pour cela, dans le but d'extraire le maximum de puissance, nous devons garder la puissance à la caractéristique du PPM pour toute valeur du rayonnement solaire appliquée. Au cours des dernières années, les approches MPPT sont devenues l'objet d'un grand nombre de recherches dans la littérature. Différents types d'algorithmes y étaient proposées et peuvent être classés comme suit :

Conventionnelle : Perturb & Observe (P&O) [57], Incrément de Conductance (IC) [58] et Hill Climbing (HC) [59]. Les performances ne sont pas meilleures en régime transitoire.

Métaheuristique : Optimisation à essaim de particules (PSO) [60] et Algorithme génétique (GA) [61]. Les performances dépendent des conditions initiales et des paramètres de conception.

Intelligence artificielle : La Logique Floue (FL) [62] et Réseaux de neurones (NN) [63] : Les performances dépendent de l'intelligence humaine.

Non linéaire : Sliding Mode (SM) [64] et Backstepping [65] : Ils ont une bonne performance en termes de stabilité et de robustesse.

Hybride : L'association de deux ou plus d'algorithmes MPPT [66].

La technique P&O est la plus utilisée parmi les techniques conventionnelles. Elle est très simple et facile à mettre en œuvre. Elle ne nécessite pas la connaissance des caractéristiques du module PV. Son principal inconvénient est qu'en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du PPM ; ce qui entraîne des pertes d'énergie [67]. Cette technique conventionnelle n'est valable que sous un rayonnement uniforme [68].

Pour améliorer les performances dynamiques des SPV, des techniques de commande non linéaires ont été appliquées au problème de MPPT. Ces techniques non linéaires assurent une meilleure régulation de tension et une bonne stabilité de la puissance autour du PPM. Dans le domaine d'optimisation de puissance des SPV, Backstepping est devenu l'une des techniques les plus populaires [65]. Sa conception a été proposée pour la première fois par Peter Kokotovic, Ioannis Kanellakopoulos et Miroslav Krstic en 1991 [73], et principalement développée pour la classe des systèmes non triangulaires. Son principe est basé sur une conception systématique,

qui consiste à diviser l'ensemble du système en plusieurs sous-systèmes interconnectés de premier ordre en plusieurs étapes. À la fin de chaque étape, une fonction de Lyapunov associée est construite sur la base de la théorie de la stabilité de Lyapunov. Dans la dernière étape, une loi de contrôle pour l'ensemble du système peut être calculée. Elle peut suivre facilement le PPM avec des fonctionnalités intéressantes en termes de rapidité, précision, robustesse et stabilité, même dans des conditions météorologiques critiques. Ainsi que les travaux [69, 70, 71, 72] ont proposé certaines solutions.

L'objectif de ce chapitre est de rechercher le point de puissance maximale d'un système de production PV en utilisant une technique conventionnelle et une autre dite non linéaire pour l'alimentation d'une charge résistive sans système de stockage sous variation de l'ensoleillement et de température uniforme.

## 3.2 Systèmes PV

On appelle système PV l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité. Un SPV est constitué d'un :

- GPV qui fournit du courant continu aux différents composants du système ;
- Convertisseur (DC/DC) qui permet au GPV de fonctionner au Point de Puissance Maximale (PPM) quel que soit l'ensoleillement reçu ;
- Système de Stockage d'Énergie (SSE) qui permet de pallier à la nature aléatoire de la source solaire ;
- Onduleur (DC/AC) qui permet de convertir du courant continu en courant alternatif pour l'alimentation des charges domestiques ;
- Charge qui peut être soit de type continu ou alternatif utilisant le courant pour leur fonctionnement.

Dans l'industrie, on peut rencontrer deux types de systèmes : les systèmes autonomes et les systèmes raccordés au réseau. La figure (3.1) présente la constitution d'un SPV avec stockage.

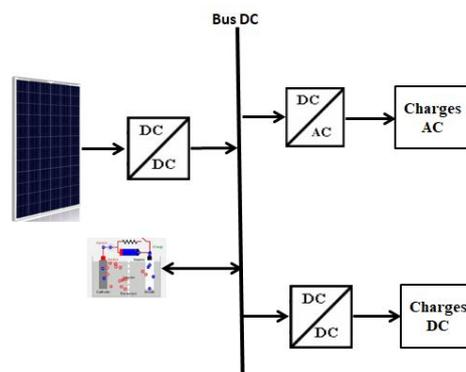


FIGURE 3.1 – Constitution d'un système photovoltaïque

## 3.3 Configuration matérielle du SPV proposé

### 3.3.1 Structure globale du système

Le SPV autonome proposé est composé d'un GPV, d'un convertisseur (DC/DC) muni d'une commande MPPT et d'une charge résistive comme le montre la figure (3.2).

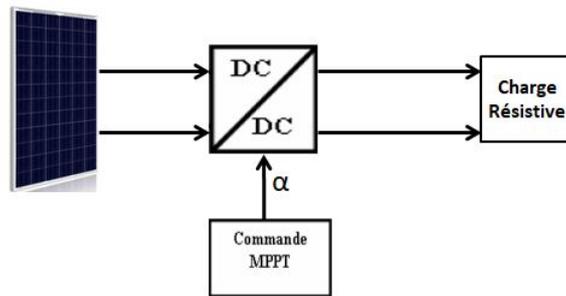


FIGURE 3.2 – Structure d'un système photovoltaïque muni d'une commande MPPT

#### 3.3.2 Générateur PV

Le générateur PV utilisé lors de la simulation a une puissance crête de 3000 Wc. Il est constitué de 10 modules de 300.303 Wc chacun connectés en série. Chaque module PV est constitué de 96 cellules en série et une en parallèle. Le tableau (3.1) présente les caractéristiques électriques d'un module PV SunPower SPR-300E-WHT-D.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale ( $P_{max}$ )	300.303 W
Tension à la Puissance maximale ( $V_{mp}$ )	54.7V
Courant à la Puissance maximale ( $I_{mp}$ )	5.49 A
Tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	64V
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	5.87A
Coefficient de température de $V_{oc}$	-0.2727
Coefficient de température de $I_{sc}$	0.0617

TABLE 3.1 – Caractéristiques électriques d'un GPV

La figure 3.3 présente les caractéristiques I(V) et P(V) du GPV de 300.303 Wc.

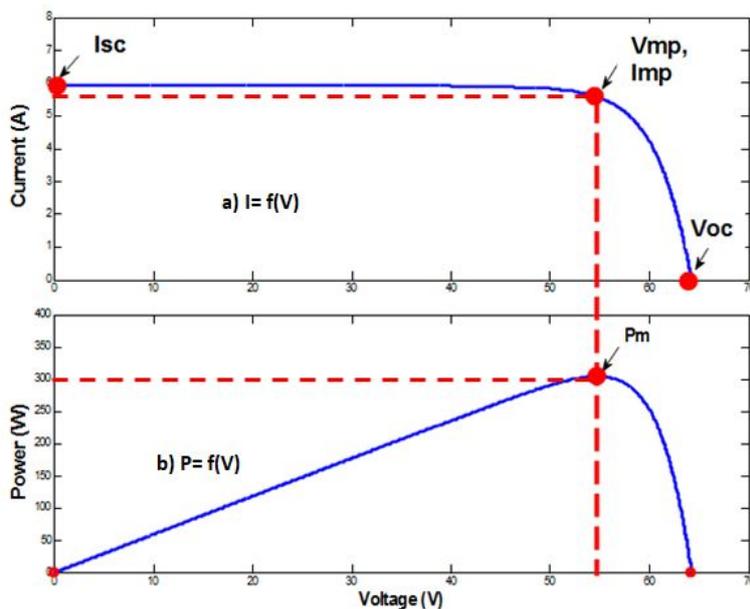


FIGURE 3.3 – Courbes caractéristiques : a) I(V) et b) P(V) du GPV

#### 3.3.3 Convertisseur DC/DC

Un convertisseur DC/DC est un dispositif électronique qui transforme une tension continue fixe en une autre tension continue variable pour lui permettre de s'adapter à une charge. Il est composé d'un condensateur, d'une inductance et d'un commutateur. Généralement, le commutateur est un transistor à effet de champ (Mofset) pouvant fonctionner en mode bloqué ou en mode saturé. Si le transistor est bloqué, son courant est nul et ne dissipe donc aucune puissance. S'il est saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque nulle et par conséquent la puissance perdue sera très petite. Le transistor est commandé par son rapport cyclique variable ( $\alpha$ ).

Dans l'industrie nous pouvons rencontrer trois types de convertisseur DC/DC : le convertisseur survolteur (Boost), le convertisseur dévolteur (Buck) et le convertisseur dévolteur-surlolteur (Buck/Boost). Nous nous limitons à l'étude des convertisseurs de type Boost.

La figure (3.4) présente le schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost. Il est dimensionné en fonction de la puissance du GPV. Il est non réversible en courant afin de protéger le générateur d'une décharge éventuelle de la batterie intégrant le rôle de diode anti-retour. Le rapport cyclique ( $\alpha$ , compris entre 0 et 1) permet de contrôler la quantité d'énergie transmise à la charge.

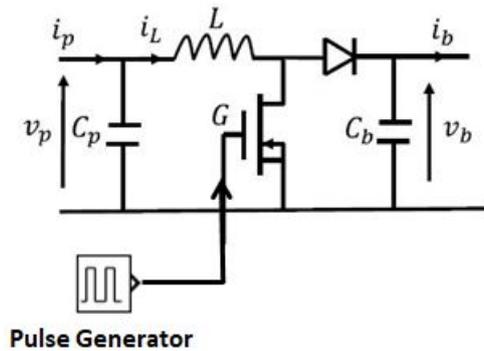


FIGURE 3.4 – Schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost

La tension de sortie aux bornes de la charge en régime statique est exprimée par :

$$V_b = \frac{V_p}{1 - \alpha} \quad (3.1)$$

Dans la modélisation dynamique du convertisseur, nous supposons que les pertes de puissance sont nulles et la chute de tension aux bornes de la diode est négligeable. Lorsque le commutateur G est fermé, l'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent nous permet d'obtenir le système d'équations (3.2).

$$\begin{cases} \frac{dV_p}{dt} = \frac{1}{C_p}(i_p - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}V_p \\ \frac{dV_b}{dt} = -\frac{1}{C_b}i_b \end{cases} \quad (3.2)$$

Lorsque le commutateur G est ouvert, nous obtenons le système d'équations (3.3).

$$\begin{cases} \frac{dV_p}{dt} = \frac{1}{C_p}(i_p - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_p - V_b) \\ \frac{dV_b}{dt} = \frac{1}{C_b}(i_L - i_b) \end{cases} \quad (3.3)$$

En utilisant la méthode de la valeur moyenne, on obtient les équations non linéaires décrivant le fonctionnement d'un convertisseur DC/DC [74], [75], [76] :

$$\begin{cases} \frac{dV_p}{dt} = \frac{1}{C_p}(i_p - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_p - (1 - \alpha)V_b) \\ \frac{dV_b}{dt} = \frac{1}{C_b}((1 - \alpha)i_L - i_b) \end{cases} \quad (3.4)$$

#### 3.3.4 Charge résistive

La charge du système est constituée d'une résistance de valeur  $1k\Omega$ .

## 3.4 Configuration logicielle du SPV proposé

Dans la littérature, il existe une très grande variété de techniques de commande et de poursuite du point à puissance maximale (PPM) qui ont été développées. Chacune d'elles se diffère les unes des autres du point de vue de rapidité, de convergence, robustesse vis-à-vis des variations climatiques (ensoleillement et la température) et de la charge, son rendement et son implantation en temps réel. Sans être exhaustif, on rencontre les techniques classiques telles que la Perturbation et Observation (Perturb and Observe), Incrément de Conductance (Conductance Increment), Climbing Hill et les techniques dites de l'intelligence artificielle telles que la Logique Floue (Fuzzy Logic), le Réseau de Neurones Arificiel (Artificial Neural Network), le Sliding Mode, le Backstepping. Seules les techniques Perturb and Observe et Backstepping seront développées et implémentées dans cette thèse.

### 3.4.1 Technique MPPT à base de P & O

La méthode P&O est celle qui est la plus utilisée dans le domaine du photovoltaïque en raison de sa simplicité et de sa facilité de réalisation. Elle consiste à provoquer une perturbation de faible valeur sur la tension  $V_{PV}$ , ce qui engendre une variation de la puissance [77].

Le principe de base de cette méthode consiste à appliquer un incrément à la tension ( $\Delta V$ ) ou au courant ( $\Delta I$ ) du GPV et à mesurer la variation de la puissance ( $\Delta P$ ) qui en découle. Si cette variation de puissance est positive alors le point de fonctionnement optimal du GPV a été déplacé vers le PPM. Dans ce cas, une perturbation a été appliquée dans la même direction. Si la variation de la puissance est négative, alors le point de fonctionnement optimal du GPV s'est éloigné du PPM. Dans ce cas, la prochaine perturbation est dans le sens inverse afin de se converger vers le PPM [77]. La figure (3.5) illustre le schéma de principe de la méthode P&O classique.

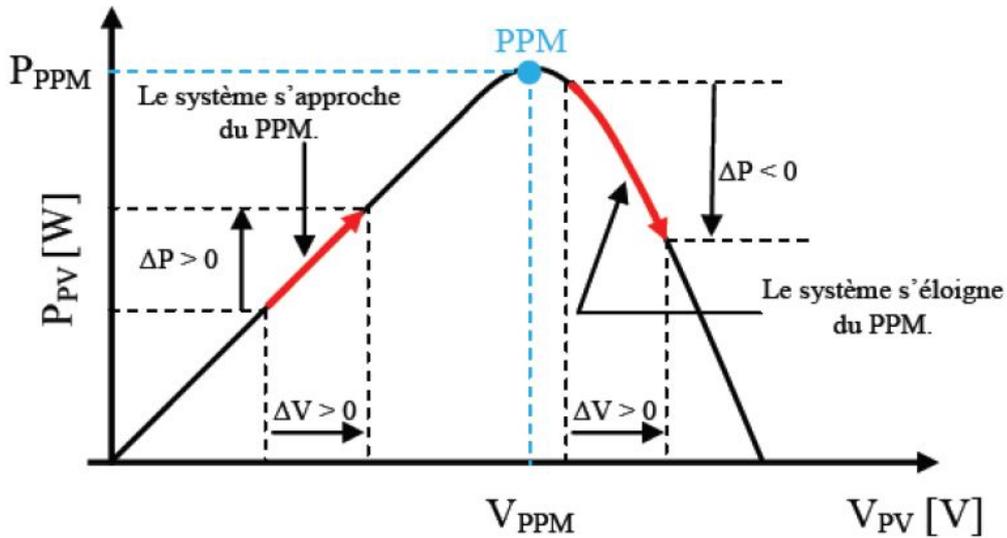


FIGURE 3.5 – Schéma de principe de la méthode P&O classique appliquée à un SPV [77]

En dépit de ses avantages et de sa facilité d'implémentation, la méthode P&O possède quelques inconvénients :

- On impose toujours une oscillation autour du PPM. Cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du GPV et ainsi réajuster le rapport cyclique ( $\alpha$ ) du convertisseur (DC-DC) en faisant en sorte que le point de fonctionnement optimal oscille le plus près possible du PPM, même si les conditions de fonctionnement sont inchangées [2].
- Une faible variation de l'ensoleillement ralentit considérablement la poursuite du PPM. De ce fait, il y a un compromis à faire entre la rapidité et la précision.
- En cas de variation brusque de l'ensoleillement, l'algorithme est lent, inadapté et peut avoir un comportement aléatoire.

La figure (3.6) illustre l'organigramme de la méthode P&O classique.

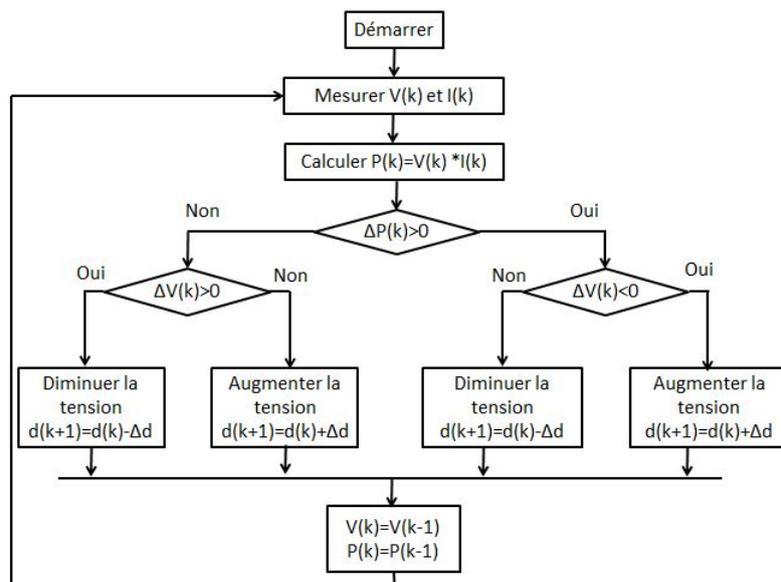


FIGURE 3.6 – Organigramme de la méthode P&O classique

#### 3.4.2 Technique MPPT à base du Backstepping

La technique du Backstepping est basée sur la décomposition du système entier de commande, qui est généralement multi-variables et d'ordre élevé en une cascade de sous-systèmes de commande du premier ordre. Pour chaque sous-système une loi de commande dite virtuelle est calculée. Cette dernière servira comme référence pour le sous-système suivant jusqu'à l'obtention de la loi de commande pour le système complet. La détermination des lois de commande qui découle de cette approche est basée sur l'application des fonctions de Lyapunov [78].

La commande Backstepping peut souvent résoudre les problèmes de stabilisation, de poursuite, et les problèmes de commande robuste dans des conditions moins restrictives que celles d'autres méthodes. Son application exige que le système non linéaire soit sous forme de rétroaction stricte «strick feedback», ce qui constitue une restriction de l'approche : la dérivée de chaque composante du vecteur d'état doit être une fonction des composantes précédentes et dépend additivement de la composante suivante [75].

Cette technique a l'avantage de conserver les non linéarités utiles pour la performance et la robustesse de la commande, contrairement aux méthodes de linéarisation. La commande des systèmes non linéaires s'appuie sur deux approches de Lyapunov. La première vise à linéariser le système à commander, afin de profiter des techniques consacrées aux systèmes linéaires. La deuxième approche vise à trouver une fonction de commande de Lyapunov garantissant certaines performances pour le système en boucle fermée [78].

Afin d'illustrer la procédure récursive de la technique Backstepping, on considère  $Y$  comme la sortie du système que l'on désire suivre le signal de référence  $Y_{ref}$ . Pour un système d'ordre  $n$ , la mise en oeuvre s'effectue en  $n$  étapes.

- Etape 1 : On définit la première variable d'erreur d'asservissement entre la sortie à asservir et sa valeur de référence  $e_1$  et sa dérivée par rapport au temps. Après avoir désigné la variable de commande virtuelle, on définit la première fonction de Lyapunov  $V_1(e_1)$ , positive et qui est associée à l'erreur  $e_1$  ainsi que sa dérivée par rapport au temps. On détermine la loi de commande de la valeur de référence qui doit assurer la convergence de l'erreur vers zéro.
- Etape 2 : On définit la nouvelle variable d'erreur d'asservissement entre la nouvelle sortie à asservir et sa nouvelle valeur de référence  $e_2$  et sa dérivée par rapport au temps. Après avoir désigné la nouvelle variable de commande virtuelle, on définit ensuite la deuxième fonction de Lyapunov  $V_2(e_2)$ , positive et qui est associée à l'erreur  $e_2$  ainsi que sa dérivée par rapport au temps. On détermine alors la loi de commande de la valeur de référence qui doit assurer la convergence de l'erreur vers zéro.
- Etape  $n$  : On répète les mêmes démarches pour définir la  $n^{ieme}$  variable d'asservissement et ainsi de suite.....

La figure (3.7) présente l'organigramme de la technique MPPT à base du Backstepping.

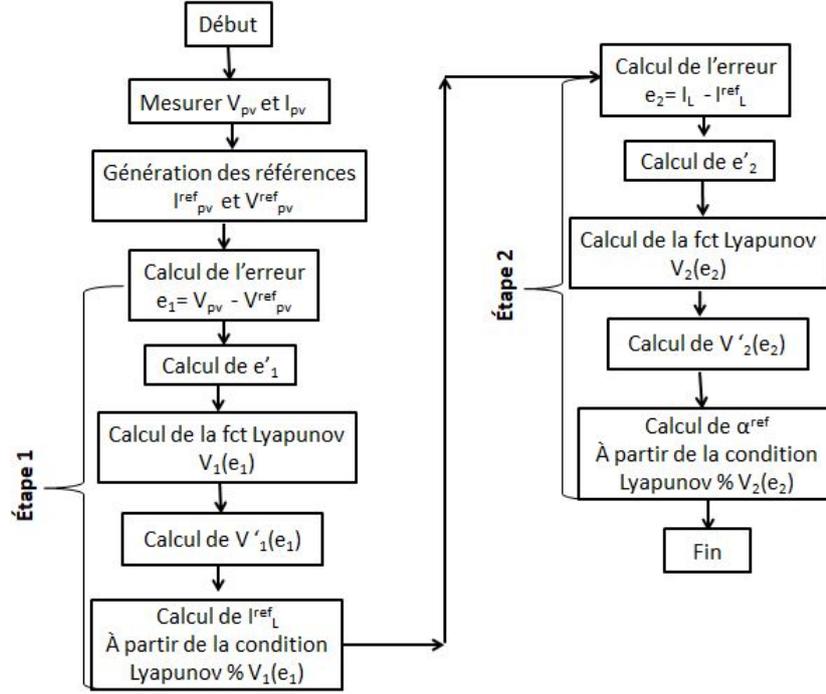


FIGURE 3.7 – Organigramme de la technique MPPT par Backstepping

#### Exemple d'application pour la configuration d'un SPV

##### Première étape

Soit  $V_p$  le premier état de contrôle virtuel, la variable d'erreur est définie par :

$$e_1 = V_p - V_p^{ref} \quad (3.5)$$

L'équation de la dynamique de l'erreur s'écrit alors :

$$\dot{e}_1 = \dot{V}_p - \dot{V}_p^{ref} \quad (3.6)$$

En utilisant la première équation du système d'équations (3.4), l'équation dynamique de l'erreur devient :

$$\dot{e}_1 = \frac{1}{C_p}(i_p - i_L) - \dot{V}_p^{ref} \quad (3.7)$$

Soit  $V_1(e_1)$  la première fonction de Lyapunov définie par :

$$V_1(e_1) = \frac{1}{2}e_1^2 \quad (3.8)$$

Sa dérivée par rapport au temps est donnée par :

$$\dot{V}_1(e_1) = e_1\dot{e}_1 \quad (3.9)$$

En remplaçant 3.7 dans l'équation (3.9), nous obtenons :

$$\dot{V}_1(e_1) = e_1\left(\frac{1}{C_p}(i_p - i_L) - \dot{V}_p^{ref}\right) \quad (3.10)$$

Cela implique :

$$\dot{V}_1(e_1) = -K_1e_1^2 + e_1\left[K_1e_1 + \frac{1}{C_p}(i_p - i_L) - \dot{V}_p^{ref}\right], \quad K_1 > 0 \quad (3.11)$$

Soit  $i_L$  la commande virtuelle choisie pour que la fonction de Lyapunov soit asymptotiquement stable ( $\dot{V}(e_1) \leq 0$ ). Il faut que  $\dot{V}(e_1)$  prenne la forme :

$$\dot{V}_1(e_1) = -K_1 e_1^2, \quad K_1 > 0 \quad (3.12)$$

Cette condition se réalise si et seulement si :

$$e_1 \left( \frac{1}{C_p} (i_p - i_L) - \dot{V}_p^{ref} \right) = 0 \quad (3.13)$$

A partir de l'équation (3.13), nous obtenons la première variable virtuelle  $i_L^{ref}$  exprimée par :

$$i_L^{ref} = i_p - C_p (\dot{V}_p^{ref} - K_1 e_1) \quad (3.14)$$

#### Deuxième étape

Soit  $i_L$  le deuxième état de contrôle virtuel, la variable d'erreur est définie par :

$$e_2 = i_L - i_L^{ref} \quad (3.15)$$

L'équation de la dynamique de l'erreur s'écrit alors :

$$\dot{e}_2 = \dot{i}_L - \dot{i}_L^{ref} \quad (3.16)$$

En utilisant la deuxième équation du système d'équations (3.4), l'équation dynamique de l'erreur devient :

$$\dot{e}_2 = \frac{1}{L} (V_p - (1 - \alpha)V_b) - \dot{i}_L^{ref} \quad (3.17)$$

Soit  $V_2(e_2)$  la deuxième fonction de Lyapunov définie par :

$$V_2(e_2) = \frac{1}{2} e_2^2 \quad (3.18)$$

Sa dérivée par rapport au temps est donnée par :

$$\dot{V}_2(e_2) = e_2 \dot{e}_2 \quad (3.19)$$

En remplaçant les équations (3.17) dans (3.19), nous pouvons écrire :

$$\dot{V}_2(e_2) = e_2 \left( \frac{1}{L} (V_p - V_b(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref} \right) \quad (3.20)$$

Cela implique :

$$\dot{V}_2(e_2) = -K_2 e_2^2 + e_2 \left( K_2 e_2 + \frac{1}{L} (V_p - V_b(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref} \right), \quad K_2 > 0 \quad (3.21)$$

Soit  $\alpha$  la commande virtuelle choisie pour que la fonction de Lyapunov soit asymptotiquement stable ( $\dot{V}_2(e_2) \leq 0$ ). Il faut que  $\dot{V}_2(e_2)$  prenne la forme :

$$\dot{V}_2(e_2) = -K_2 e_2^2, \quad K_2 > 0 \quad (3.22)$$

Cette condition se réalise si et seulement si :

$$e_2 \left( K_2 e_2 + \frac{1}{L} (V_p - V_b(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref} \right) = 0 \quad (3.23)$$

A partir de l'équation (3.23), nous obtenons la première variable virtuelle  $\alpha_{ref}$  exprimée par :

$$\alpha_{ref} = \frac{1}{V_b} (V_b - V_p + L(\dot{i}_L^{ref} - K_2 e_2)) \quad (3.24)$$

## 3.5 Résultats et Discussions

Bien que nous ayons observé sur la figure (1.2) que le potentiel solaire est uniforme à échelle du pays durant toute l'année, il convient de noter qu'il présente une variabilité multiple, à l'échelle de la journée (Annexe A<sub>1</sub>) et également à l'échelle de l'année (1.3). La première a de graves conséquences sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque qui est non linéaire. Dans le but de permettre au GPV de suivre le point de puissance maximale quelle que soit la variation de la ressource solaire, un contrôleur est utilisé à cet effet.

Dans le contexte tropical de notre étude et à partir des mesures solaires, un profil d'ensoleillement a été établi. Ce profil est composé de 11 valeurs d'échantillonnage, réparties sur un an (année 2011) de données mesurées sur le site de Sonapi (Port-au-Prince, Haïti). Il montre une importante variabilité de l'ensoleillement. Les algorithmes de commande MPPT P & O et Backstepping sont testés sous l'environnement Matlab/Simulink pour un système PV de 3 kW<sub>c</sub> utilisant un convertisseur DC-DC Boost afin de surmonter cette contrainte. La technique MPPT Backstepping a été proposée utilise l'algorithme de conductance incrémentielle pour générer une tension de référence. Ce profil est illustré à la figure (3.8) et nous avons considéré une température constante de 25 ° C. La robustesse et l'efficacité de ces méthodes pourront être évaluées dans la poursuite du PPM sous extrême variation de l'ensoleillement caractérisant les milieux insulaires.

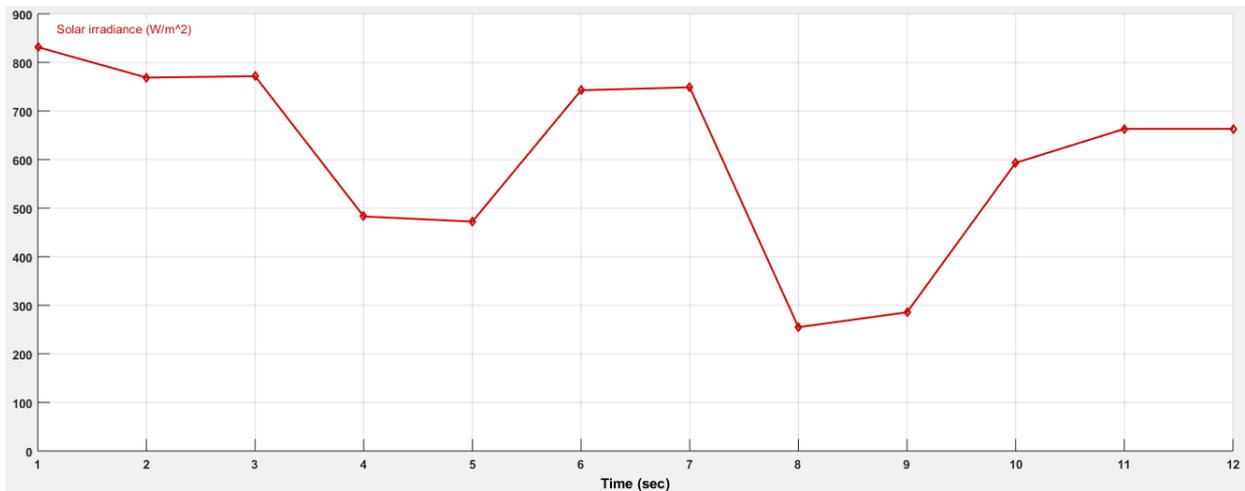


FIGURE 3.8 – Profil de l'ensoleillement du site de Sonapi

Le tableau (3.2) présente les paramètres du convertisseur Boost et de contrôleur Backstepping.

Paramètres	Valeurs
Inductance (L)	2 mH
Condensateur d'entrée ( $C_p$ )	50 $\mu$ F
Condensateur de sortie ( $C_b$ )	47 $\mu$ F
Résistance (R)	100 $\Omega$
Contrôleur 1 ( $K_1$ )	100
Contrôleur 2 ( $K_2$ )	1000

TABLE 3.2 – Paramètres du convertisseur et de contrôle

La figure (3.9) illustre le schéma de simulation dans Matlab/Simulink.

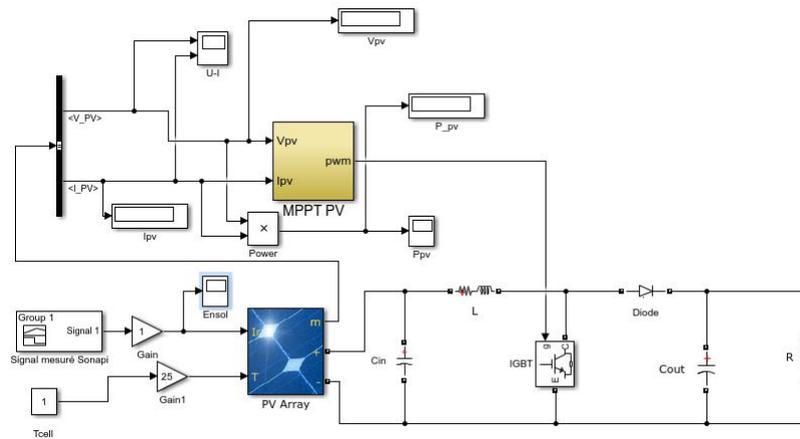
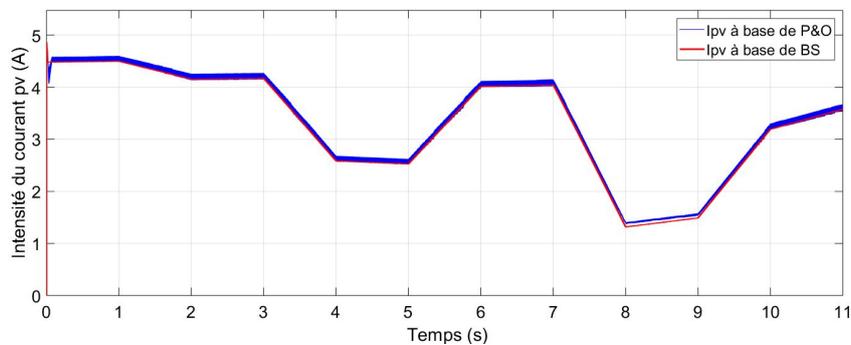


FIGURE 3.9 – Schéma de simulation Simulink du SPV

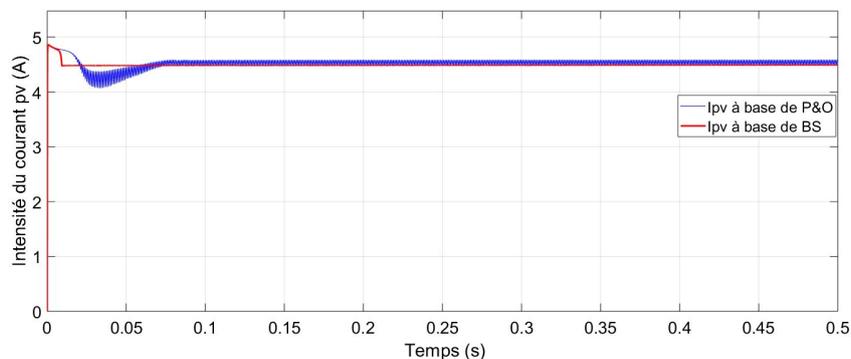
Les courbes de simulation sont représentées sous deux échelles de temps :

- La première de 0 à 11 secondes pour montrer les performances statiques ;
- La deuxième de 0 à 0.5 seconde pour montrer les performances dynamiques.

Les figures (3.10a) et (3.10b) nous montrent les performances statiques et dynamiques de l'intensité du courant du GPV pour les techniques P&O et Backstepping sous un profil d'ensoleillement très variable.



(a) Performances statiques  $I_{pv}$

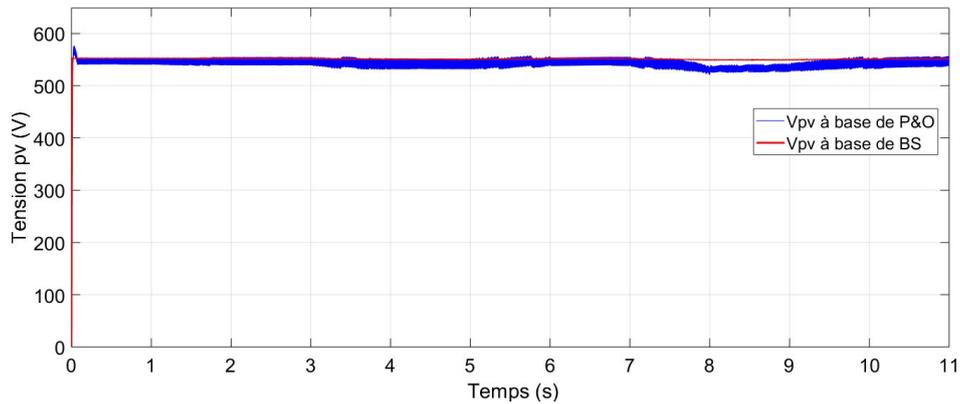


(b) Performances dynamiques  $I_{pv}$

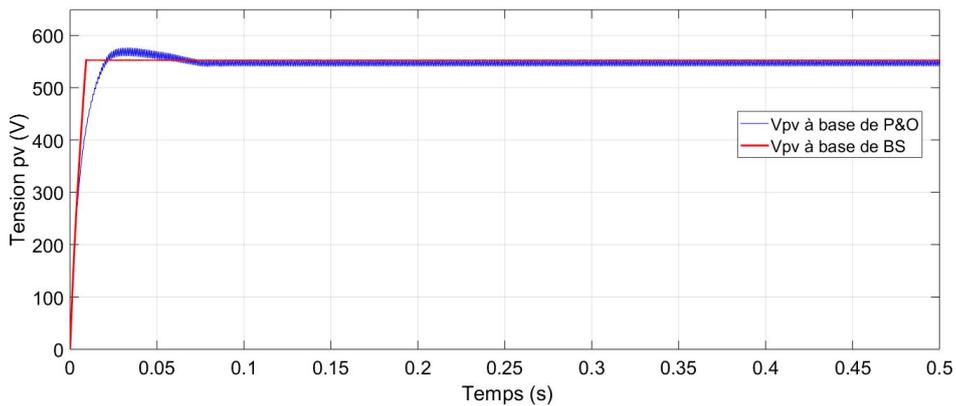
FIGURE 3.10 – Courbes représentatives de performances de l'intensité du courant à base de P&O et BS

La figure (3.10a) nous montre les performances statiques de l'intensité du courant pour les techniques de P&O et Backstepping. Nous pouvons remarquer que l'intensité du courant suit le profil de l'ensoleillement avec remarquer des erreurs statiques pour certains segments (par exemple entre 8<sup>e</sup> et 9<sup>e</sup> seconde) entre les deux techniques. La figure (3.10b) nous montre une pseudo réponse temporelle oscillatoire avec un écart égal à 9.15% entre les deux courbes.

Les figures (3.11a) et (3.11b) nous montrent les performances dynamiques de la tension du GPV pour les techniques P&O et Backstepping sous un profil d'ensoleillement variable.



(a) Performances statiques  $V_{pv}$

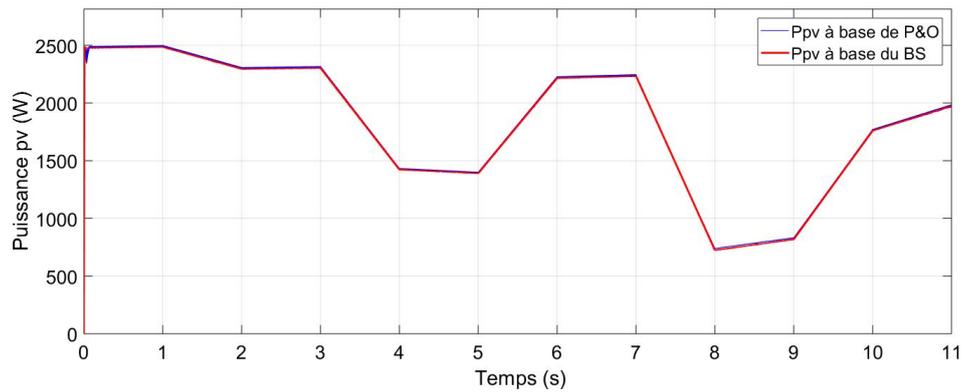


(b) Performances dynamiques  $V_{pv}$

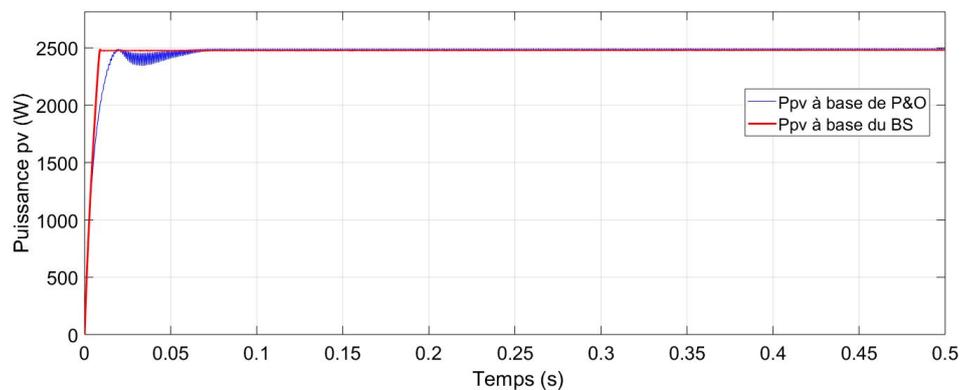
FIGURE 3.11 – Courbes représentatives de performances de la tension à base de P&O et BS

La figure (3.11a) nous montre les performances statiques de la tension pour les techniques de P&O et Backstepping. Nous pouvons remarquer que la tension se régule pour les deux techniques, mais elle présente également des erreurs pour certains segments (par exemple entre 8<sup>e</sup> et 9<sup>e</sup> seconde). Comme pour l'intensité du courant, la figure (3.11b) nous montre une pseudo réponse temporelle oscillatoire avec un dépassement égal à 4.35%.

Les figures (3.12a) et (3.12b) nous montrent les performances dynamiques de la puissance du GPV pour les techniques P&O et Backstepping sous un profil d'ensoleillement variable.



(a) Performances statiques  $P_{pv}$



(b) Performances dynamiques  $P_{pv}$

FIGURE 3.12 – Courbes représentatives des performances dynamiques de la puissance à base de P&O et BS

La figure (3.12a) nous montre les performances statiques de la puissance pour les techniques de P&O et Backstepping. Nous pouvons remarquer que la puissance suit le profil de l'ensoleillement. Nous pouvons voir qu'en dépit des multiples changements des données de l'ensoleillement en milieu tropical, les deux techniques sont capables de suivre ces changements de l'ensoleillement afin d'atteindre le PPM.

La comparaison des deux techniques MPPT peut être faite pour leur performance en régimes transitoires et permanents. La réponse dynamique de la technique P&O présente des ondulations indésirables qui sont des inconvénients dangereux dans le cas des systèmes PV. Comparativement à P&O, la technique MPPT à base du Backstepping converge et atteint le régime permanent plus rapide avec un temps de réponse 7 fois plus court (0.01 s VS 0.07 s). Nous pouvons également observer la supériorité de réponse du Backstepping en terme de stabilité et de précision avec celle de P&O qui est moins stable avec des dépassements et des oscillations, et moins de précision avec une légère erreur statique permanente en régime permanent.

## 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité un problème de recherche du point de puissance maximale d'un SPV, constitué d'un GPV d'une puissance de 3 kW, d'un convertisseur boost muni d'un contrôleur MPPT et d'une charge résistive sans système de stockage. Le contrôleur MPPT permet de prévoir les valeurs précises de la puissance maximale. Afin de les extraire, il a fallu utiliser des méthodes de contrôle robustes et efficaces. Une technique conventionnelle de type P&O et une autre dite non linéaire de type Backstepping ont été implémentées sous l'environnement du logiciel Matlab/Simulink. Ces deux techniques ont été séparément décrites, ainsi que leur champ d'application. Les résultats de simulations ont montré la robustesse de la technique MPPT non linéaire. Une étude comparative a été menée avec les techniques MPPT en utilisant le profil de l'ensoleillement très variable du Parc Industriel de Sonapi (Région métropolitaine de Port-au-Prince) et une température constante de 25° C. Ce profil d'ensoleillement variable est utilisé dans le but d'aboutir à une réponse dynamique des techniques utilisées lors des changements brusques de l'ensoleillement et de tester simultanément leur robustesse et leur efficacité dans la poursuite du point de puissance maximale.

Les résultats de simulation ont montré que la technique MPPT à base du Backstepping présente une réponse dynamique rapide et précise, et une puissance maximum stable en régime permanent pour un profil d'ensoleillement variable pour un milieu tropical caractérisé par de fortes variations des paramètres météorologiques. Ils permettent également de voir que la technique non linéaire à base du Backstepping est plus robuste et plus efficace dans la régulation de tension. Les performances dynamiques de la technique du Backstepping sont alors meilleures que celles de la technique de P&O. Le temps nécessaire pour atteindre le PPM avec le Backstepping est de l'ordre de 0.01 seconde comparé à 0.07 seconde pour le P&O. Ce chapitre contribue à une étude comparative à commande MPPT d'un système PV sans stockage sous conditions d'ensoleillement variable à base des techniques de P&O et du Backstepping. Le prochain chapitre abordera la modélisation et l'optimisation d'un système de production d'énergie éolienne.

# Chapitre 4

## Modélisation et Optimisation d'un Système de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)

### 4.1 Introduction

L'énergie éolienne est une importante ressource renouvelable qui a connu une forte croissance au cours des trois dernières décennies. Elle a acquis un fort développement dans le monde et a atteint ainsi un niveau de maturité exceptionnelle. Cependant, cette source de production dépend fortement des conditions atmosphériques (vitesse du vent et pression atmosphérique) du site d'implantation qui varient beaucoup et ne permettent pas de garantir la puissance de sortie du système. Dans le but de permettre au GE d'extraire le maximum de puissance sous des variations brusques de la vitesse du vent, des algorithmes MPPT sont utilisés pour contrôler le rapport cyclique du convertisseur situé entre le pont de redresseur à diodes et la charge. Dans la littérature, nous pouvons rencontrer ceux qui sont de types conventionnels, métaheuristiques et non linéaires.

La technique P&O est la plus utilisée parmi les techniques conventionnelles. Elle est très simple et facile à mettre en œuvre. Elle ne nécessite pas la connaissance des caractéristiques de la turbine éolienne. Son principal inconvénient est qu'en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du PPM ; ce qui entraîne des pertes d'énergie [67]. Dans les travaux [79, 80, 81, 10, 82, 84], la technique P&O a été appliquée pour l'optimisation de puissance d'un SPEE.

Pour améliorer les performances dynamiques des SPEE, des techniques de commande non linéaires ont été appliquées au problème de MPPT. C'est ainsi que les travaux [19, 85, 86] ont proposé certaines solutions. Ils ont proposé des techniques de commandes non linéaires à base du Backstepping en contrôlant certaines variables d'entrée du GE soit pour réguler la tension du bus de jonction  $V_{dc}$ , soit pour réguler simultanément la tension du bus de jonction  $V_{dc}$  et l'amplitude du flux rotorique, ou soit enfin pour optimiser la puissance du système tout en minimisant les coûts de maintenance et les risques de défaillance. Les techniques non linéaires assurent une meilleure régulation et une bonne stabilité de la puissance autour du PPM. L'objectif de ce chapitre est d'extraire la puissance maximale d'un GE quelle que soit la variation de la vitesse du vent en utilisant une technique conventionnelle et une autre qui est dite non linéaire pour l'alimentation d'une charge résistive sans présence d'un système de stockage.

## 4.2 Système de Production d'énergie éolienne

On appelle SPEE l'ensemble des composants nécessaires à l'alimentation d'une application en toute fiabilité. Il est constitué d'un (e) :

- Générateur Eolien (GE) incluant la turbine éolienne et la génératrice synchrone à aimants permanents qui fournit du courant alternatif;
- Pont de redresseur à diodes qui convertit le courant alternatif du GE en courant continu;
- Convertisseur (DC/DC) qui permet au GE de fonctionner au Point de Puissance Maximale (PPM) quelle que soit la variation de la vitesse du vent;
- Système de Stockage d'Énergie (SSE) qui permet de pallier à la nature aléatoire de la source éolienne;
- Onduleur (DC/AC) qui permet de convertir du courant continu en courant alternatif soit pour la connexion au réseau public, soit pour l'alimentation d'un site isolé;
- Charge qui peut être soit de type continu ou alternatif utilisant le courant pour son fonctionnement.

La figure (4.1) présente la constitution d'un SPEE avec stockage.

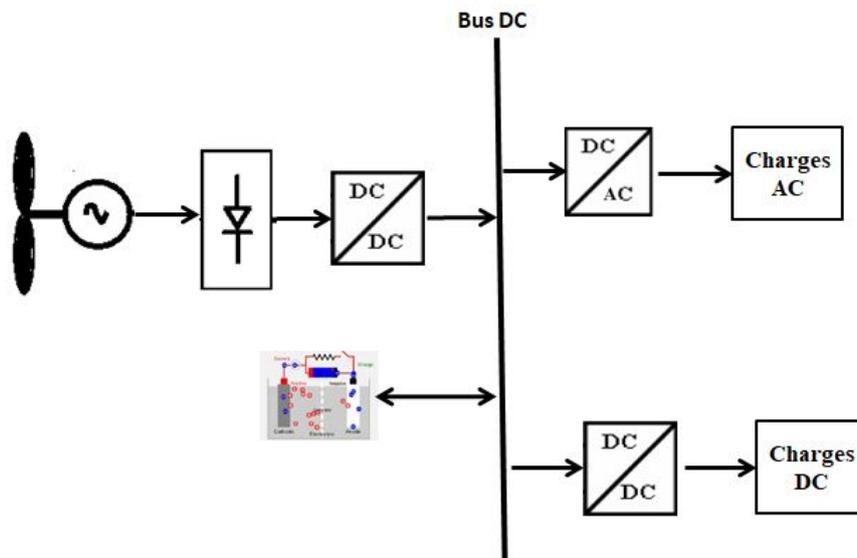


FIGURE 4.1 – Constitution d'un système de production d'énergie éolienne

## 4.3 Configuration matérielle du Systèmes de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)

### 4.3.1 Structure globale du système

Le SPEE autonome proposé est composé d'un GE, d'un pont de redresseur (AC/DC), d'un convertisseur (DC/DC) muni d'une commande MPPT et d'une charge résistive comme le montre la figure (4.2).

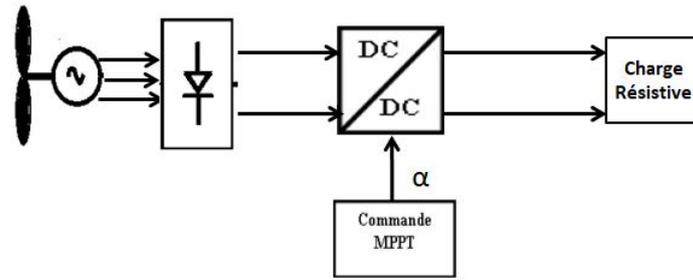


FIGURE 4.2 – Structure d'un SPEE muni d'une commande MPPT

## 4.3.2 Générateur Éolien (GE)

### 4.3.2.1 Conversion de l'énergie aérodynamique en énergie électrique

Le système de conversion aérodynamique transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur la turbine éolienne, puis en énergie électrique via un aérogénérateur. Cette conversion électromécanique est réalisée soit par des machines asynchrones (MAS), ou soit par des machines synchrones (MS) fonctionnant à vitesse fixe ou à vitesse variable. Dans ce dernier cas, la machine nécessite d'un convertisseur de puissance pour la connexion au réseau électrique. Cette solution est souvent préférée dans des installations de grande puissance raccordée au réseau.

Considérons une masse d'air ( $m$ ) se déplaçant à la vitesse ( $V_v$ ), l'énergie cinétique de cette masse d'air est donnée par :

$$E_c = \frac{mV_v^2}{2} \quad (4.1)$$

Pendant un intervalle de temps ( $t$ ), cette énergie cinétique peut être récupérée entièrement à l'aide de l'hélice de la turbine qui balaie une surface ( $S$ ), située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent. La puissance instantanée fournie par la turbine est exprimée par :

$$P_v = \frac{\rho S V_v^3}{2} \quad (4.2)$$

$\rho$  étant la masse volumique de l'air en  $\text{kg m}^{-3}$

Dans la réalité, on ne peut pas récupérer la totalité de la puissance instantanée fournie par cette masse d'air. On définit un coefficient de puissance qui permet de transformer la puissance fournie par la turbine en puissance mécanique. Ce coefficient est noté  $C_p(\lambda)$  et exprimé par :

$$C_p(\lambda) = \frac{P_{eol}}{P_v} \quad (4.3)$$

La puissance électrique du GE est alors exprimée par la relation :

$$P_{eol} = P_v * C_p(\lambda) = \frac{\rho S V_v^3}{2} * C_p(\lambda) \quad (4.4)$$

Le coefficient de puissance  $C_p(\lambda)$  varie en fonction du coefficient de vitesse  $\lambda$  qui est un facteur spécifique des aérogénérateurs. La valeur maximale théorique du coefficient de vitesse, appelée limite de Betz, est de  $\frac{16}{27} \approx 0.5926$ .

### 4.3 Configuration matérielle du Systèmes de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)

---

Pour rappel : Le coefficient de vitesse  $\lambda$  est le rapport entre la vitesse tangentielle en bout des pales de l'éolienne et la vitesse instantanée du vent. Il est donné par :

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V_v} \quad (4.5)$$

Où  $\Omega$ ,  $V_v$  et  $R$  sont respectivement la vitesse de rotation du rotor de la turbine, la vitesse du vent et le rayon des pales.

A partir de l'équation de la puissance de l'éolienne, on définit le couple éolien. Il est exprimé par :

$$C_{eol} = \frac{P_{eol}}{\Omega} \quad (4.6)$$

En remplaçant la puissance de l'éolienne et la vitesse de rotation du rotor par leurs valeurs, on obtient :

$$C_{eol} = \frac{\rho S R V_v^2 C_p(\lambda)}{2\lambda} \quad (4.7)$$

La surface  $S$  balayée par l'hélice de la turbine est fonction de son rayon  $R$  est donnée par :  $S = \pi R^2$ .

En remplaçant  $S$  dans l'équation, on obtient finalement :

$$C_{eol} = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2 C_p(\lambda)}{2\lambda} \quad (4.8)$$

Le couple d'une turbine éolienne est proportionnel à :

- la densité de l'air  $\rho$ ,
- au coefficient de puissance  $C_p(\lambda)$ ,
- au carré de son rayon  $R$  et de la vitesse du vent  $V_v$ , et
- inversement proportionnel à son coefficient de vitesse  $\lambda$ .

#### 4.3.2.2 Modélisation des Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP)

Les éoliennes à base des MAS nécessitent d'un système de bagues ou de balais (MADA) et un multiplicateur qui ont des coûts significatifs de maintenance, en particulier pour des projets offshore en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des MS avec de grands nombres de paires de pôles et couplées directement à la turbine afin d'éviter l'utilisation du multiplicateur. Lorsque la MS est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé [87]. C'est ce qui a motivé notre intérêt pour l'utilisation de la MSAP. Celle-ci possède toutefois un inconvénient : l'utilisation des convertisseurs de puissance pour son raccordement au réseau électrique.

La modélisation d'une MSAP consiste à construire un modèle mathématique de la machine en traduisant les phénomènes électromagnétique et mécanique qui régissent son fonctionnement. Elle permet d'étudier le comportement des différentes variables de la machine en régime statique et dynamique afin d'exploiter le modèle dans les simulations.

### 4.3 Configuration matérielle du Systèmes de Production d'Énergie Éolienne (SPEE)

#### Équations électromagnétiques et mécaniques de la MSAP

Les équations électriques de la MSAP en régime triphasé sont données :

$$[V_{abc}^s] = [R_{abc}^s][I_{abc}^s] + \frac{d[\Phi_{abc}^s]}{dt} \quad (4.9)$$

Avec :

$[V_{abc}^s] = [V_a^s, V_b^s, V_c^s]^T$  : les tensions associées aux phases statoriques ;

$[I_{abc}^s] = [I_a^s, I_b^s, I_c^s]^T$  : les courants associés aux phases statoriques ;

$[R_{abc}^s]$  : Les résistances des trois phases de la MSAP. Pour une MSAP saine et équilibrée, la résistance du stator  $R_s$  est identique à celles des trois phases ;

$[\Phi_{abc}^s] = [\Phi_a^s, \Phi_b^s, \Phi_c^s]^T$  : les flux à travers les bobines statoriques.

Or, l'expression des flux dans les bobines statoriques est donnée par :

$$[\Phi_{abc}^s] = [L^s][I_{abc}^s] + [\Phi_{fabc}^s] \quad (4.10)$$

En remplaçant (4.10) dans (4.9) on obtient :

$$[V_{abc}^s] = [R^s][I_{abc}^s] + [L^s] \frac{d[I_{abc}^s]}{dt} + \frac{d[\Phi_{fabc}^s]}{dt} \quad (4.11)$$

En développant l'équation pour les trois phases et en tenant compte que le flux créé par les aimants  $[\Phi_{fabc}^s]$  est fonction de la position angulaire  $\theta$ , on peut écrire :

$$\begin{cases} V_a^s = R^s I_a^s + L^s * \frac{dI_a^s}{dt} - p\Omega \Phi_f^s \sin\theta \\ V_b^s = R^s I_b^s + L^s * \frac{dI_b^s}{dt} - p\Omega \Phi_f^s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ V_c^s = R^s I_c^s + L^s * \frac{dI_c^s}{dt} - p\Omega \Phi_f^s \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (4.12)$$

Ou encore, en développant l'équation pour les trois phases, on peut écrire :

$$\begin{cases} \frac{dI_a^s}{dt} = \frac{V_a^s}{L^s} - \frac{R^s I_a^s}{L^s} + \frac{p\Omega \Phi_f^s \sin\theta}{L^s} \\ \frac{dI_b^s}{dt} = \frac{V_b^s}{L^s} - \frac{R^s I_b^s}{L^s} + \frac{p\Omega \Phi_f^s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3})}{L^s} \\ \frac{dI_c^s}{dt} = \frac{V_c^s}{L^s} - \frac{R^s I_c^s}{L^s} + \frac{p\Omega \Phi_f^s \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})}{L^s} \end{cases} \quad (4.13)$$

D'après la relation fondamentale de la dynamique, on peut écrire :

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{1}{J}(C_u - C_{em} - f\Omega) \quad (4.14)$$

⇒

$$\frac{d\Omega}{dt} = \frac{C_u}{J} - \left( \frac{p\Phi_f^s I_a^s \sin\theta}{J} + \frac{p\Phi_f^s I_b^s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3})}{J} + \frac{p\Phi_f^s I_c^s \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})}{J} \right) - \frac{f\Omega}{J} \quad (4.15)$$

Le modèle d'état non linéaire de la MS triphasée s'écrit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_a^s}{dt} = \frac{V_a^s}{L^s} - \frac{R^s I_a^s}{L^s} + \frac{p\Omega\Phi_f^s \sin\theta}{L^s} \\ \frac{dI_b^s}{dt} = \frac{V_b^s}{L^s} - \frac{R^s I_b^s}{L^s} + \frac{p\Omega\Phi_f^s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3})}{L^s} \\ \frac{dI_c^s}{dt} = \frac{V_c^s}{L^s} - \frac{R^s I_c^s}{L^s} + \frac{p\Omega\Phi_f^s \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})}{L^s} \\ \frac{d\Omega}{dt} = \frac{C_u}{J} - \left( \frac{p\Phi_f^s I_a^s \sin\theta}{J} + \frac{p\Phi_f^s I_b^s \sin(\theta - \frac{2\pi}{3})}{J} + \frac{p\Phi_f^s I_c^s \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})}{J} \right) - \frac{f\Omega}{J} \end{array} \right. \quad (4.16)$$

### Transformation de Park

La transformation des systèmes triphasés fait appel couramment à la transformation de Park qui permet de passer d'un repère triphasé fixe (abc) en un autre repère tournant diphasé (dq). Elle rend les équations dynamiques des systèmes triphasés (MS triphasée à courant alternatif) plus simple et qui facilitant ainsi leur étude et leur analyse. Elle sera utilisée seulement pour le stator.

La figure (4.3) illustre la transformation d'un système triphasé en un système diphasé tournant.

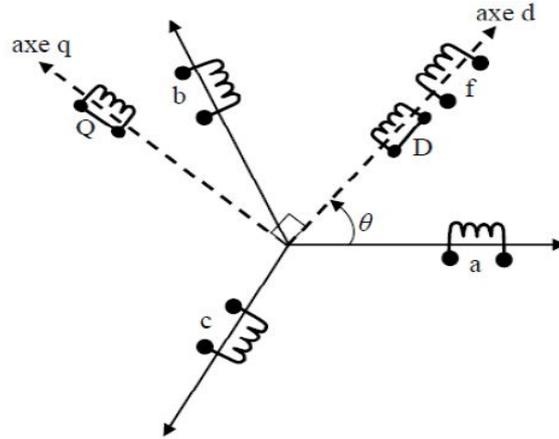


FIGURE 4.3 – Schéma du modèle de la MS dans le repère de Park

En utilisant la transformation de Park et  $\frac{d\theta}{dt} = \omega = p\Omega$ , l'équation modèle d'état (4.16) devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dI_d}{dt} = \frac{V_d}{L_d} - \frac{R^s I_d^s}{L_d} + \frac{p\Omega L_q I_q}{L_d} \\ \frac{dI_q}{dt} = \frac{V_q}{L_q} - \frac{R^s I_q}{L_q} - \frac{p\Omega L_d I_d}{L_q} - \frac{p\Omega\Phi_f}{L_q} \\ \frac{d\theta}{dt} = p\Omega \\ \frac{d\Omega}{dt} = \frac{C_u}{J} - \frac{pI_d I_q (L_d - L_q)}{J} - \frac{I_q \Phi_f}{J} - \frac{f\Omega}{J} \end{array} \right. \quad (4.17)$$

L'expression du couple électromagnétique du rotor est donnée par :

$$C_{em} = 3/2p[(L_d - L_q)I_d I_q - \Phi_f I_q] \quad (4.18)$$

Nous rappelons que la MSAP utilisée est à pôles saillants.

### 4.3.3 Pont de redresseur à diodes triphasé

La MSAP produit une tension alternative nécessitant des dispositifs d'électronique de puissance supplémentaires pour répondre à la demande des charges. La tension de sortie de la MSAP est redressée avant d'entrer dans le convertisseur. Pour ce faire, un pont de redresseur à diodes est utilisé.

Le pont de redresseur à diodes associé à un convertisseur commandable est la solution la plus avantageuse sur le plan économique pour les SPEE, mais ne permet pas d'assurer des courants de qualité pour la génératrice. Associé à un convertisseur Boost, cette topologie est considérée comme la plus optimale au regard du coût, de la qualité de l'énergie produite et du facteur de puissance [6]. Elle est la plus utilisée pour les applications en site isolé, car son association avec le convertisseur Boost permet de maximiser la puissance extraite de l'éolienne via la commande du rapport cyclique du convertisseur. La figure (4.4) présente un pont de redresseur à diodes alimenté par une MSAP.

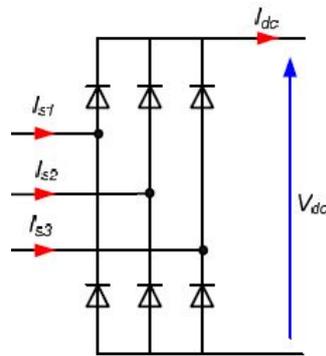


FIGURE 4.4 – Schéma d'un pont de redresseur à diodes triphasé

Les relations entre les tensions d'entrée et de sortie d'une part, et les courants d'entrée et de sortie d'autre part, sont données par les équations (4.19) et (4.20) [2], [7].

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_s \quad (4.19)$$

$$I_{dc} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I_s \quad (4.20)$$

Où  $V_{dc}$  et  $I_{dc}$  sont les valeurs moyennes de la tension et du courant à la sortie du redresseur ; et  $V_s$  et  $I_s$  sont les valeurs moyennes de la tension et du courant fondamentaux du côté alternatif.

### 4.3.4 Convertisseur DC/DC

Le fonctionnement du convertisseur DC/DC le même que celui qui est décrit pour le SPV.

La figure (4.5) présente le schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost utilisé dans un système de production d'énergie éolienne. Ce convertisseur est dimensionné en fonction de la puissance du générateur éolien. Le rapport cyclique ( $\alpha$ , compris entre 0 et 1) permet de contrôler la quantité d'énergie transmise à la charge.

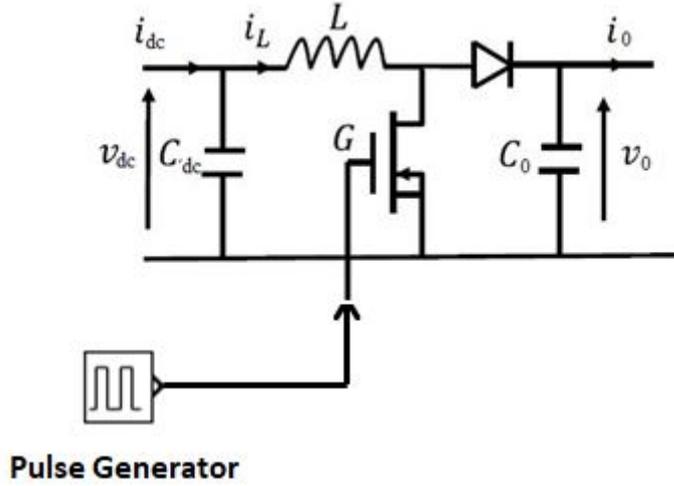


FIGURE 4.5 – Schéma d'un circuit électrique d'un convertisseur Boost

La tension de sortie aux bornes de la charge en régime statique est exprimée par :

$$V_0 = \frac{V_{dc}}{1 - \alpha} \quad (4.21)$$

Dans la modélisation dynamique du convertisseur, nous supposons que les pertes de puissance sont nulles et la chute de tension aux bornes de la diode est négligeable.

Lorsque le commutateur G est fermé, l'application des lois de Kirchhoff sur le circuit équivalent nous permet d'obtenir le système d'équations (4.22).

$$\begin{cases} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}V_{dc} \\ \frac{dV_0}{dt} = -\frac{1}{C_0}i_0 \end{cases} \quad (4.22)$$

Lorsque le commutateur G est ouvert, nous obtenons le système d'équations (4.23).

$$\begin{cases} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{dc} - V_0) \\ \frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{C_0}(i_L - i_0) \end{cases} \quad (4.23)$$

En utilisant la méthode de la valeur moyenne, on obtient les équations non linéaires décrivant le fonctionnement d'un convertisseur DC/DC [79], [75], [76] :

$$\begin{cases} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) \\ \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{dc} - (1 - \alpha)V_0) \\ \frac{dV_0}{dt} = \frac{1}{C_0}((1 - \alpha)i_L - i_0) \end{cases} \quad (4.24)$$

#### 4.3.5 Charge résistive

La charge du système est constituée d'une résistance de valeur 100Ω.

### 4.4 Configuration logicielle du SPEE proposé

Dans la littérature il existe une très grande variété de techniques de commande et de poursuite du point de puissance maximale (PPM) qui ont été développées pour les SPEE. Chacune d'elles se diffère de l'autre du point de vue de rapidité, de convergence et de robustesse vis-à-vis de la variation de la vitesse du vent, de la charge, son rendement et son implantation en temps réel. Sans être exhaustif, on rencontre les techniques classiques telles que la Perturbation et Observation (Perturb and Observe), Incrément de Conductance (Conductance Increment), les techniques dites de l'intelligence artificielle telles que la Logique Floue (Fuzzy Logic), le Réseau de Neurone Arificiel (Artificial Neural Network), les techniques métaheuristiques et les techniques de contrôle non linéaires telles que le Sliding Mode et Backstepping. Comme au chapitre précédent, les techniques P&O et Backstepping seront développées et appliquées pour la recherche du point de puissance maximale du GE.

#### 4.4.1 Technique MPPT à base de P & O

La méthode P&O est celle qui est la plus utilisée dans le domaine de conversion PV et éolienne en raison de sa simplicité et de sa facilité de réalisation. Lorsqu'elle est appliquée pour l'optimisation de puissance d'un SPEE, elle consiste à provoquer une perturbation de faible valeur sur la tension de sortie de la MSAP  $V_{dc}$  (directement liée à la vitesse de rotation du rotor  $\Omega$ ), ce qui engendre une variation de la puissance [77]. Elle fonctionne indépendamment des caractéristiques de la turbine et n'a pas besoin de connaissances préalables de la vitesse du vent ni celle de la génératrice [79]. Elle peut être également appliquée à petite et à moyenne échelle. Elle est souvent utilisée pour comparer l'efficacité et la robustesse des autres techniques.

Dans la littérature, plusieurs chercheurs ont utilisé cette technique pour l'optimisation de la puissance d'un SPEE. Certains proposent de perturber la vitesse de rotation du rotor de la MSAP et d'autres proposent de contrôler la tension et le courant de liaison entre la MSAP et le pont de diodes dans le but de ne pas utiliser un capteur mécanique (Vitesse) qui est un coût non négligeable dans l'implémentation du système [80], [82]. C'est ainsi que nous avons choisi d'utiliser la technique de contrôle la moins contraignante en termes du coût d'implémentation.

Le principe de base de cette méthode est identique à celui d'un SPV qui consiste à appliquer un incrément à la tension ( $\Delta V$ ) ou au courant ( $\Delta I$ ) de la MSAP et à mesurer la variation de la puissance ( $\Delta P$ ) qui en découle. Si cette variation de puissance est positive alors le point de fonctionnement optimal du GE a été déplacé vers le PPM. Dans ce cas, une perturbation a été appliquée dans la même direction. Si la variation de la puissance est négative, alors le point de fonctionnement optimal du GE s'est éloigné du PPM. Dans ce cas, la prochaine perturbation est dans le sens inverse afin de se converger vers le PPM [77].

La figure (4.6) illustre le schéma de principe de la méthode P&O classique appliquée à système éolien.

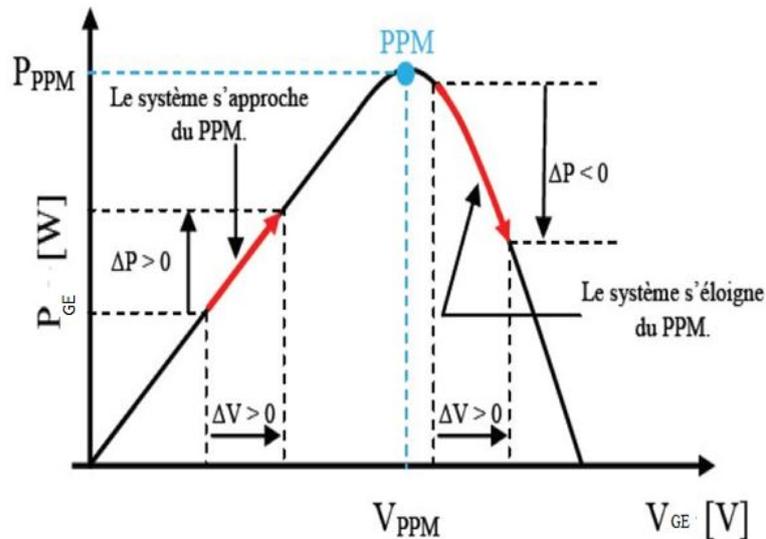


FIGURE 4.6 – Schéma de principe de la méthode P&O classique appliquée à un système éolien

Les inconvénients de la technique de P&O appliquée à un SPEE sont les mêmes que ceux décrits au SPV.

Le principe de base de la technique P&O étant le même pour les deux systèmes (PV et éolien), l'organigramme est illustré dans la figure (3.6).

#### 4.4.2 Technique MPPT à base du Backstepping

La description de la technique du Backstepping est identique à celle développée en (3.4.2)

La figure (4.7) présente l'organigramme de la technique MPPT à base du Backstepping.

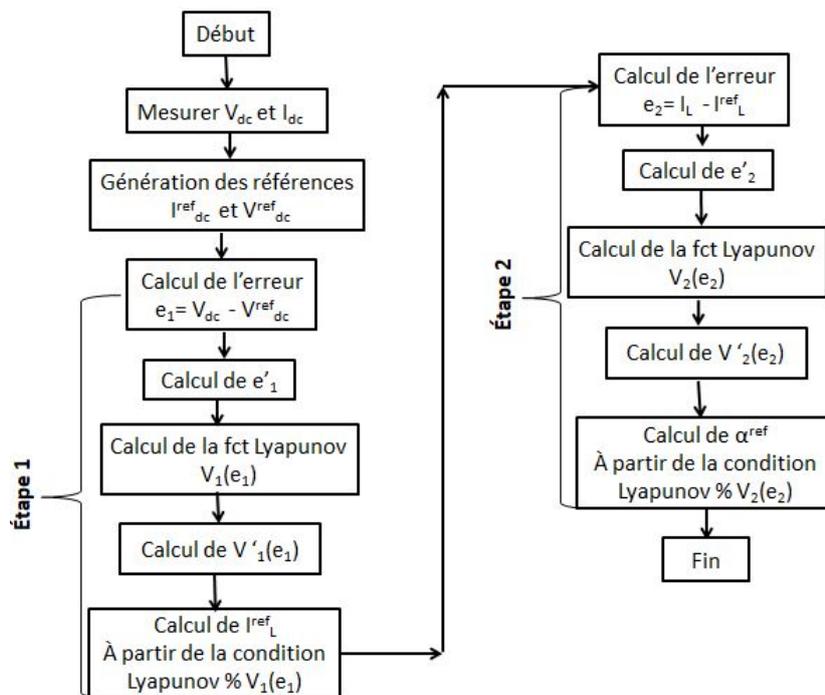


FIGURE 4.7 – Organigramme de la technique MPPT par Backstepping

### Exemple d'application pour le système éolien proposé

Nous avons suivi les mêmes démarches de la commande d'un SPV à base du Backstepping. Ainsi, la tension et le courant de sortie du pont de diodes ( $V_{dc}$  et  $I_{dc}$ ) sont considérés comme les entrées du convertisseur Boost de façon à faire varier son rapport cyclique.

#### Première étape

Soit  $V_{dc}$  le premier état de contrôle virtuel, la variable d'erreur est définie par :

$$e_1 = V_{dc} - V_{dc}^{ref} \quad (4.25)$$

L'équation de la dynamique de l'erreur s'écrit alors :

$$\dot{e}_1 = \dot{V}_{dc} - \dot{V}_{dc}^{ref} \quad (4.26)$$

En utilisant la première équation du système d'équations (4.24), l'équation dynamique de l'erreur devient :

$$\dot{e}_1 = \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) - \dot{V}_{dc}^{ref} \quad (4.27)$$

Soit  $V_1(e_1)$  la première fonction de Lyapunov définie par :

$$V_1(e_1) = \frac{1}{2}e_1^2 \quad (4.28)$$

Sa dérivée par rapport au temps est donnée par :

$$\dot{V}_1(e_1) = e_1 \dot{e}_1 \quad (4.29)$$

En remplaçant 4.27 dans l'équation (4.29), nous obtenons :

$$\dot{V}_1(e_1) = e_1 \left( \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) - \dot{V}_{dc}^{ref} \right) \quad (4.30)$$

Cela implique :

$$\dot{V}_1(e_1) = -K_1 e_1^2 + e_1 \left[ K_1 e_1 + \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) - \dot{V}_{dc}^{ref} \right], \quad K_1 > 0 \quad (4.31)$$

Soit  $i_L$  la commande virtuelle choisie pour que la fonction de Lyapunov soit asymptotiquement stable ( $\dot{V}(e_1) \leq 0$ ). Il faut que  $\dot{V}(e_1)$  prenne la forme :

$$\dot{V}_1(e_1) = -K_1 e_1^2, \quad K_1 > 0 \quad (4.32)$$

Cette condition se réalise si et seulement si :

$$e_1 \left( \frac{1}{C_{dc}}(i_{dc} - i_L) - \dot{V}_{dc}^{ref} \right) = 0 \quad (4.33)$$

A partir de l'équation (4.33), nous obtenons la première variable virtuelle  $i_L^{ref}$  exprimée par :

$$i_L^{ref} = i_{dc} - C_{dc}(\dot{V}_{dc}^{ref} - K_1 e_1) \quad (4.34)$$

#### Deuxième étape

Soit  $i_L$  le deuxième état de contrôle virtuel, la variable d'erreur est définie par :

$$e_2 = i_L - i_L^{ref} \quad (4.35)$$

L'équation de la dynamique de l'erreur s'écrit alors :

$$\dot{e}_2 = \dot{i}_L - \dot{i}_L^{ref} \quad (4.36)$$

En utilisant la deuxième équation du système d'équations (4.24), l'équation dynamique de l'erreur devient :

$$\dot{e}_2 = \frac{1}{L}(V_{dc} - (1 - \alpha)V_0) - \dot{i}_L^{ref} \quad (4.37)$$

Soit  $V_2(e_2)$  la deuxième fonction de Lyapunov définie par :

$$V_2(e_2) = \frac{1}{2}e_2^2 \quad (4.38)$$

Sa dérivée par rapport au temps est donnée par :

$$\dot{V}_2(e_2) = e_2\dot{e}_2 \quad (4.39)$$

En remplaçant les équations (4.37) dans (4.39), nous pouvons écrire :

$$\dot{V}_2(e_2) = e_2\left(\frac{1}{L}(V_{dc} - V_0(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref}\right) \quad (4.40)$$

Cela implique :

$$\dot{V}_2(e_2) = -K_2e_2^2 + e_2\left(K_2e_2 + \frac{1}{L}(V_{dc} - V_0(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref}\right), \quad K_2 > 0 \quad (4.41)$$

Soit  $\alpha$  la commande virtuelle choisie pour que la fonction de Lyapunov soit asymptotiquement stable ( $\dot{V}_2(e_2) \leq 0$ ). Il faut que  $\dot{V}_2(e_2)$  prenne la forme :

$$\dot{V}_2(e_2) = -K_2e_2^2, \quad K_2 > 0 \quad (4.42)$$

Cette condition se réalise si et seulement si :

$$e_2\left(K_2e_2 + \frac{1}{L}(V_{dc} - V_0(1 - \alpha)) - \dot{i}_L^{ref}\right) = 0 \quad (4.43)$$

A partir de l'équation (4.43), nous obtenons la première variable virtuelle  $\alpha_{ref}$  exprimée par :

$$\alpha_{ref} = \frac{1}{V_0}(V_0 - V_{dc} + L(\dot{i}_L^{ref} - K_2e_2)) \quad (4.44)$$

## 4.5 Méthodes MPPT et Variabilité de la tension et de la fréquence

L'optimisation de la puissance d'une éolienne ne garantit pas la qualité de la fourniture électrique. Car, le fonctionnement du système peut être affecté d'une part, par les fluctuations du profil de vent à l'entrée de la turbine, et d'autre part, par l'utilisation de convertisseurs d'électronique de puissance. Ces deux facteurs ont un impact direct sur sa qualité.

Le terme qualité de la fourniture se réfère à la stabilité de la tension et à la stabilité de la fréquence [11, 83]. Elle est caractérisée le plus souvent par les aspects suivants : les creux de tension et la variation de fréquence.

### 4.5.1 Creux de tension

Les creux de tension peuvent être subdivisés en plusieurs catégories : surtension, sous-tension, flicker, harmonique, transitoires, etc. La résolution d'un problème de creux de tension est réalisée en contrôlant la production, l'absorption et le flow de puissance réactive à tous les niveaux du système. Au niveau du réseau de distribution, les composants utilisés à cette fin sont ceux qui ont été déjà évoqués chapitre 2.

### 4.5.2 Variation de fréquence

En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme sur l'ensemble d'un réseau électrique, car les alternateurs tournent tous à la même vitesse [?]. L'intégration d'une quantité de production éolienne relativement faible dans un réseau de distribution ne présente pas normalement de problème sur le fonctionnement du système. L'intermittence de la production intermittente est compensée par les autres unités de production. Cependant, pour les systèmes autonomes, l'effet de la production éolienne est très important à cause de la faible réserve tournante des groupes diesel qui l'alimentent [83]. Ce qui donnera lieu à des fluctuations de la fréquence en cas de d'une augmentation brusque ou d'une baisse du vent. Par conséquent, dans un système autonome à base de source éolienne, les fluctuations de tension et de fréquence seront considérablement plus importantes que dans un réseau électrique classique.

## 4.6 Résultats et Discussions

Dans le contexte tropical de notre étude et à partir des mesures de la vitesse du vent, un profil de vent a été établi. Ce profil est composé de 11 valeurs d'échantillonnage, réparties sur une journée type (5 février 2012) de données mesurées sur le site du morne à cabrit (Région Est de Port-au-Prince, Haïti). Ce profil a été utilisé du fait qu'on a remarqué que profil du vent n'a pas subi de grande perturbation tout au cours de l'année. Nous avons choisi le profil de la journée la plus perturbée qui présente une importante variabilité de la vitesse à tout moment. Pour cela, les algorithmes de commande MPPT P & O et Backstepping sont testés sous l'environnement Matlab/Simulink pour le système de production d'énergie éolienne de 20 kW utilisant un convertisseur DC-DC Boost afin de surmonter cette contrainte. Comme pour le système PV, la technique MPPT Backstepping a été proposée utilise l'algorithme de conductance incrémentielle pour générer une tension de référence. Ce profil est illustré à la figure (4.8).

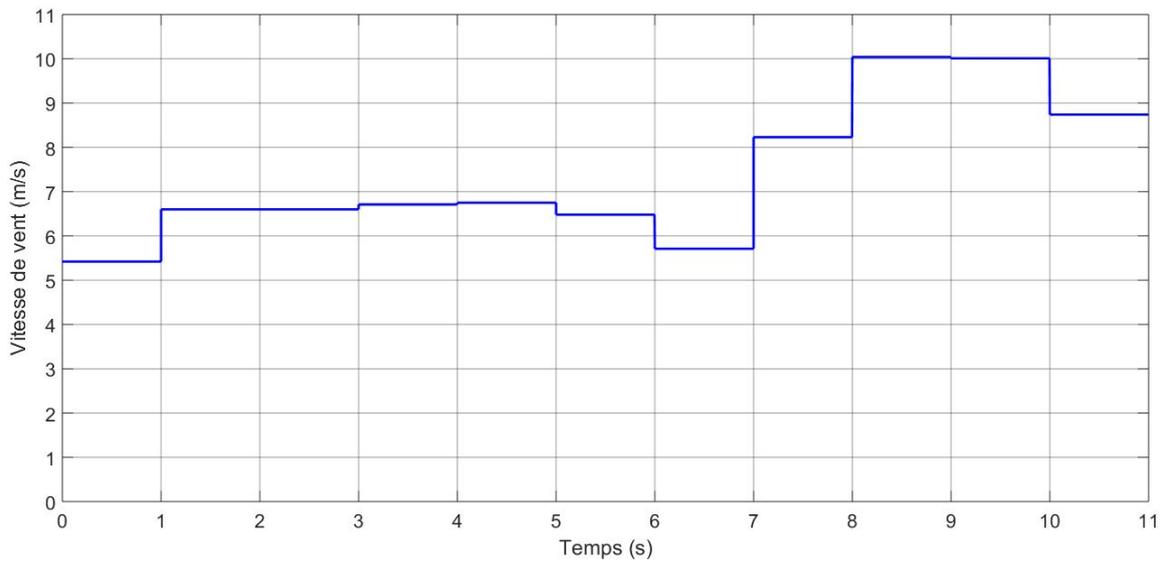


FIGURE 4.8 – Profil de la vitesse de vent

Le tableau (4.1) présente les paramètres du convertisseur Boost et de contrôleur Backstepping.

Paramètres	Valeurs
Inductance (L)	2 mH
Condensateur d'entrée ( $C_{dc}$ )	$500\mu F$
Condensateur de sortie ( $C_0$ )	$47\mu F$
Contrôleur 1 ( $K_1$ )	800
Contrôleur 2 ( $K_2$ )	8000

TABLE 4.1 – Paramètres du convertisseur et de contrôle du système éolien

La figure (4.9) illustre le schéma de simulation dans Matlab/Simulink.

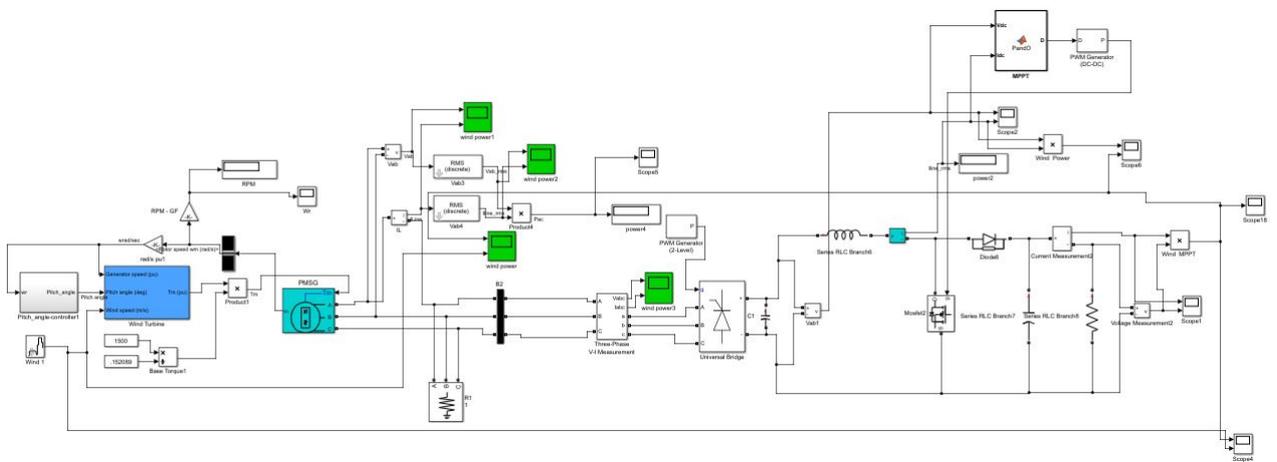


FIGURE 4.9 – Schéma de simulation du système éolien sous Simulink

Le modèle de la MSAP utilisé dans le circuit de simulation est issu directement de la bibliothèque de Matlab/Simulink. Ses paramètres sont résumés dans le tableau (4.2).

Paramètres	Valeurs
Inductance (L)	0.95 mH
Résistance de phase du stator ( $R_s$ )	0.085 $\Omega$
Flux de liaison créé par les aimants ( $\phi_L$ )	0.192 V.s
Constante de tension	139.2998 $V_{peakL-L}/krpm$
Constante de couple	1.152 N.m
Inertie	8 m $J.kgm^2$
Coef. de frottement	0.001147 F(N.m.s)
Nombre de paires de pôles	4

TABLE 4.2 – Paramètres de la MSAP utilisée

La figure (4.10) présente les courbes caractéristiques de la puissance mécanique du GE pour différentes vitesses du vent.

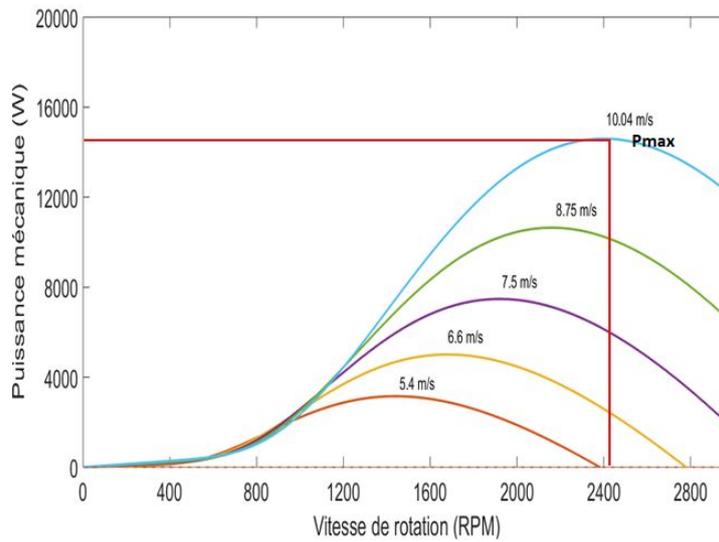


FIGURE 4.10 – Courbes caractéristiques de la puissance mécanique du GE

La figure (4.11) présente la vitesse de rotation du GE.

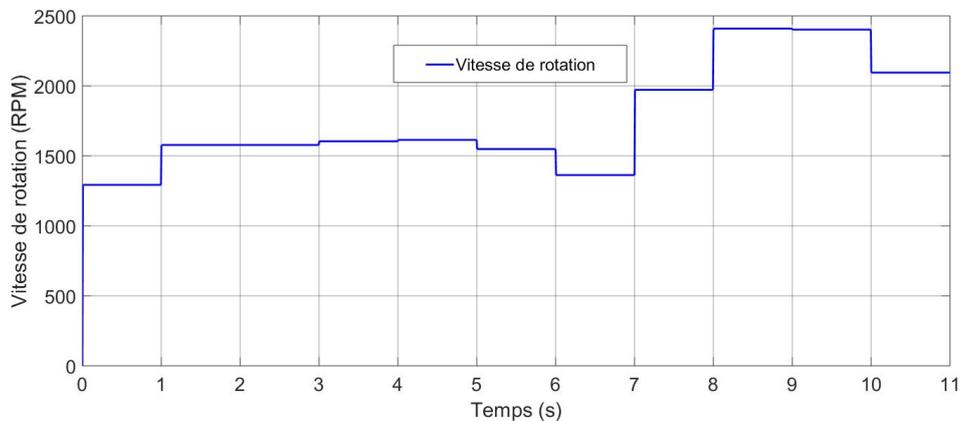
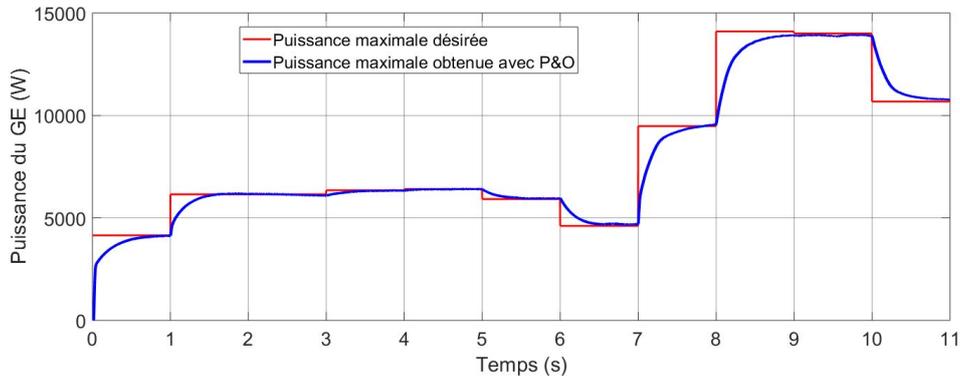


FIGURE 4.11 – Vitesse de rotation du GE

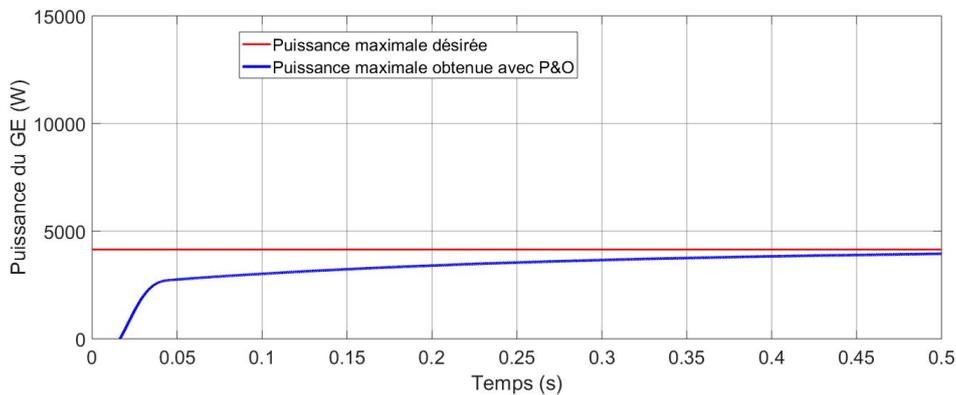
Les courbes de simulation sont représentées sous deux échelles de temps :

- La première de 0 à 11 secondes pour montrer les performances statiques ;
- La deuxième de 0 à 0.5 seconde pour montrer les performances dynamiques.

Les figures (4.12a) et (4.12b) nous montrent les performances statiques et dynamiques de la puissance du GE pour la technique P&O sous un profil de vitesse de vent variable.



(a) Performances statiques  $P_{GE}$

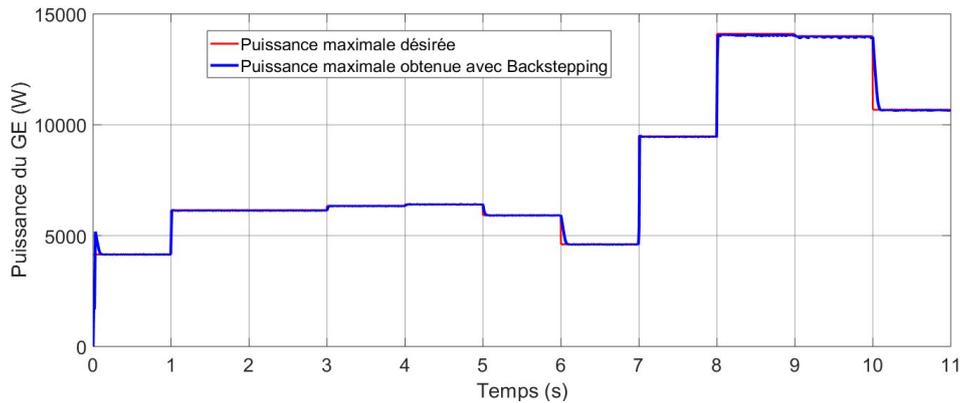


(b) Performances dynamiques  $P_{GE}$

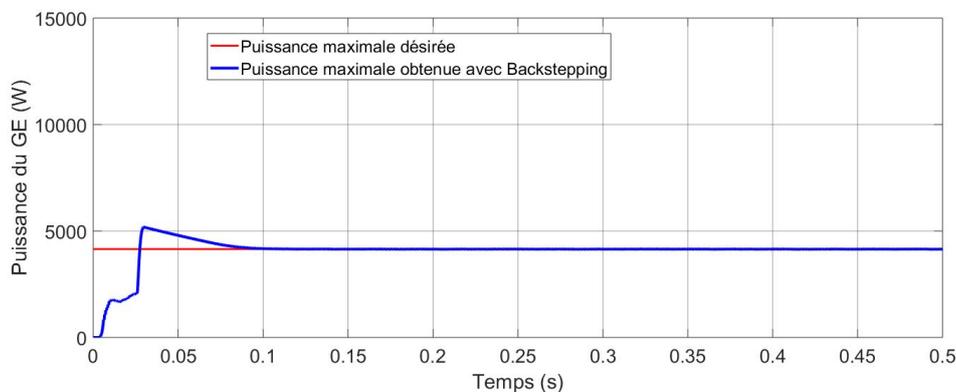
FIGURE 4.12 – Courbes représentatives des performances de la puissance du GE à base de P&O

La figure (4.12a) nous montre les performances statiques de la technique de P&O. Celle-ci permet d'atteindre une puissance maximale qui suit le profil de la vitesse de rotation. Nous avons pu noter quelques dégradations de performance de la technique P&O au PPM par rapport à puissance désirée. En d'autres termes, nous pouvons dire que la technique P&O manque de précision et de robustesse lors du changement de la vitesse de rotation du GE. La figure (4.12b) nous montre un manque de performance de la technique lors du démarrage du régime transitoire avant d'atteindre le régime permanent en 0.6 seconde.

Les figures (4.13a) et (4.13b) nous montrent les performances statiques et dynamiques de la puissance du GE pour la technique du Backstepping sous un profil de vitesse de vent variable.



(a) Performances statiques  $P_{GE}$



(b) Performances dynamiques  $P_{GE}$

FIGURE 4.13 – Courbes représentatives des performances de la puissance du GE à base du BS

La figure (4.13a) nous montre les performances statiques de la technique du Backstepping. Comparativement à la technique P&O, celle du Backstepping permet d'atteindre une puissance maximale qui suit le profil de la vitesse de rotation avec une meilleure précision et de façon robuste lors du changement de vitesse de rotation. Nous pouvons également observer des erreurs statiques sur les deux courbes au cours de la 6<sup>ème</sup> et de la 10<sup>ème</sup> seconde. La figure (4.13b) nous montre une pseudo réponse temporelle oscillatoire avec un dépassement égal à 18.35% lors du démarrage du régime transitoire avant d'atteindre le régime permanent en 0.09 seconde entre les deux courbes.

La comparaison des deux techniques MPPT peut être faite pour leur performance en régimes transitoire et permanent. Comparativement à P&O, la technique MPPT à base du Backstepping converge et atteint le régime permanent plus rapide avec un temps de réponse 6.67 fois plus courts (0.09 s VS 0.6 s). Nous pouvons alors observer la supériorité de réponse du Backstepping en termes de stabilité et de précision avec celle de P&O qui est moins stable avec quelques dégradations de performance lors du changement de vitesse du vent.

### 4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité un problème de recherche de puissance maximale (MPPT) d'un SPEE constitué d'une turbine, d'une MSAP, d'un pont de redresseur à diodes, d'un convertisseur Boost et d'une charge résistive. La modélisation des composants aérodynamique et électrique nous a permis de définir le principe de la poursuite du point de puissance afin d'extraire le maximum de puissance du système en ajustant la tension de sortie du redresseur. Les techniques P&O et Backstepping ont été utilisées sous un profil de vitesse du vent variable afin de tester leur efficacité et leur robustesse.

Les résultats de simulation nous montrent la rapidité de la technique non linéaire du Backstepping pour atteindre le PPM ainsi que sa précision et sa robustesse lors de la variation de la vitesse de rotation du GE par rapport à la technique conventionnelle à base de P&O. Les PPM à base de P&O sont obtenus avec certaines dégradations par rapport aux PPM désirés. Ces dégradations ont été fortement améliorées en utilisant la technique du Backstepping qui est plus robuste et plus efficace que celle de P&O. De plus, elle permet d'atteindre le PPM dans temps de réponse très court quelle que soit la variation de la vitesse du vent. Ce chapitre contribue en une première application de la technique du Backstepping à commande MPPT des systèmes de conversion d'énergie éolienne sans stockage. Le prochain chapitre abordera l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans un réseau électrique.

# Chapitre 5

## Intégration des Sources d'Énergie Renouvelable (SEnR) dans un Réseau Électrique Insulaire (REI)

### 5.1 Introduction

L'intégration des sources à base d'EnR dans les RE est au centre des préoccupations actuelles. Étant proche des centres de consommation, cette production électrique offre une plus grande sûreté d'approvisionnement. La croissance rapide de la demande d'énergie, la réduction de la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles coûteux et polluants et bien d'autres, renforcent l'intérêt des décideurs à fixer leur regard vers des sources d'EnR, en particulier le solaire photovoltaïque et l'éolienne qui s'imposent comme des sources prometteuses. Elles sont désignées dans la littérature sous l'appellation de production décentralisée (DG). Elles sont généralement connectées sur le réseau de distribution (RD) et peuvent être une alternative pour les applications industrielles, commerciales et résidentielles. Cependant, elles sont confrontées à deux difficultés inhérentes reposant d'abord sur le coût du kWh et ensuite sur leur intermittence. Ce dernier problème s'avère beaucoup plus significatif dans les REI à cause de leur sensibilité aux perturbations.

Dans la littérature, chaque auteur aborde l'intégration des SEnR sous des aspects qui se différencient les uns des autres. Certains l'abordent soit sous l'angle de l'amélioration de la qualité de l'énergie produite sur le réseau de transport ou de distribution, soit sous la forme d'un problème d'optimisation, soit sous la forme d'amélioration du taux d'harmonique du réseau. En dépit de tout, plusieurs autres problématiques persistent toujours et les solutions associées ne sont pas encore arrivées à un stade industriel. [1] a étudié l'influence du choix et du paramétrage des stratégies de commande d'une éolienne sur le comportement dynamique du réseau ; [13] a développé des modèles énergétiques, économiques et d'outils de dimensionnement et de gestion pour différentes configurations d'un système pouvant fonctionner en autonome ou raccordé au réseau. [38] a proposé la conception d'une planification opérationnelle des moyens de production à partir de prédiction de la charge et de la production en utilisant une programmation dynamique adaptée. L'utilisation des outils à base des prédictions a permis de maximiser la production renouvelable, minimiser le coût de l'énergie et minimiser la quantité de  $CO_2$  émise par les générateurs conventionnels ; [39] a réalisé l'intégration des DG sur un réseau de distribution en utilisant une technique métaheuristique. La fonction objectif consistait à optimiser les pertes tout en améliorant le profil de tension ; [88] propose des solutions pour réduire la taille du réseau de distribution en présence des DG. Les méthodes d'équivalent dynamique des DG ont été abordées dans le but d'améliorer la rapidité de la gestion du réseau. L'auteur a proposé

des méthodes de contrôle préventif et curatif pour la sauvegarde des DG ; [89] a travaillé sur l'optimisation de la position des DG intégrées sur un réseau de distribution en utilisant une technique hybride à base des Algorithmes génétiques et Essaims particulaires. La fonction objectif du problème consistait à optimiser les pertes et le profil de tension.

Au regard de cette abondance de la littérature, l'étude d'intégration des SEnR dans le réseau sera traitée sous forme d'un problème d'optimisation. Il consistera à optimiser la position et de la taille des sources de DG renouvelable. L'optimisation de l'écoulement de puissance des productions décentralisées (OPF-DG) devient donc une préoccupation pour la communauté scientifique qui, dans le cadre des systèmes électriques, cherche à satisfaire les besoins des consommateurs à faible coût tout en améliorant la qualité de la fourniture du service. Dans la littérature, de nombreuses méthodes à la fois conventionnelles et métaheuristiques sont utilisées pour résoudre ce problème. Les travaux [[90]-[99]] présentent une revue des méthodes utilisées pour optimiser la position et la taille de DG.

Ce chapitre a pour objectifs de répondre à la demande d'électricité et réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en présence de DG renouvelable en optimisant le coût global de production. Ce critère doit permettre simultanément de réduire les pertes de puissances actives et d'améliorer le profil de tension. L'optimisation est réalisée sur les réseaux IEEE de 30 jeux de barres et de Port au Prince à l'aide des méthodes du point intérieur (IPM) et des essais particulaires (PSO) sous l'environnement des logiciels MatPower et Matlab/Simulink.

## 5.2 Principales caractéristiques d'un Réseau Electrique Insulaire (REI)

### 5.2.1 Dans le contexte général

Les REI sont régis par les règles d'électrotechnique qui sont communes à tous les réseaux électriques. Ils ont généralement une étendue géographique limitée qui est la cause d'une très forte interdépendance entre la tension et la fréquence. L'absence d'interconnexion forte à un grand réseau leur confère certaines caractéristiques principales qui sont reconnues tant par les pouvoirs publics que par la Commission de Régulation de l'Énergie, ainsi que par les normalisateurs [100]. Par opposition aux réseaux électriques interconnectés qui possèdent des unités de très grande puissance, les REI sont caractérisés par :

- Des unités de production de petites tailles ;
- Une faible puissance de court-circuit : Le réseau possède un faible nombre de groupes fonctionnant en parallèle et donc une faible puissance unitaire. Tout cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit faibles [1], et une robustesse moindre aux perturbations par rapport aux réseaux interconnectés ;
- Une grande sensibilité aux variations de la production : L'énergie cinétique des masses tournantes sur les REI est faible et le rapport entre l'inertie du groupe le plus puissant avec celle de la totalité du réseau est grand. Ces deux caractéristiques conjuguées conduisent à une forte variabilité de la fréquence du réseau en cas de défaut, notamment en cas du déclenchement d'un groupe de production. Dans le cas d'une faible interconnexion, cela se traduit par des oscillations inter zones, voire le risque de rupture du synchronisme [101].
- Une forte variabilité des productions décentralisées, notamment les productions photovoltaïque et éolienne : Ceci est liée d'une part, à la taille limitée des REI qui conduit en

conséquence à un effet de foisonnement beaucoup moins marqué par rapport aux grands réseaux interconnectés [101], et d'autre part, à la dépendance de ces sources de production des conditions météorologiques qui varient à tout instant.

- Des coûts de transport élevés : Les RE conventionnels sont constitués de plus de 75% de combustibles fossiles dont le transport demande des coûts prohibitifs.
- Des coûts de production très élevés : L'utilisation de combustibles coûteux est sujet aux variations du coût du pétrole. La taille des installations étant petite, la maintenance devient alors plus onéreuse du fait de l'éloignement. De ce fait, le coût de production d'électricité dans les REI est très cher comparativement aux réseaux interconnectés. Le coût de production conventionnelle étant élevé dans les REI, le développement des SEnR devient alors plus compétitif et présente un fort dynamisme pour ces régions.
- Une limitation du taux d'intégration des SEnR : Un réseau électrique a pour but de garantir la continuité et la sécurité de la fourniture du service aux consommateurs. Le taux d'intégration des SEnR est limité afin de garantir localement la stabilité du réseau électrique et la qualité de l'énergie électrique.

Dans les REI, toute l'énergie électrique produite par les unités est consommée sur place. L'absence d'interconnexion crée des problèmes techniques et économiques d'intégrer des SEnR dites fatales au réseau et oblige les unités de production conventionnelle à offrir une grande flexibilité les permettant de faire face aux variations quotidiennes de consommation. Cette flexibilité provient de la quantité de réserve primaire qui s'obtient en réglant la puissance des unités de production à des valeurs inférieures de leur valeur nominale.

### 5.2.2 Dans le contexte du RE de la région métropolitaine de Port-au-Prince

Le RE de la région métropolitaine est constitué de cinq centrales électriques à base thermique et hydraulique dont la puissance installée est d'environ 235 MW. Il touche un total de douze communes et est constitué de dix postes de distribution : Varreux, Croix des Bouquets, Croix des Missions, Tabarre, Ancien Delmas, Canapé-Vert, Carrefour-Feuilles, Toussaint Brave, Martissant, Rivière Froide et un poste de repartition (Nouveau Delmas) où est installé le centre de contrôle (Dispatching) du réseau. Celui-ci est relié à la centrale de Péligre par une ligne de transport HT de 115 kV d'environ 55 km et aux autres centrales par deux lignes de transport HT de 69 kV non bouclé. La majorité des postes de transformation de la région métropolitaine est alimentée en 69 kV, sauf celles de Tabarre et Ancien Delmas. La figure (5.1) présente le réseau de transport de la région métropolitaine de Port-au-Prince

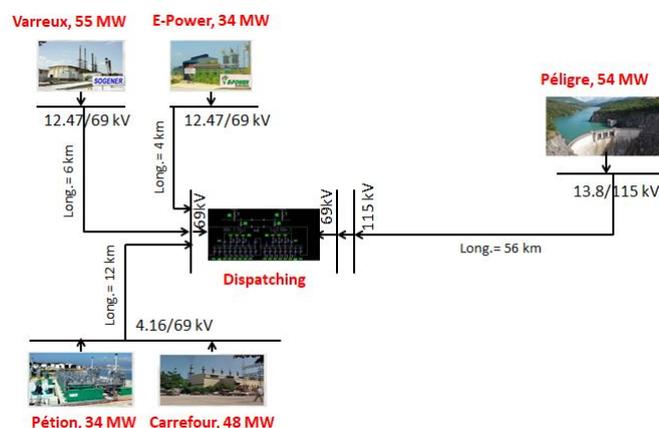


FIGURE 5.1 – Topologie du réseau de transport de la région métropolitaine de Port-au-Prince

Ce réseau électrique est caractérisé par :

- Une combinaison du manque d'entretien et d'équipements obsolètes qui est la source de l'instabilité du réseau ;
- La présence de plusieurs producteurs indépendants ;
- Un système de distribution à deux niveaux de tension : 12.47 kV et 4.16 kV ;
- Des pertes techniques de plus de 18% dues à la surcharge des transformateurs, au sous dimensionnement des câbles, au déséquilibre des lignes de transmission, à la non compensation de l'énergie réactive, etc. ;
- Une faible flexibilité des groupes de production ;
- Une absence de production renouvelable (solaire et éolienne) intégrée au réseau ;
- Un centre de contrôle d'énergie fonctionnant de façon analogique ;

Le manque de fiabilité du RE a incité de nombreuses usines et entreprises à produire l'électricité avec leurs propres générateurs diesel. Le taux de couverture d'électricité est quasiment inégal : 30% en milieu urbain contre 5% un milieu rural. Malgré tout, certaines zones de la région métropolitaine n'ont aucune couverture du réseau de l'EDH.

### 5.3 Production décentralisée

Traditionnellement, le renforcement du système de production électrique se fait par l'insertion de nouvelles unités de production centralisées au RT [42]. Au cours de ces dernières années, la tendance de libéralisation du marché de l'électricité a favorisé l'apparition de nombreux producteurs dans les réseaux électriques. Ces nouvelles productions sont désignés sous différentes appellations comme Production Distribuée, Production Dispersée, Production Décentralisée, etc (en anglais on dit Distributed, Dispersed, Decentralised Generation, DG). Le concept de Production Décentralisée (DG) se réfère à la production d'électricité près des centres de consommation utilisant des sources d'énergie non renouvelable, renouvelable et la Cogénération. La production d'énergie décentralisée est caractérisée par des groupes de taille très petite contrairement aux sources conventionnelles. Cette production se trouve le plus souvent connectée au réseau de distribution. La production d'énergie décentralisée englobe à la fois les SEnR et les systèmes de stockage d'énergie.

La taille de la DG par module peut être comprise entre 1 kW et 250 MW en fonction de la technologie utilisée. En fonction de leur taille, les DG peuvent être classées en micro (1 W à 5 kW), petites (5 kW à 5 MW), moyennes (5-50 MW) et grandes (50-300 MW) DG [102, 103, 89, 105].

En fonction de leur type, de leur mode de fonctionnement et de leur connexion au réseau, les DG peuvent être modélisées en tant que bus de génération (PV) ou de charge (PQ). Pour le mode (PQ), l'unité DG peut être caractérisée par [104] :

- Charge négative avec génération active (P) et réactive (Q) constante ;
- Machine à facteur de puissance constant, et ;
- Générateur de puissance réactive (Q) variable.

En revanche, pour le mode de génération, la puissance active et le bus de tension sont des valeurs spécifiées pour l'unité de DG. La puissance réactive est indirectement contrôlée par la tension au point de couplage commun.

### 5.3.1 Sources d'énergie non renouvelable

Comme leur l'indique, les sources d'énergie non renouvelable sont celles qui s'épuisent ou qui se renouvellent moins vite qu'on ne les consomme. Elles regroupent les énergies fossiles, les énergies fissiles et l'énergie d'hydrogène.

#### 5.3.1.1 Énergies fossiles

Les énergies fossiles sont celles qui proviennent du gaz naturel, du charbon et du pétrole. Elles sont utilisées comme énergie primaire pour produire de l'électricité. Elles regroupent les turbines à combustion (puissance comprise entre 25 kW à 200 MW), les moteurs à gaz (puissance comprise entre 5 kW à 5 MW), les moteurs diesel (puissance comprise entre 100 kW à 25 MW) et les moteurs Stirling (puissance comprise entre 5 à 50 kW) [42, 88].

#### 5.3.1.2 Énergies nucléaires

Les énergies nucléaires sont celles qui proviennent de l'Uranium et du Plutonium. Elles n'émettent pas de gaz à effet de serre, mais produisent des déchets radioactifs. Elles regroupent les turbines à l'Uranium pour les centrales nucléaires dont la puissance est inférieure à 50 MW.

#### 5.3.1.3 Énergie d'hydrogène

L'énergie d'hydrogène est utilisée avec l'oxygène par réaction électrochimique dans laquelle l'énergie chimique dégagée par la dégradation du combustible est convertie directement en énergie électrique et en chaleur. Elle regroupe les piles à combustibles (puissance comprise entre 1 kW à 1 MW)[42, 41].

### 5.3.2 Sources d'énergie renouvelable

Elles sont divisées en deux catégories : les sources dispatchables et les sources non dispatchables ou intermittentes.

Les sources d'énergie dispatchables sont celles qu'on peut modifier leur puissance de sortie en fonction de la demande. Elles sont connectées aux réseaux de transport ou de distribution par l'intermédiaire d'un alternateur synchrone. Elles regroupent l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique et l'énergie de la biomasse.

Les Sources d'énergies non dispatchables, aussi appelées énergies intermittentes ou fatales sont celles qu'on ne peut pas modifier leur puissance de sortie en fonction de la demande. Elles dépendent des paramètres météorologiques qui sont très variables. Elles sont connectées au réseau de distribution par l'intermédiaire de dispositifs de l'électronique de puissance. Elles regroupent l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie hydrolienne.

### 5.3.3 Classification des DG en fonction du type de puissance délivrée

Les productions décentralisées peuvent être classées en quatre grands types en fonction de la puissance active et de la puissance réactive produite ou consommée [93, 94].

- Type 1 : il peut fournir uniquement de la puissance active au réseau. La DG de ce type regroupe les systèmes PV, les micro turbines et les piles à combustion qui sont intégrés au réseau de distribution via des composantes électroniques. Ce type de DG fonctionne avec un facteur de puissance unitaire ;

## 5.4 Intégration de la Production Décentralisée (DG) renouvelable dans un réseau électrique

---

- Type 2 : il peut fournir à la fois de la puissance active et de la puissance réactive au réseau. La DG de ce type regroupe les machines synchrones, tels que la cogénération et les turbines à gaz. Ce type de DG fonctionne avec un facteur de puissance compris entre 80 et 99% ;
- Type 3 : il peut fournir de la puissance active et consommer de la puissance réactive au réseau. La DG de ce type regroupe les générateurs à induction que l'on retrouve dans parcs éoliens. Ce type de DG fonctionne avec un facteur de puissance compris entre 80 et 99%.
- Type 4 : il peut fournir uniquement de la puissance réactive au réseau. La DG de ce type regroupe les compensateurs synchrones tels que les bancs de condensateurs. Ce type de DG fonctionne avec un facteur de puissance nul [39] ;

Dans le cadre de cette thèse nous utiliserons les DG de type renouvelable, c'est-à-dire les types 1 (PV) et 3 (éolien).

## 5.4 Intégration de la Production Décentralisée (DG) renouvelable dans un réseau électrique

Les réseaux électriques conventionnels sont organisés selon une structure centralisée à base des centrales thermiques, nucléaires ou hydrauliques. Dans cette structure centralisée, les RD n'hébergent que des consommateurs et les flux d'énergie transitent des HT vers les BT. Cependant, cette structure centralisée développée au  $XX^e$  siècle a changé et évolué généralement avec le développement des sources d'énergie décentralisée, qui ne sont pas réparties de manière centralisée et généralement connectées au RD (la puissance ne dépasse pas 50 à 100 MVA).

Contrairement à la production conventionnelle, la production décentralisée est dispersée sur un territoire et implantée à proximité des installations de consommation électrique [107]. Plusieurs raisons ont favorisé le développement des DG renouvelables. Parmi lesquelles on peut citer : la volonté de réduire les émissions des gaz à effet de serre ; l'ouverture du marché d'électricité ; la réduction de la dépendance énergétique vis-à-vis du pétrole ; la période de construction des centrales électriques plus courte ; les coûts d'investissement moins élevés, par rapport aux productions conventionnelles ; la réduction des coûts de transport, du fait de la proximité de la production et de la consommation.

En dépit des avantages des DG renouvelable, il y a également d'énormes impacts et des conditions techniques qui sont liés à leur intégration dans un RE. La figure (5.2) présente l'architecture d'un réseau électrique avec intégration d'EnR.

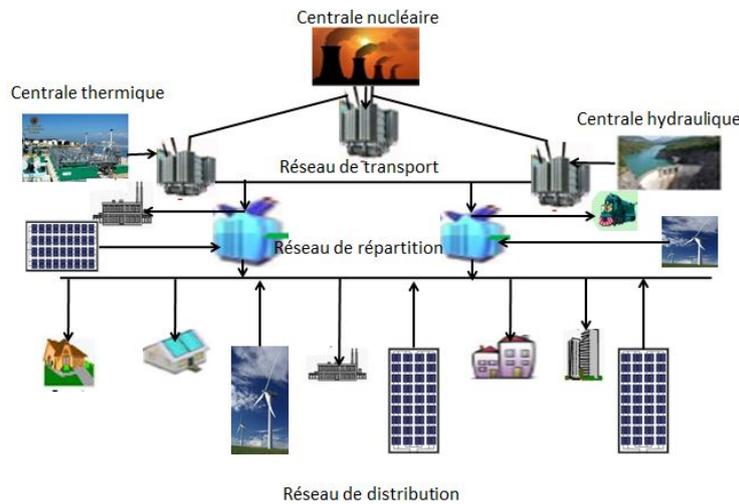


FIGURE 5.2 – Architecture d'un réseau électrique avec intégration d'EnR

### 5.4.1 Impacts de la Production décentralisée renouvelable sur le réseau de distribution

Dans (2.2.1.3) relatif à l'organisation du RD, nous avons divisé le RD en deux niveaux de tension : HTA et BT. Plusieurs études ont été menées sur les impacts de la DG renouvelable sur le RD, par exemple [108] et [109]. Respectivement, ils ont travaillé sur les impacts qui concernent les RD HTA et BT. L'opérateur de tout RE se préoccupe de l'étude des impacts pour planifier ou approuver tout projet de d'intégration des sources de DG [110].

#### 5.4.1.1 Sur le transit de puissance

La modification du transit de puissance est le premier impact lié à l'intégration des DG dans un RE. Le RD devient alors actif avec la présence des DG car les transits de puissance deviennent bidirectionnels et seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources de DG renouvelable. Les réseaux électriques ont été conçus et dimensionnés pour transiter les flux de puissance de façon unidirectionnelle de la HT vers BT. Ces flux ainsi que les tensions étaient déterminés par les charges [88].

L'intégration de DG renouvelable dans un nœud du RD alimente non seulement la charge qui s'y trouve mais exporte du flux de puissance vers d'autres charges, qui primitivement étaient alimentées par le réseau de transport. De ce fait, les plans de protection du réseau doivent être modifiés afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. L'inversion des flux de puissance peut également endommager les appareils de mesure et de protection du réseau qui sont le plus souvent unidirectionnels. La figure (5.3) présente l'impact de DG renouvelable sur le transit de puissance.

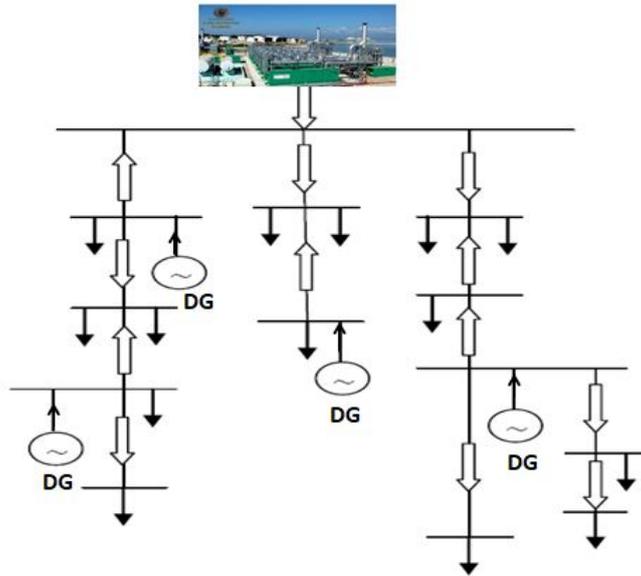


FIGURE 5.3 – *Transit de puissance en présence de DG*

### 5.4.1.2 Sur le plan de protection

L'intégration des DG renouvelable dans un RD peut provoquer, en cas de défauts, une modification des courants de court-circuit. Cette modification peut affecter la sélectivité des appareils de protection, notamment, par la variation du temps de déclenchement des protections [108]. La sélectivité et la sensibilité des protections peuvent être fortement perturbées et provoquer le déclenchement intempestif d'un circuit sain ou l'aveuglement de la protection d'un circuit en défaut [88].

### 5.4.1.3 Sur le profil de tension

L'intégration des sources de DG renouvelable modifie le profil de tension des RE. Les niveaux de tension doivent rester dans le seuil d'exploitation établi par le gestionnaire du RE. La tension du poste source diminue progressivement avec la distance du poste source vers le dernier consommateur en fonction de l'impédance des câbles et des charges. Les RE sont dimensionnés de manière à avoir une chute de tension admissible sur toute la longueur des départs. L'intégration des DG renouvelable dans un RE peut créer localement une ou plusieurs surtensions et dépasser le seuil initialement établi selon les normes d'exploitation. La figure (5.4) présente les avantages et les inconvénients des DG renouvelables sur le profil de tension.

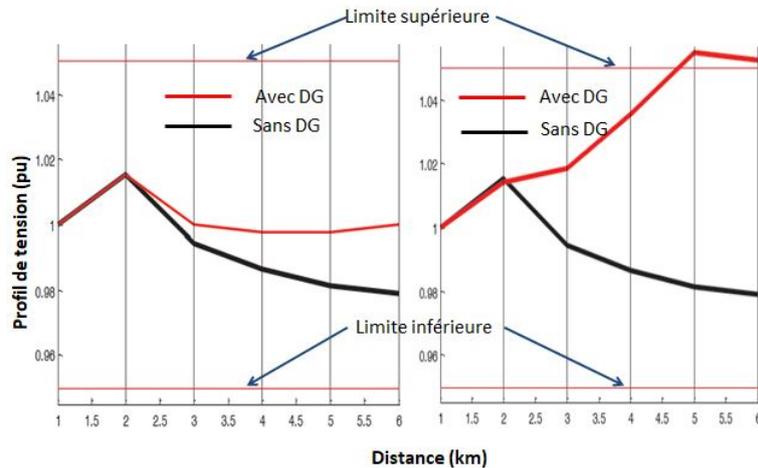


FIGURE 5.4 – Avantages et inconvénients des DG sur le profil de tension

### 5.4.1.4 Sur l'observabilité de la production et contrôlabilité du système

Les sources de DG à base des EnR non dispatchables dépendent des conditions météorologiques (vitesse du vent et ensoleillement), qui sont imprévisibles. Il est alors très difficile pour le gestionnaire du réseau d'estimer les puissances de sortie de ces producteurs pour les faire suivre une loi prédéfinie ou un comportement désiré afin de répondre en temps réel à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

### 5.4.1.5 Sur la continuité et la qualité de service

En raison de l'intermittence, la production à base des sources solaires et éoliennes peut ne pas être disponible pendant une période de pointe lors du passage d'un nuage ou en absence du vent. Le gestionnaire du réseau est bien obligé de délester certains circuits afin de maintenir l'équilibre offre/demande.

De plus, les DG de type asynchrone consomment de la puissance réactive pour magnétiser leur circuit magnétique. Lors de leur connexion au réseau, ils font appel à un fort courant, ce qui contribue au creux de tension pouvant dépasser les seuils admissibles. A côté des problèmes de la discontinuité et de creux de tension qui caractérisent respectivement un manque de fiabilité et une mauvaise qualité du service, il faut ajouter l'augmentation du taux des harmoniques due à la présence des interfaces électroniques qui ont une influence aussi sur la qualité du service [88, 110, 111].

## 5.4.2 Taux de pénétration

Le taux de pénétration des sources d'EnR sur un RE est limité du fait de leur intermittence. Les énergies éoliennes et solaires dépendent de la vitesse du vent et l'ensoleillement qui ont une grande variabilité. Celle-ci impacte le fonctionnement du réseau ayant une forte pénétration de ces sources. Plus le taux de pénétration est important, plus la gestion du réseau sera difficile. Traditionnellement, le taux de pénétration des énergies intermittentes est limité à 30% de la puissance transitant sur les REI afin d'en garantir sa stabilité et l'équilibre offre/demande.

A travers la littérature, plusieurs hypothèses de pénétration de production renouvelable sont utilisées, soit en fonction de la charge totale du réseau sans ou avec variation de charge [112, 113, 114], ou soit en fonction de la production conventionnelle avec variation de charge

## 5.5 Optimisation de l'Écoulement de Puissance de Production Décentralisée (OPF-DG) renouvelable dans le cadre d'un Réseau Électrique

---

sur une journée [106]. Dans le cas de cette thèse, nous avons utilisé une hypothèse de seuil bas de production renouvelable intégrées sur le réseau IEEE-30 et celui de Port-au-Prince. Ce seuil représente 10.5% de la charge totale de chacun des deux réseaux. Il est utilisé uniquement comme une hypothèse et non comme une limite d'intégration des sources d'EnR.

### 5.4.3 Solutions envisagées

Le choix des solutions d'intégration des SEnR dans un REI se fera en fonction de critères économiques, sociaux, environnementaux et politiques [115]. La solution couramment utilisée pour résoudre la plupart des problèmes d'intégration d'EnR au réseau est le renforcement du réseau. Cependant, cette solution est souvent très coûteuse. De plus, les renforcements du réseau ne résolvent pas les contraintes liées au contrôle de la fréquence ou à la grande variabilité de la production des sources de DG [116]. Ainsi, le problème peut être résolu en utilisant trois types de solutions : spatiale, temporelle et modale [117].

#### 5.4.3.1 Solution spatiale

La solution spatiale ou par interconnexion est envisageable dans le cadre d'un RE de grande étendue et qui se caractérise par une non synchronisation. L'interconnexion des centres de production permet alors, à chaque instant, de faire la moyenne spatiale des unités de production. Ceci permet d'avoir un processus moyen plus stable pour chaque unité de production engagée.

#### 5.4.3.2 Solution temporelle

La solution temporelle est celle qui résulte de l'utilisation des systèmes de stockage d'énergie dans les RE avec des sources intermittentes.

En effet, l'intermittence qui caractérise les sources solaires et éoliennes rend la gestion de l'équilibre offre/demande difficile. Ce problème est beaucoup accru dans le cas des REI qui ne sont pas interconnectés. Une manière d'effacer partiellement cet inconvénient consiste à adjoindre aux systèmes des moyens de stockage. Le système de stockage d'énergie introduit au réseau agit comme un tampon et un régulateur permettant de résoudre le problème de fluctuations et d'améliorer significativement la qualité de la distribution électrique [118]. Cette solution est actuellement celle qui est la plus utilisée dans les REI. Avec un système de stockage d'énergie, on peut dépasser la limite du taux de pénétration des sources d'EnR variables.

#### 5.4.3.3 Solution modale

La solution modale est celle qui résulte d'un mixte entre les sources renouvelables non dispatchables avec une ou plusieurs sources conventionnelles. Cette coordination permet de compenser les variations de puissance à court, moyen ou long terme des parcs de production renouvelable. Ce qui permet de limiter les variations de puissance active du réseau afin de faciliter son bon fonctionnement et d'améliorer du même coup sa sécurité .

## 5.5 Optimisation de l'Écoulement de Puissance de Production Décentralisée (OPF-DG) renouvelable dans le cadre d'un Réseau Électrique

Dans le cadre de cette thèse, nous n'avons pas choisi d'utiliser un système de stockage d'énergie dans l'étude d'intégration des sources d'EnR sur le réseau. C'est la raison pour laquelle nous

avons choisi un seuil de pénétration des sources d'EnR.

La capacité totale de DG renouvelable a été choisie de manière à ce qu'elle représente environ 10,5 % de la totalité des charges [106, 119] afin d'éviter les problèmes techniques pouvant dégrader le bon fonctionnement d'un réseau électrique. Cette quantité est répartie en trois centrales de 3.5% chacune et intégrée d'une part, sur les 18 jeux de barres de 33 kV pour le réseau de 30 jeux de barres, et d'autre part, les 10 jeux de barres de charges avec une tension de 12.47 kV pour le réseau de Port-au-Prince. A propos du coût d'opération et de maintenance (O&M) des DG, nous avons utilisé 2.25 \$/MWh pour le solaire et 1.65 \$/MWh pour l'éolienne [106]. Nous avons intégré d'abord les DG de types 1 et 3, et ensuite l'hybridation des deux dans les jeux de barres de distribution séparément. Pour les deux systèmes, les positions dans lesquelles le coût total de génération est minimal sont donc considérées comme les positions optimales de DG. Lors de l'hybridation solaire-éolien, nous avons eu six combinaisons possibles pour les trois positions. Celle qui a permis d'obtenir la meilleure optimisation du coût total de génération est considérée comme optimale.

### 5.5.1 Formulation d'un problème d'OPF-DG

#### 5.5.1.1 Fonction objective

La fonction objective est la somme d'une fonction quadratique pour la production conventionnelle et d'une fonction linéaire pour la production décentralisée. Elle est exprimée selon l'équation (5.1) :

$$\text{Minimiser} : J(x, u) = \sum_{i=1}^{N_g} (a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{N_{dg}} (d_i P_{dgi} + e_i) \quad (5.1)$$

Où  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $d_i$  et  $e_i$  sont respectivement les coefficients du coût de génération de chaque générateur. Ils sont exprimés en \$/h, \$/MWh, \$/MW<sup>2</sup>h, \$/MWh et \$/MW<sup>2</sup>h.

#### 5.5.1.2 Contraintes

##### Les contraintes d'égalité

Elles sont exprimées par l'équation (5.2) :

$$\begin{cases} P_{gi} + P_{dgi} - P_{di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sin(\theta_{ij})] = 0 \\ Q_{gi} + Q_{dgi} - Q_{di} - \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_{ij}) - B_{ij} \cos(\theta_{ij})] = 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

##### Les contraintes d'inégalité

Sur l'ensemble des contraintes du problème d'OPF du chapitre précédant, on ajoute celles qui sont liées aux puissances actives et réactives de la DG. Ce qui revient à écrire :

$$\begin{cases} P_{dgi}^{min} \leq P_{dgi} \leq P_{dgi}^{max} \\ Q_{dgi}^{min} \leq Q_{dgi} \leq Q_{dgi}^{max} \end{cases} \quad (5.3)$$

### 5.5.2 Méthodes d'optimisation

L'intégration de DG a été implémentée sur deux réseaux test à l'aide d'une méthode conventionnelle et d'une méthode métaheuristique. C'est ainsi que les méthodes du point intérieur (IPM) et des essais particuliers (PSO) ont été appliquées sur le réseau IEEE-30 dans le but

de réaliser un Benchmarking, et ensuite sur celui de la région métropolitaine de Port-au-Prince pour une première à un problème d'OPF-DG. Pour y parvenir, nous avons utilisé des méthodes d'optimisation les mieux connues de la littérature.

## 5.6 Résultats et discussions

### 5.6.1 Profils de consommation

#### 5.6.1.1 Réseau classique IEEE-30

La courbe de charge sur une journée pour le réseau IEEE-30 est présentée à la figure (5.5) [106].

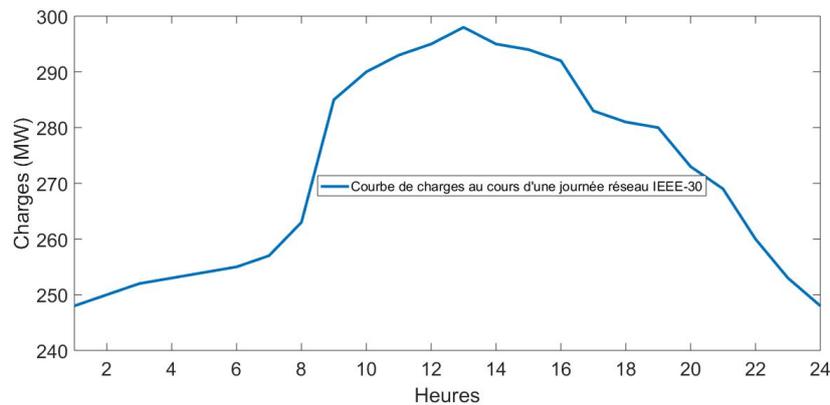


FIGURE 5.5 – *Courbe de charge au cours d'une journée pour le réseau IEEE-30*

Nous avons observé le pic de la demande qui est environs 298 MW à 13 h. Dans le cadre de notre étude nous n'avons pas considéré la variation horaire de la charge, mais la valeur moyenne de la journée. Ainsi, nous utilisons comme indiquées dans la littérature, les valeurs 283.4 MW et 126.2 MVar pour les puissances active et réactive respectivement.

#### 5.6.1.2 Réseau de Port-au-Prince

La courbe de charges sur une journée pour le réseau de la région métropolitaine de PAP est présentée à la figure (5.6).

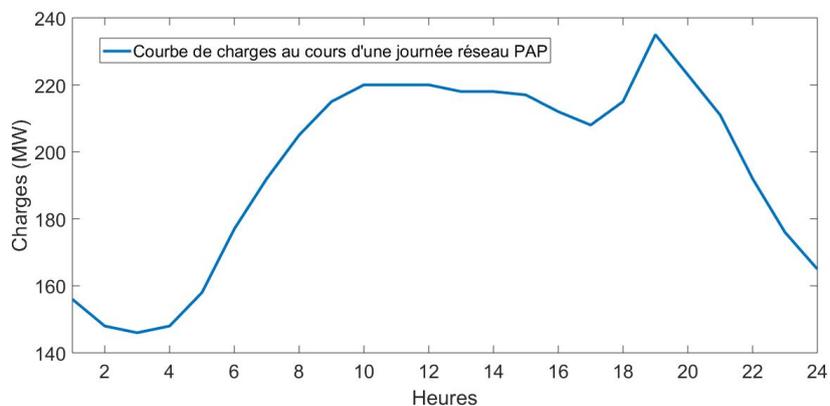


FIGURE 5.6 – *Courbe de charges au cours d'une journée pour le réseau PAP*

Nous avons observé le pic de la demande qui est environ 235 MW entre 18h et 19 h. Comme pour le réseau classique, nous utilisons les valeurs 235 MW et 98.9 MVar pour les puissances active et réactive respectivement, selon le scénario bas du plan de redressement de l'EDH qui a été élaboré par la firme EDF International Networks. Cette valeur correspond également au pic de la demande enregistrée pour la journée du 1<sup>er</sup> septembre 2015 à partir des données issues du service de programmation de l'EDH de janvier 2014 à décembre 2016.

### 5.6.2 Intégration de DG renouvelable sur le réseau IEEE-30 avec PSO

Dans l'objectif d'assurer les mêmes valeurs lors de la validation des résultats de simulation, les limites des DG ont été ainsi choisies :

- 0 MW - 10 MW (pour les DG de types 1 et 3) ;
- -4.4 MVar - 0 MVar (pour les DG de type 3).

#### 5.6.2.1 DG de type 1

L'intégration de DG de type 1 sur le réseau classique IEEE-30 à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 801.84 \$/h à 764.70 \$/h. Les figures (5.7) et (5.8) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération sans et avec DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO.

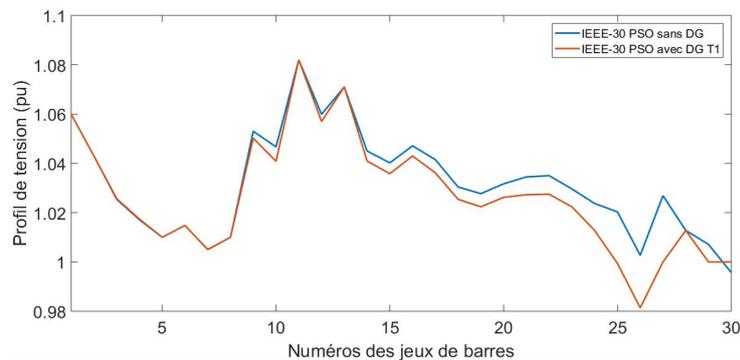


FIGURE 5.7 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

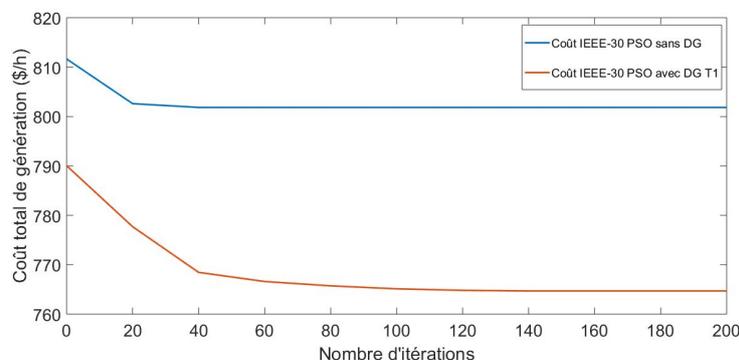


FIGURE 5.8 – Courbe du coût de génération pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

Nous avons observé sur la figure (5.8) une réduction coût total de génération et sur (5.7) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons enfin noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 1 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.37 MW à 8.39 MW, et d'améliorer la déviation de tension de de 0.96 à 0.84 par rapport à l'unité.

### 5.6.2.2 DG de type 3

L'intégration de DG de type 3 sur le réseau classique IEEE-30 à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 801.84 \$/h à 746.56 \$/h. Les figures (5.9) et (5.10) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO.

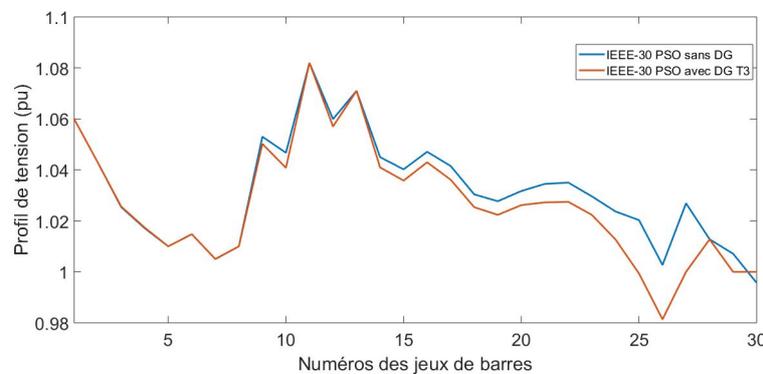


FIGURE 5.9 – Courbes du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

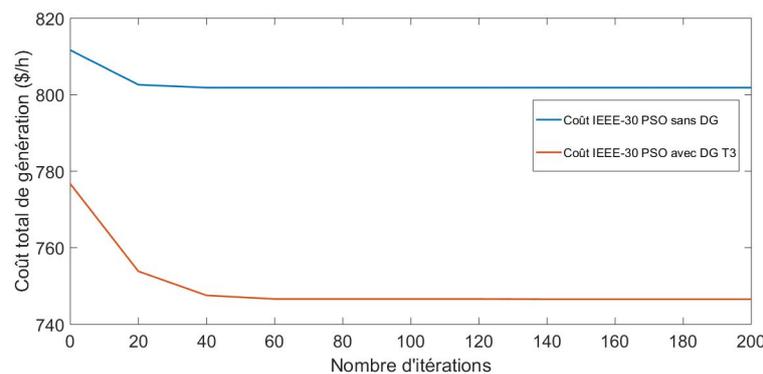


FIGURE 5.10 – Courbes du coût de génération pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

Nous avons observé sur la figure (5.10) une réduction du coût total de génération et sur (5.9) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons enfin noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 3 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.37 MW à 8.5 MW, et d'améliorer la déviation de tension de de 0.96 à 0.84 par rapport à l'unité.

## 5.6.2.3 DG de types 1 &amp; 3

L'intégration de DG de types 1 et 3 sur le réseau classique IEEE-30 à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 801.84 \$/h à 752.55 \$/h. Les figures (5.11) et (5.12) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour la DG de type solaire-éolien sur le réseau IEEE-30 à base de PSO.

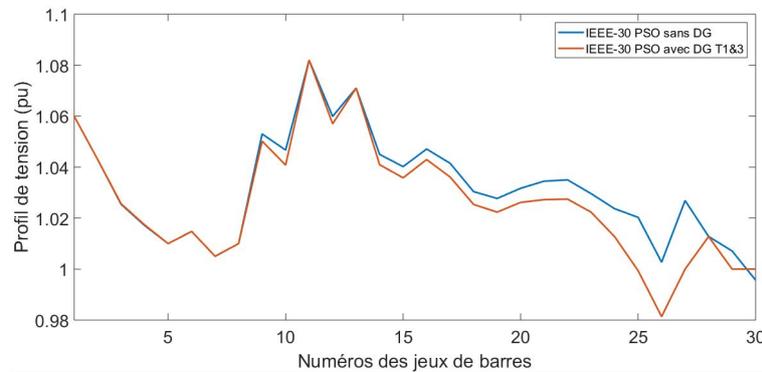


FIGURE 5.11 – Courbes du profil de tension pour la DG de type hybride sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

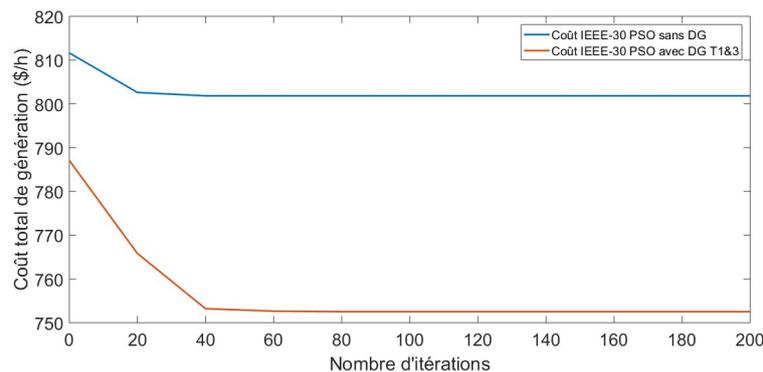


FIGURE 5.12 – Courbes du coût de génération pour la DG de type hybride sur le réseau IEEE-30 à base de PSO

Nous avons observé sur la figure (5.12) une réduction du coût total de génération et sur (5.11) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons également noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type hybride solaire-éolien dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.37 MW à 8.44 MW, et d'améliorer la déviation de tension de 0.96 à 0.84 par rapport à l'unité.

En analysant les résultats, l'intégration des DG de types 1, 3 et hybride 1&3 dans leurs positions optimales a permis de satisfaire totalement le critère principal qui est le coût de génération total. Les profils de tension sont totalement similaires avec une amélioration d'environ 12.5%. Les pertes de puissance active sont réduites respectivement de 9.37 MW à 8.39 MW, 8.50 MW et 8.44 MW pour les DG de types 1, 3 et hybride 1&3. L'utilisation de la méthode à essaim particulaire sur le réseau classique IEEE-30 est très efficace pour l'étude d'optimisation du coût total de générations conventionnelle et renouvelable, et du même coup, a techniquement permis de réduire les pertes de puissance active et d'améliorer du profil de tension.

### 5.6.3 Intégration de DG renouvelable sur le réseau IEEE-30 avec IPM

#### 5.6.3.1 DG de type 1

L'intégration de DG de type 1 sur le réseau classique IEEE-30 à base de IPM a permis de réduire le coût de génération total de 802.18  $\$/h$  à 761.35  $\$/h$ . La figure (5.13) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM.

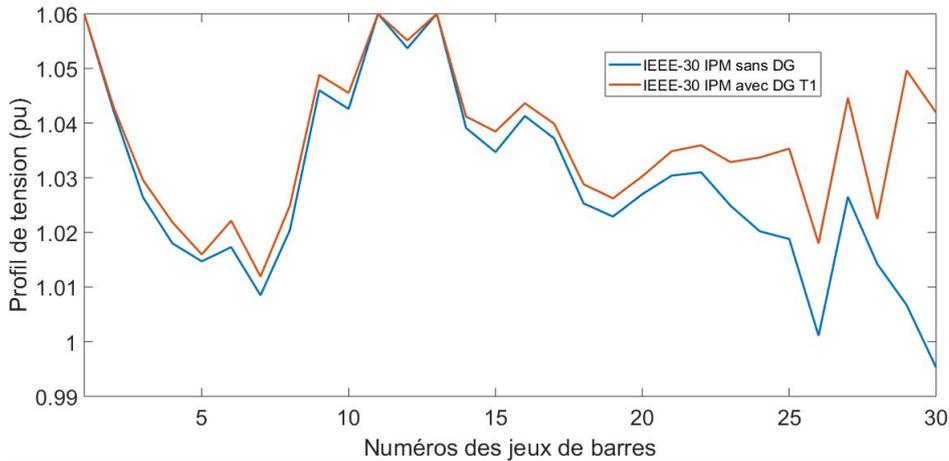


FIGURE 5.13 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.13) que le profil de tension n'a été amélioré mais la valeur la tension sur l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau électrique. Nous avons également noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 1 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.45 MW à 8.04 MW.

#### 5.6.3.2 DG de type 3

La figure (5.14) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM.

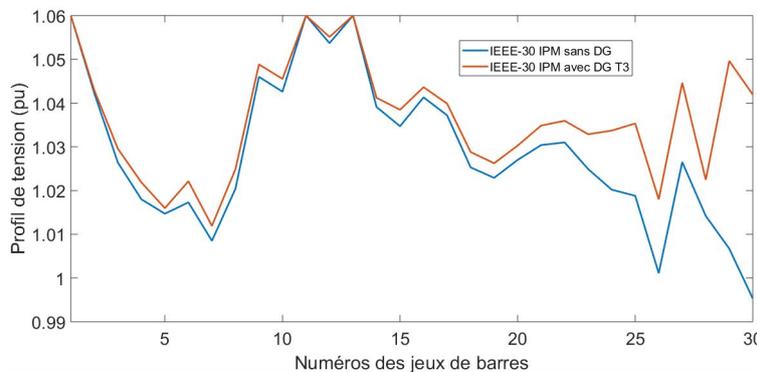


FIGURE 5.14 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.14) que le profil de tension n'a été amélioré mais la valeur la tension sur l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau

électrique. Nous avons également noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 3 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.45 MW à 8.04 MW.

### 5.6.3.3 DG de types 1 & 3

La figure (5.15) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type hybride solaire-éolien sur le réseau IEEE-30 à base de IPM.

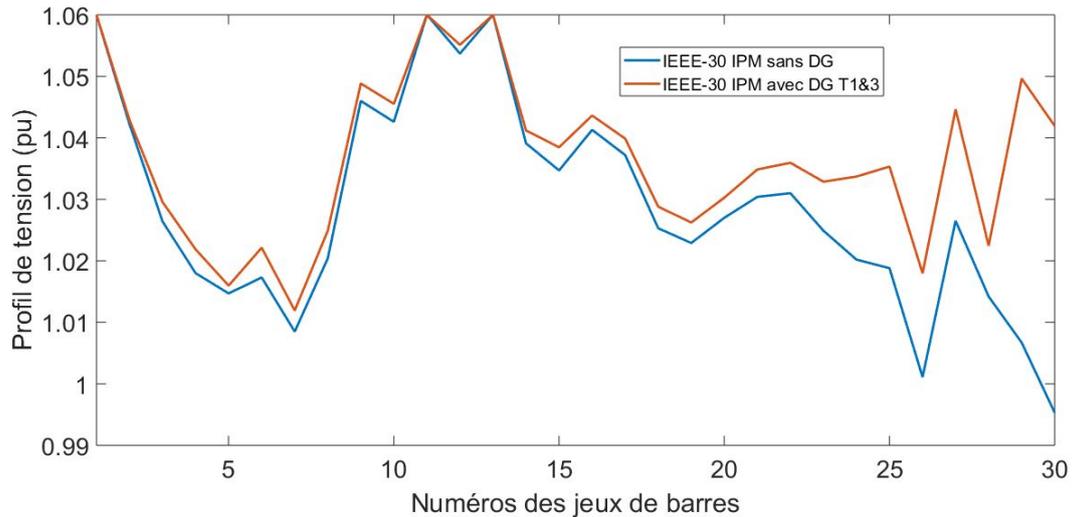


FIGURE 5.15 – Courbe du profil de tension pour la DG de types 1&3 sur le réseau IEEE-30 à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.15) que le profil de tension n'a été amélioré mais la valeur la tension sur l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau électrique. Nous avons également noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de types 1 & 3 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 9.45 MW à 8.04 MW.

En analysant les résultats, l'intégration des DG de types 1, 3 et hybride 1&3 dans leurs positions optimales a permis de satisfaire totalement le critère principal qui est le coût de génération total. L'utilisation de la méthode du point intérieur sur le réseau classique IEEE-30 est très efficace pour l'étude d'optimisation du coût total de générations conventionnelle et renouvelable, tout en réduisant les pertes de puissance active qui sont réduites de 9.45 MW à 8.04 MW pour les DG de types 1, 3 et hybride 1&3. Cependant, il convient de noter que les profils de tension n'ont pas été améliorés, mais la valeur de la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau électrique.

Le tableau (5.1) présente les résultats de simulation pour les deux méthodes.

Coût / Méthodes pour les DG T1 et 3-Réseau IEEE-30						
JdB candid.	IPM			PSO		
	Coût SDG	Coût T1	Coût T3	Coût SDG	Coût T1	Coût T3
10	802.18	788.81	782.81	801.84	790.08	784.09
12		789.28	783.28		790.53	784.53
14		789.00	783		791.56	785.56
15		788.61	782.61		790.97	784.97
16		788.95	782.95		791.00	785.00
17		788.76	782.76		790.30	784.30
18		788.37	782.37		789.68	783.68
19		788.26	782.26		789.38	783.37
20		788.40	782.40		789.61	783.61
21		788.51	782.51		790.00	784.00
22		788.53	782.53		790.06	784.06
23		788.43	782.43		789.86	783.86
24		788.21	782.21		789.41	783.40
25		788.49	782.49		789.15	783.15
26		788.75	782.75		789.42	783.42
27		788.70	782.7		789.07	783.08
29	788.30	782.30	788.04	782.54		
30	787.78	781.78	787.88	781.88		

TABLE 5.1 – Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO

A partir du tableau (5.1), nous pouvons obtenir les positions optimales des DG présentées au tableau (5.2).

JdBBO	Coût/Méthodes pour les DG de type 1, 3 et hybride-Réseau IEEE-30					
	IPM			PSO		
	Coût T1	Coût T3	Coût T1&3	Coût T1	Coût T3	Coût T1&3
30-24-19	761.35	743.35	-	-	-	-
30T1, (24, 19)T3	-	-	749.35	-	-	-
30-29-27	-	-	-	764.70	746.56	-
27T1, (29, 30)T3	-	-	-	-	-	752.55

TABLE 5.2 – Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO avec les DG de type 1, 3 et hybride dans leurs positions optimales

L'intégration des trois centrales de DG dans leurs positions optimales nous a permis d'obtenir un gain financier de :

- 5%, 7.33% et 6.58% pour les DG de types 1, 3 et hybride solaire-éolien en utilisant la méthode du point intérieur.
- 4.6%, 6.9% et 6.15% pour les DG de types 1, 3 et hybride solaire-éolien en utilisant la méthode à essais particulières.

Le tableau 5.3 présente quelques résultats de la littérature pour le réseau classique IEEE-30.

Méthodes	JdBO	TO (MW)	OF/MOF	Remarques
LP [120]	30-27-29	-	Coût	TS
IPM [120]	27-30-29	-	Coût	TS
DE [121]	18-27-23-25-16-19	-	Pertes	DS-DG T3
PWS [122]	11	35	Pertes	TS
PSO [123]	10-15-20-30	45.04	PLRI, QLRI, VPII	DS-DG T1
GA [123]	10-18-22-30	42.25-j 1.88	PLRI, QLRI, VPII	DS-DG T3
IPSO [123]	10-21-24-30	47+j 6	PLRI, QLRI, VPII	DS-DG T2
PSO [124]	6-7-26	28.90	Coût, Emis. de gaz	TS, 10% DG
PSO [125]	18-19-30	-	Perte	DS
PSO [114]	26-29-30	24.76	Coût, Pertes	DS+ $\Delta Load$
PSO [126]	9-21-23- 5-8-19	44.43	Pertes	TS
PSO [127]	30-26-19	0.039 (pu)	Coût	DS
GA [127]	30-26-19	0.038 (pu)	Coût	DS
PSO [128]	2-24-30	30.17	Pertes, VD	TS
PSO [113]	30-24-19-21-15	35	PLRI, QLRI, VD	DS-T1
GSA [113]	30-24-19-21-15	35.72+ j15.43	PLRI, QLRI, VD	DS-T2
GSA-PSO [113]	30-24-19-21-15	41.7+ j14.53	PLRI, QLRI, VD	DS-T2

TABLE 5.3 – Quelques résultats de littératures relatifs au problème OPF-DG pour le réseau IEEE-30

### 5.6.4 Intégration de DG renouvelable sur le réseau PAP avec PSO

Dans l'objectif d'assurer les mêmes valeurs lors de la validation des résultats de simulation, les limites des DG ont été ainsi choisies :

- 0 MW - 8 MW (Pour les DG de types 1 et 3) ;
- - 3.45 MVar - 0 MVar (Pour les DG de type 3).

#### 5.6.4.1 DG de type 1

L'intégration de DG de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 534.80 \$/h. Les figures (5.16) et (5.17) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût total de génération pour la DG renouvelable de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO.

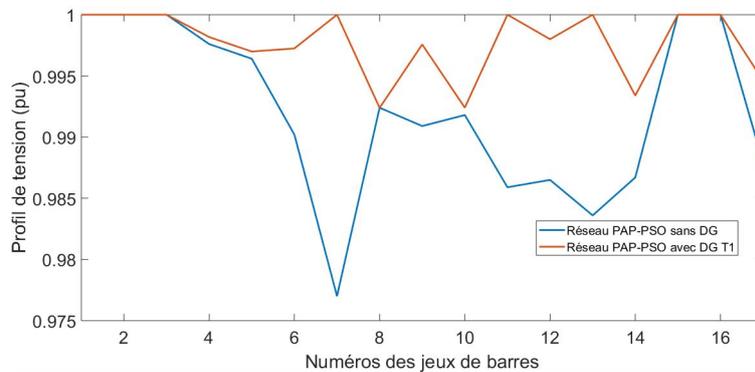


FIGURE 5.16 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO

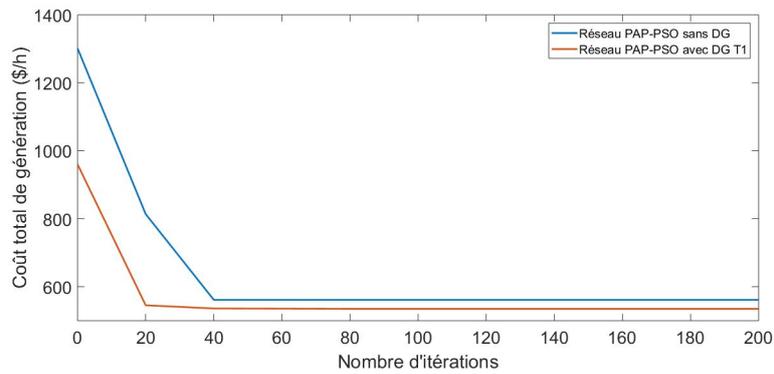


FIGURE 5.17 – Courbe du coût de génération pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de PSO

En analysant les courbes, nous avons observé sur la figure (5.17) une réduction du coût total de génération et sur (5.16) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons enfin noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 1 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.86 MW à 0.65 MW et d'améliorer la déviation de tension de 0.14 à 0.04.

### 5.6.4.2 DG de type 3

L'intégration de DG de type 3 sur le réseau PAP à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 519.73 \$/h. Les figures (5.18) et (5.19) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour la DG renouvelable de type 3 sur le réseau de Port-au-Prince à base de PSO.

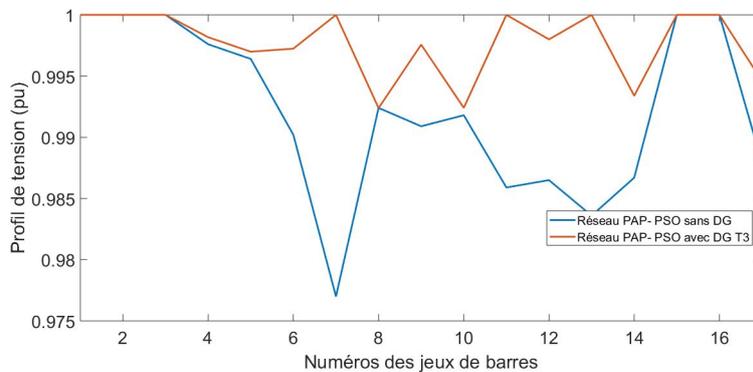


FIGURE 5.18 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de PSO

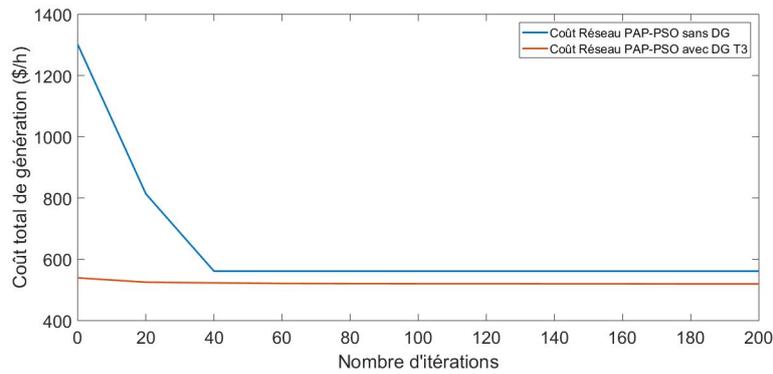


FIGURE 5.19 – Courbe du coût de génération pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de PSO

Comme pour le réseau classique IEEE-30, nous avons observé sur la figure (5.19) une réduction du coût total de génération et sur (5.18) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons enfin noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 3 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.86 MW à 0.65 MW, et d'améliorer la déviation de tension de 0.14 à 0.04.

### 5.6.4.3 DG de types 1&3

L'intégration de DG de types 1 et 3 sur le réseau PAP à base de PSO a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 524.52 \$/h. Les figures (5.20) et (5.21) présentent respectivement les courbes du profil de tension et du coût de génération pour la DG de type hybride solaire-éolien sur le réseau de Port-au-Prince à base de PSO.

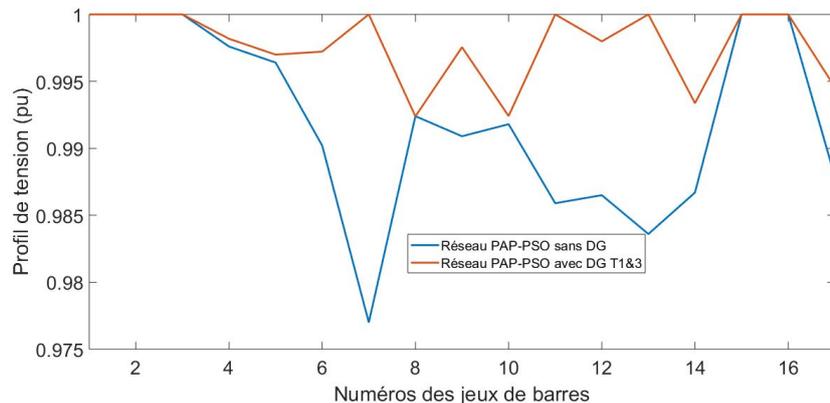


FIGURE 5.20 – Courbe du profil de tension pour la DG de types 1&3 sur le réseau PAP à base de PSO

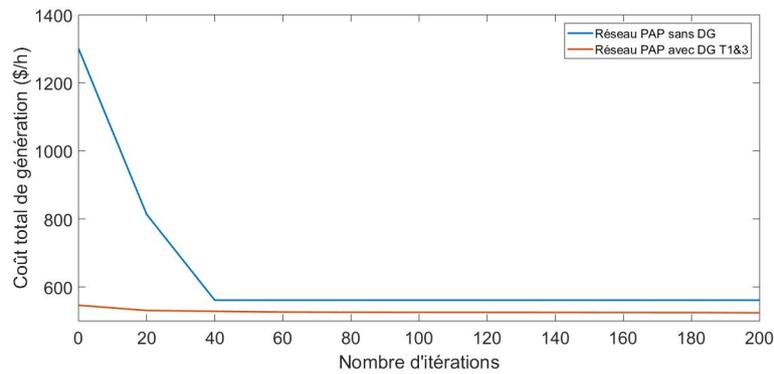


FIGURE 5.21 – Courbe du coût de génération pour la DG de type hybride sur le réseau PAP à base de PSO

Nous avons observé sur la figure (5.21) une réduction du coût total de génération et sur (5.20) une bonne amélioration du profil de tension sur l'ensemble des jeux de barres par rapport au cas initial où il n'y avait pas de DG. Nous avons enfin noté que l'intégration des trois centrales de DG de type hybride solaire-éolien dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.86 MW à 0.65 MW, et d'améliorer la déviation de tension de 0.14 à 0.04.

En analysant les résultats, l'intégration des DG de types 1, 3 et hybride 1&3 dans leurs positions optimales a permis de satisfaire totalement le critère principal qui est le coût de génération total. Les profils de tension sont totalement similaires avec une amélioration d'environ 71%. Les pertes de puissance active sont réduites de 0.86 MW à 0.65 MW pour les DG de types 1, 3 et hybride 1&3. Comme pour le réseau classique IEEE-30, l'utilisation de la méthode à essais particuliers sur le réseau PAP est très efficace pour l'étude d'optimisation du coût total de générations conventionnelle et renouvelable, et du même coup, a techniquement permis de réduire les pertes de puissance active et d'améliorer du profil de tension.

## 5.6.5 Intégration de DG renouvelable sur le réseau PAP avec IPM

### 5.6.5.1 DG de type 1

L'intégration de DG de type 1 sur le réseau PAP à base de IPM a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 533.70 \$/h. La figure (5.22) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de IPM.

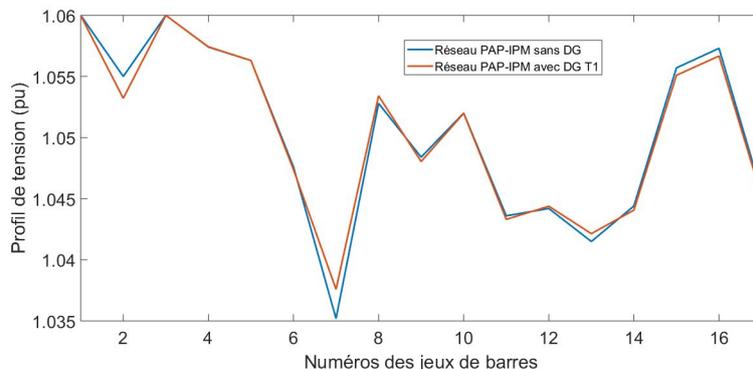


FIGURE 5.22 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 1 sur le réseau PAP à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.22) que le profil de tension n'a pas été amélioré, mais la valeur de la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau. Nous avons également noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 1 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.76 MW à 0.62 MW. La valeur de la déviation de tension reste inchangée (0.86).

### 5.6.5.2 DG de type 3

L'intégration de DG de type 3 sur le réseau PAP à base de IPM a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 519.30 \$/h. La figure (5.23) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de IPM.

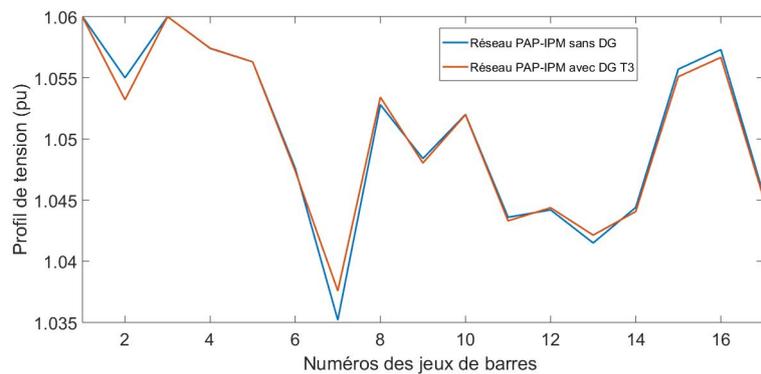


FIGURE 5.23 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 3 sur le réseau PAP à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.23) que le profil de tension n'a pas été amélioré, mais la valeur de la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation du réseau. Comme pour le cas de DG de type 1, Nous avons noté que l'intégration des trois centrales de DG renouvelable de type 3 dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.76 MW à 0.62 MW. La valeur de la déviation de tension reste inchangée (0.86).

### 5.6.5.3 DG de types 1&3

L'intégration de DG de types 1 et 3 sur le réseau PAP à base de IPM a permis de réduire le coût de génération total de 561.18 \$/h à 524.06 \$/h. La figure (5.24) présente la courbe du profil de tension pour la DG de type hybride solaire-éolien sur le réseau PAP à base de IPM.

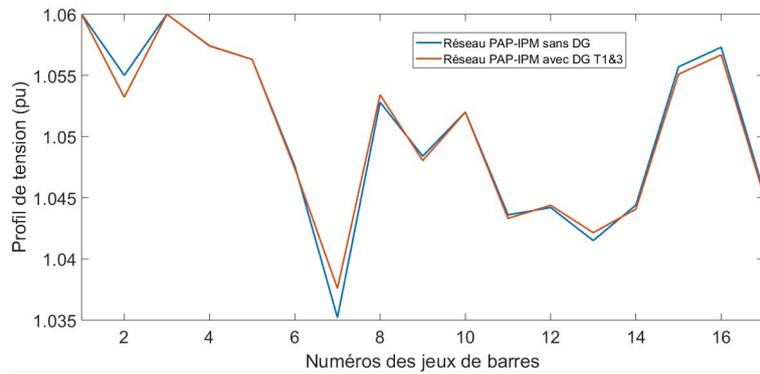


FIGURE 5.24 – Courbe du profil de tension pour la DG de type 1&3 sur le réseau PAP à base de IPM

Nous avons observé sur la figure (5.24) que le profil de tension n’a pas été amélioré, mais la valeur de la tension de l’ensemble des jeux de barres reste dans les limites d’exploitation du réseau. Comme pour les deux cas précédents de DG de types 1 et 3, nous avons noté que l’intégration des trois centrales de DG renouvelable de type hybride dans leurs positions optimales a permis de réduire les pertes de puissance active de 0.76 MW à 0.62 MW. La valeur de la déviation de tension reste inchangée (0.86).

En analysant les résultats, l’intégration des DG de types 1, 3 et hybride 1&3 dans leurs positions optimales a permis de satisfaire totalement le critère principal qui est le coût de génération total. Les profils de tension sont totalement similaires et n’ont pas été améliorés par rapport au cas où il n’y avait pas de DG. Les pertes de puissance active sont réduites de 0.76 MW à 0.62 MW pour les DG de types 1, 3 et hybride 1&3. Comme pour le réseau classique IEEE-30, l’utilisation de la méthode à essaim particulière sur le réseau PAP est très efficace pour l’étude d’optimisation du coût total de générations conventionnelle et renouvelable, tout en réduisant les pertes de puissance active.

Le tableau (5.4) présente une synthèse des résultats de simulation.

Coût / Méthodes pour les DG T1 et 3-Réseau PAP						
JdB candid.	IPM			PSO		
	Coût SDG	Coût T1	Coût T3	Coût SDG	Coût T1	Coût T3
5	560.84	551.30	546.50	561.18	551.53	546.73
6		551.31	546.51		551.46	546.66
7		551.23	546.43		551.42	546.63
8		551.24	546.44		551.45	546.65
10		551.29	546.48		551.50	546.70
11		551.29	546.49		551.40	546.60
12		551.26	546.46		551.47	546.67
13		551.23	546.43		551.43	546.63
14		551.28	546.48		551.50	546.70
17		551.28	546.48		551.48	546.68

TABLE 5.4 – Résultats de simulation pour le réseau PAP à base de IPM et PSO

A partir du tableau (5.4), nous pouvons obtenir les positions optimales des DG présentées au tableau (5.5).

JdB optimaux.	Coût/Méthodes pour les DG T1, 3 et hybride- Réseau PAP					
	IPM			PSO		
	Coût T1	Coût T3	Coût T1&3	Coût T1	Coût T3	Coût T1&3
7-13-8	533.70	519.30	-	-	-	-
7T1, (8, 13)T3	-	-	524.05	-	-	-
11-7-13	-	-	-	534.80	519.73	-
7T1, (11, 13)T3	-	-	-	-	-	524.52

TABLE 5.5 – Résultats de simulation pour le réseau IEEE-30 à base de IPM et PSO avec les trois types de DG dans leurs positions optimales

L'intégration des trois centrales de DG dans leurs positions optimales nous a permis d'obtenir un gain financier de :

- 4.8%, 7.4% et 6.5% pour les DG de types 1, 3 et hybride en utilisant la méthode du point intérieur. Les trois premières positions d'intégration des sources d'énergie solaire et/ou éolienne correspondent aux sous-stations de Croix des Bouquets, de Toussaint Brave et de Varreux.
- 4.7%, 7.4% et 6.5% pour les DG de types 1, 3 et hybride en utilisant la méthode à essais particuliers. Les trois premières positions d'intégration des sources d'énergie solaire et/ou éolienne correspondent aux sous-stations de Canapé-Vert, de Croix des Bouquets et de Toussaint Brave.

## 5.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité un problème d'optimisation des sources de DG intégrées dans un réseau à base des méthodes du point intérieur et des essais particuliers. Ces méthodes ont été testées sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince et ont pris en compte deux types de DG : ceux qui fournissent uniquement de la puissance active et ceux qui fournissent de la puissance active et consomment de la puissance réactive sur le réseau. Nous avons également procédé à une hybridation de ces types de DG sur les deux réseaux. La proportion des SEnR représentait 10.5% de la charge totale et est répartie sur trois centrales de 3.5% chacune. Les dix-huit jeux de barres de distribution de 33 kV du réseau classique IEEE-30 et les dix jeux de barres de 12.47 kV du réseau de Port-au-Prince ont été utilisés pour tester l'efficacité des méthodes proposées.

Il ressort de cette étude que l'intégration des DG dans leurs positions optimales a réduit considérablement le coût total de génération tout en réduisant également les pertes de puissance active sur les deux réseaux électriques pour les deux méthodes. Les résultats obtenus à base de la méthode du point intérieur sont meilleurs que ceux des essais particuliers sur les deux réseaux. Contrairement à la méthode à essais particuliers, les profils de tension n'ont pas été améliorés en optimisant le coût total de génération conventionnelle et renouvelable avec la méthode du point intérieur. Toutefois, la valeur de la tension de l'ensemble des jeux de barres reste dans les limites d'exploitation des deux réseaux électriques. En dépit de l'efficacité de méthode du point intérieur sur la méthode à essais particuliers, nous pouvons dire qu'elles sont complémentaires ; La méthode du point intérieur n'étant toujours applicable et ne peut pas être utilisée pour des fonctions multi-objectives.

L'intégration de DG de type 3 (éolien) est plus bénéfique pour optimiser le coût total de génération sur les deux réseaux. La conformité des résultats obtenus par rapport à la littérature pour le réseau classique IEEE-30 nous montrent l'efficacité des méthodes utilisées. Les limitations des approches utilisées pour l'étude d'intégration des sources d'EnR dans les deux réseaux résident dans le fait que les résultats obtenus dépendent d'un critère mono-objectif. On peut les étendre en utilisant d'une part, un critère multi-objectifs qui nous permettra d'obtenir des bénéfices technico-économiques additionnels; et d'autre part, en utilisant une technique d'optimisation hybride à base classique et métaheuristique.

La production d'énergie par les systèmes PV et éoliens étant très variable en milieu insulaire, une solution de stockage d'énergie peut être associée à la résolution du problème d'OPF-DG traité dans ce chapitre. Le stockage d'énergie est envisageable pour toute étude d'intégration d'EnR dans les réseaux électriques. La technologie de type Plomb-Acide présente l'avantage d'un coût d'investissement et de maintenance plus faible par rapport aux autres technologies. Ce chapitre contribue d'une part, à un Benchmarking sur le réseau IEEE-30 et d'autre part, à une première application des méthodes classique et métaheuristique pour l'étude d'OPF-DG sur le réseau de Port-au-Prince.

# Conclusion générale et Perspectives

Le contexte énergétique mondial caractérisé par la rareté des combustibles fossiles, le réchauffement de la planète, couplés à la croissance constante de la consommation d'énergie sous toutes ses formes ont conduit les décideurs à la recherche de solutions énergétiques alternatives. La maturité industrielle et viabilité économique des technologies à base des sources d'énergie renouvelable ont favorisé leur développement afin de devenir des moyens de production les plus fiables et efficaces pour satisfaire la croissance de la demande tout en préservant l'environnement. Les réseaux électriques isolés et dépourvus d'interconnexion sont les endroits les plus favorables à l'intégration des systèmes de production solaire et éolien en raison de leur taille et de leur faible demande comparativement aux grands réseaux interconnectés.

Les travaux présentés dans cette thèse se focalisent sur l'intégration des sources d'énergie renouvelable dans un réseau insulaire. Contrairement aux approches traditionnelles qui consistent à ajuster la production pour satisfaire à la demande sans tenir compte du coût, ces travaux visent d'une part, à proposer des solutions pour un mix de ressources conventionnelles et renouvelables afin de satisfaire un profil de demande de façon à optimiser le coût total de génération ; et d'autre part, proposer des solutions visant à extraire le maximum des sources d'énergie solaire et éolienne pour satisfaire le profil d'une charge résistive.

Pour le problème d'optimisation de l'écoulement de puissance (OPF), les méthodes du point intérieur (IPM), les Algorithmes génétiques (GA) et Essaims de particule (PSO) ont été implémentées sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince sous l'environnement des logiciels MatPower et Matlab/Simulink. Sur le réseau IEEE-30, la méthode à essaims particuliers est plus efficace dans l'optimisation du coût de génération par rapport aux deux autres méthodes. Alors que sur le réseau PAP, la méthode du point intérieur est plus efficace dans l'optimisation du coût de génération par rapport aux deux autres méthodes. Contrairement au réseau classique IEEE-30 où la déviation de tension était meilleure avec IPM, l'optimisation du coût de génération à base de PSO a permis d'obtenir une meilleure déviation de tension. Cette étude contribue d'une part, à un Benchmarking sur le réseau IEEE-30 et d'autre part, à une première application des méthodes classique et métaheuristique pour l'étude d'OPF sur le réseau de Port-au-Prince.

Pour l'étude d'un système de production photovoltaïque, dans le but d'extraire le maximum de puissance produite par le GPV, nous avons proposé une technique conventionnelle à base de (*P&O*) d'une part, et une autre non linéaire à base du Backstepping d'autre part. Les performances statiques et dynamiques sont démontrées sur deux échelles de temps. Comparativement à *P&O*, la technique du Backstepping a permis d'obtenir une tension lisse et très bien régulée, stable et précise dans l'extraction de la puissance maximum indépendamment de la variation de l'ensoleillement et/ou de la charge. L'efficacité et la robustesse de la technique du Backstepping sont meilleures que celles de *P&O* en termes de stabilité, de précision et de rapidité. Cette étude contribue à une comparaison des techniques de *P&O* et du Backstepping à commande MPPT des systèmes PV sans stockage.

Pour l'étude d'un système de production d'énergie éolienne, dans le but d'extraire le maximum de puissance produite par le GE, nous avons utilisé les mêmes techniques que pour le SPV. La technique de P&O a permis de suivre le PPM avec des dégradations lors du changement de la vitesse du vent. Par contre, la technique du Backstepping a permis de suivre le PPM avec quelques dégradations sur certains segments. Les résultats de simulation ont montré la rapidité de la technique du Backstepping pour atteindre le PPM, ainsi que sa précision et sa robustesse lors de la variation de la vitesse de rotation du GE par rapport à la technique P&O. Cette étude contribue à une première application de la technique du Backstepping à commande MPPT des systèmes de conversion d'énergie éolienne sans stockage.

La dernière étude a été consacrée à l'intégration des énergies solaires et éoliennes dans un réseau électrique. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité des algorithmes du point intérieur et essais de particule sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince. La proportion des sources d'EnR représentait 10.5% de la charge totale et est répartie sur trois centrales de 3.5% chacune. Les dix-huit jeux de barres de distribution de 33 kV du réseau classique IEEE-30 et les dix jeux de barres de 12.47 kV du réseau de Port-au-Prince ont été utilisés pour tester l'efficacité des méthodes proposées. Cette étude contribue d'une part, à un Benchmarking sur le réseau IEEE-30 et d'autre part, à une première application des méthodes classique et métaheuristique pour l'étude d'OPF-DG sur le réseau de Port-au-Prince.

Dans le cadre du problème d'OPF-DG avec sources solaires et éolienne, l'intégration des DG renouvelables sur le réseau classique IEEE-30 et celui de Port-au-Prince dans leurs positions optimales a permis d'optimiser le coût total de générations conventionnelle et renouvelable, tout en réduisant les pertes de puissance active. Les résultats obtenus à base de IPM sont meilleurs que ceux obtenus avec la méthode PSO. Toutefois, nous avons pu remarquer que l'optimisation du coût n'a pas amélioré le profil de tension sur les deux réseaux en utilisant la méthode IPM, contrairement à la méthode de PSO. Enfin, nous avons observé que l'intégration de DG de type 3 à base d'éolienne est beaucoup plus bénéfique pour optimiser le coût total de génération.

Au regard des objectifs des projets PRELEN et SREP qui prévoient la modernisation et l'intégration à grande échelle des sources d'EnR dans le réseau, nous pouvons faire les préconisations suivantes pour le réseau de Port-au-Prince :

- Les jeux de barres 7, 13 et 8 (Croix des Bouquets, Toussaint Brave et Varreux) sont les positions optimales avec IPM et ceux 11, 7 et 13 (Canapé-vert, Croix des Bouquets et Toussaint Brave) sont les positions optimales avec PSO.
- Le seuil bas d'intégration des EnR de 10.5% n'est pas une limite. Il faudra poursuivre l'étude pour déterminer le seuil haut d'intégration des EnR sur le réseau de Port au Prince.

**En termes de perspectives, nous pouvons :**

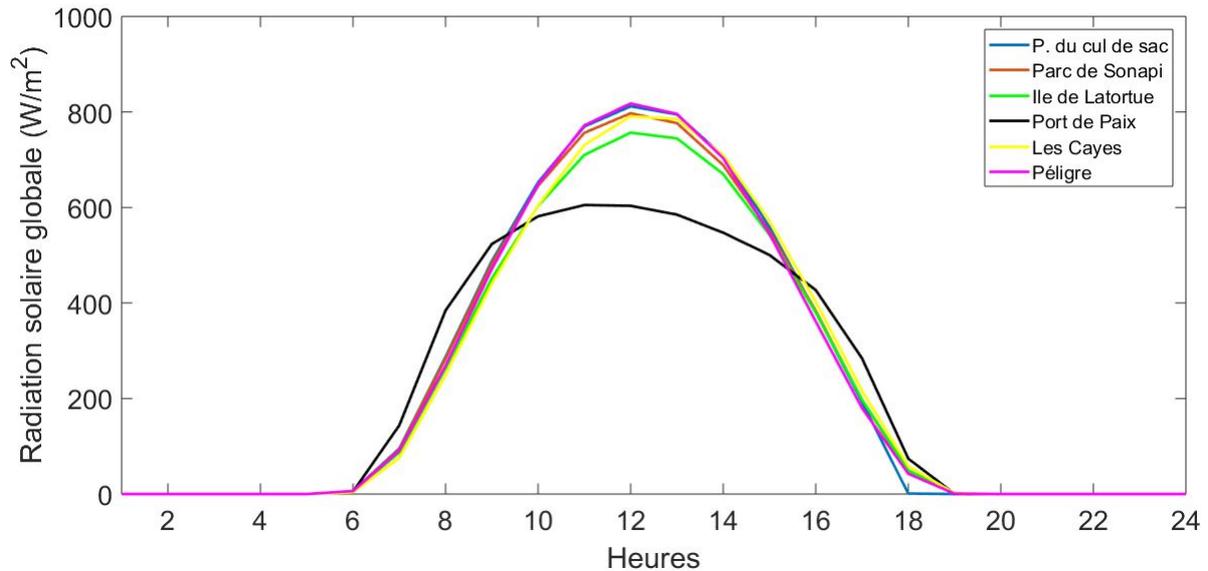
- Prévoir la prévision de la production d'origine renouvelable en associant les techniques MPPT à la prévision de l'ensoleillement et du vent qui est fort indispensable dans le cadre de la gestion de l'énergie relative aux réseaux intelligents (les Smart grids) de demain.
- Prévoir l'augmentation du taux d'intégration des sources d'énergie solaire et éolienne sur le réseau de Port-au-Prince en ajoutant des systèmes de stockage d'énergie.

- Étendre les études d'OPF et d'OPF-DG sur le réseau de Port-au-Prince en utilisant d'autres méthodes métaheuristiques et les paramètres physiques de terrain de l'écoulement de puissance du réseau. On peut également utiliser un critère multi-objectifs prenant en compte le coût, les pertes et la déviation de tension.

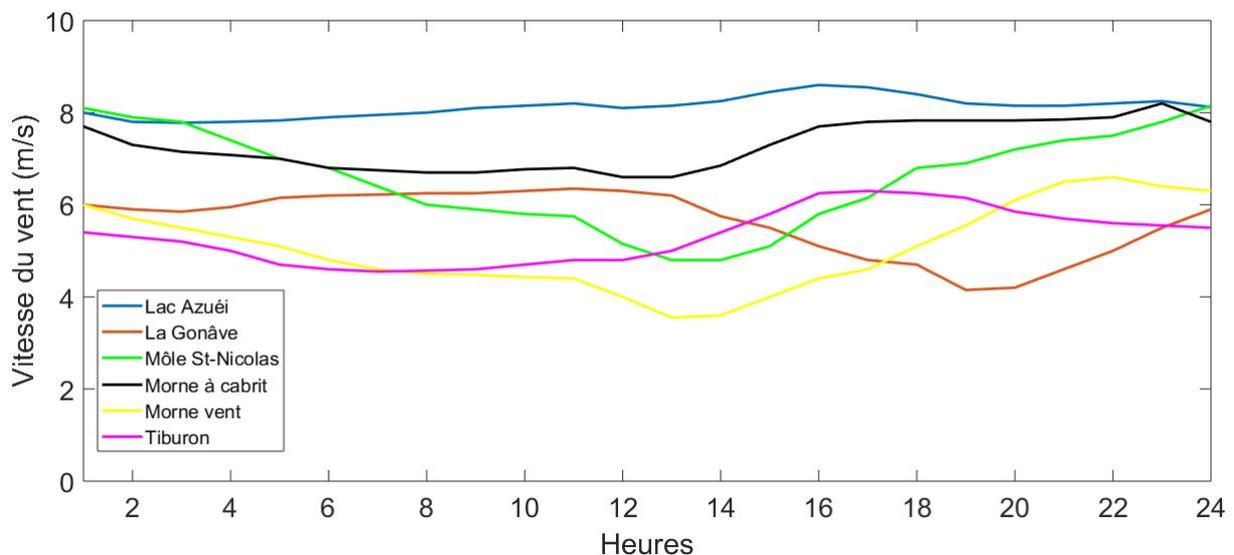
## Annexe A

3TIER est une firme Belge qui a été retenue par Worldwatch institute pour évaluer la variabilité et l'amplitude de la radiation solaire, de la vitesse du vent et la température dans certaines régions en Haïti, de janvier 1997 à mars 2012 pour le solaire et de janvier 1987 à mars 2012 pour le vent.

**Courbes du potentiel d'énergie solaire 1) et éolienne 2) pour les sites analysés par la firme 3TIER**



*Courbes de variation de la radiation globale pour les six sites*



*Courbes de variation de la vitesse du vent*

Annexe B<sub>1</sub>

## Paramètres d'écoulement de puissance pour le réseau de PAP

```

%
mpc.bus = [
1      3      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
2      2      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
3      2      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
4      1      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
5      1     25     7.4      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
6      1     17     5.2      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
7      1      9      5      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
8      1     40    14.1      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
9      1      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
10     1     50    21.9      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
11     1     40    20.6      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
12     1      6      3.3      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
13     1     15      6.4      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
14     1     12      5.2      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
15     2      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
16     2      0      0      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
17     1     21      9.8      0      0      1      1.0      0      12.47      1      1.06      0.94;
];

```

*Paramètres des Bus*

```

%
mpc.branch = [
1      4      0.00055 0.00480 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
4      5      0.00130 0.01150 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
4      9      0.00146 0.05130 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
2      9      0.01030 0.05860 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
3      8      0.00740 0.03210 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
3      9      0.00357 0.09670 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
6      7      0.03230 0.19670 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      6      0.00070 0.00548 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
4      10     0.00080 0.02400 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      11     0.00160 0.02070 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      12     0.00690 0.03000 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
12     13     0.00535 0.03060 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      14     0.00970 0.05700 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      15     0.00374 0.02220 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
15     16     0.00350 0.06600 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
9      17     0.00374 0.02200 0.0      0      0      0      0      0      0      1     -360     360;
];

```

*Paramètres des Branches*

```

%
mpc.gen = [
1      54      60     100     -40     1.0     100     1     60     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0;
2      34      70      70     -30     1.0     100     1     40     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0;
3      0      60     120     -40     1.0     100     1     60     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0;
15     0      50      90     -40     1.0     100     1     50     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0;
16     0      30      70     -30     1.0     100     1     40     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0     0;
];

```

*Paramètres des générateurs*

```

%      1      startup shutdown      n      x1      y1      ...      xn      yn
%      2      startup shutdown      n      c(n-1) ...      c0

mpc.genccost = [
      2      0      0      3      0.017  1.5      0;
      2      0      0      3      0.0083  3      0;
      2      0      0      3      0.017  1      0;
      2      0      0      3      0.025  1      0;
      2      0      0      3      0.0083  2      0;
];

```

*Paramètres du coût*

## Annexe B<sub>2</sub>

### Détails sur les jeux de barres pour le réseau de PAP

Jeux de B.	Correspondances
1	Centrale hydro Péligne
2	Centrale therm. E-Power
3	Centrale therm. Sogener (varreux)
4	Arrivée Péligne (Delmas)
5	S. station de Tabarre
6	S. station Cx des missions
7	S. station Cx des bouquets
8	S. station de varreux
9	Dispatching (Delmas)
10	S. station Ancien Delmas
11	S. station Canapé-Vert
12	S. station Carrefour-feuilles
13	S. station Toussaint Brave
14	S. station Martissant
15	Centrale therm. Carrefour1
16	Centrale therm. PBM Ccarrefour2)
17	S. station Rivière froide

# Bibliographie

- [1] D. Marin, "*Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires*", Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, 2009.
- [2] M. Huynh Quang, "*Optimisation de la production de l'électricité renouvelable pour site isolé*", Thèse de doctorat de l'Université de Reims Champagne-Ardenne, 2013.
- [3] O. Richardot, "*Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2006.
- [4] World Bank 2015, "*SREP Investment Plan for Haïti*", Climate Investment Funds Report 2015
- [5] World Walch Institute, "*Feuille de route pour un système énergétique durable en Haïti*", Rapport 2014
- [6] S. Belakehal, "*Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables*", Thèse de doctorat Université de Constantine, Algérie, 2010.
- [7] D. H. Tran, "*Conception Optimale Intégrée d'une chaîne éolienne « passive » : Analyse de robustesse, validation expérimentale*", Thèse de doctorat Université de Toulouse, 2010.
- [8] J. F. Reynaud, "*Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques*", Thèse de doctorat Université de Toulouse, 2011
- [9] Y. Riffonneau, "*Gestion des flux dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau – Application à l'habitat*", Thèse de doctorat Université Joseph Fourier, 2009
- [10] K. Sami, "*Modélisation et commande d'un système éolien*", Thèse de doctorat Université 8 mai 1945 Guelma, 2018
- [11] S. El Aimani, "*Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau basse tension*", Thèse de doctorat de l'École Centrale de Lille et Université des Sciences et Technologies de Lille, 2004
- [12] P. Monjean, "*Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergies renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu*", Thèse de doctorat de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2012
- [13] O. Gergaud, "*Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*", Thèse de doctorat de l'ENS de Cachan, 2002.
- [14] I. Vechiu, "*Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome*", Thèse de doctorat de l'Université du Havre, 2005.
- [15] X- L. Dang, "*Contribution à l'étude des systèmes PV/Stockage distribués : impact de leur intégration à un réseau fragile*", Thèse de doctorat de l'ENS de Cachan, 2014
- [16] D. Abbes, "*Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome*", Thèse de doctorat de l'École nationale supérieure d'ingénieurs (Poitiers), 2012

- [17] D. Lu, " *Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré : Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain*", Thèse de doctorat de l'École Centrale de Lille, 2010
- [18] R. Mkahl, " *Contribution à la modélisation, au dimensionnement et à la gestion des flux énergétiques d'un système de recharge de véhicules électriques : étude de l'interconnexion avec le réseau électrique*", Thèse de doctorat de l'Université de Technologie de Belfort-Monbéliard, 2015.
- [19] I. Guenoune, " *Commandes non linéaires robustes de systèmes éoliens*", Thèse de doctorat École Centrale de Nantes, 2018.
- [20] M. Ezzat, " *Commande non linéaire sans capteur de la machine synchrone à aimants permanents*", Thèse de doctorat de l'École Centrale de Nantes, 2011
- [21] J-P. Fanton, " *Électrotechnique-Machines et Réseaux*", Ellipses, Paris, 2002
- [22] D. Traore, " *Commande non linéaire sans capteur de la machine asynchrone à aimants permanents*", Thèse de doctorat de l'École Centrale de Nantes, 2008
- [23] Le Moniteur, " *Décret régissant le Secteur de l'Énergie Électrique*", Journal Officiel de la République d'Haïti, février 2016.
- [24] M-A Chrysostome, " *Haïti 2016 : Besoins en équipements électriques (Production-Transport-Distribution/ MTPTC-Cellule Énergie*", pp. 1 - 16, 2016.
- [25] Edh 2017, " *Plan de redressement de l'Edh*", Rapport de consultation EDF International Networks, mars 2016.
- [26] M. B. Maskar, A. R.Thorat and I. Korachgaon, " *A review on optimal power flow problem and solution methodologies.*", International Conference on Data Management, Analytics and Innovation, pp.1-7, 2017.
- [27] M. R. Adaryani, A. Karami. " *Artificial bee colony algorithm for solving multi-objective optimal power flow problem.*", Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp. 219 - 230, 2013
- [28] D. Naimi and T. Bouktir, " *Optimal power flow using interior point method*", Int. Conf. on Electrical Engineering Design and Technologies, Hammamet Tunisia, pp. 1 - 6, 2007.
- [29] M. Ebeed, S. Kamel and F. Jurado, " *Optimal Power Flow using recent optimization techniques*", Elsevier, pp. 157 - 183, 2018.
- [30] H. Ambriz-Perez, E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, " *TCSC-firing angle model for optimal power flow solutions using Newton's method* ", Electrical Power and Energy Systems , pp. 77-85, 2006
- [31] A.-F. Attia, Yusuf A. Al-Turki and Abdullah M. Abusorrah, " *Optimal Power Flow Using Adapted Genetic Algorithm with Adjusting Population Size*", Electric Power Components and Systems , pp. 1 - 17, 2014 .
- [32] N. Kalfallah, F. Benzergua, I. Cherki and A. Chaker, " *Use of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization methods for the optimal control of the reactive power in Western Algerian power system.*", Energy Procedia, Elsevier, pp. 265 - 272, 2015
- [33] H. Bouchekara, M. A. Abido and A. E. Chaib, " *Optimal power flow using an improved electromagnetism-like mechanism method*", Electric Power Components and Systems, Taylor and Francis Group, pp. 434 - 449, 2016
- [34] H. Bouchekara, " *Optimal power flow using black-hole-based optimization approach*", Elsevier, pp. 879 - 888, 2014.
- [35] S. Khunkitti et al., " *A hybrid DA-PSO optimization algorithm for multi-objective Optimal Power Flow problems*", MDPI, Energies, pp. 1 - 21, 2018.

- [36] S. Kumar, D.K. Chaturvedi, "*Optimal power flow solution using fuzzy evolutionary and swarm optimization*", Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp. 416 - 423, 2013
- [37] Y. He, "*Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs : Apport de la flexibilité de la demande*", Thèse de doctorat Centrale Supélec, 2015.
- [38] H. Kanchev, "*Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro-réseau électrique urbain*", Thèse de doctorat Ecole Centrale de Lille et Université Technique de Sofia, 2014.
- [39] N. Ketfi, "*Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée*", Thèse de doctorat Université de Betna, 2014.
- [40] S. Touré, "*Optimisation des réseaux : réseau actif et flexible*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2014
- [41] M. Megdiche, "*Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2004.
- [42] D. Labed, "*Production décentralisée et couplage au réseau*", Thèse de doctorat Université Mentouri Constantine, 2008
- [43] I. Fofana, "*Transport et Exploitation d'énergie électrique*", Notes de Cours, 2010
- [44] H. Bouchekara, M. A. Abido and M. Boucherma, "*Optimal power flow using Teaching-Learning-Based Optimization technique*", Electrical Power Systems Research, Elsevier, pp. 49 - 59, 2014.
- [45] A. Messaoudi, "*Application de la Programmation Orientée Objet et des Méthodes Heuristiques à l'Optimisation de l'Écoulement de Puissance*", Thèse de doctorat Université Hadj Lakhdah-Betna, Algérie, 2013
- [46] M. S. Kumari and S. Maheswarapu, "*Enhanced Genetic Algorithm based computation technique for multi-objective Optimal Power Flow solution.*", Electrical Power Energy Systems, Elsevier, pp. 736 - 742, 2010..
- [47] "*Power System Test Case Archive. Available online : <http://www.ee.washington.edu/research/pstca> (accessed on 19 January 2016)*".
- [48] R. D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sanchez and Robert J. Thomas. "*MATPOWER : Steady-State operations, planning and analysis tools for power systems research and education*", Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1 - 8, 2011.
- [49] K. Abaci and V. Yamacli. "*Differential search algorithm for solving multi-objective optimal powerflow problem*", Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp. 1 - 10, 2016.
- [50] S. Kahourzade, A. Mahmoudi and H. B. Mokhlis. "*A comparative study of multi-objective optimal power flow based on particle swarm, evolutionary programming and genetic algorithm*", 2014.
- [51] M. A. Abido. "*Optimal power flow using particle swarm optimization.*", Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp. 563 - 571, 2002.
- [52] A.A. Abou El Ela, M.A. Abido, S.R. Spea. "*Optimal power flow using differential evolution algorithm.*", Electrical Power Systems Research, Elsevier, pp. 878 - 885, 2010.
- [53] V. Roberge, M. Tarbouchi and F. Okou. "*Optimal power flow based on parallel metaheuristics for graphics processing units*", Electric Power System Research, Elsevier, pp. 344 - 353, 2016.
- [54] S.T. Suganthi and D .Devaraj. "*An improved differential evolution based approach for emission constrained optimal power flow*", Int. Conf. on Energy Effic. Technol. Sustain., ICEETS, IEEE, pp. 1308 - 1314, 2013.

- [55] K.Y. Lee, Y.M. Park and J.L. Ortiz. "A united approach to optimal real and reactive power dispatch", Transactions on Power Apparatus and Systems, IEEE, pp. 1147 - 1153, 1985.
- [56] J. Ahmed, Z. Salam, "An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency", Applied Energy, Elsevier, (2015), pp. 97-108.
- [57] Y Zhu, M. K. Kim and, H. Wen, "Simulation and Analysis of Perturbation and Observation-Based Self-Adaptable Step Size Maximum Power Point Tracking Strategy with Low Power Loss for Photovoltaics", Energies, 12(1), pp. 1-13, 2019.
- [58] C. Li et al., "A High-Performance Adaptive Incremental Conductance MPPT Algorithm for Photovoltaic Systems", Energies, 9, 288, pp. 1-17, 2016.
- [59] A. Chalh et al., "Trusted Simulation Using Proteus Model for a PV System : Test Case of an Improved HC MPPT Algorithm", Energies 13, 1943, pp. 1-12, 2020.
- [60] M. Alshareef et al., "Accelerated Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking under Partial Shading Conditions", Energies, 12, 623, pp. 1-18, 2019.
- [61] S. Hadji, J.-P. Gaubert and F. Krim, "Real-Time Genetic Algorithms-Based MPPT : Study and Comparison (Theoretical and Experimental) with Conventional Methods", Energies, 11, 459, pp. 1-17, 2018.
- [62] C. R. Algarin, J. T. Giraldo and A. O. Rodriguez, " Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System", Energies, 10, 2036, pp. 1-18, 2017.
- [63] S. Chang et al., "An NNwC MPPT-Based Energy Supply Solution for Sensor Nodes in Buildings and Its Feasibility Study", Energies, 12, 101, pp. 1-20, 2019.
- [64] S. Ahmed, et al., "Supertwisting Sliding Mode Algorithm Based Nonlinear MPPT Control for a Solar PV System with Artificial Neural Networks Based Reference Generation", Energies, 13, 3695, pp. 1-24, 2020.
- [65] K. Ali et al., "Robust Integral Backstepping Based Nonlinear MPPT Control for a PV System", Energies, 12, 3180, pp. 1-20, 2019.
- [66] O. F. Kececioglu, A Gani and M. Sekkeli, " Design and Hardware Implementation Based on Hybrid Structure for MPPT of PV System Using an Interval Type-2 TSK Fuzzy Logic Controller", Energies, 13, 1842, pp. 1-18, 2020.
- [67] H. Yatimi, Y. Ouberri, S. Chahid and E. Aroudam, "Control of an Off-Grid PV System based on the Backstepping MPPT controller" Procedia Manufacturing, Elsevier, pp. 715-723, 2020.
- [68] R. Alik, A. Jusoh, "Modified Perturb and Observe (P&O) with checking algorithm under various solar irradiation", Solar Energy, Elsevier, pp. 128-139, 2017.
- [69] A. D. Martin, J. R. Vazquez, "Backstepping Controller Design to Track Maximum Power in Photovoltaic Systems", Automatika, pp. 22-31, 2014.
- [70] B. E. Youcefa, et. al, "Backstepping Direct Power Control for Power Quality Enhancement of Grid-connected Photovoltaic System Implemented with PIL Co-simulation Technique", Advances in Modelling and Analysis C, 71(1), pp. 1-14, 2019.
- [71] K. Dahech, et. al, "Backstepping sliding mode control for maximum power point tracking of a photovoltaic system", Electric Power Systems Research, Elsevier, pp. 182-188, 2017.
- [72] K Ali et al, "Robust Integral Backstepping Based Nonlinear MPPT Control for a PV System", Energies, pp. 1-20, 2019.
- [73] I. Kanellakopoulos, P. V. Kokotovic and A. S. Morse, "Systematic design of adaptive controllers for feedback linearizable systems", Transactions on Automatic Control, IEEE, 36(11), pp. 1241-1252, 2019.

- [74] F. Mehazzem, I. Zerimeche and A. Haouam, "*Input output feedback linearization control for water pumping system fed by MPPT FuzzyLogic PV source*", 6th Eur. Conf. Ren. Energy Syst., Istanbul, Turkey, 25-27 June 2018.
- [75] M. Guisser, "*Stratégies de commande pour l'optimisation des systèmes photovoltaïques autonomes et connectés au réseau*", Thèse HDR de l'Université Hassan 1<sup>er</sup>, Maroc, 2015
- [76] A. J. Forsyth and S. V. Mollov, "*Modelling and control of DC-DC converters*", journal IEEE Power Engineering (12)5, pp 229-236, 1998.
- [77] S. Abouda. "*Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : Application aux systèmes de pompage*", Thèse de doctorat de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'Université de Sfax, 2015.
- [78] F. Mehazzem, "*Contribution à la commande d'un moteur asynchrone destiné à la traction électrique*", Thèse de doctorat de l'Université Paris-Est et Université de Constantine, Algérie, 2010
- [79] E. H. Dursun and A. A. Kulaksiz, "*MPPT Control of PMSG Based Small-Scale Wind Energy Conversion System Connected to DC-Bus*", Journal of Renewable and Sustainable Energy 7, pp. 1-18, 2015
- [80] Y. Daili, J-P. Gaubert and L. Rahmani, "*New control strategy for fast-efficient maximum power point tracking without mechanical sensors applied to small wind energy conversion system*", Int. Journal of Emerging Electric Power Systems, pp. 1-13, 2015
- [81] E. K. Yaylaci and I. Yazici, "*Maximum Power Point Tracking Algorithms for the Wind Energy Systems*", Journal of New Results in Science, pp. 71-80, 2016
- [82] M. A. Abdullah et al., "*A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, pp. 3220-3227, 2012
- [83] A. Larsson., "*The power quality of wind turbines*", PhD Thesis of Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2000
- [84] B. Lahfaoui et al., "*Real time study of P&O MPPT control for small wind PMSG turbine systems using Arduino microcontroller*", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, pp. 1000-1009, 2017
- [85] A. L. Nemmour, "*Advanced Backstepping controller for induction generator using multi-scalar machine model for wind power purposes*", Renewable Energy, Elsevier, pp. 2375-2380, 2010
- [86] M. El Azzaoui et al, "*Backstepping Control of Wind and Photovoltaic Hybrid Renewable Energy System*", Int. Journal of Power Electronics and Drive Systems, 7(3), pp. 677-686, 2016
- [87] A. Traore, "*Modélisation et Commande d'un système de conversion d'énergie éolienne à base d'une MADA*", Thèse de doctorat de l'Université Mohamed Kidher-Biskra, 2015
- [88] T. L. Le. "*Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2008.
- [89] M. Pesaran et al, "*A hybrid genetic particle swarm optimization for distributed generation allocation in power distribution networks*", Energy, Elsevier pp. 1-12, 2020.
- [90] R.M. Kamel and B. Kermanshahi. "*Optimal size and location of distributed generations for minimizing power losses in a Primary Distribution Network*", Computer Science and Engineering and Electrical Engineering, Scientia Iranica, 16(2), pp.137-144, 2009.
- [91] R. K. Singhi and S. K. Goswami. "*Optimum siting and sizing of distributed generations in radial and networked Systems*", Electric Power Components and Systems, Taylor and Francis, 37(2), pp.127-145, 2009.

- [92] M. Gomez-Gonzalez, A. Lopez, F. Jurado. *"Optimization of distributed generation systems using a new discrete PSO and OPF"*, Electric Power Systems Research, Elsevier, 174-180, 2012.
- [93] S. Kansal, V. Kumar, B. Tyagi, *"Hybrid approach for optimal placement of multiple DGs of multiple types in distribution networks"*, Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp. 226-235, 2016.
- [94] T. S. Tawfeek, A.H. Ahmed and S. Hasan, *"Analytical and Particle swarm optimization algorithms for optimal allocation of four different distributed generation types in radial distribution networks"*, 5th Int. Conf. on Energy and Environment Research, ICEER, Elsevier, pp. 86-94, 2018.
- [95] K. Ras Guerriche and T. Bouktir. *"Optimal Allocation and Sizing of Distributed Generation with Particle Swarm Optimization Algorithm for Loss Reduction"*, Science and Technology, 6(1), pp.59-69, 2015.
- [96] G. Celli and F. Pilo. *"Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks"*, pp. 81-87, 2001.
- [97] M.H. Moradi, M. Abedini. *"A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems"*, Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, pp.66-74, 2012.
- [98] K. Mahmoud, N. Yorino and A. Ahmed. *"Optimal distributed generation allocation in distribution systems for loss minimization"*, IEEE, pp.1-10,(2014).
- [99] P. S. Georgilakis and Nikos D. Hatziargyriou. *"Optimal distributed generation placement in power distribution networks : models, methods, and future research"*, Transactions on Power Systems, IEEE, 28(3), pp.3420-3428, 2013
- [100] EDF-SEI. *"Référentiel Technique, « Paramètres clés pour la sûreté des Systèmes Électriques Insulaires"*, SEI REF 05, 2008
- [101] Y. Wang, *"Evaluation de la Performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du Système électrique : Application à un Cas Insulaire"*, Thèse de doctorat de l'École Centrale de Lille, 2012.
- [102] A S.O. Ogunjuyigbe, T.R. Ayodele, O.O. Akinola, *"Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network"*, Electrical Systems and Information Technology, Elsevier pp.94-107, 2016
- [103] M. A Nezhadpashaki, F. Karbalaeei and S. Abbasi, *" Optimal placement and sizing of distributed generation with small signal stability constraint"*, Sustainable Energy, Grids and Networks, Elsevier, pp. 1-10, 2020. .
- [104] S. Essalah, A. Khedher , A. Bouallegue, *"Integration of distributed generation in electrical grid : Optimal placement and sizing under different load conditions"*, Computers and Electrical Engineering, Elsevier, pp.1-14, 2019.
- [105] S. Mahajan and S. Vadhera, *" Optimal Allocation of Dispersed Generation Unit in a Network System"*, IEEE, pp. 1-5, 2016.
- [106] U. Khaled, A. M. Eltamaly and A. Beroual. *" Optimal power flow using particle swarm optimization of renewable hybrid distributed generation"*,Energies, pp.1-14, 2017.
- [107] X. Yan. *" Gestion énergétique sous incertitude : Application à la planification et à l'allocation de réserve dans un micro réseau électrique urbain comportant des générateurs photovoltaïques actifs et du stockage"*, Thèse de doctorat de l'École Centrale de Lille, 2017
- [108] J-F. Canard, *"Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution électrique"*, Thèse de doctorat de l'INPG, 2000

- [109] R. Caire, "*Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2004.
- [110] D. I. Craciun. "*Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2010.
- [111] T. T. H. Pham. "*Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance*", Thèse de doctorat de l'INPG, 2006.
- [112] Q. Gong, J. Lei and J. Ye, "*Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators in Distribution Systems Considering Cost of Operation Risk*", *Energies*, pp. 1-18, 2016.
- [113] A. Ramamoorthy and R Ramachandran. "*Optimal Siting and Sizing of Multiple DG Units for the Enhancement of Voltage Profile and Loss Minimization in Transmission Systems Using Nature Inspired Algorithms*", *The Scientific World Journal*, pp. 1-16, 2015.
- [114] A. M. Eltamaly and M. S. Al-Saud, "*Nested multi-objective PSO for optimal allocation and sizing of renewable energy distributed generation*", *Renewable and Sustainable Energy*, pp. 1-18, 2018.
- [115] H. Bayem. "*Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques*", Thèse de doctorat Université Paris-Sud 11, 2009.
- [116] B. Pierre, et al., "*Solutions for the grid integration of wind farms –A survey*", *European Wind Energy Conference*, 2004
- [117] K. Ma. "*Système énergétique territorial face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée à La Réunion*", Thèse de doctorat Université de Rouen, 2012.
- [118] L. Stoyanov, "*Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables*", Thèse de doctorat de l'Université Technique de Sofia & de l'Université de Corse Pasquale Paoli, octobre 2011
- [119] A. Ramamoorthy and R. Ramachandran. "*Optimal siting and sizing of multiple DG units for the enhancement of voltage profile and loss minimization in transmission systems using nature inspired algorithms*", *The Scientific World*, pp.1-16, 2017.
- [120] A. Khattara, "*Modélisation, Commande et Gestion de l'Energie d'un Générateur Eolien*", Thèse de doctorat, Université de Mohamed Khider – Biskra, 2014.
- [121] L.D. Arya, A. Koshti, S.C. Choube, "*Distributed generation planning using differential evolution accounting voltage stability consideration*", *Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier, pp. 196 - 207, 2012.
- [122] S. Ghosh, S.P. Ghoshal, S. Ghosh, "*Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system*", *Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier, pp. 849–856, 2010.
- [123] Yusran, M. Ashari, A, Soeprijanto. "*Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system*", *Journal of Basic and Applied Scientific Research*, pp. 7016-7023, 2012.
- [124] P. Phonrattanasak, "*Optimal Placement of DG Using Multiobjective particle Swarm Optimization*", *International Conference on Mechanical and Electrical Technology*, IEEE, pp. 342-346, 2010.
- [125] A. Mishra, A. Bhandakkar, "*Selection of Optimal Location and Size of Distributed Generation in Distribution System Using Particle Swarm Optimization*", *Int. Journal of Engineering Research & Technology*, pp. 2008-2013, 2013.
- [126] S.C. Reddy, P.V.N. Prasad, A.J. Laxmi. "*Optimal Number and Location of DGs to Improve Power Quality of Distribution System Using Particle Swarm Optimization*", *Int. Journal of Engineering Research and Applications*, pp. 3077-3082, 2012.

- [127] B. Lavanya, I.S. Kumar." *Optimal Placement of Distributed Generation Using PSO/OPF*", Int. Journal of Education and applied research, pp. 137-143, 2014.
- [128] M. S. Male, A. A. Majd, R. R. Nezhad." *Optimal Determination of Size and Site of DGs in Mesh System Using PSO*", Bulletin of Electrical Engineering and Informatics, pp. 101-108, 2014.