



HAL
open science

Gestion Optimale des Flux d'Énergie dans un Micro Réseau Hybride

Anis Boulal

► **To cite this version:**

Anis Boulal. Gestion Optimale des Flux d'Énergie dans un Micro Réseau Hybride. Electronique. INSA de Rennes, 2023. Français. NNT : 2023ISAR0004 . tel-04548580

HAL Id: tel-04548580

<https://theses.hal.science/tel-04548580>

Submitted on 16 Apr 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

COLLEGE MATHS, TELECOMS

DOCTORAL INFORMATIQUE, SIGNAL

BRETAGNE SYSTEMES, ELECTRONIQUE

INSA | INSTITUT NATIONAL
DES SCIENCES
APPLIQUEES
RENNES

THESE DE DOCTORAT DE -

L'INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES
APPLIQUEES RENNES

ECOLE DOCTORALE N° 601

*Mathématiques, Télécommunications, Informatique, Signal, Systèmes,
Electronique*

Spécialité : Electronique

Par

M. Anis BOULAL

Gestion optimale de flux d'énergie dans un micro réseau hybride

Thèse présentée et soutenue à Rennes, le 17 janvier 2023

Unité de recherche : IETR

Thèse N° : 23ISAR 02 / D23 - 02

Rapporteurs avant soutenance :

M. Amadou Seidou H. Maiga Professeur à l'Université Gaston Berger, Sénégal
M. Emmanuel Simeu Professeur des Universités à l'Université Grenoble Alpes (UGA)

Composition du Jury :

Présidente :	Mme Malika Zazi	Professeur de l'Enseignement Supérieur, Université Mohammed V de Rabat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM), Maroc
Examineurs :	M. Amadou Seidou H. Maiga M. Emmanuel Simeu	Professeur à l'Université Gaston Berger, Sénégal Professeur des Universités à l'Université Grenoble Alpes (UGA)
Dir. de thèse :	M. Philippe Besnier	Directeur de Recherche, CNRS, Directeur Adjoint de l'IETR, INSA de Rennes
Co-dir. de thèse :	M. Hamid Ouadi	Professeur de l'Enseignement Supérieur, Université Mohammed V de Rabat, Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM), Maroc

Avant-Propos

Cette thèse s'inscrit dans le cadre d'un partenariat entre l'INSA de Rennes et l'Ecole Marocaine des Sciences de l'Ingénieur (EMSI). A ce titre, elle a bénéficié du support financier de l'EMSI sans lequel elle n'aurait pu aboutir. Je tiens donc à remercier M. Karim ALAMI, Directeur Général du groupe EMSI ainsi que M. Kamal DAISSAOUI le président d'honneur. Je voudrais remercier également M. Hassan FILALI, CEO d'HONORIS UNITED UNIVERSITY, dont relève l'EMSI.

Cette thèse est rattachée à l'Ecole Doctorale MATISSE (Mathématiques, Télécommunications, Informatique, Signal, Systèmes, Electronique) et plus précisément au laboratoire IETR de l'INSA de Rennes. Elle a été dirigée par M. Philippe BESNIER, Professeur, Directeur de Recherche, CNRS, Directeur Adjoint de l'IETR de l'INSA de Rennes et co-dirigée par M. Hamid OUDIA, Professeur de l'Enseignement Supérieur de l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM), Université Mohammed V, Maroc.

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse ont fait l'objet de trois productions scientifiques :

- Boulal, A., Chakir, H., Drissi, M., Ouadi, H. « Energy Bill Reduction by Optimizing Both Active and Reactive Power in an Electrical Microgrid », (2020). International Review of Electrical Engineering (IREE), 15 (6), pp. 456-464. doi: <https://doi.org/10.15866/iree.v15i6.17909>)
- A. Boulal, H. E. Chakir, M. Drissi, H. Griguer and H. Ouadi « Optimal Management of Energy Flows in a Multi-Source Grid ». Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488823.
- Anis BOULAL, Houssam Eddine CHAKIR, M'hamed DRISSI, Hamid OUADI « Energy bill reduction by optimizing both active and reactive powers in an electrical micro grid ». Colloque Franco-Maghrébin sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, 16-18 avril 2019, Marrakech

Remerciements

Je voudrais réserver ces premières lignes de remerciements à feu Professeur M'Hamed DRISSI mon Directeur de thèse jusqu'à son décès survenu le 29 septembre 2022. Je voudrais lui rendre un vibrant hommage pour ses orientations scientifiques brillantes et sa disponibilité sans faille. Que son âme repose en paix et que le paradis soit sa demeure éternelle.

Mes vifs remerciements au Professeur Philippe BESNIER, pour avoir accepté de prendre la relève dans la conduite de cette thèse, suite au décès douloureux du Professeur DRISSI. Merci pour vos contributions scientifiques extrêmement pertinentes.

Au Professeur Hamid Ouadi, co-Directeur de ma thèse, je vous adresse également mes vifs remerciements pour vos efforts incommensurables tout au long de mes travaux et pour la qualité de vos conseils et orientations scientifiques. Je vous remercie pour la confiance et le soutien que vous n'avez cessé de me témoigner durant ces dernières années.

Aux Professeurs Amadou SEIDOU MAIGA de l'Université Gaston Berger et Emanuel SIMEU de l'Université Grenoble Alpes, je suis très honoré et je vous suis reconnaissant pour avoir accepté d'examiner mes travaux.

Au Professeur Malika ZAZI, de l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Métiers (ENSAM), de l'Université Mohammed V (Maroc), je vous adresse ma profonde gratitude pour l'honneur que vous me faites en acceptant de présider mon jury de thèse. Merci pour l'intérêt que vous portez à cette thèse.

Avant de clore mes propos, je voudrais réitérer mes remerciements à l'Ecole Marocaine des Sciences de l'Ingénieur et à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de cette thèse.

Résumé

Cette thèse traite de la gestion des flux de puissances actives et réactives dans un micro-réseau. Le micro-réseau étudié est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une micro-turbine à gaz, l'ensemble raccordé au réseau principal. L'objectif visé est double : minimiser d'une part la facture énergétique au profit des consommateurs, et d'autre part, réduire les émissions de CO₂. Pour atteindre ces objectifs, nous nous sommes attelés dans nos travaux, au développement de stratégies de gestion optimales du flux de puissance active et réactive dans le micro-réseau.

Pour développer ces stratégies, nous avons, dans un premier temps, réalisé la modélisation technico-économique des différentes sources présentes dans le micro-réseau. Cette modélisation s'est faite sur la base d'une planification à long terme (Off-Line). Cette dernière impose à chacune des sources distribuées de suivre un profil optimal en puissance active/réactive établi la veille pour le lendemain (J-1). Chaque profil consiste en un ensemble de consignes de puissance active/réactive à appliquer au convertisseur des sources via des boucles de commande locale. Ces consignes sont élaborées en fonction des prévisions météorologiques, des prévisions de la consommation, de l'état de charge et de l'état de santé des batteries, ainsi que des tarifs d'électricité en vigueur. Un ensemble de contraintes pertinentes a ainsi été fixé pour chaque source, en fonction de ses caractéristiques intrinsèques.

Le modèle et les contraintes du système étant posés, une stratégie de gestion optimale de la puissance active dans notre micro-réseau a ensuite été élaborée. Cette stratégie, basée sur l'algorithme de Bellman a démontré son efficacité comparativement à une gestion restreinte, basée sur des règles préétablies. L'algorithme de Bellman, reconnu pour son efficacité dans la résolution des problèmes d'optimisation non linéaires, a permis d'intégrer de façon simultanée dans une même approche, l'ensemble des contraintes du système. Les simulations effectuées ont montré une économie d'environ 19% sur la facture énergétique par rapport à la gestion restreinte et une réduction qui avoisine 40 kg de la masse CO₂ équivalent.

La seconde stratégie de gestion optimale développée dans le cadre de cette thèse, prend en compte simultanément la puissance active et la puissance réactive dans la gestion du flux de puissance. En effet, la prise en compte du flux d'énergie réactive dans le micro-réseau constitue un des apports majeurs de notre étude. L'approche développée a été conçue également sur l'algorithme de Bellman. Les simulations effectuées ont produit des résultats très intéressants. En effet, la comparaison entre la « gestion optimale » proposée et une « gestion classique », fondée uniquement sur la puissance active, s'est traduite par un gain d'environ 22% sur la facture énergétique. Quant au flux de puissance réactive, elle est répartie entre les différentes sources dans la « gestion optimale » alors qu'elle est intégralement imputée au réseau principal dans la « gestion classique ». Un autre résultat pertinent à relever est l'impact significatif de notre stratégie sur les émissions de CO₂. A ce niveau, nous avons obtenu une baisse d'environ 30% de la masse CO₂ équivalent par rapport à la « gestion classique ». Cette baisse se justifie par une sollicitation plus faible de la micro-turbine à gaz dans le mix énergétique.

Mots-clés : Micro-réseau, puissances active/réactive, facture énergétique, émission CO₂, modélisation technico-économique, optimisation non linéaire, contraintes, algorithme de Bellman.

Abstract

This thesis deals with the management of active and reactive power flows in a microgrid. The network microgrid studied consists of a photovoltaic generator, a storage system, a gas micro-turbine, all connected to the main grid. The objective is twofold: on the one hand, to minimize the energy bill for the benefit of consumers, and on the other hand, to reduce CO₂ emissions. To achieve these objectives, we have focused in our work on the development of optimal management strategies for the flow of active and reactive power in the microgrid.

To develop these strategies, we first carried out the technical and economic modeling of the different sources present in the micro-grid. This modeling was done on the basis of long-term planning (Off-Line). The latter requires each of the distributed sources to follow an optimal active/reactive power profile established the day before for the following day (D-1).

Each profile consists of a set of active/reactive power setpoints to be applied to the source converter via local control loops. These instructions are drawn up according to weather forecasts, forecasts of consumption, the state of charge and the state of health of the batteries, as well as the electricity rates in force. A set of relevant constraints has thus been fixed for each source, according to its intrinsic characteristics.

The model and the constraints of the system being posed, a strategy of optimal management of the active power in our microgrid was then elaborated. This strategy, based on Bellman's algorithm, has demonstrated its effectiveness compared to restricted management based on pre-established rules. Bellman's algorithm, recognized for its efficiency in solving nonlinear optimization problems, has made it possible to integrate simultaneously in a single approach, all the constraints of the system. The simulations carried out showed a saving of around 19% on the energy bill compared to restricted management and a reduction close to 40 kg in the CO₂ equivalent mass. The second optimal management strategy developed within the framework of this thesis, simultaneously takes into account the active power and the reactive power in the management of the power flow. Indeed, taking into account the flow of reactive energy in the microgrid is one of the major contributions of our study. The developed approach was also designed on the Bellman algorithm. The simulations carried out produced very interesting results. Indeed, the comparison between the "optimal management" proposed and "conventional management", based solely on active power, resulted in a gain of around 22% on the energy bill. As for the flow of reactive power, it is distributed between the different sources in "optimal management" whereas it is fully allocated to the main grid in "conventional management". Another relevant result noted is the significant impact of our strategy on CO₂ emissions. At this level, we have obtained a reduction of around 30% of the CO₂ equivalent mass compared to "classic management". This reduction is justified by a lower use of the micro-gas turbine in the energy mix.

Keywords : Microgrid, active/reactive powers, energy bill, CO₂ emissions, technical-economic modelling, non-linear optimization, constraints, Bellman's algorithm.

Table des matières

Avant-Propos.....	II
Remerciements.....	III
Résumé.....	IV
Abstract.....	V
Introduction générale.....	1
1. Directions de recherche.....	2
2. Méthodologie et techniques de travail.....	3
3. Structure du mémoire de thèse.....	4
Chapitre 1: État de l'art des systèmes hybrides intelligents et de la gestion d'énergie.....	5
1.1 Introduction.....	6
1.2 Concept Smart Grid.....	7
1.2.1 Description des Smart Grid.....	7
1.2.2 Emergence des Smart Grids.....	8
1.2.3 Ressources renouvelables.....	9
1.2.4 Ressources énergétiques distribuées.....	10
1.2.5 Générateurs distribués.....	12
1.2.6 Charges.....	12
1.3 Problèmes de gestion d'énergie.....	12
1.3.1 Description du problème.....	12
1.3.2 Gestion des flux de puissance active.....	14
1.3.3 Gestion des flux de puissance Active/Réactive.....	17
1.3.4 Compensation de la puissance réactive.....	17
1.4 Outils de gestion utilisés.....	18
1.4.1 Stratégies et algorithme de gestion.....	18
1.4.2 Résolution des problèmes OPF.....	19
1.5 Conclusion.....	20
Chapitre 2 : Modélisation technico-économique du micro-réseau.....	21
2.1 Introduction.....	22
2.2 Structure et description des systèmes.....	22
2.2.1 Système micro-réseau.....	22
2.2.2 Système de gestion proposée (EMS).....	23

2.3	Modélisation du micro-réseau	24
2.3.1	<i>Système photovoltaïque</i>	25
2.3.2	<i>Système de stockage d'énergie (SS)</i>	26
2.3.3	<i>Micro-turbine à gaz</i>	31
2.3.4	<i>Réseau principal</i>	36
2.4	Conclusion	37
Chapitre 3 : Gestion optimale du flux de puissance active		38
3.1	Introduction	39
3.2	Position du problème de gestion	40
3.3	Description de la gestion restreinte de flux d'énergie	42
3.3.1	<i>Gestion restreinte du flux d'énergie</i>	42
3.3.2	<i>Reformulation de la stratégie de gestion</i>	43
3.4	Processus du mode de gestion proposé : Programmation dynamique et algorithme de Bellman	47
3.4.1	<i>Stratégie de gestion</i>	47
3.4.2	<i>Processus de la gestion d'énergie</i>	48
3.5	Protocole de simulation	52
3.6	Conclusion	56
Chapitre 4 : Gestion optimale des flux de puissance active / réactive dans un micro-réseau intelligent intégrant le générateur PV		57
4.1	Introduction	58
4.2	Problématique	59
4.3	Gestion des flux de puissance active et réactive	60
4.4	Développement d'algorithmes d'optimisation	62
4.5	Description de la stratégie de gestion	64
4.6	Environnement et protocole de simulation	66
4.6.1	<i>Protocole de simulation</i>	66
4.6.2	<i>Résultats de la simulation et interprétations</i>	69
4.7	Hydrogène alternative possible pour la micro-turbine à gaz	83
4.8	Conclusion	84
Conclusion générale et perspectives		86

Liste des figures

Figure 1-1 Concept du Smart Grid [11]	7
Figure 1-2 Schéma général d'un Micro-réseau	10
Figure 1-3 Planification à long terme	13
Figure 1-4 Système de gestion d'énergie	14
Figure 1-5 Quelques techniques utilisées pour la planification des ressources dans un micro-réseau	18
Figure 2-1 Architecture du micro-réseau considéré	23
Figure 2-2 Schéma de routage des signaux du système de gestion d'énergie	24
Figure 2-3 Diagramme de capacité du système PV	26
Figure 2-4 Comparaison des différentes technologies de batteries en termes de densité d'énergie massique et volumique	27
Figure 2-5 Services du stockage par batterie	28
Figure 2-6 Diagramme de capacité du système de stockage (ESS)	29
Figure 2-7 Structure d'une turbine à gaz (Source : Siemens)	31
Figure 2-8 Cogénération d'une turbine à gaz	31
Figure 2-9 Micro-turbine 30 kW – Capstone	32
Figure 2-10 Courbe de rendement de la micro-turbine à gaz	32
Figure 2-11 Diagramme PQ de la turbine à gaz (PMSG)	33
Figure 2-12 Facteurs d'émission des gaz NOx et CO	35
Figure 2-13 Diagramme PQ de la turbine décrivant le coût d'opportunité	36
Figure 2-14 Tarifs d'électricité en fonction des postes horaires	37
Figure 3-1 Flux de puissance active dans le micro-réseau	42
Figure 3-2 Organigramme de l'algorithme de contrôle des puissances	44
Figure 3-3 Organigramme de graphe des états de décision (GT + PG)	46
Figure 3-4 Algorithme de Bellman/ Graphe de Bellman	47
Figure 3-5 Graphe de Bellman	49
Figure 3-6 Organigramme de l'algorithme Bellman développé pour le contrôle de la gestion des flux d'énergie	50
Figure 3-7 Organigramme de la répartition de la puissance résiduelle entre la micro-turbine à gaz et le réseau principal	51
Figure 3-8 Profil de consommation électrique	53
Figure 3-9 Irradiation globale au cours de la journée considérée	53
Figure 3-10 Estimation correspondante de la puissance photovoltaïque	53
Figure 3-11 Gestion optimale de la puissance active	54
Figure 3-12 Etat de charge du système de stockage	54
Figure 3-13 Référence de puissance de la micro turbine à gaz dans p.u (Pnom = 30KW)	55
Figure 3-14 Émission équivalente de CO2 émise par la micro turbine à gaz	55
Figure 3-15 Coût total du micro-réseau	55
Figure 4-1 Transite de puissance dans le micro-réseau	59
Figure 4-2 Architecture du micro-réseau et système de gestion	60
Figure 4-3 Schéma fonctionnel du système de management d'énergie	61
Figure 4-4 Graphe de résolution utilisant la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman	63
Figure 4-5 Stratégie globale de la gestion proposée	65
Figure 4-6 Profil d'ensoleillement	67
Figure 4-7 Profil de la charge active	67
Figure 4-8 Profil de la charge réactive sur un jour (24 heures)	68
Figure 4-9 Puissance active à la sortie MPPT de la source photovoltaïque	69
Figure 4-10 Plan de répartition de la puissance active (« gestion classique »)	69
Figure 4-11 Plan de répartition de la puissance réactive (« gestion classique »)	70
Figure 4-12 Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance active (gestion classique)	71
Figure 4-13 Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion classique »)	72
Figure 4-14 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion classique »)	72
Figure 4-15 Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion classique »)	73
Figure 4-16 Plan de répartition de la puissance active (« gestion optimale »)	74

Figure 4-17 Plan de répartition de la puissance réactive (« gestion optimale »).....	75
Figure 4-18 Contribution de la micro turbine à gaz dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)	76
Figure 4-19 Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion optimale »).....	77
Figure 4-20 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)..	77
Figure 4-21 Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)	78
Figure 4-22 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance réactive (« gestion optimale)..	79
Figure 4-23 Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance réactive (« gestion optimale »)	79
Figure 4-24 Mixte énergétique réactif obtenu par les deux stratégies de gestion	81
Figure 4-25 Profil SOC obtenu par les deux stratégies de gestion	82
Figure 4-26 Courbes comparatives de la masse CO ₂ équivalent de la Micro-turbine à gaz.....	83

Liste des Tableaux

Tableau 1-1 Classification de certaines sources intégrées dans un micro-réseau	11
Tableau 3-1 Différents états de fonctionnement des sources hybrides	43
Tableau 3-2 Paramètres de simulation du micro-réseau.....	52
Tableau 3-3 Prix de vente et d'achat de l'électricité du réseau électrique principal	52
Tableau 4-1 Paramètres de simulation	68
Tableau 4-2 Participation des sources d'énergie à la charge active (gestion classique)	70
Tableau 4-3 Participation des sources d'énergie à la charge active (gestion optimale)	74
Tableau 4-4 Participation des sources d'énergie à la charge réactive (gestion optimale).....	75
Tableau 4-5 Facture énergétique des deux stratégies de gestion.....	80
Tableau 4-6 Participation des différentes sources au mix de la puissance réactive	81

Liste des Abréviations

Abréviation	Description
MGT	Micro-Gaz Turbine
FIT	Feed-in Tariff
PV	Photovoltaïque
WT	Wind Turbine
BAT	Battery
SOC	State of charge
REs	Renewable Energies
DGs	Distributed Generators
MG	Microgrid
EU	Engagement Unitaire
RE	Répartition Economique
DER	Distributed Energy Resources
EMS	Energy Management System
ESS	Energy Storage System
<i>OF</i>	Objective function
<i>SOH</i>	State of healthy

Nomenclature

Abréviation	Description
P_{PG}	Power from the utility grid
P_{GT}	Power from Gaz Turbine
P_{ESS}	Power from Energy Storage System
P_D	Power Demand
Q_{pv}	Reactive Power from photovoltaic generator
Q_D	Reactive Power Demand
Q_{ESS}	Reactive Power from Energy Storage System
Q_{GT}	Reactive Power from Gaz Turbine
Q_{PG}	Reactive Power from the utility grid
V_{ESS}	Energy Storage System Voltage
I_{ESS}	Energy Storage System Current
μ_{cv_ESS}	Bidirectional Power Electronics converter
G_{inc}	Global Incident
T_{amb}	Temperature (C)
C_{ESS}	The cost of Battery Wear
$C_p(t)$	Production Cost
$C_{ESS}(t)$	Energy Storage System Cost
P_{pv}	Power output of a photovoltaic generator

Introduction générale

L'électricité est devenue un produit vital de nos jours. Presque tous les systèmes autour de nous dépendent de l'électricité, entre autres les systèmes d'éclairage, de chauffage, de refroidissement, les systèmes d'eau, ceux de communication et de transport... Plus de quinze pour cent de l'énergie consommée dans le monde est de nature électrique. Au cours des trois dernières décennies, la consommation mondiale d'électricité a presque triplé en raison de la croissance économique et du développement industriel (*Bilan Statistique de l'Energie Mondiale BP, 2014*).

L'impact vital de l'électricité sur nos vies quotidiennes est particulièrement remarqué lors des interruptions de l'approvisionnement en électricité. De plus, des pannes de courant, incontrôlées peuvent entraîner des menaces sociétales et économiques élevées. Il existe des exemples notables de coupures survenues au cours de la dernière décennie dans le monde et leurs impacts en matière de nombre de personnes affectées : en septembre 2003, une panne d'électricité a touché toute l'Italie (sauf deux de ses îles) pendant douze heures ; dans la même année la panne d'électricité dans le nord-est des États-Unis et le sud-est de Canada a laissé quarante millions de personnes dans le noir. En septembre 2005 la panne à Java-Bali, en Indonésie, a touché plus de cent millions de personnes ; tandis qu'en novembre 2009, la panne d'électricité au Brésil et au Paraguay a touché environ quatre-vingt-dix millions de personnes (*"Brazil insists short circuit, bad weather caused blackout"*).

Traditionnellement, l'électricité est générée par de grandes centrales électriques en transformant l'énergie primaire en énergie électrique. La source de cette énergie primaire peut être le charbon, le fuel, le gaz naturel, l'hydraulique ou la fission nucléaire. Outre ces sources utilisées dans les systèmes électriques depuis des décennies, s'ajoutent les sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne, le solaire, la biomasse et la micro-hydraulique qui sont de plus en plus utilisées dans les systèmes électriques modernes. Chacune des technologies mentionnées ci-dessus présente un certain nombre d'avantages et d'inconvénients économiques, techniques et sociétaux. D'une part, les technologies fossiles et nucléaires ont l'inconvénient d'utiliser des ressources limitées avec une répartition inégale des ressources énergétiques entre les régions. En effet, ceci peut engendrer des conflits politiques entre régions. Parmi les conséquences également la pollution ; comme l'émission de gaz à effet de serre ou de déchets nucléaires. D'un autre côté, elles représentent des techniques abordables, fiables et bien contrôlables pour l'approvisionnement en électricité à grande échelle.

Cependant, la dépendance aux énergies fossiles a créé des risques pour la sécurité énergétique car ces ressources ne sont pas durables et seront éventuellement épuisées. Même si les coûts de l'électricité produite à partir de fossiles sont bas comparés à d'autres options, la conversion de ces ressources en électricité pose de gros problèmes comme indiqué.

Cette électricité étant générée à un seul endroit, des lignes de transport sont nécessaires pour la transporter dans des zones isolées et éloignées. Cependant, il existe toujours un grand nombre de communautés rurales dans le monde qui ne sont pas électrifiées via le réseau en raison du coût très élevé. Ces zones rurales sont généralement électrifiées par des générateurs diesel autonomes (DG) qui émettent également des polluants dans l'environnement.

La hausse mondiale des prix du fuel ainsi que les coûts élevés de transport et de distribution dans ces zones isolées rendent le coût de l'énergie produite par les générateurs diesel très élevé.

Il existe un besoin pour des sources d'énergie plus durables, qui puissent être meilleur marché, plus fiables et avec des impacts négatifs très faibles ou nuls sur l'environnement. Pour une production d'énergie durable, les énergies renouvelables sont les options d'approvisionnement les plus établies et les plus utilisables. En plus d'être renouvelables et durables, chaque source d'énergie renouvelable a ses caractéristiques et avantages spécifiques qui la rendent bien adaptée à des applications et des lieux spécifiques.

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) et les éoliennes (WT) sont bien établis et constituent actuellement les sources d'énergie renouvelables les plus utilisées pour la production d'électricité dans les applications rurales à grande et petite échelle. Néanmoins, elles représentent des inconvénients économiques et techniques. En particulier, elles sont toujours plus chères que la production conventionnelle et elles sont moins contrôlables depuis leur énergie primaire.

Une production d'électricité durable et fiable est nécessaire. Cette production doit prendre en compte les contraintes sociétales, économiques et techniques. Parmi ces contraintes techniques, il est à relever que l'électricité n'a pas de substitut et nécessite un équilibre quasi parfait entre la production et la demande. Cet équilibre demande une bonne gestion du système électrique. Ce problème constitue un des points focaux que nous aborderons dans cette thèse.

1. Directions de recherche

En général, le problème de la production d'électricité repose sur trois niveaux de décisions selon l'horizon de planification (long, moyen et court terme). Le premier niveau comprend les décisions à long terme (années) et porte sur la capacité de production, le type et le nombre de générateurs d'énergie (unités) à posséder. À moyen terme (jours à mois), il faut décider comment planifier les unités existantes sur l'horizon considéré. Et enfin, à court terme (quelques heures), l'objectif est de déterminer efficacement la quantité d'énergie que chaque unité engagée doit produire pour répondre à la demande d'électricité en temps réel. En général, le problème à long terme est identifié comme le problème d'expansion de la puissance, le problème à moyen terme est identifié comme le problème d'Engagement Unitaire (EU), et le problème à court terme est appelé le problème de Répartition Economique (RE) ou d'allocation de générateur.

Notons que les problèmes à moyen terme peuvent se rapporter à l'ordonnancement de la maintenance, lorsque l'horizon temporel est d'environ un an. Dans ce cas, les problèmes à court terme se rapportent à la fois à l'EU et à l'RE, et leur horizon temporel est compris entre quelques semaines et quelques heures.

L'un des principaux défis du fonctionnement des systèmes d'énergie est le stockage en quantités significatives en termes économiques. De plus, l'énergie électrique doit être consommée au moment où elle est générée. Pour une alimentation fiable, il est donc essentiel de maintenir l'équilibre entre la demande (charge totale du système, y compris les pertes de ligne de transport et de distribution) et la production. Il est en principe possible de maintenir l'équilibre énergétique en ajustant à la fois la production et la demande, mais historiquement, les unités de production centrales ont toujours été utilisées pour suivre la demande à tout moment.

Le fonctionnement des systèmes de production dépend donc fortement de la capacité des générateurs pour équilibrer la charge. En réalité, on peut dire que tout système d'énergie électrique n'est jamais à son équilibre idéal production-demande. Cela se produit tout d'abord en raison de la

nature stochastique de la demande, due à des défaillances imprévues de l'équipement ou à la production d'électricité stochastique.

La planification des unités de production est nécessaire en fonction des prévisions de charge et des caractéristiques économiques et techniques des unités de production disponibles. Ceci implique le calcul de la sélection optimale des unités pour la production d'électricité et le chargement optimal des générateurs sélectionnés pour les subdivisions de temps de la durée d'engagement initial.

Dans la planification et l'exploitation des systèmes électriques, la Répartition Economique (RE), est l'un des problèmes d'optimisation les plus importants. En pratique et en raison de la diversité de la production d'énergie, les centrales ont des coûts de combustible et d'exploitation différents. En outre, elles ne sont pas situées à la même distance électrique du centre des charges et ne sont pas toutes dans des conditions normales de fonctionnement et de pertes de transmission. Ainsi, il existe de nombreuses options pour la génération d'ordonnancement et il est largement reconnu qu'un calendrier approprié des unités de production disponibles peut conduire à des économies significatives par an (milliards de dollars/euros pour les grandes entreprises de services publics) en coûts de production (*A report to congress pursuant to section 1234 of the energy policy act of 2005, U. S. Department of Energy*).

La production d'énergie solaire soulève des défis techniques et économiques, en particulier dans les systèmes d'énergie avec des flexibilités limitées. Ces flexibilités concernent les interconnexions avec d'autres systèmes électriques, l'existence de centrales hydroélectriques et / ou d'unités de production combinée de chaleur et d'électricité dans le mix de production et la présence de consommateurs flexibles (consommateurs qui peuvent réduire ou augmenter leur charge en fonction des besoins du répartiteur du système d'alimentation).

2. Méthodologie et techniques de travail

Cette thèse traite de la répartition optimale de l'énergie produite dans un micro réseau. Le micro réseau considéré est constitué d'une source photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une micro turbine à gaz connectés au réseau principal. Elle vise en premier lieu, à effectuer une revue complète et récente des différentes approches de résolution mise en œuvre dans la répartition de l'énergie dans les micro-réseaux. L'objectif est d'identifier l'approche idoine permettant une répartition optimale de l'énergie, et cela en tenant en compte l'ensemble des contraintes du système et le caractère non linéaire de la fonction objectif. Différentes approches ont été comparées (méthodes exactes, métaheuristiques, etc.) en mettant en exergue leurs forces et leurs faiblesses.

En second lieu, une modélisation technico-économique des différentes sources d'énergie est effectuée. Le but visé est de poser les fonctions coût des différentes sources d'énergie et les contraintes qui s'y rapportent, en précisant les conditions de leurs utilisations dans notre micro-réseau.

Une comparaison entre une gestion restreinte et une gestion optimale est conduite en troisième lieu en prenant en compte uniquement la puissance active. La gestion restreinte consiste à poser préalablement les conditions de sollicitation des différentes sources présentes dans le micro-réseau, pour répondre à la consommation. La gestion optimale quant à elle, fait appel à l'algorithme de Bellman et permet une prise en compte simultanément des différentes sources dans la recherche d'une solution optimale. Le choix de l'algorithme de Bellman est largement étayé à l'issue de l'état de l'art.

En quatrième et dernier lieu, nous prenons en compte simultanément la puissance active et réactive présente dans le réseau. En effet, la plupart des travaux ne prennent pas en compte la puissance réactive présente dans le réseau ou propose une approche séquentielle consistant à répartir la puissance active et ensuite la puissance réactive. Pour prendre en compte de façon concomitante ces deux puissances, une approche spécifique d'optimisation basée sur l'algorithme de Bellman a été développée.

A noter que le volet dimensionnement du micro-réseau est hors du périmètre de cette thèse. En effet, nous ne traiterons pas du choix des caractéristiques techniques des différentes sources de notre micro-réseau.

3. Structure du mémoire de thèse

Le mémoire de thèse est organisé de la façon suivante :

Le chapitre 1 présente l'état de l'art des systèmes hybrides intelligents et la gestion d'énergie. Cet état de l'art traite du concept de smart grid (description, émergence, ressources renouvelables, ...). Il aborde également les problématiques liées à la gestion de l'énergie dans les smart grid. Ces problématiques sont en premier lieu décrites de façon générale avant une étude spécifique sur la gestion des flux de puissances actives et réactives. En second et dernier lieu les outils de gestion sont présentés.

Le chapitre 2 se focalise sur la modélisation technico-économique des différentes sources de notre micro-réseau. Les différentes contraintes inhérentes à chaque source sont présentées, analysées et commentées dans ce chapitre.

Le chapitre 3 synthétise les travaux réalisés sur la gestion optimale de la puissance active. L'algorithme de gestion développé sur la base de l'algorithme de Bellman est simulé en comparaison avec la gestion restreinte. Les résultats des simulations effectuées sont présentés et interprétés dans la dernière section du chapitre.

Enfin le chapitre 4 se focalise sur la gestion optimale des flux de puissance active / réactive dans un micro-réseau intelligent intégrant un générateur photovoltaïque. Une étude comparative est conduite dans ce chapitre entre une gestion optimale de la puissance active/réactive et une gestion conventionnelle.

Chapitre 1 : État de l'art des systèmes hybrides intelligents et de la gestion d'énergie

Chapitre 1 : État de l'art des systèmes hybrides intelligents et de la gestion d'énergie

1.1 Introduction

Un système d'énergie hybride est une combinaison de différentes sources d'énergies renouvelables et non renouvelables, de systèmes de stockage utilisés pour répondre aux besoins de la charge. Étant donné que la production électrique de chaque source renouvelable fluctue avec la variation des conditions climatiques au cours du temps, l'un des principaux défis des systèmes hybrides est de répondre à la demande de la charge. Ceci doit se faire en contrôlant de manière optimale chaque source d'énergie, système de stockage et de sauvegarde. Le fonctionnement optimal se base sur la minimisation des coûts de production et des émissions des gaz à effets de serre tout en répondant de manière efficace et fiable aux besoins de la demande d'énergie. La recherche et le développement des outils d'optimisation des systèmes hybrides se concentrent principalement sur les aspects dimensionnement et gestion.

Un réseau intelligent, également appelé réseau électrique intelligent, futur réseau, inter-réseau ou intra-réseau, est une amélioration du réseau électrique du XXI^e siècle.

Les réseaux électriques traditionnels sont généralement utilisés pour transporter l'énergie de quelques générateurs centraux à un grand nombre d'utilisateurs ou de clients. En revanche, le réseau intelligent est un réseau électrique qui utilise des informations et une technologie de communication bidirectionnelle et cyber-sécurisée pour collecter et agir sur des informations, telles que les comportements des fournisseurs et des consommateurs. Cette action se fait de manière automatisée pour améliorer l'efficacité, la fiabilité, l'économie et la durabilité de la production et de la distribution d'électricité.

En tant qu'industrie émergente à l'échelle mondiale, les réseaux intelligents comprennent de nombreuses technologies nouvelles sources de progrès et de développement des réseaux électriques. Les technologies de l'information, de la commande à distance et de l'automatisation par ordinateur ont rendu possible le développement des systèmes et des technologies du réseau intelligent. Ce développement se traduit par la communication entre les différents systèmes.

Ils commencent à être utilisés dans les réseaux électriques, depuis les centrales électriques et les parcs éoliens jusqu'aux consommateurs d'électricité dans les foyers et les entreprises. Ils présentent de nombreux avantages pour les services publics et les consommateurs, principalement marqués par l'efficacité énergétique et soucieux de réduire leur empreinte carbone.

Le réseau électrique modernisé permet d'envoyer l'électricité des fournisseurs aux consommateurs en utilisant la technologie numérique pour économiser l'énergie et, de réduire les coûts et augmenter la transparence. Ce système intelligent est promu par de nombreux gouvernements comme un des moyens de résoudre les problèmes d'indépendance énergétique et de contribuer ainsi à la sobriété énergétique.

L'objectif du présent chapitre est de présenter un état de l'art du concept des Smart Grids, les techniques d'optimisation et de contrôle du fonctionnement optimal des systèmes hybrides. Il identifie également les différents défis rencontrés ainsi que les développements futurs pouvant contribuer à l'optimisation du fonctionnement des systèmes hybrides.

1.2 Concept Smart Grid

1.2.1 Description des Smart Grid

L'architecture du réseau électrique n'a pas changé depuis sa création au début du XX^{ème} siècle. A cette époque, une architecture centralisée était mise en œuvre : l'électricité étant produite dans des centrales électriques de puissance élevée, transportée entre les régions par des réseaux HT (Haute Tension) et distribuée aux consommateurs par des réseaux BT (Basse Tension). Cette architecture centralisée était celle qui répondait le mieux aux contraintes de l'époque ; elle garantissait aussi un développement rapide du réseau et une bonne qualité de service [1]. Ainsi, la plupart des pays disposaient d'un réseau électrique plutôt centralisé et verticalement intégré. Cependant, depuis ces dernières années, ce réseau connaît une véritable transition vers une architecture décentralisée qui déploie essentiellement des sources distribuées d'énergie renouvelables (éoliennes, panneaux solaires, ...) à côté d'autres conventionnelles (DG : Distributed Generation) [1]. Cette transition est le résultat d'une forte croissance de l'intégration des DGs dans le mix énergétique (vers une indépendance énergétique locale), du développement des NTIC accompagné d'une large libéralisation du marché de l'électricité [1]. Ainsi une vision d'un réseau électrique moderne communément appelé réseau intelligent « Smart Grid» (SG en anglais) est en train de prendre forme dans plusieurs pays [1] (voir Figure 1.1). Ceci constitue une solution prometteuse pour répondre à la demande croissante en énergie électrique tout en préservant la qualité de l'environnement [1].

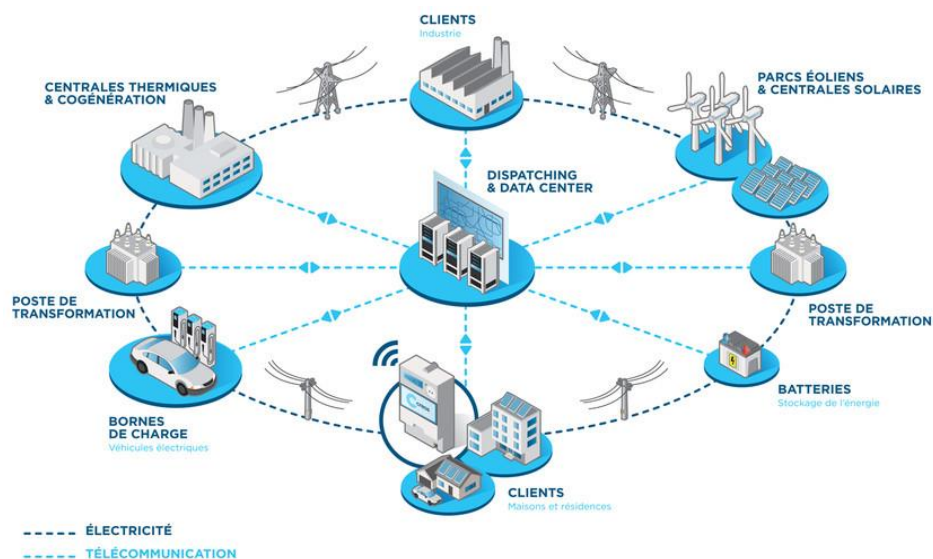


Figure 1-1 Concept du Smart Grid [11]

Les Smart Grids révolutionnent les services conventionnels fournis par les réseaux électriques actuels grâce à l'utilisation des technologies de l'information [2], [3].

En outre, une utilisation maximale des technologies de l'information est effectuée dans les réseaux intelligents pour atteindre l'efficacité et la fiabilité du système [4]. Les réseaux intelligents comprennent des services publics de production et de transmission d'électricité en plus d'appareils, de compteurs, de dispositifs de détection et de passerelles d'information qui fonctionnent en temps quasi réel [5].

Le réseau intelligent (SG) n'est pas seulement un ensemble de compteurs d'énergie intelligents impliqués dans la production d'électricité, mais c'est un groupe de diverses technologies et outils qui permettent l'intégration, l'interaction et le contrôle de tous les éléments du service public au

consommateur pour un flux fluide de puissance.

Le SG permet également une surveillance en temps réel du système électrique grâce à la visualisation de toutes les informations nécessaires, puis agit en conséquence pour son bon fonctionnement, par exemple, l'équilibrage immédiat de la demande et de l'offre, un flux d'électricité bidirectionnel, etc. [2] [4].

Les réseaux intelligents sont composés d'une source de production distribuée (DG), (solaire, éolienne et combustible fossile, etc.) de charges multiples (des bâtiments, des maisons, des industries), ainsi qu'un centre de données qui peut gérer l'ensemble du réseau électrique. L'infrastructure doit satisfaire aux exigences de sécurité, de confidentialité, de durabilité et de fiabilité du système [5]. L'architecture générique d'un réseau intelligent est illustrée sur la figure 1.1. Le SG peut être défini comme un système capable de suivre, de réguler et de protéger efficacement les systèmes de production, de transmission et de distribution d'électricité. De cette manière, il contribue à la gestion de l'énergie en observant et en équilibrant la courbe d'offre et de demande. Ce qui est très important car le plus souvent, la capacité de production d'électricité ne répond pas à la demande d'électricité du consommateur. En outre, certains comportements frauduleux et la gestion chaotique des données des clients contribuent également à des dommages importants entraînant des factures plus élevées pour les utilisateurs finaux [6], [7].

Le SG a besoin d'informations réelles et fiables sur la consommation d'énergie pour effectuer la gestion de la demande (DSM).

Les SM (Systèmes de Management) des SG facilitent l'intégration des consommateurs dans le réseau en offrant une communication bidirectionnelle [8, 9, 10]. Cela garantit un système de livraison efficace pour les services publics et plus de qualité pour les utilisateurs finaux. Comme l'équilibre de l'offre et de la demande nécessite un échange d'informations en temps réel, des technologies modernes et efficaces doivent être adoptées pour faciliter l'intégration des systèmes et permettre une prise de décision efficace [11].

1.2.2 Emergence des Smart Grids

Afin de continuer à favoriser l'intégration du renouvelable les réseaux doivent être gérés de manière plus réactive et respectueuse des contraintes d'équilibre. Ceci est à la base du concept de Smart Grid [12], défini par Electrical Power Research Institute comme « Un réseau intelligent est un réseau qui intègre les technologies de l'information et des communications dans tous les aspects de la production, de la distribution et de la consommation d'électricité afin de minimiser l'impact environnemental, d'améliorer la fiabilité et la qualité de service, de réduire les coûts » [13].

Le Smart Grid s'attache à décrire l'évolution du système électrique en regroupant des outils de comptage, de stockage de l'énergie, de conversion de puissance, des modèles de marché, le tout associé à des technologies de communication et d'échange de données [12]. Une couche informationnelle se superpose donc au réseau et il ne faut pas seulement envisager le vecteur électricité mais considérer une gestion globale de l'ensemble des réseaux comme pour le gaz ou l'eau par exemple [14].

Plusieurs travaux s'intéressent aux Smart Grids [12]. L'Institute for Energy and Transport tient à jour l'ensemble des projets en cours de développement ou des démonstrateurs déjà en fonctionnement sur le territoire européen et couvrant l'ensemble des problématiques du Smart Grid.

Le contrôle des flux d'énergie est au cœur de la gestion des Smart Grids. Une gestion des

consommations aux moyens de charges programmables ou délestables apparaît comme une solution efficace à la maîtrise des flux au travers du « Demand Side Management ». Le contrôle de la consommation n'est pas récent avec des mécanismes tels que l'enclenchement tarifaire pour les ballons d'eau chaude ou bien les possibilités d'Effacements Jours de Pointe [12, 15].

1.2.3 Ressources renouvelables

Traditionnellement, les centrales électriques produisent de l'électricité en utilisant des sources d'énergie conventionnelles, qui se composent principalement de charbon, de gaz naturel et de pétrole. Une fois qu'un gisement de ces carburants est épuisé, il ne peut pas être reconstitué. Ainsi, les énergies renouvelables font désormais l'objet d'une attention considérable. L'énergie renouvelable est l'énergie qui provient de ressources naturelles telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la biomasse, qui sont renouvelables. Les sources d'énergie renouvelables diffèrent des sources conventionnelles en ce que, généralement, elles ne peuvent pas être planifiées et sont souvent connectées au réseau de distribution d'électricité plutôt qu'au réseau de transport. La plupart des sources d'énergie renouvelables proviennent directement ou indirectement du soleil et du vent [15].

Afin d'augmenter la production d'électricité par les énergies renouvelables, il est nécessaire de déterminer et assurer le besoin apparent pour les consommateurs.

Des efforts considérables ont été déployés récemment pour mettre en œuvre des stratégies de production d'énergie. Ces méthodes d'optimisation ont été développées à cette fin. Entre autres celle de Leonid Kantorovich qui a utilisé la méthode de programmation linéaire en 1939. Cette dernière est largement utilisée pour l'optimisation des énergies renouvelables. Les travaux de la référence [15] ont développé un modèle d'optimisation basé sur la programmation linéaire pour les systèmes d'énergies hybrides. Les mêmes auteurs ont utilisé une minimisation du coût total du système avec la réduction de la capacité d'approvisionnement en électricité.

Les auteurs [16] ont formulé un problème de système hybride WT-PV-DG en tant que modèle de programmation linéaire avec deux objectifs : réduire au minimum le coût total et minimiser les émissions de CO_2 . Afin d'obtenir une configuration optimale d'une combinaison WT-PV-DG avec une batterie, [17] ont utilisé la programmation linéaire avec une application en Inde et en Colombie. Les résultats issus de ces deux travaux ([16], [17]) montrent que la combinaison est possible pour un système hybride. Dans [18] les auteurs ont utilisé une méthodologie basée sur la programmation linéaire pour le dimensionnement et la simulation d'un système hybride WT-PV-BAT pour obtenir un coût minimum.

Les auteurs [19] ont proposé un dimensionnement optimisé par un système hybride WT-PV-BAT à l'aide d'algorithme génétique répondant à deux objectifs principaux de minimisation des coûts annuels et des pertes d'approvisionnement.

Plusieurs travaux de recherche ont proposé des stratégies de planification énergétique. L'objectif de ces travaux est de présenter une nouvelle stratégie de production d'électricité pour répondre aux besoins des consommateurs. Le principe est d'utiliser l'énergie renouvelable comme une puissance nécessaire avec l'énergie conventionnelle pour minimiser le coût de production, dans le cadre du développement durable.

De nos jours, les systèmes de production électriques évoluent vers des ensembles de systèmes plus complexes en interaction à plusieurs niveaux, grâce au développement de nouvelles technologies et à des innovations dans les modèles et les politiques de gestion. De cette manière,

le système électrique est considéré comme un conglomérat de réseaux intelligents interconnectant les techniques matérielles, logicielles et de communication [20, 21]. En conséquence, les solutions distribuées font désormais partie intégrante du système électrique [22], améliorant ainsi l'efficacité énergétique [23], la production et la flexibilité du côté de la demande, tout en intégrant diverses énergies distribuées [24], comme des ressources tels que les systèmes d'énergies renouvelables (RES), les systèmes de stockage d'énergie (ESS), les véhicules électriques, les appareils intelligents [25]. Dans ce contexte [26], les systèmes autonomes distribués connus sous le nom de micro-réseau (Microgrids : MG) sont apparus comme un composant naturel du réseau intelligent afin de permettre le contrôle et la gestion d'énergie locale et améliorer le système de production avec des propriétés de résilience.

Les micro-réseaux (figure 1.2) ont été définis par [27] comme des réseaux basse tension et/ou moyenne tension équipés d'installations supplémentaires agrégeant et gérant de manière largement autonome leurs propres ressources en incluant les offres et les demandes dans le cas d'un îlotage. Basé sur la norme IEEE 1547.4, le système de ressources en îlotage distribuées (considéré comme une MG) remplit quatre conditions : (i) intégrer les ressources énergétiques distribuées (DER) et les charges, (ii) pouvoir être déconnecté (en parallèle) du secteur EPS (Electro Power Systems), (iii) contenir les EPS locaux et (iv) doivent être planifiés intentionnellement [28].

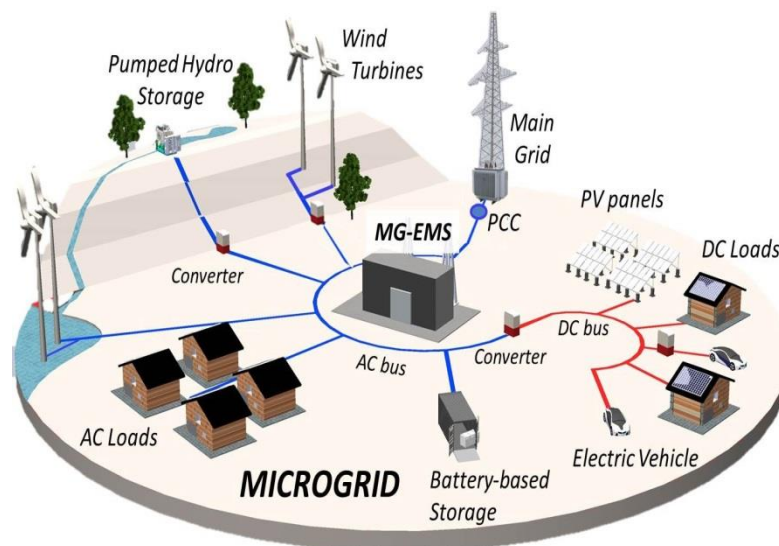


Figure 1-2 Schéma général d'un Micro-réseau

Par conséquent, un MG peut fonctionner en mode interconnecté relié au réseau principal au point de couplage commun (PCC) ou en mode isolé (autonome) quand il est déconnecté du réseau principal [29]. Ce système intègre divers composants [30, 31], notamment les consommateurs d'énergie (charges), les convertisseurs de puissance (PC), les DER tels que les générateurs distribués (DG), les générateurs conventionnels ou ESS, ainsi que les composants de réseau.

Un micro-réseau intègre diverses sortes de sources. Le tableau 1.1 résume les éléments décisifs dans l'élaboration de stratégies de contrôle et de gestion. La sélection peut être définie comme suit :

1.2.4 Ressources énergétiques distribuées

Les unités DER comprennent à la fois des unités de génération distribuée (DG) et des

systèmes de stockage d'énergie distribués (ESS) avec différentes capacités et caractéristiques [32]. En relation avec le contrôle, les stratégies d'exploitation des unités DER au sein du micro-réseau sont établies à base des fonctions requises et des scénarii opérationnels.

De cette manière, lorsque le micro-réseau est en mode connecté au réseau, ce dernier est chargé de la régulation de la tension et de la fréquence. A ce moment les DER peuvent fonctionner comme des unités de suivi du réseau. La stratégie de contrôle suivant le réseau est utilisée pour contrôler l'exportation de puissance de sortie du DER lorsqu'il n'est pas nécessaire de contrôler directement la tension et / ou la fréquence. Dans le cas d'un fonctionnement en îlotage du micro-réseau, au moins une unité DER doit fonctionner comme une unité de formation de réseau, régulant la tension et la fréquence du système [33].

Les objectifs de contrôle d'une unité DER sont également déterminés par la nature de ses interactions avec le système et les autres unités DER. Dans ce cas les mêmes auteurs ont présenté des stratégies non interactives et interactives sur le réseau. Une stratégie de réseau non interactif est constituée lorsque la puissance de sortie de l'unité est contrôlée indépendamment des autres unités ou charges. D'autre part, une stratégie de contrôle interactif au réseau est basée sur la spécification de points de consigne de puissance sous forme de commandes d'entrée.

À la lumière de ce qui précède, même lorsque le système de gestion de l'environnement doit prendre en compte tous les périphériques, seuls les DER peuvent suivre les commandes planifiées s'ils fonctionnent comme des unités suiveuses du réseau dans un mode interactif avec le réseau.

Tableau 1-1 Classification de certaines sources intégrées dans un micro-réseau

	Source	Types	Description	Exemples
Ressources énergétiques distribuées	Générateurs distribués (DG)	Non-renouvelables	Basé sur des ressources non renouvelables telles que le diesel, le gaz	Moteurs alternatifs, turbine à gaz, pile à combustible
		Renouvelables	Basé sur des ressources renouvelables telles que l'éolienne, le soleil et les vagues	Éoliennes, systèmes photovoltaïques, énergie océanique
	Système de stockage d'énergie	Applications à court terme	Fournir une puissance élevée pendant de courtes périodes	Supercondensateurs et Flyweels
		Applications à long terme	Assurer de l'énergie pendant de longues périodes	Batteries, [Pump Hydro, CAES]
Charges	Charge Non-contrôlable	Charge Critique	Alimentation fiable est requise	Hôpitaux, Installations militaires, Centres de données
	Charge Contrôlable	Charges non déplaçables	Fonctionne à des moments précis.	Résidentiel et quelques charges industrielles, éclairage
		Charges déplaçables	Peut être programmé à différentes périodes de la journée	Sèche-linge, lave-linge, lave-vaisselle

1.2.5 Générateurs distribués

Les générateurs distribués fournissent de l'énergie au micro-réseau en utilisant des sources renouvelables et non renouvelables. Le contrôle des flux de puissance de ces catégories a été typiquement associé à la capacité d'être déplaçable ou non [34,35,36]. La différence entre elles réside dans le fait que la puissance de sortie d'une unité DG distribuable peut être contrôlée de manière externe, via des points de consigne, tandis qu'une unité DG non distribuable est normalement contrôlée sur la base des conditions de fonctionnement optimales de sa source d'énergie principale [34].

Par conséquent, les RES sont généralement modélisés comme des charges négatives non contrôlables. Ainsi, certains auteurs considèrent ce type de sources comme des perturbations prédictives, en ce sens qu'elles alourdissent les objectifs de gestion de l'énergie [34] [37].

Récemment, certains chercheurs [38] ont proposé de réduire les énergies renouvelables disponibles en tant que mesure de contrôle supplémentaire permettant une plus grande flexibilité du système. Cette fonctionnalité n'a pas fait l'objet de nombreuses discussions dans la modélisation et la gestion de l'énergie dans les micros-réseaux. De plus, leur gestion implique des difficultés en raison de la variabilité des sources et, par conséquent, des erreurs inhérentes aux profils énergétiques prévisionnels qui seront utilisés dans la gestion.

1.2.6 Charges

Dans un micro-réseau, les charges électriques peuvent être critiques (également appelées sensibles) ou non critiques [39,40]. Les charges critiques nécessitent un niveau élevé de qualité d'alimentation et de fiabilité afin de fournir en continu l'énergie demandée. Ceci constitue le cas du travail de gestion considéré dans cette thèse. Les caractéristiques des charges devraient être prises en compte lors de la formulation du problème de la gestion. En effet, la gestion de la demande de ces charges à côté de la génération et le stockage constitue un défi qui permet une plus grande flexibilité de modes de fonctionnement et donne par conséquent de meilleurs résultats [40, 41].

1.3 Problèmes de gestion d'énergie

1.3.1 Description du problème

La production à base d'énergie renouvelable a toujours existé dans les réseaux de distribution, mais sa présence n'a jamais été d'une ampleur significative pour avoir un impact sur le fonctionnement du réseau. Aujourd'hui la situation commence à changer car la production d'électricité décentralisée augmente d'année en année par le développement des micro-réseaux aboutissant ainsi à des conséquences négatives pour les réseaux de distribution et pour les consommateurs (impact sur la tension et la fréquence du réseau, impact sur la qualité d'énergie fournie au consommateur, pertes dans les lignes, interruption des services, ...) [42]. Le caractère stochastique, parfois peu prévisible et surtout non-pilotable des générateurs à base d'énergies renouvelables renforce encore plus ces impacts. Les systèmes de réglage déjà en place ne sont plus suffisants, car leur fonctionnement n'est pas adapté pour faire face à la dynamique et aux besoins additionnels de puissance [42]. Afin de maintenir la stabilité des réseaux de distribution, les gestionnaires de ces derniers imposent souvent des contraintes techniques pour tout nouveau raccordement. Cela a pour conséquence de limiter le taux de pénétration de la production distribuée [42]. De ce fait, il est important de rechercher des solutions permettant de favoriser l'insertion des DGs, de réduire le coût de l'énergie produite tout en préservant l'environnement, la sûreté de

fonctionnement des systèmes électriques et la fourniture sans interruption d'électricité [42]. C'est dans ce contexte que s'inscrivent les différents travaux de cette thèse en proposant une nouvelle stratégie de gestion optimale des flux de puissance échangés au sein d'un micro-réseau.

En fait, pour le micro-réseau considéré tout au long des travaux de cette thèse, un système de gestion d'énergie est prévu. Ce système assure une gestion longue terme (Off-Line) des flux de puissance échangés au sein du micro-réseau en envisageant une planification combinée des flux de puissance active et réactive. Ceci consiste à établir la veille pour le lendemain (sur un horizon temporel de 24h), un plan de répartition optimal des puissances actives et réactives de chaque source d'énergie connectée au micro-réseau. A la différence des problèmes classiques de gestion découplée des flux de puissance active/réactive et qui se limitent à des compensateurs statiques du réactif [46-52], la planification prévue engage toutes les sources distribuées à répondre simultanément à la demande en puissance active et réactive des charges.

Comme illustré par la figure 1.3 et la figure 1.4, notre planification est conçue à partir des profils prévisionnels de la consommation des charges, de la production photovoltaïque et des tarifs d'électricité [49-50]. Les objectifs de cette planification sont : la réduction du coût total de l'énergie produite au sein du micro-réseau, l'augmentation de son efficacité énergétique et la diminution des émissions du CO₂ équivalent. Ceci peut être assuré par une valorisation de la production PV, par une réduction de l'appel de puissance du réseau principal, et surtout par une exploitation optimale à la fois du stockage et de la micro-turbine à gaz ; le tout en garantissant un fonctionnement stable du micro-réseau.

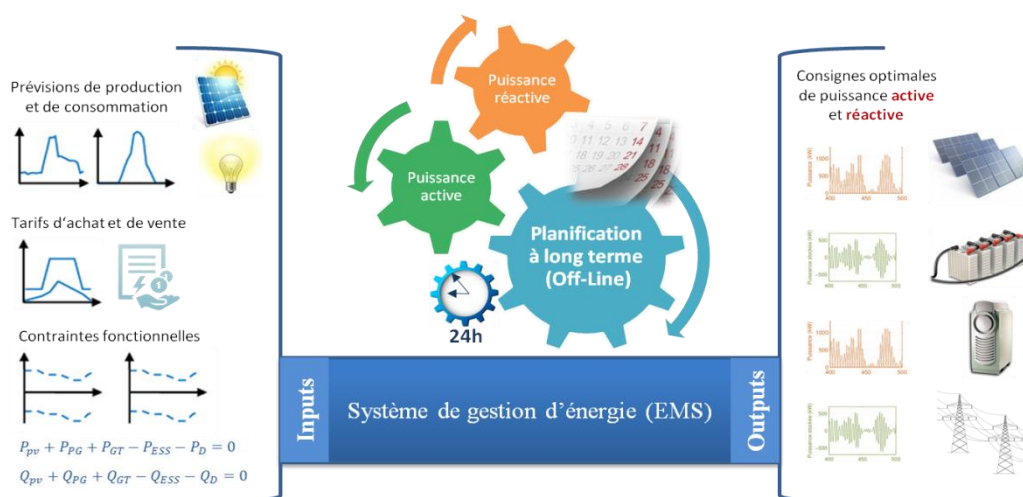


Figure 1-3 Planification à long terme

Par ailleurs, le suivi du profil puissance le jour J peut procéder quant à lui par une planification à court-terme de l'ordre de quelques minutes (« optimisation on-line ») corrigeant ainsi les écarts entre prévisions et réalisés [49]. Cette couche d'optimisation ne sera pas abordée dans cette thèse.

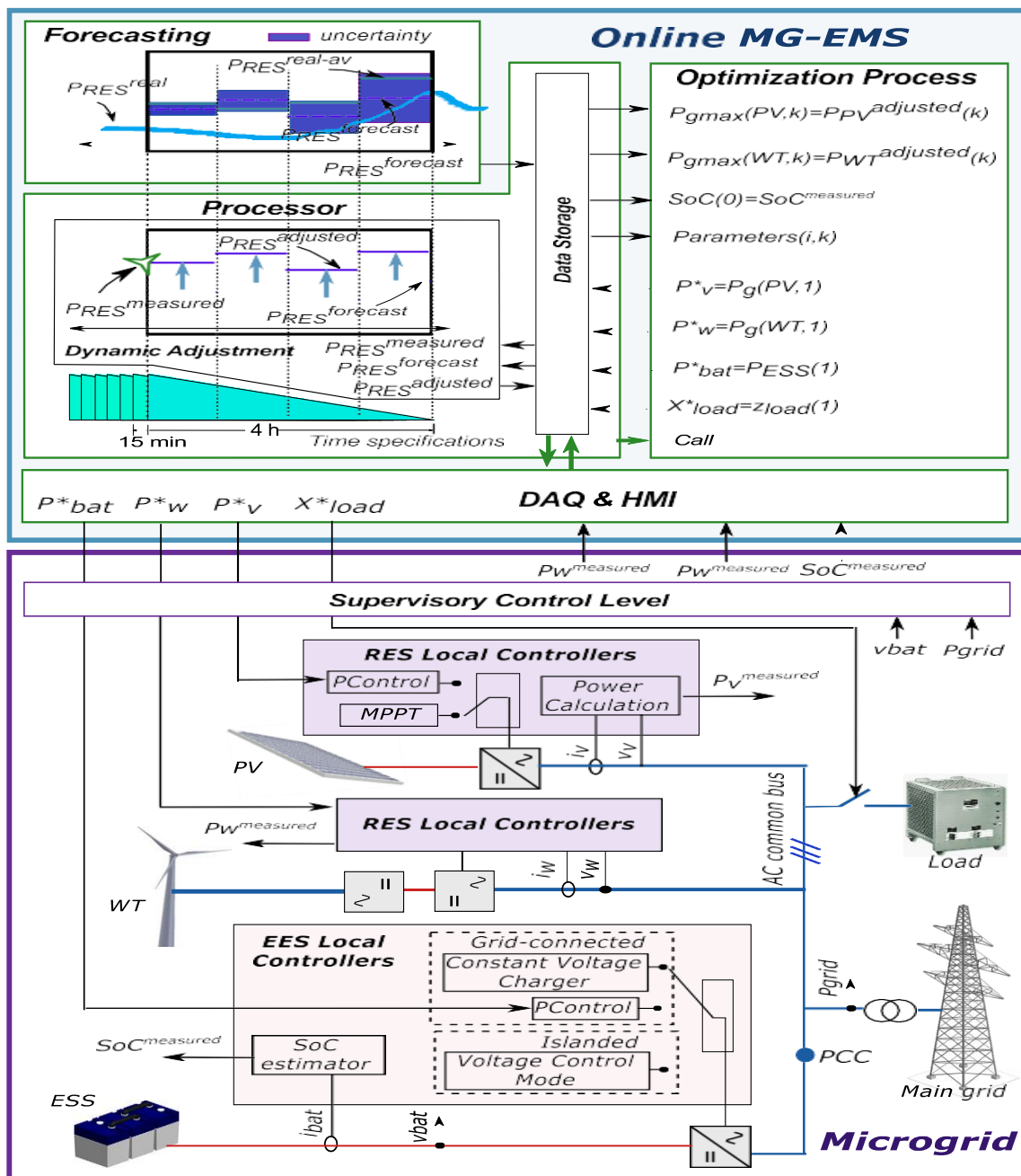


Figure 1-4 Système de gestion d'énergie

1.3.2 Gestion des flux de puissance active

Plusieurs modèles mathématiques ont été développés avec différents objectifs tels que l'optimisation des coûts de fonctionnement du système hybride, les émissions de CO_2 , la charge non remplie, la consommation de fuel, etc.

Cette section présente les principaux travaux réalisés par les auteurs qui ont tenté de développer des modèles mathématiques pour la planification de production de la puissance. Une triple conception multi-objectifs de systèmes hybrides isolés minimisant simultanément le coût total de l'installation, les émissions de CO_2 et la charge non satisfaite sont présentés par [41].

Une stratégie de gestion de l'énergie pour un système hybride est utilisée [53] pour optimiser le coût et satisfaire la demande. Pour assurer la demande, minimiser les coûts et préserver l'environnement, les systèmes de stockage d'énergie électrique (ESS) peut être utilisée avec de l'énergie renouvelable (*Report : Status of electrical energy storage systems*), [54]. De plus, les systèmes de ressources énergétiques distribués et les systèmes de stockage d'énergie (ESS) sont considérés comme une technologie essentielle [55, 56].

Pour générer de l'énergie dans une petite plage de quelques kW à quelques MW ; les DER sont installés au niveau de la distribution [57]. Pour compenser la puissance et fournir la puissance en cas de chute de tension instantanée pour un réseau d'énergie distribuée, l'ESS est considérée comme une solution clé [58, 59]. Dans [60], un MILP (Mixed Integer Linear Programming) est utilisé comme une méthode de contrôle pour l'exploitation du stockage d'énergie dans les micros réseaux connectés au réseau électrique.

Un algorithme génétique multi-objectif est proposé dans [61] pour un système hybride Batterie PV- WT pour satisfaire deux objectifs : la minimisation des coûts annualisés et la perte de la probabilité d'approvisionnement.

Le rôle de la répartition économique (ED) consiste à planifier les générateurs diesel en tenant compte des coûts d'optimisation et des restrictions du système [62]. En outre, la mise en œuvre des multiplicateurs de Lagrange peut être utilisée pour résoudre les problèmes d'acheminement économique (ED) des générateurs diesel [63]. Cependant, l'utilisation d'un ESS dans la répartition économique rend la résolution difficile pour sa dépendance temporelle [64]. Les problèmes d'ED sont résolus en utilisant une variété de techniques telles que la programmation dynamique [65] et la programmation linéaire [66, 67].

L'algorithme évolutif à objectifs multiples (MOEA) et un algorithme génétique (GA) ont été utilisés afin de trouver la meilleure combinaison de composants du système hybride et de stratégies de contrôle [68]. Ces travaux ont appliqué l'algorithme évolutif de Pareto à la conception à objectifs multiples de systèmes hybrides, dans le but de minimiser le coût du cycle de vie et la charge non satisfaite. Pour le dimensionnement optimal du système et le contrôle du fonctionnement, un MOEA et un GA ont été utilisés. Une nouvelle stratégie de contrôle a été développée et présentée dans cet article.

L'auteur de l'article [69] a présenté un modèle de système hybride intégré reposant sur un ensemble de technologies utilisant des énergies renouvelables et comprenant un électrolyseur, une centrale hydroélectrique, des stations de pompage, des éoliennes et une pile à combustible. Le modèle a été développé dans le but d'optimiser le contrôle du stockage de l'énergie tout en satisfaisant les besoins variables en électricité, en hydrogène et en eau, ainsi que la gestion opérationnelle en temps réel.

Les auteurs de l'article [70] ont analysé et conçu un modèle de programmation linéaire en séries temporelles de nombres entiers mixtes pour optimiser les coûts et le fonctionnement d'un système de production d'énergie hybride constitué d'un groupe de photovoltaïque, de biomasse, de biogaz, de microcentrales hydroélectriques, d'un parc de batteries et d'un générateur de combustible fossile, en fonction de la demande et des contraintes potentielles. Dans [71] est présenté le système d'aide à la décision structurelle qui peut être utilisé pour la gestion optimale de l'énergie à l'échelle locale grâce à l'intégration de différentes sources d'énergies renouvelables. Un système énergétique hybride connecté au réseau est développé dans ce travail.

En outre, un « framework » est présenté pour optimiser les différents moyens pour garantir la demande en énergie électrique et thermique du micro-réseau ainsi que la demande en eau. Ceci est appliqué avec une référence spécifique à la présence ou à l'absence d'un système

de stockage.

Les auteurs de l'article [72] ont examiné l'application des algorithmes génétiques dans l'optimisation des systèmes hybrides en fonction du dimensionnement des composants et de la stratégie opérationnelle.

Les algorithmes génétiques sont utilisés pour trouver la meilleure configuration permettant de réduire le coût du système. Des sélections aléatoires de la stratégie de dimensionnement et d'exploitation, ainsi qu'une analyse de sensibilité sont également effectuées pour optimiser le système dans différentes conditions.

Les auteurs de l'article [73] ont présenté les différentes stratégies de gestion de la production d'un système hybride autonome. Le système comprend trois systèmes de production d'énergie, des PV- WT et une pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC). Le PV et WT constituent la production principale du système et la pile à combustible est une source d'alimentation de secours. Par conséquent, un dispositif de stockage d'énergie est nécessaire pour assurer un approvisionnement en énergie continu. Dans ce système hybride proposé, des batteries ont été utilisées. L'état de charge (SOC), les courants de charge-décharge affectent l'efficacité énergétique de la batterie. Dans cette étude, l'efficacité énergétique de la batterie est évaluée via trois différentes stratégies de gestion de la production. L'algorithme de contrôle a été réalisé sous MATLAB / Simulink.

Les auteurs de l'article [74] ont développé une méthodologie pour la planification optimale d'un système hybride PV-WT avec une batterie considérée comme un système de secours. La base de données locale sur le rayonnement solaire, les données sur le vent et les composants de différents fabricants ont été analysées et simulées dans HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) afin d'évaluer la viabilité technique et économique du système intégré. Les performances de chaque composant ont été évaluées, afin d'analyser la sensibilité réalisée pour optimiser le système dans différentes conditions. Les auteurs de l'article [75] ont présenté une stratégie de gestion d'énergie dans laquelle le PV- WT constitue la principale source d'énergie.

La tâche principale de la stratégie proposée est d'utiliser la puissance maximale de l'énergie PV-WT et de minimiser l'utilisation du générateur diesel. Dans ce document, le coût de production a été présenté sous forme d'une fonction linéaire de la capacité totale en MW. Aucun modèle mathématique du contrôle du système n'a été présenté.

Les auteurs de l'article [76] ont discuté des différents composants des systèmes hybrides et développés un modèle mathématique général pour trouver une sélection optimale des composants énergétiques minimisant le coût du cycle de vie. La stratégie de répartition optimale du système énergétique hybride consiste à trouver le programme le plus économique pour différentes combinaisons des composants du système, en satisfaisant les exigences de charge, la disponibilité des ressources et les contraintes liées aux équipements. Les mêmes auteurs ont mis au point un modèle de système hybride intégrant des cellules photovoltaïques et un générateur diesel dans lequel la demande énergétique quotidienne fluctue pour différentes périodes saisonnières de l'année, afin d'évaluer les coûts de fuel ainsi que l'efficacité opérationnelle du système pendant une période de 24 heures. Les résultats montrent que le modèle développé peut donner une estimation plus réaliste des coûts de fuel reflétant les fluctuations des comportements de consommation d'énergie pour tout système hybride donné.

L'auteur de l'article [78] a développé une procédure de dimensionnement des systèmes hybrides à l'aide des modèles mathématiques pour les batteries PV-WT, présentés dans la

littérature. Cette procédure de dimensionnement permet de simuler les performances de différentes combinaisons de sources renouvelables et d'obtenir le coût énergétique le plus bas. Les résultats de cette procédure affichent les performances annuelles du système, le coût total et la taille optimale du système hybride.

1.3.3 Gestion des flux de puissance Active/Réactive

En effet, dans la littérature, on recense peu de travaux qui traitent simultanément le problème de gestion des flux de puissance active et réactive. Dans l'article [22], le problème d'OPF (Optimal Power Flow) a été décomposé en deux sous-problèmes (Problème-P) et (Problème-Q). En effet, le problème de répartition de la puissance active a été traité séparément par rapport à celui de la puissance réactive. Cependant, cette façon de faire ne correspond pas à une gestion optimale.

Une autre méthode découplée basée sur une fonction trigonométrique a été proposée par les auteurs de l'article [79] pour contrôler les sources distribuées d'un micro-réseau. Il s'agit d'un contrôle de statisme local (contrôle primaire basé sur la fréquence et la tension) permettant aux différentes unités génératrices de partager la demande des charges en matière de puissance active et réactive. Ce contrôle garantit un fonctionnement stable du micro-réseau ; cependant, il est non prévisionnel et non économique, vu que la génération renouvelable (prévisions) et le coût d'opération des sources ne sont pas considérés dans l'étude.

Par ailleurs, on trouve d'autres travaux [80] qui se limitent à la répartition optimale uniquement des flux de puissance réactive en tenant compte de l'aspect économique et environnemental du micro-réseau tout en veillant à sa stabilité (tension/fréquence).

Plus récemment, les auteurs de [81, 82, 83] ont développé des stratégies de gestion combinée des puissances actives/réactives pour des micro-réseaux intégrant des sources d'énergie renouvelable. En effet, la gestion des puissances réactives avait comme « fonction objectif » une réduction des pertes au niveau des lignes de transmission et le respect du plan des tensions nominales. La gestion des puissances actives, quant à elle, consistait en une répartition économique (Economic Dispatch) des puissances des générateurs conventionnels afin de réduire le coût du carburant [83]. Considérant tous ces objectifs, le problème de gestion combinée des puissances actives/réactives devient compliqué compte tenu de l'architecture parfois complexe des micro-réseaux, le nombre élevé des contraintes à respecter et des variables à contrôler. Au contraire, la présente étude traite un problème d'écoulement couplé en puissance active/réactive, à complexité réduite, se limitant seulement au coût de génération de chaque source distribuée et aux contraintes de base. De cette façon, et grâce au système de gestion d'énergie (EMS) proposé (§1.3.1), chaque source sera capable de fournir un niveau approprié de puissance pour optimiser le rendement économique (facture énergétique) du micro-réseau tout en maintenant sa fiabilité et sa sûreté de fonctionnement.

Dans ce sens, on peut citer le travail [84] qui pour la résolution faisait appel à l'algorithme d'optimisation prédateur-proie (PPO) qui est une extension de la technique d'optimisation par essais particuliers (PSO). Ces deux méthodes métaheuristiques qui présentent une faiblesse non négligeable, soit dans l'étape d'exploitation ou soit dans l'étape d'exploration, conduisent parfois à des solutions non optimales (§ section des algorithmes d'optimisation) [84].

1.3.4 Compensation de la puissance réactive

En matière de gestion de la puissance réactive, on distingue deux approches :

➤ Réseau de distribution :

Dans cette première approche la gestion de la puissance réactive est confiée uniquement au réseau de distribution. Ce dernier s'engage à répondre à la demande en puissance réactive conformément aux normes en vigueur : code du réseau [14-17] (puissance installée, facteur de puissance, ...).

Cependant, vue la croissance de la demande en ce type de puissance, autant de contraintes s'imposent au réseau de distribution et aboutissent à un ensemble de dysfonctionnements ; l'instabilité du réseau [14-17] : chutes de tension, pollution harmonique, pertes et surcharge des lignes, vieillissement et déclenchements intempestifs des appareils de protection aux postes de distribution, ...

➤ **Compensateurs statiques :**

La deuxième approche soutient la première en faisant appel aux machines compensatrices d'énergie réactive (compensateurs statiques VAR, STATCOM) [14-17]. L'installation de ce type de systèmes noté FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) permettra d'augmenter la capacité de transit réactif du micro-réseau tout en assurant un plan de tension stable.

Cependant, dans un contexte d'intégration massive des sources d'énergies renouvelables (souvent intermittentes) soutenu par des générateurs distribués [14-17], un réseau de plusieurs FACTS est impératif. Ceci augmentera le coût d'installation du micro-réseau d'autant plus que le coût de maintenance de ces systèmes complexes qui, rappelons-le, sont principalement constitués de capacités et d'inductances pour générer la puissance réactive, ainsi que d'électronique de puissance, des disjoncteurs et des transformateurs [14-17].

Les deux approches ont été analysées dans cette thèse en faisant participer toutes les sources distribuées au mix énergétique réactif, réduisant ainsi le coût d'installation et de maintenance du micro-réseau. Toutefois, le chapitre 4 présentera une étude comparative avec une stratégie de gestion d'énergie où le réseau est le seul engagé pour répondre à la demande en puissance réactive.

1.4 Outils de gestion utilisés

1.4.1 Stratégies et algorithmes de gestion

Afin de fournir des commandes appropriées aux composants contrôlables du réseau, nous avons distingué trois types de stratégies dans la littérature : méthode à base de règles ou réactives, méthodes à base d'optimisation et stratégies directes.

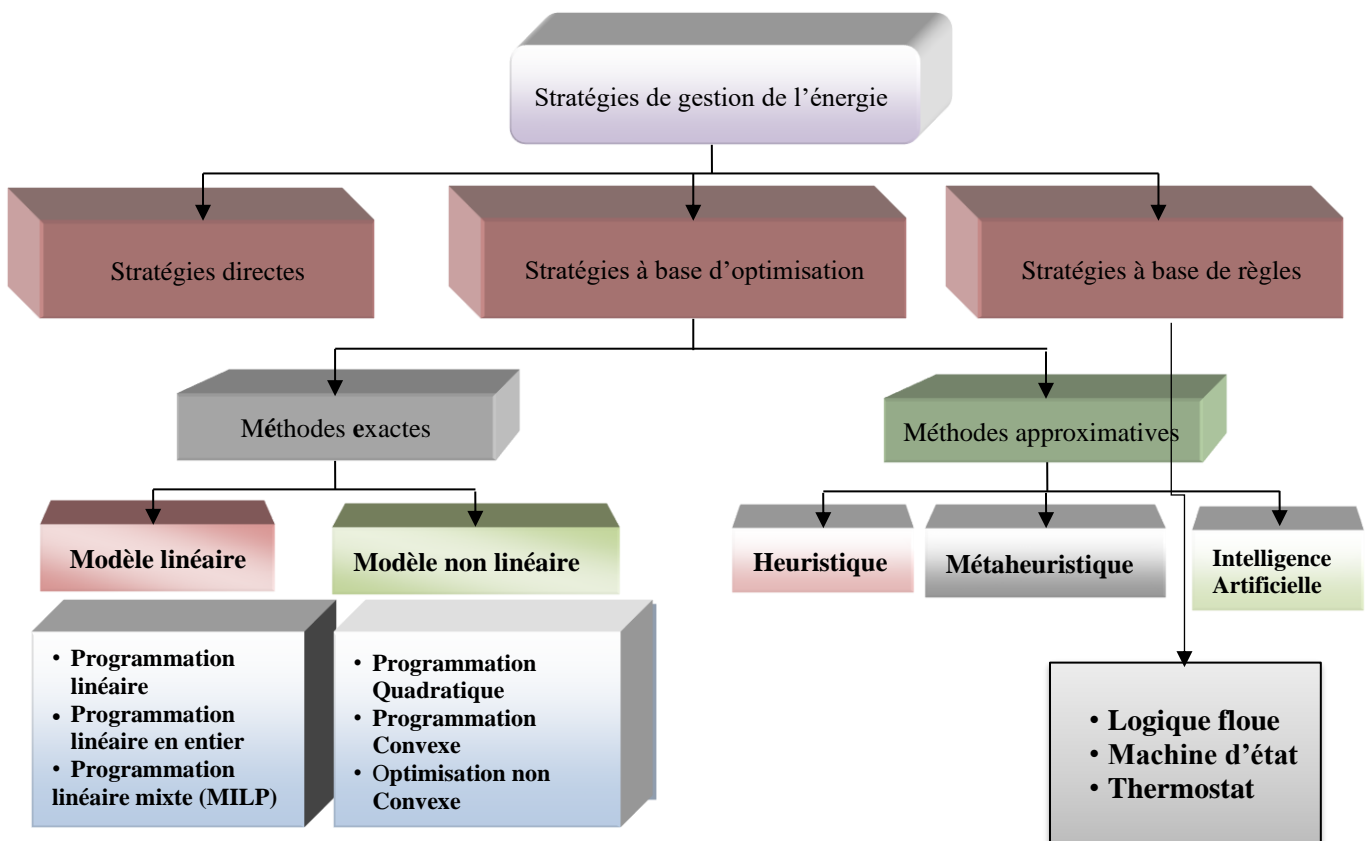


Figure 1-5 Quelques techniques utilisées pour la planification des ressources dans un micro-réseau

Avec la première technique (Stratégies directes) et la troisième technique (Stratégies à base de règles), les auteurs [18, 19, 20, 21] indiquent que les points de référence sont attribués en fonction de la situation actuelle et définissent certains scénarios, généralement au moyen d'arbre de décision. Ces méthodes sont adaptées aux conditions du système en fournissant des solutions réalisables mais ne peuvent pas garantir les meilleurs résultats possibles contrairement à la planification basée sur l'optimisation qui vise à fournir les meilleures solutions possibles, globalement ou localement.

En effet, la formulation mathématique d'un problème d'optimisation inclut la minimisation (ou maximisation) d'une fonction objectif, satisfaisant un certain ensemble de contraintes [22]. Cette approche peut être abordée à l'aide de méthodes exactes ou approximatives, en fonction de la complexité du système et, par conséquent, de la possibilité de définir une représentation complète du modèle. Les auteurs de l'article [23] ont conclu que l'avantage des méthodes approchées est qu'elles permettent de gérer facilement des fonctions et contraintes objectives non linéaires et non convexes. Cependant, la qualité de la solution obtenue n'est pas garantie car ils implémentent généralement des méthodes de recherche aléatoire. De plus, lorsque la taille du problème augmente, la probabilité de trouver la solution globale diminue [24]. Les études mentionnées dans l'ouvrage [25] indiquent que les méthodes mathématiques exactes produisent une solution optimale lorsqu'elles sont définies dans une région réalisable. Elles peuvent être classées en différentes catégories : linéaires, non linéaires, convexes ou non convexes, continus ou discrets, etc.

A noter qu'un problème d'optimisation est linéaire si la fonction objectif et les contraintes sont linéaires et, par conséquent, la limite de la plage réalisable est située dans un hyperplan. Si un terme de la formulation est non linéaire, le problème devient une optimisation non linéaire.

1.4.2 Résolution des problèmes OPF

Concernant la résolution du problème de planification opérationnelle du micro-réseau, différentes approches ont été développées [26,27]. La première approche consiste à appliquer une gestion restreinte. Ce type de gestion est heuristique ; il se base sur des règles prédéfinies et par conséquent ne peut pas être considéré comme optimal [28,29]. Dans cette étude, la gestion restreinte [30] va servir uniquement de référence pour une comparaison aux performances de la gestion proposée.

Dans une deuxième approche, la programmation linéaire (PL) peut être utilisée pour résoudre un problème d'OPF dont la « fonction objectif » est linéaire. En effet, cette technique (PL) a été utilisée dans de nombreux travaux traitant la planification opérationnelle des micro-réseaux [31,31,33]. Le temps d'exécution, relativement rapide, observé lors de la résolution fait de cette programmation un outil adéquat pour simuler de longues périodes de planification [34]. Cependant, les résultats obtenus restent approximatifs puisque la « fonction objectif » considérée est par nature non linéaire [35].

Par ailleurs, la gestion du micro-réseau est généralement un problème d'optimisation non linéaire qui peut être résolu, selon une troisième approche, par des méthodes analytiques non linéaires telle la méthode du gradient, méthode de Newton et la programmation quadratique [36, 37,38]. Cependant, ces techniques de résolution nécessitent le développement de modèles mathématiques spécifiques et ont généralement tendance à converger vers des minima locaux [39, 40,41].

La quatrième approche exploite la technique de résolution par programmation dynamique [19,20,80]. Les performances de cette technique sont relatives à l'affinement de la discrétisation de la trajectoire de planification et des signaux de référence [42, 43,44]. Par conséquent, la qualité de l'optimum trouvé est suffisamment garantie au détriment d'une demande conséquente en capacité de calcul et de mémoire.

La cinquième approche utilise des méthodes méta-heuristiques à savoir : l'algorithme génétique (Genetic algorithm: GA), l'optimisation par colonies de fourmis (Ant Colony Optimisation: ACO) ou encore l'optimisation par essaims particulaires (Particle Swarm Optimization: PSO) [45,46,47,48]. Ces méthodes ont fait preuve de solutions optimales. Cependant, leurs algorithmes restent abstraits. De plus, ils exigent un nombre élevé d'évaluations de la fonction objectif (plusieurs itérations pour converger) et par conséquent un temps de calcul élevé [49,50]. Par ailleurs, la solution

obtenue reste très sensible aux conditions initiales [51].

La sixième approche s'ouvre sur des techniques d'optimisation hybrides combinant plusieurs techniques décrites précédemment. Ceci offre la possibilité d'exploiter les avantages de l'une et de l'autre. Dans l'article [52], les auteurs ont pu combiner la technique de programmation linéaire et un algorithme génétique pour une gestion optimale d'un système à différents types de stockage. En effet, la programmation linéaire a été utilisée pour calculer certains paramètres de l'algorithme génétique (chromosome, fitness, ...). Certes, cette façon de faire permet de réduire le temps de calcul (CPU time). Cependant, la résolution ne converge pas forcément vers des solutions optimales (solutions approchées) [53]. De même dans [54,55,56], l'algorithme génétique (GA) et l'optimisation par essais particuliers (PSO) ont été conjointement utilisés avec la logique floue pour répondre au problème d'optimisation des flux de puissance dans des micro-réseaux. Cependant, la logique floue demeure une approche expérimentale qui risque de converger vers des régions de décision incertaines [57,58].

Plus récemment, les auteurs de l'article [88] ont développé un système de gestion d'énergie en combinant la programmation dynamique avec un réseau de neurones artificiels. En effet, les réseaux de neurones sont des systèmes capables d'apprendre, ainsi ils ont besoin de situations réelles servant d'exemples pour leur apprentissage (base d'apprentissage). Cependant, dans le cas des micro-réseaux complexes, le problème du sur-apprentissage apparaît (apprentissage au détriment de la généralisation) résultant en une lenteur de convergence [59,60].

Dans le présent travail, la résolution du problème de la gestion d'énergie fera appel à l'algorithme de Bellman développé par une programmation dynamique. Le choix de ce type d'algorithme pour la résolution de problèmes d'optimisation combinatoire, exige un temps de calcul relativement élevé qui risque de croître avec la réduction du pas de calcul.

En effet, dans une stratégie de gestion à long terme, le système de gestion peut être lancé avant le jour J (à minuit du J-1) pour le calcul des références optimales de puissance. Ainsi aucune contrainte ne s'impose sur le temps de calcul. Cette façon de faire garantit des solutions exactes et plus optimales à l'encontre des approches citées ci-dessus.

1.5 Conclusion

Ce chapitre a fourni une vue d'ensemble des travaux de recherche développés dans le domaine de l'optimisation et de gestion appliquée aux systèmes hybrides. Plusieurs articles de grandes revues dans le domaine d'optimisation des systèmes hybrides ont été examinés. L'une des conclusions de ce chapitre est qu'il existe un grand nombre de travaux traitant le dimensionnement optimal et la stratégie de gestion de production des systèmes hybrides. Cependant, seuls quelques travaux de recherche ont été consacrés au contrôle du fonctionnement des systèmes hybrides. La littérature traitant de l'état actuel des différentes approches, de leurs applications ainsi que des limitations dans le domaine des systèmes hybrides a été discutée. Ce chapitre a également mis en évidence et suggéré des travaux futurs pouvant apporter une contribution significative au domaine d'optimisation des systèmes hybrides. L'ensemble de nos travaux seront détaillés dans les chapitres suivants.

Chapitre 2 : Modélisation technico-économique du micro-réseau

Chapitre 2 : Modélisation technico-économique du micro-réseau

2.1 Introduction

La gestion efficace des micro-réseaux nécessite une bonne maîtrise du principe de fonctionnement des différentes sources d'énergie qui le compose. Ce chapitre sera consacré à la modélisation et au dimensionnement du micro-réseau objet de notre étude.

Nous décrirons, en premier lieu, l'architecture du micro-réseau et le système de gestion proposé. Nous fournirons ainsi le schéma de routage des signaux du système de gestion d'énergie.

Nous procéderons en second lieu à la modélisation de chaque système. Cette modélisation traitera de la puissance du système, des contraintes auxquelles il est soumis, son coût d'exploitation. Nous traiterons ainsi les quatre sources d'énergie prises en compte dans notre micro-réseau à savoir le système photovoltaïque, le système de stockage, la micro-turbine à gaz et le réseau principal.

2.2 Structure et description des systèmes

2.2.1 *Système micro-réseau*

La figure 2.1 décrit l'architecture du micro-réseau considéré. Cette figure présente les principales sources du micro-réseau et les conventions de signe des deux flux de puissance active/réactive. On rappelle que le micro-réseau étudié est composé de quatre sources d'énergies, à savoir : un générateur photovoltaïque (PV) comme source de production renouvelable, un banc des batteries électrochimiques comme système de stockage (ESS) et une micro-turbine à gaz naturel (MGT) comme source auxiliaire. L'ensemble peut échanger de la puissance avec le réseau principal (PG). Toutes les sources sont pilotées par un système de gestion d'énergie centralisé (Energy Management System) dont le fonctionnement est basé sur des algorithmes de planification à long terme [61].

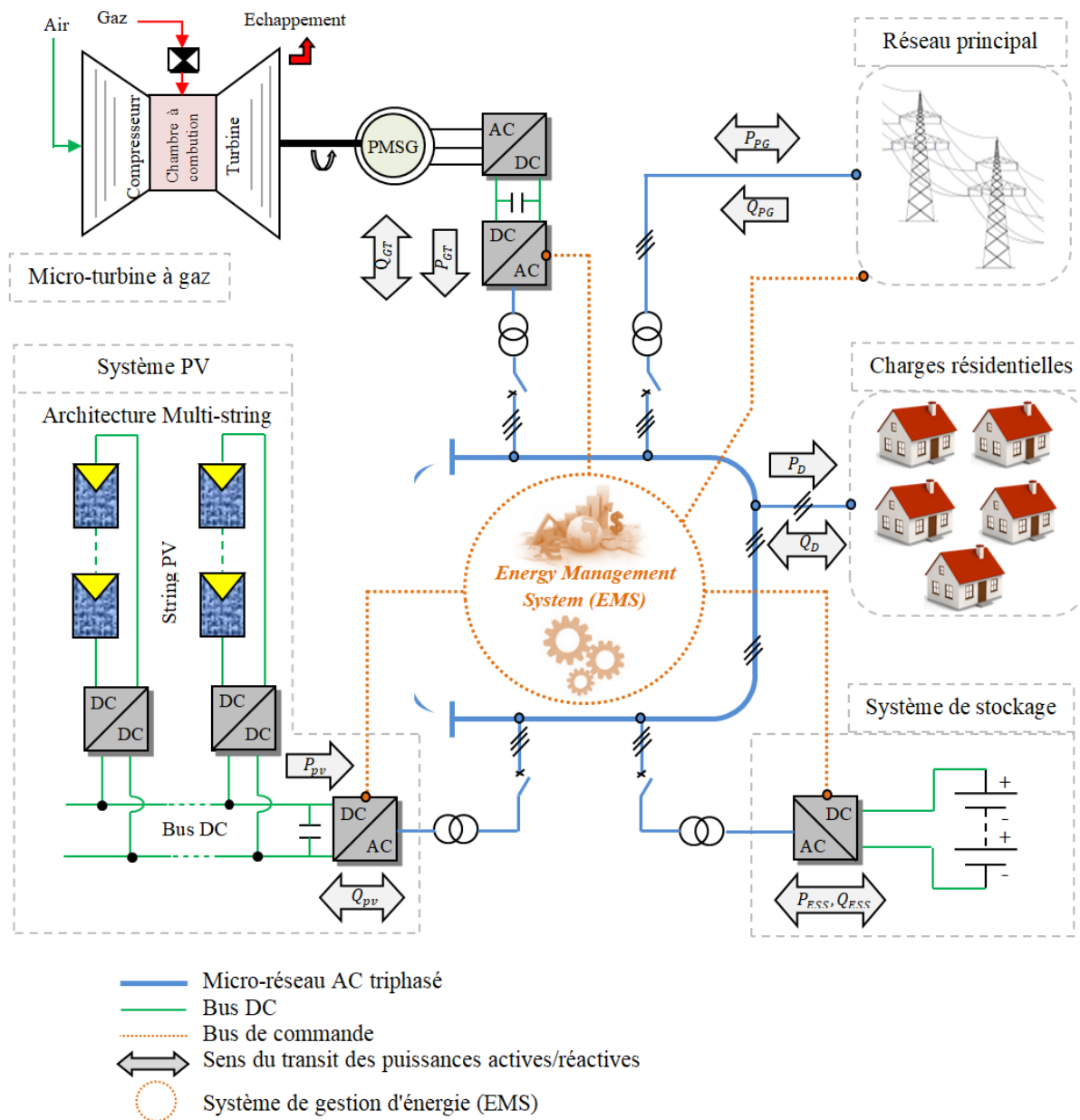


Figure 2-1 Architecture du micro-réseau considéré

2.2.2 Système de gestion proposée (EMS)

La stratégie de gestion du micro-réseau repose sur une planification à long terme (Off-Line). Cette dernière impose à chacune des sources distribuées de suivre un profil optimal en puissance active/réactive établi la veille pour le lendemain (J-1). Chaque profil consiste en un ensemble de consignes de puissance active/réactive à appliquer au convertisseur des sources via des boucles de commande locale [20]. Comme illustré par la figure 2.2, ces consignes sont élaborées en fonction des prévisions météorologiques, des prévisions de la consommation, de l'état de charge (SOC) et de l'état de santé (SOH) des batteries, ainsi que des tarifs d'électricité en vigueur (prix d'achat et de vente d'électricité). Les données prévisionnelles sont fournies par l'étage de prévision à l'étage d'optimisation prédictive qui constitue le cœur du système de gestion. Grâce à des algorithmes d'optimisation adaptés, ce dernier étage calcule pour chaque source les consignes optimales en puissance active et réactive. Rappelons que la stratégie de gestion adoptée vise à minimiser deux

critères représentatifs des performances du micro-réseau sur une fenêtre de prévision - typiquement 24 h avec un pas (Δk) d'une heure. Il s'agit ici de minimiser la facture énergétique et de réduire les émissions en CO₂ équivalent. Ainsi, la fonction objectif (fonction coût) sera composée du coût de production en puissance active/réactive des différentes sources, du coût d'émission du CO₂ équivalent ainsi que d'éventuelles pénalités imposées par le réseau principal lors de la consommation de la puissance réactive.

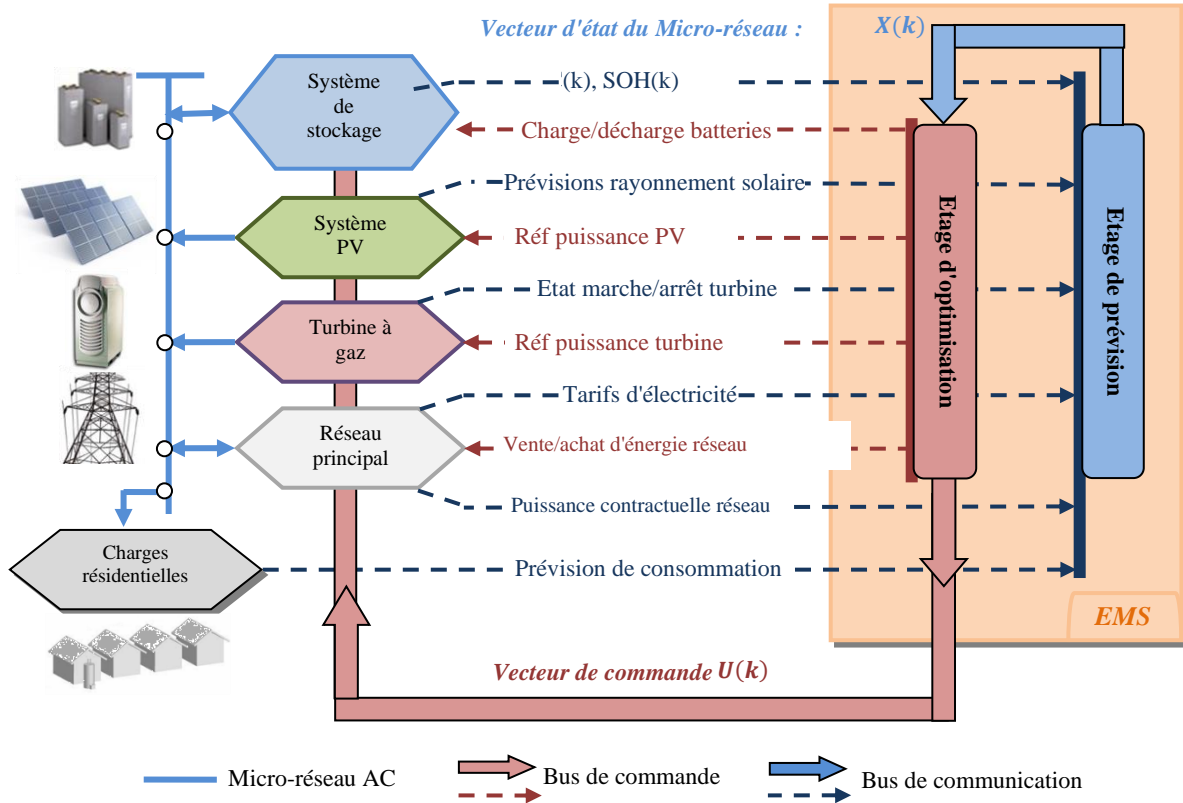


Figure 2-2 Schéma de routage des signaux du système de gestion d'énergie

En outre, avant la conception du système de gestion, certaines hypothèses doivent être considérées. Ces dernières sont listées ci-dessous :

- Toutes les pertes au sein du micro-réseau sont supposées négligeables dans les lignes, les transformateurs et les convertisseurs.
- Une marge de 10 % de la puissance nominale de chaque source distribuée est gardée comme réserve pour toute possibilité de correction des éventuelles erreurs de prévision.
- Les sources distribuées du micro-réseau sont supposées avoir un temps de réponse instantané. Par conséquent, les contraintes liées aux régimes transitoires ne sont pas prises en compte.

2.3 Modélisation du micro-réseau

Cette section établit le modèle des différentes sources associées au micro-réseau. Le modèle se limite aux données d'entrée du système de gestion (voir figure 2.2). En parallèle, des contraintes de fonctionnement (de type égalité/inégalité) associées à chaque source seront formulées. Parmi ces contraintes, on trouve en premier lieu le bilan de puissance active/réactive défini par les équations suivantes :

$$P_{pv} + P_{PG} + P_{GT} - P_{ESS} - P_D = 0 \quad (\text{Eq.2.1})$$

$$Q_{pv} + Q_{PG} + Q_{GT} - Q_{ESS} - Q_D = 0 \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Cet équilibre de puissance constitue la contrainte de type égalité du EMS. Les équations (Eq. 2.1) et (Eq. 2.2) sont établies conformément aux conventions (récepteur/générateur) retenues pour le micro-réseau (voir figure 2.1).

2.3.1 Système photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, qui transforme la lumière en énergie électrique, a été découvert à la fin du XIXe siècle par M. Becquerel. De ce siècle à nos jours, différentes technologies photovoltaïques se sont développées : PV monocristallin, PV polycristallin, PV amorphe et PV hybride (à base de cellules Pérovskites) [62].

En effet, plus de 90 % des panneaux PV vendus dans le monde sont principalement composés de silicium. Ce matériau semi-conducteur a l'avantage de pouvoir être produit à partir d'une ressource naturelle quasi inépuisable : le quartz, un composant des granites, des sables et des grès. Cette technologie est la plus ancienne et a toujours dominé le marché. Il faut dire qu'elle a de nombreux atouts, à commencer par sa robustesse, avec une durée de vie de 30 ans environ, et par ses performances avec des rendements dans les plus élevés du marché : de 12 à 20 % [63,64]. De nouvelles générations de cellules Pérovskites à haut rendement viennent de franchir le cap du laboratoire de recherche et arriveront sur le marché prochainement [65].

La source PV adoptée dans le présent travail fait appel à des PV de type **multicristallin**. Cette technologie présente le meilleur compromis coût/rendement (d'environ 14-15 %) à l'encontre de son rival qui est le monocristallin. Ce dernier permet d'obtenir des cellules qui ont un rendement relativement élevé du marché PV cristallin (18-20 %). Cependant ces procédés de fabrication sont coûteux lui faisant ainsi occuper 35 % du marché contre 56 % pour le multicristallin [66,67].

i) Puissance du système PV

Le système PV est composé principalement d'un ensemble de modules PV formant un générateur PV (PVG). La puissance extraite de ce générateur aux points de puissance maximale (MPP) est donnée par l'équation (Eq.2.3). Cette dernière est une fonction non linéaire de l'ensoleillement global incident G_{inc} , de la température ambiante T_{amb} et d'un ensemble de paramètres des panneaux considérés [68,69] :

$$P_{pv_MPP}(G_{inc}, T_{amb}) = N_{PV} \times P_{pv_STC} \times \frac{G_{inc}}{G_{inc_STC}} \times \left(1 + \alpha (T_j - T_{j_STC})\right) \quad (\text{Eq.2.3})$$

Avec :

- N_{PV} : Nombre de modules composant le générateur PV
- P_{pv_STC} : Puissance crête des modules PV dans les conditions de référence en Wc (Watt-crête)
- G_{inc_STC} : Irradiation solaire dans les conditions de référence
- T_j : Température de jonction des modules PV
- T_{j_STC} : Température de jonction dans les conditions de référence du module PV (W/°C)
- α : variation de la puissance PV en fonction de la température

$$T_j = T_{amb} + \frac{G_{inc}}{G_{inc_NOCT}} \times (T_{NOCT} - T_{amb_NOCT}) \quad (\text{Eq.2.4})$$

Avec :

- G_{inc_NOCT} : Irradiation dans les conditions nominales de température de la cellule PV
- T_{NOCT} : Température de cellules de fonctionnement nominale en °C
- T_{amb_NOCT} : Température ambiante dans les conditions nominales de température de la cellule PV

ii) Contraintes du système PV

Le système PV considéré adopte une topologie Multi-string [8,11] dont la liaison AC avec le micro-réseau est réalisée par un seul convertisseur DC/AC (voir figure 2.1). Ce convertisseur est capable de contrôler, à la fois, les niveaux des puissances actives et réactives générés par les panneaux PV. Les capacités de production en puissance active et réactive du système PV sont décrites par le diagramme de la figure 2.3. Ce diagramme circulaire définit pour chaque valeur de la puissance active $P_{pv}(k)$, les niveaux disponibles en puissance réactive $Q_{pv}(k)$ [70]. Ainsi, le diagramme décrit les contraintes imposées sur la puissance active et réactive du système PV [71]. Ces contraintes sont formulées par les relations suivantes :

$$S_{pv}(k) \leq 0.9 \times P_{pv_MPP}(k) \quad (\text{Eq.2.5})$$

$$S_{pv}(k) = \sqrt{P_{pv}^2(k) + Q_{pv}^2(k)} \quad (\text{Eq.2.6})$$

$$Q_{pv}(k) = \pm \sqrt{S_{pv}^2(k) - P_{pv}^2(k)} \quad (\text{Eq.2.7})$$

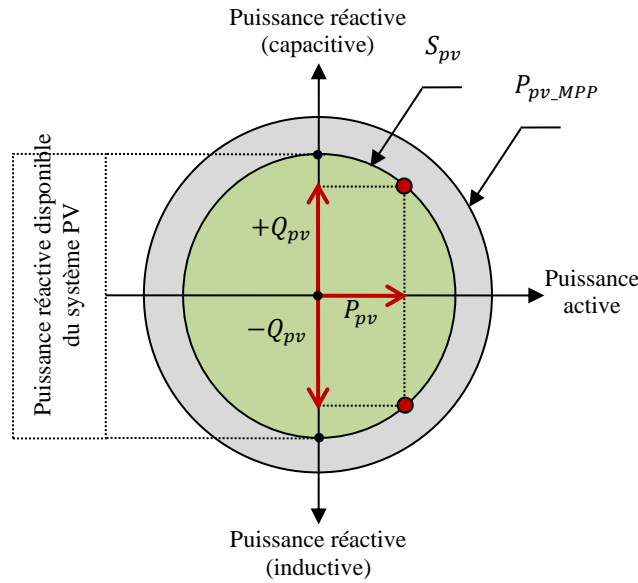


Figure 2-3 Diagramme de capacité du système PV.

iii) Coût du système PV (coût de vente)

Les énergies actives et réactives produites par le système PV sont considérées sans coût. Cependant, le surplus de l'énergie photovoltaïque peut être injecté au réseau principal. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution (fournisseur) s'engage à acheter l'électricité PV au tarif de vente en vigueur (Feed-in Tariff (FIT)) [72,73] (voir section 2.3.4).

2.3.2 Système de stockage d'énergie (SS)

Le stockage de l'électricité est le levier du développement des Smart Grids par une intégration massive des sources d'énergies renouvelables dans le mix énergétique.

En effet, l'énergie électrique peut être stockée « directement » en énergie électrochimique (comme dans une batterie), ou indirectement par la transformation en une autre forme d'énergie (mécanique, pneumatique, potentielle, etc.). Seul le stockage résidentiel peut pour le moment prétendre à stocker l'électricité directement grâce à des batteries ou des super-condensateurs, le stockage de masse

faisant appel à des technologies de plus grande capacité.

Les technologies de stockage peuvent être classées selon leur usage. Pour assurer de la flexibilité au réseau électrique grâce au stockage de masse, les STEP (Stations de Transfert d'Eau par Pompage), les CAES (« Compressed Air Energy Storage ») ou encore les volants d'inertie sont les technologies stationnaires les plus efficaces. Les STEP, qui représentent 99% des capacités de stockage électrique connectées au réseau dans le monde, remontent de l'eau dans les barrages en période creuse pour la turbiner en période de pointe. Les CAES sont fondés sur un tout autre principe : on comprime de l'air (ou un gaz) dans une caverne saline pour récupérer l'énergie de la détente de cet air en période de pointe. Les volants d'inertie emmagasinent quant à eux l'énergie mécanique d'une rotation d'un poids, pour la restituer en temps voulu. Ce dernier procédé est encore marginal car très coûteux, contrairement aux STEP et CAES. Malgré quelques applications en Allemagne et aux Etats-Unis, les CAES ne sont pas encore suffisamment matures technologiquement pour être préférés aux STEP, qui sont de « simples » barrages fonctionnant à l'envers [74,75].

Pour stocker leur production, les industries et les particuliers peuvent faire appel aux batteries, aux super condensateurs ou aux piles à combustible (PAC). Les super condensateurs fonctionnent selon le principe des réactions électrochimiques (comparables aux batteries), tandis que les PAC produisent de l'hydrogène par électrolyse de l'eau, avant de restituer leur énergie. Les super condensateurs et les piles à combustible font l'objet d'expérimentations à petite échelle car leur coût et leur maturité sont encore peu satisfaisants, tandis que les batteries sont déjà largement utilisées.

En fait, Il existe plusieurs types de batteries (accumulateurs électrochimiques) : Plomb-acide, Nickel-Cadmium, Ni-Métal Hydrure, Lithium-polymère et Lithium-ion. La comparaison de ces différents systèmes (figure 2.4) montre que les technologies à base de lithium sont les plus performantes en termes de densité d'énergie. Cependant leurs coûts élevés obligent les gestionnaires des installations PV d'opter pour l'ancienne technologie qui est le Plomb-acide ; vue qu'elle est moins coûteuse, recyclable à 99 % et donc faciles à remplacer à la fin du cycle de vie [76,77]. Nous avons donc opté pour cette technologie dans le présent travail.

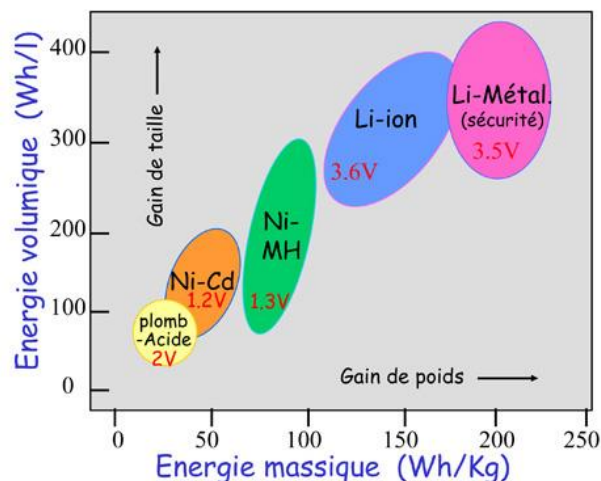
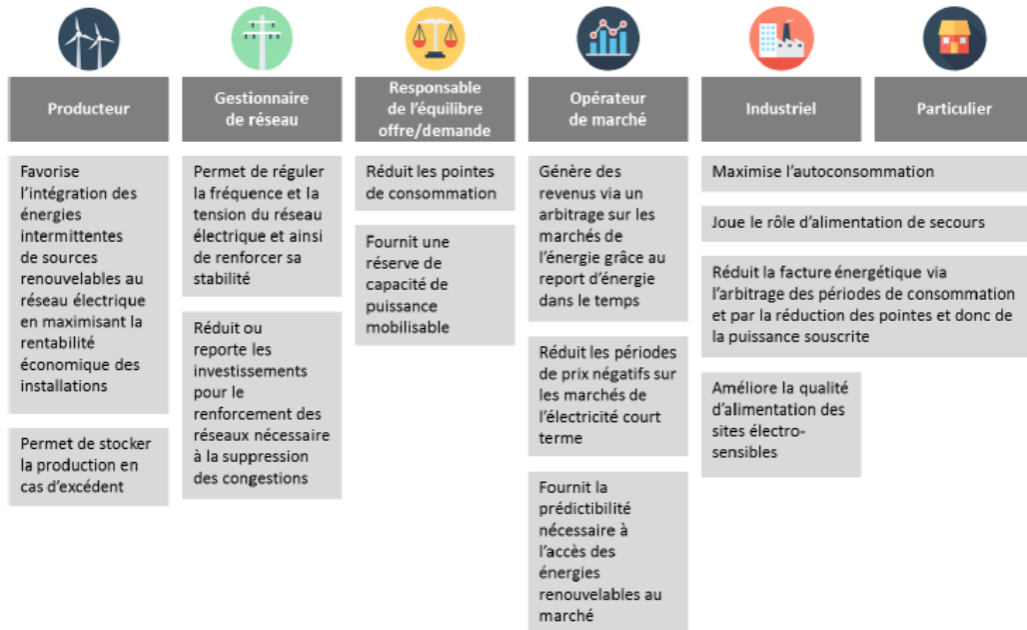


Figure 2-4 Comparaison des différentes technologies de batteries en termes de densité d'énergie massique et volumique

Le stockage par batterie rend de nombreux services aux différents acteurs d'un réseau électrique, qu'il soit producteur d'électricité, gestionnaire de réseau, industriel ou particulier. La figure 2.5 décrit ces services.



Sources : interviews d'experts, analyse Yélié Consulting

Figure 2-5 Services du stockage par batterie

Les batteries constituent le maillon faible du micro-réseau. En effet, les causes de dégradation de la durée de vie des batteries en plomb sont multiples : corrosion des électrodes, sulfatation, perte de matière active... [78,79]. Ces causes sont dues à une mauvaise gestion des batteries (surtension lors de la charge, augmentation de température, décharge profonde...) d'où l'intérêt d'une gestion optimale qui veillera sur la santé des batteries lors de chaque exploitation (l'état de santé).

i) Puissance du système de stockage (ESS)

Le système de stockage (ESS) se compose de plusieurs batteries en plomb acide. Cette technologie semble la mieux adaptée à notre stratégie de gestion en raison de ses meilleures performances en rendement et durée de vie [80]. Les batteries sont pilotées par un convertisseur d'électronique de puissance bidirectionnel au rendement (μ_{cv_ESS}). Ce dernier procure à l'ESS la possibilité de générer à la fois de la puissance active et réactive. En convention récepteur, la puissance apparente échangée par le système de stockage est :

$$S_{ESS} = \sqrt{P_{ESS}^2 + Q_{ESS}^2} = \begin{cases} P_{ESS} \times \mu_{cv_ESS} , & P_{ESS} > 0 \quad (\text{charge}) \\ \mu_{cv_ESS} \times P_{ESS} , & P_{ESS} < 0 \quad (\text{décharge}) \end{cases} \quad (\text{Eq.2.8})$$

$$\text{Avec : } P_{ESS} = V_{ESS} \times I_{ESS} \quad (\text{Eq.2.9})$$

L'équation (Eq.2.8) montre que la puissance aux bornes des batteries (en phase de charge ou de décharge) peut être contrôlée par le biais du courant I_{ESS} tant que la tension à leurs bornes est supposée fixe [20]. Ce courant est limité à une valeur maximale (I_{ESS_max}) pour ne pas dégrader la durée de vie des batteries [81].

ii) Contraintes du système de stockage (ESS)

Les capacités de production en puissance active (P_{ESS}) et réactive (Q_{ESS}) du ESS sont décrites par le diagramme de la figure 2.6. Ces capacités sont régies par les contraintes suivantes [82] :

$$P_{ESS}(k) \leq P_{ESS_{max}} \quad (\text{Eq.2.10})$$

$$-\sqrt{S_{ESS}^2(k) - P_{ESS}^2(k)} \leq Q_{ESS}(k) \leq \sqrt{S_{ESS}^2(k) - P_{ESS}^2(k)} \quad (\text{Eq.2.11})$$

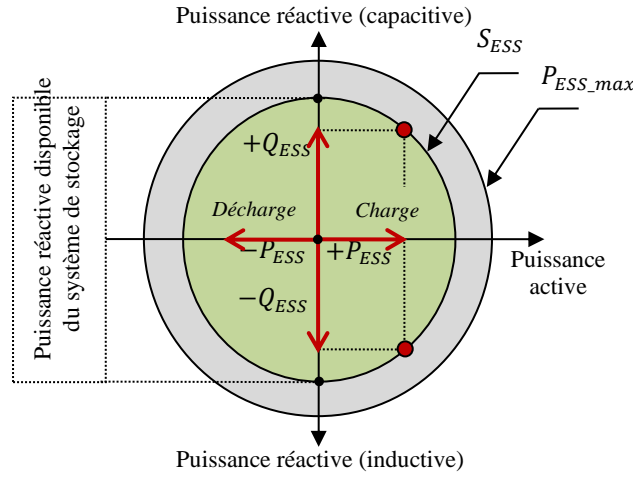


Figure 2-6 Diagramme de capacité du système de stockage (ESS)

Notez que $P_{ESS_{max}}$ représente la puissance maximale que peut échanger le système de stockage avec le réseau tout en respectant les limites sur l'état de charge des batteries (SOC) (Eq.2.19). En effet, tout échange de puissance entre le système de stockage et le micro-réseau résulte en une variation de l'état de charge (SOC) des batteries. Ce paramètre est très important, il permet de renseigner le gestionnaire sur le niveau d'énergie stockée/généré. Rappelons que, la variation de l'état de charge est calculée en tenant compte du courant de décharge et de la température des batteries. Comme il a été développé dans [83,84], l'état de charge est donné par :

$$SOC(k) = \frac{C_{st}(k)}{C_{st}(k-1)} \quad (\text{Eq.2.12})$$

Avec :

$$C_{st}(k) = C_{st}(k-1) + Q_{ch}(k) - Q_{dis}(k) \quad (\text{Eq.2.13})$$

$$Q_{ch}(k) = A_1(SOC) \times A_2(Q_{dis}) \times |I_{ESS}| \times \Delta k \quad (\text{Eq.2.14})$$

$$Q_{dis}(k) = A_3(I_{ESS}) \times A_4(T^\circ) \times |I_{ESS}| \times \Delta k \quad (\text{Eq.2.15})$$

k = l'instant considéré

Δk = le pas horaire

et où les coefficients de pondération (A_i | $i \in \{1 \dots 4\}$) prennent en compte les conditions d'utilisation des batteries (courant de décharge, effet de température, rendement faradique...). Ces coefficients sont décrits en détail dans [85,86]. En effet, le coefficient A_1 correspond au rendement de charge des batteries (rendement faradique). Le coefficient A_2 permet de prendre en compte les conditions de fonctionnement de la dernière phase de décharge sur la phase de charge. C'est le rapport entre la quantité de charge déchargée calculée avec les coefficients (A_3, A_4) et la quantité de charge déchargée calculée sans ces derniers coefficients, soit :

$$A_2 = \frac{A_3(I_{ESS}) \times A_4(T^\circ) \times |I_{ESS}| \times \Delta k}{|I_{ESS}| \times \Delta k} \quad (\text{Eq.2.16})$$

Le coefficient A_3 est fonction du courant de décharge, il permet de calculer la quantité de charge extraite des batteries avec le courant de décharge de référence ($I_{ESS_{ref}}$) comme suit :

$$A_3 = \left(\frac{|I_{ESS}|}{|I_{ESS_ref}|} \right)^{p-1} \text{ avec } I_{ESS} < 0 \quad (\text{Eq.2.17})$$

et p représente le coefficient de Peurkert [87].

Le coefficient A_4 permet de prendre en compte l'effet de température sur la décharge des batteries. Il est fonction de la température de référence T_{ref_ESS} égale à 20°C et de la température ambiante T_{amb_ESS} . Ce coefficient est donné par la relation suivante [88] :

$$A_4 = \frac{1}{1 + fc \times (T_{amb_ESS} - T_{ref_ESS})} \quad (\text{Eq.2.18})$$

Avec fc : facteur correctif relatif aux batteries à usage photovoltaïque [82].

Par ailleurs, les butées d'état de charge SOC_{min} et SOC_{max} définissent les contraintes de fonctionnement du stockage afin de ne pas dégrader sa durée de vie [83], alors :

$$SOC_{min} \leq SOC(k) \leq SOC_{max} \quad (\text{Eq.2.19})$$

De même, une limite sur la variation de l'état de charge (ΔSOC) doit être imposée. En effet, de profondes variations de charge accélèrent l'usure des batteries et diminueront par conséquent leur durée de vie [83,84], alors :

$$\Delta SOC(k) \leq \Delta SOC_{max} \quad (\text{Eq.2.20})$$

En outre, il existe un second paramètre très important lors de la gestion du stockage : l'état de santé (*State Of Health: SOH*). Ce paramètre est défini comme suit [89,90,91] :

$$SOH(k) = \frac{C_{st}(k)}{C_0} \quad (\text{Eq.2.21})$$

où C_0 représente la capacité initiale du stockage.

En effet, SOH permet d'estimer la durée de vie (en analysant le vieillissement) du stockage et de définir ainsi un coût d'usure relatif à l'exploitation de ce système. Dans ce travail, le modèle de vieillissement adopté est un modèle à comptage de cycles de charge/décharge [92]. Typiquement, pour les accumulateurs électrochimiques, la courbe *cycle to failure* est utilisée. Elle donne le nombre de cycles (N_{cycles}^{eq100}) en fonction de la profondeur de décharge (DOD) [93,94]. Ainsi, l'état de santé des batteries est défini par :

$$SOH(k) = SOH(k-1) \times \left(1 - \frac{N_{cycles}^{eq100}(k)}{N_{cycles,max}^{100\%}} \right) \quad (\text{Eq.2.22})$$

En pratique, une limite inférieure (SOH_{min}) doit être imposée sur l'état de santé des batteries, en dessous de laquelle les batteries doivent être remplacées [19,80,81]. Ceci nous amène à introduire la contrainte suivante :

$$SOH(k) \geq SOH_{min} \quad (\text{Eq.2.23})$$

iii) Coût du système de stockage (coût d'usure des batteries)

A la base de (Eq.2.22) le coût d'usure des batteries est définie par [93,94]:

$$C_{ESS}(k) = \frac{Bic \times \Delta SOH(k)}{1 - SOH_{min}} \quad (\text{Eq.2.24})$$

où ΔSOH est la variation de l'état de santé définie par:

$$\Delta SOH(k) = SOH(k) - SOH(k - 1) \quad (\text{Eq.2.25})$$

et Bic représente le coût d'investissement des batteries.

2.3.3 Micro-turbine à gaz

La turbine à gaz est un générateur thermique qui fonctionne sur le principe de la détente d'un fluide gazeux dans une turbine issu de la combustion d'un mélange d'air comprimé au niveau du compresseur et de gaz dans une chambre dite "de combustion". C'est le principe du réacteur d'avion. La partie mobile est composée d'un arbre sur lequel sont montés le compresseur et la turbine. La partie fixe, quant à elle, accueille principalement la chambre de combustion. Les gaz en sortie de turbine possèdent un niveau d'énergie suffisant qui peut être exploité dans une chaudière de post combustion en produisant de la vapeur. Dans le cas de la cogénération, l'arbre est couplé à un alternateur pour la production d'électricité (figures 2.7 et 2.8).

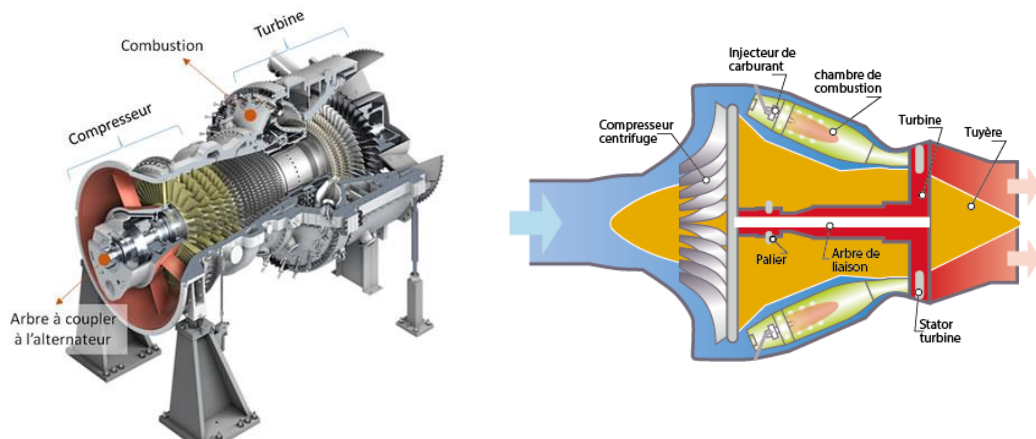


Figure 2-7 Structure d'une turbine à gaz (Source : Siemens)

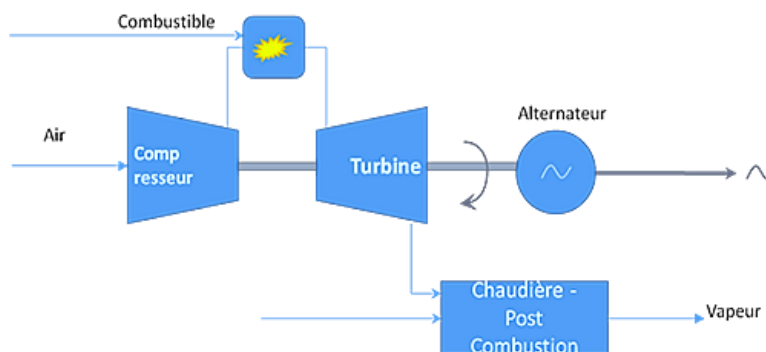


Figure 2-8 Cogénération d'une turbine à gaz

La gamme de puissances électriques des turbines à gaz est large. Le rendement électrique des turbines gaz est lié à la qualité de l'alternateur. Un ordre de grandeur courant de rendement électrique est de 20 à 25 %. Le rendement thermique, lui, peut être amélioré par la qualité de l'échangeur, l'exploitation des différentes sources de chaleur, la qualité de la combustion, etc. Un ordre de

grandeur de rendement thermique se situe entre 55 et 70 % (avec postcombustion).

Par ailleurs pour de faibles puissances (à partir de 25kW) il y a des micro-turbines qui trouvent une application domestique tel que le modèle de la figure 2.9. Cette micro-turbine fera partie des sources distribuées du micro-réseau considéré.



Figure 2-9 Micro-turbine 30 kW – Capstone

i) Puissance de la micro-turbine à gaz

La source auxiliaire considérée dans ce travail est une micro-turbine à gaz. Cette dernière a été préférée par rapport au générateur diesel en raison de ses meilleures performances dynamiques et ses faibles émissions en gaz à effet de serre [20]. La turbine à gaz transforme l'énergie thermique (E_{th}), obtenue par la combustion d'un gaz naturel, en une énergie mécanique. Cette dernière est convertie en énergie électrique (E_{el}) à l'aide d'un générateur synchrone à aimant permanent (PMSG), soit :

$$E_{el} = \eta \times E_{th} \quad (\text{Eq.2.26})$$

où η est le rendement de la turbine à gaz.

La micro-turbine à gaz utilisée est d'une puissance nominale $P_{GT_n} = 30 \text{ KW}$, son rendement a été approximé par un polynôme d'interpolation $R_1(\cdot)$ [20,95] :

$$\eta = R_1(P_{MGT}) = -40 P_{MGT}^2 + 71 P_{MGT} - 4.6 \quad (\text{Eq.2.27})$$

sa variation en fonction de la puissance générée est présentée sur la figure 2.10.

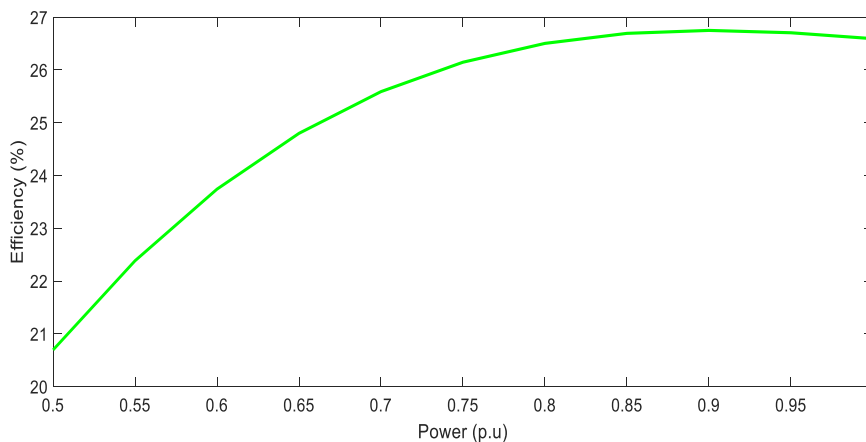


Figure 2-10 Courbe de rendement de la micro-turbine à gaz

Contraintes de la micro-turbine à gaz

De façon similaire aux sources précédentes, une réserve d'énergie de l'ordre de 10 % est envisagée, soit :

$$P_{GT}(k) \leq 0.9 \times P_{GT_n} \quad (\text{Eq.2.28})$$

Conformément à la figure 2.11, la micro-turbine à gaz doit fonctionner à des niveaux de puissance supérieurs à 50 % de la puissance nominale, zone où le rendement s'améliore et les émissions de CO₂ s'affaiblissent [20,96,97]. Il s'ensuit alors une nouvelle contrainte définie par :

$$P_{GT}(k) \geq P_{GT_min} \quad ; \quad P_{GT_min} = 0.5 \times P_{GT_n} \quad (\text{Eq.2.29})$$

La turbine à gaz peut participer, à la fois, au mixte d'énergie active et réactive. Cependant, toute génération de puissance doit respecter les limites décrites par le diagramme PQ [98] (voir figure 2.11). Ce diagramme définit dans le plan (P, Q) le domaine de fonctionnement admissible pour la génératrice PMSG en respectant les différentes limitations (limite des courants rotor et stator, limite de puissance mécanique, ...).

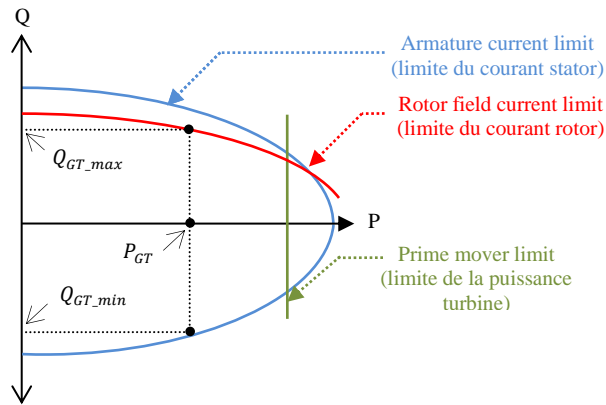


Figure 2-11 Diagramme PQ de la turbine à gaz (PMSG)

En effet, le diagramme ci-dessus permet de définir pour chaque valeur de $P_{GT}(k)$, le domaine de variation admissible pour $Q_{GT}(k)$, soit :

$$Q_{GT_min}(k) \leq Q_{GT}(k) \leq Q_{GT_max}(k) \quad (\text{Eq.2.30})$$

ii) Coût de la micro-turbine à gaz (Coût du carburant : Fuel Cost)

Ce coût est calculé à partir de la quantité de carburant consommé. Cette consommation étant proportionnelle à l'énergie thermique du gaz naturel. Ainsi, à fonctionnement en puissance constante (P_{GT}) pendant un pas horaire (Δk), la masse du gaz consommée au cours de cet intervalle de temps Δk est calculée comme suit [20] :

$$M_g(k) = \frac{E_{th}(k)}{D_{gaz}} = \frac{E_{el}(k)}{\eta \times D_g} = \frac{P_{GT}(k) \times \Delta k}{\eta \times D_g} \quad (\text{Eq.2.31})$$

où D_g est la densité énergétique spécifique du gaz naturel (égale à 13,5 kWh/kg).

Par ailleurs, si on note par C_g le prix en vigueur d'un kilogramme du gaz naturel ($C_g = 0.54 \text{ €/kg}$ [20,99]), alors le coût de production de l'énergie active à chaque pas horaire est donné par :

$$C_{GT}(k) = C_g \times M_g(k) = C_g \times \frac{P_{GT}(k) \times \Delta k}{\eta \times D_g} \quad (\text{Eq.2.32})$$

En plus du coût de production, le système de gestion doit aussi tenir compte de la pénalité de mise en marche ou d'arrêt de la turbine. En effet, les transitions d'état marche/arrêt de la turbine engendre une consommation supplémentaire du carburant et par conséquent des émissions plus importantes en CO₂. Dès lors, des pénalités de démarrage et d'arrêt doivent être appliquées. Dans la stratégie de gestion proposée, les pénalités d'arrêt/marche appliquées correspondent au coût du carburant qui est équivalent à 5 minutes de fonctionnement en pleine charge ($P_{GT,n} = 30 \text{ kW}$) lors du démarrage et à 2.5 minutes de fonctionnement en pleine charge en cas d'arrêt [20], en utilisant (Eq.2.32) on aura :

$$C_{GT_{ON}} = 5/\Delta k \times C_g \times \frac{P_{GT,n}}{\eta_n \times D_g} \quad (\text{Eq.2.33})$$

$$C_{GT_{OFF}} = 2,5/\Delta k \times C_g \times \frac{P_{GT,n}}{\eta_n \times D_g} \quad (\text{Eq.2.34})$$

iii) Coût des émissions du CO₂ équivalent (Pénalité environnementale)

L'estimation des émissions des gaz à effet de serre se limite aux gaz les plus polluants et les plus toxiques à savoir : NO_x, CO et le CO₂. Le coût de pénalité relatif à ces émissions est estimé à partir de la quantité de gaz consommé [20,96,97]. Les masses des différents gaz émis pendant un pas horaire (Δk) peuvent être calculées en utilisant le modèle à facteurs d'émission [20,96,97] :

$$M_{NO_x}(k) = \mu_{NO_x} \times P_{GT}(k) \times \Delta k \quad (\text{Eq.2.35})$$

$$M_{CO}(k) = \mu_{CO} \times P_{GT}(k) \times \Delta k \quad (\text{Eq.2.36})$$

$$M_{CO_2}(k) = \mu_{CO_2} \times E_{th} = \mu_{CO_2} \times \frac{P_{GT}(k) \times \Delta k}{\eta} \quad (\text{Eq.2.37})$$

Notez que, contrairement à M_{NO_x} et M_{CO} , la masse du CO₂ émis (M_{CO_2}) est proportionnelle à la quantité de gaz consommé. Le développement de cette masse est donné dans [20,96,97]. Après tout calcul, le facteur d'émission μ_{CO_2} est égal à $202 \times 10^{-3} \text{ kg/kWh}$ [20].

Les facteurs d'émission μ_{NO_x} et μ_{CO} (en mg/kWh) sont respectivement approximés par les polynômes d'interpolation $R_2(\cdot)$ et $R_3(\cdot)$ comme suit [20,96,97] :

$$\mu_{NO_x} = R_2(P_{GT}) = -(1.7 \times 10^5) P_{GT}^4 + (5 \times 10^5) P_{GT}^3 - (5.3 \times 10^5) P_{GT}^2 + (2.4 \times 10^5) P_{GT} - 3.4 \times 10^4 \quad (\text{Eq.2.38})$$

$$\mu_{CO} = R_3(P_{GT}) = -(2.4 \times 10^5) P_{GT}^4 + (7.3 \times 10^5) P_{GT}^3 - (7.8 \times 10^5) P_{GT}^2 + (3.4 \times 10^5) P_{MGT} - 4.8 \times 10^4 \quad (\text{Eq.2.39})$$

L'évolution de ces deux facteurs d'émission (μ_{NO_x} , μ_{CO}) en fonction de la puissance générée par la turbine est représentée sur la figure 2.12.

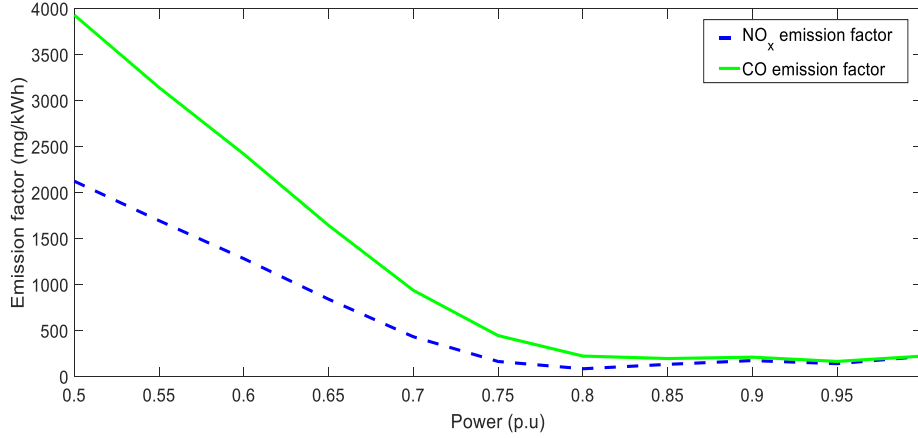


Figure 2-12 Facteurs d'émission des gaz NO_x et CO

La contribution au réchauffement climatique (l'effet de serre) de chacun des gaz CO₂, NO_x et CO est mise en évidence par le potentiel du réchauffement global correspondant (Global Warming Potential: GWP) [20]. Ainsi, on parlera de la quantité du CO₂ *équivalent* qui est calculée (en kg) pendant un pas horaire par [20] :

$$M_{CO_2eq}(k) = M_{CO_2}(k) + GWP_{NO_x} \times M_{NO_x}(k) + GWP_{CO} \times M_{CO}(k) \quad (\text{Eq.2.40})$$

avec : $GWP_{CO} = 3$ et $GWP_{NO_x} = 298$ sont respectivement le potentiel de réchauffement global du CO et NO_x [20].

De cette façon le coût d'émission du CO₂ équivalent (C_{CO_2eq}) est exprimé par :

$$C_{CO_2eq}(k) = M_{CO_2eq}(k) \times C_{p,CO_2} \quad (\text{Eq.2.41})$$

où C_{p,CO_2} représente le prix de la pénalité environnemental. Dans ce travail, on retient un prix de pénalité de 30 euros par tonne de CO₂ équivalent [20].

iv) Coût de production de la puissance réactive (Coût d'opportunité)

A l'image du coût de production de la puissance active (Fuel cost), la production de la puissance réactive sera elle-même associée à un coût économique appelé coût d'opportunité. La définition de ce coût est décrite par le diagramme de la figure 2.13. En effet, si la turbine participe uniquement au mixte énergétique actif (demande en puissance réactive nulle), elle aura la capacité d'échanger toute sa puissance active maximale ($P_{GT,n}$) avec le micro-réseau. Cependant, si le système de gestion fait une demande d'une puissance réactive ($Q_{GT}(k)$), la turbine devra réduire sa capacité de production en puissance active de $P_{GT,n}$ à $P_{GT}(Q_{GT}(k))$ en raison des limites de fonctionnement (voir figures.2.11, et 2.13). Cette réduction de la production active ($P_{GT,n} - P_{GT}(Q_{GT}(k))$) va entraîner un gain supplémentaire pour le gestionnaire. C'est ce gain qui constitue le coût d'opportunité [100]. Dès lors, la turbine sera capable de générer juste $P_{GT}(Q_{GT}(k))$; où $P_{GT}(Q_{GT}(k)) < P_{GT,n}$. De cette façon, le coût associé à la production de l'énergie réactive pour chaque pas de temps aura la forme suivante [100] :

$$C_{Q_{GT}}(k) = \lambda \left[C_{P_{GT}}(P_{GT,n}) - C_{P_{GT}}(P_{GT}(Q_{GT}(k))) \right] \quad (\text{Eq. 2.42})$$

Où λ désigne le taux de profit, typiquement compris entre 5 % et 10 % [100]. La variation du coût

d'opportunité en fonction de la puissance réactive fournie ou absorbée par la turbine (i.e. dans les deux quadrants capacitif/inductif) est décrite par la figure 2.13.

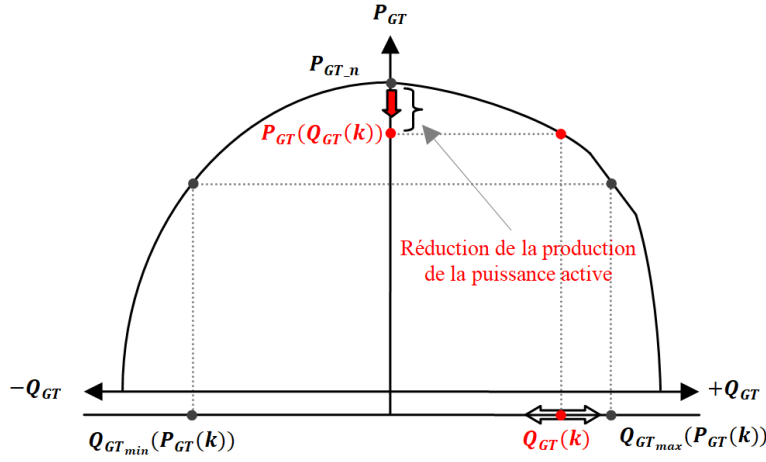


Figure 2-13 Diagramme PQ de la turbine décrivant le coût d'opportunité

2.3.4 Réseau principal

i) Contraintes du réseau principal

Le système de gestion proposé doit limiter l'échange du flux de puissance active/réactive entre le micro-réseau et le réseau de distribution (principal). Pour ce faire, le gestionnaire s'engage à respecter la puissance souscrite (puissance contractuelle : P_{PG_c}). La limite imposée à la puissance active injectée dans le réseau principal est P_{PG_v} (fixée également de façon contractuelle). Par ailleurs, la stratégie de gestion impose une limite supérieure sur la puissance réactive que peut compenser le réseau. Toutes ces contraintes sont décrites par les inégalités suivantes :

$$-P_{PG_v} \leq P_{PG}(k) \leq 0.9 \times P_{PG_c} \quad (\text{Eq.2.43})$$

$$|Q_{PG}(k)| \leq Q_{PG_{max}} \quad (\text{Eq.2.44})$$

$$1 \leq \cos \varphi_{PG} \leq \cos \varphi_{PG_{min}} \quad (\text{Eq.2.45})$$

$$\text{avec } Q_{PG_{max}} = |P_{PG}(k)| \times \tan(\cos^{-1}(\cos \varphi_{PG_{min}})) \quad (\text{Eq.2.46})$$

ii) Politique tarifaire (Tarifs d'achat/vente de l'énergie électrique)

La facture de l'énergie échangée avec le réseau principal est composée de trois coûts, à savoir : le coût d'achat de l'énergie (C_{EgP}), le coût de vente (C_{FiT}) et le coût de majoration (C_{Maj}) [19,94,101].

➤ Coût d'achat/vente de l'énergie

Le coût d'achat correspond au prix de l'énergie active (Electricity grid Price: EgP) soutirée du réseau principal (en €/kWh). Ce prix est généralement variable en fonction des heures de consommation [19,94]. Dans ce travail de gestion, nous considérons une tarification en deux postes horaires : heures pleines / heures creuses (On-peak/Off-peak) [19,94] (voir figure 2.14). Ainsi, le coût d'achat (en €/heure) sera :

$$C_{EgP}(k) = EgP(k) \times P_{PG}(k) \times \Delta k \quad (\text{Eq.2.47})$$

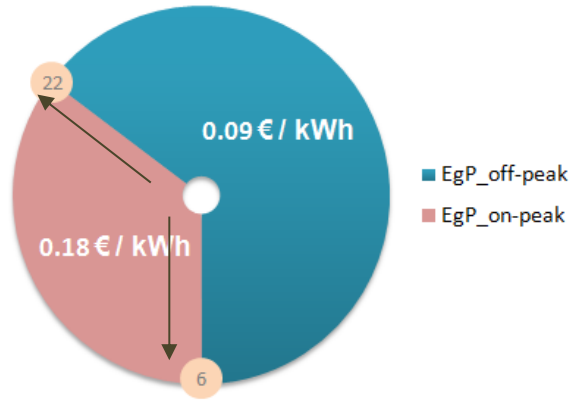


Figure 2-14 Tarifs d'électricité en fonction des postes horaires

Par ailleurs, l'énergie injectée dans le réseau sera vendue à un tarif (Feed-in Tariff: FiT) considéré constant pendant toute la journée [19,94]. Ainsi, le coût de vente (en €/heure) sera :

$$C_{FiT}(k) = FiT \times |P_{PG}(k)| \times \Delta k \quad ; \quad P_{PG}(k) < 0 \quad ; \quad FiT = 0,1176 \text{ €/kWh} \quad (\text{Eq.2.48})$$

➤ Coût de majoration

Ce coût correspond à la facturation de la puissance réactive soutirée du réseau principal lors de l'enregistrement d'un facteur de puissance (à la connexion avec le réseau principal) : $\cos \varphi_{PG} \leq \cos \varphi_{PG_max}$; avec $\cos \varphi_{PG_max} = 0,79$. Ce coût est défini par [101] :

$$C_{Maj}(k) = 2 \times (0,8 - \cos \varphi_{PG}(k)) \times C_{EgP}(k) \quad (\text{Eq.2.49})$$

2.4 Conclusion

Le travail de ce chapitre considère un micro-réseau intelligent raccordé au réseau de distribution et composé de plusieurs sources distribuées, à savoir : un générateur PV, un système de stockage et une micro-turbine à gaz. L'ensemble de ces sources doit répondre à la demande de la charge du micro-réseau avec un coût énergétique minimum. Dès lors, chaque source sera modélisée par son coût d'exploitation associé aux contraintes de fonctionnement. Le modèle développé dans ce chapitre s'avère suffisant et adapté aux stratégies de gestion proposées. En outre, ce chapitre décrit la structure du système de gestion d'énergie dont la dynamique sera représentée par un modèle d'état discret dans le chapitre 3.

La résolution du problème d'ordonnancement des flux de puissance active sera traitée dans le prochain chapitre en faisant appel à la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman.

Chapitre 3 : Gestion optimale du flux de puissance active

Chapitre 3 : Gestion optimale du flux de puissance active

3.1 Introduction

La lutte contre le dérèglement climatique et les incertitudes sur l'évolution du prix des énergies fossiles nous incitent à diminuer nos consommations d'énergie et nos émissions de gaz à effet de serre, pour contenir le réchauffement climatique de la planète à 2°C d'ici 2100, tel que stipulé par l'Accord de Paris signé lors de la COP21 en 2015. Selon le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), le rythme auquel la température globale augmente fera très probablement dépasser le seuil de 1,5 °C de réchauffement depuis l'ère préindustrielle, entre 2021 et 2040 (*rapport du GIEC 2022*). Pour y parvenir, il convient notamment d'être capable de réduire rapidement les consommations d'énergies fossiles. Il s'agit d'aller vers plus de sobriété en mettant en œuvre des stratégies ambitieuses de maîtrise de la demande en énergie, d'améliorer l'efficacité globale en utilisant des systèmes énergétiques à haut rendement et d'augmenter la part des énergies renouvelables utilisées par la conversion.

La gestion de l'énergie doit être dirigée au niveau de la production, de la distribution et de son utilisation terminale. Pour cela, une gestion de flux de puissance est proposée afin d'éviter la pénurie d'énergie dans un micro-réseau (MG). Ce dernier peut être constitué de plusieurs sources de natures hybrides en particulier les technologies de production à base d'énergies renouvelables (tel que le système photovoltaïque). L'intérêt des systèmes hybrides est de pallier l'aspect aléatoire caractérisant la production d'énergie du fait de sa dépendance des conditions météorologiques. La gestion de la production d'électricité dans les systèmes hybrides est traitée selon trois critères :

- Confort : ce critère consiste à réaliser un système capable de satisfaire la demande du consommateur et de sécuriser l'approvisionnement de celui-ci en électricité,
- Coût : ce critère représente le coût d'exploitation et le retour sur investissement du système mis en place. Ce critère dépend essentiellement du coût de l'énergie achetée pour pallier les manques de production et l'investissement dans les différents appareils du système multi source,
- Environnemental : ce critère correspond au respect des contraintes écologiques et à la réduction de l'empreinte carbone.

De nos jours, le niveau élevé de pénétration et l'intermittence de la source d'énergie renouvelable (RES) dans le micro-réseau peut constituer une menace en termes de stabilité en tension et en fréquence. Par conséquent, les systèmes des générations distribuées (DG) nécessitent une gestion intelligente afin d'assurer la continuité de l'alimentation de la charge en gardant la balance offre/demande du réseau global. Les améliorations dans les technologies de stockage offrent à ces opérations une gestion plus souple et fiable de l'énergie [102]. Les RES associés à des unités de stockage sont alors considérés comme des éléments fondamentaux du concept « Smart Grid » [103-104]. En effet, l'installation d'un périphérique de stockage interroge profondément le modèle le plus largement utilisé qui consiste à vendre toute la production fortement subventionnée à des prix importants et l'achat de la totalité de la consommation. Il permet également aux propriétaires de micro-réseaux d'optimiser la puissance échangée avec le réseau principal en conformité avec le marché de l'électricité et les prévisions pour le lendemain [105].

La structure du micro-réseau considéré dans notre étude est constituée d'un système solaire photovoltaïque comme source renouvelable, d'une turbine à gaz comme source auxiliaire, d'une

batterie à lithium comme système de stockage et du réseau électrique principal. La micro turbine à gaz est introduite pour assurer une production électrique ininterrompue en raison du caractère discontinu des ressources photovoltaïques et lorsque la limite de la puissance soutirée du réseau est atteinte. L'objectif de ce chapitre est de fournir une planification opérationnelle des unités de production associées au système multi-source considéré. Plusieurs travaux antérieurs proposent des stratégies d'optimisation des systèmes multi-sources multi-charges connectées au réseau. Généralement les optimisations proposées, concernent le dimensionnement de l'installation et la gestion du stockage selon les tarifs de rachat et de vente d'énergie électrique, les coûts d'investissement et le profil de charge [106-107]. En effet, les stratégies proposées ont été développées soit sur la base de l'exportation de la production totale du réseau [7-8] ou sur la base de l'écrêtage de la puissance soutirée au réseau principal [108-109] ou encore sur la base de la minimisation de la dépendance du réseau principal [110-111]. Par ailleurs, l'approche proposée dans cette section vise à développer des modèles appropriés pour le contrôle et la gestion de chaque unité. Ces différents modèles tiennent compte du caractère aléatoire de la production et de la consommation. Sur la base de ces modèles, une gestion optimale est proposée tout en sécurisant l'approvisionnement du consommateur.

Le problème de la gestion de l'énergie dans un MG consiste à trouver la meilleure répartition de la puissance entre les différentes sources. Plusieurs critères peuvent intervenir dans le choix de cette répartition. Dans ce chapitre, les objectifs de la gestion proposée se résument à : (i) réduire le coût économique global de la production d'électricité en privilégiant les sources d'origine renouvelable ; (ii) réduire la consommation de gaz ou les émissions de CO₂ en attribuant une fonction de cogénération aux sources polluantes.

Nous avons déjà identifié les contraintes relatives à nos quatre sources d'énergies ainsi que les puissances actives et réactives, suite à la modélisation effectuée dans le chapitre précédent. Nous nous limiterons dans ce chapitre uniquement aux coûts générés par la puissance active. L'objectif est de comparer la gestion optimale par la programmation dynamique basée sur l'algorithme de Bellman et la gestion restreinte qui utilise des règles prédéfinies de répartition de la puissance active entre les différentes sources, pour répondre au besoin de la consommation. Le choix de l'algorithme se justifie par la non-linéarité de la fonction objectif et garantit une solution exacte et optimale. En outre, la contrainte relative au temps de calcul ne se pose pas car dans une stratégie de gestion à long terme, le système de gestion peut être lancé avant le jour J (à minuit du J-1) pour le calcul des références optimales de puissance (cf. 1.4.2).

Nous commencerons donc le chapitre par la position du problème de gestion à travers la modélisation de la fonction objectif prenant en compte la puissance active et les différentes contraintes liées aux sources d'énergie. Nous décrirons ensuite la stratégie de gestion restreinte, suivie de la stratégie de gestion optimale par l'algorithme de Bellman. Ces deux stratégies seront comparées par simulation dans la dernière section du chapitre.

3.2 Position du problème de gestion

L'objectif du système de gestion est d'optimiser, sur un horizon d'une journée, les signaux de référence des sources distribuées, afin de minimiser le coût énergétique. Avec un pas d'échantillonnage d'une heure, cette gestion de planification peut être formulée comme un problème d'optimisation discret sous contraintes. En raison de la non-linéarité du modèle de coût, la gestion proposée est présentée comme un problème d'optimisation non-linéaire et résolu en utilisant la méthode de programmation dynamique. La planification développée est basée sur une fonction de coût multi-objectif, $J(t, T)$, définie comme suit :

$$J(t, T) = \sum_{t=t_0}^T C_p(t) + C_{CO_2}(t) \quad (\text{Eq.3.1})$$

Où le coût de production $C_p(t)$ est obtenu suivant l'équation Eq.3.2 :

$$C_p(t) = C_{ESS}(t) + C_{GT}(t) + C_{res}(t) \quad (\text{Eq.3.2})$$

$$\text{Avec : } C_{res}(t) = C_{EGP}(t) + C_{FIT}(t)$$

Quant au coût de pénalité correspondant aux émissions de CO₂, il est donné par [112] :

$$C_{CO_2}(t) = C_{eq} \cdot M_{CO_2} \quad (\text{Eq.3.3})$$

Où C_{eq} est le prix de pénalité équivalent du CO₂ (30€/tonne [20]) et M_{CO_2} désigne la masse d'émissions de dioxyde de carbone liée à l'utilisation énergétique du gaz naturel. Avec les notations définies dans le tableau 1, M_{CO_2} est estimée par :

$$M_{CO_2} = \frac{P_{GT} \cdot C_{FEg} \cdot OFg \cdot M_{mol_CO_2} \cdot \Delta T}{\eta_G \cdot M_{mol_C}} \quad (\text{Eq.3.4})$$

Les différents coûts sont détaillés dans le chapitre 2. Les contraintes à respecter sont également définies, dans leur intégralité dans le même chapitre. En rappel, ces contraintes sont les suivantes (Eq.2.1), (Eq.2.19), (Eq.2.20), (Eq.2.23), (Eq.2.28), (Eq.2.29) et (Eq.2.43).

- L'équilibre des puissances actives :

$$P_{PV} + P_{res} + P_{GT} \pm P_{ESS} - P_D = 0$$

- Les contraintes sur le réseau principal

$$P_{res_min} \leq P_{res}(t) \leq P_{res_max}$$

- Les contraintes sur la batterie

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$$

$$\Delta SOC_{min} \leq \Delta SOC(k) \leq \Delta SOC_{max}$$

$$SOH(t) \geq SOH_{min}$$

- Les contraintes sur la micro-turbine à gaz :

$$0.5 \times P_{GT_{nom}} \leq P_{GT}(k) \leq 0.9 \times P_{GT_{nom}}$$

Cette contrainte oblige la micro-turbine à gaz à opérer au voisinage de son point de fonctionnement nominal afin d'optimiser les émissions de CO₂.

Dans cette étude, nous considérons que :

- ✓ Le coût de production de l'énergie photovoltaïque est nul
- ✓ Le régime transitoire des micro-turbines à gaz est négligé
- ✓ Les pertes liées à la distribution de l'électricité dans le micro-réseau sont supposées nulles

La figure 3.1 décrit le flux de puissance active entre les différentes sources du micro-réseau considéré.

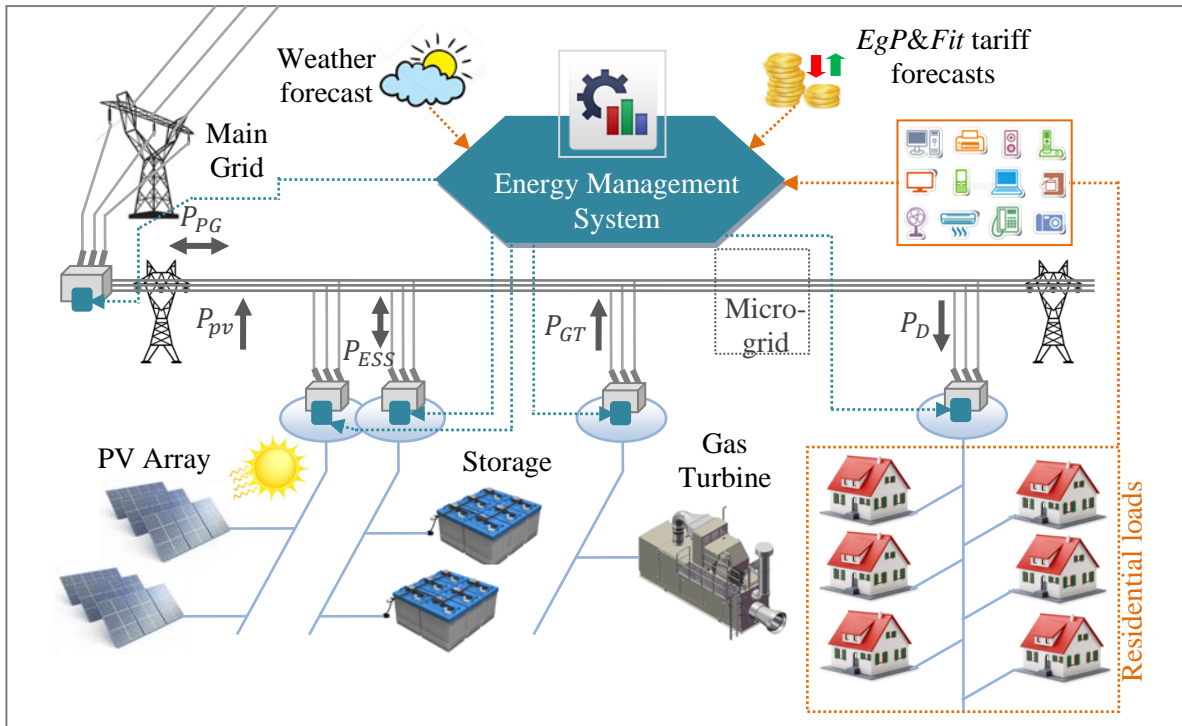


Figure 3-1 Flux de puissance active dans le micro-réseau

3.3 Description de la gestion restreinte de flux d'énergie

L'objectif de cette section est de fournir une planification opérationnelle des unités de production associées au système multi-source considéré. Plusieurs travaux antérieurs proposent des stratégies d'optimisation des systèmes multi-sources multi-charges connectées au réseau. Généralement les optimisations proposées concernent le dimensionnement de l'installation et la gestion du stockage selon les tarifs de rachat et de vente d'énergie électrique, les coûts d'investissement et le profil de charge [113-114]. En effet, les stratégies proposées ont été développées soit sur la base de l'exportation de la production totale du réseau [115-116] ou sur la base de l'écrêtage de la puissance soutirée au réseau principal [9-11] ou encore sur la base de la minimisation de la dépendance du réseau principal [117-118].

L'approche proposée dans cette section vise à développer des modèles appropriés pour le contrôle et la gestion de chaque unité. Ces différents modèles tiennent compte du caractère aléatoire de la production et de la consommation. Sur la base de ces modèles, une gestion optimale est proposée tout en sécurisant l'approvisionnement du consommateur.

3.3.1 Gestion restreinte du flux d'énergie

On cherche à effectuer une planification de la production des différentes unités raccordées au micro-réseau. Pour cela certaines hypothèses ont été considérées :

- **H1.** La turbine a un temps de réponse quasi-instantané, le régime transitoire n'est pas pris en compte dans la présente étude.
- **H2.** Les pertes liées à la distribution de l'électricité dans le micro-réseau sont supposées nulles en raison de la taille du micro-réseau (faible longueur des câbles).

L'algorithme de gestion consiste à sélectionner les générateurs à exploiter, à déterminer leur durée

de fonctionnement ainsi que leur référence de puissance. La source d'origine renouvelable est privilégiée alors que le système de stockage est utilisé en tant que source d'énergie de secours pour le MG. Si l'association batterie-PV est insuffisante pour répondre à la demande énergétique, l'algorithme de gestion compense la puissance résiduelle par la micro turbine et le réseau national selon le critère coût de production. L'algorithme de gestion cherche donc la répartition optimale des références en comparant les coûts des différentes possibilités de décision de fonctionnement (2^2 possibilités). Noter que le prix de production de turbine à gaz est fixé par la bourse du fuel, alors que le prix d'unité énergétique vendue par le réseau est variable selon la bourse d'électricité. Le tableau 3.1 représente les différents modes de fonctionnement des sources hybrides connectées au réseau national.

Tableau 3-1 Différents états de fonctionnement des sources hybrides

Conditions	Etats de fonctionnement			
	PV	ESS	TG	PG
$P_D \leq P_{PV}$	On	Off	Off	Off
$P_D \leq P_{ESS}$	Off	On	Off	Off
$P_D \leq P_{PV} + P_{ESS}$	On	On	Off	Off
$P_{PV} + P_{ESS} < P_D \leq P_{PV} + P_{ESS} + P_{GT}$	On	On	On	Off
$P_{PV} + P_{ESS} < P_D \leq P_{PV} + P_{ESS} + P_{res}$	On	On	Off	On
$P_{PV} + P_{ESS} < P_D \leq P_{PV} + P_{ESS} + P_{GT} + P_{res}$	On	On	On	On

3.3.2 Reformulation de la stratégie de gestion

Le contrôleur de flux de puissance doit assigner des références de puissance ainsi que d'autres signaux de commande appropriés aux sources hybrides. Les objectifs de l'algorithme de gestion sont :

- i) Assurer une alimentation sans coupure,
- ii) Optimiser l'utilisation de l'énergie renouvelable dans le mix énergétique,
- iii) Réduire au minimum les coûts économiques et les émissions d'équivalent CO₂ du micro turbine à gaz en réglant sa référence de puissance optimale qui correspond au minimum de pollution.

À chaque instant, l'état du système hybride est caractérisé par son vecteur d'état, formé de quatre variables tel que :

$$x(t) = [SOC(t) \quad P_{pv}(t) \quad P_D(t) \quad CF(t)]^T \quad (\text{Eq.3.5})$$

et son vecteur de commande $u(t)$ est de la forme :

$$u(t) = [P_{res_ref}(t) \quad P_{pv_ref}(t) \quad P_{GT}(t) \quad P_{ESS}(t)]^T \quad (\text{Eq.3.6})$$

A chaque pas d'échantillonnage, l'algorithme d'optimisation doit satisfaire (en respectant le tableau 3.1) la contrainte d'équilibre de puissance entre la production et la consommation (§ section 3.2).

Comme mentionné auparavant, le calcul du vecteur de commande $u(t)$ est achevé en deux étages en

commençant par le calcul des signaux de références pour le système photovoltaïque et la batterie en vérifiant les contraintes opérationnelles de ces deux sources. Tandis que le deuxième algorithme calcule les signaux de références optimaux pour la micro turbine et le réseau principal.

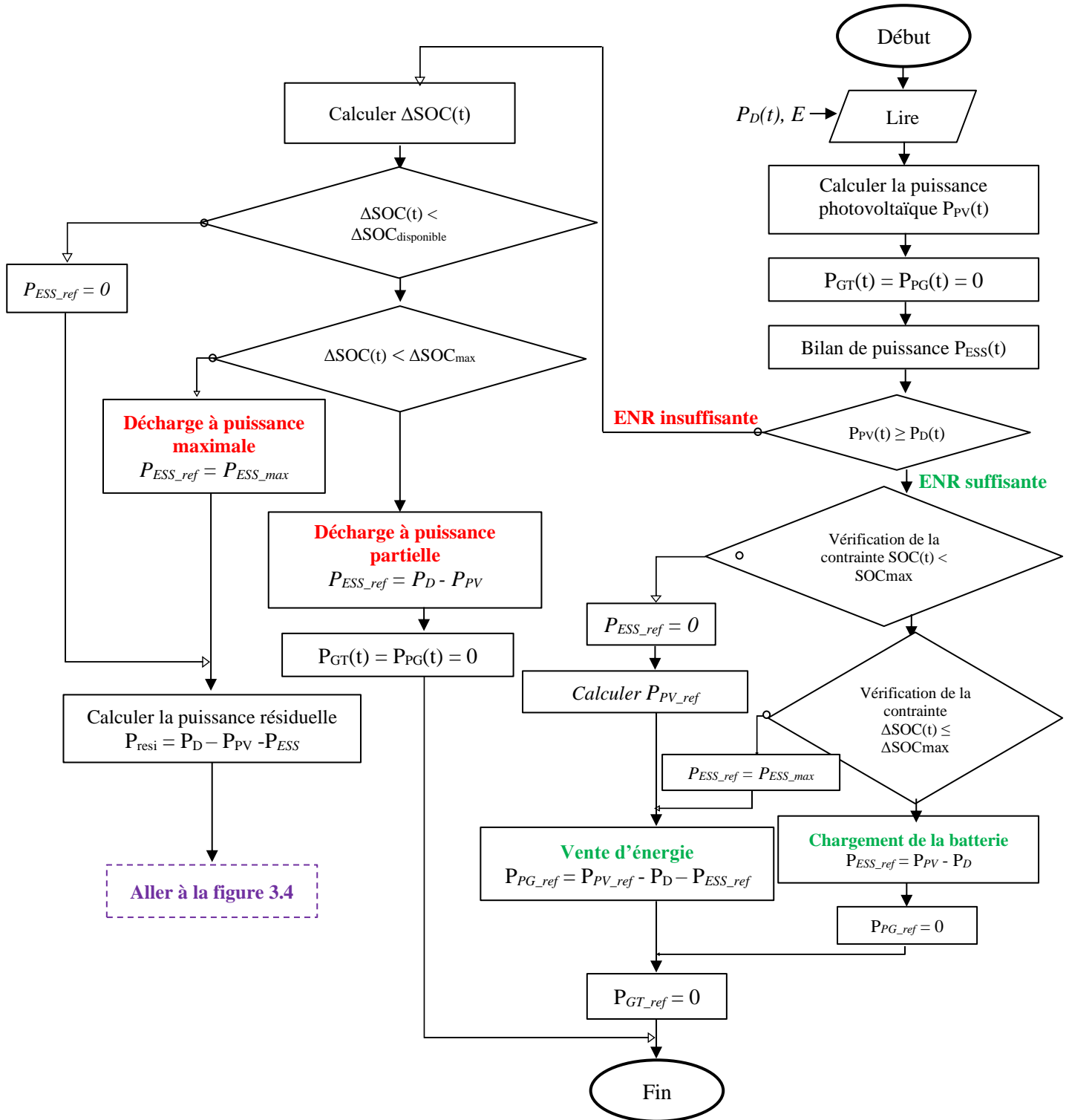


Figure 3-2 Organigramme de l'algorithme de contrôle des puissances

La figure 3.3 illustre l'ajustement des références de puissance en fonction du coût de production et le tarif énergétique. Le mode de fonctionnement est imposé en fonction de la valeur de la puissance photovoltaïque et de la consommation. La figure 3.3 résume les trois principales règles de l'algorithme de gestion qui sont :

- i) L'énergie d'origine renouvelable est en priorité utilisée pour alimenter la charge
- ii) La batterie est déchargée uniquement pour assurer la continuité d'alimentation de la charge quand l'énergie photovoltaïque n'est pas suffisante (interdiction de la vente de l'énergie stockée) et elle est rechargée dès que possible avec la source renouvelable seulement.
- iii) Les sources polluantes (PG+GT) fonctionnent comme des sources de cogénération lorsqu'une pointe de consommation se présente.

Toute combinaison (Marche/Arrêt) des générateurs satisfaisant la demande en électricité (voir § section 3.2 contrainte d'équilibre des puissances) constitue un état possible du système. Il existe jusqu'à quatre combinaisons possibles pour un groupe de turbine à gaz et le réseau électrique national (figure 3.4). A chaque état du système, il existe plusieurs combinaisons possibles de la puissance générée par les génératrices fonctionnelles de ces deux sources (variables d'état). Le contrôleur de flux de puissance doit chercher la combinaison optimale dans le graphe des états de décision qui optimise le coût total de production.

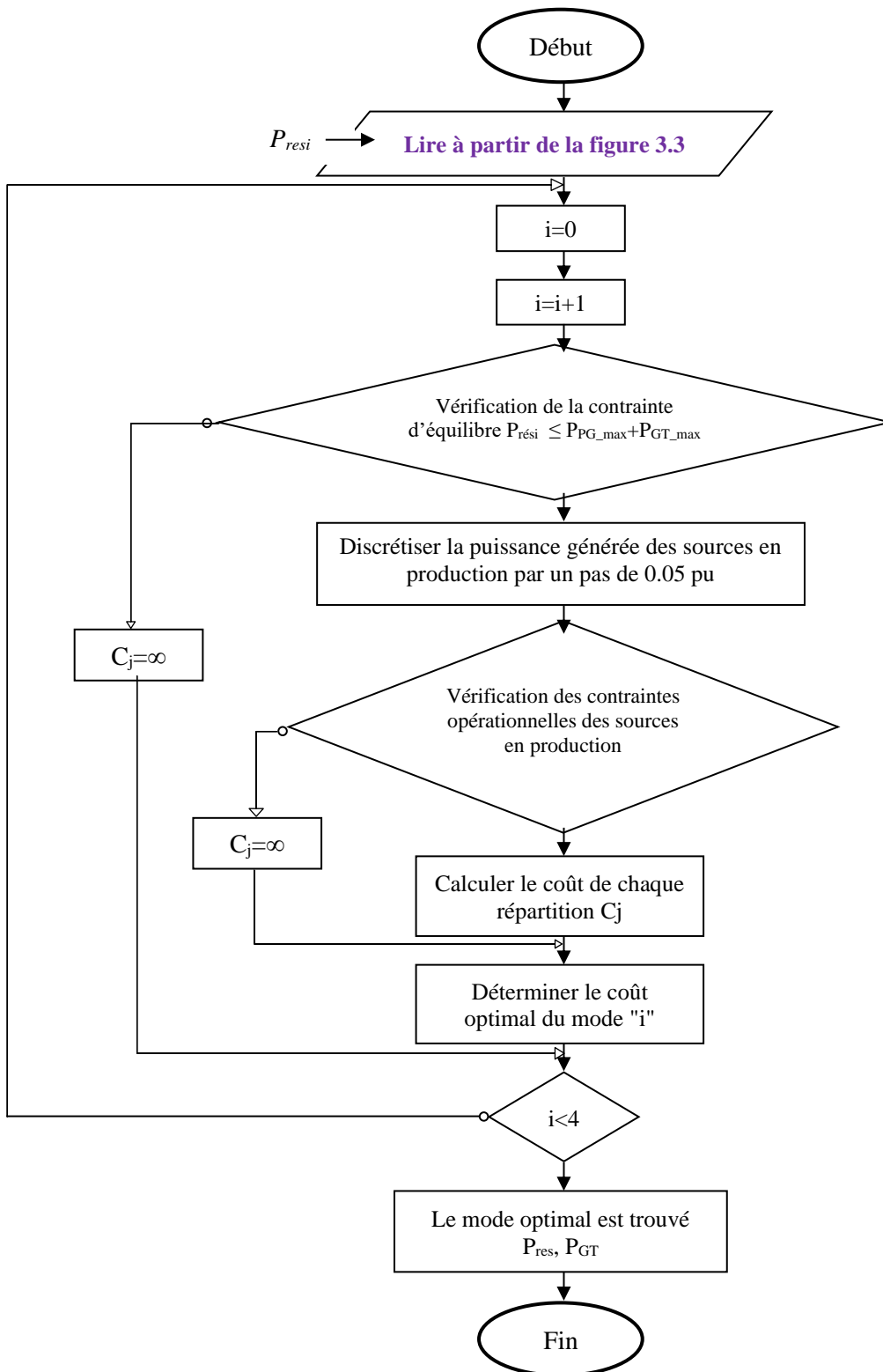


Figure 3-3 Organigramme de graphe des états de décision (GT + PG)

3.4 Processus du mode de gestion proposé : Programmation dynamique et algorithme de Bellman

3.4.1 Stratégie de gestion

La gestion d'énergie consiste à prendre la décision de planifier de manière optimale la production interne à partir d'énergies renouvelables et conventionnelles. Cette planification doit couvrir la demande du micro-réseau, minimiser les coûts de fonctionnement de l'énergie conventionnelle et le coût de l'électricité importée du réseau électrique dans les heures qui suivent.

Il existe plusieurs approches pour mettre en œuvre une résolution du problème de planification opérationnelle d'un micro-réseau avec ou sans stockage [119]-[120]-[121]. La gestion proposée fait appel à un algorithme d'optimisation de plus court chemin. En fait, il existe plusieurs algorithmes de plus court chemin tels que l'algorithme de Dijkstra et l'algorithme de Bellman-Ford. L'algorithme de Dijkstra ne fonctionne qu'avec des arcs aux poids positifs. En revanche, l'algorithme de Bellman-Ford peut résoudre un problème de recherche de plus court chemin depuis une source unique, mais en autorisant des arcs portant des poids négatifs. Le présent travail d'optimisation fait appel à l'algorithme de Bellman-Ford [123] implémenté par un programme dynamique et combinatoire où toutes les solutions possibles sont évaluées. L'algorithme ci-dessous présente une implémentation destinée au traitement d'un graphe orienté, qui renvoie le tableau des distances estimées. Cet algorithme a été adapté au graphe du problème de gestion d'énergie contenant des arêtes de poids négatif (coût négatif).

Algorithme : BELLMANFORD(G , source)

Entrées : un graphe pondéré orienté G , un sommet source.

Sortie : la longueur d'un plus court chemin de la source à chacun des sommets du graphe ($+\infty$ pour les sommets non accessibles), ou NIL si le graphe contient un cycle négatif.

```
1 distances ← tableau( $G$ .nombre_sommets(),  $+\infty$ );
2 distances[source] ← 0;
  // parcourir chaque arc  $|V|$  fois
3 pour  $i$  allant de 1 à  $G$ .nombre_sommets()-1 faire
4   | pour chaque  $(u, v, p) \in G$ .arcs() faire
5   | | distances[ $v$ ] ← min(distances[ $v$ ], distances[ $u$ ] +  $p$ );
  // vérifier la présence d'un cycle négatif
6 pour chaque  $(u, v, p) \in G$ .arcs() faire
7   | si distances[ $v$ ] > distances[ $u$ ] +  $p$  alors renvoyer NIL;
8 renvoyer distances;
```

Figure 3-4 Algorithme de Bellman/ Graphe de Bellman

L'équation de Bellman résume un problème d'optimisation sous forme récursive (voir figure 3.4). La solution de l'équation de Bellman récursive est la solution optimale du problème pour toutes les trajectoires possibles. Donc, l'objectif est de déterminer le nombre d'unités engagées pour répondre à la demande d'énergie électrique à chaque pas d'échantillonnage. Le principe de la programmation dynamique est de déterminer le chemin optimal le plus court à partir de l'état de départ en utilisant l'équation de l'optimalité récursive de Bellman. La trajectoire optimale est définie comme celle qui minimise la fonction objectif au regard des étapes résultantes. Pour notre cas, la fonction objectif s'exprime comme suit :

$$CF_{min} = \min \sum_{k=1}^N CF'(k) + CF''(k) \quad (\text{Eq.3.7})$$

Avec :

$CF'(k)$: Fonction sous-optimale du coût de production (donné par (Eq.3.2)) pour le pas d'échantillonnage k qui présente le coût de production minimale de tous les générateurs.

$CF''(k)$: Le coût de pénalité des émissions d'équivalent CO_2 représenté par (Eq.3.3).

A chaque pas d'échantillonnage, l'algorithme d'optimisation doit satisfaire les différentes contraintes.

3.4.2 Processus de la gestion d'énergie

La programmation dynamique nécessite une mise en forme adaptée du problème qui est vu comme une succession dans le temps d'états discrets du système de gestion [124]. Comme illustré par la figure 3.6, chacun de ces états constitue un niveau de charge (SOC) établi entre les butées SOC_{min} et SOC_{max} . A chaque pas horaire de la trajectoire de planification, l'état de charge est discrétisé par le pas δSOC (en %) en plusieurs états (sommets) à un nombre N_{SOC} . A partir du SOC initial (SOC_{start}) jusqu'au SOC final (SOC_{end}), un seul état (sommet) est atteignable. De cette façon, chaque transition entre deux sommets SOC correspond à une variation d'état de charge (ΔSOC en %). Ainsi, à chaque ΔSOC les niveaux de puissance active du stockage sont calculées par les équations (Eq.2.12) - (Eq.2.13) citées dans le chapitre 2 :

$$SOC(k) = \frac{C_{st}(k)}{C_{st}(k-1)}$$

Avec :

$$C_{st}(k) = C_{st}(k-1) + Q_{ch}(k) - Q_{dis}(k)$$

En effet, toute combinaison d'états individuels durant le passage d'un pas à l'autre renvoie une trajectoire pour l'état de charge du stockage. Cette trajectoire correspond non pas seulement aux puissances actives échangées par le stockage mais aussi aux puissances des autres sources satisfaisant l'équilibre de charge et l'ensemble des contraintes.

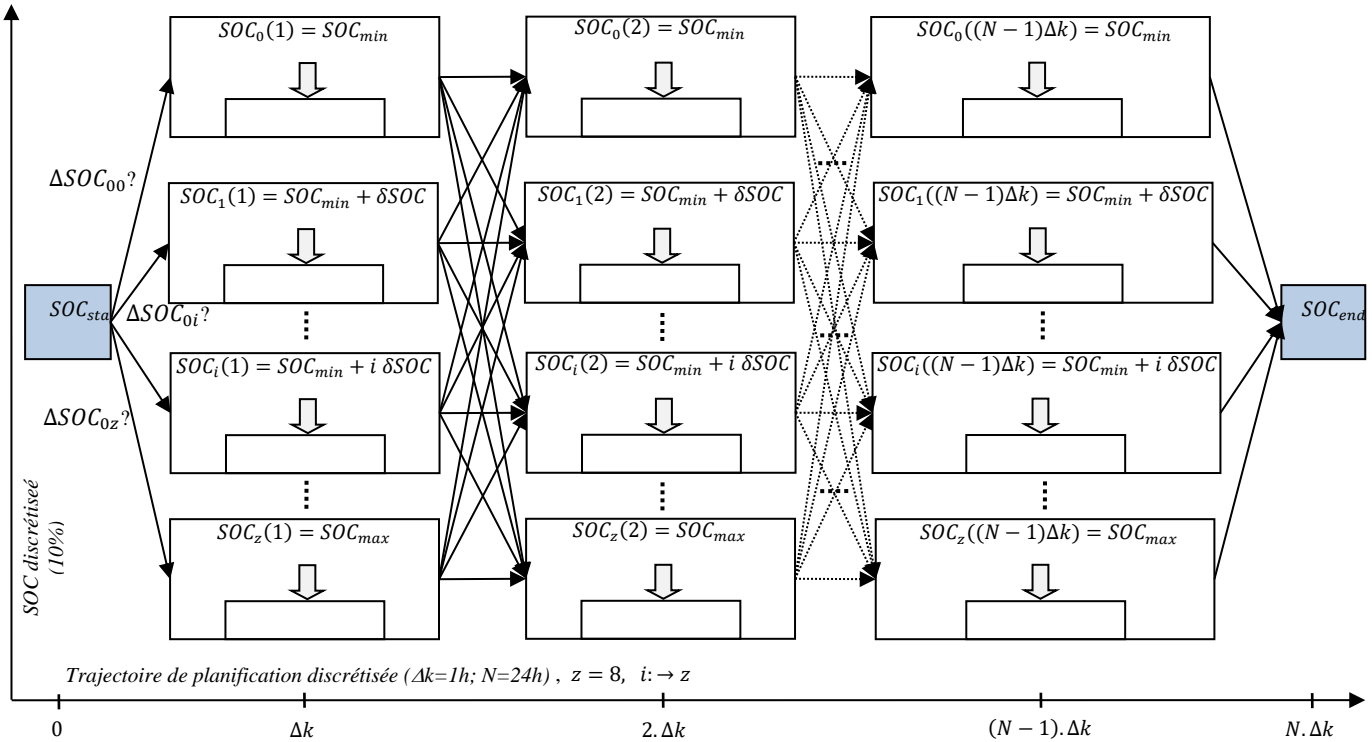


Figure 3-5 Graphe de Bellman

La figure 3.5 décrit la procédure d'optimisation. En effet, une discrétisation sur l'intervalle de 10% à 90% avec un pas de 10% de l'état de charge de la batterie est effectuée à chaque pas horaire (Δk). Il en résulte 9 niveaux de charge de la batterie.

A chaque niveau de charge noté $SOC_i(k)$ correspond une puissance active $P_{ESS}(i)$ associée au système de stockage. Il en résulte une puissance résiduelle donnée par :

$$P_{resid} = P_D + P_{ESS} - P_{pv} \quad (\text{Eq.3.8})$$

Deux cas de figures peuvent se présenter selon le signe de cette puissance résiduelle. Si la puissance résiduelle est négative le surplus de puissance sera injecté au réseau principal sinon si elle est répartie de façon optimale entre la micro-turbine et le réseau principal selon l'organigramme décrit par la figure 3.7.

Par ailleurs, l'algorithme de gestion proposé traitera de manière exhaustive différents plans de répartition des puissances actives des sources en respectant la contrainte d'équilibre de charge (Eq.3.5) ainsi que les contraintes opérationnelle associées aux différentes sources connectées au micro réseau. Ce programme fait appel à l'algorithme de Bellman. Son objectif consiste à trouver le chemin le plus court, minimisant la fonction objective considérée (Eq.3.9). Notez que cet algorithme délivre en sortie les consignes optimales des puissances demandées aux différentes sources. L'organigramme de la figure 3.6 résume l'ensemble de la stratégie de gestion proposée.

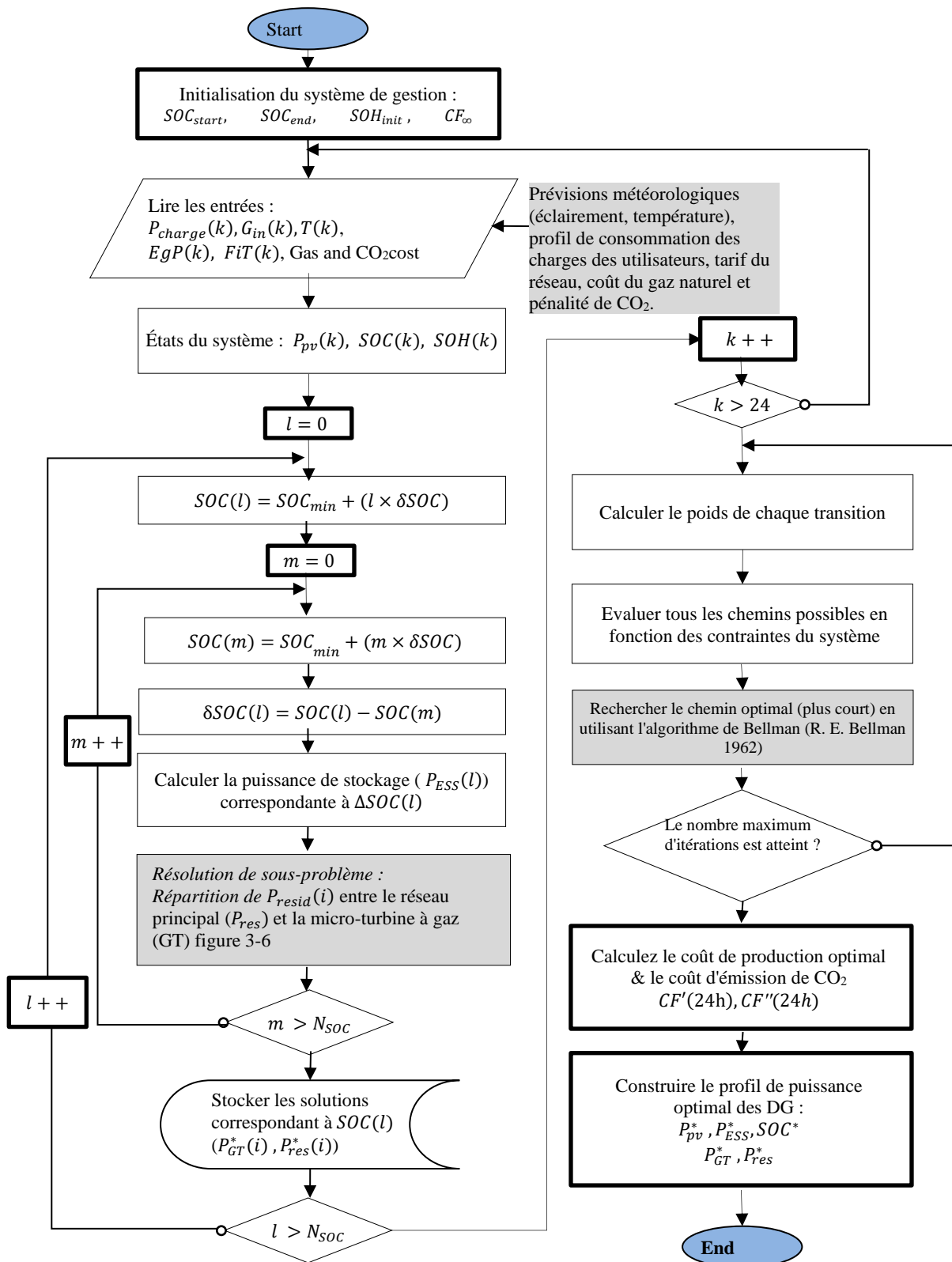


Figure 3-6 Organigramme de l'algorithme Bellman développé pour le contrôle de la gestion des flux d'énergie

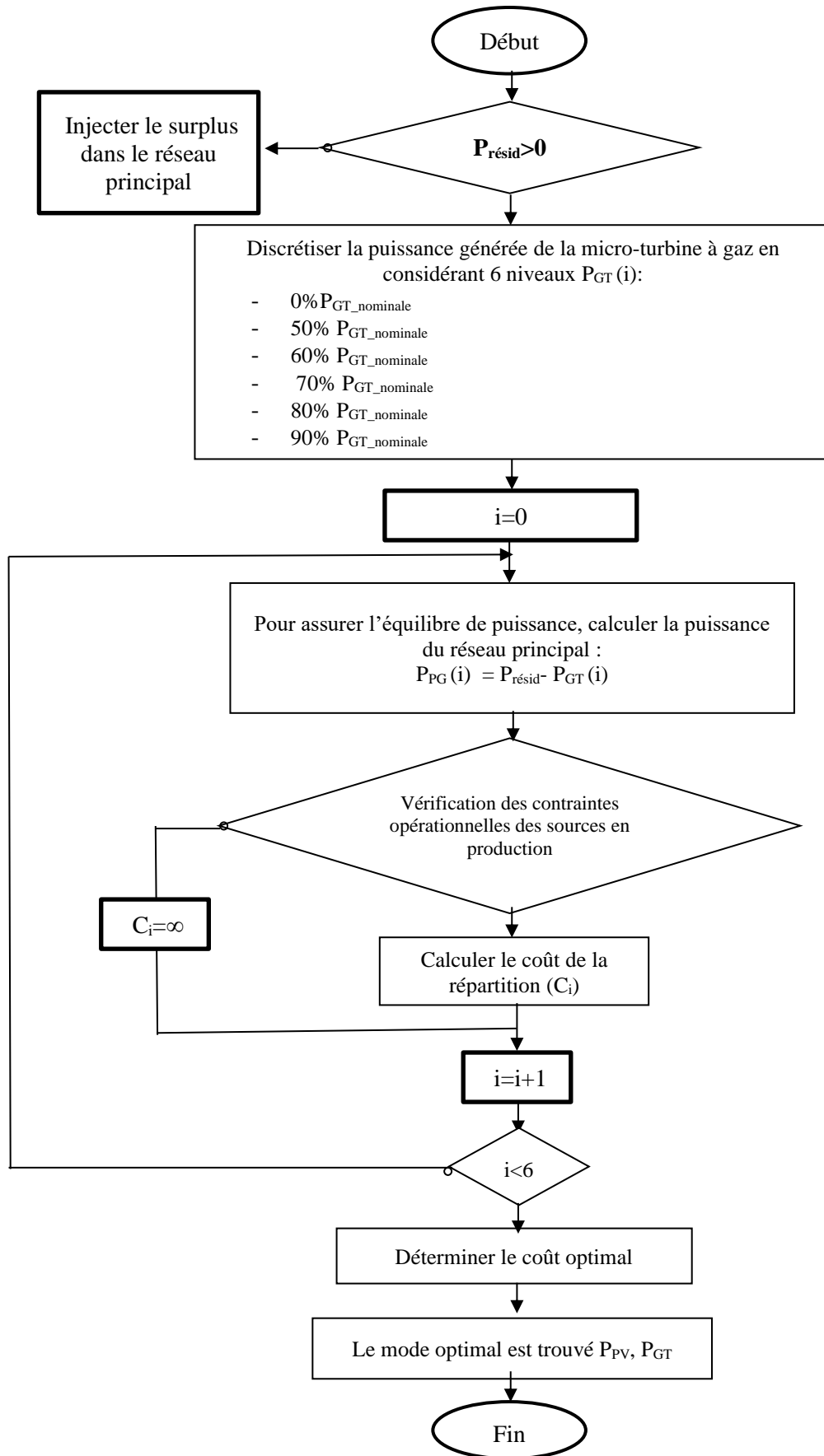


Figure 3-7 Organigramme de la répartition de la puissance résiduelle entre la micro-turbine à gaz et le réseau principal

3.5 Protocole de simulation

Les données que nous avons prises en compte pour la simulation sont données dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 3-2 Paramètres de simulation du micro-réseau

Système	Contraintes et limitations
Système photovoltaïque	$P_{PV_mpp} = 100 \text{ KW}$
Micro turbine à gaz	$P_{GT_nom} = 30 \text{ KW}$
Réseau principal	$P_{PG_max} = 40 \text{ KW}$ $P_{PG_min} = -30 \text{ KW}$ $U_{ESS} = 120 \text{ V}$ $I_{ESS_max} = 156 \text{ A}$ $C_{ref} = 440 \text{ Ah}$
Système de stockage	$SOC_{min} = 10\%$ $SOC_{max} = 90\%$ $SOH_{min} = 60\%$ $\Delta SOC_{max} = 30\%$

Tableau 3-3 Prix de vente et d'achat de l'électricité du réseau électrique principal

	Achat / Vente	Achat / Vente
Poste Horaire	6 h AM-9h PM (heures pleines)	10h PM-5h AM (heures creuses)
Euro / kWh	$18.10^{-2} / 11.10^{-2}$	$9.10^{-2} / 7.10^{-2}$

Résultats et comparaison avec la gestion restreinte

La journée étudiée est discrétisée en 24 périodes d'une heure. L'optimiseur exécute les algorithmes de gestion (détaillés dans les sections précédentes) du micro-réseau et envoie les consignes de puissance aux générateurs toutes les heures. Cet algorithme est exécuté dans l'environnement Matlab. Les paramètres de simulation de la gestion proposée sont inclus dans les tableaux 3.2 et 3.3 La prévision du profil de consommation considérée est décrite dans la figure 3.8.

La figure 3.10 montre le profil prédictif considéré de l'irradiance globale moyenne au cours de la journée étudiée. A noter que lors des simulations, le SOC du système de stockage est imposé égal à 50% au début et à 20% à la fin de la journée étudiée, mais il est gratuit pendant toute la journée. En principe pour les premières heures [1h et 6h], la consommation est généralement faible (du même ordre de grandeur que [23h et 24h]).

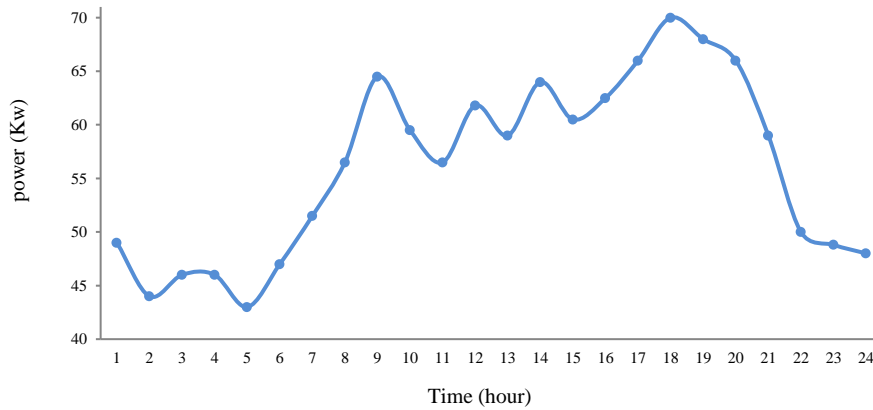


Figure 3-8 Profil de consommation électrique

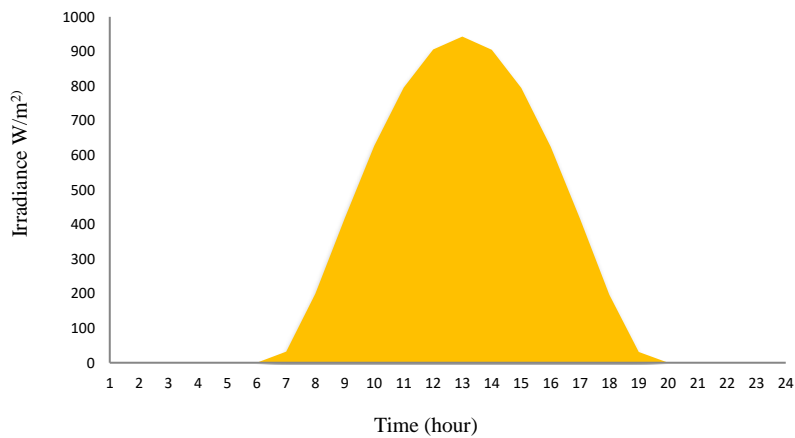


Figure 3-9 Irradiation globale au cours de la journée considérée

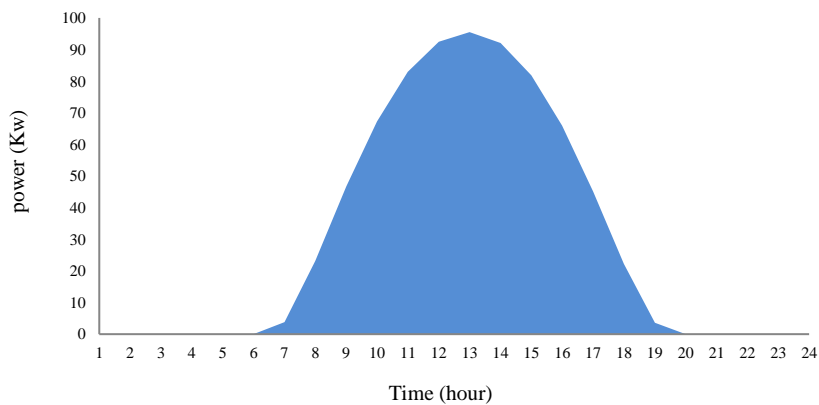


Figure 3-10 Estimation correspondante de la puissance photovoltaïque

Afin d'évaluer l'efficacité de la gestion optimale proposée du micro-réseau, la gestion restreinte a également été simulée. Celle-ci consiste à sélectionner les générateurs à exploiter et à déterminer leur durée de fonctionnement ainsi que leur référence de puissance [124]. Les sources renouvelables sont prioritaires tandis que le système de stockage est utilisé comme source d'énergie de secours. Le superviseur répartira la puissance résiduelle entre les différentes sources selon les critères de coût du

kWh [125]. Les résultats de cette stratégie fournissent des données de référence pour la comparaison avec la gestion optimale proposée.

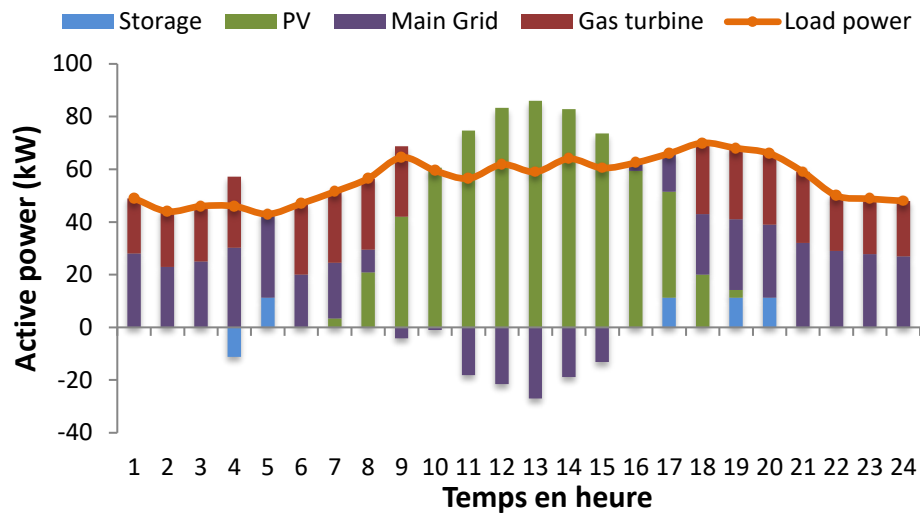


Figure 3-11 Gestion optimale de la puissance active

La puissance photovoltaïque maximale (MPPT) est générée et illustrée à la figure 3.11 en fonction de l'éclairement énergétique global moyen présenté sur la figure 3.10 qui est auto-consommé par les charges et le système de stockage (mode charge batterie). La distribution des références de puissance optimale obtenue par l'algorithme de gestion (voir figure 3.3) est présentée sur la figure 3.12. La puissance excédentaire peut être injectée dans le réseau pour optimiser la facture énergétique. La décision de charge/décharge du système de stockage est fournie par l'algorithme de gestion pour participer à l'optimisation du coût global de production.

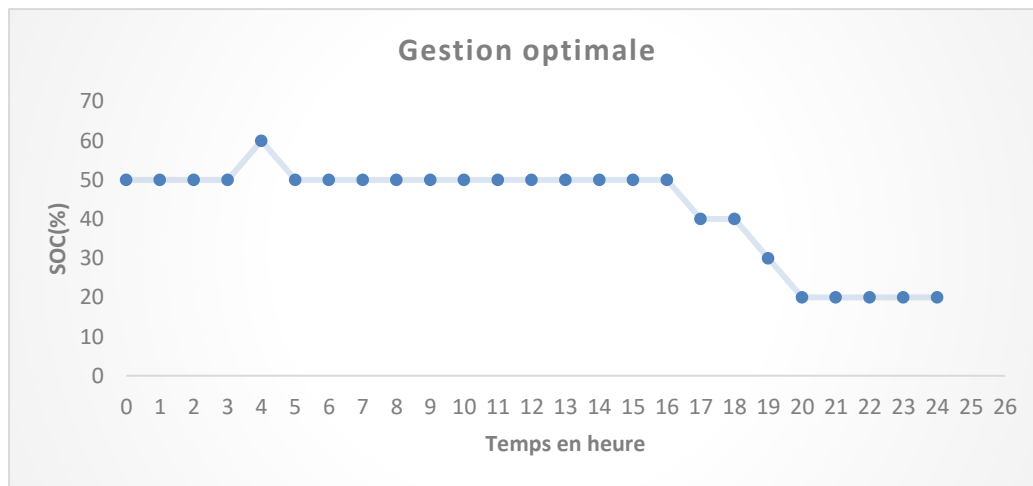


Figure 3-12 Etat de charge du système de stockage

L'usage d'un système de stockage, permettrait d'augmenter l'efficacité du système de gestion des flux d'énergie. En effet, l'optimisation du flux de puissance du système de stockage permet le transfert de l'énergie extraite du système PV des heures creuses, vers les heures de pointe. A la fin des 24 heures étudiées, le taux de participation du système de stockage au mix énergétique s'élève à environ 8,8% (figure 3.12).

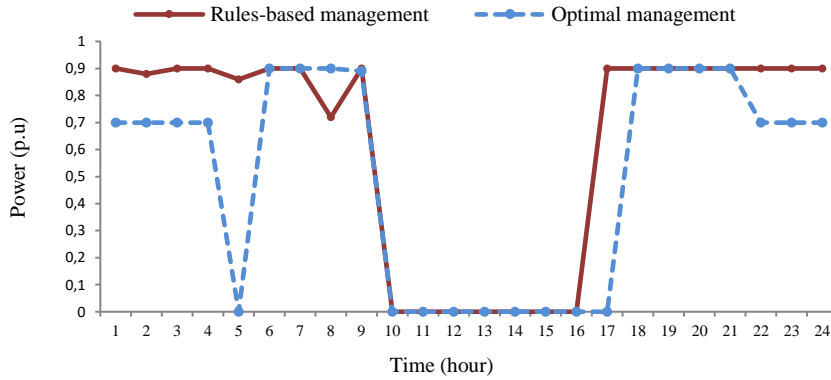


Figure 3-13 Référence de puissance de la micro turbine à gaz dans p.u ($P_{nom} = 30KW$)

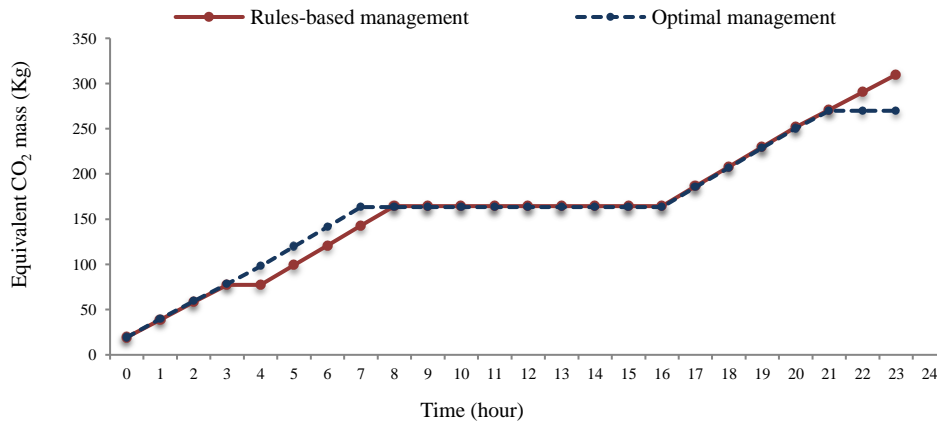


Figure 3-14 Émission équivalente de CO₂ émise par la micro turbine à gaz

Par ailleurs, la figure 3.14 révèle que la micro turbine à gaz est fortement sollicitée pour assurer le bilan de puissance et participer à l'écrêtage de la puissance appelée. En effet, la participation du gaz de la micro-turbine dans le mix énergétique (un taux de 22,7%) implique une consommation du combustible et se traduit au contraire par une accumulation d'émissions de CO₂ (voir figure 3.15).

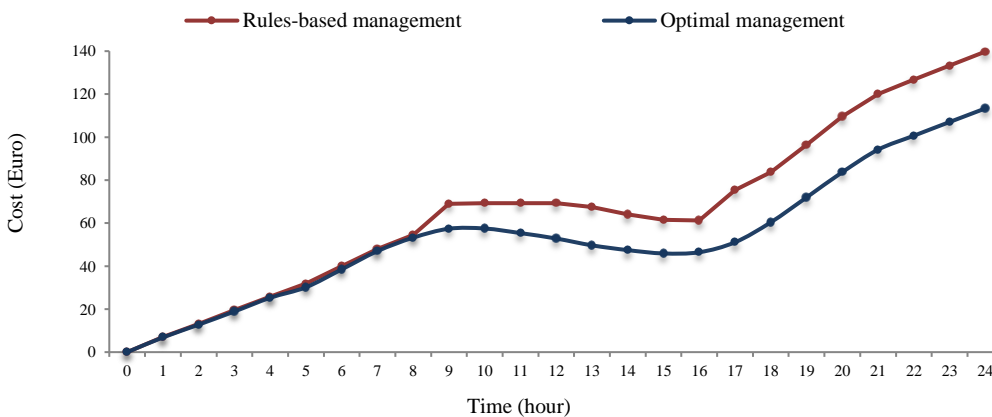


Figure 3-15 Coût total du micro-réseau

Au cours de la journée considérée, la gestion proposée génère un coût global de 113,34 € (voir figure 3.16). Cela représente une réduction de 18,9% de la facture énergétique par rapport à la gestion restreinte (139,77€). De même, le taux des émissions équivalent CO₂ est passé de 309,75 kg à 269,85 kg soit une réduction de 39,9 kg au cours de la journée étudiée (voir figure 3.13).

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un micro-réseau intelligent raccordé au réseau de distribution et composé de plusieurs sources, à savoir : un générateur PV, un système de stockage et une micro-turbine à gaz. Une planification opérationnelle des sources distribuées a été établie, la veille pour le lendemain (à J-1), en fonction des profils prévisionnels de la consommation des charges, de la production PV, et des tarifs d'électricité. Cette planification consistait en un problème d'ordonnancement discret, sur un horizon de 24 h, des puissances actives. En fait, des consignes optimales en puissance active de chaque source ont été calculées de manière à : (i) minimiser le coût économique de l'énergie produite au sein du micro-réseau et (ii) réduire les émissions du CO₂ équivalent générées par la micro-turbine à gaz. Pour atteindre ces objectifs un programme d'optimisation dynamique à base de l'algorithme de Bellman a été développé. Ceci a permis d'obtenir des solutions optimales.

Les principales contributions concernent la conception d'un système de gestion d'énergie positive, c'est-à-dire à la fois économique et environnemental. De plus, le problème de vieillissement des batteries a été pris en compte dans la stratégie de gestion proposée. Les résultats de la gestion proposée ont été comparés à ceux d'une gestion restreinte en considérant le même protocole de simulation. La gestion restreinte a marqué une gestion brute des flux des puissances en fonction des règles établies et en dépit de la croissance de la facture énergétique du micro-réseau. Ceci explique les limitations et les insuffisances obtenues. Cependant, la gestion proposée a fait preuve d'une intelligence et d'une flexibilité lors de la répartition des puissances. Ceci a été le résultat d'une valorisation de l'énergie PV et d'un engagement optimal du stockage. Par ailleurs, un ajustement optimal du point de fonctionnement de la micro turbine à gaz a permis de réduire la pénalité environnementale.

Le processus de la gestion proposée a pu apporter des économies d'environ 19% en facture énergétique totale et une réduction qui avoisine 40 kg des émissions du CO₂ équivalent, et cela tout en préservant la stabilité du micro-réseau.

**Chapitre 4 : Gestion optimale des flux de
puissance active / réactive dans un micro-réseau
intelligent intégrant le générateur PV**

Chapitre 4 : Gestion optimale des flux de puissance active / réactive dans un micro-réseau intelligent intégrant le générateur PV

4.1 Introduction

Dans la littérature, plusieurs travaux se concentrent sur les stratégies d'optimisation pour les systèmes multi-sources [126]-[127]. Différentes approches pour résoudre la planification opérationnelle ont été développées, chacune avec sa particularité mathématique et ses caractéristiques informatiques [128,129, 130]. Divers travaux [131-139], ont limité leurs optimisations à la distribution de puissance active sur les différentes sources associées au micro-réseau afin de satisfaire la consommation électrique sans prendre en compte la puissance réactive. Ces modèles ne peuvent être optimaux dès lors qu'ils ne prennent pas en considération la puissance réactive existante dans la gestion globale de la consommation électrique. La prise en compte de la puissance réactive permet d'atteindre plusieurs objectifs :

- La réduction de la facture énergétique. En effet, lorsque le réseau principal reçoit une puissance réactive et que le $\cos\Phi$ dépasse un certain seuil fixé par l'opérateur, le consommateur est amené à payer des pénalités, ce qui alourdit sa facture.
- Le réglage du plan de tension et de la fréquence. La prise en compte de la puissance réactive permet un réglage plus efficace de la tension ce qui contribue à la sûreté et à la stabilité des réseaux électriques.
- Le contrôle des pertes dans le micro-réseau. En effet, la chute de tension sur la ligne de transport dépend de la puissance réactive placée au niveau de chaque extrémité de cette ligne. Par conséquent, en adaptant à volonté ces puissances réactives, on peut maîtriser la valeur de cette chute de tension donc des pertes de transport.

Dans [140-142], la gestion de la puissance active/réactive a été effectuée. Cependant, dans ces études, l'optimisation a été réalisée en deux phases : d'une part, répartir de manière optimale la puissance active en considérant que la puissance réactive demandée est nulle, et d'autre part le résultat de cette répartition est pris en compte afin de déterminer la répartition optimale d'énergie réactive. Cette stratégie suppose un fonctionnement linéaire de tout le système, ce qui n'est pas le cas pour les systèmes où le coût de production des sources étudiées a un comportement non linéaire. Le contexte étudié (figure 4.2) est constitué d'un système photovoltaïque, d'un système de stockage d'énergie, d'une micro-turbine à gaz et d'un réseau principal. Contrairement à l'approche conventionnelle, qui se limite à la distribution de la puissance active et aux approches d'optimisation séquentielle des puissances active et réactive, nous nous appuyons sur la modélisation d'un système électrique afin de coordonner et d'optimiser à la fois le flux de la puissance active et réactive. La stratégie de gestion de l'énergie proposée a deux objectifs : (i) elle vise à optimiser la facture énergétique du micro-réseau. La gestion proposée intègre les prévisions de consommation, la météo et les tarifs ; (ii) elle vise à réduire la sollicitation du réseau principal par rapport à la puissance réactive demandée. La gestion proposée est comparée à la gestion conventionnelle qui répartit uniquement la puissance active de la consommation de manière optimale entre les différentes sources du micro-réseau, sans tenir compte de la puissance réactive supportée à 100% par le réseau principal [143], [144], [145]. Dans cette gestion classique, l'algorithme d'optimisation de Bellman a été utilisé [146].

Le chapitre est organisé de la manière suivante. La problématique est, dans un premier temps,

rappelée dans la section 4.2. La gestion des flux de puissance active et réactive est ensuite présentée dans la section 4.3. La section 4.4 traite du développement d'algorithmes d'optimisation. La section 4.5 se focalise sur la description de la stratégie de gestion. Enfin les résultats de la simulation clôturent le chapitre dans la section 4.6.

4.2 Problématique

Comme évoqué en introduction, dans l'approche conventionnelle (figure 4.1), la puissance active est répartie d'une façon optimale sur les différentes sources d'énergie. De ce fait, la puissance réactive dans cette approche, est implicitement prise en compte, entièrement par le réseau principal. Ces modèles ne prennent pas en considération la puissance réactive existant dans la consommation électrique.

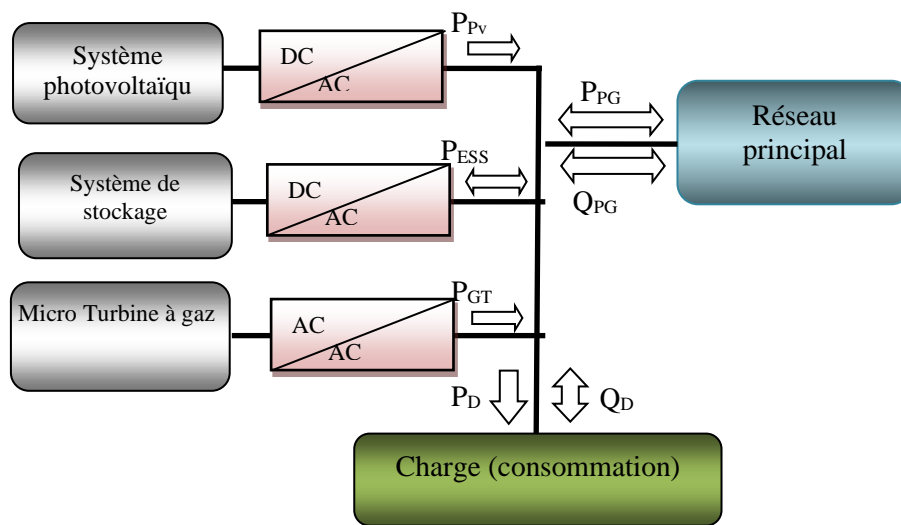


Figure 4-1 Transit de puissance dans le micro-réseau

Dans notre cas, le micro-réseau considéré est indiqué sur la figure 4.2. La figure montre l'échange des puissances complexes actives/réactives des différentes sources avec la charge. Chaque source d'énergie fournit de la puissance active, reçoit et fournit de la puissance réactive. Parmi les multiples facteurs justifiant la prise en compte de la puissance réactive cités en introduction, dans notre étude, nous nous intéressons à la réduction de la facture énergétique. L'objectif est de mettre en place un système de gestion qui permet une répartition optimale de la puissance active et réactive de façon simultanée, entre les différentes sources de notre micro-réseau. Cette répartition optimale, assure une réduction de la facture énergétique. Elle garantit en outre une moindre sollicitation du réseau principal car la puissance réactive est répartie d'une manière optimale entre les différentes sources contrairement à l'approche conventionnelle où le réseau principal est sollicité à 100% pour répondre à la consommation de la puissance réactive.

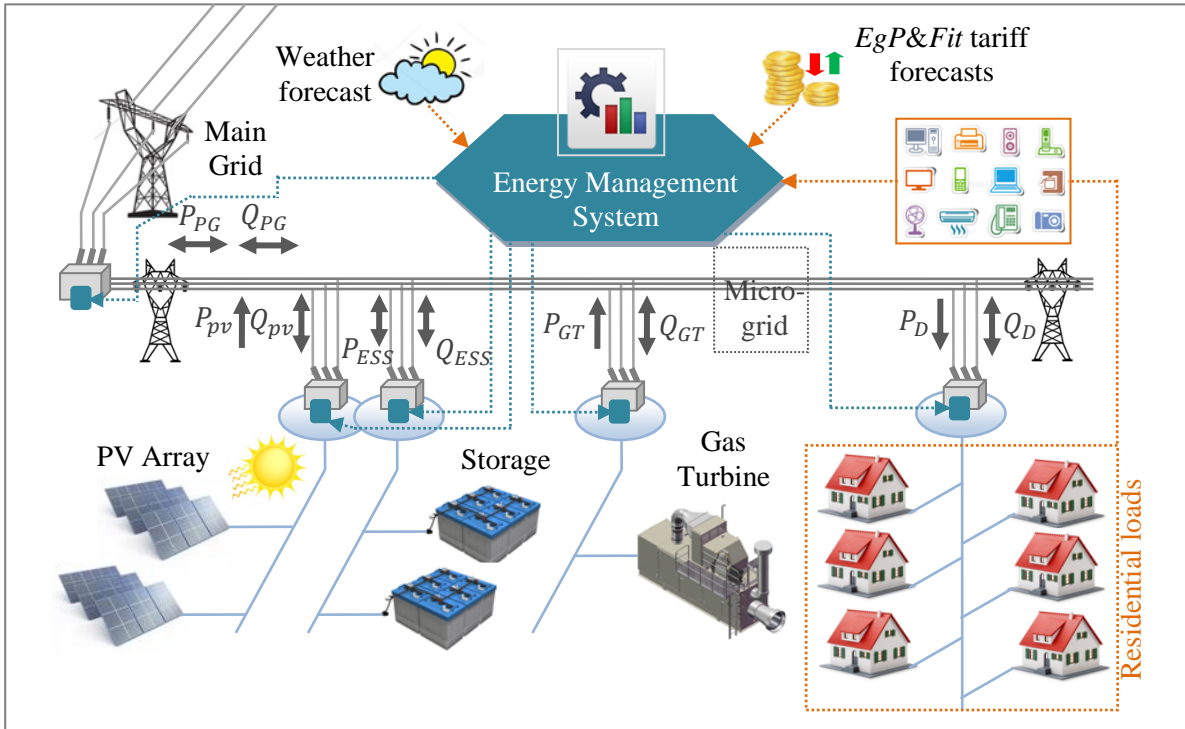


Figure 4-2 Architecture du micro-réseau et système de gestion

4.3 Gestion des flux de puissance active et réactive

Le système de gestion œuvre pour un ordonnancement optimal des puissances produites par chaque source. Cet ordonnancement doit se faire en minimisant la fonction CF (Cash-Flow) sur un horizon temporel $N=24h$ avec un pas de discrétisation d'une heure $\Delta k = 1h$. La fonction objectif est représentée ci-dessous :

$$CF = \sum_{k=1}^N CF1(k) + CF2(k) \quad (\text{Eq.4.1})$$

Avec :

- $CF1(k) = CostPG(k) + CostGT(k)$
- $CF2(k) = Brc(k)$
- $CostPG$: le coût de production de la puissance active et réactive du réseau principal
- $CostGT$: le coût de production de la puissance active et réactive de la micro turbine à gaz et le coût d'émission CO_2
- Brc : le coût de production de la puissance de la batterie

Les formules de calcul de ses différents coûts sont détaillées dans le chapitre 2 et ne seront pas rappelées.

Le problème de gestion optimale est représenté par le vecteur d'état $X(k)$ comme suit :

$$X(k) = [SOC(k) \quad SOH(k) \quad P_{pv}(k) \quad P_D(k) \quad Tarif(k)]^T \quad (\text{Eq.4.2})$$

Où $Tarif(k)$ est égal au prix de vente ou d'achat de la puissance active à chaque instant k et $U(k)$ est le vecteur de contrôle (Eq.4.3) qui représente les puissances optimales à générer par chaque

source à l'instant k :

$$U(k) = [P(k) \quad Q(k)]^T \quad (\text{Eq.4.3})$$

Avec :

$$P(k) = [P_{Pv}(k) \quad P_{GT}(k) \quad P_{ESS}(k) \quad P_{PG}(k)]^T \quad (\text{Eq.4.4})$$

$$Q(k) = [Q_{Pv}(k) \quad Q_{GT}(k) \quad Q_{ESS}(k) \quad Q_{PG}(k)]^T \quad (\text{Eq.4.5})$$

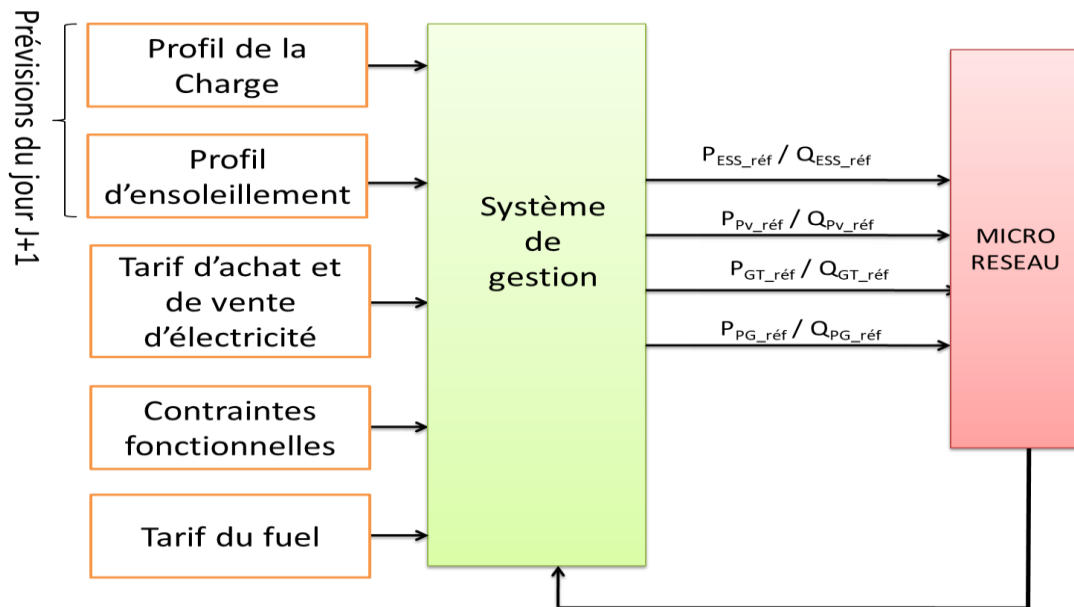


Figure 4-3 Schéma fonctionnel du système de management d'énergie

Comme l'indique la figure 4.3, le système de gestion reçoit en entrée :

- Le profil de charge
- Le profil d'ensoleillement,
- Le tarif d'achat et de vente d'électricité
- Les contraintes fonctionnelles détaillées dans les chapitres précédents

Le système fournit en sortie la répartition des puissances actives et réactives entre les différentes sources du micro-réseau.

Résoudre le problème d'optimisation consiste à rechercher le vecteur de contrôle optimal $U(k)$ à chaque instant k qui permet d'avoir les Cash-Flow (CF) minimum (§Eq.4.1).

4.4 Développement d'algorithmes d'optimisation

Rappelons que dans la résolution du problème de gestion nous avons fait appel à l'algorithme Bellman. Ce dernier est implémenté au moyen d'un programme dynamique [147-150]. En effet, le problème de gestion consiste en un problème de prise de décision qualifié de combinatoire. Pour cela, l'état de charge des batteries (SOC) a été discrétisé à plusieurs états successifs N_{SOC} par un pas ΔSOC_i (%); tout en respectant les limites de fonctionnement associées SOC_{min} et SOC_{max} (cf. chapitre 2 : Eq.2.19 et figure 4.4). Ainsi, pour chaque pas de la trajectoire d'optimisation (Δk), l'état de charge du stockage est calculé. A noter qu'un seul sommet SOC est atteignable à partir de l'état de départ (SOC_{start}) jusqu'à l'état final (SOC_{end}) moyennant des transitions (ΔSOC) (figure 4.4). Typiquement, chaque transition ΔSOC_i correspond à une puissance du stockage (charge / décharge). La partie supérieure de la figure 4.4 décrit les niveaux de puissance active et réactive du système PV et du système de stockage qui seront à leur tour entièrement discrétisés et combinés avec la puissance demandée. De ceci résultera la puissance résiduelle qui suit (P_{resid} , Q_{resid}) :

$$P_{resid} = P_D + P_{ESS} - P_{Pv} \quad (\text{Eq.4.5})$$

$$Q_{resid} = Q_D + Q_{ESS} - Q_{Pv} \quad (\text{Eq.4.6})$$

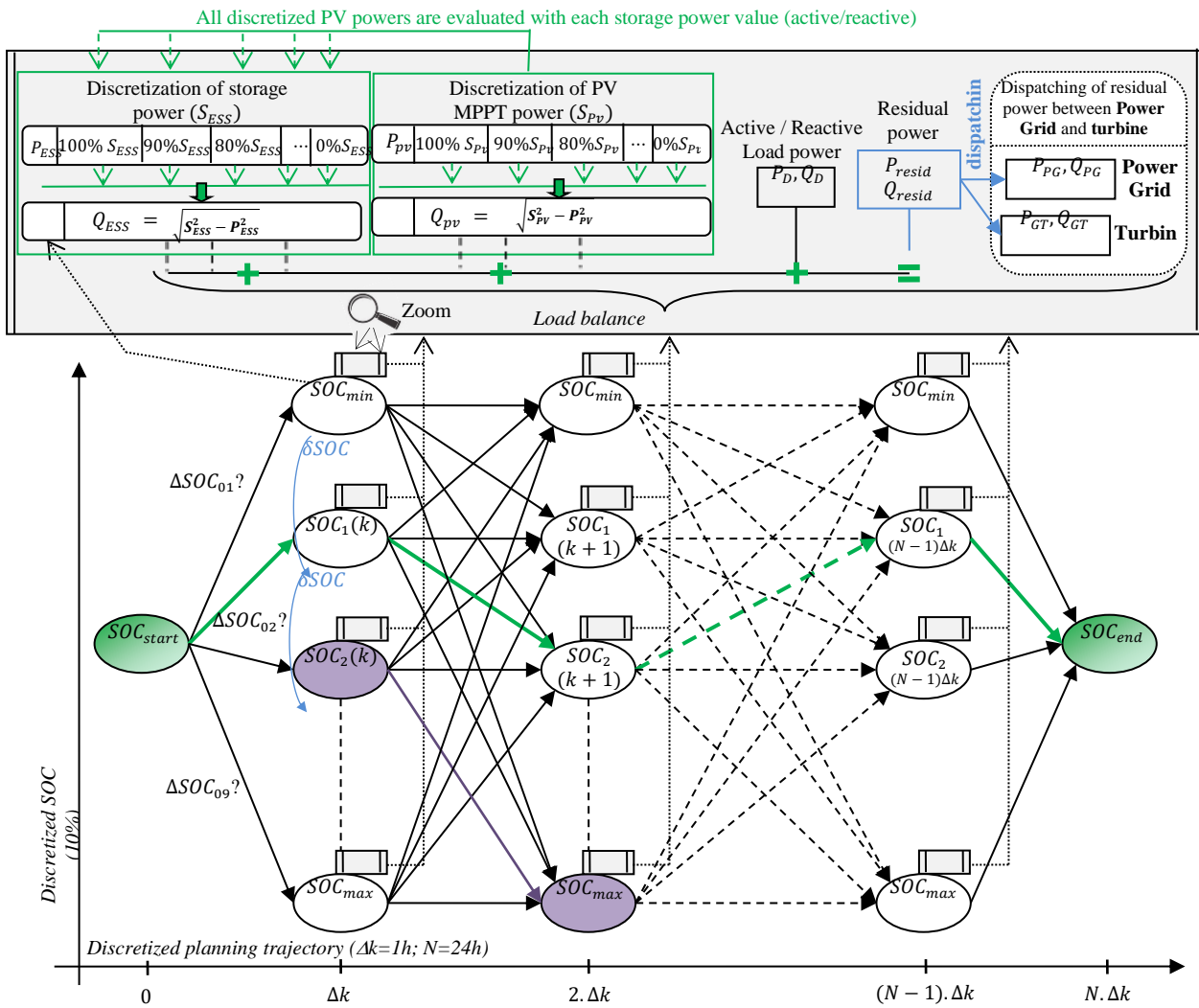


Figure 4-4 Graphe de résolution utilisant la programmation dynamique et l'algorithme de Bellman

La puissance résiduelle (active/réactive) est répartie entre le réseau principal et la micro-turbine à gaz. Plus précisément, le programme dynamique évaluera tous les plans de répartition de puissance active/réactive qui respectent le bilan de puissance (cf. chapitre 2 : Eq.2.1 et Eq.2.2) et les contraintes de fonctionnement associées aux sources distribuées. Ainsi, pour chaque plan d'ordonnancement de puissance (Eq.4.3), le coût d'usure du stockage est calculé en premier (cf. chapitre 2 : Eq.2.24). Ce coût sera ensuite respectivement augmenté par le coût d'exploitation du réseau principal et celui de la micro-turbine à gaz. Les contraintes d'inégalité sur la puissance réactive sont fournies dans le chapitre 2.

L'algorithme de Bellman se chargera d'évaluer constamment la fonction objectif (coût total : Eq.4.1) en tenant compte des profils prévisionnels de la demande et de la météo. L'objectif est de trouver, dans un horizon temporel de chaque 24 heures et à partir de l'état initial SOC_{start} , la trajectoire optimale SOC, qui permet d'atteindre l'état final SOC_{end} avec un coût total minimal (chemin le plus court).

4.5 Description de la stratégie de gestion

L'organigramme de la figure 4.5 décrit de façon simple la procédure de gestion proposée. En effet, les puissances actives du système de stockage (état de charge ; voir algorithme Bellman) et du système PV sont discrétisés dans des boucles imbriquées avec un pas suffisamment faible. Ainsi, toute combinaison de ces puissances avec la puissance active demandée par les charges définit une puissance résiduelle (Eq.4.5). Lors de la résolution, chaque niveau de cette puissance sera réparti entre le réseau principal et la micro-turbine à gaz. Ceci constitue un sous problème d'optimisation.

Par ailleurs, les boucles de programmation dynamique testeront de manière exhaustive/combinatoire différents plans de puissances qui répondent tant à la puissance résiduelle, à l'équilibre de charge qu'aux contraintes associées à chaque source (cf. chapitre 2). A ce niveau, l'algorithme de Bellman s'active par un calcul de l'ensemble des coûts des transitions (coûts d'usure des batteries) entre chaque état, situé à deux pas successifs, est réalisé (cf. chapitre 3, figure 3.4 : algorithme de Bellman). Ainsi, le coût total de chaque solution possible est la somme des deux fonctions objectif (cf. chapitre 2). L'objectif est de trouver à partir de l'état initial la trajectoire optimale du SOC qui permet d'atteindre l'état final avec un coût minimal.

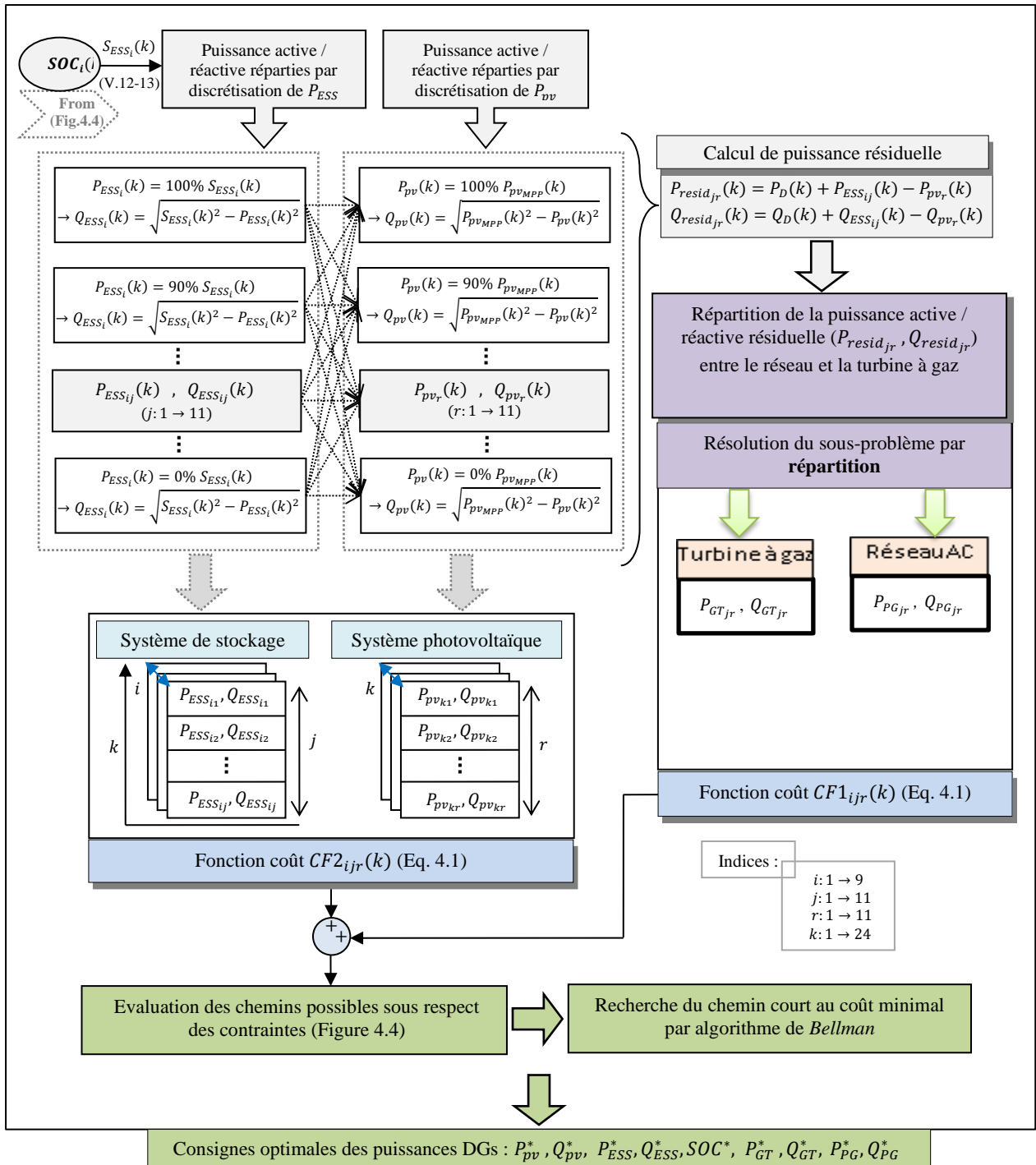


Figure 4-5 Stratégie globale de la gestion proposée

4.6 Environnement et protocole de simulation

4.6.1 Protocole de simulation

Les paramètres de simulation de la gestion proposée sont énumérés dans le tableau 4.1. La résolution du problème d'optimisation est effectuée à l'aide du programme que nous avons développé en nous appuyant sur l'algorithme de Bellman.

Une étude comparative entre deux scénarii a été réalisée :

- Dans le premier scénario, la proposition de gestion des flux d'énergie est effectuée de façon optimale en prenant en compte simultanément les puissances active et réactive. Nous appelons ce scénario « gestion optimale »
- Dans le deuxième scénario, une gestion conventionnelle est effectuée en prenant en considération uniquement la répartition de la puissance active. Nous appelons ce scénario « gestion classique ». Dans cette gestion classique, en premier lieu le coût correspondant à la puissance active est optimisé en utilisant l'algorithme de Bellman et en second lieu le coût dû à la puissance réactive consommée uniquement par le réseau principal est calculé. Ce coût est calculé selon la formule (cf. chapitre 2 : Eq.2.49) rappelée ci-dessous :

$$C_{Maj}(k) = 2 \times (0,8 - \cos \varphi_{PG}(k)) \times C_{EGP}(k)$$

A chaque instant k, le coût de la puissance réactive est calculé selon la formule Eq.2.49 si le $\cos\varphi$ est inférieur à 0,8. Dans le cas contraire le coût est considéré nul.

Le coût total est égal au coût cumulé de la puissance active et celui de la puissance réactive.

L'efficacité de la « *gestion optimale* » (scénario 1) est illustrée par diverses simulations réalisées dans l'environnement Matlab.

Pour la génération de l'énergie renouvelable, des panneaux PV polycristallins sont installés dans une architecture Multi-string pour former un générateur PV (champ PV) d'une puissance crête totale de l'ordre 220Wc. Le profil d'ensoleillement considéré est fourni par la figure 4.6. Les pics d'irradiation se situent entre 10h et 16h. L'irradiation maximale est de 942,9315 WATT/m² et est atteinte à 13h. Le profil d'ensoleillement est fourni par le modèle d'ASHRAE⁽¹⁾. La température ambiante est celle d'une journée d'été de la ville de Lyon.

⁽¹⁾ American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers

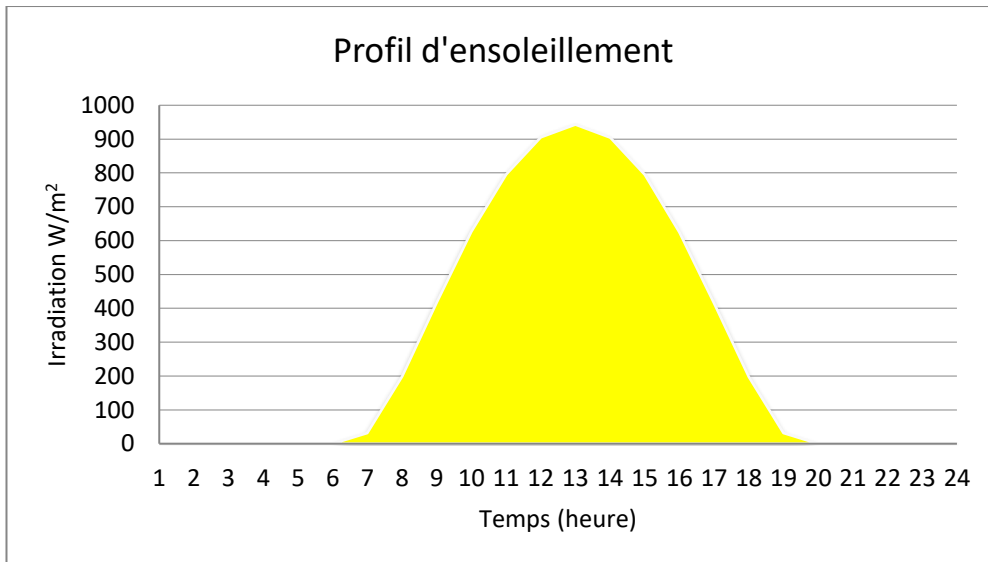


Figure 4-6 Profil d'ensoleillement

L'objectif primordial de la gestion est de répondre entièrement à la demande d'une résidence à plusieurs habitats et de bureaux. Ces habitats font usage d'appareils électroménagers à côté des installations électriques de service. L'ensemble constitue la charge du micro-réseau. Cette dernière peut consommer à la fois de l'énergie active et réactive. Cependant, afin de mettre en place la stratégie de gestion proposée, il convient d'avoir un profil prévisionnel de consommation d'une journée.

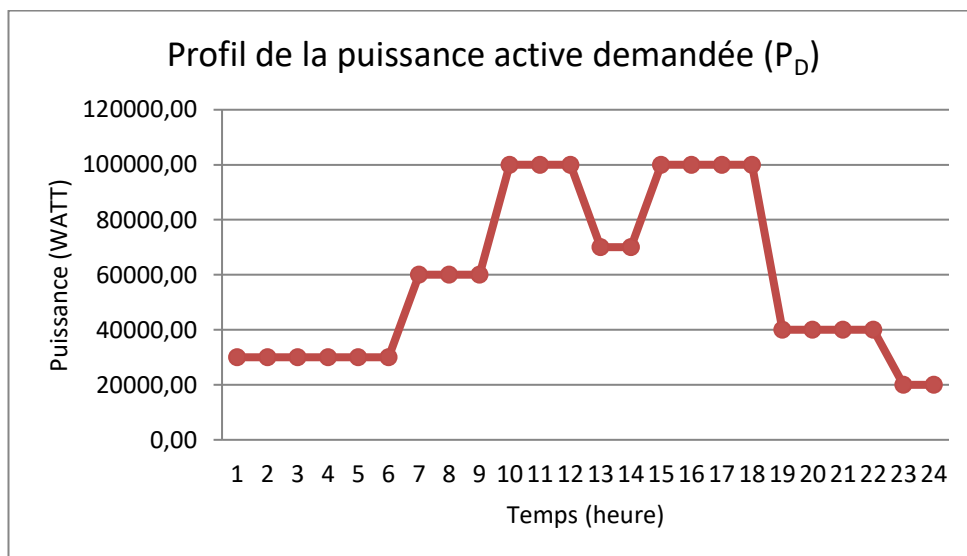


Figure 4-7 Profil de la charge active

La figure 4.7 décrit le profil prévisionnel adopté pour la consommation. La consommation augmente à partir de 6h avec un pic se situant entre 10h et 12h (100kW) et entre 15h et 18h. La chute de la consommation intervient à partir de 18h correspondant à la fermeture des bureaux. Ce profil peut être ajusté notamment en fonction des saisons et des périodes de vacances.

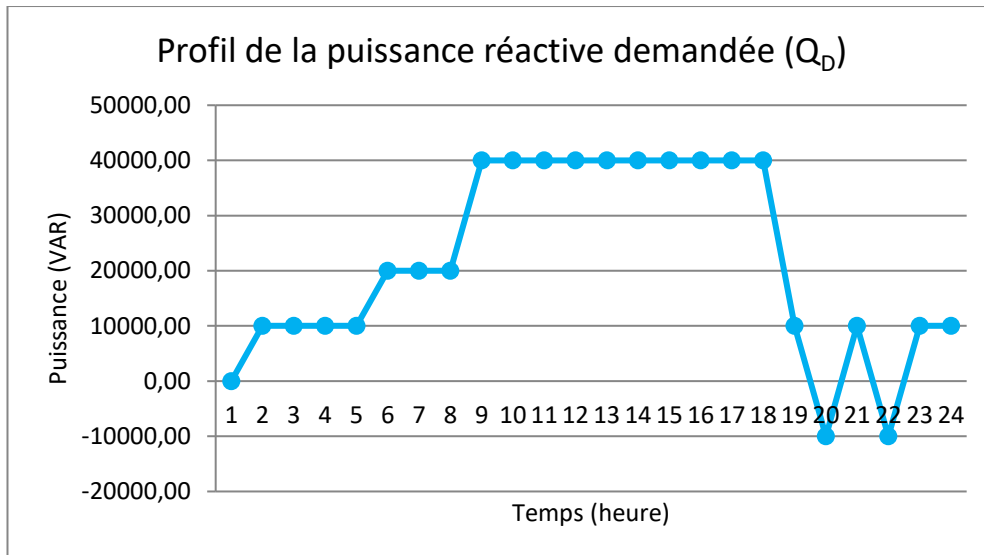


Figure 4-8 Profil de la charge réactive sur un jour (24 heures)

Par ailleurs, la demande en puissance réactive augmente de façon graduée de 1h du matin à 9h (figure 4.8). Elle se stabilise entre 9h et 19h à 40 kVAR. Elle chute après 19h et oscille entre -10 kVAR et +10 kVAR.

Le tableau 4.1 présente les paramètres d'entrée de la simulation. Les données sont regroupées selon les différentes sources présentes dans notre micro-réseau.

Tableau 4-1 Paramètres de simulation

Système	Contraintes et limites
Système de stockage	$U_{Bat} = 240 \text{ V}$ $I_{Bat_max} = 156 \text{ A}$ $C_{ref} = 520 \text{ Ah}$ $SOC_{min} = 10\% \text{ SOC}$ $SOC_{max} = 90\% \text{ SOC}$ $SOH_{max} = 100\%$ $SOH_{min} = 65\%$ $P_{ESSmax} = 37.44 \text{ kW}$ $Bic = 500 \text{ €/kWh}$ $\Delta SOC_{max} = 30\%$
Système photovoltaïque	$P_{PV_max} = 220 \text{ Wc}$ $NOCT = 46 \text{ °C}$ $N_{PV} = 540$ $\eta_{P_max} = -0.0043 \text{ W/°C}$ $G_R = 1000 \text{ W/m}^2$ $T_j^R = 25 \text{ °C}$
Micro-turbine à gaz	$P_{Tn} = 30 \text{ kW}$ $Q_{Tn} = 24 \text{ kVAR}$
Réseau principal	$P_{PG_min} = -\infty ;$ $P_{PG_max} = 35 \text{ kW}$

4.6.2 Résultats de la simulation et interprétations

i) Production du générateur PV

La figure 4.9 décrit la production maximale (MPPT) du générateur PV sous les prévisions météorologiques considérées (figure 4.6). Cette production avoisine 112 kW lors des périodes de fort ensoleillement. A noter que cette production maximale MPPT reste la même quelle que soit la stratégie de gestion (« gestion classique » / « gestion optimale »).

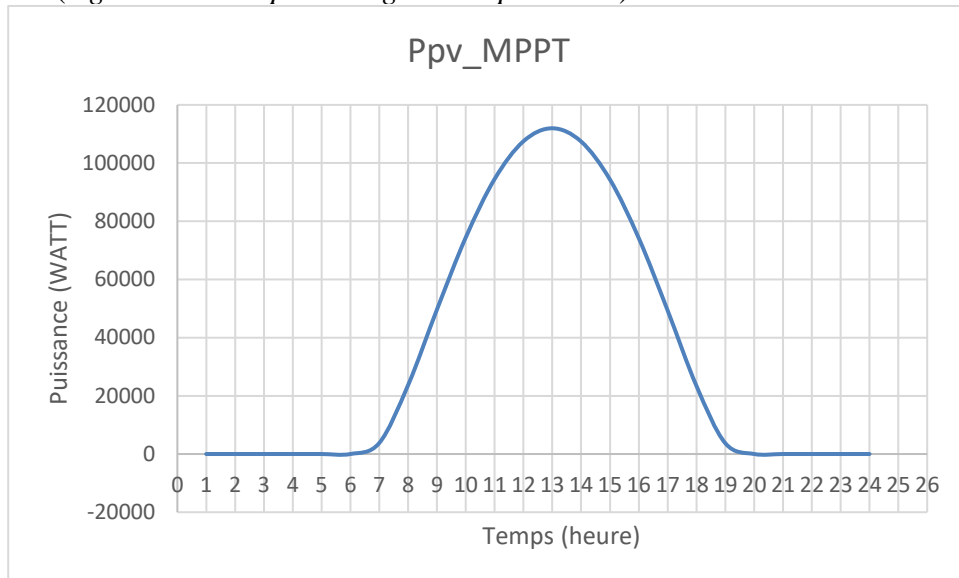


Figure 4-9 Puissance active à la sortie MPPT de la source photovoltaïque

ii) Analyse des puissances actives et réactives obtenues dans la « gestion classique » (scénario 2)

➤ Plan de répartition de la puissance active/réactive (« gestion classique »)

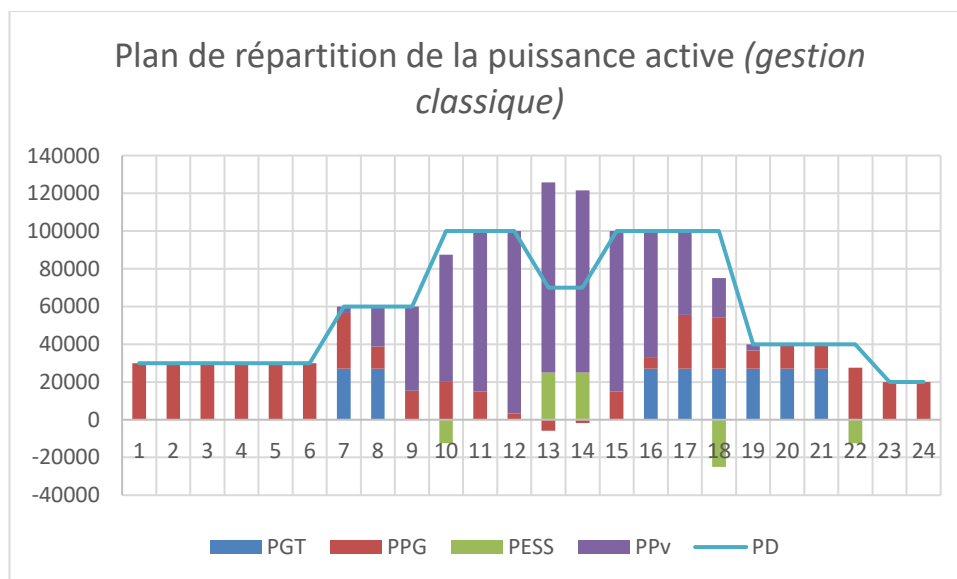


Figure 4-10 Plan de répartition de la puissance active (« gestion classique »)

La figure 4.10 illustre la participation des différentes sources d'énergie pour répondre au besoin de la charge active (P_D) tout en respectant la contrainte d'équilibre des puissances. Le tableau 4.2

fournit la participation en pourcentage de chaque source dans le mix énergétique.

Tableau 4-2 Participation des sources d'énergie à la charge active (gestion classique)

Sources d'énergie	Energie active échangée avec la charge	
	Valeur (en kWh)	Pourcentage
Réseau Principal	455,439	32,53%
Micro-Turbine à gaz	216,000	15,43%
Source Photovoltaïque	678,641	48,47%
Système de stockage	49,920	3,57%
Total=charge active	1400,000	100%

On note que la source photovoltaïque fournit à elle seule pratiquement 50% de la charge active. Ce résultat confirme le rôle central de cette source dans la réponse au besoin en charge active, en cohérence avec les objectifs fixés. En effet, du fait de son coût considéré comme nul, la source photovoltaïque doit fournir la proportion la plus importante du mix énergétique.

La seconde source (en proportion) au mix énergétique, est le réseau principal, avec 32,53% de l'énergie fournie. En effet, en examinant en détail la courbe de répartition (figure 4.13) de la puissance active du réseau principal, on peut relever que celui-ci est plus sollicité de 20h à 6h du matin correspondant à la période où la source photovoltaïque n'est pas en mesure de répondre à la demande. Cette phase coïncide également avec les heures creuses où le coût du kW/heure est moins cher.

La micro-turbine à gaz quant à elle, intervient à hauteur de 15,43%, limitant ainsi les émissions de CO₂. Elle intervient lorsque la source photovoltaïque est indisponible et aussi pendant les heures de pointe associées au réseau principal. Enfin le système de stockage assure la plus faible proportion (3,57%).

En ce qui concerne la charge réactive (Q_D), la répartition des puissance réactives est illustrée par la figure 4.11. Celle-ci indique clairement que c'est le réseau principal qui répond intégralement au besoin. La puissance réactive de la charge est donc égale à la puissance réactive du réseau (Q_D = Q_{PG}). Ce constat s'explique simplement par la non prise en compte de la puissance réactive dans la « gestion classique ».

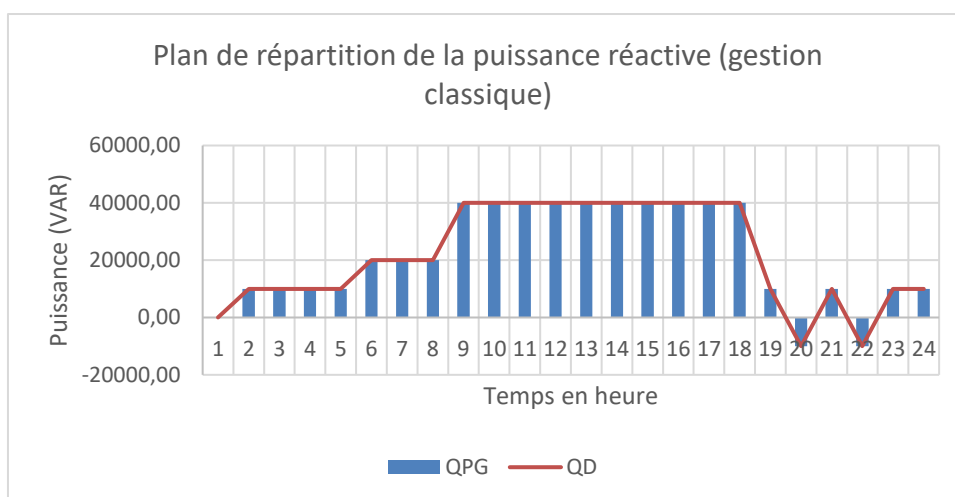


Figure 4-11 Plan de répartition de la puissance réactive (« gestion classique »)

Dans les points ci-dessous, nous analyserons en détail les sollicitations des différentes sources du micro-réseau sur la période d'étude.

➤ Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance active (gestion classique)

La figure 4.12 illustre la contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de la puissance active (« gestion classique »). On note que la puissance active de la micro-turbine à gaz (P_{GT}) est comprise entre :

$$15 \text{ kW} \leq P_{GT}(k) \leq 27 \text{ kW}, \text{ avec } P_{GT_n} = 30 \text{ kW}$$

Ce résultat confirme le respect des contraintes (en rappel ci-dessous) imposées à cette source (cf. chapitre 2, Eq.2.28 et Eq.2.29). A noter que cette contrainte garantit un rendement maximal de la micro-turbine à gaz.

$$0,5 \times P_{GT_n} \leq P_{GT}(k) \leq 0,9 \times P_{GT_n}$$

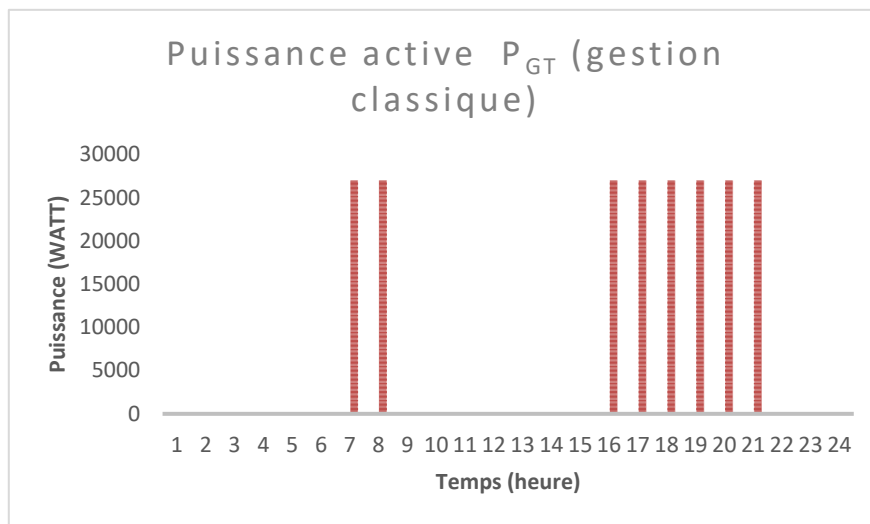


Figure 4-12 Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance active (gestion classique)

Par ailleurs, un examen plus approfondi de la figure 4.12 confirme, comme nous l'avons évoqué lors de l'analyse de la participation des différentes sources au mix énergétique, que la micro-turbine à gaz est sollicitée pendant les heures de pointe où le tarif du kWh fourni par le réseau principal est plus élevé et lorsque la source photovoltaïque est indisponible.

➤ Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

La figure 4.13 indique la contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion classique »). Pour cette source également, on voit bien que la contrainte imposée (cf. chapitre 2, Eq.2.43), rappelée ci-dessous, est bien respectée.

$$-P_{PG_v} \leq P_{PG}(k) \leq 0,9 \times P_{PG_c}$$

Soit

$$-5,8 \text{ kW} \leq P_{PG}(k) \leq 31,5 \text{ kW}$$

Avec :

- $P_{PG_c} = 35 \text{ kW}$

- $-P_{PG_v} = -120 \text{ kW}$

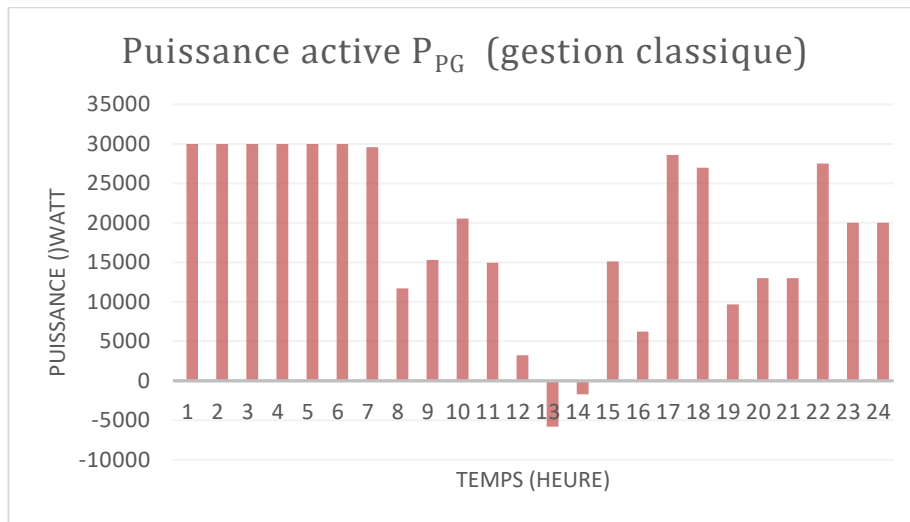


Figure 4-13 Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

Le réseau principal est plus sollicité pendant les heures creuses et lorsque la source photovoltaïque est moins disponible. Par ailleurs, de 13h à 14h, une partie de surplus de production de la source photovoltaïque est vendue au réseau principal (figure 4.13).

➤ Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

La figure 4.14 illustre la contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion classique »). A ce niveau également on voit que la contrainte (cf. chapitre 2 : Eq.2.10), ci-dessous, est largement respectée.

$$P_{ESS}(k) \leq P_{ESS_{max}} = 37,44 \text{ kW}$$

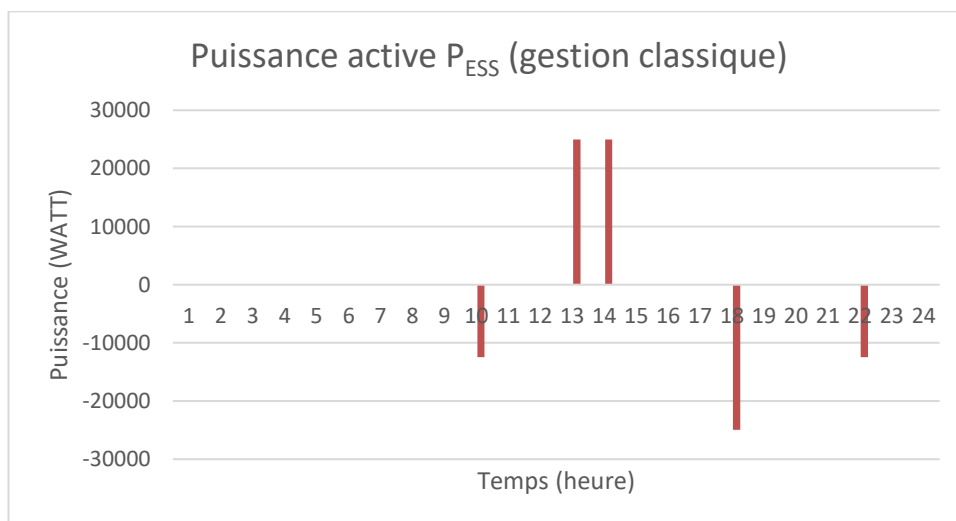


Figure 4-14 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

Pour le cas de la « *gestion classique* », l'analyse de la répartition de la puissance active du système de stockage, le long des 24h de la journée, montre que celui-ci est peu sollicité pour répondre au besoin en charge active. Par ailleurs, de 13h à 14h, le système de stockage se charge en absorbant une partie du surplus de production de la source photovoltaïque.

➤ Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

Nous examinons dans cette partie la contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion classique ») (figure 4.15). La contrainte imposée à cette source est également respectée (cf. chapitre 2 : Eq.2.5), comme indiqué ci-dessous :

$$P_{Pv} \leq 0.9 \times P_{Pv_MPPT}(k)$$

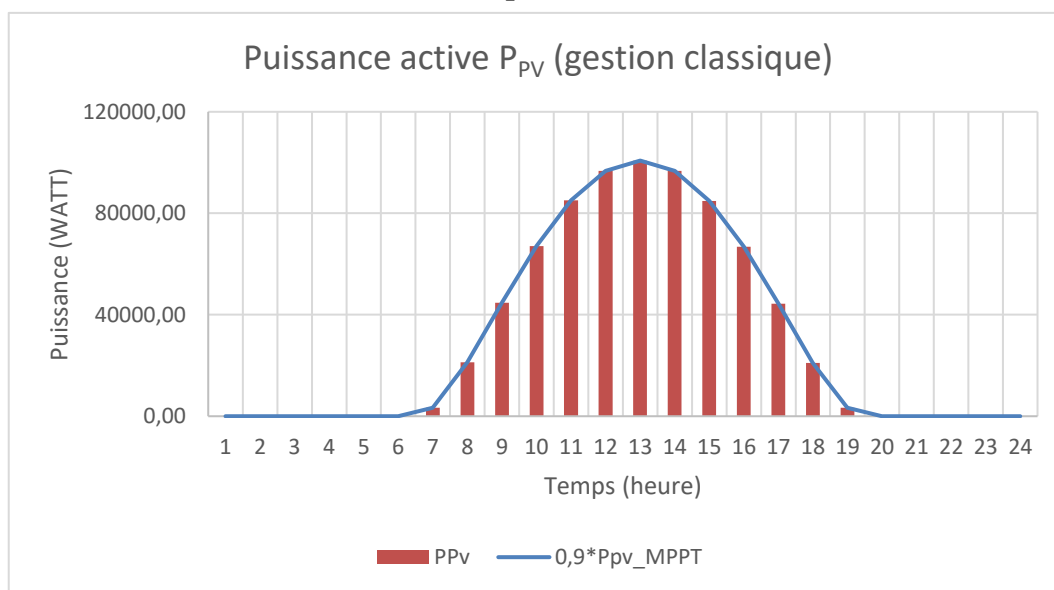


Figure 4-15 Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion classique »)

L'observation de la contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« gestion classique ») (figure 4.15) montre clairement que celle-ci fournit le maximum de sa puissance active. Ce comportement s'explique par le coût de production de la source photovoltaïque considéré comme nul.

iii) **Analyse des puissances actives et réactives obtenues dans la « gestion optimale » (scénario I)**

➤ Plan de répartition de la puissance active/réactive (« gestion optimale »)

La figure 4.16 dresse le plan de répartition des puissances actives obtenues par la « gestion optimale ». La figure atteste du respect de la première contrainte imposée au système de gestion à savoir la balance des puissances actives.

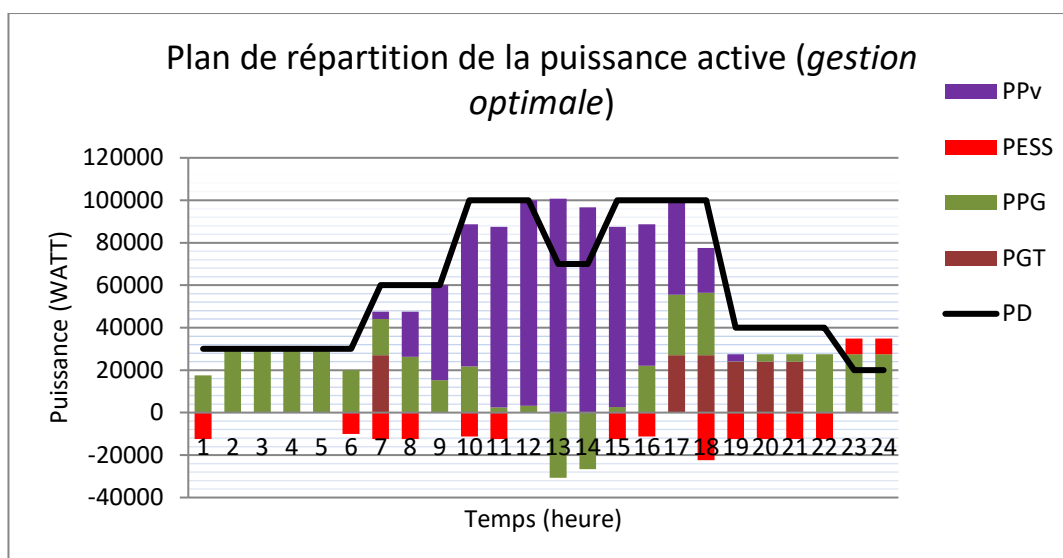


Figure 4-16 Plan de répartition de la puissance active (« gestion optimale »)

Le tableau 4.3 fournit la participation de chaque source dans le mix énergétique pour répondre à la charge active dans la « gestion optimale ».

Tableau 4-3 Participation des sources d'énergie à la charge active (gestion optimale)

Sources d'énergie	Energie active échangée avec la charge	
	Valeur (kWh)	Pourcentage
Réseau Principal	401,127	28,65%
Micro-Turbine à gaz	153,000	10,93%
Source Photovoltaïque	678,641	48,47%
Système de stockage	167,232	11,95%
Total=charge active	1400,000	100%

L'analyse des proportions montre que, la source photovoltaïque associée au système de stockage, cumule environ 60% du mix énergétique. Cette part importante de ces deux sources, assure une plus grande autonomie de notre micro-réseau par rapport à la « gestion classique » où, l'association des deux sources correspondait à peu près à 52% du mix énergétique.

L'augmentation de la part des sources photovoltaïque et du système de stockage se traduit évidemment par une baisse de la contribution du réseau principal et de la micro-turbine à gaz. Ainsi, la contribution du réseau principal baisse de 3,88% et celle de la micro-turbine à gaz de 4,5% par rapport à la « gestion classique ». Ces baisses auront un impact sur le coût de la facture énergétique et sur les émissions de CO₂. Nous évaluerons ces impacts dans la section « Synthèse ».

En ce qui concerne le plan de répartition des puissances réactives obtenues par la « gestion optimale », il est donné par la figure 4.17. La balance d'équilibre des puissances est respectée comme l'indique la figure.

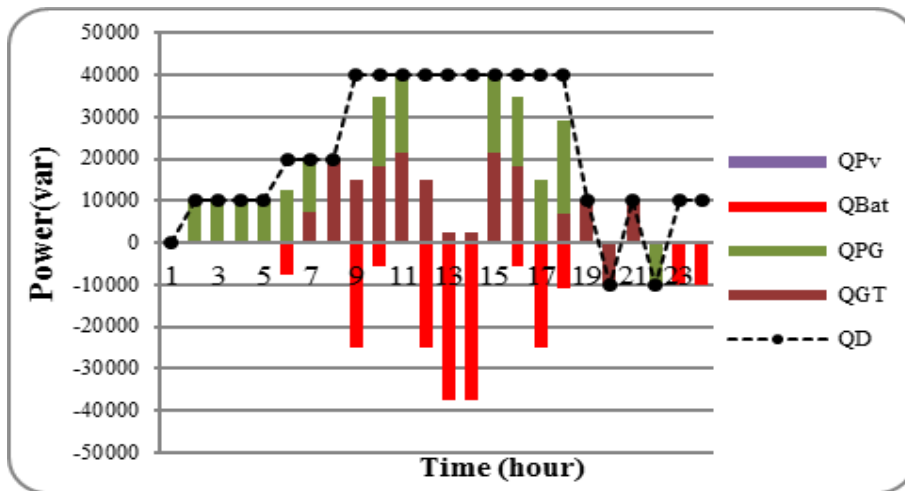


Figure 4-17 Plan de répartition de la puissance réactive (« gestion optimale »)

Le tableau 4.4 fournit la proportion de chaque source dans le mix énergétique pour répondre à la charge réactive dans la « gestion optimale ».

Tableau 4-4 Participation des sources d'énergie à la charge réactive (gestion optimale)

Sources d'énergie	Energie réactive échangée avec la charge	
	Valeur (VAR h)	Pourcentage
Réseau Principal	162 143,07	31,18%
Micro-Turbine à gaz	158 849,3	30,55%
Source Photovoltaïque	0	0%
Système de stockage	199 007,62	38,27
Total=charge active	520 000	100%

Contrairement à la « gestion classique » où le réseau principal répond entièrement à la puissance réactive, celle-ci est répartie entre les différentes sources de notre micro-réseau dans la « gestion optimale ». Cette répartition entre les différentes sources va entraîner une baisse de la facture énergétique. Nous y reviendrons dans la section « Synthèse ».

- Contribution de la micro turbine à gaz dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

La figure 4.18 présente la contribution de la micro turbine à gaz dans le flux de puissance active obtenue dans la « gestion optimale ». Comme le montre la figure, la puissance active de la micro turbine à gaz est comprise entre :

$$0,5 \times P_{GT_n} \leq P_{GT}(k) \leq 0,9 \times P_{GT_n}$$

Soit

$$15 \text{ kW} \leq P_{GT}(k) \leq 27 \text{ kW}, \text{ avec } P_{GT_n} = 30 \text{ kW}$$

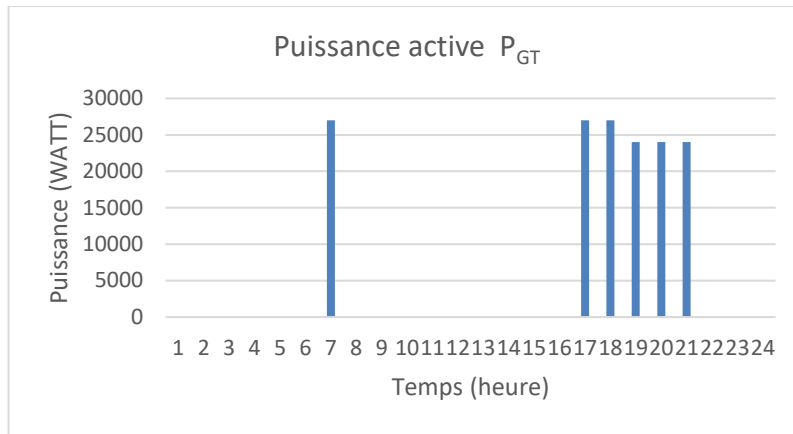


Figure 4-18 Contribution de la micro turbine à gaz dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

Comme dans le cas de la « *gestion classique* », la micro-turbine à gaz est sollicitée pendant les heures de pointe où le tarif du kW/h fourni par le réseau principal est plus élevé et lorsque la source photovoltaïque est indisponible. Cependant il faut relever que la micro-turbine à gaz est moins sollicitée dans la « *gestion optimale* » que dans la « *gestion classique* » (figure 4.12). Ceci aura pour conséquence une réduction des émissions CO₂ dans la « *gestion optimale* ».

➤ Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

La figure 4.19 indique la contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« *gestion optimale* »). A ce niveau on voit bien que la contrainte (cf. chapitre Eq.2.43), rappelée ci-dessous, est bien respectée

$$-P_{PG_v} \leq P_{PG}(k) \leq 0.9 \times P_{PG_c}$$

Soit

$$-5,8 \text{ kW} \leq P_{PG}(k) \leq 31,5 \text{ kW}$$

Avec :

- $P_{PG_c} = 35 \text{ kW}$
- $-P_{PG_v} = -120 \text{ kW}$

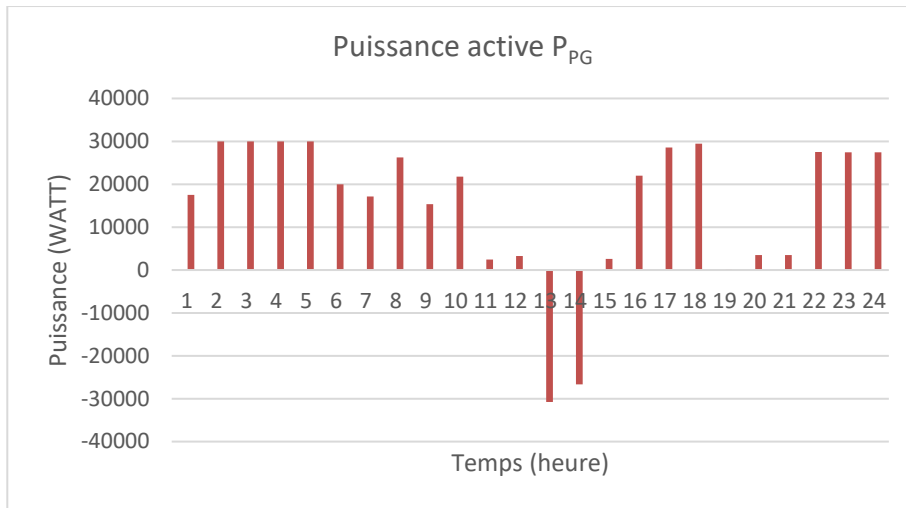


Figure 4-19 Contribution du réseau principal dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

L'analyse de la contribution du réseau principal dans le flux de puissance active résultant de la « gestion optimale », montre un comportement similaire à la « gestion classique » à savoir : sollicitation de la source pendant les heures creuses et lorsque la source photovoltaïque est moins disponible et achat d'une partie du surplus de production de la source photovoltaïque (figure 4.19).

- Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

La figure 4.20 quant à elle illustre la contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion optimale »). A ce niveau également on voit que la contrainte (cf. chapitre 2 : Eq.2.10), ci-dessous, est largement respectée.

$$P_{ESS}(k) \leq P_{ESS_{max}} = 37,44kW$$

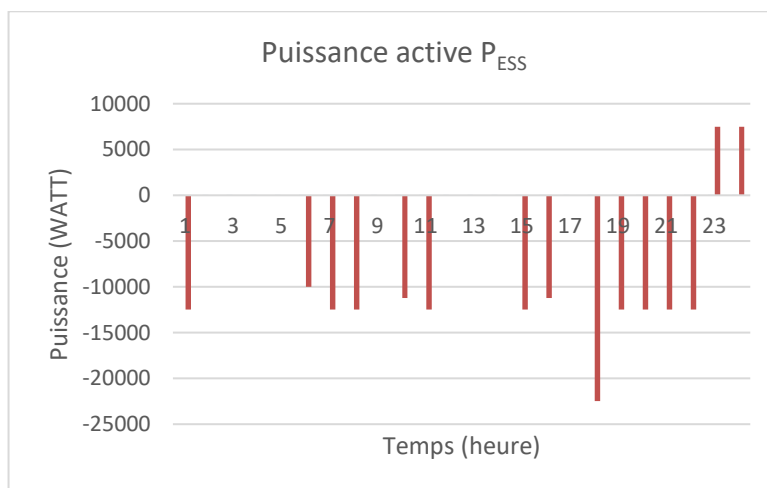


Figure 4-20 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (« gestion optimale »)

L'analyse de la contribution du système de stockage dans le flux de puissance active (figure 4.20), dans le cas de la « *gestion optimale* », montre que celui-ci participe plus pour répondre au besoin en charge active comparativement à la « *gestion classique* » (figure 4.14).

- Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« *gestion optimale* »)

Enfin la figure 4.21 illustre la contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« *gestion optimale* »). La contrainte imposée à cette source est également respectée (cf. chapitre 2 : Eq.2.5), comme indiqué ci-dessous :

$$P_{Pv} \leq 0.9 \times P_{Pv_MPPT}(k)$$

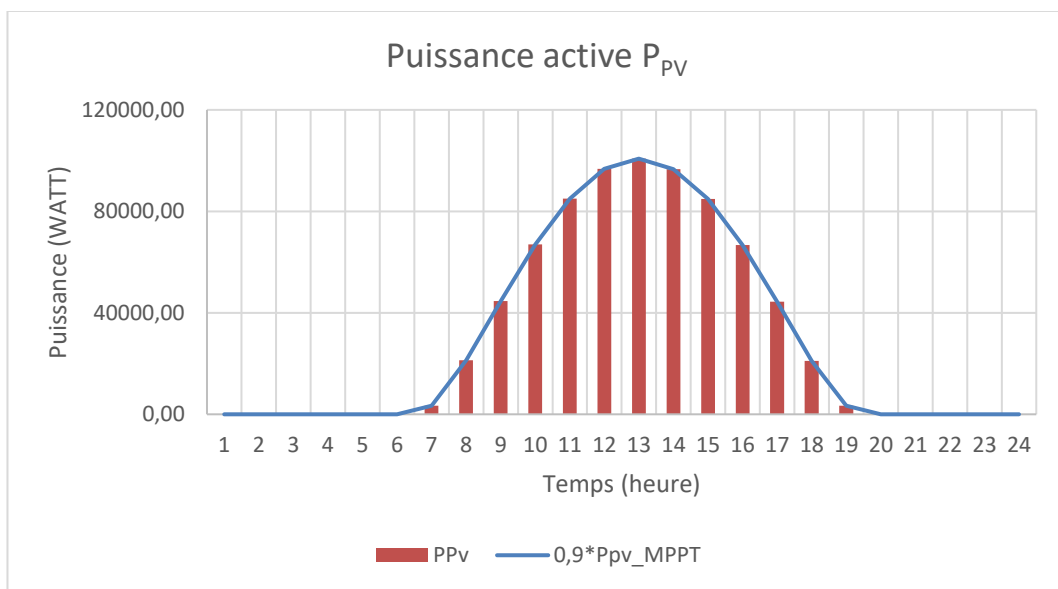


Figure 4-21 Contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (« *gestion optimale* »)

Tout comme dans le cas de la « *gestion classique* », l'observation de la contribution de la source photovoltaïque dans le flux de puissance active (figure 4.21), issue de la « *gestion optimale* » montre clairement que celle-ci fournit le maximum de sa puissance active.

- Contribution du système de stockage dans le flux de puissance réactive (« *gestion optimale* »)

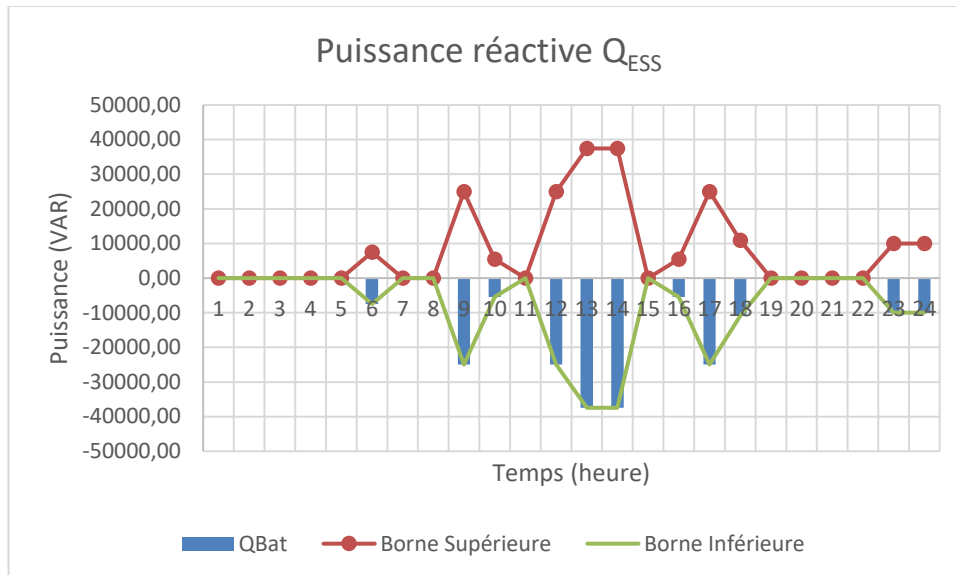


Figure 4-22 Contribution du système de stockage dans le flux de puissance réactive (« gestion optimale »)

Comme l'indique la figure 4.22, la puissance réactive respecte bien la contrainte (Eq.2.11) ci-dessous en rappel :

$$-\sqrt{S_{ESS}^2(k) - P_{ESS}^2(k)} \leq Q_{ESS}(k) \leq \sqrt{S_{ESS}^2(k) - P_{ESS}^2(k)}$$

En outre la figure 4.22 montre que le système de stockage compense l'énergie réactive produite par la consommation.

- Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance réactive (« gestion optimale »)

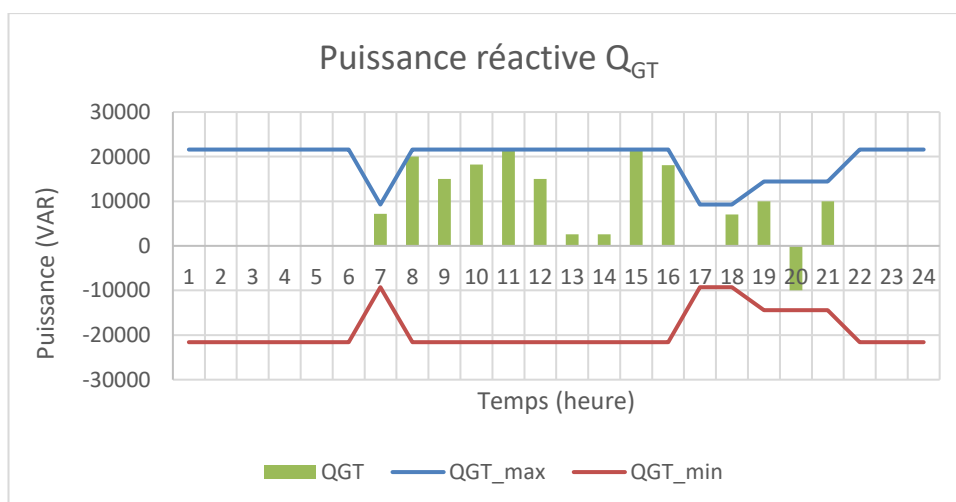


Figure 4-23 Contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance réactive (« gestion optimale »)

La figure 4.23 présente la contribution de la micro-turbine à gaz dans le flux de puissance réactive. Cette courbe montre clairement que la puissance réactive de la turbine à gaz respecte la contrainte Eq.2.30, rappelée ci-dessous :

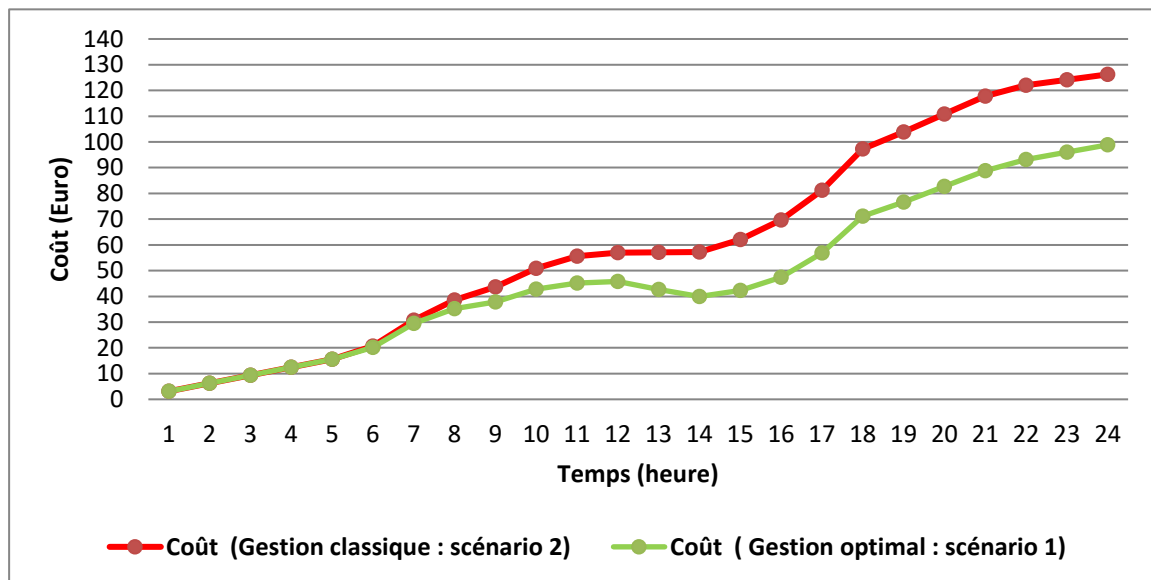
$$Q_{GT_min}(k) \leq Q_{GT}(k) \leq Q_{GT_max}(k)$$

A noter que la source photovoltaïque répond uniquement par le maximum de puissance active alors que la puissance réactive est nulle.

iv) *Synthèse*

- Analyse comparative des factures énergétiques (« gestion optimale » vs « gestion classique »)

La figure 4.24 montre l'évolution de la facture énergétique de la « gestion optimale » comparativement à la « gestion classique ».



Les résultats obtenus (tableau 4.5) montrent que la « gestion optimale » permet un gain économique de 21,69% sur la facture énergétique par rapport à la « gestion classique ».

Tableau 4-5 Facture énergétique des deux stratégies de gestion

	« Gestion classique »	« Gestion optimale »	Gain
Coût	126.23€	98,85€	21,69%

Comme nous l'avons évoqué précédemment, cette baisse de la facture énergétique dans la « gestion optimale », s'explique d'une part, par une contribution plus importante de la source photovoltaïque et du système de stockage dans le mix énergétique et d'autre part, par la prise en compte de la puissance réactive qui est répartie entre les différentes sources.

➤ Analyse de la consommation en puissance réactive des sources du micro-réseau

Le tableau 4.6 synthétise la participation des différentes sources au mix de la puissance réactive dans la « *gestion classique* » et dans la « *gestion optimale* ». Et comme nous l’avons souligné, dans la « *gestion classique* », le réseau principal répond intégralement à la charge réactive (100%), alors que ce taux baisse à seulement 31,18% dans la « *gestion optimale* ». Le système de stockage et la micro-turbine à gaz interviennent respectivement, à hauteur de 38,27% et 30,55% dans la « *gestion optimale* ». Ce résultat montre l’intérêt de la génération distribuée de la puissance réactive où toutes les sources y compris le réseau principal participent amplement au mixte d’énergie réactif réduisant ainsi la facture énergétique. La figure 4.25 illustre l’énergie réactive échangée avec le réseau principal dans les deux stratégies (« *gestion optimale* » et « *gestion classique* »).

Tableau 4-6 Participation des différentes sources au mix de la puissance réactive

Taux de puissance réactive consommée	« <i>Gestion classique</i> »	« <i>Gestion optimale</i> »
Réseau principal	100%	31,18%
Micro-Turbine à gaz	0%	30,55%
Source Photovoltaïque	0%	0%
Système de stockage	0%	38,27%

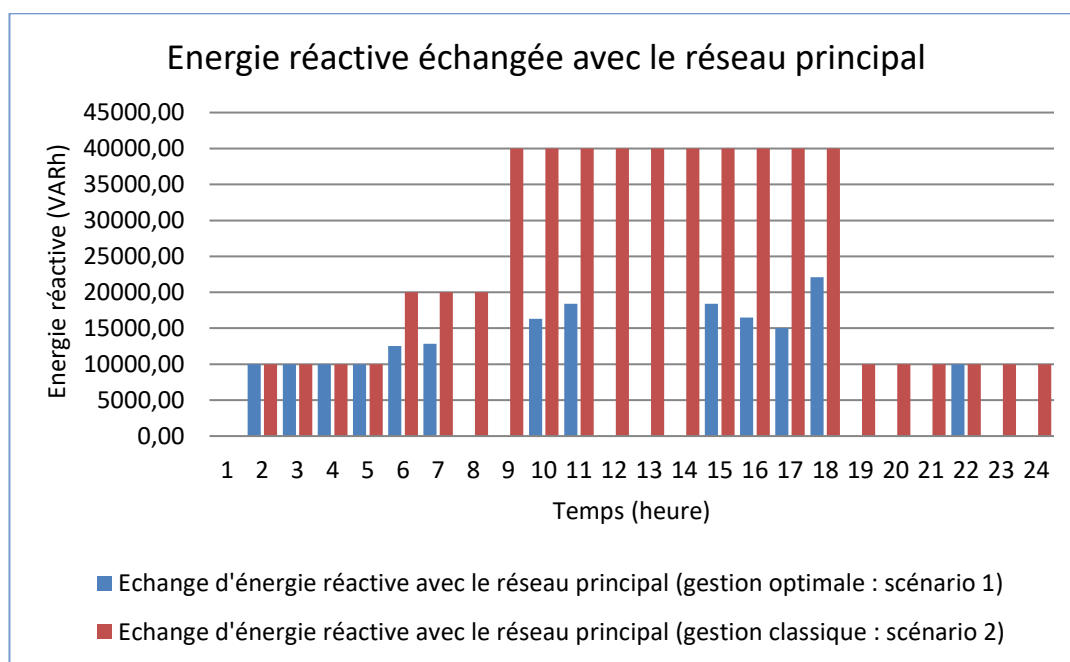


Figure 4-24 Mixte énergétique réactif obtenu par les deux stratégies de gestion

- Analyse comparative du profil de charge du système de stockage (« gestion optimale » vs « gestion classique »)

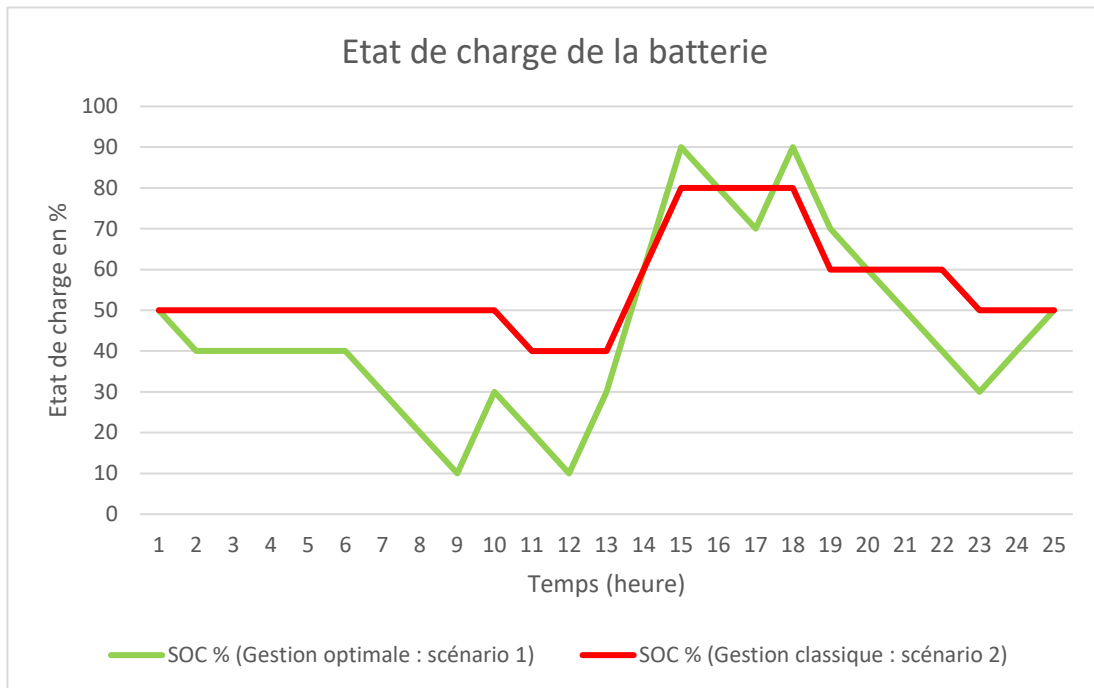


Figure 4-25 Profil SOC obtenu par les deux stratégies de gestion

La figure 4.26 décrit un profil oscillatoire du SOC des systèmes de stockage. Ce profil est le résultat d'un engagement optimal des systèmes de stockage dans le mix énergétique active/réactive, soutenu par une valorisation de l'énergie photovoltaïque.

- Analyse comparative de la masse CO₂ équivalent de la micro-turbine à gaz (« gestion optimale » vs « gestion classique »)

Un ajustement optimal du point de fonctionnement de la micro-turbine à gaz permet de réduire la pénalité environnementale. En effet, la figure 4.27 montre les courbes d'évolution de la masse CO₂ équivalent dans les deux scénarii : « gestion optimale » et « gestion classique ». Elle met clairement en exergue la performance de la gestion optimale avec une réduction de la masse CO₂ équivalent de 29,97% par rapport à la gestion classique sur la période d'analyse.

La formule de calcul de la masse CO₂ équivalent, détaillée dans le chapitre 2 (cf. chapitre 2 / section 2.3.3), est rappelée ci-dessous :

$$M_{CO_2eq}(k) = M_{CO_2}(k) + GWP_{NO_x} \times M_{NO_x}(k) + GWP_{CO} \times M_{CO}(k)$$

avec: $GWP_{CO} = 3$ et $GWP_{NO_x} = 298$ sont respectivement le potentiel de réchauffement global du CO et NO_x.

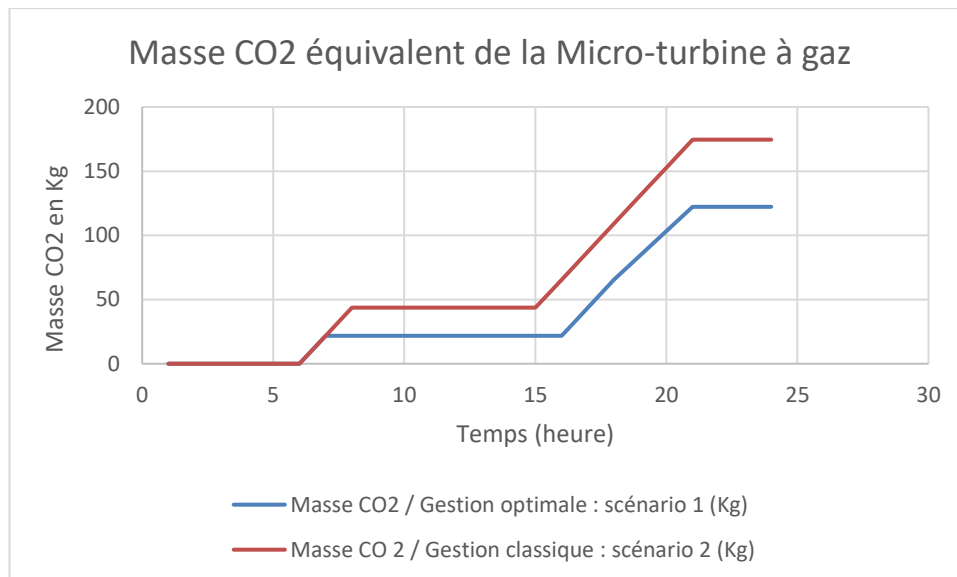


Figure 4-26 Courbes comparatives de la masse CO₂ équivalent de la Micro-turbine à gaz

4.7 Hydrogène alternative possible pour la micro-turbine à gaz

Les résultats obtenus dans la section précédente montrent une baisse d'environ 30% de la masse équivalent CO₂ de notre solution (gestion optimale) par rapport à la gestion conventionnelle, sur un cycle de 24h. Bien que nos résultats soient importants en termes d'impact des émissions CO₂ sur l'environnement, reste la question relative à l'utilisation de la micro-turbine à gaz dans notre micro-réseau comme source d'énergie. En effet, un nombre de plus en plus important de travaux évalue l'apport de l'hydrogène vert comme vecteur essentiel de la transition écologique. Selon l'ADEME (Agence Française de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), dans une étude publiée en mars 2018 et fiche technique février 2020, les développements technologiques et les expérimentations menées ces dernières années dans le domaine de l'hydrogène permettent d'affirmer que ce vecteur apportera plusieurs contributions majeures à la transition énergétique et écologique, notamment :

- des solutions de flexibilité et d'optimisation aux réseaux énergétiques dans le cadre d'un mix électrique futur associant fortement les sources renouvelables (solaire, éolien, hydraulique)
- de nouvelles perspectives pour l'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment, d'un îlot ou d'un village grâce au stockage permis par les technologies hydrogène
- des solutions nouvelles pour l'électromobilité, notamment pour des véhicules lourds, ou pour garantir autonomie et disponibilité pour des véhicules utilitaires légers.

Comme on le voit bien, la réflexion sur l'usage de l'hydrogène en substitution de la micro-turbine à gaz dans notre micro-réseau n'est pas dénuée d'intérêt. Cependant, la production d'hydrogène fait malheureusement appel dans bien de cas à des sources d'énergie fossiles. L'hydrogène est principalement un vecteur énergétique et non une énergie en tant que telle, car il est produit au moyen d'une réaction chimique à partir d'une ressource primaire. Les ressources principales permettant de produire l'hydrogène sont l'eau et les hydrocarbures (le charbon, le pétrole ou le gaz). Toujours selon la même étude de l'ADEME, l'industrie française emploie, 900 000 tonnes d'hydrogène par an, produit à partir de combustibles fossiles, ce qui représente 7,5% des émissions de gaz à effet de serre (de l'industrie française). Toute étude sur l'utilisation de l'hydrogène devrait prendre en compte les facteurs de production de cette énergie. L'enjeu est donc d'améliorer les procédés et de substituer, lorsque cela est possible, des ressources renouvelables aux ressources

d'hydrogène fossiles. C'est ainsi que de récents travaux s'intéressent à « l'hydrogène vert » c'est-à-dire l'hydrogène fabriqué à partir d'un processus d'électrolyse de l'eau. Il est qualifié de « vert » si sa fabrication est réalisée à partir d'électricité renouvelable. Trois technologies d'électrolyse sont utilisées ⁽²⁾ :

- Électrolyse Alcaline : processus assez mature qui divise l'eau entre deux électrodes baignant dans un électrolyte basique (potasse). Ce processus est cependant peu flexible pour une application aux énergies renouvelables intermittentes
- Électrolyse PEM (Proton Exchange Membrane) : réalisé dans une cellule d'électrolyseur PEM où les deux électrodes (anode et cathode) sont séparées par une membrane en polymère solide échangeuse de protons. La technologie PEM peut fonctionner sur une large plage de puissance, répondre à des variations rapides de charges, mais reste très onéreux
- Électrolyse à Haute Température (SOEC) : la technologie SOEC (solid oxide electrolyzer cell) est à un stade moins avancé avec une commercialisation prévue en 2025. Son principe consiste à électrolyser de la vapeur d'eau à la cathode à haute température (700 à 800°C), ce qui permet de réduire fortement la consommation d'électricité. La spécificité de cet électrolyseur réside dans son pouvoir de réversibilité. Il fonctionne en mode pile à combustible et peut convertir de l'électricité en hydrogène mais aussi produire de l'électricité à partir d'hydrogène. Son rendement est élevé.

L'hydrogène vert constitue une substitution intéressante que nous pouvons envisager pour la micro-turbine à gaz. Mais comme nous l'avons souligné, les technologies de production de cet hydrogène vert font l'objet d'importants travaux de recherche et pourraient devenir accessibles dans un horizon de 3 à 5 ans. Quelles que soient les nouvelles technologies, l'hydrogène vert et photovoltaïques [151], la procédure de gestion optimale développée dans le cadre cette thèse s'applique, en revisitant l'architecture du mixte énergétique et les équations de contraintes des sources employées.

4.8 Conclusion

Ce chapitre a démontré l'intérêt de la gestion combinée des puissances actives et réactives échangées au sein d'un micro-réseau constitué d'un système photovoltaïque, un système de stockage et une turbine à gaz. Tous ces générateurs sont connectés au réseau de distribution.

Contrairement aux méthodes classiques qui se limitent à la répartition des flux de puissance active, un système de planification de puissance a été conçu pour assurer une répartition optimale des flux de puissance active couplés au flux de puissance réactive.

Le système de gestion conçu est alimenté par les profils prévisionnels de la consommation des charges, de la production photovoltaïque et les tarifs dynamiques d'achat/vente d'électricité. L'objectif de la gestion optimale est double : (i) minimiser le coût de l'énergie produite au sein du micro-réseau, (ii) réduire les émissions des gaz à effet de serre dues au générateur conventionnel. Le problème d'optimisation a été formulé par une fonction multi-objectif (facture énergétique) associée aux contraintes de fonctionnement de chacune des sources distribuées. Pour la résolution de ce problème, nous avons fait appel à l'algorithme de Bellman développé au moyen de la programmation dynamique que nous avons implémenté dans l'environnement de MATLAB.

⁽²⁾ : <https://www.orygeen.eu/docs-actus/glossaire/hydrogene-vert/>

Les performances de la gestion proposée ont été comparées à celles obtenues par une stratégie qui s'est limitée à la répartition de la puissance active, alors que toute la demande en puissance réactive était assurée par le réseau de distribution. Les résultats de simulation ont démontré un gain d'environ 22% de réduction sur la facture énergétique. Ces résultats ont également montré une baisse d'environ 30% de la masse CO₂ équivalent générée par la gestion optimale par rapport à la gestion classique.

En outre, le taux de sollicitation du réseau de distribution est resté en dessous de 32%, en raison de la participation de toutes les sources d'énergie distribuées dans le mixte énergétique réactive. Ceci confirme l'intérêt de la génération distribuée du réactif au même titre que l'actif.

Conclusion générale et perspectives

Cette thèse traite de la gestion des flux de puissances actives et réactives dans un micro-réseau. Le micro-réseau étudié est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une micro-turbine à gaz, l'ensemble étant raccordé au réseau principal. La gestion des flux de puissance devait répondre à deux objectifs essentiels :

- La réduction de la facture énergétique au profit du consommateur
- La limitation des émissions CO₂ afin de réduire l'impact environnemental du micro-réseau

Pour atteindre ces objectifs, nous nous sommes attelés dans ce mémoire, au développement de stratégies de gestion optimale du flux de puissance active et réactive dans le micro-réseau.

Dans la première partie de nos travaux, les enjeux liés à l'optimisation de la gestion du flux d'énergie dans les micro-réseaux intelligents ont largement été abordés. Ces enjeux portent notamment sur l'efficacité, la fiabilité, la durabilité de la production et de la distribution d'électricité et sont en parfaite cohérence avec les objectifs de développement durable. Les approches d'optimisation utilisées dans la gestion des flux d'énergie dans les micro-réseaux ont également été étudiées en profondeur dans cette partie. Il ressort de cette étude, l'utilisation de méthodes exactes aussi bien pour des modèles linéaires (programmation linéaire, programmation linéaire en nombre entier, ...) que pour des modèles non linéaires (programmation quadratique, programmation convexe, ...). De même, il ressort l'usage de méthodes approximatives telles que les heuristiques et les métaheuristiques. Enfin des méthodes basées sur la logique floue, les machines d'état sont également utilisées.

En second lieu, nous avons procédé à la modélisation technico-économique des différentes sources intégrées dans notre micro-réseau. Cette modélisation s'est faite sur la base d'une planification à long terme (Off-Line). Cette dernière impose à chacune des sources distribuées de suivre un profil optimal en puissance active/réactive établi la veille pour le lendemain (J-1). Chaque profil consiste en un ensemble de consignes de puissance active/réactive à appliquer au convertisseur des sources via des boucles de commande locale. Ces consignes sont élaborées en fonction des prévisions météorologiques, des prévisions de la consommation, de l'état de charge et de l'état de santé des batteries, ainsi que les tarifs d'électricité en vigueur. L'objectif étant de minimiser la facture énergétique et de réduire les émissions de CO₂. La « fonction objectif » de notre modèle est ainsi composée de :

- Coût de production en puissance active/réactive des différentes sources,
- Coût d'émission du CO₂
- Eventuelles pénalités imposées par le réseau principal lors de la consommation de la puissance réactive.

Pour compléter le modèle, un ensemble de contraintes pertinentes, relatives à chaque source, a été fixé, en fonction de leurs caractéristiques intrinsèques. Cependant, le volet dimensionnement des sources n'a pas été abordé dans le cadre de cette thèse, compte tenu de l'objectif initial articulé sur l'optimisation du flux d'énergie active et réactive dans le micro-réseau. A l'issue de la modélisation technico-économique de notre système, nous nous sommes focalisés, dans la troisième partie de notre thèse, sur le développement d'une stratégie de gestion optimale de la puissance active dans notre micro-réseau. Cette stratégie, basée sur l'algorithme de Bellman a démontré son efficacité, comparativement à une gestion restreinte basée sur des règles préétablies. L'algorithme de Bellman, reconnu pour son efficacité dans la résolution des problèmes d'optimisation non linéaires, a permis d'intégrer, de façon simultanée, dans une même approche, l'ensemble des contraintes du système. La gestion optimale proposée a fait preuve d'une intelligence et d'une flexibilité lors de la répartition du flux de puissances actives favorisant la

source photovoltaïque et imposant un engagement optimal du système de stockage. Les simulations effectuées ont montré une économie de 18,9% sur la facture énergétique par rapport à la gestion restreinte et une réduction de 39,9 kg de la masse CO₂ équivalent.

La seconde stratégie de gestion optimale développée dans la dernière partie de cette thèse, prend en compte simultanément la puissance active et la puissance réactive dans la gestion du flux de puissance. Elle constitue un des apports majeurs de notre étude. L'approche développée intègre dans un modèle global les contraintes d'équilibre des puissances actives et réactives et les contraintes des différentes sources. Elle s'appuie sur l'algorithme de Bellman comme dans la stratégie précédente. Les simulations effectuées ont produit des résultats très intéressants. En effet, la comparaison entre la « gestion optimale » que nous avons développée, et la « gestion classique » fondée uniquement sur la puissance active, s'est traduite par un gain d'environ 22% sur la facture énergétique au profit de la « gestion optimale ». Ce gain résulte d'une contribution plus importante, d'environ 60%, de la source photovoltaïque et le système de stockage dans le flux de puissance active comparativement à la « gestion classique » (environ 52%). Quant au flux de puissance réactive, elle est répartie entre les différentes sources dans la « gestion optimale » alors qu'elle est intégralement imputée au réseau principal dans la « gestion classique ». Un autre résultat pertinent à relever est l'impact significatif de notre stratégie sur les émissions CO₂. A ce niveau, nous avons obtenu une baisse autour de 30% de la masse CO₂ équivalent par rapport à la « gestion classique ». Cette baisse s'explique par une sollicitation plus faible de la micro-turbine à gaz dans le mix énergétique.

Comme pistes d'approfondissement de cette thèse, quatre points peuvent être intéressants à examiner : l'optimisation en temps réel (On-line), l'effet des pertes dans le micro-réseau, le caractère aléatoire/stochastique des données d'entrée du système et enfin l'hydrogène vert comme substitution à la micro-turbine à gaz.

L'optimisation en temps réel permettra de prendre en compte les erreurs introduites par les prévisions (météo, profil de charge...). En ce qui concerne les pertes dans le micro-réseau, il s'agit de déterminer dans quelles mesures elles peuvent modifier l'équilibre de puissance. En effet, la distribution de l'énergie dans les réseaux électriques est assujettie à des pertes intrinsèques au système, qu'on ne peut totalement éliminer. Quel effet la prise en compte de ce phénomène peut-il avoir sur la facture énergétique du micro-réseau ? Quel effet sur les émissions CO₂ ? Quel effet sur la contribution des différentes sources dans le flux d'énergie active et réactives ? Ces différentes questions peuvent constituer des pistes de réflexion pertinentes à explorer.

Pour le point inhérent au caractère aléatoire/stochastique des données du modèle (temps d'ensoleillement, profil de consommation...), il serait judicieux d'explorer l'espoir de gain (coût économique, émission CO₂) sous la forme d'une statistique (moyenne, écart type, ...). Les difficultés à ce niveau, résideront sans doute dans la définition de cette statistique.

Quant à l'hydrogène vert, son intégration dans le micro-réseau à la place de la micro-turbine à gaz ne change pas la procédure de gestion optimale développée dans cette thèse. Cependant, il serait intéressant d'examiner son impact sur la facture énergétique, au regard des résultats des nombreux travaux en cours, visant à le rendre plus accessible. Outre l'aspect monétaire, l'impact environnemental serait également déterminant dans le choix de cette solution. Une étude approfondie sur ce volet peut constituer un champ de recherche important pour les micro-réseaux.

Liste de mes travaux

- Boulal, A., Chakir, H., Drissi, M., Ouadi, H., « Energy Bill Reduction by Optimizing Both Active and Reactive Power in an Electrical Microgrid », (2020). International Review of Electrical Engineering (IREE), 15 (6), pp. 456-464. doi: <https://doi.org/10.15866/iree.v15i6.17909>)
- A. Boulal, H. E. Chakir, M. Drissi, H. Griguer and H. Ouadi, « Optimal Management of Energy Flows in a Multi-Source Grid ». Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488823.
- Anis BOULAL, Houssam Eddine CHAKIR, M'hamed DRISSI, Hamid OUADI, « Energy bill reduction by optimizing both active and reactive powers in an electrical micro grid ». Colloque Franco-Maghrébin sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, 16-18 avril 2019, Marrakech

Éléments bibliographiques

- [1] M.E. El-hawary, " The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends", Electric Power Components and Systems, 42:3-4, 239-250, 2014.
- [2] International Energy Agency: www.iea.org (01/2018).
- [3] Renewables 2018 Global Status Report: www.ren21.net (01/2018).
- [4] United Nations Climate Change: www.unfccc.int (01/2018).
- [5] Agence marocaine pour l'énergie solaire (MASEN): www.masen.ma (01/2018).
- [6] European Photovoltaic Industry Association (EPIA): www.solarpowereurope.org (01/2018).
- [7] Tyagi, H., Agarwal, A.K., Chakraborty, P.R., Powar, S. Advances in Solar Energy Research. Springer 2019.
- [8] Riaz Ahmad, Ali F.Murtaza, Hadeed Ahmed Sher. Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 101, March 2019, Pages 82-102.
- [9] Kamran Zeb, Waqar Uddin, Muhammad Adil Khan, Zunaib Ali, Muhammad Umair Alia, Nicholas Christofides, H.J. Kim. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 94, October 2018, Pages 1120-1141.
- [10] R. Reshma Gopi, S. Sreejith. Converter topologies in photovoltaic applications – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 94, October 2018, Pages 1-14.
- [11] Ferrieux, J.P., Forest, F. Alimentations à découpage - Convertisseurs à résonance, DUNOD, 3ème édition 2006.

- [12] R. Rigo-Mariani, Méthodes De Conception Intégrée "Dimensionnement-Gestion" par Optimisation d'un Micro-Réseau avec Stockage, Thèse 2014, Toulouse University, INP Toulouse.
- [13] Akanksha Sinha, Kartick Chandra Jana, Madan Kumar Das. An inclusive review on different multi-level inverter topologies, their modulation and control strategies for a grid connected photovoltaic system. *Solar Energy*, Volume 170, August 2018, Pages 633-657.
- [14] E. Crisostomi, A. Franco, M. Raugi, "The Smart Gas Grid: state of the art and perspectives", IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Copenhagen, 2013.
- [15] M. Harper, " Review of Strategies And Technologies for Demand-Side Management on Isolated Mini-Grids", Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [16] Lee JY, Chen CL, Chen HC. A mathematical technique for hybrid power system design with energy loss considerations. *Energy Convers Manage* 2010; 82:301–7.
- [17] A. Saif, K. GadElrab, HH. Zeineldin, S. Kennedy, JL. Kirtley. Multi-objective capacity planning of a PV–wind–diesel–battery hybrid power system. In: IEEE int. Conf; 2010.
- [18] F. Huneke, LJ. Henke, JAB. González, Erdmann G. Optimization of hybrid off- grid energy systems by linear programming. *Energy Sustainability Soc* 2012; 2(7):1–19.
- [19] Nogueira CEC, Vidotto ML, Niedzialkoski RK, Melegaride Souza SN, Chaves LI, Edwiges T. Sizing and simulation of a photovoltaic–wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2014; 29:151-7.
- [20] BO. Bilal, V. Sambou, PA. Ndiaye, CMF. Kébé, M. Ndongo. Optimal design of a hybrid solar–wind–battery system using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). *Renewable Energy* 2010; 35(10):2388–90.
- [21] L. Styanov et al. Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables. Equipe Energies Renouvelables, Laboratoire SPE UMR, CNRS 2007.
- [22] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi and A. Louche, "A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System", *Energy Policy*, Vol. 35, 2007, pp 5708-5718.
- [23] H. Bayem. Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques. *Electric power*. 2009.
- [24] B. Paris et al. Programmation linéaire pour la gestion de l'énergie électrique d'un habitat. IBPSA., 2010.
- [25] S. Tilovska et al. Power consumption analyzes with mathematical models into the overall electrical network. University "St.kiril and Metodij", Skopje, the Former Yugoslav Republic of Macedonia., 2012.
- [26] C.T.M. Clack et al. Linear programming techniques for developing an optimal electrical system including high-voltage direct-current transmission and storage. Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences (CIRES), University of Colorado, Boulder, CO 80305, United States. Earth Systems Research Laboratory (ESRL), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Boulder, CO 80305. United States. 2013.
- [27] B. Lennartson, O. Wigstrom, S. Riazi, and K. Bengtsson. Modeling and Optimization of Hybrid System. IFAC-PapersOnline 48-27 351-357., 2015.
- [28] B. K. og C. Vartanian, "Microgrid standards and protocols," DOE Microgrid Planning Meeting, National Renewable Energy Laboratory USA, Tech. Rep., 2011.

- [29] Siemens, “Microgrids white paper,” Siemens AG, Tech. Rep., 2011. [Online]. Available: http://www.climateactionprogramme.org/images/uploads/documents/Microgrids_as_a_solution_to_integrate_renewable_generation_Siemens_White_Paper.pdf
- [30] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, “Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380–3389, Aug 2013.
- [31] N. Díaz, D. Wu, T. Dragicevic, J. Vasquez, and J. Guerrero, “Fuzzy droop control loops adjustment for stored energy balance in distributed energy storage system,” in *2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*, June 2015, pp. 728–735.
- [32] G. Oriti, A. L. Julian, and N. J. Peck, “Power-electronics-based energy management system with storage,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 1, pp. 452–460, Jan 2016.
- [33] W. Shi, X. Xie, C. C. Chu, and R. Gadh, “Distributed optimal energy management in microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1137–1146, May 2015.
- [34] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, May 2008.
- [35] M. Soroush and D. J. Chmielewski, “Process systems opportunities in power generation, storage and distribution,” *Computers & Chemical Engineering*, 2013, [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135412002116>.
- [36] W. Shi, N. Li, C. C. Chu, and R. Gadh, “Real-time energy management in microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 228–238, Jan 2017.
- [37] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, “Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, 3380–3389, Aug 2013.
- [38] A. Dizqah, A. Maheri, K. Busawon, and A. Kamjoo, “A multivariable optimal energy management strategy for standalone dc microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2278–2287, Sept 2015.
- [39] N. L. Díaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Centralized control architecture for coordination of distributed renewable generation and energy storage in islanded ac microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, Early Access, DOI.10.1109/TPEL.2016.2606653.
- [40] Y. Yoldas, A. Onen, S. Muyeen, A. V. Vasilakos, and I. Alan, “Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 205 – 214, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117300746>.
- [41] T. AlSkaif, A. C. Luna, M. G. Zapata, J. M. Guerrero, and B. Bellalta, “Reputation-based joint scheduling of households appliances and storage in a microgrid with a shared battery,” *Energy and Buildings*, vol. 138, pp. 228 – 239, 2017.
- [42] D. Lopez, B. Agustin. Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems. *Renewable Energy* 33:2559-2572, 2008.
- [43] Stoustrup, J., Annaswamy, A., Chakraborty, A., Qu, Z. *Smart Grid Control. Overview and Research Opportunities*. Springer 2019.
- [44] S. Saravanan, N. Ramesh Babu. Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, May 2016, Pages 192-204
- [45] El Fadil, H., Giri, F. Climatic sensorless maximum power point tracking in PV generation systems. *Control Eng. Pract.* 19, 513-521 (2011).

- [46] M. Barghi Latran, and A. Teke, Investigation of multilevel multifunctional grid connected inverter topologies and control strategies used in photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 , 2015, pp. 361–376.
- [47] S. Chattopadhyay, M. Mitra, and S. Sengupta, *Electric Power Quality*. Springer 2011.
- [48] S. Dasgupta, S.K. Sahoo, and S.K. Panda, Single-Phase Inverter Control Techniques for Interfacing Renewable Energy Sources With Microgrid—Part I: Parallel-Connected Inverter Topology With Active and Reactive Power Flow Control Along With Grid Current Shaping, *IEEE Transactions On Power Electronics*, vol. 26, n. 3, March 2011.
- [49] G. Tsengenes, and G. Adamidis, Investigation of the behavior of a three phase grid-connected photovoltaic system to control active and reactive power, *Electric Power Systems Research* 81, 2011, pp. 177–184.
- [50] 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 2014, Ecole centrale de Lille, Université Lille Nord-de-France.
- [51] P. Jong-Young, S. Jin-Man, and P. Jong-Keun, “Optimal capacitor allocation in a distribution system considering operation costs,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 462–468, Feb. 2008.
- [52] R. Shoults and D. T. Sun, “Optimal power flow based upon P-Q decomposition,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 397–405, Feb. 1982.
- [53] H. Dagdougui, R. Minciardi, A. Ouammi, M. Robba & R. Sacile. A Dynamic Decision Model for the Real-Time Control of Hybrid Renewable Energy Production Systems. *IEEE Systems Journal*, 4(3):323-333, 2010.
- [54] Australian Greenhouse Office. Advanced electricity storage technologies programme. ISBN: 1 921120 37 1, Australian Greenhouse Office; 2005, p. 1–35.
- [55] R. Walawalkar, J. Apt, R. Mancini. Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation. *Dobie WC. Electrical energy storage. Power Eng. J* 1998; 12:177–81.
- [56] MA. Kashem, G. Ledwich. Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three phase distribution lines. *Electr Pow Syst Res* 2007; 77:10–23.
- [57] P. Malysz, S. Sirouspour, and A. Emadi, “An optimal energy storage control strategy for grid-connected microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1785–1796, Jul. 2014.
- [58] H. Beltran, E. Bilbao, E. Belenguer, I. Etxeberria-Otadui, and P. Rodriguez, “Evaluation of storage energy requirements for constant production in PV power plants,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 3, pp. 1225–1234, Mar. 2013.
- [59] M. Ross, C. Abbey, F. Bouffard, and G. Joos, “Microgrid economic dispatch with energy storage systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, 2016.
- [60] Y. Rifonneau, S. Bacha, F. Barruel, and S. Ploix, “Optimal power flow management for grid connected pv systems with batteries,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309–320, 2011.
- [61] A. C. Luna, N. L. Diaz, F. Andrade, M. Graells, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Economic power dispatch of distributed generators in a grid-connected microgrid,” in *Power Electronics*

- and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia), 2015 9th International Conference on. IEEE, 2015, pp. 1161–1168.
- [62] A. Soroudi, Smart self-scheduling of Gencos with thermal and energy storage units under price uncertainty. *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 24(10), 1401–1418 (2014).
- [63] D. Lopez, B. Agustin. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions” *Renewable Energy* 31 (2006) 2227–2244, 2006.
- [64] S. Hochmuth. A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems. *Solar Energy*, 61(2):77-87, 1997.
- [65] H. Dagdougui, R. Minciardi, A. Ouammi, M. Robba & R. Sacile. A Dynamic Decision Model for the Real-Time Control of Hybrid Renewable Energy Production Systems. *IEEE Systems Journal*, 4(3):323-333, 2010.
- [66] K. Sopian, A. Zaharim, Y. Ali, Z.M. Nopiah, J.A. Razak & N.S. Muhammad. Optimal Operational Strategy for Hybrid Renewable Energy System Using Genetic Algorithms. *WSEAS Transactions on Mathematics*, 7(4):130-140. 2008.
- [67] S. ASHOK. Optimized model for community-based hybrid energy system. *Renewable Energy*, 32:1155-1164. 2007.
- [68] E. DURSUN & O. KILIC. Comparative evaluation of different power management strategies of a standalone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, 34:81-89. 2012.
- [69] J.B. FULZELE & S. DUTT. Optimum Planning of Hybrid Renewable Energy System Using HOMER. *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, 2(1):68-74. 2012.
- [70] O.H.A. SATAR, S.M.A. EID, E.M. SAAD & R. DARWISH. Adaptive and Reliable Control Algorithm for Hybrid System Architecture. *IJCSI International Journal of Computer Science Issues*, 9(1):465-474.2012.
- [71] H. TAZVINGA, X. XIA & J. ZHANG. Minimum cost solution of photovoltaic–diesel– battery hybrid power systems for remote consumers. *Solar Energy*, 96: 292-299. 2013.
- [72] M. ENGIN. Sizing and simulation of PV-wind hybrid power system. *International Journal of Photoenergy*.10.2013.
- [73] N. Hashmi and S. A. Khan, “Power energy management for a grid connected pv system using rule-base fuzzy logic,” in 2015 3rd International Conference on Artificial Intelligence, Modelling and Simulation (AIMS), Dec 2015, pp. 31–36.
- [74] C. D. Korkas, S. Baldi, I. Michailidis, and E. B. Kosmatopoulos, “Multiobjective control strategy for energy management of grid-connected heterogeneous microgrids,” in 2015 American Control Conference (ACC), July 2015, pp. 5515–5520.
- [75] R. Azim, H. Cui, and F. Li, “Power management strategy combining energy storage and demand response for microgrid emergency autonomous operation,” in 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Oct 2016, pp. 2620–2625.
- [76] Mohsen Zare, Taher Niknam, A new multi-objective for environmental and economic management of Volt/Var Control considering renewable energy resources, *Energy*, Volume 55, 2013, Pages 236-252, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.058>.

- [77] Ruey-Hsun Liang, Jia-Ching Wang, Yie-Tone Chen, Wan-Tsun Tseng, An enhanced firefly algorithm to multi-objective optimal active/reactive power dispatch with uncertainties consideration, *Electrical Power and Energy Systems* 64 (2015) 1088–1097.
- [78] Aouss Gabash, and Pu Li, Active-Reactive Optimal Power Flow in Distribution Networks With Embedded Generation and Battery Storage, *IEEE transactions on power systems*, vol. 27, no. 4, november 2012.
- [79] H. P. Singh, Y. S. Brar and D. P. Kothari, "Active and reactive power dispatch using predator prey optimization approach," 2016 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE), 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/IICPE.2016.8079461.
- [80] M. Iqbal, M. Azam, M. Naeem, A. Khwaja, and A. Anpalagan, "Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, no. 0, pp. 640 – 654, 2014.
- [81] G. Byeon, T. Yoon, S. M. Oh, and G. Jang, "Energy management strategy of the dc distribution system in buildings using the ev service model," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, no. 4, pp. 1544–1554, April 2013.
- [82] Lin, G., Xi, F., Li, X., et al.: 'Coordinated control of battery storage system and diesel generators in ac island microgrid'. 7th Proc. IEEE Int. Power Electronics and Motion Control Conf., China, 2012, pp. 112–117.
- [83] Kamarzaman, N.A., Tan, C.W.: A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems. *Renew. Sust. Enr. Rev.* 37, 585–598 (2014).
- [84] Sanders, S.R., Noworolski, J.M., Liu, X.Z., Verghese, G.: Generalized averaging method for power conversion circuits. *IEEE Trans. Power Electro.* 6, 251–259 (1991).
- [85] Krstic, M., Kanellakopoulos, I., Kokotovic P.: *Nonlinear and adaptive control design*. John Wiley and Sons (1995).
- [86] Bayod-Rujula, A.A., Cebollero-Abian, J.A.: A novel MPPT method for PV systems with irradiance measurement. *Sol. Enr.* 109, 95–104 (2014).
- [87] Moçambique, N.E.M., Ottoboni, K.A., Fuzato, G.H.F., et al.: Tracking Algorithms and Voltage Controllers Used to Obtain the Maximum Power Point of PV Arrays. *J. Control. Autom. Electric. Syst.* 26, 661-674 (2015).
- [88] Stankovic, A.M., Perreault, D.J., Sato, K.: Synthesis of dissipative nonlinear controllers for series resonant DC/DC converters. *IEEE Trans. Power Electro.* 14, 673–682 (1999).
- [89] Carrasco, J.M., Galvan, E., Valderrama, G.E., Ortega, R., Stankovic, A.M.: Analysis and Experimentation of Nonlinear Adaptive Controllers for the Series Resonant Converter. *IEEE Trans. Power Electro.* 15, 536–544 (2000).
- [90] Naik, S.M., Kumar, P.R., Ydstie B.E.: Robust Continuous-Time Adaptive Control by Parameter Projection. *IEEE Trans. autom. control* 37, 182–197 (1992).
- [91] Giroux, P., Sybille, G., Tremblay, O.: Loss Calculation and Thermal Model in a Buck Converter. Hydro-Quebec Research Institute (2012).

- [92] Nikos Hatziargyriou, "Microgrids: Architectures and Control", 2014 John Wiley and Sons Ltd, ISBN:978-1-118-72068-4.
- [93] Prasenjit Basak, S. Chowdhury, S. Halder nee Dey, S.P. Chowdhury, A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 5545–5556.
- [94] L. Hassaine, E. OLIas, J. Quintero, and V. Salas, Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 2014, pp. 796–807.
- [95] Z. Zeng, H. Yang, R. Zhao, and C. Cheng, Topologies and control strategies of multi-functional grid-connected inverters for power quality enhancement: A comprehensive review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 24, 2013, pp. 223–270.
- [96] M.V. Rajkumar, P.S. Manoharan, and A. Ravi, Simulation and an experimental investigation of SVPWM technique on a multilevel voltage source inverter for photovoltaic systems, *Electrical Power and Energy Systems* 52, 2013, pp. 116–131.
- [97] D. Chen, S. Xie, Review of the control strategies applied to active power filters, *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, April 2004, Hong Kong.
- [98] A. Yazdani, and R. Iravani, A Generalized State-Space Averaged Model of the Three-Level NPC Converter for Systematic DC-Voltage-Balancer and Current-Controller Design, *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 20, n. 2, April 2005.
- [99] R.M. Tallam, R. Naik, and T.A. Nondahl, A Carrier-Based PWM Scheme for Neutral-Point Voltage Balancing in Three-Level Inverters, *IEEE Transactions On Industry Applications*, vol. 41, n. 6, November/December 2005.
- [100] C. Bharatiraja, S. Jeevananthan, and R. Latha, FPGA based practical implementation of NPC-MLI with SVPWM for an autonomous operation PV system with capacitor balancing, *Electrical Power and Energy Systems* 61, 2014, pp. 489–509.
- [101] A. Ravi, P.S. Manoharan, and J. Vijay Anand, Modeling and simulation of three phase multilevel inverter for grid connected photovoltaic systems, *Solar Energy* 85, 2011, pp. 2811–2818.
- [102] S. Sezen, A. Aktas, M. Ucar, and E. Ozdemir, A three-phase three-level NPC inverter based grid-connected photovoltaic system with active power filtering, *16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*. Antalya, Turkey 21-24 Sept 2014.
- [103] R. Chibani, E.M. Berkouk, and M.S. Boucherit, DC-link voltage control of three-level neutral point-clamped voltage-source inverter using inductive balancing electronic circuitry, *Electromotion* 17, 2010, pp. 269-279.
- [104] G. Devi KS, Arun S, and Sreeja C, Comparison of capacitor voltage balancing techniques in multilevel inverters, *International Conference on Magnetics, Machines & Drives (AICERA-2014 iCMMD)*.

- [105] H. Akagi and A. Nabae, The p-q theory in three-phase systems under nonsinusoidal conditions, *Eur. Trans. Elect. Power Eng.*, vol. 3, no. 1, Jan./Feb 1993, pp. 27–31.
- [106] H. Ouadi, A. Ait Chihab, F. Giri, Adaptive nonlinear control of three-phase shunt active power filters with magnetic saturation, *Electrical Power and Energy Systems* 69, 2015, pp. 104–115.
- [107] M. Monfared, S. Golestan, and J.M. Guerrero, A New Synchronous Reference Frame Based Method for Single-Phase Shunt Active Power Filters, *Journal of Power Electronics*, DOI 10.6113/JPE.2013.13.4.692, 2013.
- [108] K. Vardar, E. Akpınar, and T. Sürgevil, Evaluation of reference current extraction methods for DSP implementation in active power filters, *Electric Power Systems Research* 79, 2009, pp. 1342–1352.
- [109] J-J. E. Slotine, and W. Li, *Applied Nonlinear Control* (Prentice-Hall, 1991. ISBN 0-13-040890-5).
- [110] W. Perruquetti, and J.P. Barbot, *Sliding mode control in engineering* (Marcel Dekker, Inc 2002, ISBN 0-8247-06714).
- [111] B-I. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra, R. Teodorescu, Overview of Recent Grid Codes for PV Power Integration, *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, 2012.
- [112] Jizhong Zhu, "Optimization of power system operation", Second Edition 2015, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- [113] S. Frank, S. Rebennack. An Introduction to Optimal Power Flow: Theory, Formulation, and Examples, IIE Transactions, 2016.
- [114] Mohammad H. Moradi, Mohsen Eskandari, Hemen Showkati, A hybrid method for simultaneous optimization of DG capacity and operational strategy in microgrids utilizing renewable energy resources. *Electrical Power and Energy Systems* 56 (2014) 241–258.
- [115] Soliman Abdel-Hady Soliman, Abdel-Aal Hassan Mantawy, Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems, Energy systems, Springer New York Heidelberg Dordrecht London 2012, ISSN 1867-8998.
- [116] Ganesh Kumar Venayagamoorthy, Ratnesh K. Sharma, Prajwal K. Gautam and Afshin Ahmadi, Dynamic Energy Management System for a Smart Microgrid, *IEEE Transactions On Neural Networks And Learning Systems*, Vol. 27, No. 8, August 2016.
- [117] Imad M. Nejdawi, Kevin A. Clements, and Paul W. Davis, "An Efficient Interior Point Method for Sequential Quadratic Programming Based Optimal Power Flow", *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 15, NO. 4, NOVEMBER 2000.
- [118] K.Y. Lee and M.A. El-Sharkawi, Modern Heuristic Optimization Techniques Theory And Applications To Power Systems, IEEE Power Engineering Society, New York (2008).

- [119] T. Logenthiran et D. Srinivasan, " Intelligent Management of Distributed Storage Elements in a Smart Grid", IEEE PEDS 2011, Singapore, 5 - 8 December 2011.
- [120] Ashish Saini, Devendra K. Chaturvedi, A. K. Saxena, Optimal Power Flow Solution: a GA-Fuzzy System Approach, International Journal of Emerging Electric Power Systems, Volume 5, Issue 2, 2006, Article 1.
- [121] M. Tarafdar Haque, and A.M. Kashtiban, Application of Neural Networks in Power Systems; A Review, World Academy of Science, Engineering and Technology 6, 2005.
- [122] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," Solar Energy 83, 614–624, 2009.
- [123] Canova, A., Chicco, G., and Mancarella, P., Assessment of the Emissions due to Cogeneration Microturbines under Different Operation Modes, POWERENG 2007, Setubal, Portugal, 2007.
- [124] Boicea, A., Chicco, G. and Mancarella, P., Optimal operation of a microturbine cluster with partial-load efficiency and emission characterization, IEEE Powertech conference, Bucarest, Romania, 2009.
- [125] M. Vrazic, A. Viskovic, Z. Hanic, User P-Q Diagram as a Part of a Synchronous Generator Monitoring System, Elektronika IR Elektrotehnika, ISSN 1392–1215, VOL. 20, NO. 4, 2014.
- [126] Tarif du gaz naturel: <https://tarifgaz.com> (01/2017).
- [127] Marcos J. Rider and V. Leonardo Paucar, Application of a nonlinear reactive power pricing model for competitive electric markets, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution (Volume: 151, Issue: 3, May 2004).
- [128] ONEE: ww.onee.ma (01/2017)
- [129] Bellman, R. E., Dreyfus, S. E., Applied Dynamic Programming, Princeton Legacy Library, Paperback December 2015, ISBN 9780691625423.
- [130] Ploskas, N., Samaras, N. Linear Programming Using MATLAB, 2017, ISBN 978-3-319-65919-0.
- [131] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, Gerald B. Sheble, "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley & Sons, Third edition, 2014.
- [132] I. Worighi, A. Maach, A. Hafid, O. Hegazy, & J. Van Mierlo, Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis, Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 18, June 2019.
- [133] R. A. Al Hasibi, S. P. Hadi, S. Sarjiya, Integrated and Simultaneous Model of Power Expansion Planning with Distributed Generation, International Review of Electrical Engineering (IREE), vol. 13, n. 2, 2018, pp. 116 – 127.

- [134] R. Rigo-Mariani, B. Sareni, X. Roboam and C. Turpin, Optimal power dispatching in smart microgrids with storage, *Renewable and sustainable energy review*, vol 40, 2014, pp. 649–658.
- [135] K. Hirech, M. Melhaoui, E. Baghaz, R. Malek, K. Kassmi. Photovoltaic System Equipped with a Reliable and Efficient Regulator/MPPT and Energy Flow Controller, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol 10, n. 1, 2015.
- [136] Y. Zhang, and Q-S. Jia, Operational Optimization for Micro grid of Buildings with Distributed Solar Power and Battery, *Asian Journal of Control*, vol. 19, n. 3, 2017, pp. 996–1008.
- [137] A. Ahmidi, X. Guillaud, Y. Besanger, R. Blanc, A multi-level approach for optimal participating of wind farms at reactive power balancing in transmission power system, *IEEE Systems Journal*, vol. 6, n. 2, June 2012.
- [138] A. Guichi, A. Talha., M. Berkouk, S. Mekhilef, Energy management and performance evaluation of grid connected PV-battery hybrid system with inherent control scheme, *Sustainable Cities and Society*, vol. 41, 2018, pp.490–504.
- [139] S. Subiyanto, M. Prakasa, P. Wicaksono, M. Hapsari, Intelligence Technique Based Design and Assessment of Photovoltaic-Battery-Diesel for Distributed Generation System in Campus Area, *International Review on Modelling and Simulations (IREMOS)*, vol 13, n. 1, 2020.
- [140] A. Samimi, A. Kazemi, P. Siano, Economic-environmental active and reactive power scheduling of modern distribution systems in presence of wind generations: A distribution market-based approach, *Energy Conversion and Management*, vol. 106, 2015, pp. 495–509.
- [141] G. Graditi, ML. Di Silvestre, R. Gallea, E. R. Sanseverino. Heuristic-based shiftable loads optimal management in smart micro-grids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol.11, n. 1, 2015, pp. 271–80
- [142] HR. Howlader, H. Matayoshi, T. Senjyu, Distributed generation incorporated with the thermal generation for optimum operation of a smart grid considering forecast error, *Energy Conversion and Management*, vol. 96, 2015, pp. 303–314.
- [143] M.H. Moradi, M. Eskandari, H. Showkati, A hybrid method for simultaneous optimization of DG capacity and operational strategy in microgrids utilizing renewable energy resources, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 56, 2014, pp. 241 –258.
- [144] R. Bellman, A Markovian Decision Process, *Indiana University. Math. Journal*, vol. 6, n. 4, 1957, pp. 679–684.
- [145] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C Hoguet, S. Melsco, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier and G. Fontès, Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the orient modell, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, n. 8, 2010, pp. 3322-3332.
- [146] F. Lakhdari, Input Control of Photovoltaic Fed DC-DC Converter Based on a Dual Modeling Approach, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol 15, n.1, 2020.

- [147] K. I. Hwu, Y. T. Yau, Applying Improved Boost Converter and Simple Tracking Concept to Achieving MPPT under Shading Conditions, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol. 12, n.3, 2017.
- [148] H. Beltran, M. Swierczynski, N. Aparicio, E. Belenguer, R. Teodorescu, P. Rodriguez. Lithium ion batteries ageing analysis when used in a PV power plant. In: *International symposium industrials electronics (ISIE)*, pp 1604–1609, 2012.
- [149] R.S. Wibowo, A. Ramdani, A. Taradini, D.C. Riawan, A. Soeprihanto, O. Penangsang, Dynamic Optimal Power Flow Incorporating Gas Turbine Generator Unit with Compressed Natural Gas Systems, *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, vol 14, n. 6, 2019.
- [150] H. Kanchev, F. Colas, V. Lazarov, B. Francois, Emission reduction and economical optimization of an urban microgrid operation including dispatched PV-based active generators. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, n. 4, 2014, pp. 1397–1405.
- [151] M.J. Rider and V.L. Paucar., Application of a nonlinear reactive power pricing model for competitive electric markets *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, n. 3, May 2004, pp.407-414

Titre : Gestion optimale de flux d'énergie dans un micro réseau hybride

Mots clés : Micro-réseau, puissances active/réactive, Facture énergétique, Emission CO₂, Optimisation non linéaire, Algorithme de Bellman

Résumé : Cette thèse traite de la gestion des flux de puissances actives et réactives dans un micro-réseau. Le micro-réseau étudié est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une micro-turbine à gaz, l'ensemble raccordé au réseau principal. L'objectif visé est double : minimiser d'une part la facture énergétique au profit des consommateurs, et d'autre part, réduire les émissions de CO₂. Pour atteindre ces objectifs, nous nous sommes attelés dans nos travaux, au développement de stratégies de gestion optimales du flux de puissance active et réactive dans le micro-réseau. La première stratégie porte sur une gestion du flux de la puissance active dans le micro-réseau.

Cette stratégie, basée sur l'algorithme de Bellman a démontré son efficacité comparativement à une gestion restreinte, conçue sur des règles préétablies. La seconde stratégie de gestion optimale développée dans le cadre de cette thèse, prend en compte simultanément la puissance active et la puissance réactive dans la gestion du flux de puissance. L'approche développée a été conçue également sur la base de l'algorithme de Bellman. Les simulations effectuées ont produit des résultats très intéressants à savoir une baisse de la facture énergétique ainsi qu'une baisse de la masse CO₂ équivalent.

Title : Optimal management of energy flows in a hybrid microgrid.

Keywords : Microgrid, active/reactive powers, energy bill, CO₂ emissions, non-linear optimization, Bellman's algorithm

Abstract : This thesis deals with the management of active and reactive power flows in a microgrid. The micro-grid studied consists of a photovoltaic generator, a storage system, a gas micro-turbine, all connected to the main grid. The objective is twofold : on the one hand, to minimize the energy bill for the benefit of consumers, and on the other hand, to reduce CO₂ emissions. To achieve these objectives, this work is focused on the development of optimal management strategies for the flow of active and reactive power in the micro-grid. The first strategy concerns active power flow management in the microgrid.

This strategy, based on Bellman's algorithm, has demonstrated its effectiveness compared to restricted management, designed on pre-established rules. The second optimal management strategy developed within the framework of this thesis, simultaneously takes into account the active power and the reactive power in the management of the power flow. The developed approach was also designed on the basis of Bellman's algorithm. The simulations carried out produced very interesting results, namely a reduction in the energy bill as well as a reduction in the CO₂ equivalent mass.