



HAL
open science

Conception optimisée d'un microgrid isolé à forte intégration renouvelable avec objectif de fiabilité

Maël Riou

► **To cite this version:**

Maël Riou. Conception optimisée d'un microgrid isolé à forte intégration renouvelable avec objectif de fiabilité. Energie électrique. Université de la Réunion, 2022. Français. NNT : 2022LARE0001 . tel-03631511

HAL Id: tel-03631511

<https://theses.hal.science/tel-03631511>

Submitted on 5 Apr 2022

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.

Université de La Réunion

Thèse de Doctorat

Pour obtenir le grade de :

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE LA REUNION

dans la spécialité

« Génie électrique, électronique, photonique et systèmes »

École doctorale de Science Technologie et Santé

par

Maël Riou

Conception optimisée d'un microgrid isolé à forte intégration renouvelable avec objectif de fiabilité

Thèse soutenue le 03/02/2022 devant le jury composé de :

Composition du Jury

Pr. Delphine RIU	Université Grenoble Alpes	(Présidente du jury)
Pr. Florence OSSART	Sorbonne Université	(Rapporteur)
Dr. Robin ROCHE	Université de Bourgogne Franche-Comté	(Rapporteur)
Dr. Anne BLAVETTE	Ecole Normale Supérieure de Rennes	(Examinatrice)
Pr. Michel BENNE	Université de la Réunion	(Directeur)
Pr. Quoc-Tuan TRAN	INSTN, CEA-Liten/INES	(Co-Directeur)
Dr. Florian Dupriez-Robin	France Energies Marines	(Encadrant)
Dr. Dominique Grondin	Université de la Réunion	(Encadrant)

CONCEPTION OPTIMISEE D'UN MICROGRID ISOLE A FORTE INTEGRATION RENOUVELABLE AVEC OBJECTIF DE FIABILITE

Résumé :

Les solutions d'électrification hors-réseaux sont en pleine expansion dans les zones isolées de la planète où l'absence d'accès à l'électricité représente un frein principal au développement. Cette thèse se concentre sur les microgrids isolés qui sont des petits réseaux électriques destinés à alimenter des zones n'ayant pas de raccordement possible au réseau de distribution principal. Ces microgrids isolés, fonctionnant à base de production solaire, de groupes électrogènes et de stockage par batteries, sont cependant plus fragiles et les utilisateurs peuvent subir des interruptions fréquentes si le réseau n'est pas conçu avec précaution. La fiabilité est donc un critère important pour assurer d'une part la viabilité de ces projets et d'autre part pour permettre l'amélioration des conditions de vie des populations. Ainsi, il est proposé une méthode de conception multi-objective de ces microgrids isolés sur les critères économique, environnemental, et de fiabilité. La méthode utilise un algorithme génétique pour faire évoluer la configuration du microgrid vers un optimum et permet de visualiser les compromis entre les trois objectifs. Une modélisation énergétique du système est utilisée pour l'ensemble des composants du microgrid et des différentes briques de contrôle. Les résultats ont montré que la fiabilité peut être optimisée avec un taux d'intégration renouvelable très important et un coût maîtrisé. Il y a un intérêt à prendre en compte les pannes des composants qui ont un impact sur l'indisponibilité globale subie par les microgrids, les méthodes retrouvées dans la littérature se focalisant généralement seulement sur un critère d'adéquation production-consommation. L'adaptation de la méthode pour permettre un dimensionnement évolutif des microgrids a permis d'optimiser davantage la performance en permettant un dimensionnement initial plus faible et des renforcements possibles au fur et à mesure de la vie du projet. L'impact sur le coût long-terme est important tout en optimisant les sollicitations des composants aux différents stades d'évolution du système. Une analyse de sensibilité a permis de mettre en avant les facteurs d'impact les plus importants. L'évolution de la consommation est une forte incertitude, donc l'impact peut être réduit par le dimensionnement évolutif proposé dans cette thèse.

Mots clés :

Microgrid ; électrification rurale ; fiabilité ; dimensionnement ; optimisation multi-objective

ISOLATED MICROGRID DESIGN WITH HIGH RENEWABLE ENERGY PENETRATION WITH A RELIABILITY OBJECTIVE

Abstract :

Off-grid electrical systems are a promising solution to power remote areas, where the lack of electricity access represents a barrier to development. This thesis focuses on isolated microgrids, which are small electrical systems designed to power regions that lack a connection to the main electricity grid. These microgrids, comprising photovoltaic arrays, diesel generators and storage systems are more fragile, and users can experience frequent interruptions if the system is not designed properly. Reliability is thus a critical criterion to ensure viable microgrid projects with a real impact on living conditions for the concerned populations. A multi-objective optimisation method is therefore proposed to design these microgrids considering three objectives: economical, environmental and reliability. The method uses a genetic algorithm to make the configuration of the microgrid evolve towards an optimum and enables visualising trade-offs between all design objectives. All microgrid components including generators, power converters, storage systems and control units are modelled on an energetic scale. The results have shown that reliability can be optimised with a high level of renewable integration with little extra cost. The consideration for component failure has been seen to be beneficial as they impact overall reliability. Reliability is often evaluated in the literature solely regarding power adequacy. The method was then adapted to enable evolutive sizing of microgrids, which has been observed to improve the overall performance. By enabling smaller initial sizing with progressive repowering, the overall long-term cost can be reduced while optimising solicitation on system components. A sensibility analysis has enabled identifying the parameters with high impact on optimisation results. Load consumption evolution is a main uncertainty, whose impact can be reduced with the proposed evolutive sizing.

Keywords :

Microgrid; electricity access ; reliability ; sizing ; multi-objective optimisation

REMERCIEMENTS

Les travaux réalisés dans ce mémoire ont été conduits en partie dans l'entreprise Entech à Quimper, au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) des Pays de la Loire et au laboratoire Energy-Lab de l'Université de la Réunion. J'adresse mes premiers remerciements à l'ensemble des collaborateurs d'Entech pour avoir apporté un environnement de travail idéal pour la mise en œuvre de ce projet, ainsi que pour l'ambiance conviviale et familiale qui règne au sein de cette entreprise. Je souhaite remercier tout particulièrement Christopher Franquet et Laurent Meyer pour m'avoir donné cette opportunité et accordé leur confiance, à Anastasia Boufares pour m'avoir soutenu tout au long de ces trois ans, Christophe Le Loup et Tanguy Cadin qui se sont partagé mon encadrement. Je remercie également la GIZ pour m'avoir permis de travailler sur le projet de microgrid présenté dans cette thèse.

Je tiens ensuite à remercier mon encadrement académique. Merci Florian Dupriez-Robin pour ton aide précieuse, ton éternel optimisme et pour avoir su me remotiver à chaque fois que j'en avais besoin. Merci Dominique Grondin pour ton soutien et ton accueil lors de mes passages à la Réunion. Merci à mes directeurs de thèse Michel Benne et Tuan Quoc Tran. Je tiens aussi à remercier l'ensemble du jury pour avoir accepté d'examiner mes travaux de thèse.

Merci François de m'avoir coaché sur la plateforme du CEA et de m'avoir fait découvrir les sites d'escalade Nantais. Merci Phuong pour ton soutien tout au long de cette thèse. Merci Annaëlle pour ton accueil chaleureux à chacune de mes venues sur Nantes. J'adresse un grand merci ensuite aux collègues du laboratoire Energy-Lab à l'université de la Réunion pour leur accueil et leur bonne compagnie : Yannick, Meziane, Fabrice, Etienne, Pauline, et Christophe.

Un grand merci à Mélik pour la bonne motivation, à Elisa pour sa bonne humeur du matin et ses cours de Yoga qui m'ont permis de mieux appréhender la thèse, Eléonore Verhoog pour ses blagues et sa coopération sur le cas d'étude. Je remercie mes voisins de bureaux qui m'ont supporté toutes ces années : toutes les personnes du BE informatique industriel et innovation, le BE électrotechnique et mécanique, les personnes de l'atelier et sur chantier, Pierrick et Jimmy de l'O&M, les commerciaux, les chefs de projets, et les personnes aux fonctions support qui contribuent de façon remarquable à cette entreprise.

Je tiens à saluer mes amis Quimpérois avec qui j'ai adoré passer ces trois ans de ma vie, en particulier mes chers colocataires : Justine, JoJo, Léa, Elise, Natt, Sam, et Jeanne ; les voisins de Kermeur (merci à Thomas pour la Fuser avec qui j'ai bien décompressé, à Camille pour les tisanes indispensables). Merci à tous les amis de la Réunion. Marlon d'avoir été mon pote pendant toutes ces années, ton adorable Léon et Audrey. A Romain et Raphaëla pour les chouettes séjours à la montagne. A l'équipe du Master SENSE, à la coloc des roussettes, et celle de l'avenue des grands champs.

Pour finir, j'adresse un grand merci à ma famille : mon frère Guillaume qui a toujours été là pour moi, mes chers parents Marie et Yves, mamie Gizou et la famille, ma nièce Eva que j'adore et ma future filleule.

ABREVIATIONS	1
INTRODUCTION GENERALE.....	2
CHAPITRE I. CONTEXTE DES MICROGRIDS ISOLES, FIABILITE ET METHODES DE CONCEPTION.....	7
I.1 Introduction.....	10
I.2 Contexte des microgrids isolés	10
I.3 Fiabilité des microgrids isolés.....	29
I.4 Méthodes de conception appliquées aux microgrids isolés	44
I.5 Synthèse et positionnement de la thèse.....	50
CHAPITRE II. MODELISATION ENERGETIQUE ET ANALYSE DE FIABILITE D’UN MICROGRID ISOLE.....	52
II.1 Introduction.....	54
II.2 Modélisation des composants du microgrid.....	54
II.3 Modélisation du contrôle du microgrid.....	60
II.4 Indicateurs technico-économiques choisis.....	65
II.5 Méthode d’analyse de fiabilité du microgrid	66
II.6 Résultats obtenus sur le cas d’étude.....	75
II.7 Conclusions.....	85
CHAPITRE III. CONCEPTION MULTI-OBJECTIVE D’UN MICROGRID ISOLE.....	86
III.1 Introduction.....	88
III.2 Méthode d’optimisation multi-objective.....	95
III.3 Résultats de dimensionnement sur le cas d’étude	101
III.4 Conclusions.....	110
CHAPITRE IV. METHODE DE CONCEPTION POUR UN DIMENSIONNEMENT EVOLUTIF DES MICROGRIDS ISOLES.....	111
IV.1 Introduction.....	113
IV.2 Méthodologie pour adapter la méthode d’optimisation proposée.....	118
IV.3 Résultats de dimensionnement sur le cas d’étude	119
IV.4 Analyse de sensibilité	126
IV.5 Conclusions.....	138
CONCLUSION GENERALE	140
LISTE DES SYMBOLES	146
LISTE DES FIGURES.....	149
LISTE DES TABLEAUX.....	152
BIBLIOGRAPHIE	153

AC	Courant alternatif (Alternating current)
ACS	Coût annualisé du système (Annualised Cost of System)
ATC	Coût total annuel (Annual Total Cost)
AG	Algorithme Génétique
AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et l'Electrification Rurale
BOS	Coût d'intégration (Balance Of System)
COE	Coût de l'énergie (Cost of Energy)
DC	Courant continu (Direct current)
CEA	Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
EENS	Espérance d'énergie non fournie (Expected Energy Not Served)
EMS	Système de gestion d'énergie (Energy Management System)
EnR	Énergies Renouvelables
Endev	Partenariat pour l'accès à l'énergie (Energising Development)
ESS	Système de stockage d'énergie (Energy Storage System)
DoD	Profondeur de décharge (Depth of Discharge)
GE	Groupe électrogène
GIZ	Agence de coopération internationale allemande pour le développement (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)
FPGA	Réseau de portes programmable (Field Programmable Gate Array)
MILP	Optimisation linéaire en nombres entiers (Mixed-Integer Linear Programming)
MPPT	Recherche du point de puissance maximal (Maximum Power Point Tracking)
NSGA-II	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II
NPC	Coût actualisé net (Net Present Cost)
PCS	Système de conversion de puissance (Power Conversion System)
PMS	Système de gestion de puissance (Power Management System)
PSO	Optimisation par essaims particulaires (Particle Swarm Optimisation)
PV	Photovoltaïque
SoC	Etat de charge (State of Charge)
TNPC	Coût actualisé net total (Total Net Present Cost)
UPS	Alimentation sans interruption (Uninterruptible Power System)

L'électricité, vecteur aujourd'hui indispensable pour alimenter les équipements nécessaires à notre vie quotidienne, reste un luxe dans de nombreuses régions du globe. On estimait en 2019 que 759 millions de personnes n'avaient toujours pas accès à l'électricité (IEA et al., 2021). Des progrès sont notables car ce chiffre était de 1.2 milliard en 2010. Outre le taux d'accès à l'électricité, la Figure 1 présente d'autres indicateurs clés sur la situation énergétique globale. L'accès à une cuisine propre est encore indisponible pour 2.6 milliards de personnes en 2019 et la consommation finale d'énergie est encore majoritairement dominée par les énergies fossiles à 82.9 %, bien que des efforts ont été fournis en termes d'efficacité énergétique.

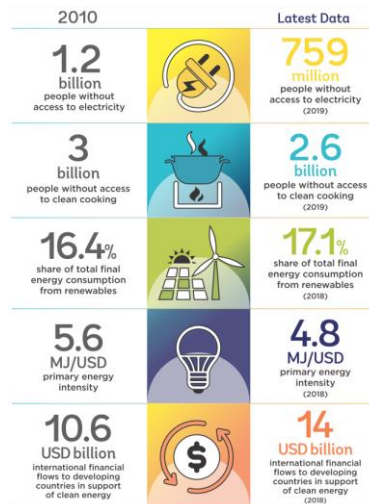


Figure 1 : Comparaison du niveau d'accès mondial à l'énergie entre 2010 et 2017 (IEA et al., 2021).

La grande majorité des pays concernés par le manque d'accès à l'électricité sont situés en Afrique sub-saharienne et en Asie du Sud (Figure 2). Il faut distinguer le taux d'électrification (% de la population ayant accès à l'électricité) du déficit d'accès à l'électricité (nombre de personnes sans accès à l'électricité). Les 20 pays avec le plus gros déficit d'accès à l'électricité sont identifiés sur la Figure 2 par des marqueurs bleus. Ces pays abritent 76% des personnes sans accès à l'électricité.

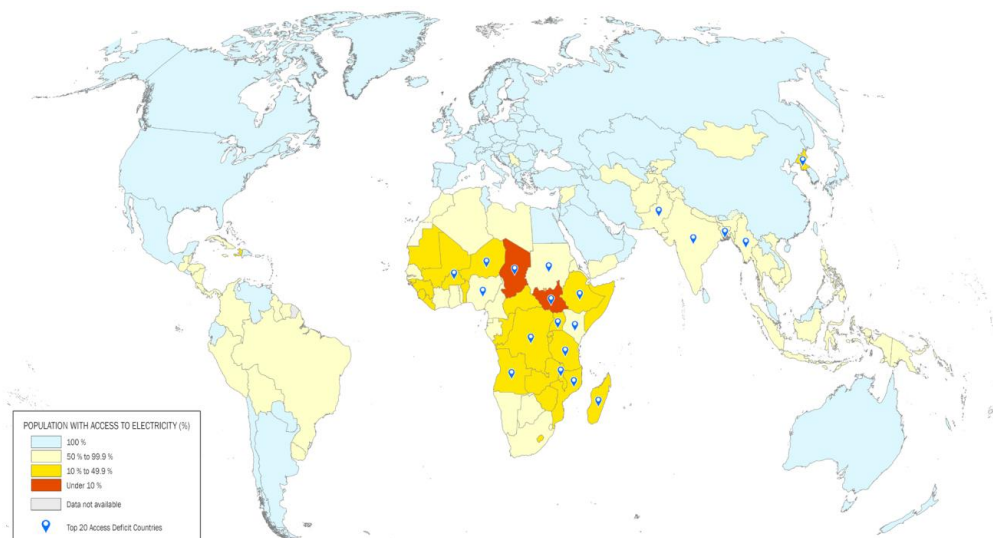


Figure 2 : Part de la population sans accès à l'électricité en 2019 (IEA et al., 2021).

Comme nous pouvons le voir sur la Figure 3, les pays avec le plus gros déficit d'accès à l'électricité sont le Nigeria, la République démocratique du Congo, l'Ethiopie et le Pakistan. L'Inde et le Bangladesh, bien qu'ayant un taux d'électrification supérieur à 90%, sont également marqués par un important déficit (IEA et al., 2021).

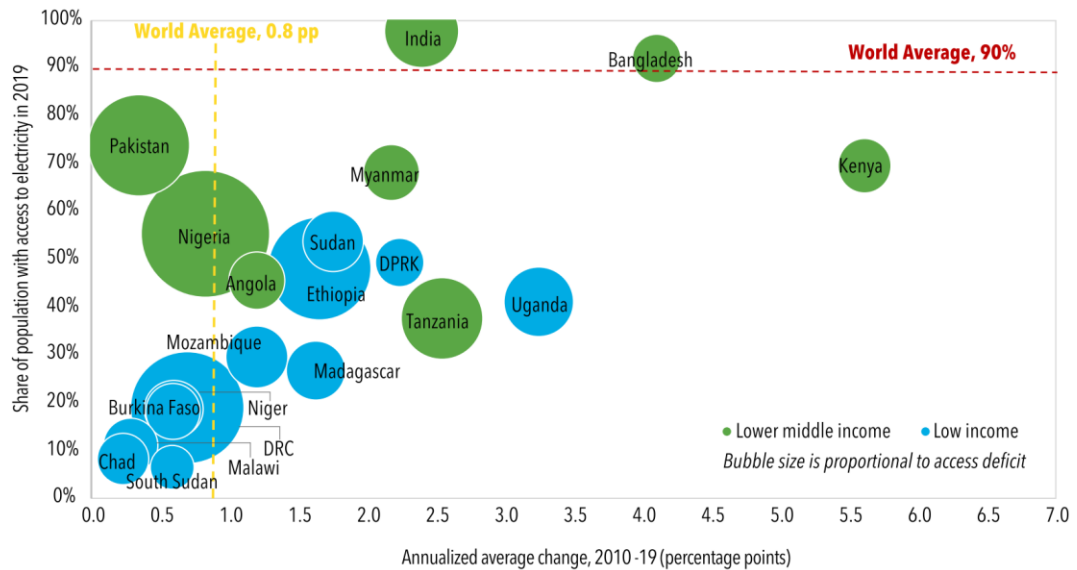


Figure 3: Tendence des 20 pays ayant le plus gros déficit en électricité (nombre des personnes sans accès) en terme de taux d'électrification et taux d'électrification annuelle (IEA et al., 2021).

La zone Afrique a un réel besoin d'accès à l'énergie pour les populations. Sur les 759 millions de personnes n'ayant pas accès à l'électricité dans le monde en 2019, 570 millions se trouvent dans en Afrique sub-saharienne, ce qui représente 75 % du déficit pour un taux moyen d'accès à 46% (IEA et al., 2021). Le taux d'accès à l'électricité dépasse les 75% dans plusieurs pays, comme nous pouvons le voir sur la Figure 4.

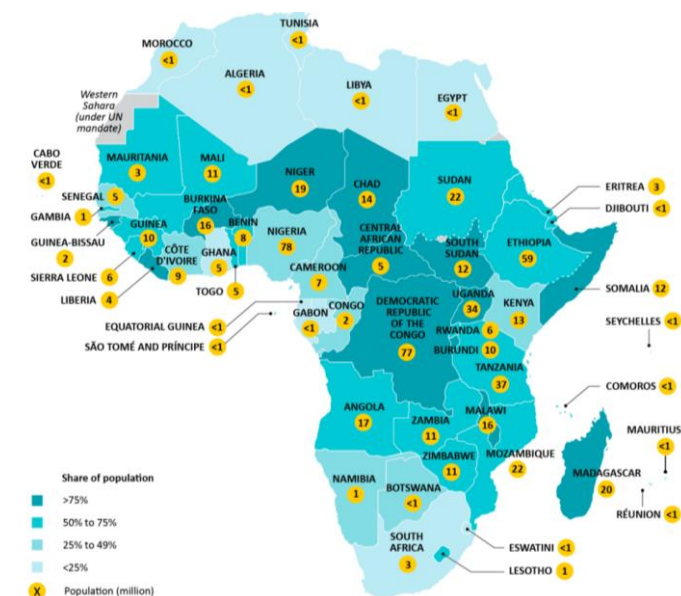


Figure 4 : Taux d'accès à l'électricité et nombre d'individus sans accès à l'électricité en Afrique en 2018 (IEA, 2019).

Les chiffres présentés précédemment font état des personnes non distribués par le réseau électrique, ce qui comprend les populations dont la région n'est pas distribuée par le réseau électrique et les

populations qui n'ont pas les capacités de s'y raccorder, principalement par le manque de moyens financiers. Il est estimé que pour les pays avec le plus faible taux d'électrification, un niveau de consommation électrique basique (30 kWh/mois) était inabordable pour 40 % de la population de ces pays (Bhatia & Angelou, 2015).

Dans nombreux pays d'Afrique, la population est sujet à un nombre important de coupures et à une alimentation de faible qualité. Le nombre de coupures par mois s'élève en moyenne entre 10 et 20 et pour des durées allant de 5 à 35 minutes selon les pays, comme le montre la Figure 5 (IRENA, 2016). Une étude parue en 2018 estime qu'il y a autant de foyers soumis à une alimentation peu fiable que de foyers sans aucun accès au réseau d'électricité, avec environ 200 millions de foyers dans chaque catégorie (Graber et al., 2018). L'étude prend comme exemple le Nigeria, avec 90 % des connexions considérées non fiables, pour lesquelles les utilisateurs ont accès en moyenne à 2 heures par jour d'électricité de faible qualité. Ces réseaux peu fiables sont un frein majeur au développement économique et social. Il a été prouvé pour le Nigeria, que l'accès à une électricité fiable et abordable encourage les entrepreneurs à s'équiper d'équipements électriques permettant d'améliorer la productivité de leur activité, favorisant ainsi l'emploi. Ces populations se tournent souvent vers des groupes électrogènes qui sont coûteux, bruyants et polluants pour pouvoir s'alimenter lorsque le réseau est indisponible.

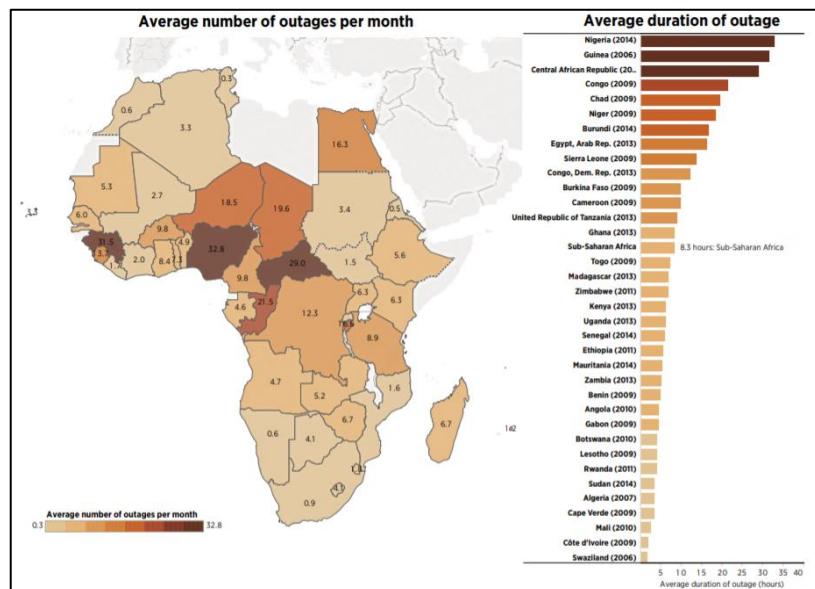


Figure 5 : Nombre d'interruptions par mois et durées moyennes des interruptions en Afrique en 2015 (IRENA, 2016).

Une solution évidente pour l'accès à l'électricité des zones isolées est l'extension du réseau. Cependant, plus la zone isolée est éloignée des infrastructures existantes et la densité de population est faible, plus le coût d'extension du réseau est élevé (Res4Africa Foundation, 2019). Les utilisateurs potentiels dans ces zones isolées ont généralement des faibles revenus et une faible consommation annuelle ne justifiant pas une extension du réseau. L'option d'électrification hors-réseau est alors une alternative intéressante. Il existe deux principales catégories de solutions d'électrifications hors-réseau :

- Les systèmes d'électrification hors-réseau individuels (« standalone systems ») alimentant en général un foyer ou commerce et non raccordés à un réseau de distribution. Ces solutions exploitent principalement des panneaux photovoltaïques et des batteries, et sont dénommés en anglais « Solar home systems ».
- Les microgrids ou mini-grids, qui sont le sujet de cette thèse et seront décrits par la suite.

Il est estimé qu'au moins 34 millions de personnes ont eu accès à l'électricité à partir de systèmes autonomes individuels (71 %) ou de microgrids (29 %) entre 2010 et 2017 (Bhatia & Angelou, 2015). 120 millions de personnes ont également eu accès à des moyens basiques d'éclairage à partir de lampes solaires.

La tendance actuelle est un recours de plus en plus aux microgrids au détriment des systèmes autonomes individuels., ce qui peut être expliqué par le niveau de maturité atteint par les technologies utilisées dans les microgrids. Les microgrids isolés, ciblant les zones sans raccordement possible au réseau électrique national, sont le sujet de cette thèse. L'optimisation de la conception de ces systèmes a pour objectif premier de réduire au minimum le coût de l'électricité qui sera imputé à l'utilisateur puisque les populations vivant dans ces zones isolées ont généralement des faibles revenus. Différents schémas de financement permettent aujourd'hui de subventionner le coût de l'électricité pour les utilisateurs qui n'ont ainsi pas à payer le coût réel. Un autre objectif de conception est d'améliorer l'intégration des énergies renouvelables. Les intérêts de limiter l'utilisation des générateurs exploitant les énergies fossiles sont multiples, tels qu'améliorer l'empreinte carbone, limiter l'approvisionnement en fuel, réduire les coûts d'exploitation, la pollution de l'air et les nuisances sonores. La fiabilité des microgrids installés dans les zones reculées est enfin cruciale, d'une part pour permettre une activité économique de se développer grâce à l'accès à une électricité fiable, et d'autre part car les opérations de maintenance et de remplacement de matériel peuvent être très coûteuses dans ces zones.

L'objectif des travaux de recherche est d'étudier les configurations possibles de microgrids pour alimenter un site et d'analyser les compromis entre les trois objectifs de conception cités précédemment. Il est important dans un premier temps de pouvoir caractériser aussi bien le coût, que l'empreinte carbone et la fiabilité de ces systèmes. Ce mémoire de thèse est décomposé selon les 5 chapitres suivants :

- **Chapitre I :** Le contexte autour des microgrids isolés est dressé, discutant des architectures possibles, des moyens de contrôle et de protection. Un certain périmètre d'étude est alors défini. Dans ce chapitre, un état de l'art sur la fiabilité des microgrids isolés ainsi que sur les méthodes et outils de conception est proposé. Enfin, le positionnement scientifique et les objectifs de ces travaux de thèse sont présentés.
- **Chapitre II :** Ce chapitre présente le modèle de microgrid isolé proposé. La méthode d'analyse de fiabilité permettant d'évaluer un microgrid sur un indicateur de fiabilité est également décrite. Un cas d'étude de projet de microgrid isolé en cours d'installation est introduit et la méthodologie est implémentée sur ce cas. Les résultats de simulation sont alors présentés et discutés.
- **Chapitre III :** Une méthodologie d'optimisation multi-objective du microgrid isolés est présentée dans ce chapitre. Cette méthodologie permet de faire ressortir les compromis existants entre les différents objectifs de conception. Ces compromis sont obtenus pour le même cas d'étude présenté en chapitre II et discutés.
- **Chapitre IV :** Une évolution de la méthodologie permettant un dimensionnement évolutif des microgrids est proposée, et appliquée au même cas d'étude que celui utilisé dans les précédents chapitres. Les résultats d'optimisation sont comparés avec ceux obtenus pour un dimensionnement fixe et une étude de sensibilité est réalisée.

Pour finir, une conclusion générale est présentée, donnant un bilan des travaux réalisés et des perspectives de futurs travaux de recherche.

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre d'un projet co-financé par l'Association Nationale de la Recherche et de la Technologie (ANRT) et l'entreprise Entech, et encadré par le CEA Tech Pays de la Loire (Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives) et le laboratoire Energy-Lab (Université de la Réunion).

Les différents travaux réalisés ont été valorisés dans les publications suivantes :

Publications dans des revues internationales :

- Riou, M.; Dupriez-Robin, F.; Grondin, D.; Le Loup, C.; Benne, M.; Tran, Q.T. Multi-Objective Optimization of Autonomous Microgrids with Reliability Consideration. *Energies* 2021, *14*, 4466. <https://doi.org/10.3390/en14154466>.

Communication dans des conférences internationales :

- Riou, M.; Le Loup, C.; Dupriez-Robin, F.; Tran, Q.T.; Grondin, D. Michel Benne A Method for Planning Evolutive Design of Isolated Renewable Microgrids with Multi-Objective Optimisation. Présenté à la conférence PowerTech, Madrid, Espagne. 2021.
- M. Riou, F. Dupriez-Robin, D. Grondin, C. Le Loup, M. Benne, Q. T. Tran. Reliability evaluation of mini-grids considering protection issues. Présenté à la conférence 3rd International Conference on Solar Technologies & Hybrid Mini Grids to improve energy access, Majorque, Espagne. 2021.

Communication dans des conférences nationales :

- M. Riou, F. Dupriez-Robin, D. Grondin, C. Le Loup, M. Benne, Q. T. Tran. Fiabilité des micro-réseaux isolés avec considération du plan de protection et mode d'opération. Présenté au Symposium de Génie Electrique (SGE), Nantes, France. 2021.

CHAPITRE I. Contexte des microgrids
isolés, fiabilité et
méthodes de conception

Sommaire chapitre I

I.1	INTRODUCTION	10
I.2	CONTEXTE DES MICROGRIDS ISOLEES	10
I.2.1	Définition et marché des microgrids isolés	10
I.2.1.1	Définition des microgrids/mini-grids	10
I.2.1.2	Définition considérée dans cette thèse.....	11
I.2.1.3	Intérêt des microgrids isolés	11
I.2.1.4	Marché des microgrids	12
I.2.2	Architectures des microgrids isolés	13
I.2.2.1	Mix énergétiques utilisés	13
I.2.2.2	Architectures de distribution	14
I.2.2.3	Niveaux de tension	16
I.2.2.4	Niveau de centralisation des générateurs.....	16
I.2.2.5	Architectures considérées dans cette thèse	17
I.2.3	Contrôle des microgrids isolés.....	17
I.2.3.1	Architectures de contrôle.....	17
I.2.3.2	Contrôle primaire des microgrids isolés	18
I.2.3.3	Contrôle haut-niveau (PMS/EMS)	20
I.2.3.4	Fonctionnalités des microgrids isolés	22
I.2.3.5	Gestion de la réserve	24
I.2.3.6	Contraintes d'opération des GE.....	24
I.2.4	Protection des microgrids.....	25
I.2.4.1	Définition de la protection des réseaux électriques	25
I.2.4.2	Problématiques de protection des microgrids isolés.....	25
I.2.4.3	Plans de protections existants pour les microgrids isolés	26
I.2.4.4	Méthodes d'évaluation du plan de protection.....	27
I.2.4.5	Importance du régime de neutre	28
I.3	FIABILITE DES MICROGRIDS ISOLEES	29
I.3.1	Définition et contexte de la fiabilité des réseaux électriques	29
I.3.1.1	Définition de la fiabilité des réseau électriques	29
I.3.1.2	Niveaux hiérarchiques	30
I.3.1.3	Indicateurs de fiabilité	30
I.3.1.4	Modélisation de la fiabilité des équipements.....	31
I.3.2	Méthodes d'analyse de fiabilité	33
I.3.2.1	Méthodes analytiques	33
I.3.2.2	Méthodes probabilistes	34
I.3.3	Aspects de fiabilité dans les microgrids considérés	36

I.3.3.1	Eléments impactant la fiabilité	36
I.3.3.2	Exigences et normes sur la fiabilité	37
I.3.3.3	Moyens d'amélioration de la fiabilité.....	38
I.3.4	Prise en compte de la fiabilité à la conception.....	39
I.3.4.1	Analyses statiques des réseaux électriques isolés.....	40
I.3.4.2	Analyses de stabilité des réseaux électriques isolés	40
I.3.5	Revue bibliographique des méthodes d'analyse de fiabilité	42
I.4	METHODES DE CONCEPTION APPLIQUEES AUX MICROGRIDS ISOLEES	44
I.4.1	Classification des méthodes de conception.....	44
I.4.1.1	Méthodes analytiques simples	44
I.4.1.2	Méthodes d'optimisation	45
I.4.1.3	Outils/logiciels de conception	47
I.4.2	Indicateurs de conception.....	48
I.4.2.1	Indicateurs économiques	48
I.4.2.2	Indicateurs de fiabilité	49
I.4.2.3	Indicateurs environnementaux.....	49
I.4.2.4	Indicateurs sociaux	49
I.5	SYNTHESE ET POSITIONNEMENT DE LA THESE.....	50

I.1 Introduction

Le besoin crucial d'accès à l'électricité pour de nombreuses populations est traité de façon différente selon les régions du monde. Pour les zones isolées du réseau électriques, des solutions variées d'électrification hors-réseau voient aujourd'hui le jour, bénéficiant de l'essor des technologies exploitant les énergies renouvelables, notamment les technologies de production solaire et de stockage d'énergie. Les microgrids isolés représentent une solution de plus en plus employée pour électrifier les zones non desservies et font le sujet de cette thèse.

Dans un premier temps, un contexte sur les microgrids isolés est donné en section I.2 afin de mieux comprendre les enjeux de tels systèmes électriques, les architectures existantes et les moyens de contrôle et de protection. Ensuite, une synthèse sur la fiabilité des microgrids isolés est présentée en section I.3 et une revue des méthodes et outils de conception en section I.4. Une conclusion est enfin donnée en section I.5 avec un positionnement de la thèse par rapport aux verrous identifiés.

I.2 Contexte des microgrids isolés

I.2.1 Définition et marché des microgrids isolés

I.2.1.1 Définition des microgrids/mini-grids

Selon la définition de la commission européenne, les microgrids comportent des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuée, des systèmes de stockage et des charges contrôlables, qui ont la possibilité d'être contrôlées vis-à-vis de l'opération du réseau. Les microgrids sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également fonctionner en mode « îloté », en cas de défaut dans le réseau principal (CRE, s. d.). Selon la définition du ministère de l'énergie des Etats-Unis (DOE), un microgrid peut être défini comme « un ensemble interconnecté de consommateurs et de sources d'énergie distribuées, avec des limites électriques clairement définies, formant une entité contrôlable vis-à-vis du réseau principal permettant une opération aussi bien en connexion à celui-ci qu'en îlotage » (Ton & Smith, 2012). Un microgrid, dans l'ensemble des définitions proposées, est un réseau qui a la possibilité de fonctionner aussi bien en mode « connecté-réseau » qu'îloté, le mode connecté-réseau étant le mode de fonctionnement normal. Ils intègrent des fonctionnalités avancées de contrôle et de communication. L'îlotage peut être réalisé de manière intentionnelle ou pour pallier une défaillance du réseau principal. Il existe différents types de microgrids en fonction de leur application : campus universitaires, zones industrielles/commerciales, projets microgrids démonstrateurs, réseaux insulaires.

Bien que microgrids et mini-grids semblent se différencier par leur taille (un mini-grid serait alors plus important), la nuance entre les deux termes apparaît plus liée au contexte qu'à la dimension du réseau ou bien qu'aux technologies impliquées. Le terme « mini-grid » est très souvent retrouvé dans le contexte de l'électrification rurale et davantage utilisé pour désigner un système électrique non connecté au réseau national. Ces réseaux sont pour la plupart implantées dans des zones rurales éloignées du réseau national ou régional. Ainsi, il peut être retenu la définition suivante : « Un mini-grid, souvent aussi appelé microgrid ou réseau isolé, est un système d'électrification hors-réseau qui implique de la génération d'électricité à petite échelle (10 kW à 10 MW) et qui alimente un nombre limité de consommateurs via un réseau de distribution non interconnecté au réseau de transport national » (Franz et al., 2014). D'autres propositions rejoignent cette définition (Pittet, 2014). Comme les mini-grids sont conçus pour apporter une électricité fiable et à bas coût, ces systèmes tendent à intégrer des technologies

moins sophistiquées que les microgrids, concernant aussi bien la production d'énergie, que la conversion, le stockage et la gestion d'énergie. Un mini-grid peut aussi bien permettre d'électrifier un site, initialement dépourvu d'électricité, que de remplacer des moyens de production conventionnels, tels que des groupes électrogènes, ou bien d'ajouter des nouveaux moyens de productions à ceux existants (on parle alors d'hybridation s'il s'agit de technologies exploitant d'autres sources d'énergie). Microgrids et mini-grids sont à différencier des systèmes individuels, pour lesquels il n'y a pas de réseau de distribution.

1.2.1.2 Définition considérée dans cette thèse

Les réseaux étudiés dans cette thèse sont des petits réseaux électriques destinés à alimenter des zones isolées n'ayant pas de raccordement possible au réseau de distribution principal. L'application choisie est aussi bien pour l'électrification (ou l'hybridation) de villages, d'îles ou des sites industriels tels que des mines. Bien que ce périmètre d'étude se rapproche beaucoup de la définition des mini-grids, nous parlerons uniquement de « microgrid isolé » dans le reste de cette thèse.

La définition proposée pour un microgrid isolé est « un système électrique pour l'alimentation de sites isolés, implémentant des unités de production et de stockage, et n'ayant pas la possibilité de se raccorder au réseau régional/national ». Les réseaux étudiés seront de puissances comprises entre 50 kVA et 10 MVA, pour des utilisateurs multiples (les solutions d'électrification hors-réseau individuelles ne rentrent pas dans notre définition des microgrids isolés).

1.2.1.3 Intérêt des microgrids isolés

Le déploiement de microgrids isolés présente (Patrao et al., 2015) :

Un intérêt technique :

- L'apport d'une électricité fiable comparé à l'alternative de raccordement au réseau national qui peut être sujet à une fiabilité et qualité réduite ;
- Une minimisation des pertes sur le réseau de distribution et transport, et des problèmes de congestion car la production d'électricité se fait plus près des sites de consommation ;
- Une participation à la régulation de la tension à travers de l'apport de puissance réactive par les sources distribuées.

Un intérêt environnemental :

- La capacité à produire de l'électricité à partir de ressources renouvelables locales ;
- La réduction des émissions de gaz à effet de serre ;
- La réduction de la pollution sonore et atmosphérique ;
- Une sensibilisation des populations à adapter la manière de consommer en fonction de la disponibilité de la ressource.

Un intérêt économique :

- Une réduction des coûts d'investissement nécessaires à l'extension et potentiellement le renforcement du réseau national ;
- Une réduction des coûts d'opération grâce aux économies de carburant et l'utilisation d'une ressource renouvelable gratuite ;
- Une réduction des coûts de maintenance liés à l'augmentation de la qualité et fiabilité du réseau ;
- Une stabilisation des coûts de l'énergie en limitant la dépendance à des exportations de carburant à un coût volatile ;
- Le développement économique avec la création de services grâce à l'accès à l'électricité.

Un intérêt social :

- La participation à l'électrification des zones rurales réduisant la précarité énergétique ;
- L'accès à une électricité stable permettant d'améliorer les conditions de vie des habitants et la création d'emplois ;
- La création d'un secteur d'activité autour de l'installation et la maintenance des systèmes ;
- L'accès à un savoir-faire autour de la production et gestion d'énergie renouvelable ;

1.2.1.4 Marché des microgrids

Un rapport du cabinet de conseil américain Navigant Research indique que le marché des microgrids est en pleine expansion, et estimé à valoir autour de 40 milliards de dollars d'ici 2028, soit 5 fois plus qu'en 2019 (Microgrid Knowledge, 2019). La Figure I-1 donne une estimation de l'évolution du marché des microgrids dans différentes zones géographiques. Cette évolution serait marquée par une forte hausse dans les régions Asie/Pacifique, Afrique/Moyen-Orient, et Amérique latine. La raison principale de cette forte augmentation du nombre de projets réside dans la volonté de rapprocher la production d'électricité de sa consommation, de réduire les pertes et de limiter les investissements dans les réseaux de transport et de distribution. Une autre raison est la volonté d'augmenter la résilience du système électrique en faisant appel à la capacité d'îlotage qu'offrent les microgrids, notamment aux États-Unis et en Asie, leaders en nombre de projets dans le monde.

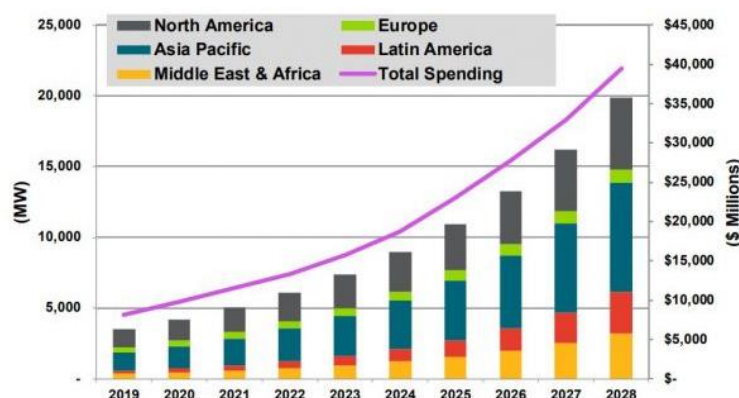


Figure I-1 : Estimation de l'évolution du marché du microgrid à l'horizon 2028 pour différentes zones géographiques (Microgrid Knowledge, 2019)

Un rapport issu du cabinet d'expertise BloombergNEF sur l'état des lieux du marché des mini-grids pour le premier semestre 2019, indique que le marché a changé d'orientation en visant de plus en plus des sites commerciaux et industriels (BloombergNEF, 2020). Les segments « zones isolées » et « sites commerciaux/industriels » à eux deux représentent 79 % du marché du microgrid au 2nd semestre 2019. Le marché serait également passé d'un stade de validation technologique à une expérimentation de modèles d'affaire.

Différents types de modèles existent pour financer les microgrids. La catégorie « EaaS » (Energy as a Service) est utilisée dans 22 % des projets et inclut les contrats d'achat d'électricité de gré à gré (PPA) et autres approches tels que le « pay-as-you-go » qui permet aux utilisateurs de prépayer leur consommation d'électricité (Microgrid Knowledge, 2019). Des subventions gouvernementales sont utilisées dans 20 % des projets, principalement dans les applications d'accès à l'énergie ou de résilience du réseau. Des investissements de la part du propriétaire du microgrid, tel que dans les universités ou hôpitaux correspondent à 21 % des projets. Des investissements de la part des services publics, ce qui est souvent le cas dans les zones isolées ou les îles, sont utilisés dans 22 % des projets microgrids.

I.2.2 Architectures des microgrids isolés

Les microgrids considérés sont des réseaux de petites tailles, cependant les architectures retrouvées peuvent être variées. La sélection d'une architecture de réseau adéquate est importante car elle peut considérablement modifier la performance technique ainsi que la viabilité du projet (Patrao et al., 2015). La classification de l'architecture des microgrids peut se faire :

- Sur le mix énergétique utilisé ;
- Sur le type de distribution (AC/DC/hybride) ;
- Sur les niveaux de tension ;
- Sur le niveau de centralisation de la production et sur la topologie de réseau.

Ces classifications sont présentées dans les paragraphes suivants.

I.2.2.1 Mix énergétiques utilisés

La Figure I-2 présente les mix énergétiques utilisés dans 5 554 projets de microgrids isolés opérationnels en Mars 2020 (BloombergNEF, 2020). 63 % des projets identifiés sont des systèmes exploitant l'énergie solaire. Sur la figure, les microgrids solaires correspondent à des systèmes sans autres sources de production d'énergie et les microgrids solaires hybrides à des systèmes couplant énergie solaire et au moins un autre type de générateur tels que diesel, hydroélectrique, ou éolien. Les systèmes solaires photovoltaïques (PV), qui convertissent directement le rayonnement solaire en électricité, sont la principale technologie de production d'électricité à partir de la ressource solaire (IRENA, 2015). En 2020, cette technologie représente 9.5 GWc de puissance installée sur le continent africain (IRENA, 2021).

L'éolien permet de convertir le vent en énergie. Il y a un potentiel conséquent en Afrique, particulièrement dans les régions Est, Nord, et Sud du continent. L'éolien offshore est peu adapté à l'alimentation de sites isolés et nécessite la proximité du site à la mer. La capacité en éolien onshore installée en Afrique dépasse en 2020 les 6 GW (IRENA, 2021). Très peu de projets microgrids isolés exploitent cette ressource.

Les petites centrales hydroélectriques sont adaptées à l'alimentation en électricité de sites isolés. L'Afrique a déjà en 2015 une capacité cumulée de 525 MW en petite centrales de moins de 10 MW (IRENA, 2015). Les installations consistent à dérouter un cours d'eau en amont d'un barrage pour alimenter une petite turbine à eau.

Les hydroliennes, qui exploitent l'énergie cinétique des courants de marée, ne doivent pas être confondues avec l'énergie marémotrice, qui exploite la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage (Connaissance des Energies, 2013). Les hydroliennes utilisent les courants marins ou fluviaux pour faire tourner les pales montées sur la turbine. Dans le cas de micro-réseaux en sites isolés, ce sont principalement des petites hydroliennes de quelques dizaines de kW placés en rivières ou fleuves.

La biomasse est utilisée dans 3.2 % des projets identifiés et peut provenir des sources suivantes (IRENA, 2015) :

- Les résidus des exploitations de bois ;
- Les résidus de récoltes agricoles tels que le blé, maïs, manioc, *etc* ;
- Les résidus d'origine animale, tels que le fumier, literie animale, *etc* ;
- Les résidus des industries de production agro-alimentaire tels que l'écorce de riz, la bagasse de la canne à sucre, *etc* ;
- Les résidus de bois issus de moulins, usines de production, scieries, *etc* ;
- Les déchets biodégradables issus des décharges municipales, chantiers, *etc*.

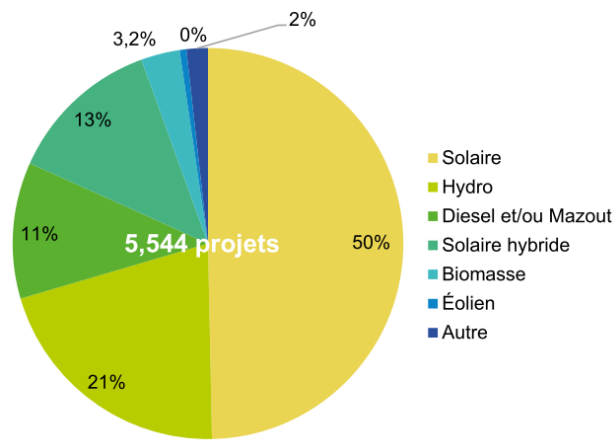


Figure I-2 : Sources de production d'électricité utilisées dans 5 544 projets de microgrids isolés opérationnels en Mars 2020 (BloombergNEF, 2020).

Il est très rare d'avoir des microgrids avec des mix 100 % renouvelable. La majorité des microgrids recensés exploitent des générateurs thermiques tels que les groupes électrogènes fonctionnant au diesel ou plus rarement au biogaz. La Figure I-3 montre le ratio d'énergie renouvelable utilisé dans différents microgrids isolés de taille plus ou moins importante, principalement des îles. L'intégration d'énergie renouvelable peut atteindre des niveaux importants (> 80 %). Dans tous ces microgrids, des groupes électrogènes sont présents, au moins pour un fonctionnement en groupe de secours (Bunker et al., 2015).

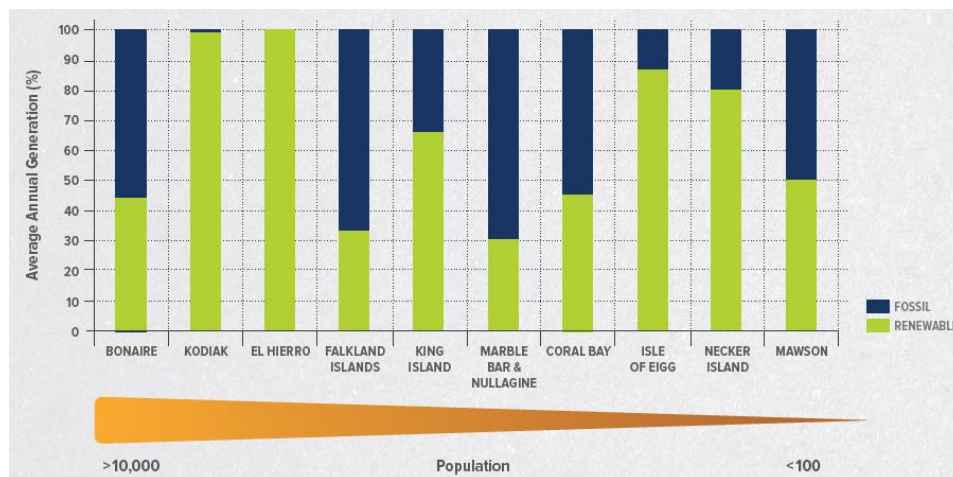


Figure I-3 : Quelques projets de microgrids isolés avec forte intégration d'énergie renouvelable (Bunker et al., 2015).

I.2.2.2 Architectures de distribution

Les classifications des microgrids en terme d'architecture de distribution portent essentiellement sur le type d'interconnexion des générateurs en AC ou DC (Justo et al., 2013; Mariam et al., 2013; Patrao et al., 2015; Planas et al., 2015). Historiquement, les systèmes AC ont été le choix standard depuis la fin du 19^{ème} siècle. Le choix s'est basé d'une part sur la facilité à transformer la tension AC entre différents niveaux de tension pour des applications variées, la capacité à transporter l'électricité sur des longues distances, et sa caractéristique inhérente de la rotation des machines (Justo et al., 2013). Différentes architectures de microgrids sont présentées en Figure I-4. Les éléments du réseaux illustrés sur la figure sont ceux retenus pour la suite de la thèse et sont présentés plus en détail en section I.2.2.5. Un résumé des avantages de chaque architecture est présenté dans le Tableau I-1.

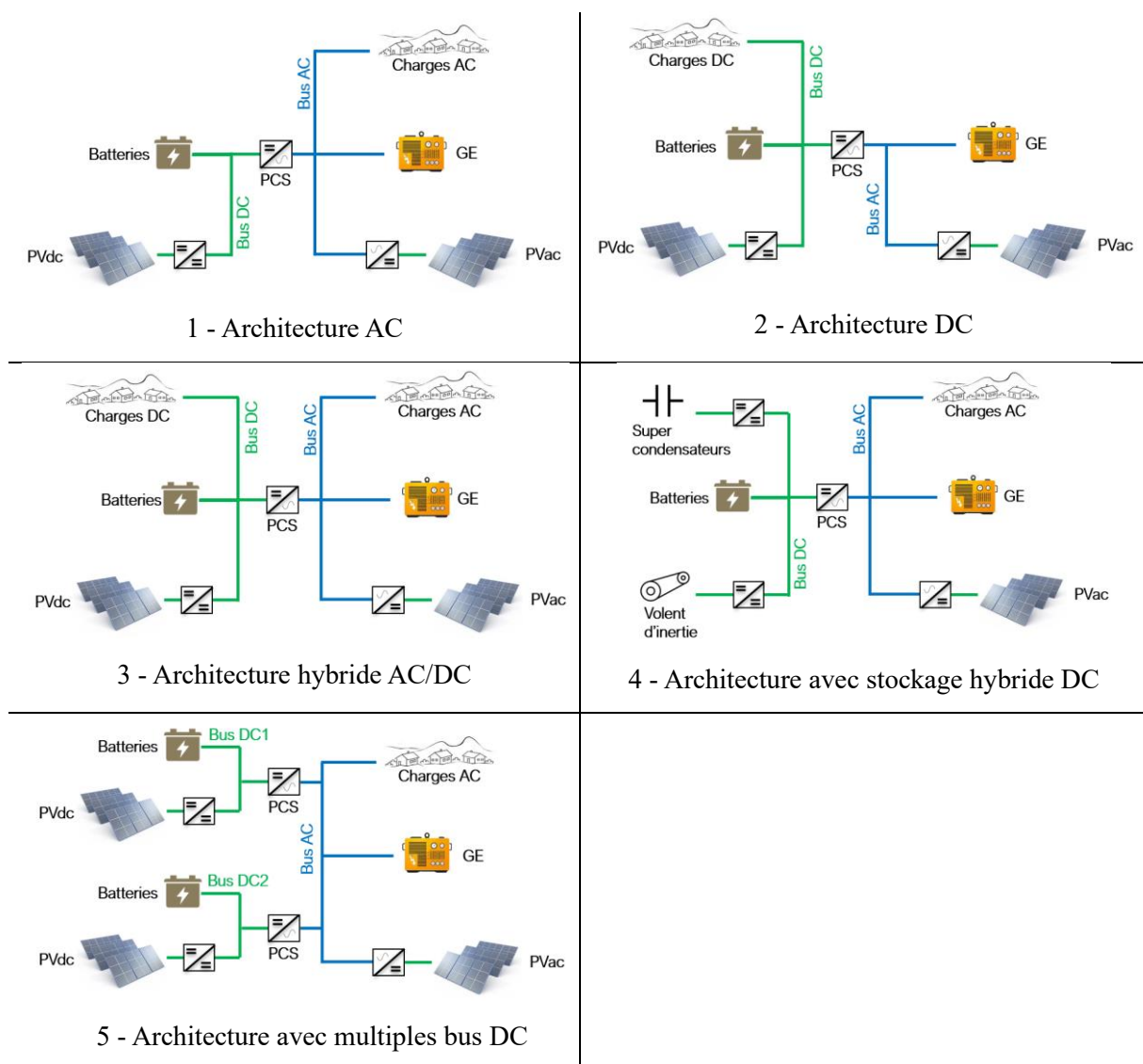


Figure I-4 : Différentes architectures de distribution, inspirées de (Patrao et al., 2015).

Tableau I-1 : Comparaison des architectures de distribution (Patrao et al., 2015).

Architecture	Avantages
AC	La plus adaptée dans le cas où des charges AC sont déjà présentes.
DC	Réduction du nombre de convertisseurs ; Possibilité d'adapter la tension du bus DC ; Qualité très haute sur la tension du bus DC ; Très basse tension DC ($\leq 120V$) a un intérêt pour la sécurité des utilisateurs.
Hybride AC/DC	Combine les avantages des architectures AC et DC ; Adaptée pour l'alimentation de charges critiques connectées au bus DC.
Avec stockage hybride DC	Le reste du réseau voit un unique élément de stockage centralisé (contrôle plus aisé) ; Adaptée à une utilisation collective du stockage.
Avec multiples bus DC	Différents niveaux de tension et différentes stratégies de contrôle ce qui peut améliorer la performance du microgrid en apportant une redondance ; Adaptée à des consommateurs nécessitant une qualité élevée de l'électricité.

Dans le réseau de distribution, plusieurs topologies de réseau peuvent être également distinguées. Il est commun de retrouver une architecture radiale dans les microgrids. L'utilisation de cette topologie peut se comprendre lorsque le microgrid est interconnecté. L'inconvénient d'une architecture radiale est l'indisponibilité d'une partie importante du réseau en cas de défaut sur une ligne principale. Il peut être utile de considérer d'autres topologies pour un microgrid isolé, qui peuvent participer à améliorer la continuité de service en cas de défaut.

I.2.2.3 Niveaux de tension

On peut distinguer plusieurs niveaux de tension au sein d'un microgrid.

- **La tension de raccordement des utilisateurs** : Celle-ci est généralement la même pour tous les utilisateurs dans un petit réseau rural ;
- **La tension de distribution de l'électricité** : C'est la tension des lignes aériennes (ou câbles souterrains) qui raccordent les moyens de production aux consommateurs. Cette distribution peut être faite en basse ou haute tension ;
- **La tension de couplage des moyens de production** : Elle peut être différente de la tension du réseau de distribution grâce à la présence de transformateurs élévateurs de tension ;
- **La tension du/des bus DC** : Généralement, un ou plusieurs bus DC est présent si le microgrid comprend un élément de stockage s'interfaçant en DC, tels que les batteries.

C'est la tension de distribution de l'électricité qui caractérise le type de microgrids. Pour la centrale de production, la tension du bus DC est aussi caractéristique du type de matériel. Il peut être distingué alors les systèmes à très basse tension ($\leq 120\text{Vdc}$) pour des batteries et convertisseurs PV raccordés en dessous de 120Vdc (typiquement 48Vdc) et des systèmes à basse tension pour des tensions entre 120Vdc et 1500Vdc .

I.2.2.4 Niveau de centralisation des générateurs

Une production centralisée consiste à avoir les moyens de production d'électricité connectés sur un même point d'injection sur le réseau. La centralisation de la production permet entre autres d'avoir un flux unidirectionnel du courant depuis les générateurs vers les consommateurs. Les avantages et inconvénients entre une architecture centralisée et décentralisée sont résumés dans le Tableau I-2.

Tableau I-2 : Comparaison entre production centralisée et décentralisée (Bandeiras et al., 2018; Katiraei et al., 2012).

Niveau de centralisation	Avantages	Inconvénients
Centralisée	Simple et moins onéreux à implémenter ; Moins de dispositifs de protection et moins d'interfaces d'électronique de puissance.	Difficulté à isoler les zones du réseau en défaut ; Difficulté à gérer localement les problèmes de qualité de l'électricité.
Décentralisée	Augmentation de la qualité d'alimentation et moins de pertes de distribution ; Flexibilité pour isoler les zones du réseau en défaut.	Protection compliquée à mettre en place (flux bidirectionnels des courants de court-circuit) ; Peut nécessiter une infrastructure de communication conséquente si utilisation d'un contrôle centralisé.

1.2.2.5 Architectures considérées dans cette thèse

Il a été choisi de cibler dans cette thèse des microgrids avec des moyens de production et stockage centralisés au sein d’une centrale de production unique. La Figure I-5 illustre les différents composants qui seront considérés dans les prochains chapitres. Ces composants sont :

- Une ou plusieurs centrales solaires photovoltaïque comprenant des panneaux et des convertisseurs DC/DC si couplés en DC (PVdc) ou des onduleurs si couplés en AC (PVac) ;
- Un système de stockage comprenant des batteries (ESS), un système de conversion (PCS) et des auxiliaires (AUX) ;
- Un ou plusieurs groupes électrogènes (GE).

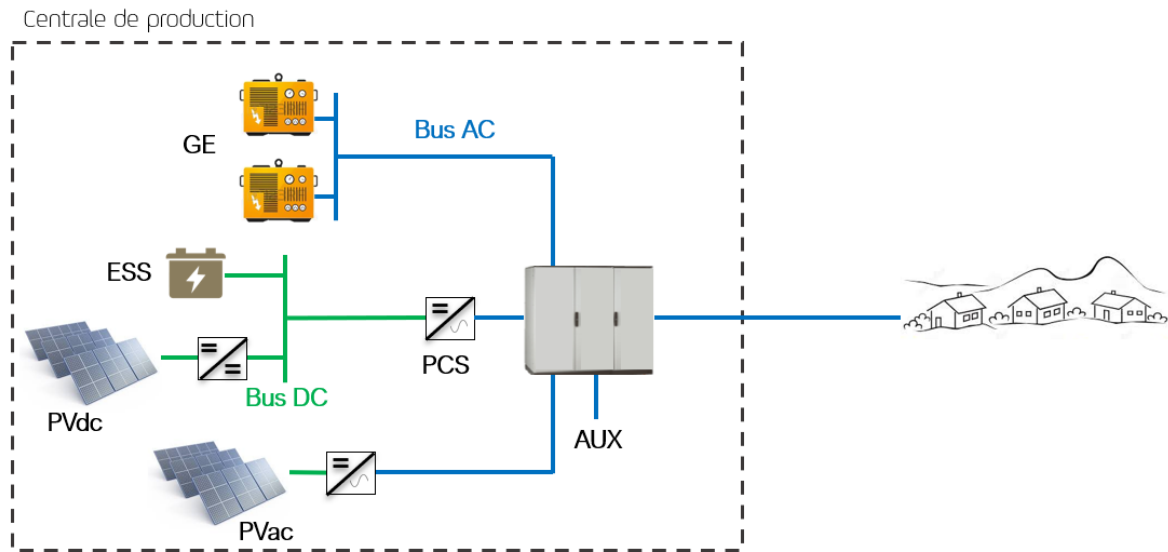


Figure I-5 : Périmètre d'étude des microgrids considérés

1.2.3 Contrôle des microgrids isolés

Outre les architectures existantes, il est important de résumer les moyens de contrôle utilisés dans les microgrids isolés. Comme pour tout réseau électrique, le contrôle des flux d'énergie est nécessaire pour assurer l'équilibre production-consommation avec un nombre limité d'unités de production. Les différentes couches de contrôle doivent permettre une régulation stable de la tension, une synchronisation de tous les générateurs, une stabilité du comportement des générateurs après des perturbations, une supervision en temps réel de l'équilibre entre production et consommation, ainsi que le partage de charge entre les unités participant à cet équilibre (Denis et al., 2018). Les architectures de contrôle sont d'abord présentées avant de décrire les différents niveaux de contrôle associés. Ensuite, des fonctionnalités propres aux microgrids isolés sont détaillées. Enfin des contraintes spécifiques sont discutés dans les sections suivantes, y compris la gestion de la réserve et les contraintes d'opération des GE.

1.2.3.1 Architectures de contrôle

Il existe différents choix d'architecture possibles pour un microgrid. Dans une architecture centralisée de contrôle, la responsabilité d'optimiser l'opération du microgrid est concentrée dans un contrôleur central. Pour cela, il est nécessaire d'avoir une infrastructure de communication et suffisamment de mesures remontées au contrôleur central afin de pouvoir assurer ce rôle (Hatzigiorgiou, 2014).

Dans une structure décentralisée, l'intelligence de l'opération du microgrid est répartie sur différents contrôleurs. Cela peut s'avérer pertinent pour réduire le besoin de communication entre les différents composants lorsque ceux-ci sont éloignés ou pour améliorer la robustesse du système en cas de défaillance d'un contrôleur ou perte de communication. Des solutions de contrôle décentralisé existent dans laquelle les unités de production (onduleurs batteries et générateurs diesel) peuvent faire varier leur consigne de fréquence en fonction de l'état de charge des batteries. Ainsi, tel qu'implémenté sur le microgrid de Kythnos, l'augmentation de la fréquence peut être utilisé comme un signal pour écrêter la production solaire et la diminution de la fréquence pour délester des consommateurs (Rikos & Tselepis, 2011).

Une architecture hiérarchisée de contrôle est très souvent utilisée dans les microgrids et ressemble à celle utilisée dans les grands réseaux électriques. Elle comprend trois principaux niveaux de contrôle, que sont le contrôle primaire, secondaire et tertiaire (Unamuno & Barrena, 2015). Chaque niveau est responsable du contrôle du microgrid à une échelle différente et dispose d'un temps de réponse spécifique. Nous nous intéresserons dans cette thèse à une architecture hiérarchisée de contrôle. Plutôt que de parler de contrôle secondaire et tertiaire, il sera question de contrôle haut niveau avec une distinction faite entre la gestion d'énergie (EMS) et la gestion de puissance (PMS). Les différents niveaux de contrôle sont discutés dans les prochaines sections.

1.2.3.2 Contrôle primaire des microgrids isolés

Le contrôle primaire est un contrôle décentralisé, intégré à chaque unité de production. Les objectifs de ce niveau de contrôle au sein d'un microgrid sont (Bidram & Davoudi, 2012; Dörfler et al., 2016; Unamuno & Barrena, 2015) :

- Equilibrer la production et la consommation ;
- Stabiliser la tension et la fréquence ;
- Définir le partage de charge entre les différents générateurs ;
- Synchroniser les générateurs à une même fréquence ;
- Proposer une capacité d'auto-synchronisation des générateurs distribués ;
- Réduire les courants circulants pouvant endommager l'électronique.

Nous nous intéressons principalement au contrôle primaire des convertisseurs interfacés au bus AC, que sont les convertisseurs bidirectionnels du système de stockage et les onduleurs PV. Trois modes de contrôle primaire peuvent être distingués : Grid-following, Grid-forming et Grid-supporting (Unamuno & Barrena, 2015).

- **Grid-following** : Ce mode appelé également « Grid-feeding » désigne le fait d'exporter une puissance active et réactive de référence sur un réseau régulé par une ou plusieurs autres sources (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). La tension du microgrid détermine la tension de sortie de ces convertisseurs. Sa qualité doit être suffisamment élevée pour garantir une bonne opération des convertisseurs. Le convertisseur se comporte comme une source de courant (Unamuno & Barrena, 2015).
- **Grid-forming** : Dans ce mode, la caractéristique principale est la capacité à réguler la tension et fréquence de sortie (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Le convertisseur se comporte comme une source de tension. Le courant et la puissance extraits de ces convertisseurs fluctuent pour maintenir la fréquence et tension et sont déterminés principalement par la charge nette du microgrid. Il existe différents types de grid-forming, principalement liés à la façon dont la tension de référence est calculée :

- Le type de grid-forming le plus éprouvée est la régulation de statisme qui permet un partage de charge efficace, une synchronisation des sources de grid-forming ainsi qu'une régulation de la fréquence et tension. La régulation de statisme permet aussi bien un partage de la puissance active que de la puissance réactive. Les coefficients de statisme sont utilisés pour calculer les références de fréquence et tension à appliquer en fonction respectivement d'une mesure de puissance active et réactive. L'avantage de cette méthode est l'auto-synchronisation qu'elle offre et le fait qu'elle ne nécessite pas de communication entre les différents convertisseurs (Unamuno & Barrena, 2015). La synchronisation des convertisseurs fonctionnant en grid forming est effective au sein d'un réseau inductif. L'ajout d'une impédance est nécessaire à la stabilité des microgrids isolés plus résistifs. Cette impédance peut être incluse physiquement ou sous la forme d'une boucle de régulation additionnelle dans les onduleurs fonctionnant en grid-forming (Dag et al., 2017). Cette dernière est appelée impédance virtuelle.
- S'il y a un unique élément fonctionnant en grid-forming, un contrôle simplifié peut être mis en place avec une référence de tension et fréquence fixe. Cette configuration est analogue à un groupe électrogène avec un fonctionnement dit « isochrone » ou au fonctionnement d'une alimentation sans interruption (UPS). Il est cependant impossible de connecter en parallèle plusieurs sources de grid-forming dans cette configuration car cela engendrait des problèmes de synchronisation, de courants circulants et un mauvais partage de charge (Vandoorn et al., 2013).
- Le concept de machine synchrone virtuelle est un type de grid-forming prometteur notamment pour les grands réseaux électriques avec une inertie affaiblie du fait de l'intégration grandissante de générateurs interfacées via des convertisseurs. Ce type de contrôle émule le comportement d'un générateur synchrone, en utilisant un modèle complet ou simplifié. Les boucles de régulation peuvent ainsi contenir les équations inertielles de la machines et d'autres aspects d'une machine synchrone. Les avantages principaux sont une réponse inertielle pour la stabilité en fréquence du microgrid, la performance du contrôle indépendamment de l'impédance du réseau, la possibilité de se passer de la boucle PLL (source d'instabilité), et la possibilité d'obtenir les caractéristiques d'auto-synchronisation des machines tournantes (Riaz, 2018).
- **Grid-supporting** : Les convertisseurs ne fonctionnant pas en grid-forming peuvent toutefois participer à la régulation de tension et fréquence en adaptant leur puissance active et réactive. Cette régulation se fait sur une mesure au point de connexion du convertisseur. Les systèmes de stockage peuvent ainsi participer dans les deux sens (à la hausse et à la baisse) à la régulation de tension et fréquence, car ils peuvent fonctionner généralement dans les 4 quadrants du diagramme PQ. Les onduleurs PV peuvent participer aussi bien à la hausse et à la baisse à la régulation de tension mais ne peuvent participer qu'à la baisse à la régulation de fréquence s'ils fonctionnent déjà à leurs points de puissance maximal. Cette capacité est d'ailleurs présente depuis 2002 sur les onduleurs qui doivent suivre une baisse progressive de leur puissance entre 50.2 Hz et 51.5 Hz, ces seuils pouvant varier selon la régulation en vigueur (Vandoorn et al., 2013).

Dans un microgrid isolé, les sources distribuées non-intermittentes sont généralement régulées en grid-forming tandis que les sources intermittentes sont régulées en grid-following ou grid-supporting (Dag et al., 2017). Pour un fonctionnement avec plusieurs sources en grid-forming, les méthodes peuvent être distinguées selon l'utilisation d'un moyen de communication ou non entre les générateurs (Unamuno & Barrena, 2015). Avec l'utilisation de contrôle de statisme, les coefficients de statisme peuvent être différents entre les générateurs et le paramétrage peut se faire sur le partage équitable de puissance (coefficients identiques), la minimisation des coûts d'opération, ou la minimisation des pertes de distribution (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Katiraei *et al.* (2012) distingue trois configurations de contrôle primaire multi-générateurs pour les microgrids isolés :

- **Maître unique** - Cette configuration consiste à avoir toujours le même maître sur le réseau, généralement le ou les groupe(s) électrogène(s). L'avantage de cette configuration est de ne pas nécessiter la fonctionnalité « grid-forming » sur les onduleurs et d'éliminer les transitions compliquées entre maîtres, mais elle ne permet pas d'obtenir un taux d'intégration d'énergie renouvelable très important.
- **Maître alterné** - Cette configuration consiste à alterner la tâche de grid-forming entre différents générateurs. Généralement, la tâche de grid-forming est alternée entre le(s) groupe(s) électrogène(s) et le(s) onduleur(s) PCS. Cela permet une opération sans GE possible. C'est une architecture prisée pour les microgrids afin d'obtenir un taux d'intégration d'énergie renouvelable important. Le passage d'un maître à l'autre est cependant délicat.
- **Multi-maîtres** - Dans cette configuration, plusieurs sources fonctionnent en grid-forming en parallèle, par exemple un groupe électrogène avec un ou plusieurs onduleur(s) PCS. L'architecture multi-maîtres a généralement deux approches pour l'opération en parallèle des unités participant au grid forming. La première approche dite « active current sharing » repose sur des consignes de synchronisation et de courant de la part d'un contrôleur central pour effectuer le dispatch entre les différentes sources, ce qui nécessite une communication entre elles. La seconde approche est un contrôle de statisme ne nécessitant pas de contrôleur central. L'intérêt de cette configuration est de s'affranchir des problèmes de transition et également d'assurer une redondance en ayant plusieurs maîtres à la fois sur le réseau. Par l'arrêt possible des groupes électrogènes, un niveau d'intégration d'énergie renouvelable important peut être atteint.

Le choix de la configuration multi-générateurs dépend du taux de pénétration des énergies renouvelables et du niveau de centralisation de la production.

1.2.3.3 Contrôle haut-niveau (PMS/EMS)

Sur les grands réseaux de transport tels que celui régi par RTE en France, l'objectif du contrôle secondaire est de compenser les déviations de tension et fréquence créées par le réglage primaire et de démobiliser la réserve primaire utilisée. Ensuite, le contrôle tertiaire est activé de façon non automatique pour adapter les flux de puissance entre les zones d'équilibre (Margotin et al., 2006).

Dans les microgrids, les notions de contrôle secondaire et tertiaire sont différentes. Le rôle du contrôle secondaire est la gestion de l'opération du microgrid pour assurer un fonctionnement fiable, sécurisé et économique. Le rôle du contrôle tertiaire pour un microgrid interconnecté est défini comme la coordination du microgrid avec le réseau hôte et notamment le respect des contraintes du réseau (pour un microgrid connectée au réseau) (Olivares et al., 2014; Unamuno & Barrena, 2015). Pour un microgrid isolé, le rôle du contrôle tertiaire est d'optimiser l'opération du microgrid et les flux de puissance en temps réel (Bidram & Davoudi, 2012). Zambroni de Souza & Castilla (2019) identifient le contrôle tertiaire comme une couche de contrôle additionnelle qui introduit de l'intelligence à la gestion d'énergie

dans le microgrid, le contrôle secondaire étant alors une couche inférieure avec des lois de gestion basiques.

La distinction entre contrôle secondaire et tertiaire est souvent retrouvée chez les fournisseurs de solutions microgrid avec les termes « PMS » (Power Management System) remplaçant le contrôle secondaire et « EMS » (Energy Management System) remplaçant le contrôle tertiaire. Dans cette thèse, nous emploierons les termes « Réglage primaire », « PMS » et « EMS » pour distinguer trois types de contrôle gérés au sein d'un microgrid isolé.

- **Réglage primaire** : boucles de régulation au niveau des générateurs et convertisseurs comme mentionné dans la section précédente.
- **PMS** : dispatch en temps réel des différents générateurs. Il réalise le calcul des consignes sur un pas de temps inférieur à la seconde en fonction des mesures remontées des équipements.
- **EMS** : est un contrôleur intégrant des calculs plus complexes visant à optimiser le microgrid sur un horizon plus long que pour le PMS. La fréquence des calculs est également plus faible que pour le PMS. Les algorithmes intégrés dans l'EMS peuvent utiliser des prévisions de conditions météorologiques et de consommation électrique par exemple pour optimiser la gestion du microgrid sur les minutes/heures à venir (Zambroni de Souza & Castilla, 2019).

L'EMS n'est pas nécessairement exécuté sur un support physique différent de celui du PMS mais il peut être judicieux de séparer ces deux fonctions et le PMS doit pouvoir assurer le dispatch des consignes malgré l'indisponibilité de l'EMS, ce qui correspond à un mode de fonctionnement dégradé.

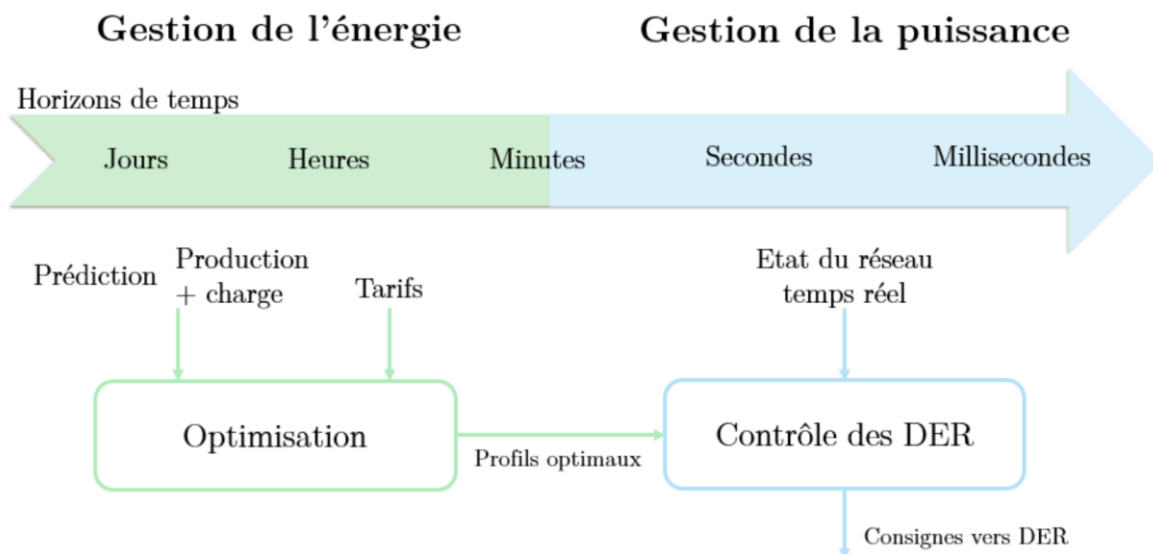


Figure I-6 : Différence entre la gestion de l'énergie (EMS) et la gestion de la puissance (PMS) (Dobrowolski, 2017).

En matière de stratégies EMS, différents algorithmes peuvent être implémentés. Bien que des méthodes d'optimisation peuvent permettre de calculer un plan de production optimal sur un horizon plus ou moins long, les solutions du marché se base généralement sur des règles logiques de type « rule based » sans prévision des conditions futures. Nous retiendrons les stratégies dites « cycle charging » et « load following » disponibles dans le logiciel de conception Homer (Homer Energy, 2020) dont une définition peut être obtenue dans (Aziz et al., 2019). Une stratégie « load following » consiste à faire recharger les batteries uniquement avec l'excès d'énergie renouvelable. Lorsqu'un GE est en ligne, il fournit uniquement suffisamment de puissance pour alimenter la charge. Au contraire, une stratégie de type « cycle charging » impose l'utilisation du GE à une puissance définie lorsqu'utilisé, le faisant ainsi

participer à la recharge des batteries selon la puissance consommée par le réseau. Un seuil cible est alors défini pour arrêter le GE lorsque les batteries sont rechargées. Selon Kansara & Parekh (2013), un système hybride a une meilleure performance en load following lorsque le taux d'intégration renouvelable est élevé, et une meilleure performance en cycle charging lorsque le taux d'intégration d'énergie renouvelable est faible. Barley *et al.* ont évalué que si la stratégie basée sur des règles logiques est bien sélectionnée, le coût de fonctionnement se rapproche de celui obtenu avec une stratégie d'opération idéale basée sur une parfaite prédiction des conditions de consommation et production (Dennis Barley & Byron Winn, 1996).

Les flexibilités à disposition pour le contrôle haut-niveau correspondent aux puissances actives et/ou réactives pouvant être sollicitées à la hausse (augmentation de la puissance) ou à la baisse (diminution de la puissance). Dans les microgrids isolés ciblés, nous retrouvons les flexibilités suivantes :

- La charge et la décharge du système de stockage à travers les onduleurs PCS ;
- L'écrêtage des générateurs PV couplés en AC à travers leurs onduleurs ;
- L'écrêtage des générateurs PV couplés en DC à travers leurs convertisseurs DC/DC ;
- L'injection/absorption de puissance réactive depuis les onduleurs PCS et onduleurs PV couplés en AC ;
- La gestion de la demande. Les microgrids présentent des charges avec des capacités intrinsèques de stockage tels que les chauffe-eaux, pompes, systèmes de dessalement, stations de fabrication de glace, qui peuvent être déconnectées quelques temps sans impact pour les utilisateurs. Cette flexibilité n'est pas considérée dans cette thèse

Plus les flexibilités sont multiples et de puissances importantes, plus la gestion d'énergie pourra être optimisée dans le microgrid. Par exemple, un objectif principal est d'activer des flexibilités à la hausse (recharge de batteries par exemple) lorsque la ressource renouvelable est élevée et activer des flexibilités à la baisse (décharge de batteries ou délestage de charge par exemple) lorsque la ressource renouvelable est faible.

1.2.3.4 Fonctionnalités des microgrids isolés

Dans le cas d'un microgrid isolé, l'objectif principal de l'hybridation est de limiter au maximum le recours aux générateurs thermiques tout en assurant la fiabilité du réseau (IRENA, 2019). Bien que ce soit là l'objectif principal, différentes fonctionnalités peuvent être distinguées. Ces fonctionnalités ont différentes appellations suivant les références, que ce soient des articles scientifiques ou des documentations d'industriels. Les intégrateurs de solutions microgrids ou les fournisseurs de solution de gestion d'énergie (EMS) sont généralement ceux en charge de la mise en place du contrôle du microgrid et donc ceux qui documentent ces fonctions. Le tableau ci-dessous résume les noms de fonctions utilisés par différents intégrateurs, concernant des microgrids ou systèmes hybrides en général. Les noms anglais sont utilisés car les termes français sont plus rares dans les documentations.

Tableau I-3 : Liste des fonctionnalités des microgrids retrouvées dans la littérature

Type	Fonction	Traduction	Description	Niveau
Support réseau	Frequency regulation	Régulation de fréquence	Participation des onduleurs PCS au réglage de fréquence lorsqu'ils ne sont pas en grid-forming (mode « grid-supporting »)	Primaire ou PMS
	PV frequency support	Régulation de fréquence avec PV	Fonction d'écrêtage PV en fonction de la fréquence (réglage uniquement à la baisse)	Primaire
	Voltage support	Régulation de tension	Participation des onduleurs PCS et PV à la régulation de tension en ajustant la consigne de puissance réactive	Primaire ou PMS
	Spinning reserve	Participation à la réserve primaire	Participation des onduleurs PCS à la réserve globale du microgrid réduisant ainsi la réserve nécessaire sur les GE	PMS Primaire
Décalage de charge	Load levelling	Lissage de charge	Vise à lisser la courbe de charge quotidienne en utilisant le stockage	EMS
	Peak shaving	Ecrêtage de charge	Vise à limiter la charge nette à une valeur maximale en utilisant le stockage	EMS
Intégration EnR	Energy shifting	Décalage de production	Stocker une production renouvelable pour la redistribuer à un moment ultérieur	EMS
	Smoothing	Suivi de plan de production	Lissage de la production renouvelable en se basant sur un profil de production estimé	EMS
	Ramp rate control	Lissage avec limite de rampe	Lissage de la production renouvelable afin de limiter la rampe de puissance à une valeur limite	PMS
Fuel savings	Genset optimisation	Optimisation de l'utilisation des GE	Gestion du stockage afin d'optimiser le point de fonctionnement des GE et/ou à limiter leur démarrages/arrêt	EMS
	Genset Off capability	Fonctionnement sans GE	Nécessite le mode grid-forming sur un ou plusieurs onduleurs et permet de se passer totalement des GE pendant un certain temps	EMS PMS Primaire
Résilience	Black start	Démarrage du réseau avec le système de stockage	Le stockage peut être utilisé pour redémarrer le réseau après un blackout. Les onduleurs doivent disposer du mode grid-forming et fournir le courant d'appel lié à la magnétisation du réseau	PMS / EMS
	Fault Ride Through	Tenu en cas de défaut	Régulation des onduleurs pour rester connecté en cas de court-circuit et se conformer aux normes régissant cette fonctionnalité	Primaire
	UPS	Alimentation sans interruption	En cas de perte de générateurs. Le système de stockage prend immédiatement la main sur toute ou partie de la consommation et permet de maintenir l'alimentation	Primaire
	Backup	Alimentation de secours	Permet d'alimenter le réseau avec le système de stockage en cas d'indisponibilité des GE. Contrairement à la fonction UPS, une microcoupure est observée	PMS

I.2.3.5 Gestion de la réserve

De la même manière que sur les grands réseaux électriques, des réserves doivent être maintenues en ligne afin de pallier les fluctuations de puissance et tension sur le réseau. La réserve primaire concerne les groupes électrogènes, les systèmes de stockage si ceux-ci sont en grid-forming ou grid-supporting et les générateurs PV si ceux-ci sont en grid-supporting. Vandoorn *et al.* distinguent deux types de réserve primaire, selon qu'elle concerne un générateur en grid-forming ou un générateur en grid-supporting (Vandoorn et al., 2013). Un onduleur en grid-following ne participe pas à la réserve primaire car il est passif face à un déséquilibre soudain sur le réseau. C'est à l'EMS de garantir un niveau de réserve suffisant par rapport au risque d'instabilité sur le microgrid. La réserve est ensuite dispatchée par le biais du PMS. Dans un microgrid isolé tel que considéré dans cette thèse, la réserve correspond à la puissance continue pouvant être fournie le temps de la mise en route et couplage d'un générateur de secours, qui dépend de l'état de charge du système de stockage, de la puissance de conversion et des protections intégrées.

I.2.3.6 Contraintes d'opération des GE

Certaines contraintes liées au fonctionnement des groupes électrogènes sont listées par Dobrowolski *et al.* (2017) :

- **Démarrage / arrêt des groupes :** Chaque démarrage/arrêt peut être associé à un coût lié à la consommation de carburant et au vieillissement des composants. Ce coût décroît exponentiellement avec la durée depuis le dernier arrêt, ce qui implique, en plus de limiter le nombre de démarrage, d'alterner les groupes utilisés.
- **Consommation en carburant :** La consommation en carburant a un coût suivant une relation non linéaire avec la charge du groupe. Il convient d'utiliser au maximum le groupe dans sa plage d'utilisation optimale.
- **Temps de démarrage :** Un groupe électrogène de type « machine synchrone » ne démarre pas instantanément. Un démarrage en 15 secondes est considéré comme rapide et un démarrage en 30 secondes y compris la synchronisation comme normal.
- **Limitation en puissance :** La puissance demandée au groupe ne doit pas excéder sa puissance nominale.
- **Contraintes de rampe :** Des contraintes de rampe existent sur les groupes électrogènes qui ne tolèrent pas des fluctuations trop rapides de puissance. Celles-ci peuvent perturber la stabilité du réseau et également vieillir prématurément les générateurs.

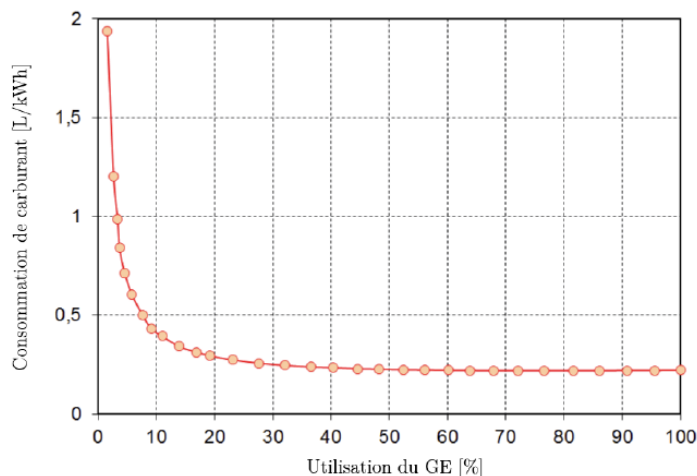


Figure I-7 : Courbe de consommation spécifique en carburant d'un groupe électrogène (Dobrowolski, 2017).

I.2.4 Protection des microgrids

I.2.4.1 Définition de la protection des réseaux électriques

Le plan de protection est conçu pour protéger les utilisateurs et équipements d'un réseau et doit répondre efficacement à toute situation de défaut. Traditionnellement, les plans de protection conçus pour les réseaux de distribution de topologie radiale sont basés sur des protections de surintensité pour détecter et isoler les défauts circulant de façon unidirectionnelle (Memon & Kauhaniemi, 2015). Ces protections sont typiquement coordonnés sur des seuils de déclenchement et constantes de temps et sont généralement des disjoncteurs (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Quand le courant circulant dans une ligne est supérieur à un certain seuil de déclenchement, les disjoncteurs s'ouvrent avec un certain délai. Le schéma de protection est conçu selon les principes suivants (Zambroni de Souza & Castilla, 2019):

- **Sensibilité** : Le plan de protection doit pouvoir identifier une situation anormale qui dépasse un certain seuil ;
- **Sélectivité** : Le plan de protection doit déconnecter seulement la partie dans laquelle le défaut est présent (ou la plus petite partie possible contenant le défaut) afin de limiter au maximum l'impact du défaut ;
- **Rapidité** : Les dispositifs de protection doivent répondre à une situation anormale dans un délai rapide de manière à minimiser l'impact sur les équipements et maintenir la stabilité du réseau.

I.2.4.2 Problématiques de protection des microgrids isolés

Différentes publications analysent l'impact des générateurs renouvelables sur les dispositifs de protection (Buigues et al., 2013; Haron et al., 2012; Islam & Gabbar, 2012; Memon & Kauhaniemi, 2015; Parhizi et al., 2015). Pour un microgrid isolé à forte intégration d'interfaces d'électronique de puissance, une des difficultés est la faible contribution en courant de court-circuit des convertisseurs, généralement limitée à environ 1,5 fois la valeur de courant nominal (Justo et al., 2013; Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Une limitation en courant est en effet intégrée afin de protéger les composants électroniques. De plus, le courant de court-circuit dépend du courant maximal pouvant être délivré par la source de production en amont, ce qui est également problématique pour les sources renouvelables telles que l'éolien et le photovoltaïque dont la production varie significativement au cours du temps (Justo et al., 2013). Pour des topologies radiales utilisant des protections basées sur les surintensités, la magnitude et la direction des courants de court-circuit dépendent de l'emplacement des sources distribuées ainsi que de leur point de fonctionnement.

Une autre problématique est la possibilité d'avoir des configurations variées du microgrid avec des capacités de courant de court-circuit différentes. La difficulté est alors de concevoir un plan de protection qui soit robuste dans ces différentes configurations (Islam & Gabbar, 2012; Justo et al., 2013; Zambroni de Souza & Castilla, 2019). L'utilisation de dispositifs de protection à paramétrage unique se retrouve inefficace et une perte de sélectivité peut se produire. Un plan de protection pour les microgrids doit donc prendre en compte toutes les configurations possibles du réseau. Pour illustrer cette problématique, l'étude présentée par Arroyave *et al.* (2015) effectue une analyse de court-circuit sur le microgrid de Huatocondo au Chili, selon deux scénarios : le premier scénario est l'alimentation du réseau par un groupe électrogène couplé à un système de stockage, le deuxième est l'alimentation du réseau par une centrale photovoltaïque couplée à un système de stockage. L'analyse montre que le courant de court-circuit disponible dans le scénario 2, pour lequel le groupe électrogène est déconnecté, est considérablement diminué, posant un risque pour la sélectivité de la protection car certaines protections

peuvent être insensibles aux défauts. Pour un microgrid isolé, la disponibilité d'un niveau de courant de court-circuit suffisant pour une opération 100 % renouvelable est alors un critère important de conception (Planas et al., 2015).

Une problématique forte est également la présence de flux bidirectionnels de courant liée aux générateurs distribués pouvant être localisés au sein du réseau de distribution (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). La conception des plans de protection des réseaux de distribution traditionnels est basée sur un flux unidirectionnel de l'énergie, utilisant le principe de détection des courants de court-circuit. Les dispositifs traditionnels de protection sont donc inaptes à assurer la protection de ces microgrids. Cependant, pour un microgrid dont les moyens de production sont centralisés, comme ceux ciblés dans cette thèse, cette problématique n'est pas considérée.

De plus, certaines interfaces d'électronique de puissance peuvent se déconnecter automatiquement avec l'apparition d'un défaut à la terre ou un défaut phase-phase. Cette déconnexion, paramétrée suivant des seuils de tension, a un impact sur le plan de protection car elle empêche le convertisseur de participer au courant de court-circuit nécessaire à la détection du défaut (Katiraei et al., 2012). Cette problématique peut être résolue en forçant le maintien en lignes des convertisseurs pendant un certain temps suite à un défaut. Cette tenue en creux de tension (Fault-Ride Through ou FRT en anglais) est déjà appliquée pour un certain nombre de sources d'énergies renouvelables connectées au réseau électrique.

1.2.4.3 Plans de protections existants pour les microgrids isolés

Différents plans de protection sont retrouvés dans la littérature pour traiter des problématiques évoquées dans la section précédente (Planas et al., 2015). Uniquement des plans de protection pour des réseaux de distribution AC sont considérés ici.

- **Protection différentielle :** Ce type de protection repose sur le principe que le courant entrant dans une ligne doit être égal au courant sortant de cette ligne (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Cette approche permet une sélectivité maximale en traitant uniquement les défauts se produisant dans une zone bien définie. Elle nécessite une communication fiable et instantanée entre les deux extrémités de la partie à protéger. La protection différentielle peut être appliquée à des équipements importants, tels que générateurs, transformateurs, bus, et lignes de distribution. Cependant, une redondance peut être nécessaire pour pallier un défaut du système de communication, le coût est non négligeable, et des défauts non équilibrés peuvent être non détectés.
- **Plan de protection adaptatif :** Ce concept consiste à adapter les paramètres des protections en fonction de la configuration du réseau. Une communication est nécessaire entre un contrôleur central et les différentes protections impliquées qui doivent être des disjoncteurs électroniques capables d'ajuster leur caractéristique de coupure (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Les informations sur lesquelles peut se baser le contrôleur pour modifier les réglages du plan de protection sont la topologie du microgrid, l'état On/Off des générateurs, l'état de charge des systèmes de stockage et le nombre et puissance des charges connectées au microgrid. Deux options sont possibles pour la détermination des paramètres des protection :
 - **En ligne :** Les paramètres des protections à adapter (courant de détection et délai) sont calculés en ligne à partir de mesures en temps réel du microgrid dans l'objectif d'assurer la sensibilité, sélectivité et rapidité de détection. Ces calculs peuvent être effectués à chaque détection d'une modification de la topologie du réseau et nécessitent un modèle du microgrid et un simulateur implémenté sur le contrôleur. Cette approche subit un coût important et un délai dans la mise à jour des paramètres.

- **Hors ligne** : Cette option consiste à identifier en amont toutes les configurations possibles du microgrid. Un tableau d'évènements est ainsi obtenu et des défauts sont simulés pour définir les paramétrages du plan de protection associés à chaque configuration. Cette approche est moins coûteuse en calcul et délai de mise à jour. Sur le microgrid démonstrateur de l'île d'Hailuoto en Finlande, les simulations des défauts sont réalisées hors ligne, puis un fichier de configuration est envoyé au contrôleur central qui communique avec les différentes protections du microgrid via le protocole IEC 61850 (Vandoorn et al., 2013).
- **Plan de protection basé sur les surintensités et composants symétriques** : Cette approche tente d'améliorer l'opération des plans traditionnels basé sur les surintensités pour leur utilisation dans les microgrids (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Il est ainsi proposé d'utiliser les courants de séquence zéro pour détecter les défauts phase-terre et les courants de séquence négative pour détecter les défauts phase-phase. Un système de communication est cependant nécessaire afin de transmettre les ordres de déconnexion aux protections.
- **Plan de protection basé sur la tension** : Il s'agit d'une approche centralisée utilisant une mesure de la tension pour détecter les différents défauts (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Lorsque une variation de la tension est mesurée, un contrôleur central identifie la partie en défaut et envoie un signal d'ouverture à la protection concernée (Justo et al., 2013). La détection des défauts peut se faire en comparant différents niveaux de tension, les plus fortes surtensions indiquant l'emplacement des défauts biphasés et les plus faibles sous-tensions l'emplacement des défauts à la terre. Cette méthode nécessite la mise en place d'un réseau de communication assurant une protection rapide, sélective et fiable. L'avantage de ce type de protection est qu'il ne nécessite pas de pouvoir générer d'importants courants de court-circuit et qu'il soit adapté à un microgrid isolé. Cependant, des chutes de tension sur le réseau non liés à des défauts peuvent engendrer des déclenchements intempestifs des protections.

1.2.4.4 Méthodes d'évaluation du plan de protection

Les courants de court-circuit sont habituellement calculés selon la norme IEC 60909, applicable aux systèmes triphasés à courant alternatif 50 ou 60 Hz. La contribution au courant de court-circuit des sources distribuées n'est pas abordée dans cette norme (Vicente, 2012). Pour choisir et régler convenablement les protections, deux valeurs de courant de court-circuit doivent être connues :

- Le courant maximal de court-circuit. Il correspond à un défaut à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision et inclure une marge de sécurité. Il détermine :
 - Le pouvoir de coupure des disjoncteurs ;
 - Le pouvoir de fermeture des appareils ;
 - La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.
- Le courant minimal de court-circuit. Il correspond à un défaut à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères (défaut à l'extrémité d'un départ) (Metz-Noblat et al., 2005). Il est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, notamment quand la longueur des câbles est importante, quand la source a une forte impédance, ou quand la protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles (régimes de neutre TN ou IT).

Dans tous les cas, quel que soit le courant de court-circuit, la protection doit éliminer le court-circuit

dans un temps compatible avec la contrainte thermique que peut supporter le câble protégé.

Les types de défauts retrouvés sur les réseaux électriques et leur probabilité d'occurrence sont présentés dans le Tableau I-4.

Tableau I-4 : Fréquence d'occurrence des différents types de défauts (Salha, 2010)

Type de défaut	Probabilité d'occurrence
Monophasé	70-80 %
Biphasé à la terre	17-10 %
Biphasé isolé	10-8 %
Triphasé	3-2 %

Sortomme *et al.* (2008) évaluent la protection d'un microgrid en simulant les quatre principaux défauts du Tableau I-4. Ces simulations, réalisées lorsque raccordé au réseau principal et dans le mode îloté, permettent de déterminer comment le schéma de protection peut être modifié pour améliorer le fonctionnement du microgrid. Les courants de court-circuit maximum et minimum sont obtenus à chaque bus du microgrid, aussi bien en amont qu'en aval des défauts. Comparé au mode « connecté réseau », les défauts en mode îloté entraînent des courants de court-circuit jusqu'à 90 % plus faibles. Les auteurs estiment que les protections électroniques, exploitant un schéma de protection basé sur la tension par exemple, sont nécessaires à la protection du microgrid fonctionnant en mode îloté.

Boutsika & Papatthanassiou (2008) se basent sur les méthodes d'analyse de court-circuit détaillées dans la norme IEC 60909 pour illustrer l'influence des générateurs distribués sur les courants de court-circuit. En présence de multiples sources de courant de court-circuit au sein du réseau, le courant total est la somme vectorielle des différentes contributions (transformateurs, sources de production distribuées, moteurs). Les auteurs proposent une modélisation de la contribution des sources à interfaces d'électronique de puissance comme étant proportionnel au courant nominal du convertisseur.

1.2.4.5 Importance du régime de neutre

Le régime de neutre utilisé est critique pour la détection des défauts à la terre et pour protéger les biens et les personnes (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Ces régimes peuvent être de type TT, IT et TN. Ces différents régimes ne sont pas tous adaptés à une opération en petit système isolé. Comme les courants de court-circuit sont plus faibles dans un microgrid isolé, le fait d'avoir un circuit de basse impédance pour les courants de court-circuit permet d'augmenter leur magnitude et être ainsi plus facilement détectable. Un régime TN-S a un câble séparé pour le retour de neutre et de terre, ce qui permet aux protections de distinguer les courants de surcharge et les courants de défaut, ce qui serait plus compliqué dans les régimes TT et IT (Bandeiras *et al.*, 2018).

I.3 Fiabilité des microgrids isolés

La fiabilité fait partie de la notion de sûreté de fonctionnement qui peut être vue comme la science des défaillances et intègre la connaissance des défaillances, leur évaluation, leur prévision et leur maîtrise (Megdiche, 2004). Au sens mathématique, la sûreté de fonctionnement est la probabilité qu'un système remplisse une ou plusieurs fonctions durant un temps donné. L'objectif d'une analyse de sûreté de fonctionnement peut être de deux types :

- Quantifier la fiabilité du système, autrement dit la probabilité pour que le système fonctionne sans incident durant sa durée de fonctionnement, si l'on veut à tout prix éviter un certain risque.
- Quantifier le nombre moyen d'interruptions et/ou la durée moyenne d'indisponibilité si l'on sait que le système va subir des interruptions.

Dans le cas d'un microgrid isolé, on va chercher à minimiser les interruptions et donc on va s'intéresser à l'indisponibilité du système. Le réseau électrique français, par exemple, est considéré comme un système à haute disponibilité, la durée moyenne des coupures de service par consommateur n'étant que de quelques heures par an. Les exigences peuvent cependant varier d'une région à l'autre et doivent être prises en compte lors de la conception du réseau. Il sera intéressant d'estimer la fiabilité d'un microgrid en utilisant des indicateurs d'indisponibilité et d'observer l'impact du dimensionnement sur ces indicateurs. Dans un premier temps, les concepts liés à la fiabilité sont définis avant de présenter différentes méthodes existantes pour évaluer l'indisponibilité. Les aspects spécifiques aux microgrids isolés sont ensuite discutés et une revue bibliographique des études effectuées dans le périmètre ciblé est présentée.

I.3.1 Définition et contexte de la fiabilité des réseaux électriques

I.3.1.1 Définition de la fiabilité des réseaux électriques

La fiabilité peut être définie dans le contexte de la conception des réseaux électriques comme « la capacité du système à fournir l'électricité demandée en ses différents points d'utilisation selon des critères acceptables » (Thang, 2012). La fiabilité d'un système électrique est divisée en deux catégories : l'**adéquation** du système et la **sécurité** du système.

L'adéquation du système quantifie la fourniture d'une production d'énergie suffisante ainsi qu'une facilité de transfert de cette énergie à travers l'infrastructure du système électrique (transport et distribution) pour satisfaire la demande de la charge et les contraintes opérationnelles du système (Dahmani, 2014). L'adéquation est donc associée à des conditions statiques (Thang, 2012).

La sécurité concerne « la capacité du système à répondre aux perturbations dynamiques ou transitoires qui se présentent dans le système ». Il s'agit notamment de la condition associée à la fois aux perturbations locales et globales, aux pertes brutales d'un groupe de production et d'équipements de transport qui peuvent conduire à l'instabilité dynamique et transitoire du système (Thang, 2012).

La plupart des techniques se limitent à l'évaluation de l'adéquation du fait principalement de la complexité à modéliser et à évaluer la sécurité du système. L'adéquation du système est principalement évaluée pour la planification du système électrique à long terme, alors que la sécurité du système peut être évaluée pour la planification et le fonctionnement du système électrique à court terme (Dahmani, 2014).

1.3.1.2 Niveaux hiérarchiques

La fiabilité du réseau électrique peut être étudiée sur trois niveaux hiérarchiques différents illustrés sur la Figure I-8. Le niveau hiérarchique I ne concerne que la production. L'analyse de l'adéquation consiste alors à étudier l'équilibre entre la production et la consommation (Thang, 2012). Le niveau hiérarchique II concerne la production et le transport. Le niveau hiérarchique III comprend la production, le transport et la distribution. Les études sur le niveau hiérarchique III ne sont généralement pas menées directement en raison de la complexité du problème.

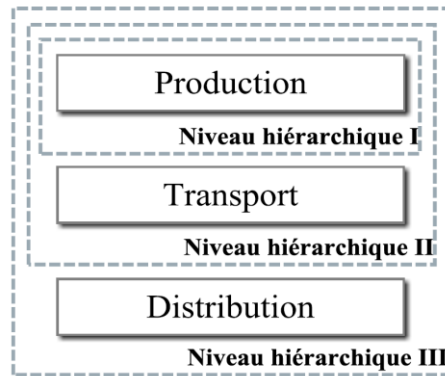


Figure I-8 : Les niveaux hiérarchiques du système électrique (Billinton & Li, 1994a)

Pour les microgrids isolés étudiés, le niveau hiérarchique de transport n'existe pas, les sources de production injectant directement sur un réseau de distribution. L'exploitation du microgrid implique donc uniquement la production et la distribution, ces deux zones étant généralement exploitées par une seule entité. Lorsque plusieurs entités sont impliquées dans l'exploitation (par exemple pour les moyens de productions et pour le réseau de distribution), identifier la responsabilité de chaque entité sur les interruptions subies par les utilisateurs peut être une tâche délicate (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021).

1.3.1.3 Indicateurs de fiabilité

Les indicateurs de fiabilité peuvent être classés en quatre catégories (Dahmani, 2014):

- Les indicateurs de probabilité : probabilité d'obtenir une défaillance ;
- Les indicateurs de fréquence : nombre d'occurrences pour une période donnée ;
- Les indicateurs de durée : durée totale ou moyenne des défaillances ;
- Les indicateurs d'espérance : énergie perdue pour les utilisateurs.

La probabilité de perte de charge *LOLP* (Loss Of Load Probability) donne la probabilité que la charge excède la puissance de production disponible (Thang, 2012). Il est calculé par l'équation suivante, C_i et P_i étant respectivement la consommation et la production du réseau à l'état i , et p_i étant la probabilité de l'état i du système.

$$LOLP = \sum_{i=1} p(C_i > P_i) * p_i \tag{I-1}$$

L'espérance de perte de charge *LOLE* (Loss Of Load Expectation) donne le nombre moyen de jours ou d'heures pour lesquels la charge dépasse la capacité de production disponible (Thang, 2012). L'indicateur est calculé par l'équation suivante :

$$LOLE = LOLP \times 8760 \tag{I-2}$$

L'espérance d'énergie non fournie *EENS* (Expected Energy Not Supplied) donne l'énergie non fournie aux consommateurs (Thang, 2012). C'est un indicateur très souvent utilisé dans les méthodes d'analyse probabilistes de fiabilité, la raison étant qu'il permet de quantifier une perte d'énergie, facilement convertible en coût (Dahmani, 2014). Il est calculé par l'équation suivante, Cns_i étant la puissance de charge non alimentée lorsque le système est à l'état i , F_i étant la fréquence d'apparition de l'état i , et D_i étant la durée de l'état i .

$$EENS = \sum_{i=1} Cns_i F_i D_i \quad (I-3)$$

La norme IEEE 1366 liste différents indicateurs utilisés pour évaluer la fiabilité des réseaux électriques (IEEE, 2003). Ce sont des indicateurs basés sur des données historiques de défaillances du réseau, plutôt que sur une analyse de fiabilité. Ils peuvent être également utilisés pour l'estimation de l'adéquation et sécurité des réseaux, notamment avec des méthodes de simulation de type Monte Carlo (Ansari et al., 2016; Bae & Kim, 2008; Xu et al., 2016). Les indicateurs principaux sont *SAIFI* (System Average Interruption Frequency Index), *SAIDI* (System Average Interruption Duration Index) et *CAIDI* (Customer Average Interruption Duration Index). Ces indicateurs sont déterminés par les équations suivantes, N_i étant le nombre de consommateurs subissant une interruption pour chaque défaillance i , N_T étant le nombre total de consommateurs distribués par le réseau, et r_i étant le temps de restauration pour chaque défaillance i .

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad (I-4)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{N_T} \quad (I-5)$$

$$CAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (I-6)$$

1.3.1.4 Modélisation de la fiabilité des équipements

Traditionnellement, des modèles Markov, basés sur deux états possibles sont utilisés pour modéliser les éléments du réseau. Sur la Figure I-9, $\Lambda(t)$ correspond au taux de panne et $\psi(t)$ au taux de réparation.

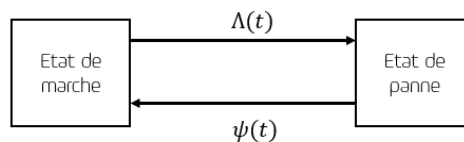


Figure I-9 : Un diagramme de Markov présentant les deux états possibles (Akhikpemelo et al., 2016)

Le taux de défaillance $\Lambda(t)$ est la probabilité que le système tombe en panne entre t et $t + dt$, sachant qu'il a fonctionné de 0 à t (Dahmani, 2014). Pour des composants électriques, le taux de défaillance a généralement l'allure d'une courbe en baignoire comme illustré sur la Figure I-10, avec un taux plus élevé en période de « jeunesse » et en période d'usure. Le taux de réparation instantané $\psi(t)$ est la probabilité que le système soit réparé entre t et $t + \Delta t$ sachant qu'il était en panne entre 0 et t . Il est souvent admis des taux de panne et réparation constants, en considérant que les périodes de mise en service et de maintenance préventive permettent d'éviter respectivement les défaillances de « jeunesse » et les défaillances d'usure. Ainsi, il peut être considéré que $\Lambda(t) = \lambda$ et $\psi(t) = \mu$ (Megdiche, 2004).

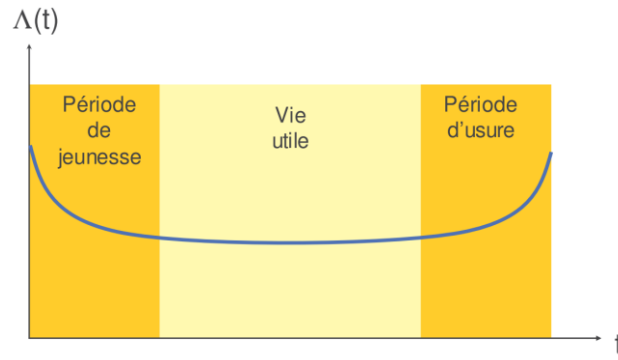


Figure I-10 : Courbe en baignoire caractéristique du taux de panne (Megdiche, 2004)

Il est fréquent que la fiabilité des équipements soient indiqués par les fabricants avec les indices de durées suivants illustrés sur la Figure I-11 :

- **MTTF** : durée moyenne avant la défaillance (Mean Time To Failure) ;
- **MTTR** : durée moyenne de réparation (Mean Time To Repair) ;
- **MTBF** : durée moyenne entre deux défaillances consécutives (Mean Time Between Failure), égale à la somme entre MTTF et MTTR.

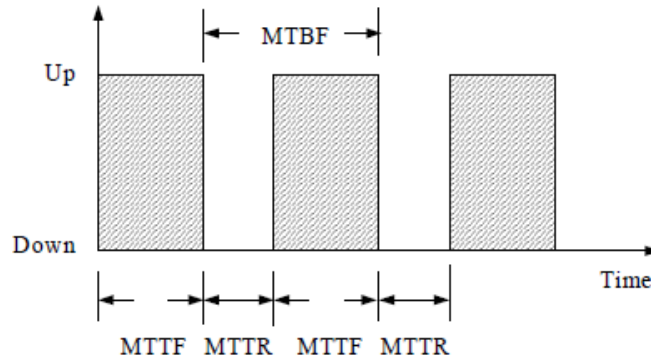


Figure I-11 : MTTF, MTTR et MTBF pour un composant à deux états (Akhikpemelo et al., 2016)

Les taux des pannes et réparation utilisées dans les modèles de Markov peuvent être alors facilement retrouvés par les formules suivantes (Akhikpemelo et al., 2016) :

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \text{ (interruptions/an)} \quad (I-7)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \text{ (réparations/an)} \quad (I-8)$$

L'indisponibilité U ou la disponibilité A sont également souvent utilisées pour exprimer la fiabilité des équipements. La disponibilité est la probabilité qu'un système fonctionne à l'instant t et l'indisponibilité est la probabilité qu'un système est en état de panne à l'instant t (Dahmani, 2014). Ce sont des indicateurs de probabilité, sans dimension.

$$U = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = \frac{MTTR}{MTBF} \quad (I-9)$$

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{MTTF}{MTBF} = 1 - U \quad (I-10)$$

I.3.2 Méthodes d'analyse de fiabilité

L'analyse de fiabilité d'un réseau électrique évalue la capacité du réseau à alimenter les différents utilisateurs. Traditionnellement, l'évaluation de la fiabilité s'effectue séparément sur les trois niveaux hiérarchiques présentés en section I.3.1.2.

Dans le niveau hiérarchique 1 (production), l'analyse de fiabilité traite uniquement de l'adéquation entre la capacité de production et la demande globale du réseau visant à décider des capacités de production à assurer sur le moyen et long-terme (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021). Un niveau satisfaisant de fiabilité peut être assuré en gardant une certaine réserve de production avec des méthodes de calcul déterministes basées sur une estimation de la demande. Cette réserve peut être par exemple un pourcentage de la demande prédite, ou l'équivalent de la puissance produite par la plus grosse unité de production connectée au réseau.

Dans le niveau hiérarchique 2 (production + transport), l'analyse de fiabilité nécessite :

- La modélisation des défauts et réparations des différents composants tels que les générateurs, transformateurs, lignes, équipements de protection ;
- Des outils de calcul permettant de d'évaluer l'impact de chaque état de défaillance ;
- L'accès à des données variées afin de caractériser les probabilités de panne des différents équipements (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021).

Dans le niveau hiérarchique 3 (production + transport + distribution) qui va jusqu'aux consommateurs finaux, les analyses de fiabilité ne sont généralement pas réalisées par manque d'intérêt décisionnel pour pousser le développement de tels analyses et un besoin de moyens de modélisation et calcul conséquents (Dahmani, 2014; Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021).

Une méthode bien connue pour évaluer l'impact des défaillances sur un produit ou processus est l'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC), utilisée dans pratiquement tous les types d'industrie (Faucher, 2009). Ce type d'analyse peut être utilisé dans le cadre des microgrids isolés (Dutt, 2012). Les principales méthodes d'analyse de fiabilité applicables aux microgrids isolés sont décrits dans les sections suivants en distinguant les méthodes analytiques des méthodes probabilistes.

I.3.2.1 Méthodes analytiques

Les méthodes analytiques peuvent être qualitatives ou quantitatives. Elles utilisent des expressions mathématiques pour calculer les valeurs moyennes des indices de fiabilité (Dahmani, 2014). Pour l'évaluation de la sécurité du réseau, traitant les phénomènes dynamiques et transitoires, les outils développés ont tendance à se satisfaire d'une approche déterministe basée sur les pires des cas parmi les contingences et conditions d'opération possibles (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021). Quelques méthodes analytiques sont présentées dans les paragraphes suivants :

- **Méthode d'espace des états** : Dans cette méthode, tous les états possibles du système sont listés et peuvent être décrits selon un diagramme d'espace des états. Pour un système à un seul composant, deux paramètres λ et μ sont nécessaires et représentent les taux de transition entre état (taux de panne et taux de réparation) (Vrana & Johansson, 2015). Pour un système à plusieurs composants, chaque état correspond à une combinaison d'état des différents composants (fonctionnel ou en panne). Si l'on s'intéresse à l'indisponibilité du réseau électrique pour les utilisateurs, alors les états menant à cette indisponibilité sont identifiés et les indices de probabilité, fréquence, ou durée sont calculés à partir des taux de pannes et réparation des différents composants impliqués.

- Méthode d'énumération des pannes :** Dans cette méthode, une sélection de pannes ou combinaisons de pannes sont évaluées l'une après l'autre (Vrana & Johansson, 2015). Pour chaque état, les conséquences sur le système sont évaluées et les mesures curatives sont simulées permettant ensuite un calcul des indicateurs de fiabilité. Il appartient à l'utilisateur de définir jusqu'à quel niveau de panne l'analyse est réalisée. La panne d'un seul composant dans les microgrids étudiés dans cette thèse peut avoir une conséquence importante. La défaillance de composants multiples est généralement peu probable et contribue donc peu à l'indicateur de fiabilité final, même si la conséquence peut être importante. Le niveau 1 (une seule panne à la fois) est alors souvent suffisant. Un outil typiquement utilisé dans les grands réseaux pour évaluer la conséquence des défaillances est l'analyse des flux de puissance (load flow) qui permet de prévoir les problèmes de tension et congestion aux différents nœuds du réseau.
- Méthode des arbres de défaillance :** Les arbres de défaillance sont une méthode d'analyse de type « top-down » qui permet d'identifier les causes critiques de défaillance sur le système étudié. Un événement principal est choisi et toutes les défaillances pouvant mener à cet événement sont représenté dans un arbre composé de portes logiques. Dans l'exemple de la Figure I-12, l'événement majeur choisi est la panne du microgrid et toutes les pannes pouvant donner lieu à cet événement sont représentées.

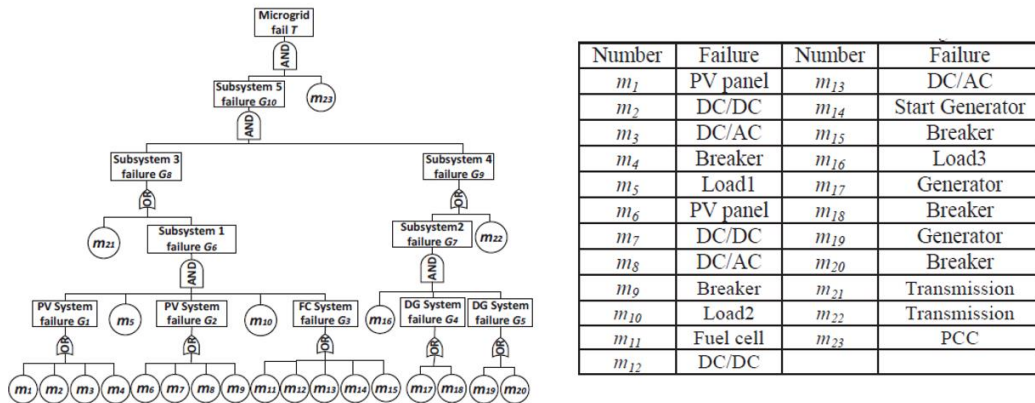


Figure I-12 : Exemple d'un arbre de défaillances pour un microgrid et le tableau d'évènements correspondant (X. Shi & Bazzi, 2015)

- Méthode de réduction des états :** Cette méthode permet de représenter un système en identifiant les structures en parallèle et série et de les remplacer par un seul composant avec un taux de panne et réparation équivalent (Vrana & Johansson, 2015). Elle est utilisée pour simplifier l'analyse pour les méthodes d'espace des états et arbres de défaillances.

1.3.2.2 Méthodes probabilistes

L'intérêt des méthodes probabilistes est de pouvoir prendre en compte l'aspect aléatoire des phénomènes impactant la fiabilité, et permet de traiter des problèmes très complexes qui seraient compliqués avec les méthodes analytiques. L'inconvénient principal est le temps de calcul important. La méthode probabiliste la plus utilisée pour les analyses de fiabilité dans les réseaux électriques est la simulation de Monte Carlo. Dans cette méthode, les combinaisons de défaillances sont choisies sur le résultat d'un tirage aléatoire basé sur la probabilité d'occurrence de chaque défaillance. L'analyse de fiabilité se fait généralement suivants les étapes suivantes et illustrées dans la Figure I-13 (Escalera et al., 2018) :

- Un échantillon aléatoire de défaillances est simulé ;
- Pour chaque défaillance, les protections automatiques sont déclenchées si besoin ;
- Des actions curatives sont appliquées (reconfigurations du réseau, démarrage/arrêt de moyens de production, etc) ;
- Les points du réseau affectés sont identifiés et les indicateurs de fiabilité sont calculés.

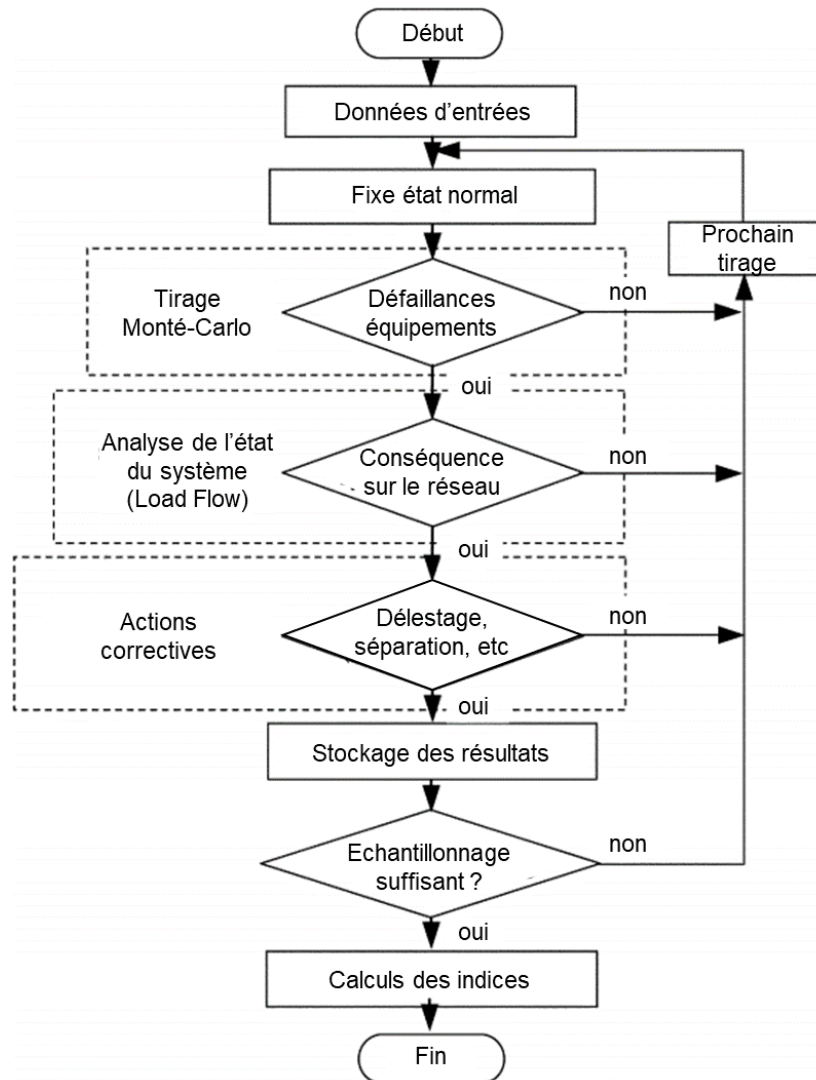


Figure I-13 : Logigramme d'une analyse de fiabilité utilisant la méthode de Monte Carlo

Les avantages principaux des techniques de Monte Carlo sont la prise en compte du comportement aléatoire du système étudié ainsi qu'une meilleure précision. Cependant, pour des probabilités de défaillance faibles, un grand nombre d'évaluation du système est nécessaire pour obtenir des résultats précis et le temps de calcul nécessaire à réaliser ces simulations justifie parfois l'intérêt pour des méthodes analytiques (Escalera et al., 2018; Thang, 2012). Les techniques de Monte Carlo ne sont pas radicalement opposées aux méthodes analytiques et peuvent être combinées aux méthodes analytiques présentées précédemment. Il existe ainsi des simulations de Monte Carlo utilisant une représentation du système par arbres de défaillances ou méthodes d'espace des états.

I.3.3 Aspects de fiabilité dans les microgrids considérés

I.3.3.1 *Eléments impactant la fiabilité*

Sur les grands réseaux électriques, les statistiques indiquent qu'en moyenne 99 % des interruptions engendrées sur les utilisateurs du réseau sont liées à des défauts déclenchés au niveau du réseau de distribution (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021). Les importants facteurs et processus impactant la fiabilité dans un réseau électrique sont les suivants (Megdiche, 2004) :

- Conditions environnementales ;
- Qualité des composant du réseau ;
- La conception (structure du réseau, redondance, etc.) ;
- L'entretien (inspections et maintenances, en ligne et hors ligne) ;
- L'exploitation (supervision et contrôle, modes dégradés) ;
- La protection ;
- Les erreurs humaines (peuvent être minimisées via un système de contrôle et supervision sécurisé et une formation en continue).

Dans le contexte des microgrids intégrant des énergies renouvelables, certains facteurs ont un impact particulier sur la fiabilité :

- Les microgrids ont généralement un faible nombre de générateurs et onduleurs et donc un faible foisonnement des sources de production. L'impact d'une défaillance sur un de ces générateurs a donc un impact plus important. Avec une forte intégration d'énergie renouvelable, les conditions météorologiques et en particulier l'intermittence de la production renouvelable peuvent impacter considérablement la stabilité du réseau.
- La communication entre les équipements est un point critique des microgrids isolés, d'autant plus lorsque le contrôle du microgrid s'appuie sur un automate centralisé. La complexité de l'architecture de communication peut amplifier le risque d'interruptions liés à des défauts de communication. Lorsque plusieurs entités se partagent le périmètre de la fourniture voir de l'exploitation d'un microgrid, les interfaces de communication entre ces entités rajoutent des risques de défaillances de communication.
- Plusieurs contrôleurs sont intégrés dans le contrôle des microgrids tels que EMS, PMS, contrôleur des groupes électrogènes, onduleurs PV. Les constantes de temps de ces contrôleurs doivent être compatibles avec une opération stable du système.
- Plusieurs configurations sont possibles dans les microgrids considérés, avec un mode de contrôle propre à chaque configuration. Les transitions entre modes peuvent être sources d'interruptions liées à des instabilités, des circulations de courant réactifs, des rampes de puissance trop importantes, etc. Il peut être judicieux de limiter aux minimum ces transitions et de valider leur stabilité sur banc d'essai dans des conditions de test proches de celles attendues sur site.
- Les défaillances du plan de protection dues aux spécificités des microgrids isolés vues en section I.2.4.2 peuvent perturber la sécurité du réseau. La non-sélectivité du plan de protection peut mener à un taux d'indisponibilité important en interrompant l'ensemble du microgrid suite à un défaut. La détection de l'emplacement du défaut est alors rendue difficile ce qui rallonge le temps de réparation.
- Les modes dégradés doivent être prévus avec précaution afin de pouvoir assurer la continuité de service en cas de pannes sur certains équipements. La mise en place de redondance sur les équipements va de pair avec la configuration de ces modes dégradés.
- Du fait de l'éloignement des sites sur lesquels sont installés les systèmes, un remplacement de

pièce où l'intervention de personnel (si l'expertise n'est pas présente sur place) peuvent rallonger le temps de réparation et donc augmenter l'indisponibilité globale.

- Une maintenance non soignée peut donner lieu à un vieillissement prématuré des équipements. Pour les batteries, une sollicitation excessive augmente leur vieillissement. Des interventions tardives suite à des événements destructifs tels qu'une montée en température ou un niveau d'état de charge bas, ont également un fort impact sur leur vieillissement. Un risque important est la perte de capacité de stockage faisant fonctionner le microgrid dans un mode dégradé permanent.

I.3.3.2 Exigences et normes sur la fiabilité

La fiabilité est de plus en plus un critère prépondérant dans le développement des projets de microgrids. Parler d'accès à l'énergie n'est plus suffisant, et une certaine qualité de service est exigée (Booth et al., 2018). En Tanzanie par exemple, il est exigé aux développeurs de microgrids d'indiquer le niveau de service sur lequel ils s'engagent à la phase de conception et ce niveau de service sera contrôlé tout au long de la durée du projet. Des pénalités peuvent être réclamées en cas d'écart de performance. Le ministère de l'énergie des Etats-Unis (DOE), en collaboration avec le laboratoire NREL a développé un cadre d'assurance qualité (QAF) sur les microgrids isolés, afin de donner des lignes directrices pour une alimentation de qualité, sécurisée et abordable pour les régions isolées (Baring-Gould et al., 2016). Ce document définit différents niveaux de service en termes de qualité, disponibilité et fiabilité de l'électricité.

Tableau I-5 : Identification de trois niveau de service selon des indicateurs de fiabilité (Baring-Gould et al., 2016)

Issue	Base Level of Service	Standard Level of Service	High Level of Service
Power Reliability			
Unplanned-SAIFI _{xx} ^(1,3)	<52 per year	<12 per year	<2 per year
Unplanned-SAIDI _{xx} ^(1,3)	<876 hours (90% reliability)	<438 hours (95% reliability)	<1.5 hours (99.99% reliability)
Planned-SAIFI _{xx} ^(1,2)	No requirement but should be defined	No requirement but should be defined	<2 per year
Planned-SAIDI _{xx} ^(1,2)	No requirement but should be defined	No requirement but should be defined	<30 minutes - 100% reliability

L'organisme « World Bank » a administré le programme ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) pour définir un schéma d'évaluation de l'accès à l'énergie (Bhatia & Angelou, 2015). Ce schéma adresse l'accès à l'énergie sur différents besoins (accès à l'électricité, au chauffage, aux équipements de cuisine, aux soins, à l'éducation, etc) et s'articule sous la forme de matrices multi-niveaux, le niveau d'accès étant évalué sous plusieurs dimensions selon des critères définis. La matrice multi-niveaux d'intérêt pour cette thèse est celle correspondant à l'accès à l'électricité et est présentée dans le Tableau I-6.

Tableau I-6 : Matrice multi-niveaux d'évaluation de l'accès à l'électricité (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020)

			NIVEAU 0	NIVEAU 1	NIVEAU 2	NIVEAU 3	NIVEAU 4	NIVEAU 5
Attributs	1	Capacité de pointe	Indice de capacité énergétique (en W ou en Wh/jour)	Min 3 W	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 W	Min 2 kW
				Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1,0 kWh	Min 3,4 kWh	Min 8,2 kWh
		Services OR	Éclairage électrique, ventilation, télévision et recharge des téléphones possibles					
	2	Disponibilité (durée))	Heures par jour	Min 4 h	Min 4 h	Min 8 h	Min 16 h	Min 23 h
			Heures par soirée	Min 1 h	Min 2 h	Min 3 h	Min 4 h	Min 4 h
	3	Fiabilité					Max 14 coupures par semaine	Max 3 coupures par semaine d'une durée totale <2 h
	4	Qualité					Les problèmes de tension n'affectent pas l'utilisation des appareils souhaités.	
	5	Légalité					La facture est payée à la compagnie électrique, prépayée auprès d'un vendeur de cartes ou d'un représentant autorisé.	
	6	Santé et sécurité					Absence d'accidents passés et de perception d'un risque élevé pour l'avenir.	

La norme IEEE 1547.7 « Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resources Interconnection » propose les critères à prendre en compte pour évaluer l'impact des générateurs distribués (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Il propose une méthodologie afin d'effectuer les analyses d'impact sur les réseaux de distribution. La norme IEC - 62257 est une série de normes qui peut être utilisée comme « checklist » pour l'électrification rurale. Elle donne un certain nombre de recommandations en matière de qualité et durabilité pour la conception des mini-grids. La norme EN-50610 (NF C02-160) donne des recommandations sur les critères de qualité de l'énergie à garantir sur les réseaux de distribution. Notamment, elle précise les limites à respecter en termes de déviations de fréquence, tension, harmoniques, flicker et déséquilibres de phase.

Tableau I-7 : Limites des valeurs de tension et fréquence en BT recommandées par la norme EN-50610 (Koucoi, 2016)

Grandeurs	Valeurs admises en BT pour les réseaux non connectés et isolés
Tension	230 V ±10 % pour 95 % de la semaine
Fréquence	50 Hz +4 %/-6 % pour 100 % de la semaine

I.3.3.3 Moyens d'amélioration de la fiabilité

Les moyens d'amélioration de la fiabilité d'un système électrique peuvent être de plusieurs types (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021) :

- **Ajustements opérationnels** : Ces actions sont implémentées dans le contrôle automatique du système afin d'éviter les situations de risque de défaillance ou engager des modes dégradés suite à des défaillances ;
- **Mobilisation des moyens de production** : Ces actions sont généralement planifiées à court terme (ex : J-1) ;
- **Maintenance** : Les moyens de maintenance sont mis en œuvre pour maximiser la fiabilité globale du système ;

- **Renforcement du réseau :** De nouveaux équipements sont installés pour renforcer le microgrid. Le choix de matériel, la redondance, et le maillage du réseau sont autant de manières efficaces d'améliorer la fiabilité des réseaux électriques (Dahmani, 2014).

Ces décisions s'effectuent à différents horizons temporels, comme illustré sur la Figure I-14.

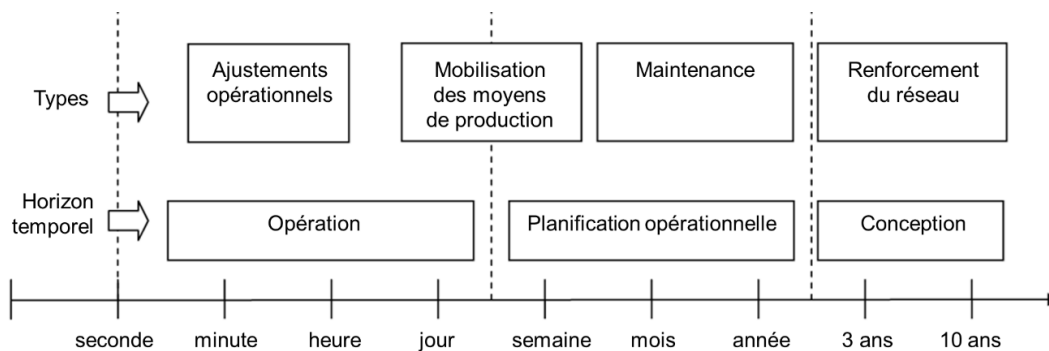


Figure I-14 : Classification des moyens décisionnels pour augmenter la fiabilité des réseaux électriques (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021)

I.3.4 Prise en compte de la fiabilité à la conception

L'IRENA a proposé une classification des types d'analyses applicables aux réseaux électriques isolés présentée dans la Figure I-15 (IRENA, 2018). La figure liste différentes analyses selon l'horizon temporel et les parties du réseau en jeu. Ainsi les trois premières études (adéquation, dimensionnement des réserves, et planification des moyens de production) considèrent uniquement la consommation et les moyens de production. Certaines études de réseaux prennent ensuite en compte le réseau de transport et d'autres également le réseau de distribution. Pour les microgrids considérés dans cette thèse, il n'est pas fait de distinction entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

		Typical time horizon		Parts of the power system represented		
		Long-/mid-term planning (month to years ahead)	Operational planning (day to week ahead)	Load and generation	Transmission	Distribution
Generation adequacy		Almost always applicable	Applicable in specific cases	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Almost never applicable
Sizing of operating reserves		Almost always applicable	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Almost never applicable
Generation scheduling		Almost always applicable	Applicable in specific cases	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Almost never applicable
Network studies	Static	Load flow	Almost always applicable	Almost always applicable	Almost always applicable	Almost always applicable
		Static security assessment	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases
		Short-circuit currents	Almost always applicable	Almost always applicable	Almost always applicable	Almost always applicable
	Dynamic	System stability	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases
		Grid connection	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases
Special	Defence plans	Almost always applicable	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases	Applicable in specific cases (UFLS & UVLS)	

Legend:
Almost always applicable
Applicable in specific cases
Almost never applicable

Figure I-15 : Classification des analyses applicables aux réseaux électriques isolés proposée par l'IRENA (IRENA, 2018)

1.3.4.1 Analyses statiques des réseaux électriques isolés

Les analyses statiques des réseaux définies par l’IRENA sont présentées dans le Tableau I-8 qui décrit pour chaque type d’étude, les indicateurs évalués, la méthode et les données d’entrées utilisées et les solutions possibles pour pallier la problématique étudiée.

Tableau I-8 : Description des études statiques de réseau électrique

	Description	Indicateur évalué	Méthode utilisée	Données d’entrées	Solutions
Load flow	Sur la base d’un scénario de production/consommation défini, vise à déterminer les tensions et flux de puissance dans des conditions normales d’opération.	Capacité du réseau à fournir la charge sans congestion ni violation des limites de tension.	Logiciel d’analyse de load flow.	- Consommation active/reactive à chaque nœud ; - Topologie du réseau ; - Paramètres électriques du réseau ; - Capacités de puissance réactives des générateurs.	- Dispatch des générateurs ; - Renforcement du réseau ; - Mesures de compensation de réactif.
Evaluation statique de sécurité	Idem que pour l’analyse load flow mais pour dans des conditions de défaillances. Les défaillances les plus probables peuvent être considérées ici.				
Etudes de court-circuit	Evalue si les capacités de courants de court-circuit des équipements ne sont pas limitantes et évalue la sélectivité du plan de protection.	Sélectivité du plan de protection.	Logiciel pour études de court-circuits.	- Modèle de load flow ; - Paramètres électriques du réseau ; - Impédances de court-circuit des générateurs ; - ICC ; - Paramètres des protections.	- Changement de configuration du réseau ; - Adaptation du plan de protection ; - Redispatch des générateurs.

1.3.4.2 Analyses de stabilité des réseaux électriques isolés

Les études dynamiques proposées par l’IRENA et présentées dans le Tableau I-9 ciblent essentiellement les problèmes de stabilité. La classification de la stabilité d’un système électrique proposée par IEEE et CIGRE en Figure I-16 est faite sur 3 niveaux (Kundur et al., 2004) :

- **La nature physique de la stabilité et la variable qui la reflète** : stabilité en angle rotorique, stabilité en fréquence, stabilité en tension.
- **La taille de la perturbation** : faibles et importantes perturbations. Les perturbations sévères, telles que les pertes de lignes et de gros générateurs concernent la stabilité transitoire, la stabilité en fréquence et la stabilité en tension aux grandes perturbations.
- **L’échelle de temps d’intérêt** : court terme (secondes à dixièmes de seconde) et long terme (dixièmes de seconde à dizaines de secondes), fortement lié à l’échelle de temps du contrôle ou du dispositif de protection étudiée.

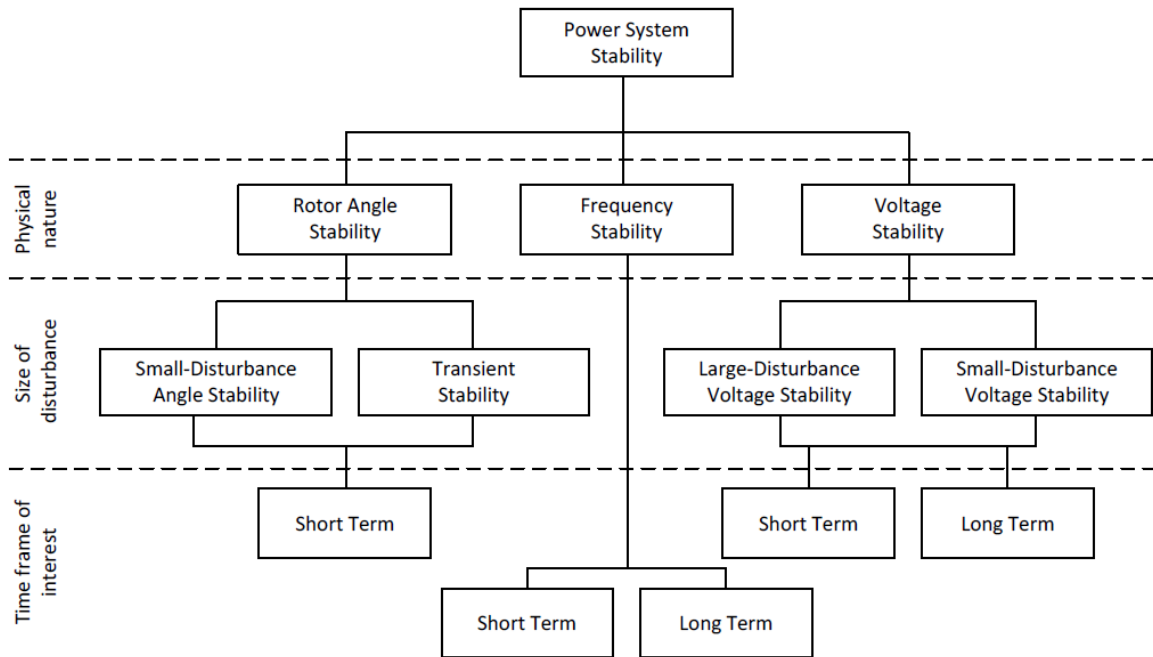


Figure I-16 : Classification IEEE/CIGRE de la stabilité d'un système électrique (Kundur et al., 2004)

La plupart des études de stabilité se concentrent sur l'instabilité de l'angle rotorique, et la stabilité en tension (Katiraei et al., 2012). La stabilité en fréquence est souvent omise, car dans les grands réseaux interconnectés, il y a des moyens de réserve conséquents répartis sur un grand nombre d'unités de production. Un fort déséquilibre de puissance est donc nécessaire avant de faire dévier significativement la fréquence. Cependant, dans le contexte des microgrids, le déséquilibre causé par la perte d'une unité de production peut être conséquent. Dans ce cas, la stabilité en fréquence est une préoccupation.

Lorsqu'un microgrid a une part importante de la puissance produite à partir de générateurs couplés via une interface d'électronique de puissance, l'inertie du réseau est diminuée. En effet, ces interfaces n'ont pas de couplage mécanique à la fréquence du réseau. Cette diminution se traduit par une rampe de fréquence plus importante suite à un déséquilibre entre production et consommation électrique. Cette rampe de fréquence (RoCoF) est mesurée en Hz/s. Sans contrôle approprié, les systèmes PV ne possèdent pas d'énergie cinétique pour participer à la réponse inertielle. Ils fonctionnent également au point de puissance maximal et ne peuvent pas fournir de puissance additionnelle pour compenser une perte de génération ou une hausse de consommation (Katiraei et al., 2012). Une mesure efficace, au détriment d'une perte de charge, pour pallier la faible inertie du système est le délestage de charge en sous-fréquence (UFLS). Il est recommandé d'augmenter la valeur du seuil de délestage en cas de faible inertie. L'inertie synthétique qui permet aux convertisseurs d'émuler l'inertie des générateurs synchrones est une autre solution technique possible et requiert un surdimensionnement des convertisseurs (Munzel, 2017). Les gestionnaires de réseau EirGrid et SONI ont engagé des études pour trouver les solutions adéquates pour faire face à l'inertie faiblissante du réseau de l'île d'Irlande (Eager, 2016).

Tableau I-9 : Description des études dynamiques de réseau électrique (IRENA, 2018; Planas et al., 2015)

	Description	Indicateur évalué	Méthode utilisée	Inputs	Solutions
Stabilité en fréquence	Evalue si l'inertie du microgrid et les niveaux de réserve ont pour conséquence des variations importantes de fréquence qui peuvent engendrer la déconnexion de générateurs, l'activation de délestage de charge (UFLS) ou blackout.	- Nadir de fréquence ; - RoCof.	Simulation utilisant un modèle dynamique du microgrid.	- Liste d'incidents normatifs (perte d'éléments du réseau, échelon de puissance) ; - Modèle load flow.	- Inertie synthétique ; - Redispatch des générateurs ; - Stockage pour support fréquence ; - Paramétrage UFLS.
Stabilité transitoire	- Evalue si le système reste stable après un défaut, îlotage, perte d'un producteur ; - Détermine les marges de stabilité transitoire pour chaque type de défaut ; - Evalue les capacités FRT des générateurs.	- Perte d'éléments dues aux protections ; - Perte de synchronisme ; - CCT (Critical clearing time).	- Dynamic security assessment (DSA) ; - Simulations dynamiques itératives pour le calcul de CCT.	Liste d'incidents normatifs.	- Renforcement du réseau ; - Redispatch, écrêtage des générateurs ; - Action du stockage ; - Délestage de charge ; - Paramétrage des protections ; - Contrôle des convertisseurs.
Stabilité en tension	- Evalue la capacité du réseau à maintenir des niveaux de tension acceptables dans des conditions normales ou après être sujet à des perturbations.	- Instabilité de la tension ; - Capacités suffisantes de support de réactif.	- Analyse de court-circuit ; - Faibles variations de puissance.	- Limiteurs de courant ; - Limites d'injection/absorption de réactif.	- Compensation de réactif ; - Délestage de charge.

I.3.5 Revue bibliographique des méthodes d'analyse de fiabilité

Cette section fait un état de l'art des méthodes d'analyse de fiabilité appliquée au domaine des microgrids isolés. La littérature scientifique traite davantage les microgrids interconnectés. Il est généralement admis que ces microgrids, par leur capacité d'îlotage, participent à améliorer la fiabilité des réseaux électriques. Pour un microgrid isolé, comme il est sujet dans cette thèse, la fiabilité ne concerne que les utilisateurs connectés au sein du microgrid. Escalera (2018) propose une revue des méthodologies proposées pour l'analyse de fiabilité dans les réseaux modernes intégrant des sources distribuées.

Hartvigsson (2018) inclut dans l'analyse de fiabilité du microgrid le rôle des utilisateurs et l'entité en charge de l'exploitation du réseau. Ces deux aspects sont en interaction et influencent la performance technique du microgrid, comme illustré en Figure I-17. L'auteur fait également la distinction entre adéquation et fiabilité, la fiabilité intégrant en plus une notion de qualité de l'énergie. L'auteur met en avant le risque d'étudier les microgrids sur un aspect purement technique, oubliant le contexte environnant. Pour un microgrid autonome, l'adéquation correspond à un critère de fiabilité crucial car l'équilibre production-consommation est d'autant plus critique que le réseau est petit et le nombre de générateurs est faible (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). La prise en compte des pannes et défauts

peut être ensuite ajoutée à l'analyse. La présence d'un nombre important de convertisseurs d'électronique de puissance dans un réseau réduit sa fiabilité (Patrao et al., 2015). De plus, des architectures plus complexes avec plusieurs étages de conversion réduisent également la fiabilité. La prise en compte des données de fiabilités de l'ensemble des équipements du microgrid peut permettre d'estimer une fiabilité globale d'une architecture de réseau donnée avec les méthodes analytiques. La performance des dispositifs de protection et les schémas de reconfiguration peuvent être également inclus dans le processus d'analyse de fiabilité (Escalera et al., 2018).

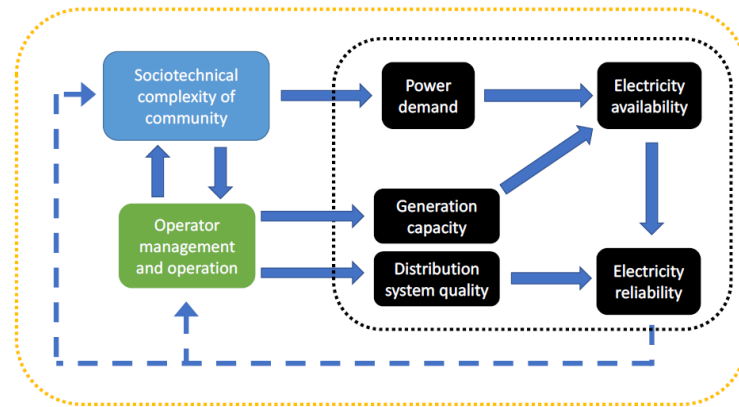


Figure I-17 : Modélisation de la fiabilité d'un microgrid utilisée par Hartvigsson (2018)

Eslami *et al.* (2017) utilisent une méthode séquentielle de Monte Carlo pour évaluer la performance d'un plan de détection des défauts pour différentes topologies. Deux indicateurs sont utilisés pour évaluer la fiabilité : l'espérance d'énergie non fournie (EENS) et le pourcentage de défauts isolés. Les étapes de l'algorithme sont effectuées sur chaque heure de l'année et sur plusieurs années, ce qui permet de prendre en compte les variations de production et de consommation au cours de l'année et les changements de configurations du réseau liés au démarrage et arrêt des sources.

Dag *et al.* (2017) présentent une approche de modélisation de générateurs distribués incluant l'impact du réglage primaire de statisme, qui peut être appliquée à des simulations de flux de puissance ou analyses de court-circuit. L'auteur explique que les convertisseurs utilisés dans les microgrids ont des comportements spécifiques liés à leur contrôle de statisme et les limitations de courants qui ne peuvent pas être traités avec les outils de simulation traditionnels. Des équations statiques représentant le comportement y compris le contrôle primaire, peuvent être résolues avec une modélisation en phaseur.

Xu *et al.* (2014) s'intéressent à l'impact de l'opération du plan de protection sur la fiabilité d'un microgrid pouvant être îloté. Les défaillances du plan de protection, incluant aveuglements et déclenchements intempestifs sont modélisées par des fonctions de probabilité. Les résultats sont illustrés avec trois indicateurs de fiabilité : SAIFI, SAIDI et ENS.

Bae et Kim (2008) évaluent la fiabilité d'un réseau de distribution en incluant des générateurs distribués (PV et Diesel) et en utilisant une méthode analytique. Une matrice de connexion est proposée pour représenter la configuration du réseau. Des décisions de reconfiguration du réseau suivant un défaut sont proposées.

Ansari *et al.* (2016) ont proposé une méthode hybride analytique-simulation pour évaluer la fiabilité aux points de charge d'un microgrid contenant des éoliennes et des centrales photovoltaïques, ainsi que des charges pilotables selon des niveaux de priorité. La méthode de simulation permet de prendre en compte les variations temporelles des générateurs renouvelables et les ordres de priorité des charges. La méthode analytique prend en compte la topologie du réseau ainsi que les taux de panne et réparation des

différents composants. Les indicateurs sont enfin calculés en combinant les défaillances obtenues avec les deux méthodes.

Kumar *et al.* (2017) réalisent des analyses statiques de flux de puissance et des simulations dynamiques d'un microgrid dans l'objectif de proposer des recommandations sur le contrôle du réseau insulaire en matière de besoin de réserve, pénétration maximale d'EnR et pilotage de charge. Un besoin de réserve avec l'augmentation de la production PV installée est calculé et est incorporé aux scénarios de dispatch pour les simulations statiques et dynamiques.

I.4 Méthodes de conception appliquées aux microgrids isolés

La conception d'un microgrid consiste à effectuer « la sélection, le design, et le dimensionnement optimal des sources de production et des sources de stockage d'énergie pour améliorer les performance en terme de coût et fiabilité tout en garantissant l'alimentation des consommateurs du microgrid » (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). La conception et le dimensionnement des microgrids commence généralement par les phases suivantes :

- Identification du potentiel énergétique du site ;
- Modélisation des systèmes de production, de conversion et de stockage d'énergie;
- Estimation de la consommation et projection moyenne et long terme ;
- Détermination des critères d'optimisation.

Les différentes méthodes et outils existants seront explorés dans les sections suivantes. Dans un premier temps, une revue des différentes méthodes et outils de conception est présentée. Ensuite les principaux indicateurs de conception retrouvés seront listés.

I.4.1 Classification des méthodes de conception

I.4.1.1 Méthodes analytiques simples

Une première approche du problème de dimensionnement d'un microgrid est d'utiliser des formules analytiques pour déterminer la taille des principaux composants. Le Tableau I-10 présente une méthodologie simple pour dimensionner la taille du champs solaire, groupe électrogènes, batteries, et onduleur (The German Climate Technology Initiative & GIZ, 2016).

Canziani & Melgarejo (2019) proposent également des formules simples basées sur un profil type de consommation et production PV, visant à dimensionner les batteries et le champs solaire de manière à charger et décharger l'énergie requise par la consommation nette (consommation - production solaire).

Tableau I-10 : Règles de dimensionnement d'un microgrid isolé PV-GE-ESS (The German Climate Technology Initiative & GIZ, 2016)

Description	Préconisation
Taille du champs solaire	Capable d'alimenter 40 % de la charge journalière la 1 ^{ère} année
Dimensionnement du groupe électrogène	Capable d'alimenter la pointe de charge évaluée à la fin du projet
Dimensionnement des batteries	Selon l'excès d'énergie PV à la première année et l'énergie nécessaire pendant les périodes de faible consommation à la fin du projet
Dimensionnement de l'onduleur batteries	Dimensionné pour les périodes à faible apport solaire et lorsque la consommation est trop faible pour l'utilisation efficace du GE

Des règles simples pour assurer un niveau de fiabilité peuvent aussi être retrouvées. La marge de réserve de capacité peut par exemple correspondre à une marge prise sur la pointe de charge (entre 10 et 20 %) pour dimensionner la capacité totale de production nécessaire (Thang, 2012). Un autre critère peut être la perte de la plus importante unité de production. Ainsi, selon ce critère, le système électrique doit être capable de continuer à satisfaire la pointe de charge sans cette unité de production. Ce critère est souvent associé à la marge de réserve de capacité. Ainsi, la capacité de réserve est la somme de la capacité de l'unité de production la plus importante et un pourcentage fixe de la pointe de charge attendue. La sécurité N-1 est un autre critère très couramment utilisé pour évaluer la réserve nécessaire pour le fonctionnement du système électrique. Ce critère assure le fonctionnement du système avec l'absence d'un composant quelconque (en régime N-1), bien que le système fonctionne la plupart du temps dans le régime N. Cette approche entraîne un besoin de redondance onéreux non compatible avec les microgrids isolés. Enfin, le critère de coût de fiabilité peut être pris en compte. Augmenter la fiabilité permet de réduire considérablement le coût de défaillance du système. Ce coût peut intégrer le coût d'interruption pour les utilisateurs, le coût de détérioration des équipements et les pénalités pour ne pas respecter le niveau de fiabilité requis. Augmenter la fiabilité nécessite cependant un coût d'investissement et d'installation de nouveaux équipements tels que des sources de génération, des nouvelles lignes, des systèmes de stockage, des dispositifs de protection, etc. (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021). Ces coûts sont illustrés sur la Figure I-18. Le point marqué par un « x » correspond au niveau de fiabilité optimal, au-dessus duquel les coûts engendrés pour augmenter la fiabilité ne sont plus justifiés par rapport à la réduction du coût lié aux défaillances.

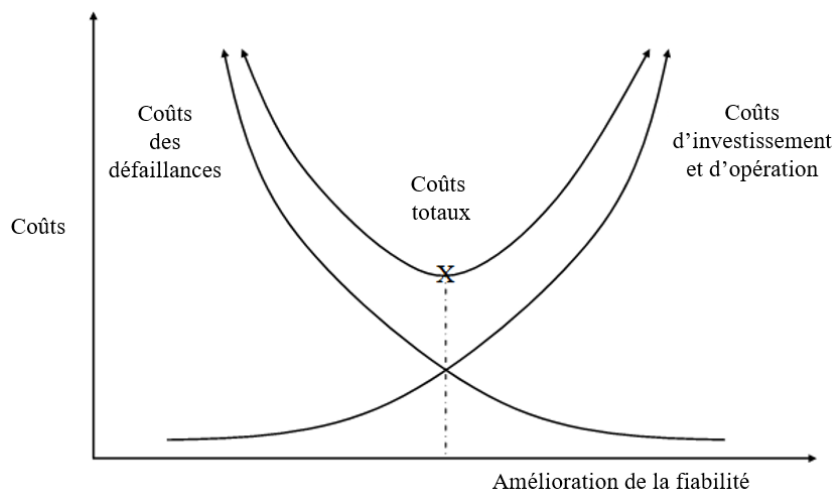


Figure I-18 : Coût d'indisponibilité vs. coût d'investissement pour améliorer la fiabilité (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021)

1.4.1.2 Méthodes d'optimisation

Un problème d'optimisation est d'abord défini par l'espace de recherche de ses solutions, qui regroupe l'ensemble des domaines de définition des variables du problème. Une méthode d'optimisation vise à trouver dans cet espace la solution ou l'ensemble de solutions, qui permet de satisfaire au mieux les critères du problème (Clément, 2017). Une classification des méthodes d'optimisation est proposée en Figure I-19. Ces méthodes peuvent être distinguées selon les aspects suivants :

- **Méthodes exactes ou approchées :** Les méthodes exactes explorent l'espace de recherche de façon méthodique. Ces méthodes sont difficilement applicables à des problèmes de grande taille, pour lesquels le temps de calcul pour obtenir un optimum global peut être conséquent (Clément, 2017). Les méthodes métaheuristiques combinent la création aléatoire dans

l'espace de recherche et l'utilisation d'une heuristique, qui permet de guider la convergence de l'algorithme vers des solutions proches de l'optimum. Elles forment une famille d'algorithmes d'optimisation, qui sont apparues pour résoudre des problèmes d'optimisation difficiles. Ce sont des algorithmes stochastiques itératifs qui utilisent alternativement des phases d'exploitation, d'exploration et d'apprentissage pour la recherche de solutions. Ces algorithmes cherchent à défaut de trouver l'optimum global, à se rapprocher aussi près que possible de ce dernier, en faisant un compromis avec le temps de calcul (Dipama, 2010). Certaines méthodes sont dites à trajectoire produisant une seule solution à la fois, et d'autres évaluent les solutions pour une population entière à la fois. Les méthodes d'optimisation par essaims particulaires (PSO) et les algorithmes génétiques (GA) sont des méthodes métaheuristiques à populations (Tezer et al., 2017).

- **Méthode stochastiques ou déterministes** : Les méthodes stochastiques génèrent et utilisent des variables aléatoires, tels qu'utilisés par de nombreuses méthodes métaheuristiques. Les méthodes déterministes utilisent uniquement des variables connues.
- **Méthodes analytiques ou non** : Les méthodes analytiques s'appuient sur une formulation mathématique du problème d'optimisation.

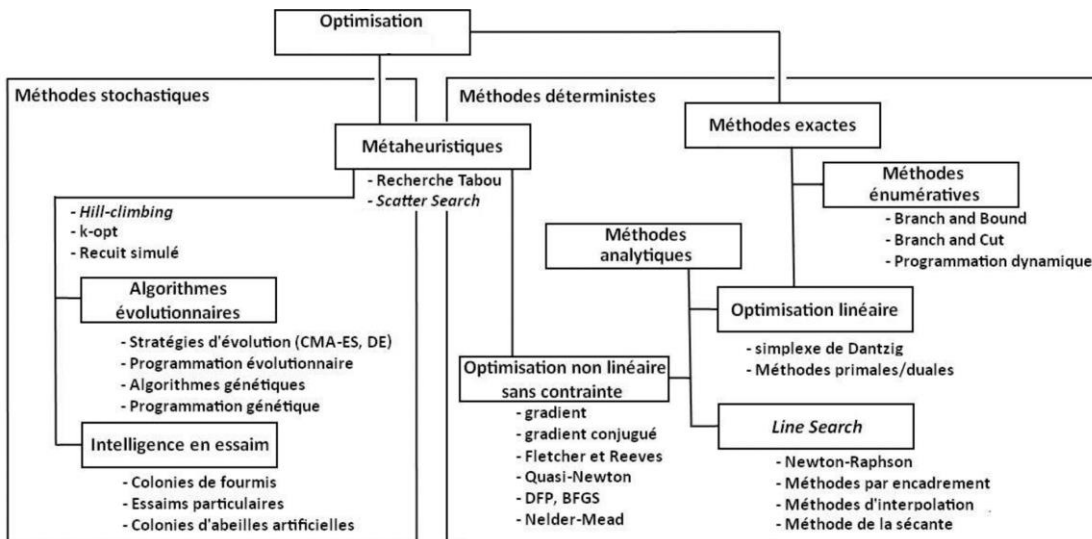


Figure I-19 : Classification des méthodes d'optimisation (Gardeux, 2011)

Dans une méthode d'optimisation multi-objective, les décisions finales sont des compromis entre les objectifs exprimés de façon mathématique (Clément, 2017). Il existe plusieurs moyens d'exprimer ces compromis. Les méthodes agrégées combinent les fonctions objectives en une seule fonction, de sorte à pouvoir appliquer une méthode d'optimisation mono-objective au problème. Il faut pouvoir réussir à exprimer tous les objectifs avec la même unité, ce qui peut être compliqué. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer la moyenne pondérée, le « goal programming », le « goal attainment » ou la méthode « ϵ -contrainte ». Les méthodes non-agrégées aboutissent à un ensemble de solutions quasi-optimales parmi lesquels le décideur doit faire son choix. Les différentes méthodes non-agrégées peuvent être séparées entre celles basées sur la dominance au sens de Pareto et les autres méthodes (Clément, 2017). Dans une approche de Pareto, la méthode cherche à trouver un semble de solutions présentant les meilleurs compromis au regard des objectifs à minimiser qui est ensuite proposé au décideur. Les méthodes d'optimisation utilisant la dominance de Pareto sont basées sur des algorithmes métaheuristiques tels que les algorithmes génétiques et les algorithmes à essaims particulaires. D'autres méthodes non-Pareto se distinguent par la considération indépendante des objectifs.

1.4.1.3 Outils/logiciels de conception

Il existe aujourd'hui une multitude de logiciels proposés pour la conception et la simulation de microgrids qui peuvent être classifiés en 4 catégories (Sortomme et al., 2008) :

- Les outils de préfaçabilité pour calculer le potentiel énergétique et l'analyse des coûts ;
- Les logiciels de dimensionnement des sources de production et stockage ;
- Les logiciels de simulation qui évaluent la performance des microgrids ;
- Les outils de R&D qui peuvent effectuer des analyses variées.

Nombre de ces logiciels utilisent des algorithmes d'optimisation tels que les algorithmes génétiques. Des revues bibliographiques ont été réalisées sur les différents outils existants pour concevoir des microgrids isolés (Erdinc & Uzunoglu, 2012; A. P. Kumar, 2016; P. Kumar & Deokar, 2018; Sinha & Chandel, 2014).

De nombreux articles utilisent le logiciel Homer pour dimensionner les systèmes hybrides de production d'énergie (Homer Energy, 2020). Homer est un logiciel d'optimisation, développé par le laboratoire NREL, utilisé pour concevoir les systèmes hybrides de type microgrid ou systèmes individuels autonomes. Le logiciel simule toutes les configurations possibles parmi des valeurs de paramètres contraintes par l'utilisateur, calcule les flux d'énergie et listant les configurations en fonction de leur coût d'énergie (COE). Homer peut optimiser des microgrids comprenant des sources de types PV, éolien, biomasse, groupes électrogènes, générateurs hydroélectriques et des systèmes de stockage de type batteries, hydrogène et volant d'inertie (Zambroni de Souza & Castilla, 2019). Le temps de calcul de chaque configuration est faible ce qui permet d'explorer un espace de recherche assez large.

Improved hybrid optimization by genetic algorithm (iHOGA) est un autre logiciel d'optimisation appliqué aux systèmes hybrides (iHOGA, s. d.). Un aspect intéressant du logiciel est qu'il permet d'effectuer une optimisation multi-objective en considérant jusqu'à 3 indicateurs (coût, émissions de CO₂, énergie non distribuée) grâce à l'exploitation d'un algorithme génétique. Le logiciel permet une modélisation des incertitudes et propose des modèles détaillés de chaque source. iHOGA offre également plus de flexibilités dans la modélisation des stratégies d'opération comparé à Homer.

Hybrid power system 2 (HYBRID2) est un outil pour simuler et analyser la performance long-terme de systèmes hybrides variés, en utilisant des simulation probabilistes ou basées sur des séries temporelles de données (Rey et al., 2019). Cet outil n'est pas voué à la conception des systèmes mais peut être utilisé a posteriori d'un prédimensionnement pour optimiser la solution.

Transient energy system simulation program (TRNSYS) est une suite logiciel pour simuler des systèmes énergétiques, développé par l'université de Wisconsin et l'Université de Colorado. Cet outil peut être utilisé pour simuler et optimiser des systèmes variés, incluant PV, éolien, hydrogène, *etc.*

Le logiciel "Renewable Energy Technologies Screen" (RETScreen) a été développé par le ministère canadien des ressources naturelles pour évaluer des systèmes énergétiques d'un point de vue technico-économique. C'est un logiciel gratuit exploitant une interface développée sur Excel qui permet en plus des analyses technico-économiques d'effectuer des analyses de sensibilité, une évaluation environnementale et une analyse financière.

Les capacités des différents outils mentionnés ci-dessus sont résumés dans le Tableau I-11. Nombreux autres outils logiciel sont présentés par Sinha & Chandel (2014). De plus en plus d'outils « open-source » apparaissent également, et proviennent de travaux de recherche documentés à travers des publications d'articles. Des exemples sont les outils MicroGrids (Balderrama et al., 2019), micrOgridS (Berendes et al., 2018), *etc.*

Tableau I-11 : Capabilités des différents logiciels revus pour la conception de systèmes hybrides

	HOMER	iHOGA	Hybrid2	RETScreen	TRNSYS	
Données d'entrées	Profil de charge	✓	✓	✓	✓	
	Ressource renouvelable	✓	✓	✓	✓	
	Techniques	✓	✓	✓		
	Economiques		✓			
	Contrôle du système	✓	✓		✓	
	Emissions	✓	✓			
Base de données	Projets			✓		
	Produits	✓	✓			
Type d'analyse	Dimensionnement	✓	✓	✓		
	Evaluation technique	✓	✓	✓		
	Evaluation financière	✓		✓	✓	
	Evaluation environnementale	✓	✓		✓	
	Optimisation multi-objective		✓			
	Analyse sur cycle de vie (LCA)		✓			
	Analyse probabiliste		✓			
	Etude de sensibilité et risque	✓			✓	
	Analyses dynamiques					✓

I.4.2 Indicateurs de conception

Al-falahi *et al.* (2017) listent des indicateurs variés utilisés dans les méthodes de conception retrouvées dans la littérature. La plupart sont des indicateurs économiques, de fiabilité ou environnementaux. Des indicateurs à caractère social peuvent également être retrouvés dans certaines méthodes. Les auteurs ont observé que les méthodes d'optimisation mono-objective se concentraient sur un indicateur de coût, alors que les méthodes de conception multi-objective considéraient généralement des indicateurs de coût et de fiabilité. Les principaux indicateurs utilisés sont présentés dans les sections suivantes.

I.4.2.1 Indicateurs économiques

Le coût représente le premier objectif de conception et prend en compte généralement les coûts d'investissement, d'opération et maintenance, et de remplacement. Plusieurs indicateurs peuvent être retrouvés pour exprimer le coût du système (Tezer *et al.*, 2017):

- Le coût actualisé net (NPC) estime l'ensemble des coûts d'investissement et d'opération sur la durée de vie du projet ;
- Le coût sur cycle de vie (LCC) couvre l'ensemble du cycle de vie du produit et intègre les coûts depuis la conception au recyclage des différents éléments du système ;
- Le coût actualisé de l'énergie (LCOE) est calculé par le ratio entre le coût total du microgrid et l'énergie fournie par le système sur la durée de vie du projet ;
- La durée de retour sur investissement est définie par le temps (généralement en années) nécessaire au recouvrement des coûts d'investissement initiaux.

La valeur résiduelle des équipements peut être prise en compte pour valoriser la possibilité d'utiliser les composants au-delà de la durée du projet. Les indicateurs de coûts peuvent également intégrer une part liée aux émissions de gaz à effet de serre pour internaliser l'aspect néfaste de la pollution. Enfin, la fiabilité peut être exprimée par un coût d'indisponibilité et donc être intégrée à un indicateur économique. Différentes fonctions coût peuvent être utilisées selon le type de consommateur pour modéliser l'impact d'une indisponibilité du réseau (résidentiel, industriel, médical, *etc*).

I.4.2.2 Indicateurs de fiabilité

Les indicateurs de fiabilité ont été présentés en section I.3.1.3. La sécurité du microgrid n'est généralement pas un critère d'optimisation car le plan de protection s'adapte au dimensionnement et à l'architecture du microgrid. Certains auteurs ont néanmoins mis en avant la nécessité de prendre en compte le plan de protection dans la phase de conception des microgrids (Xu et al., 2014, 2016).

I.4.2.3 Indicateurs environnementaux

Les indicateurs environnementaux sont moins courants que les indicateurs économiques et de fiabilité dans les méthodes de conception. Cependant, il apparaît crucial d'augmenter la part d'électricité produite à partir d'énergie renouvelable. Une motivation peut être également économique avec l'incertitude sur l'évolution des prix de carburants, la mise en place de subventions ou crédits d'impôts sur les technologies propres, *etc* (Liu et al., 2018). Parmi les indicateurs environnementaux, on peut noter les suivants :

- Les émissions de gaz à effet de serre qui peuvent être estimées en kg de CO₂ équivalent grâce à des facteurs de conversion ;
- L'intégration d'énergie renouvelable qui correspond à la part d'énergie renouvelable intégrée dans le mix énergétique du réseau ;
- L'analyse sur cycle de vie (LCA) qui prend en compte l'ensemble de la durée de vie des composants du système, incluant la fabrication, le transport, le recyclage, *etc*.

I.4.2.4 Indicateurs sociaux

Des indicateurs sociaux sont également retrouvés dans la littérature et prennent en compte l'amélioration des conditions de la population raccordée au microgrid. Les indicateurs sociaux principaux sont les suivants :

- Le nombre d'emplois créés, qui peuvent être liés à l'installation, l'opération et la maintenance du microgrid, ainsi qu'à la gestion de la structure et aux raccordements des utilisateurs ;
- L'index de développement humain (HDI) qui peut être amélioré par l'accès à une consommation électrique fiable et de qualité.

I.5 Synthèse et positionnement de la thèse

Une revue des principaux aspects techniques des microgrids isolés a été dressée dans ce chapitre, permettant d'une part de définir clairement le périmètre d'étude qui sera suivi dans cette thèse, et d'autre part de cerner les principaux verrous associés à la conception de ces systèmes.

Le périmètre concerne des petits réseaux électriques compris entre 50 kVA et 10 MVA exploitant des générateurs solaires, systèmes de stockage et groupes électrogènes. Ces microgrids sont destinés à alimenter des sites isolés n'ayant pas de raccordement possible au réseau de distribution principal, tels que des villages, des petites îles, ou des sites industriels.

La méconnaissance des phénomènes impactant la fiabilité des microgrids isolés est un verrou principal à l'optimisation de la performance de ces systèmes sur le long-terme. Il a été vu dans ce chapitre que la fiabilité est un enjeu majeur dans les projets microgrids aussi bien pour la population concernée dont le développement économique et social nécessite l'accès à une électricité fiable et de qualité que pour la structure en charge de l'exploitation du système. En effet, les coûts d'intervention dans les zones isolées ciblées par ces projets peuvent être conséquents. La grande majorité des méthodes pour évaluer la fiabilité des microgrids isolés traitent la fiabilité d'un point de vue de l'adéquation production-consommation. La performance en matière de disponibilité d'un microgrid est lié à des facteurs variés qui ne sont pas pris en compte dans les méthodes d'analyse de fiabilité existantes. La mise en place d'un plan de protection performant, la redondance, le paramétrage des contrôleurs, la gestion de la réserve et des modes dégradés, la prise en compte de la variabilité de la ressource renouvelable, la minimisation du vieillissement des composants sont autant de facteurs techniques qui ont un rôle crucial dans la conception d'un microgrid performant. D'autres facteurs tels que la formation du personnel exploitant le microgrid, la sensibilisation de la population, et la participation au développement des activités productives sont d'autres facteurs de réussite tout aussi importants.

La considération de la fiabilité dans les méthodes de conception est également souvent limitée à une évaluation de l'adéquation production-consommation. Une revue bibliographique des méthodologies de conception sera proposée dans les chapitre III, mettant ainsi plus en avant les verrous existants dans ces méthodes.

Un autre verrou est la méconnaissance des compromis existants entre le taux d'intégration d'énergie renouvelable et la fiabilité du système conçu. Ces objectifs sont souvent considérés indépendamment l'un de l'autre. Un objectif principal des projets microgrids, observé sur certains logiciels de conception couramment utilisés, est de réduire au maximum le coût de l'énergie fournie afin d'assurer la viabilité économique du projet.

Enfin, un verrou prépondérant est l'absence de considération pour l'évolution des microgrids dans le temps. Cela comprend l'évolution de la consommation dans le temps, l'évolution de la sollicitation du système et des règles de gestion d'énergie, ainsi que l'évolution du dimensionnement sur le long terme pour s'adapter à ces changements. Les verrous existants sur ces aspects seront explorés plus en détail à travers une revue bibliographique des méthodes de conception considérant le caractère évolutif des microgrids présentée dans le chapitre IV.

La thèse a pour ambition principale d'adresser ces verrous, et de développer une méthodologie pour dimensionner de manière optimale un microgrid à forte intégration d'énergie renouvelable tout en contrôlant la fiabilité. Une ambition majeure est d'améliorer la viabilité technique et économique des micro-réseaux renouvelables et lever des barrières sur les systèmes à forte intégration renouvelable. Les étapes suivantes ont été suivies afin d'atteindre cet objectif :

- Développer une méthodologie pour simuler l'opération d'un microgrid isolé sur sa durée de vie à travers une modélisation énergétique permettant d'observer les phénomènes d'intérêt ;
- Proposer une méthode d'analyse de fiabilité dans le but d'évaluer la disponibilité d'un microgrid en considérant des phénomènes impactant et négligés dans la littérature ;
- Incorporer ces développements dans une méthode de conception permettant de concevoir le dimensionnement, la redondance et la stratégie de gestion du système ;
- Adapter la méthodologie pour prendre en compte l'évolution du microgrid au cours du temps en fonction des hypothèses d'évolution de la consommation afin d'optimiser la fiabilité, le coût et l'intégration d'énergie renouvelable.

Les travaux réalisés dans cette thèse s'articulent en 3 parties. Dans le chapitre II, la modélisation énergétique d'un microgrid isolé est présentée. Ce chapitre documente également une méthode d'analyse de fiabilité applicable aux microgrids étudiés. Un projet microgrid réel est utilisé comme cas d'étude pour illustrer les résultats obtenus avec la méthode. Dans le chapitre III, une méthode d'optimisation multi-objective du dimensionnement est proposée sur les critères de coût, fiabilité et intégration d'énergie renouvelable. Enfin, dans le chapitre IV, une amélioration de la méthode est proposée, sur les mêmes critères d'optimisation, pour prendre en compte le caractère évolutif des microgrids considérés. Une comparaison est faite avec la méthode sans considération pour l'évolution du dimensionnement.

CHAPITRE II. Modélisation énergétique et analyse de fiabilité d'un microgrid isolé

Sommaire chapitre II

II.1	INTRODUCTION	54
II.2	MODELISATION DES COMPOSANTS DU MICROGRID.....	54
II.2.1	Centrale solaire photovoltaïque (PV).....	54
II.2.1.1	Données d'entrées du modèle.....	55
II.2.1.2	Modélisation du champ solaire photovoltaïque.....	55
II.2.1.3	Modélisation du convertisseur d'électronique de puissance	55
II.2.2	Système de stockage	56
II.2.2.1	Modélisation du système de conversion des batteries (PCS)	56
II.2.2.2	Modélisation du parc batteries (ESS).....	57
II.2.2.3	Modélisation des auxiliaires (AUX).....	58
II.2.2.4	Modélisation du vieillissement des batteries	58
II.2.3	Groupe électrogène (GE)	59
II.3	MODELISATION DU CONTROLE DU MICROGRID	60
II.3.1	Architecture de contrôle.....	60
II.3.2	Système de gestion d'énergie (EMS).....	61
II.3.3	Système de gestion de puissance (PMS).....	64
II.3.4	Contrôleur de groupes électrogènes.....	64
II.3.5	Stratégies de grid-forming	65
II.4	INDICATEURS TECHNICO-ECONOMIQUES CHOISIS	65
II.4.1	Indicateur de coût.....	65
II.4.2	Indicateur d'intégration d'énergie renouvelable	66
II.5	METHODE D'ANALYSE DE FIABILITE DU MICROGRID	66
II.5.1	Méthode d'analyse d'adéquation	66
II.5.2	Méthode d'analyse de fiabilité liée aux pannes	67
II.5.3	Méthode d'analyse de fiabilité du plan de protection	71
II.5.3.1	Modélisation du réseau de distribution du microgrid	72
II.5.3.2	Calcul des courants de courts-circuits sur les états observés.....	72
II.5.3.3	Calcul des flux de courants pour chaque pas de temps	72
II.5.3.4	Calcul des indicateurs de fiabilité de la protection pour chaque protection i	72
II.6	RESULTATS OBTENUS SUR LE CAS D'ETUDE	75
II.6.1	Présentation du cas d'étude.....	75
II.6.2	Résultats de simulation	79
II.6.3	Résultats d'analyse de fiabilité	82
II.6.4	Synthèse et discussion des résultats obtenus.....	84
II.7	CONCLUSIONS.....	85

II.1 Introduction

Les travaux entrepris dans le cadre de cette thèse visent à développer une méthode de conception pour les microgrids isolés permettant de mettre en avant les compromis entre les critères de décision suivants :

- Critère économique ;
- Critère de fiabilité ;
- Critère environnemental.

La méthode de conception sera l'objet du chapitre III. Celle-ci repose sur une simulation technico-économique d'un microgrid isolé visant à estimer un indicateur pour chacun des critères cités précédemment. La simulation nécessite une modélisation des différents éléments du microgrid ainsi que des lois de contrôle. Cette modélisation peut se faire à une échelle énergétique ou dynamique. L'approche énergétique repose sur la modélisation des flux de puissance et prend en compte uniquement les phénomènes statiques. L'approche dynamique effectue une modélisation plus fine du système et permet de prendre en compte les phénomènes transitoires. Cependant, elle nécessite une simulation sur un pas de temps plus faible exigeant un temps de calcul plus long et des modèles plus complexes (Roy, 2019).

Une modélisation sur une approche énergétique a été choisie dans cette partie, elle permet d'évaluer un microgrid sur les critères économique et environnemental avec un temps de calcul suffisamment court pour être intégrée dans la méthode d'optimisation présentée en section III. Une analyse de fiabilité est également nécessaire pour évaluer le microgrid sur un indicateur d'indisponibilité. L'ensemble des modèles présentés ont été développés avec les langages de programmation Python et Julia.

Dans la section II.2, la modélisation des principaux composants des microgrids considérés sont détaillés. La section II.3 se concentre sur la modélisation des différentes briques de contrôle. La section II.4 liste les indicateurs technico-économiques choisis pour évaluer les microgrids isolés. La méthodologie d'analyse de fiabilité proposée est ensuite présentée en section II.5. Enfin la méthode de simulation et d'analyse de fiabilité sont appliquées à un cas d'étude de projet microgrid réel et les résultats sont présentés en section II.6. La section II.7 propose une conclusion sur le chapitre.

II.2 Modélisation des composants du microgrid

Le périmètre d'étude a été présenté dans le chapitre I avec une définition des microgrids considérés, les sources de production et architectures retenues. La modélisation de ces différents composants est présentée dans les paragraphes suivants.

II.2.1 Centrale solaire photovoltaïque (PV)

Une centrale solaire photovoltaïque permet de convertir le rayonnement solaire en électricité. Cette centrale est composée des éléments suivants :

- Un champ de panneaux photovoltaïques injectant un courant continu. Le champ est configuré en plusieurs chaînes de panneaux en séries qui peuvent-elles même être raccordées en parallèle.
- Un convertisseur en charge d'optimiser le point de fonctionnement des chaînes de panneaux ainsi que de convertir la tension électrique à celle souhaitée.

II.2.1.1 Données d'entrées du modèle

Un panneau solaire photovoltaïque utilise le rayonnement solaire atteignant la surface du panneau. Ce rayonnement comprend trois composantes : le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement diffus réfléchi par le sol. Ces valeurs dépendent de la course du soleil ainsi que différentes variables atmosphériques influençant le rayonnement atteignant le panneau (« Available Solar Radiation », 2013). Dans cette thèse, il a été choisi d'utiliser directement en donnée d'entrée l'irradiance totale reçue par le panneau dans son plan incliné. La température ambiante est une deuxième donnée importante pour calculer les pertes liées à la température des cellules photovoltaïques. La base de données HelioClim permet de récupérer ces deux données en renseignant une localisation et une inclinaison des panneaux (Blanc et al., 2011).

II.2.1.2 Modélisation du champ solaire photovoltaïque

La modélisation du champ solaire est faite de manière à calculer une puissance DC maximale théorique à partir des données d'irradiance et de température. Cette puissance $P_{mppt_{PV}}(t)$ correspond à la puissance au point de puissance maximal qui peut être obtenue avec un contrôle de type « Maximal Power Point Tracking » (MPPT). Cette puissance dépend de la puissance de panneaux installée $P_{nom_{PV}}$, de l'irradiance globale sur le plan incliné des panneaux $G_{tot}(t)$ et du rendement global de conversion $\eta_{PV}(t)$ entre l'énergie électrique théorique pouvant être produite par les modules et la puissance réellement injectée (Khenfous et al., 2017; Maleki & Pourfayaz, 2015).

$$P_{mppt_{PV}}(t) = P_{nom_{PV}} \times \frac{G_{tot}(t)}{1000} \times \eta_{PV}(t) \quad (II-1)$$

$\eta_{PV}(t)$ prend en considération un rendement constant η_{CstPV} qui intègre les pertes résistives dans les câbles, les pertes liées à la salissure des panneaux et au déséquilibre entre chaînes de panneaux, ainsi que l'influence de la température au niveau des modules $T_c(t)$ selon l'équation suivante :

$$\eta_{PV}(t) = \eta_{CstPV} \times [1 + \alpha \times (T_c(t) - T_{c,ref})] \quad (II-2)$$

Avec :

- α : le coefficient de dégradation de la production PV en fonction de la température [$^{\circ}C^{-1}$] ;
- $T_{c,ref}$: la température de la cellule dans des conditions standard de référence [$^{\circ}C$].

La température au niveau des modules $T_c(t)$ est calculée à partir des données de température ambiante $T_a(t)$ et d'irradiance globale sur le plan incliné des panneaux $G_{tot}(t)$ selon l'équation suivante :

$$T_c(t) = T_a(t) + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \times \frac{G_{tot}(t)}{G_{NOCT}} \quad (II-3)$$

Avec :

- $T_{c,NOCT}$: la température des modules dans des conditions de fonctionnement normales [$^{\circ}C$] ;
- $T_{a,NOCT}$: la température ambiante dans des conditions de fonctionnement normales [$^{\circ}C$] ;
- G_{NOCT} : le rayonnement dans des conditions de fonctionnement normales [W/m^2].

II.2.1.3 Modélisation du convertisseur d'électronique de puissance

Les convertisseurs DC/DC pour les champs PV connectés sur le bus DC et les onduleurs pour les champs PV connectés sur le bus AC font appel au même modèle. Le modèle applique un rendement constant du convertisseur η_{ConvPV} et effectue une limitation de la consigne reçue de la part de l'automate de gestion d'énergie par la puissance au point de puissance maximal (MPPT) ainsi que par la puissance

nominale du convertisseur.

$$P_{PV}(t) = \min[P_{PV,cons}(t), P_{mppt_{PV}}(t) \times \eta_{ConvPV}, P_{nom_{ConvPV}}] \quad (II-4)$$

Avec :

- $P_{PV,cons}(t)$: la consigne en puissance reçue par l'automate [kW] ;
- $P_{mppt_{PV}}(t)$: la puissance au point de puissance maximale calculée selon l'équation (II-1) ;
- $P_{nom_{ConvPV}}$: la puissance nominale du convertisseur (onduleur ou DC/DC) [kVA].

II.2.2 Système de stockage

Seuls les systèmes de stockage de type électrochimique sont considérés dans cette thèse. Différentes technologies de batteries peuvent être utilisées, tels que les batteries Lithium-ion, les batteries au Nickel, et les batteries au Plomb. Cependant, le marché s'est concentré dans les dernières années sur les batteries Lithium-ion (IRENA, 2019). L'intégration du système de stockage doit se faire de manière à maximiser la performance et la durabilité des batteries. Selon la technologie de batteries utilisée, la sécurité est un aspect critique à prendre en compte, notamment liée au risque incendie. Un système de stockage comprend non seulement les batteries, mais également un système de conversion (Power Conversion System en anglais) et des équipements auxiliaires variés. L'intégration se fait généralement sous la forme d'un ou plusieurs conteneurs maritimes reconditionnés intégrant l'ensemble des équipements mentionnés dans cette section (Nimat Shamim et al., 2019). D'autres types d'enveloppes sont également possibles tels que des bâtiments en béton ou autres matériaux.

II.2.2.1 Modélisation du système de conversion des batteries (PCS)

C'est par l'intermédiaire du système de conversion que la consigne de charge/décharge des batteries est envoyée par l'automate. Cet étage de conversion peut être composé d'un ou plusieurs onduleurs en parallèle. Ces onduleurs sont bidirectionnels et peuvent fonctionner selon deux modes de contrôle différents (Zambroni de Souza & Castilla, 2019) :

- « Grid-following » : Les groupes électrogènes ont la charge de réguler la fréquence et la tension du réseau. Les onduleurs PCS reçoivent alors une consigne en puissance de la part de l'automate.
- « Grid-forming » : Les onduleurs PCS ont la charge de réguler la tension et fréquence du réseau. Aucune consigne de puissance n'est reçue par les onduleurs, qui vont puiser sur le bus DC dans la mesure du possible pour compenser les variations de production et consommation sur la partie AC.

Dans les deux modes d'opération, le modèle est identique et reçoit une consigne de puissance. La différence réside dans le fait qu'en grid-forming, cette consigne correspond à la différence entre production et consommation sur le réseau AC, contrairement à une consigne envoyée par l'automate.

La puissance transitant sur le bus DC est égale à la consigne envoyée aux onduleurs PCS (moyennant le rendement) saturée par les limites de puissances actives disponibles sur le bus DC. D'abord la consigne AC est saturée à la puissance nominale PCS, et convertie en consigne de puissance DC en utilisant un rendement de conversion η_{PCS} , qui est fonction de la sollicitation en puissance :

$$P_{dc_{PCS,cons}}(t) = \begin{cases} \frac{\min[P_{PCS,cons}, P_{nom_{PCS}}]}{\eta_{PCS}} & \text{si } P_{PCS,cons}(t) > 0 \\ \max[P_{PCS,cons}, -P_{nom_{PCS}}] * \eta_{PCS} & \text{sinon} \end{cases} \quad (II-5)$$

La puissance DC est obtenue en bornant la consigne avec les limitations en puissance disponible sur le bus DC (en charge et décharge).

$$Pdc_{PCS}(t) = \min[\max(Pdc_{PCS,cons}(t), PdcMin_{PCS}(t)), PdcMax_{PCS}(t)] \quad (II-6)$$

Ensuite, la puissance AC est retrouvée en appliquant le rendement de conversion.

$$Pac_{PCS}(t) = \begin{cases} \frac{Pdc_{PCS}(t)}{\eta_{PCS}} & \text{si } Pdc_{PCS}(t) > 0 \\ Pdc_{PCS}(t) * \eta_{PCS} & \text{sinon} \end{cases} \quad (II-7)$$

II.2.2.2 Modélisation du parc batteries (ESS)

La puissance DC transitant vers les batteries est la résultante de la puissance appelée par les onduleurs PCS et la puissance injectée sur le bus DC par d'autres sources, tels que des convertisseurs DC/DC raccordant éventuellement des champs PV. Cette puissance DC est utilisée pour calculer la variation d'état de charge sur un pas de temps de simulation, en considérant les rendements en charge/décharge ainsi que le taux d'autodécharge, selon le modèle suivant (Bridier, 2016) :

$$SoC(t+1) = \begin{cases} SoC(t) \times (1 - \sigma_{ESS}) \times \frac{\Delta t}{24} - \frac{P_{ESS}(t) \times \Delta t \times \eta_{ESS,ch}}{Cnom_{ESS}} & \text{si } P_{ESS}(t) < 0 \\ SoC(t) \times (1 - \sigma_{ESS}) \times \frac{\Delta t}{24} - \frac{P_{ESS}(t) \times \Delta t}{\eta_{ESS,dch} \times Cnom_{ESS}} & \text{si } P_{ESS}(t) > 0 \end{cases} \quad (II-8)$$

Avec :

- $SoC(t)$: l'état de charge de l'ESS à l'instant t [pu] ;
- σ_{bat} : le taux d'autodécharge journalier [pu/j] ;
- $P_{ESS}(t)$: la puissance chargée (si négative) ou déchargée (si positive) des batteries [kW] ;
- $\eta_{ESS,ch}$: le rendement fixe de l'ESS en charge [pu] ;
- $\eta_{ESS,dch}$: le rendement fixe de l'ESS en décharge [pu] ;
- $Cnom_{ESS}$: la capacité nominale installée de l'ESS [kWh].

L'état de charge et la puissance de l'ESS sont contraints par des valeurs limites :

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (II-9)$$

$$-Pmax_{ESS,dch}(t) \leq P_{ESS}(t) \leq Pmax_{ESS,ch}(t) \quad (II-10)$$

Avec :

- SoC_{min} : état de charge minimale toléré par l'ESS [pu] ;
- SoC_{max} : état de charge maximale toléré par l'ESS [pu] ;
- $Pmax_{ESS,dch}(t)$: puissance maximale de décharge tolérée par l'ESS [kW] ;
- $Pmax_{ESS,ch}(t)$: puissance maximale de charge tolérée par l'ESS [kW].

Les puissances maximales de charge et décharge sont remontées à l'EMS pour les prendre en compte dans la stratégie de gestion d'énergie.

II.2.2.3 Modélisation des auxiliaires (AUX)

Les auxiliaires sont décomposés en deux types :

- Les auxiliaires constants $P_{AUX,cst}(t)$ qui sont des équipements toujours présents dans un système de stockage dont les principaux composants sont le régulateur PMS, le système de lutte incendie, l'éclairage et une interface homme-machine (IHM).
- Les auxiliaires variables $P_{AUX,var}(t)$ dont la puissance dépend de la taille du système, tels que les alimentations pour les convertisseurs (onduleurs PCS et DC/DC) et les ventilateurs.
- La climatisation dont la consommation électrique dépend de la quantité d'air chaud à extraire du container, principalement issue des pertes Joules des différents équipements de puissance. Cette consommation est estimée à partir de l'équation suivante, avec $Pertes_{Conv}$ les pertes de conversion des convertisseurs présents dans le container, $Pertes_{ESS}(t)$ les pertes de conversion des batteries, et COP le coefficient de performance de la climatisation :

$$P_{Clim}(t) = \frac{Pertes_{Conv}(t-1) + Pertes_{ESS}(t-1)}{COP} \quad (II-11)$$

La Puissance auxiliaire totale est donc estimée par la formule suivante :

$$P_{AUX}(t) = P_{AUX,cst}(t) + P_{AUX,var}(t) + P_{Clim}(t) \quad (II-12)$$

II.2.2.4 Modélisation du vieillissement des batteries

Le vieillissement des batteries plomb est estimé par le modèle de dégradation décrit dans (Layadi et al., 2015). Ce modèle prend en compte les données fournisseurs qui évaluent un nombre de cycles maximal en fonction de la profondeur de décharge (DoD), et la température qui réduit le nombre de cycles maximum que peut effectuer la batterie. Les données de sollicitation en puissance de la batteries issues de la simulation sont récupérées et décomposées en cycles. L'algorithme Rain Flow est utilisé, et ressort à partir d'un profil de sollicitation, les différents cycles effectués par la batterie avec leurs profondeurs de décharge correspondantes. A chaque cycle k correspond un taux de dégradation $R_a(k)$ enduré par les batteries, calculé ainsi :

$$R_a(k) = \frac{1}{N_{c,max}(DoD(k)) \times \alpha_T(Ta(k))} \quad (II-13)$$

Avec :

- $N_{c,max}(DoD(k))$: le nombre de cycle maximum pour la profondeur de décharge du cycle k qui est obtenu par interpolation de la courbe en Figure II-1 ;
- $\alpha_T(Ta(k))$: le coefficient de réduction du nombre de cycles en fonction de la température du cycle k [pu], directement obtenu par interpolation de la courbe en Figure II-2.

Le taux de dégradation annuel est alors calculé en sommant les taux de dégradation de chaque cycle pour le nombre total de cycles N_c observés sur une année de simulation.

$$R_a = \sum_{k=1}^{N_c} R_a(k) \quad (II-14)$$

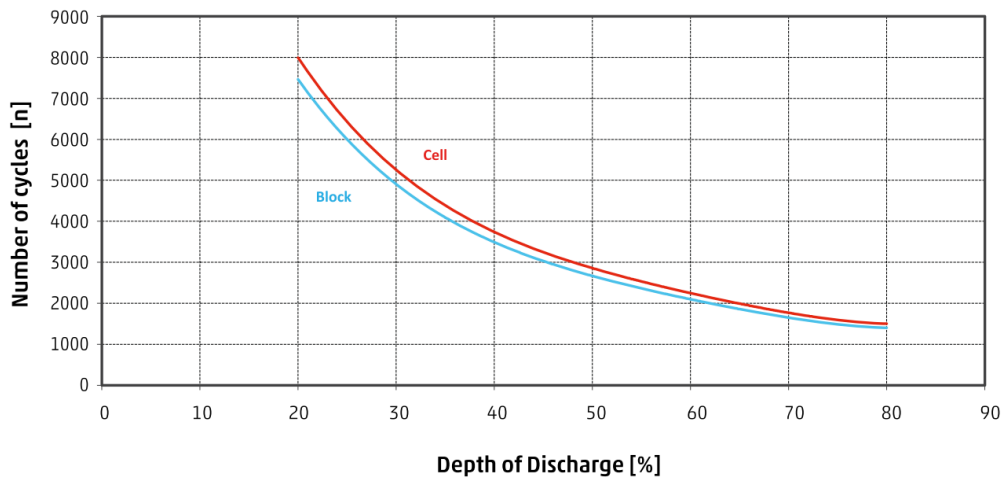


Figure II-1 : Courbe de $N_{c,max}(DoD(k))$ pour les batteries Hoppecke OPzS utilisées dans le projet pris comme cas d'étude (Hoppecke, 2013).

La Figure II-2 montre une diminution de la durée de vie en fonction de la température. La température au niveau des batteries dépend des moyens de refroidissement mis en œuvre. Pour les batteries plomb, une ventilation naturelle est mise en œuvre sur le projet pris comme cas d'étude. Nous faisons l'hypothèse pour cette étude que les batteries seront à température ambiante.

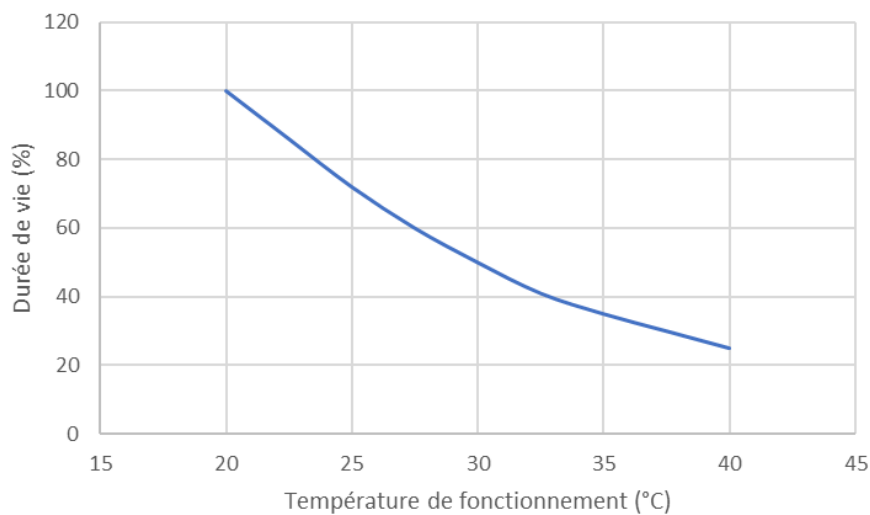


Figure II-2 : Influence de la température sur la durée de vie des batteries $\alpha_T(Ta(k))$ (Hoppecke, 2013).

II.2.3 Groupe électrogène (GE)

Le modèle du groupe électrogène consiste à recevoir un ordre de marche (On/Off) ainsi qu'une consigne en puissance active et à calculer une puissance produite en fonction des capacités de production minimales et maximales que peut autoriser le groupe. Ces capacités de production dépendent de différentes contraintes telles qu'un niveau de puissance minimal à respecter, un temps minimal de fonctionnement et un temps minimal d'arrêt. La consommation de carburant est paramétrée à travers une courbe de consommation spécifique en fonction du point de fonctionnement des groupes (L/kWh vs. kW). Les émissions de polluants ne sont pas modélisées car l'indicateur environnemental choisi a été le taux d'intégration d'énergie renouvelable. Le vieillissement des GE a été modélisé à travers des coûts de maintenance liés au nombre d'heures d'opération des groupes (coût horaire et coût de révision majeure).

II.3 Modélisation du contrôle du microgrid

II.3.1 Architecture de contrôle

La gestion du microgrid est modélisée par les différentes briques qui composent la solution d'automatisme globale. Dans le périmètre de microgrid considéré, trois briques de contrôle sont utilisées et illustrées sur la Figure II-3 :

- Un système de gestion d'énergie (EMS) en charge de mettre en œuvre la stratégie globale de gestion d'énergie ;
- Un système de gestion de puissance (PMS) responsable de la répartition en temps réel de la puissance en fonction des mesures remontées des équipements et s'interface avec l'EMS ;
- Des contrôleurs de groupes électrogènes qui ont la charge de démarrer/arrêter les groupes en fonction de la consigne globale en puissance reçue par l'EMS.

Le PMS correspond à l'interface du système de stockage intégré, pouvant également contenir les convertisseurs DC/DC raccordant le PV couplé en DC avec les batteries. L'objectif étant d'avoir une unique interface entre le système intégré et l'EMS général, ce qui lui confère un aspect « plug & play ». Ce PMS permet également d'agrèger toutes les mesures et états de l'ensemble des équipements intégrés (onduleurs, batteries, capteurs, actionneurs, climatisation, alarmes incendie, *etc.*) et remonter uniquement les informations nécessaires à l'EMS pour la stratégie de pilotage globale. L'EMS renvoie au PMS les consignes aux onduleurs PCS et les limitations de puissance aux convertisseurs DC/DC.

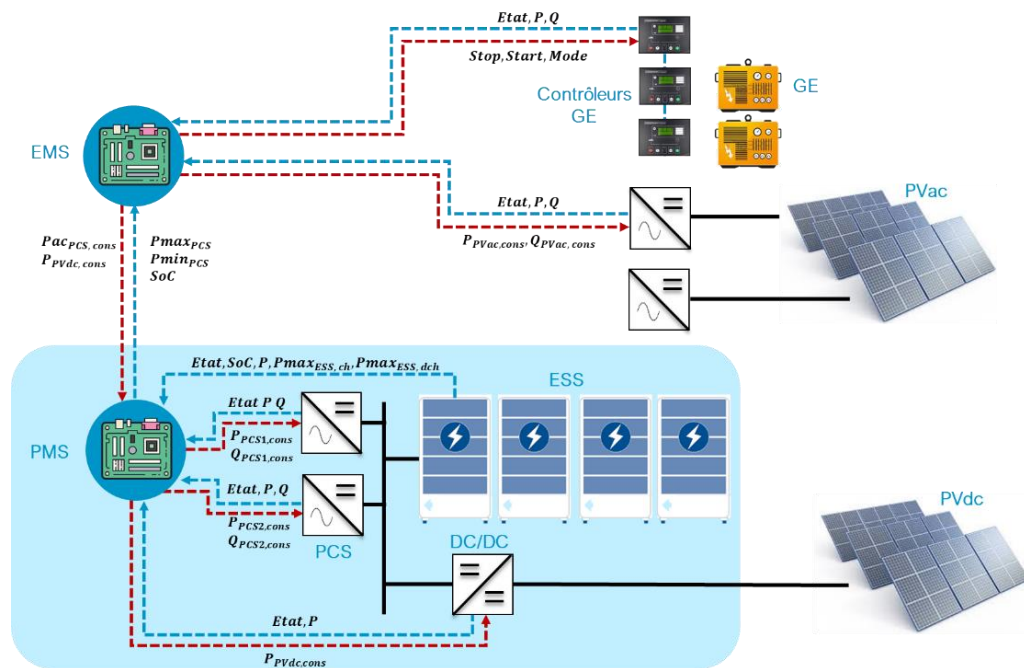


Figure II-3 : Architecture de communication entre les différentes briques de contrôle du microgrid.

Sur la Figure II-4, on peut voir comment les modèles s'articulent dans l'outil de simulation. Le modèle EMS contient les logiques d'opération de type « rule-based » et en fonction de l'ensemble des informations remontées (consommation électrique, puissance PV disponible, mesures des flux de puissance sur les différents composants), des consignes sont envoyées aux différents équipements (en rouge sur la figure). Les mesures et consignes du PVdc transitent via le PMS mais sont nécessaires à l'EMS. Pour chaque année de simulation, l'ensemble des données de puissance sont sauvegardées et utilisées pour calculer des indicateurs technico-économiques qui seront présentés en section II.4.

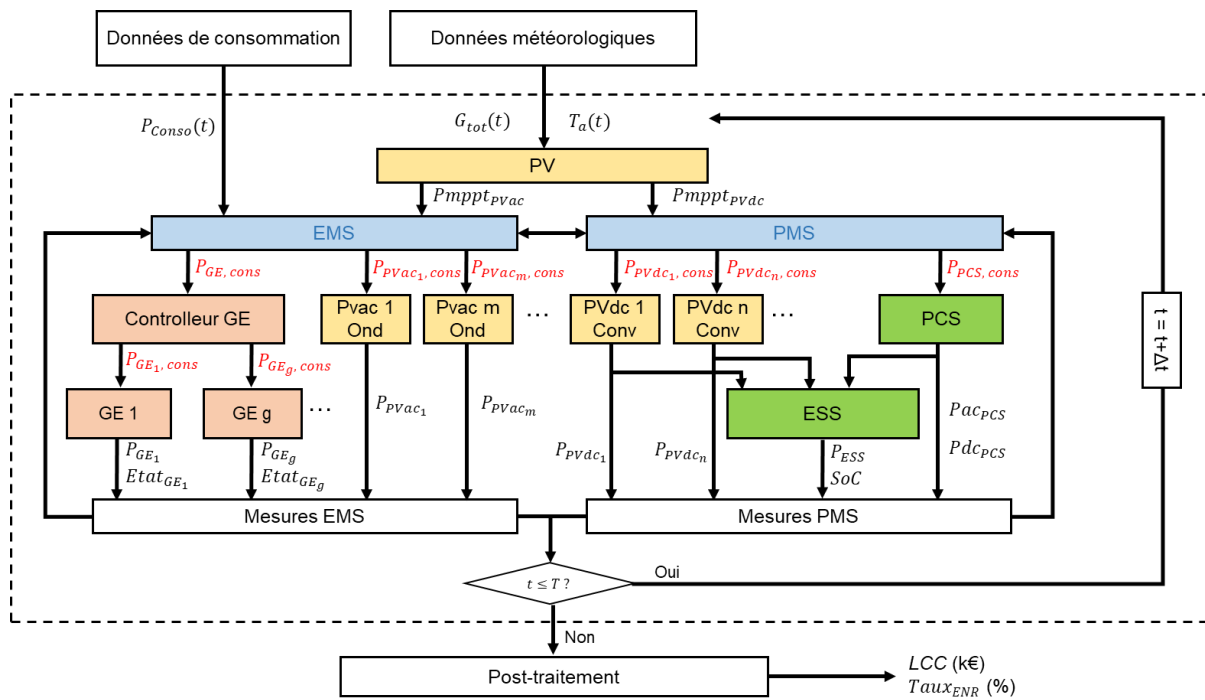


Figure II-4 : Détail des flux d'informations transitant entre les différents modèles dans l'outil de simulation développé.

II.3.2 Système de gestion d'énergie (EMS)

L'EMS est l'unité en charge de contrôler l'ensemble du microgrid. Il fonctionne sur un pas de temps plus long que le système de gestion de puissance (PMS). Il est responsable de la gestion d'énergie au sein du microgrid et répartit les consignes en puissance entre les différents composants afin de proposer les fonctionnalités suivantes :

Fonction	Description
Décalage de production	Cette fonction permet d'exploiter le surplus d'énergie solaire et de le stocker dans les batteries. Cette énergie stockée est ensuite déchargée lorsque la production solaire devient inférieure à la consommation.
Fonctionnement sans GE	Dans certains projets, tel que celui qui sera utilisé comme cas d'étude, il est autorisé de faire fonctionner le microgrid sans aucun groupe électrogène. Dans ce cas, deux modes d'opération distincts sont possibles : avec (GE On) ou sans (GE Off) GE. L'EMS a la charge d'initier les transitions entre ces modes.
Optimisation de l'utilisation des GE	Un autre objectif de l'EMS est de pouvoir faire fonctionner le(s) GE dans des points de fonctionnement qui maximisent leurs rendements, et durée de vie. Cela est possible en assurant une charge minimale sur les GE lorsqu'ils sont utilisés, en limitant les démarrages et arrêts, et en absorbant grâce au système de stockage les fluctuations trop rapides de puissance qui sont nuisibles pour les GE.

L'algorithme implémenté pour la logique EMS utilisée sur les microgrids ciblés dans cette thèse est illustré sur la Figure II-5. La première partie du modèle a la charge de calculer les limitations de puissance ESS dont découlent les limitations de puissance PCS. Ensuite, un éventuel changement de mode est évalué selon 3 conditions :

- **Une condition horaire** : Une heure minimale et maximale de changement de mode est paramétrée ;
- **Une condition d'état de charge (SoC)** : Un état de charge minimal est paramétré ;
- **Une condition de puissance** : La puissance de production renouvelable ($P_{max_{PCS}}(t) + P_{mppt_{PVac}}(t)$) doit être supérieure à la puissance de consommation avec une marge de sécurité.

Pour le passage en mode GE Off, il faut que toutes ces conditions soient réunies alors que pour le passage en mode GE On, la validation d'une seule des conditions initie la transition.

La seconde partie du modèle calcule les consignes à envoyer aux équipements selon le mode d'opération dans lequel se trouve le microgrid. Les consignes suivantes sont envoyées :

- Une consigne en puissance active à l'ensemble des GE ;
- Une consigne en puissance active AC au système de stockage ;
- Une consigne en puissance maximale DC aux convertisseurs DC/DC des générateurs solaires connectés sur le bus DC ;
- Une consigne en puissance active maximale AC aux onduleurs PV raccordés en AC.

Pour le mode « GE Off », un ordre d'arrêt est envoyé aux GE et les consignes sont calculées de manière à alimenter la charge avec le maximum de puissance fourni par les champs PV. Ces derniers sont bridés lorsque les batteries ne permettent plus d'absorber la charge avec en priorité un bridage du PV couplé sur le bus AC et en second un bridage du PV couplé sur le bus DC.

Pour le mode « GE On », une consigne initiale de puissance souhaitée au niveau des GE est calculée même si aucune consigne n'est directement envoyée aux GE autre qu'un ordre de marche. Différentes stratégies sont possibles pour l'opération dans ce mode. Les stratégies « cycle charging » et « load following » ont été introduites dans la section I.2.3.3. Lorsqu'une stratégie load following est utilisée, les GE en ligne sont utilisés à leur point de fonctionnement minimal toléré alors qu'une stratégie cycle charging implique une utilisation des GE en ligne à leur point de fonctionnement optimal. Les consignes envoyées aux différents convertisseurs sont ensuite calculées de manière à avoir la puissance souhaitée au niveau des GE, dans la limite du possible avec les capacités de charge et décharge de l'ESS. En cas d'excès de puissance, les champs PV sont bridés ici aussi avec une priorité sur le bridage des champs PV couplés en AC.

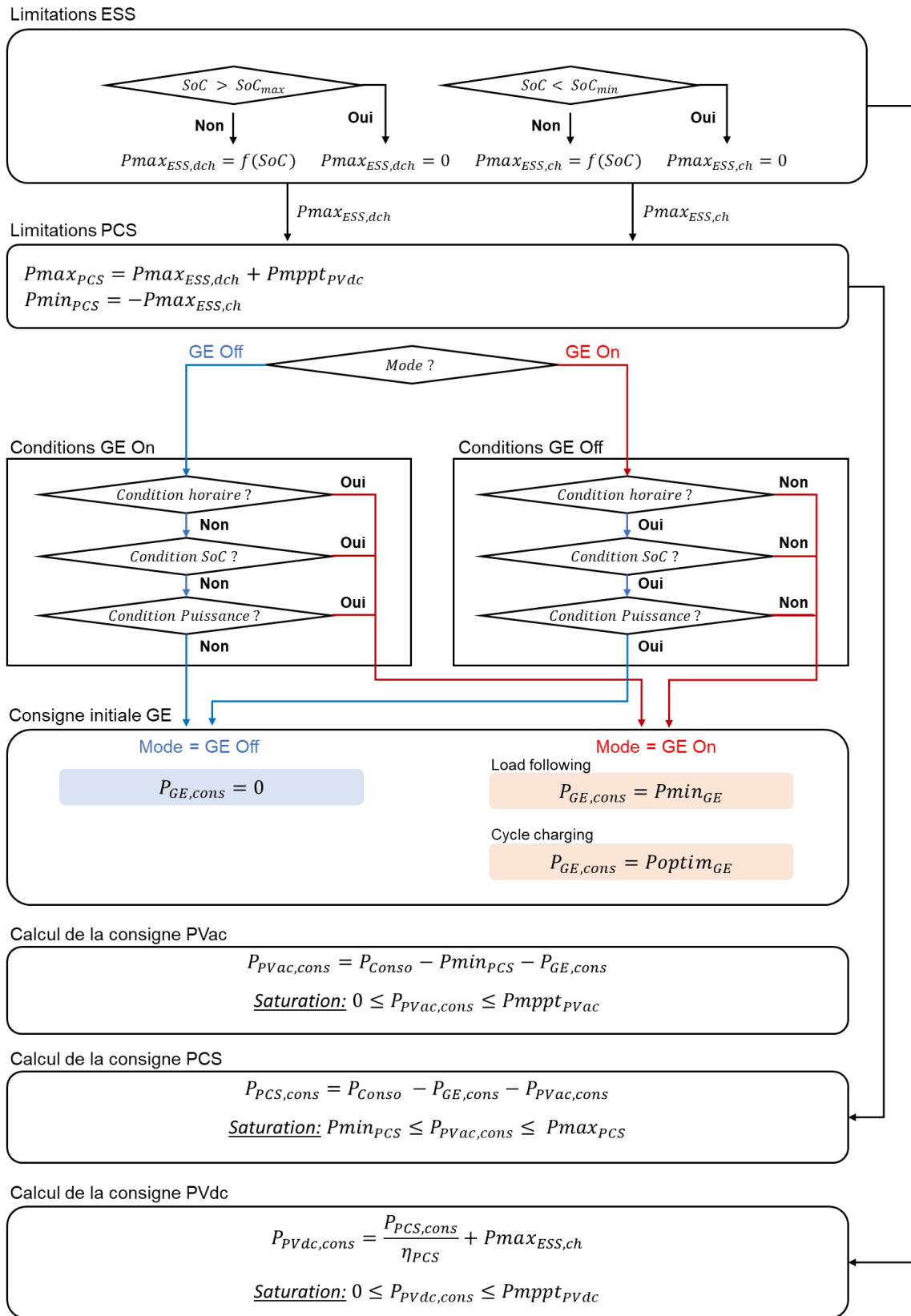


Figure II-5 : Logique EMS implémentée dans l'outil de simulation pour l'architecture de microgrids considérée.

II.3.3 Système de gestion de puissance (PMS)

Le système de gestion de puissance (PMS) est un automate localisé au niveau du système de stockage. Il possède les fonctions suivantes :

- Appliquer les consignes calculées par l'EMS en les corrigeant avec les mesures récupérées par les centrales de mesure ainsi que celle envoyées par les équipements ;
- Effectuer un étage d'agrégation pour l'EMS qui peut ainsi considérer l'ensemble des équipements en amont de la chaîne de conversion PCS comme un système avec une puissance maximale et minimale et un état de charge, en prenant en compte la disponibilité des différents équipements ;
- Répartir la puissance de charge/décharge entre les onduleurs PCS avec une logique programmée (optimal dispatch), l'EMS envoyant uniquement une puissance globale pour l'ensemble des onduleurs ;
- Gérer l'écrêtage du PV couplé sur le bus DC de manière très rapide à travers le(s) convertisseur(s) DC/DC.

Le PMS n'est pas directement modélisé comme un système à part entière dans l'outil de simulation, le pas de temps utilisé (10 minutes) ne permettant pas de réaliser la correction des consignes envoyées par l'EMS. La répartition des consignes entre les différents onduleurs est effectuée directement après l'EMS.

II.3.4 Contrôleur de groupes électrogènes

Lorsque plusieurs GE fonctionnent en parallèle, un seul des contrôleurs est généralement maître et responsable des arrêts et démarrages et du dispatch entre les différents GE. Il récupère une consigne globale en puissance pour l'ensemble des groupes et la répartit sur les différents groupes en fonction de leurs états et limitations en puissance. Pour la décision de démarrage et arrêt des groupes, la logique illustrée en Figure II-6 est implémentée. I est le nombre de groupes en marche à l'instant t , $P_{GE,cons}(t)$ est la puissance globale appelée sur les GE à l'instant t , et $SeuilMax_{GE_i}$, $SeuilMin_{GE_i}$, et $Pnom_{GE_i}$ sont respectivement le seuil maximal d'opération, le seuil minimal d'opération et la puissance nominale du groupe i .

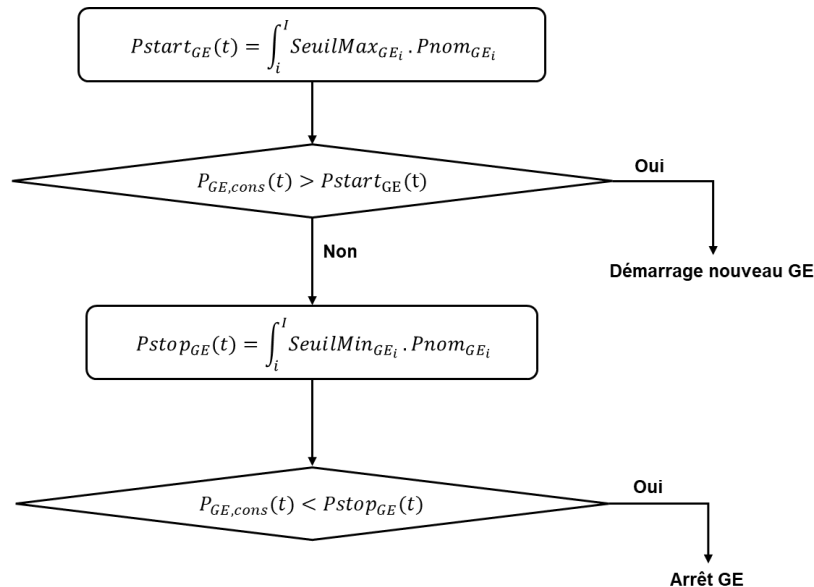


Figure II-6 : Logique implémentée dans la modélisation du contrôle de groupes électrogènes.

Une fois les consignes d'état décidés, les différents groupes qui peuvent produire sont identifiés. La puissance de consigne globale reçue par l'EMS est alors répartie entre ces différents groupes dans un ordre de priorité paramétré.

II.3.5 Stratégies de grid-forming

Pour un microgrid isolé, il faut au minimum avoir un élément du réseau qui ait la charge de maintenir la fréquence et la tension. Cette fonctionnalité est naturellement effectuée par les groupes électrogènes, mais peut également être implémentée sur l'électronique de puissance, on parle alors de convertisseur avec capacité de « grid-forming ». Trois configurations de contrôle peuvent être distinguées selon l'élément responsable du grid-forming (maître) : maître unique, maître alterné, multi-maîtres. Ces trois modes ont été introduits en section I.2.3.2 du chapitre I.

II.4 Indicateurs technico-économiques choisis

II.4.1 Indicateur de coût

Afin d'évaluer le microgrid sur un critère économique, l'indicateur de coût sur cycle de vie est calculé à partir des résultats de simulation. Le coût sur cycle de vie LCC somme les coûts de l'ensemble des différents composants du système tels que décrit par l'équation (II-15).

$$LCC = LCC_{PV} + LCC_{GE} + LCC_{ESS} + LCC_{AUX} + LCC_{PCS} \quad (II-15)$$

Ce coût est calculé pour chaque composant i , pour une durée d'exploitation N , en prenant en compte le coût d'investissement $C_{inv,i}$, les coût d'opération et maintenance $C_{O\&M,i,t}$ et les coûts de remplacement $C_{rep,i,t}$ pour chaque année, et la valeur résiduelle à la fin du projet. r_i correspond au taux d'actualisation, et t désigne l'année considérée (Tezer et al., 2017) :

$$LCC_i = C_{inv,i} + \sum_{t=0}^N \frac{C_{O\&M,i,t} + C_{rep,i,t}}{(1 + r_i)^t} + C_{res,i} \quad (II-16)$$

Le coût d'investissement $C_{inv,i}$ de chaque équipement i comprend un coefficient d'échelle b pour adapter le coût unitaire en fonction de la taille considérée, tel que proposé par Tsuanyo et al. (2015). Dans l'équation suivante, le coût au kW dépend de P_{nom} , tel que c 'est le cas pour les GE, les champs PV, et les convertisseurs. Pour les batteries, c 'est le coût au kWh qui dépend de la capacité installée.

$$C_{inv,i} = P_{nom} \times (a \times P_{nom}^{-b}) \quad (II-17)$$

Le coût d'opération et maintenance annuel $C_{O\&M,i,t}$ de chaque équipement est paramétré avec un pourcentage fixe du coût d'investissement. Pour les GE, ce coût comprend un coût de maintenance qui est fonction du nombre d'heures d'opération ainsi qu'un coût de carburant qui est fonction de la quantité de carburant utilisé ainsi que du prix au litre.

Un coût de remplacement est affecté pour chaque équipement à différents moments de la durée de vie du projet. Pour les convertisseurs (onduleurs PCS, onduleurs PV, convertisseurs DC/DC), un remplacement se fait au bout de 10 ans d'opération. Pour les batteries, le remplacement s'effectue lorsque les résultats du modèle de vieillissement estiment une fin de vie des batteries.

La valeur résiduelle de chaque équipement i à la fin du projet $C_{res,i}$ est prise en compte et correspond à la valeur marchande calculée par rapport à la durée de vie restante de l'équipement. Pour les champs solaires, les convertisseurs PV et les onduleurs PCS, la durée de vie restante est calculée par rapport à une durée de vie paramétrée. Pour les batteries, la durée de vie restante est calculée par rapport à l'état de santé prenant en compte la dégradation observée au cours de la simulation. Pour les GE, la durée de vie restante est calculée par rapport aux nombres d'heures de fonctionnement restants par rapport à un nombre d'heures de fonctionnement maximal. Une dépréciation linéaire est utilisée pour le calcul de la valeur résiduelle telle que pris en compte par le logiciel Homer (HomerEnergy, s. d.).

II.4.2 Indicateur d'intégration d'énergie renouvelable

En plus de l'indicateur économique LCC, un deuxième indicateur d'intérêt est le taux d'intégration d'énergie renouvelable. Cet indicateur peut être calculé comme étant 1 moins le ratio entre la production non renouvelable (exclusivement les groupes électrogènes) et la consommation du site.

$$Taux_{ENR} = 100\% \cdot \left(1 - \frac{\sum_{t=0}^T P_{GE}(t) \times \Delta t}{\sum_{t=0}^T P_{Conso}(t) \times \Delta t} \right) \quad (II-18)$$

II.5 Méthode d'analyse de fiabilité du microgrid

Tel que présenté dans l'état de l'art sur la fiabilité des microgrids, l'adéquation du système est principalement utilisée pour la planification du système électrique à long-terme, alors que la sécurité du système peut être utilisée pour la planification et le fonctionnement du système électrique à court terme. La sécurité du système concerne l'aptitude du système à traiter les perturbations dynamiques et transitoires. Un des objectifs majeurs dans cette thèse est de pouvoir prendre en compte les différents aspects pouvant avoir un impact non négligeable sur la fiabilité d'un microgrid isolé. Il a été vu que des verrous concernant les méthodes d'analyse de fiabilité résident dans la non prise en compte de l'impact des pannes des différents composants ainsi que l'impact de l'utilisation d'interfaces d'électronique de puissance sur le bon fonctionnement du plan de protection. Dans la méthodologie d'analyse de fiabilité, il a donc été décidé d'évaluer la capacité du système à :

- Assurer une adéquation production-consommation ;
- Maintenir une continuation de service sans interruption suite à diverses pannes ;
- Assurer le plan de protection.

II.5.1 Méthode d'analyse d'adéquation

L'adéquation est l'un des deux principaux aspects concernant la fiabilité des systèmes électriques. Elle évalue l'existence de capacités suffisantes pour satisfaire la demande. Cela inclue la présence de capacités de production d'énergie ainsi qu'une infrastructure de transport et de distribution suffisantes pour acheminer cette énergie jusqu'aux consommateurs (Billinton & Li, 1994b). C'est un critère souvent utilisé dans la conception des système hybrides (Siddaiah & Saini, 2016; Sinha & Chandel, 2015; Tezer et al., 2017). L'indicateur utilisé pour calculer l'adéquation est l'espérance d'énergie non fournie (EENS). C'est un indicateur qui peut être obtenu par la simulation énergétique présentée précédemment. Il est calculé en faisant la somme de l'énergie non distribuée aux consommateurs du fait d'un déficit de production.

$$P_{N.S.}(t) = \begin{cases} P_{Conso}(t) & \text{si } P_{Prod,total}(t) < P_{Conso}(t) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (II-19)$$

Avec :

$$P_{Prod,total}(t) = P_{acPCS}(t) + P_{PVac}(t) + P_{GE}(t) \quad (II-20)$$

L'indicateur d'espérance d'énergie non fournie est ensuite calculé en intégrant la puissance non servie :

$$EENS_{Adequ.} = \sum_{t=0}^T P_{N.S.}(t) \times \Delta t \quad (II-21)$$

L'indisponibilité $U_{Adequ.}$ liée à l'adéquation est enfin obtenue en divisant par l'énergie totale de la consommation sur la période considérée T.

$$U_{Adequ.} = 100\% \cdot \frac{EENS_{Adequ.}}{\sum_{t=0}^T P_{Conso}(t) \times \Delta t} \quad (II-22)$$

Les groupes électrogènes sont modélisés pour être immédiatement disponibles sans délai de démarrage, ce qui assure une adéquation production-consommation de 100 % lorsque la puissance totale installée des groupes est supérieure à la puissance maximale de consommation. Ainsi, sur le cas d'étude considéré ici, ce taux est de 100 % tant que la consommation électrique ne dépasse pas la puissance nominale installée des GE.

II.5.2 Méthode d'analyse de fiabilité liée aux pannes

En plus de l'analyse d'adéquation, des aspects liés à la sécurité du système électrique sont pris en compte. Un premier aspect concerne la réponse du réseau électrique face à des pannes qui consiste à estimer l'impact de perte de chaque élément du microgrid. Différentes méthodes existent pour obtenir des indicateurs de fiabilité sur cet aspect. Du fait du faible nombre de composants dans les microgrids considérés, une méthode énumérative d'évaluation des pannes peut être utilisée. Cette méthode est souvent utilisée dans les analyses de fiabilité sur les réseaux électriques conventionnels.

Les pannes prises en compte sont les suivantes :

- Panne d'un groupe électrogène ;
- Panne d'un générateur PV couplé sur le bus AC ;
- Panne d'un générateur PV couplé sur le bus DC ;
- Panne d'un onduleur PCS ;
- Panne de l'ensemble du système de stockage (ESS).

La méthode globale est schématisée en Figure II-7. Chaque élément est modélisé avec un taux de panne $\lambda_n(t)$ correspondant à la probabilité de panne de l'équipement n à l'instant t. Les différents générateurs étant centralisés à un point d'injection unique, il n'y a pas de considération d'indisponibilité partielle du microgrid. L'état du microgrid est donc soit totalement sain ou en défaut, on parle alors de blackout. L'indisponibilité est donc évaluée à l'échelle du microgrid entier plutôt qu'à différents points de consommation.

Un état de blackout est obtenu lorsqu'il n'y a pas assez de puissance de réserve en ligne pour rééquilibrer le réseau en cas de panne ou lorsqu'il n'y a pas d'élément maître disponible pour effectuer

la fonction de grid-forming, cette fonction étant disponible uniquement sur les groupe électrogènes et onduleurs batterie. Pour chaque panne considérée, les étapes illustrées sur la Figure II-7 sont suivies.

Dans un premier temps, les réserves disponibles à la hausse et à la baisse sont calculées pour chaque pas de temps, à partir des séries temporelles de simulation. Il est fait l'hypothèse que peu-importe la configuration de grid-forming, la réserve assurée par le système de stockage et les groupes électrogènes réagissent suffisamment rapidement pour contrer les pannes.

Les réserves à la hausse (\uparrow) sont assurées par le système de stockage et par les groupes électrogènes (GE). La réserve dans le système de stockage ($Pres$) est le minimum entre la réserve de puissance disponible sur les onduleurs batterie et celle disponible sur les onduleurs PCS.

$$Pres_{\uparrow}(t) = \min \left[Pres_{ESS\uparrow}(t), \sum_1^{N_{PCS}} Pres_{PCS_i\uparrow}(t) \right] + \sum_1^{N_{GE}} Pres_{GE_i\uparrow}(t) \quad (II-23)$$

La réserve de puissance à la hausse disponible dans les batteries est la puissance de décharge pouvant être maintenue le temps de démarrer un groupe additionnel (si disponible), évalué à 10 minutes :

$$Pres_{ESS\uparrow}(t) = [SoC(t) - SoC_{min}] \times Cnom_{ESS} \times 10min \quad (II-24)$$

La réserve de puissance à la hausse disponible dans les onduleurs PCS et sur chaque groupe électrogène sont calculées via les équations suivantes :

$$Pres_{PCS_i\uparrow}(t) = Pnom_{PCS_i} - P_{PCS_i}(t) \quad (II-25)$$

$$Pres_{GE_i\uparrow}(t) = Pnom_{GE_i} - P_{GE_i}(t) \quad (II-26)$$

Les réserves à la baisse (\downarrow) sont assurées par le système de stockage, les groupes électrogènes, et les onduleurs PV couplés en AC.

$$Pres_{\downarrow}(t) = \min \left[Pres_{ESS\downarrow}(t), \sum_1^{N_{PCS}} Pres_{PCS_i\downarrow}(t) \right] + \sum_1^{N_{GE}} Pres_{GE_i\downarrow}(t) + \sum_1^{N_{PVac}} Pres_{PVac_i\downarrow}(t) \quad (II-27)$$

Les réserves de puissance à la hausse sur chaque type d'équipement sont calculées via les équations suivantes :

$$Pres_{ESS\downarrow}(t) = [SoC_{max} - SoC(t)] \times Cnom_{ESS} \times 10min \quad (II-28)$$

$$Pres_{PCS_i\downarrow}(t) = P_{PCS_i}(t) + Pnom_{PCS_i} \quad (II-29)$$

$$Pres_{GE_i\downarrow}(t) = P_{GE_i}(t) - Pmin_{GE_i} \quad (II-30)$$

$$Pres_{PVac_i\downarrow}(t) = P_{PVac_i}(t) \quad (II-31)$$

Le nombre de générateurs grid-forming en ligne dépend de la configuration de contrôle. Pour une configuration "Maître unique", la tâche de grid-forming est alternée entre les GE et les onduleurs batteries. Les onduleurs batteries sont alors comptabilisés comme fonctionnant en grid-forming uniquement lorsque tous les GE sont éteints. Pour une configuration "multi-maitres", les onduleurs batteries fonctionnent toujours en grid-forming.

$$N_{\text{master}}(t) = \begin{cases} N_{GE,On}(t) \parallel N_{PCS}(t) & \text{si } config = "Maître unique" \\ N_{GE,On}(t) + N_{PCS}(t) & \text{si } config = "Multi - maitres" \end{cases} \quad (II-32)$$

Ensuite, pour chaque équipement n dont la panne est considérée, la réserve restante après la panne $Pres, rest_{n\downarrow}(t)$ est calculée en soustrayant la puissance de réserve mise à disposition par l'équipement n de la puissance de réserve globale.

$$Pres, rest_{n\uparrow}(t) = Pres_{\uparrow}(t) - Pres_{n\uparrow}(t) \quad (II-33)$$

$$Pres, rest_{n\downarrow}(t) = Pres_{\downarrow}(t) - Pres_{n\downarrow}(t) \quad (II-34)$$

La puissance nette après la panne permet d'estimer si la réserve disponible est suffisante pour pallier la perte de l'élément n au pas de temps t . Si au pas de temps considéré, l'élément génère de la puissance (puissance positive), la réserve à la hausse est considérée. Si au contraire, l'élément absorbe de la puissance (puissance négative), la réserve à la baisse est considérée.

La puissance nette obtenue après la panne est utilisée pour estimer si la puissance de réserve disponible après la panne est suffisante pour rééquilibrer le réseau. Si au pas de temps t , l'élément n injectait de la puissance (positif), alors la puissance de réserve à la baisse est utilisée. Si au contraire, l'élément n absorbait de la puissance, alors la puissance de réserve à la hausse est utilisée.

$$P_{net_n}(t) = \begin{cases} Pres, rest_{n\downarrow}(t) - P_{prod_n}(t) & \text{si } P_{prod_n}(t) > 0 \\ Pres, rest_{n\uparrow}(t) - |P_{prod_n}(t)| & \text{si } P_{prod_n}(t) < 0 \end{cases} \quad (II-35)$$

Le nombre de générateurs grid-forming restant en ligne après la panne est également calculé pour savoir si suffisamment de maîtres sont toujours présents pour former la tension et fréquence du microgrid, selon la formule suivante :

$$N_{\text{master}, rest_n}(t) = \begin{cases} N_{\text{master}}(t) - 1 & \text{si l'élément } n \text{ est en grid forming à } t \\ N_{\text{master}}(t) & \text{sinon} \end{cases} \quad (II-36)$$

La perte de l'élément n induit un blackout au niveau du microgrid si une des conditions suivantes est présente :

- La puissance nette obtenue après la panne est négative : $P_{net_n}(t) < 0$
- Le nombre de générateur en grid-forming après la panne est nul : $N_{\text{master}, rest_n}(t) = 0$

Si un état de blackout est obtenu au temps t , le taux de blackout dû à une panne de l'élément n $\lambda_{blackout_n}(t)$ est égal au taux de panne court-terme de l'élément n $\lambda_n(t)$, et un temps de réparation du microgrid $\mu_{blackout_n}(t)$ est alloué. Ce temps de réparation dépend de la somme des puissances nominales des générateurs restants après la panne. Si suffisamment de puissance nominale reste disponible (telle qu'avec des générateurs de secours), ce temps de réparation est alors uniquement le temps nécessaire à démarrer un générateur de secours. Sinon, le temps de réparation du microgrid peut aller jusqu'au temps de réparation de l'élément en panne μ_n selon l'équation suivante avec x le pourcentage du temps pour lequel la capacité de secours est suffisante pour faire fonctionner le microgrid.

$$\mu_{blackout_n}(t) = \mu_n * \left(1 - \frac{x}{100}\right) \quad (II-37)$$

L'indice de fiabilité court-terme est calculé à chaque pas de temps en faisant la somme des produits de taux de panne et temps de réparation :

$$r(t) = \begin{bmatrix} \mu_{blackout_1}(t) \\ \mu_{blackout_2}(t) \\ \dots \\ \mu_{blackout_n}(t) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_{blackout_1}(t) \\ \lambda_{blackout_2}(t) \\ \dots \\ \lambda_{blackout_n}(t) \end{bmatrix} \quad (II-38)$$

De la même manière que pour l'adéquation, un indicateur de type espérance d'énergie non fournie est calculée selon l'équation suivante :

$$EENS_{Cont.} = \Delta t. \sum_{t=0}^T P_{Conso}(t).r(t) \quad (II-39)$$

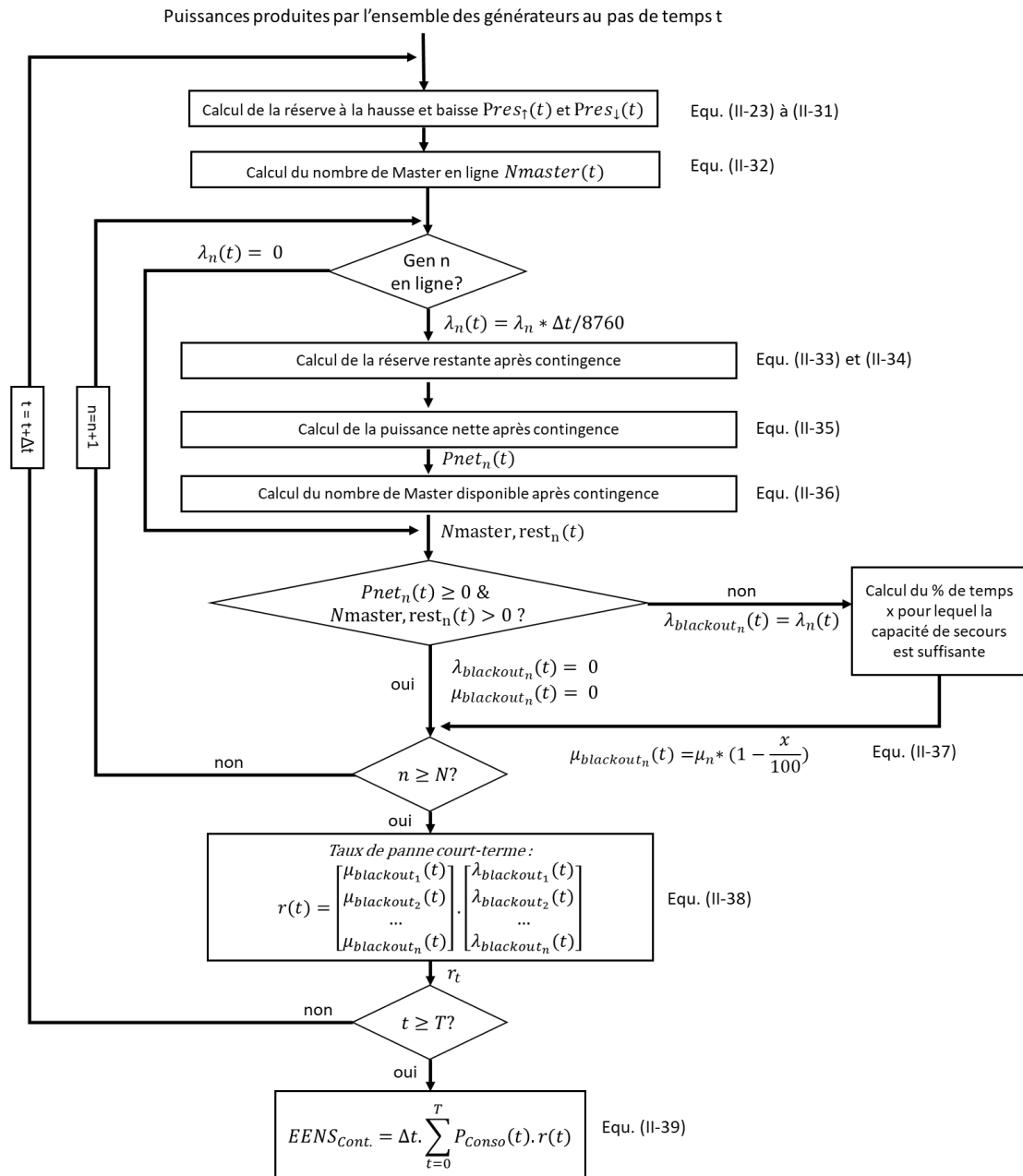


Figure II-7 : Diagramme de l'analyse de fiabilité liée aux pannes.

II.5.3 Méthode d'analyse de fiabilité du plan de protection

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur le microgrid, l'ensemble des sources suivantes participent au courant de court-circuit :

- Les groupes électrogènes (GE) ;
- Les onduleurs batterie (PCS) ;
- Les onduleurs PV raccordés en AC (PVac).

L'analyse de fiabilité du plan de protection consiste à évaluer si les défauts peuvent être efficacement isolés selon le principe de sélectivité. Cette analyse est effectuée en suivant les différentes étapes schématisées sur la Figure II-8. Les calculs sont réalisés entièrement en post-traitement de la simulation énergétique à partir des résultats de cette simulation.

II.5.3.1 Modélisation du réseau de distribution du microgrid

La librairie « Pandapower », disponible sous Python, est utilisée pour modéliser le réseau de distribution et effectuer des simulations de courts-circuits (Turner et al., 2019). Les différents bus, lignes de distribution, transformateurs, consommateurs et générateurs ont été modélisés.

II.5.3.2 Calcul des courants de courts-circuits sur les états observés

Les résultats de simulations sont exploités pour calculer les différents courants de courts-circuits possibles sur le microgrid. Le courant de court-circuit dépend principalement de la puissance nominale connectée sur le réseau et non des flux de puissances transitant entre les composants. L'analyse peut se faire alors uniquement pour les différents états possibles du microgrid. Ces états concernent les configurations d'états On/Off des sources de courant de court-circuit. Les sources de courant de court-circuit présentes dans les microgrids considérés sont les GE, les onduleurs PCS, et les onduleurs PV connectés sur le bus AC.

Ensuite, pour chaque état observé, les courants de court circuits minimaux et maximaux sont calculés. Dans un microgrid dominé par des sources couplées à une interface d'électronique de puissance, le niveau de courant de court-circuit ne varie pas considérablement avec l'emplacement du défaut car le courant de court-circuit est principalement lié aux limitations des convertisseurs. Le courant minimal et maximal est alors très proche.

II.5.3.3 Calcul des flux de courants pour chaque pas de temps

Le calcul des flux de courants est effectué à chaque pas de temps, contrairement aux courants de court-circuit calculés uniquement pour chaque état observé. Ce calcul nécessite cependant la paramétrisation de la puissance active qui correspond à celle issue de la simulation, retournée pour chaque source. Pour chaque ligne, une liste correspondant à l'ensemble des courants calculés sur la période de simulation est remontée.

II.5.3.4 Calcul des indicateurs de fiabilité de la protection pour chaque protection i

Cette partie permet de calculer les indicateurs de fiabilité du plan de protection. Deux indicateurs de probabilités principaux sont calculés pour chaque ligne :

- Probabilité d'insensibilité de la protection : Probabilité d'avoir un courant de court-circuit inférieur à la valeur de déclenchement de la protection sur la ligne.
- Probabilité de déclenchement intempestif : Probabilité d'avoir un courant normal (issu des calculs de load flow) supérieur à la valeur de déclenchement de la protection sur la ligne.

Pour cela, trois distributions sont utilisées :

- La distribution de probabilité du courant de court-circuit $f(I_{cc_i})$ dans chaque ligne : Elle est calculée à partir des courants de court-circuit min et max et leur fréquence d'occurrence. L'hypothèse est faite que la probabilité de court-circuit est la même sur l'ensemble de la ligne. La distribution du courant de court-circuit par état correspond donc à une droite entre $I_{cc_{min}}$ et $I_{cc_{max}}$.
- La distribution de probabilité du courant de load flow $f(I_{n_i})$ dans chaque ligne : Elle est obtenue directement sur la série temporelle de courant de load flow obtenu dans l'étape précédente.
- La distribution du courant de déclenchement de la protection $f(I_{op_i})$ dans chaque ligne : Elle est modélisée par une distribution normale autour de la valeur paramétrée de coupure et une déviation standard δ_{trip} modélisant l'erreur.

La probabilité d'insensibilité de la protection est calculée en faisant une convolution de la distribution de l'opposée de la distribution du courant de court-circuit. Cette convolution nous donne donc la distribution de la différence entre la valeur du courant de court-circuit et la valeur du courant de déclenchement. La probabilité d'insensibilité est donc la probabilité que cette différence soit négative, probabilité calculée directement à partir de la distribution.

$$Conv1 = f(I_{cc_i} - I_{op_i}) = f(I_{cc_i}) \times f(-I_{op_i}) \quad (II-40)$$

$$P_{Ins,i} = p(I_{op_i} > I_{cc_i}) = p(Conv1 < 0) \quad (II-41)$$

La même chose est réalisée pour la probabilité de déclenchement intempestif. Cette fois, la convolution est réalisée de manière à obtenir la distribution de la différence entre le courant de load flow et le courant de déclenchement de la protection.

$$Conv2 = f(I_{n_i} - I_{op_i}) = f(I_{n_i}) * f(-I_{op_i}) \quad (II-42)$$

$$P_{Int,i} = p(I_{n_i} > I_{op_i}) = prob(Conv2 < 0) \quad (II-43)$$

L'indicateur de fiabilité utilisé pour évaluer le plan de de protection est l'indisponibilité qui est calculée à partir de l'estimation de l'espérance d'énergie non fournie EENS. Ce dernier indicateur est calculé pour chaque protection i et comprend l'énergie non fournie liée à une insensibilité de protection, à un déclenchement intempestif, et également à un déclenchement normal de la protection en cas de défaut.

$$EENS_{Prot,i} = EENS_{Ins,i} + EENS_{Int,i} + EENS_{Norm,i} \quad (II-44)$$

Ces différents indicateurs d'EENS sont calculés avec les équations suivantes à partir des probabilités $P_{ins,i}$ et $P_{int,i}$ calculés précédemment :

$$EENS_{Ins,i} = \lambda_i \cdot P_{Ins,i} \cdot |P_{\mu g}| \cdot (r_{cc} + r_{blc}) \quad (II-45)$$

$$EENS_{Int,i} = (1 - \lambda_i) \cdot P_{Int,i} \cdot |P_i| \cdot (r_{trip}) \quad (II-46)$$

$$EENS_{Norm,i} = \lambda_i \cdot (1 - P_{Int,i}) \cdot |P_i| \cdot (r_{cc}) \quad (II-47)$$

Avec :

- λ_i : la probabilité de court-circuit sur la ligne i [p.u.] ;
- $|P_{\mu g}|$: la puissance moyenne consommée par le microgrid [kW] ;
- r_{cc} : le temps de réparation du court-circuit [h] ;
- r_{blc} : le temps de réparation d'un blackout [h] ;
- $|P_i|$: la puissance moyenne consommée sur la ligne i [kW] ;
- r_{trip} : le temps de remise en route de la ligne i après déclenchement de la protection [h].

L'indicateur global d'espérance d'énergie non fournie est calculé en sommant les indicateurs des différentes protections :

$$EENS_{Prot} = \sum_{i=1}^I EENS_{Prot,i} \quad (II-48)$$

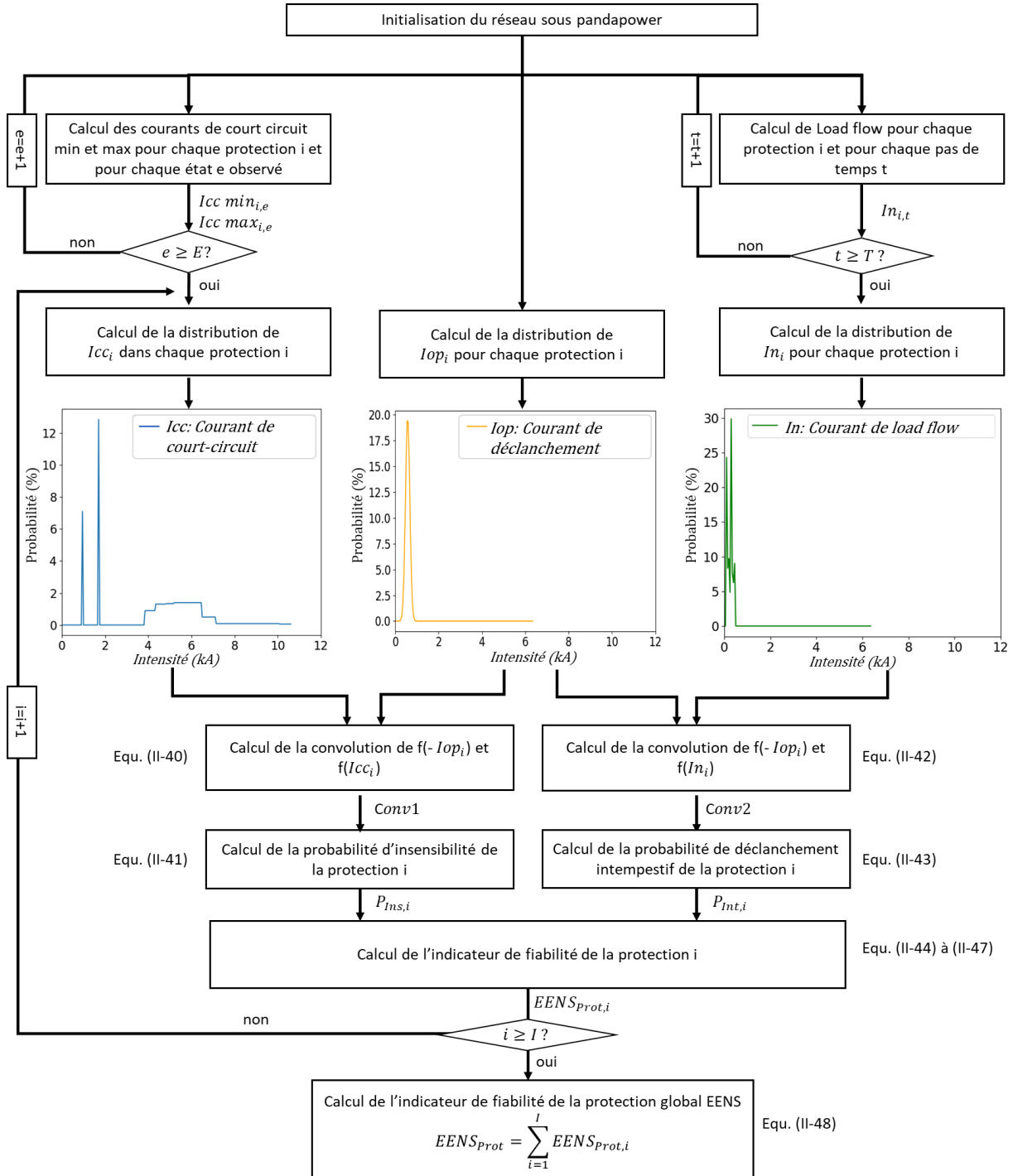


Figure II-8 : Diagramme de l'analyse de fiabilité du plan de protection.

II.6 Résultats obtenus sur le cas d'étude

II.6.1 Présentation du cas d'étude

Le cas d'étude de microgrid utilisé pour illustrer la méthodologie développée a été installé au cours de l'année 2021 pour alimenter les localités de Sanando et Tissala, situées à une centaine de kilomètres de Bamako au Mali. Le projet, facilité par le projet Energising Development (endev) et coordonné par la GIZ conjointement avec l'AMADER et la commune de Sanando, consiste en la mise en place d'une centrale de production pour former un microgrid isolé alimentant les deux sites. L'installation ainsi que l'exploitation de ce microgrid sont gérées par un groupement composé d'Entech et de Sinergie SA. Avant cette installation, l'accès public d'électricité n'était pas disponible et les ménages, infrastructures publiques et commerces étaient soit démunis d'électricité, soit exploitaient des solutions individuelles de production d'énergie telles que des groupes électrogènes ou des kits individuels photovoltaïques.



Figure II-9 : Localisation du projet de microgrid.

Pour dimensionner le système, un profil de charge a été estimé à partir d'une étude socio-économique réalisée sur la base d'interviews au sein de la population. Plusieurs hypothèses ont dû être prises pour dresser l'évolution de la consommation électrique au fil des années. Des profils types ont été utilisés pour chaque type de consommateur, différenciant les ménages, les infrastructures productives (boutiques, menuiseries, ateliers coutures), et les infrastructures socio-économiques (écoles, maisons communautaires). L'évolution du raccordement de chaque type de consommateur ainsi que la proportion raccordée la première année sont présentés dans le Tableau II-1. Cela a permis de construire le profil de charge du microgrid sur chacune des 15 années prévues d'exploitation. Les profils aux années 1 et 15 sont illustrés sur la Figure II-10. Au début du projet, un faible nombre d'infrastructures productives sont présentes sur les deux villages. Il est estimé que le nombre de commerces et ateliers vont se développer au fur à mesure, notamment du fait de l'arrivée du réseau électrique. A l'année 15, un nombre important d'infrastructures productives pourront être raccordées, ce qui provoque une pointe de consommation également durant la journée.

Tableau II-1 : Hypothèses prises pour estimer l'évolution de la demande électrique à Sanando et Tissala.

	Ménages	Infrastructures productives	Infrastructures socio-économique
Taux de raccordement année 1	17 %	45 %	75 %
Evolution annuelle du nombre de raccordements	8.0 %	5.0 %	5.0 %

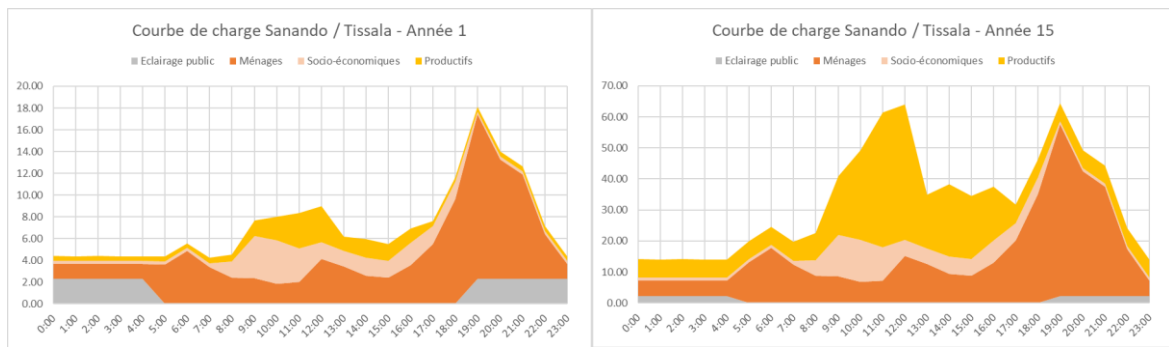


Figure II-10 : Profils de charge envisagés à la première année et au bout de 15 ans d'opération du microgrid.

Le projet de microgrid consiste en une centrale hybride comprenant des groupes électrogènes (GE), des panneaux photovoltaïques couplés sur le bus DC (PVdc) et un système de stockage électrochimique composé de batteries (ESS) de technologie plomb et d'un onduleur (PCS). Le synoptique du microgrid est illustré en Figure II-11. Pour ce projet, l'EMS et le PMS sont sur le même support physique.

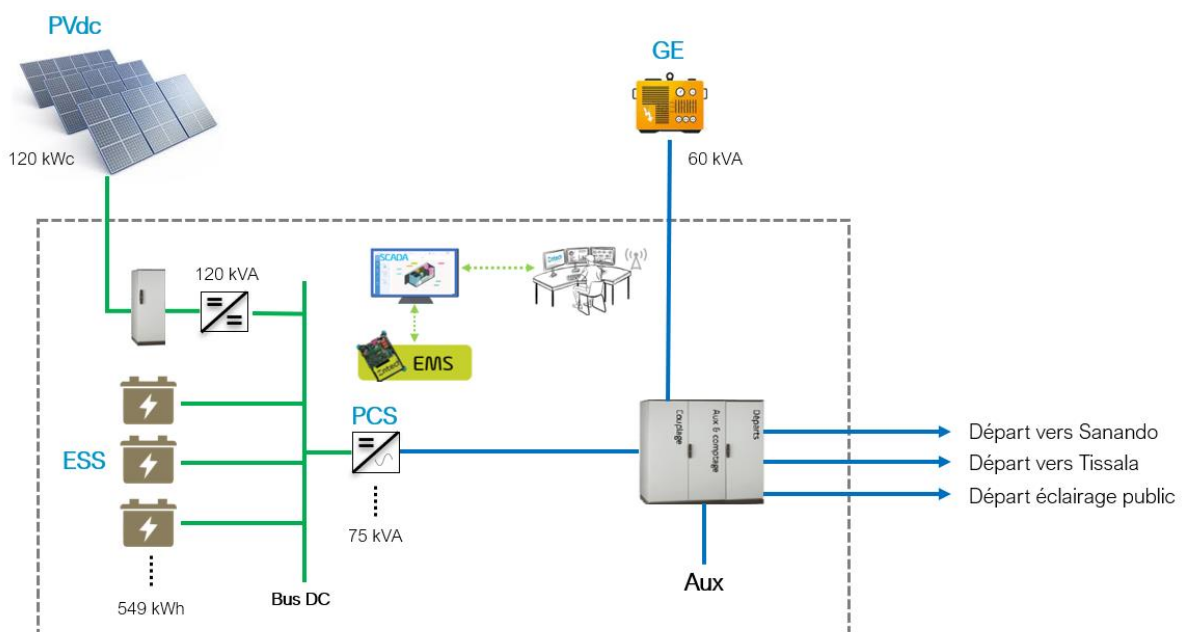


Figure II-11 : Synoptique du microgrid considéré dans l'étude.

L'électricité est distribuée en basse tension 400 Vac via trois départs, un départ pour chacune des deux localités et un départ pour l'éclairage public.

Tableau II-2 : Dimensionnement du microgrid de Sanando-Tissala

Paramètre	Dimensionnement
$P_{nom_{PVdc}}$	120 kWc
$P_{nom_{ConvPVdc}}$	120 kVA
$C_{nom_{ESS}}$	549 kWh
$P_{nom_{PCS}}$	75 kVA
$P_{nom_{GE}}$	48 kW (60 kVA)

Les paramètres techniques du projet utilisés dans la simulation sont listés dans le Tableau II-3. Ces paramètres sont issus des fiches techniques des équipements prévus d'être installés pour le projet. Les paramètres économiques sont présentés dans le Tableau II-4 et ont été obtenus par régression de données de coûts issus de différents projets développés par l'entreprise partenaire. Les paramètres pour l'analyse de fiabilité liée aux pannes sont présentés dans le Tableau II-5 et les paramètres pour l'analyse de fiabilité du plan de protection dans le Tableau II-6. L'évolution du coût des équipements en fonction de leur dimensionnement à partir des paramètres du Tableau II-4 est illustrée sur la Figure II-12.

Tableau II-3 : Paramètres techniques du cas d'étude (issus de fiches techniques des équipements).

Composant	Paramètre	Unité	Valeur
GE	$SeuilMax_{GE_i}$	p.u.	0.9
	$SeuilMin_{GE_i}$	p.u.	0.3
	$Temps_{min,ON}$	min	20
	$Temps_{min,OFF}$	min	20
	$Conso_{fuel}$ [à 10 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100 %] de P_{nom}	L/kWh	[0.466, 0.304, 0.305, 0.325, 0.375]
	$NbHeuresPourRévisionGE$	h Op.	15 000
PVdc	$\eta_{ConvPVdc}$	p.u.	0.97
	$\eta_{CstPVdc}$	p.u.	0.9
	α	°C ⁻¹	-0.0035
PCS	η_{PCS} [à 20 %, 30 %, 50 %, 75 %, 90 %, 100 % $P_{nom_{PCS}}$]	%	[0.952, 0.962, 0.97, 0.973, 0.974, 0.975]
ESS	SOC_{ini}	p.u.	0.5
	$C-rate$	p.u.	1
	$\eta_{ESS,ch}$	p.u.	93
	$\eta_{ESS,dch}$	p.u.	93
	σ_{ESS}	p.u./j	0.2
Aux	$P_{AUX,cst}$	kW	3
	Utilisation Air Cond.	Oui/Non	Non
EMS	Fonction GE Off	On/Off	On
	Fonction Réserve Primaire	On/Off	On
	SOC_{min}	p.u.	0.2
	SOC_{max}	p.u.	1

Tableau II-4 : Paramètres économiques de la simulation (issus de projets réalisés par l'entreprise partenaire).

Equipement	C_{inv}		$C_{O\&M}$	$C_{rep.}$	$T_{rep.}$
	coef a	coef b			
GE	1700 €/kW	0.4	5 €/h.Op. 2 % C_{inv} /an 0.9 €/L fuel	-	Révision complète à 15 000h
PV _{ac}	1200 €/kW	0.12	1.5 % C_{inv} /an		Année 15
Ond. PV	1800 €/kW	0.55	1.5 % C_{inv} /an		Année 10
PV _{dc}	1200 €/kW	0.12	1.5 % C_{inv} /an	100 %	Année 15
DC/DC	1050 €/kW	0.45	1.5 % C_{inv} /an	C_{inv}	Année 10
PCS	1816 €/kW	0.45	1.5 % C_{inv} /an		Année 10
ESS	593 €/kWh	0.12	5 % C_{inv} /an		à SOH = 80 %
BOS	50 % du coût total stockage	-	5 % C_{inv} /an	-	-

Tableau II-5 : Paramètres de l'analyse de fiabilité liée aux pannes (Adefarati, 2017).

Elément	Taux de panne (pannes/an)	Temps de réparation (h)
GE	0.20	438
PVac	0.25	213
PVdc	0.25	213
PCS	0.14	168
Batteries	0.03	150

Tableau II-6 : Paramètres pour l'analyse de fiabilité du plan de protection (Billinton & Karki, 2001).

Paramètre	Unité	Valeur
λ_i	occ/an	0.2
r_{cc}	h	4
r_{blc}	h	4
r_{trip}	h	2
δ_{trip}	%	10

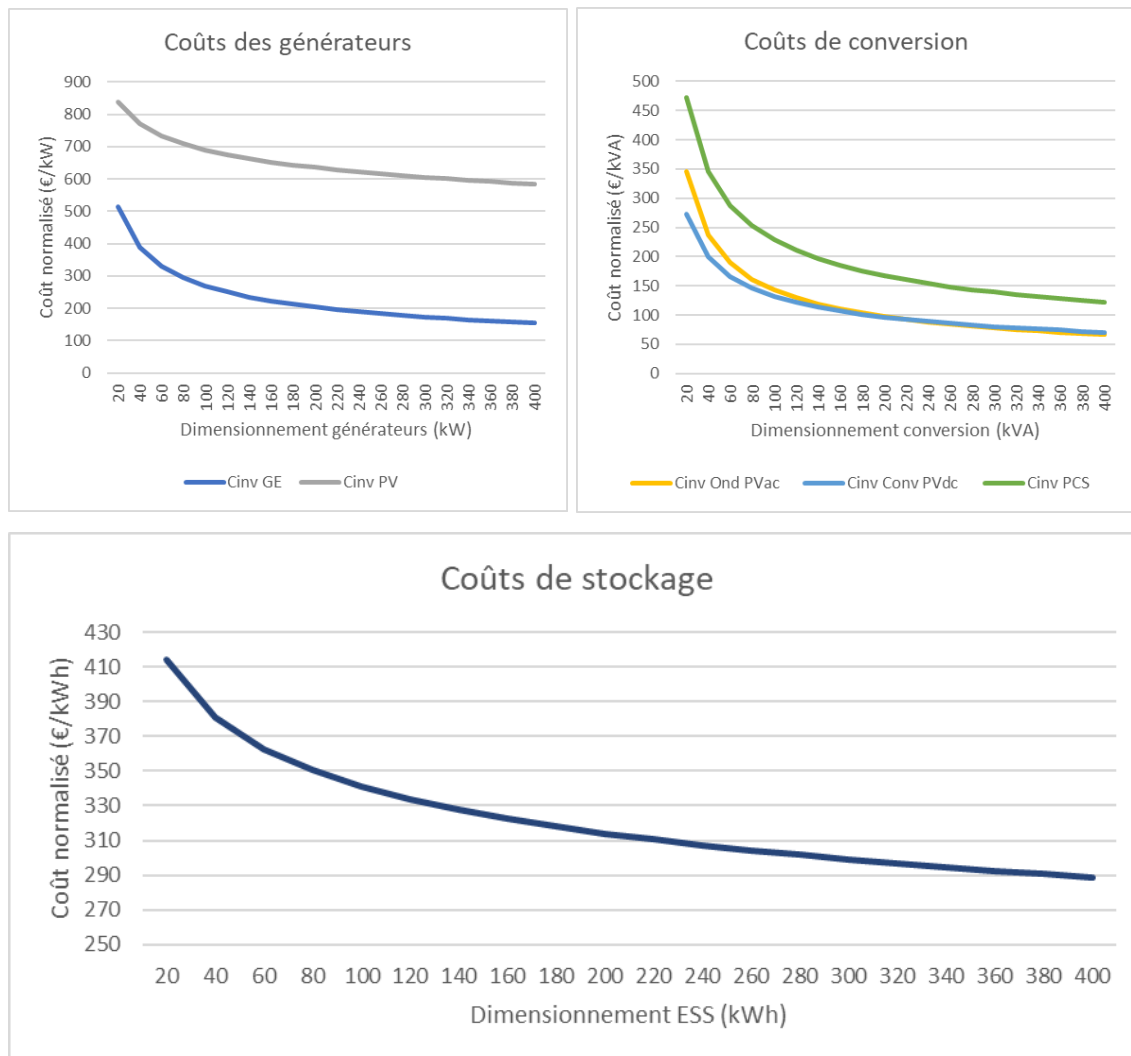


Figure II-12 : Aperçu de l'évolution du coût des équipements en fonction du dimensionnement tel que paramétré pour le cas d'étude

II.6.2 Résultats de simulation

La méthodologie de simulation présentée précédemment a été appliquée au cas d'étude du projet Sanando-Tissala pour l'électrification de deux villages au Mali présenté en section II.6.1. Le microgrid a été simulé sur 15 ans afin de calculer les indicateurs d'intérêt tel que le coût sur cycle de vie LCC ainsi que le taux d'intégration des énergies renouvelables. Ces simulations ont été réalisées pour différentes configurations de grid-forming présentées en section II.3.5. L'opération du microgrid sur 2 années différentes est présentée en Figure II-13 (1^{ère} année) et Figure II-14 (10^{ème} année) pour les différentes configurations de grid forming. La simulation est identique pour les configurations « maître alterné » et « multi-maîtres », la logique de gestion des flux de puissance étant la même. Avec une configuration « maître unique », le GE est toujours en ligne, ce qui limite considérablement l'utilisation de la ressource solaire. La première année, une part importante de l'énergie PV doit être écartée. De plus, la consommation électrique étant faible au début du projet, le GE se retrouve à fonctionner souvent à faible puissance ce qui entraîne un rendement détérioré ainsi qu'un vieillissement prématuré. Le cyclage des batteries est également très faible du fait de l'impossibilité de décharger les batteries. Au fur et à mesure de l'augmentation de la consommation, l'énergie PV est mieux utilisée grâce à la décharge des batteries la nuit et les batteries sont davantage cyclées. Avec une configuration « maître alterné » et « multi-maîtres », l'arrêt régulier du GE permet d'augmenter considérablement l'autoconsommation de l'énergie solaire. Dans les premières années d'opération, le microgrid fonctionne quasi-exclusivement à partir de l'énergie solaire et du système de stockage. Ensuite, au fur et à mesure de l'augmentation de la consommation électrique, l'utilisation du groupe électrogène est de plus en plus importante, ce qui réduit au fur et à mesure le taux d'énergies renouvelables dans le mix énergétique.



Figure II-13 : Simulation de l'opération du microgrid pour une semaine de juin à la première année avec deux stratégies différentes de contrôle.

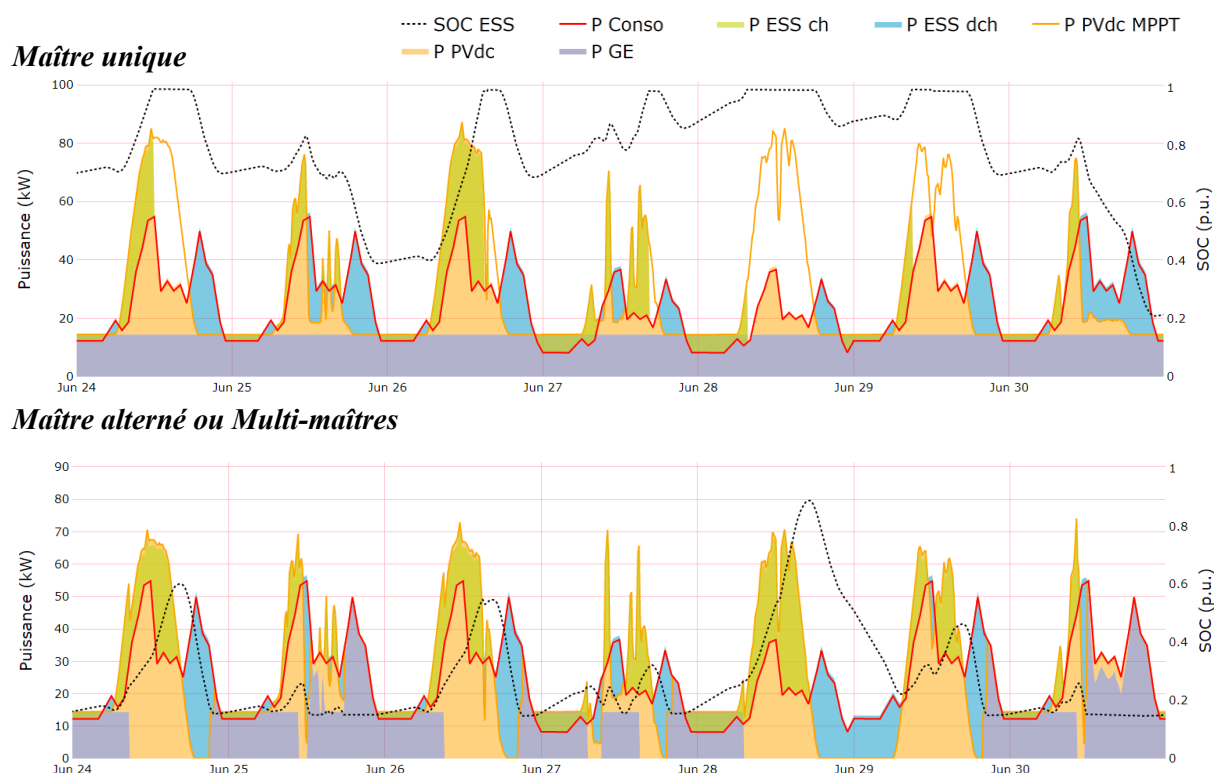


Figure II-14 : Simulation de l'opération du microgrid pour une semaine de juin en 10ème année d'exploitation avec deux stratégies différentes de contrôle.

Le Tableau II-7 liste les principaux indicateurs techniques pour les trois configurations de grid-forming. On peut voir que sur les 15 ans, les configurations « maître alterné » et « multi-maîtres » sont les plus intéressantes car elles permettent d'améliorer significativement le taux d'intégration d'ENR (77 % contre 37 %). L'énergie PV écrêtée est également fortement réduite (13 % contre 58 %). Le GE est moins souvent en ligne ce qui augmente sa durée de vie. Cependant le cyclage des batteries est plus important ainsi que le nombre de démarrages du GE, ce qui a un impact sur leur vieillissement.

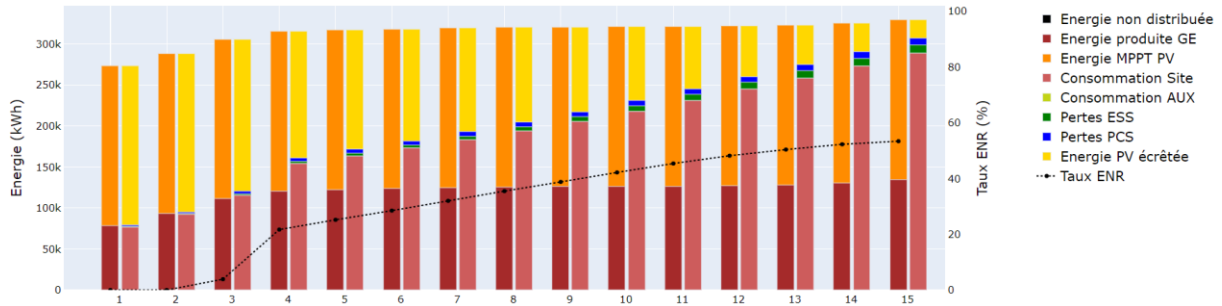
Tableau II-7 : Comparaison des indicateurs techniques d'intérêt pour les différentes configurations de grid-forming.

Configuration de grid-forming	Maître unique	Maître alterné & Multi-Maitres
Energie PV MPPT (kWh)	2918.9	2918.9
Energie PV écrêtée (%)	58	13
SoC moyen ESS (%)	84	55
Nb de cycles ESS	1317	3148
Nb démarrages GE	0	1997
Temps GE en ligne (%)	100	32
Taux ENR (%)	37	77

La Figure II-15 permet d'observer les flux d'énergie sur l'ensemble de la durée de vie du système pour les trois configurations. On peut voir pour la configuration « maître unique » que la totalité de la consommation est fournie par le GE à la première année, l'énergie PV potentiellement disponible étant entièrement écrêtée. Au fur et à mesure du projet, l'intégration du PV augmente et donc le taux d'intégration ENR, qui va jusqu'à atteindre 53 % à la fin du projet. Pour une configuration « Maître

alterné » ou « Multi-mâtres », le GE est très peu utilisé en début de projet et de plus en plus à la fin. L'intégration renouvelable va donc de pratiquement 100 % à la première année jusqu'à 60 % à la dernière année. Les batteries étant de plus en plus cyclées et utilisées à puissance plus importante, les pertes batteries, les pertes auxiliaires ainsi que les pertes de conversion augmentent également.

Configuration « Maître unique »



Configuration « Maître alterné » et « Multi-mâtres »

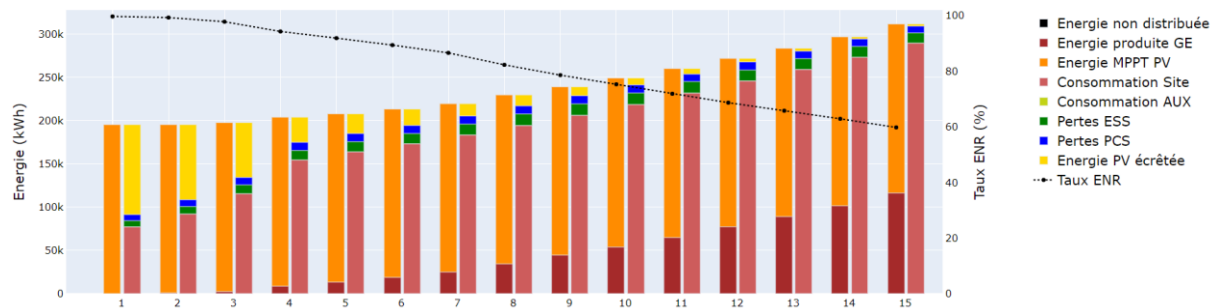


Figure II-15 : Flux d'énergie prévus sur la durée de vie du projet pour les différentes configurations de grid-forming - Pour chaque année, la barre de gauche présente les postes de production d'énergie, et la barre de droite les postes de consommation.

Enfin, la Figure II-16 illustre les flux monétaires sur l'ensemble de la durée de vie du projet. Lors de la première année, les coûts d'investissement sont comptabilisés, incluant le prix d'achat du système de stockage, de la partie conversion, de la centrale solaire, et du groupe électrogène. Le coût O&M inclut l'opération et maintenance de l'ensemble des équipements. Le remplacement de la conversion PCS ainsi que des convertisseurs de la centrale solaire est prévu une fois à l'année 10. A la fin du projet, une valeur résiduelle, représentée par des coûts négatifs en année 15, est calculée en fonction de la durée de vie restante sur chaque équipement. Pour les deux configurations de grid-forming, le coût d'investissement est le même.

La configuration « maître-unique » a des coûts O&M et des coûts de carburants plutôt constants sur la durée de vie du projet du fait de l'utilisation en continu du groupe électrogène. Un seul remplacement des batteries est observé à l'année 12.

Les configurations « Maître alterné » et « Multi-mâtres » ont deux remplacements des batteries, le premier à l'année 7 et le second à l'année 11. La valeur résiduelle des batteries en fin de projet est également plus faible. Les coûts O&M ainsi que les coûts de carburants augmentent progressivement avec l'utilisation accrue du GE au cours du temps jusqu'à atteindre 50k€ et 32.5 k€ respectivement à la fin du projet.

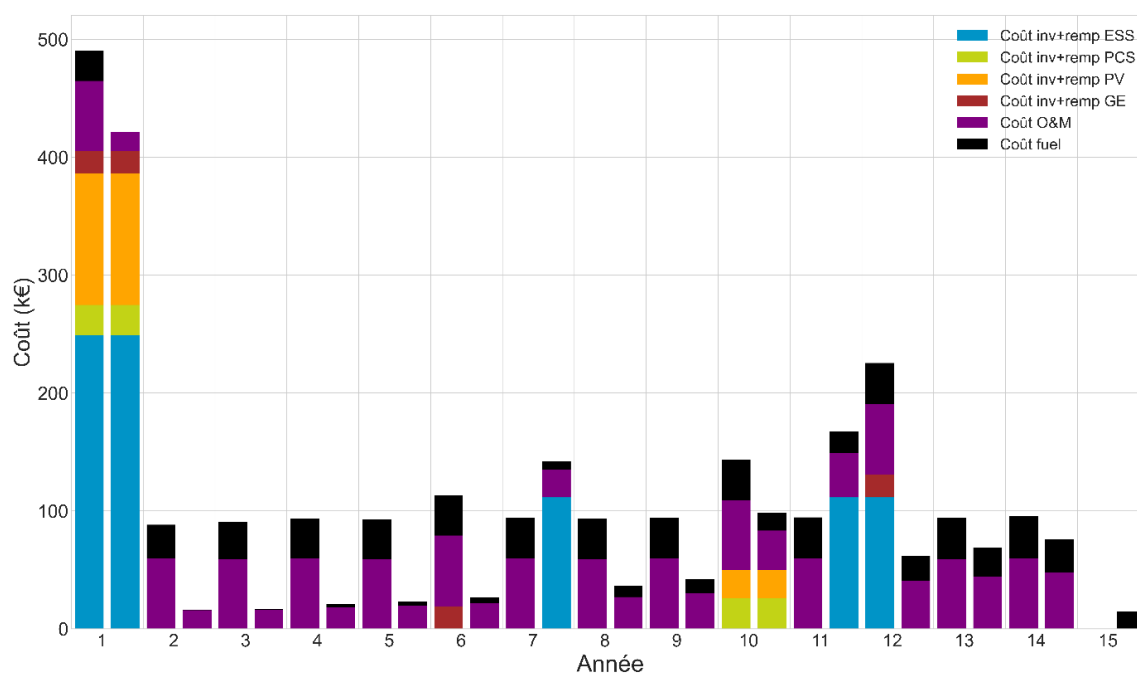


Figure II-16 : Prédiction des flux monétaires pour les 15 ans de fonctionnement du microgrid de Sanando/Tissala pour 2 stratégies de contrôle différentes : pour chaque année, la barre de gauche correspond à une stratégie « maître unique » et celle de droite à une stratégie « maître alterné » ou « multi-maîtres ».

On peut voir d'après le Tableau II-8 qu'il y'a un réel intérêt économique à avoir la capacité d'arrêter le GE. Les coûts d'O&M sont divisés par 2 et les coûts de carburant sont divisés quasiment par 3. Bien que le coût de remplacement augmente du fait du cyclage plus important des batteries, le coût total sur cycle de vie passe de 1740 k€ à 1115 k€ avec cette capacité d'arrêt du GE.

Tableau II-8 : Comparaison des indicateurs économiques d'intérêt pour les différentes configurations de grid-forming.

Configuration de grid-forming	Maître unique	Maître alterné & Multi-maîtres
Coût inv total (k€)	405.49	405.49
Coût O&M total (k€)	893.89	442.26
Coût fuel total (k€)	502.42	179.60
Coût remp total (k€)	161.34	272.84
LCC (k€)	1739.95	1115.27

II.6.3 Résultats d'analyse de fiabilité

Les paramètres de l'analyse de fiabilité liée aux pannes sont présentés dans le Tableau II-5 et ceux de l'analyse de fiabilité du plan de protection dans le Tableau II-6.

Après chaque simulation annuelle de l'opération du microgrid, une analyse de fiabilité est effectuée pour évaluer les différents aspects décrits en section II.5. La décomposition de l'indisponibilité globale du microgrid est présentée dans la Figure II-17 pour les trois configurations de grid-forming. Les causes possibles d'indisponibilité pris en compte sont l'adéquation production/consommation, les pannes des générateurs PV, les pannes des onduleurs PCS, les pannes des batteries, les pannes GE, ainsi que la défaillance du plan de protection.

La configuration « maître unique » maintient en marche constamment le groupe électrogène et a donc un taux d'indisponibilité constant liée aux pannes de ce dernier. Le groupe électrogène peut garantir le fonctionnement du plan de protection ce qui rend nul l'indisponibilité liée à une défaillance du plan de protection tout au long de la durée d'exploitation du système. L'adéquation est un important facteur à la fin du projet avec une consommation qui est prévue de dépasser les capacités de production du microgrid et ceux peu importe la configuration de grid-forming.

La configuration « maître alterné » permet l'arrêt régulier du groupe électrogène. Au début du projet, le groupe électrogène est très peu utilisé ; le taux d'indisponibilité est alors principalement lié aux pannes PCS, ESS et PV. Cependant, une panne sur ces équipements peut facilement être compensée par le GE qui agit alors comme groupe de secours, ce qui explique pourquoi le taux d'indisponibilité liée à une panne de ces équipements est faible au début du projet. L'indisponibilité est alors liée principalement au temps pour passer sur le GE en cas de panne. Le taux de panne lié au plan de protection n'est pas nul car le système fonctionnement sans GE n'assure pas toujours un bon fonctionnement du plan de protection.

La configuration « multi-maîtres » permet l'opération en grid-forming de l'onduleur PCS en parallèle du GE. Cette configuration réduit considérablement l'indisponibilité liée aux pannes du GE et donc l'indisponibilité globale du système. La complexité à gérer ce type de configuration peu cependant engendrer un risque d'instabilité pouvant mener au blackout. En effet, opérer deux éléments en grid-forming en parallèle doit être géré par des pentes de statisme qui doivent être réglées avec précaution pour assurer la stabilité du système. D'un point de vue de la fiabilité, cette configuration offre donc une meilleure performance à condition que le pilotage soit maîtrisé.

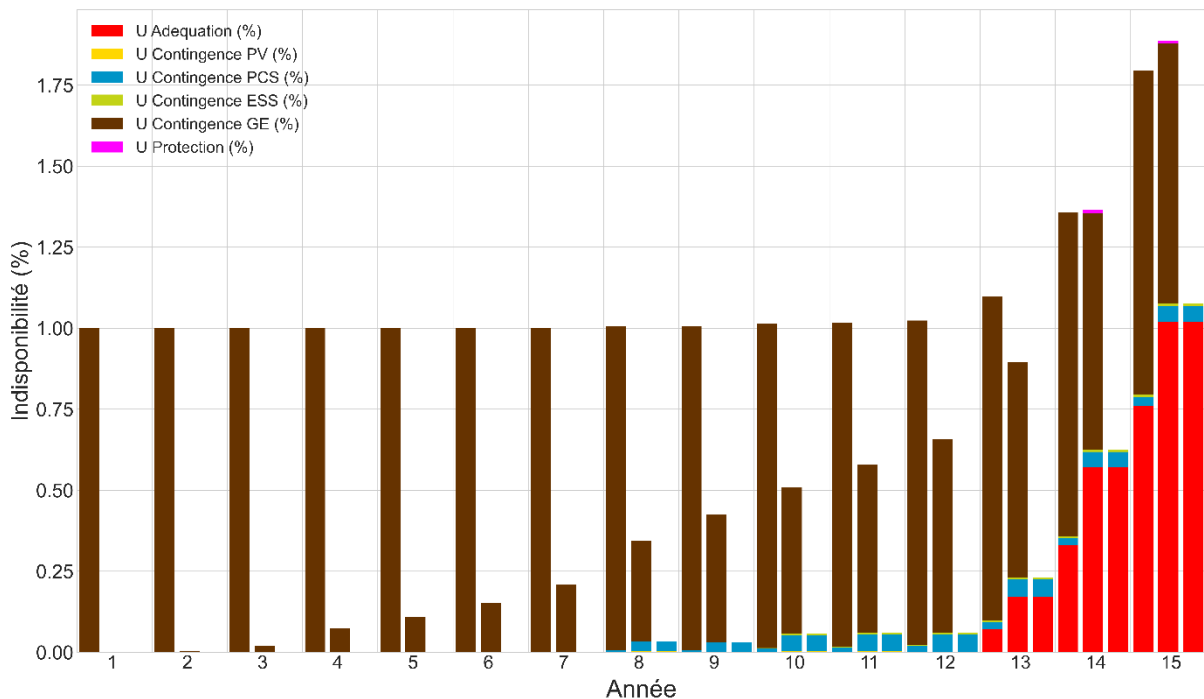


Figure II-17 : Evolution des sources d'indisponibilité au cours de l'exploitation du microgrid de Sanando/Tissala pour 3 stratégies de contrôle différentes : pour chaque année, la barre de gauche correspond à une stratégie « maître unique », la barre centrale à une stratégie « maître alterné » et celle de droite à une stratégie « multi-maîtres ».

La Figure II-18 résume les indicateurs de fiabilité totaux sur la durée de vie du projet pour les trois configurations de grid-forming. On remarque que l'indisponibilité la plus forte est observé pour la configuration « maître unique », principalement due au risque de pannes sur le GE. La configuration « multi-maîtres » a le moins de risque d'indisponibilité car les pannes GE sont compensées par les onduleurs PCS qui reprennent la tâche de grid-forming instantanément. Les résultats d'analyse de fiabilité lié au plan de protection a un impact négligeable sur l'indicateur d'indisponibilité global.

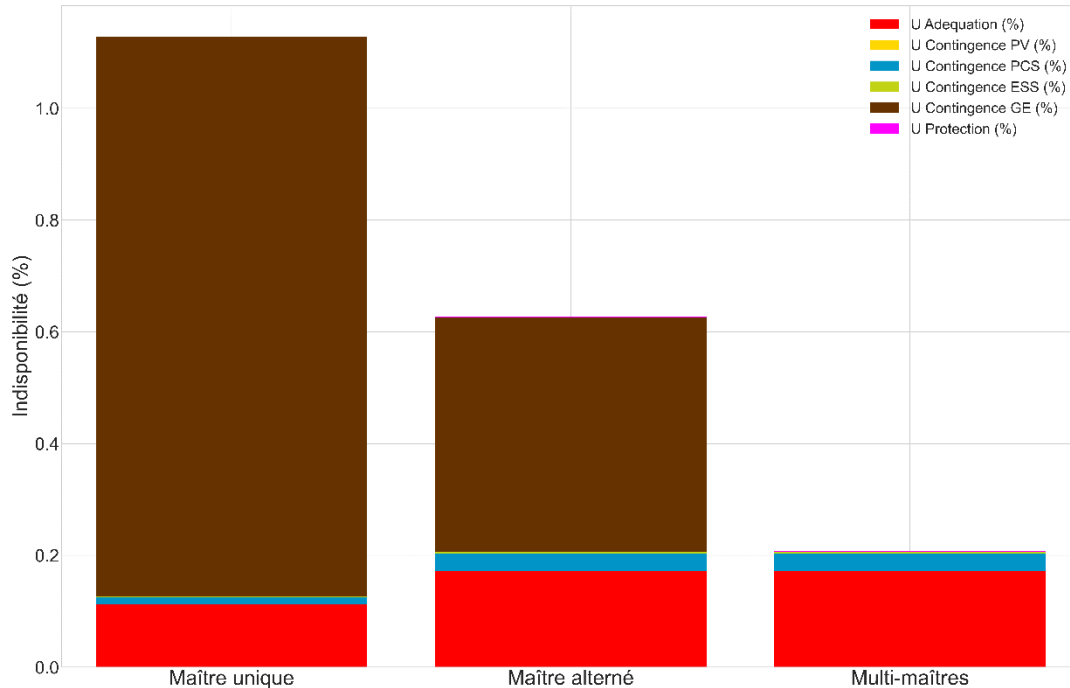


Figure II-18 : Comparaison des indicateurs de fiabilité sur l'ensemble de la durée du projet pour différentes configurations de grid forming.

II.6.4 Synthèse et discussion des résultats obtenus

La méthodologie de simulation testée sur le cas d'étude montre que, pour le dimensionnement défini, la performance estimée du microgrid est très variable sur la durée de vie du projet. Elle dépend également fortement de la stratégie de contrôle. D'un point de vue technico-économique, un fonctionnement avec GE constamment en ligne (maître unique) n'est pas souhaitable. D'une part les coûts d'O&M et de carburant sont très importants tout au long du projet, et le vieillissement du groupe électrogène est accéléré. D'autre part, l'énergie solaire est très peu exploitée avec un écrêtage très important au début du projet. L'intégration d'énergie renouvelable est quasiment nulle au départ et n'atteint pas les 60 % à la fin du projet. La fonctionnalité d'arrêt du GE grâce notamment à la fonction grid-forming sur les onduleurs PCS améliore très fortement la performance du microgrid avec une intégration renouvelable très forte, notamment en début de projet car la demande électrique est alors encore faible. Le cyclage des batteries est cependant plus important avec des remplacements plus fréquents, mais cela conforte leur utilité tout au long du projet. Le coût global sur cycle de vie LCC est alors significativement diminué grâce à cette fonctionnalité. La fiabilité est un aspect important considéré dans cette thèse. L'arrêt du groupe électrogène améliore la fiabilité grâce à la diminution du risque d'indisponibilité liée à une panne GE. La configuration « multi-maîtres » dans laquelle les onduleurs PCS fonctionnent en grid-forming en parallèle du GE lorsque celui-ci est en marche, améliore également la fiabilité du système. Le risque d'indisponibilité lié à une panne GE est en effet fortement diminué.

II.7 Conclusions

La modélisation proposée permet d'évaluer les microgrids isolés considérés dans cette thèse sur les indicateurs de coût, d'intégration renouvelable et de fiabilité. Le modèle du microgrid a été construit sur une échelle énergétique, représentant chacun des composants incluant les générateurs PV et GE, le système de stockage, les différents étages de conversion et les différentes briques de contrôle. Un indicateur de coût sur cycle de vie et un indicateur de taux d'intégration d'énergie renouvelable ont été retenus pour évaluer le microgrid sur les critères économique et environnemental. Concernant la fiabilité, différentes sources d'indisponibilité sont prises en compte : l'adéquation production-consommation, les pannes des composants, et les défaillances du plan de protection. La méthode a été testée sur un cas d'étude de microgrid installé au cours de cette thèse. Le microgrid a été simulé sur 15 ans pour trois configurations de grid-forming différentes.

Du point de vue des indicateurs technico-économiques, on distingue deux types d'opération selon que le système ait la capacité ou pas de fonctionner sans groupe électrogène. Cette configuration nécessite la fonctionnalité de grid-forming sur les onduleurs batteries permettant de gérer la fréquence et tension du microgrid. La possibilité d'arrêter le GE améliore significativement la performance du microgrid en intégrant une part plus importante d'énergie renouvelable et en limitant l'énergie solaire devant être écartée. Une autre fonctionnalité qui est d'utiliser le GE et les onduleurs PCS dans une configuration « multi-maîtres » ajoute un gain en fiabilité bien que les indicateurs technico-économiques soient identiques à une configuration « maître alterné ». La fonctionnalité d'arrêt du GE peut cependant compromettre la fiabilité du système car les transitions (arrêt et démarrage GE) sont des procédures délicates pour lesquelles le risque d'effondrement du réseau est non négligeable si elles ne sont pas maîtrisées. La configuration « multi-maîtres » est également source d'instabilité et nécessite une maîtrise des lois de régulation mises en place au niveau du GE et au niveau des onduleurs PCS. Pour le cas d'étude considéré, l'indisponibilité liée au plan de protection a un impact négligeable sur l'indicateur d'indisponibilité global.

Pour l'entreprise partenaire, la maximisation de la fiabilité sur ces sites, souvent à l'international et difficiles d'accès, constitue un enjeu majeur pour assurer une viabilité technique et économique. En effet, les opérations de maintenance ou envois de pièces de rechange représentent des coûts importants qui peuvent mettre en péril la rentabilité de ces projets. La consommation électrique étant prévue d'augmenter lentement du fait du raccordement progressif des utilisateurs au microgrid, l'énergie PV écartée au début du projet est importante pour toutes les configurations de grid-forming présentées. Cette énergie non exploitée pourrait être utilisée pour d'autres formes d'usages ou de stockage, tels que du pompage d'eau, de la recharge de batteries individuelles, de la production de froid, etc. Le même cas d'étude du microgrid au Mali sera utilisé dans les chapitres suivants pour illustrer la méthode de conception proposée. L'analyse de fiabilité qui a été décrite dans ce chapitre permettra de mieux prendre en compte les phénomènes impactant la disponibilité du microgrid.

CHAPITRE III. Conception multi-
objective d'un microgrid
isolé

Sommaire chapitre III

III.1	INTRODUCTION	88
III.1.1	Revue bibliographique des méthodes d'optimisation multi-objective appliquées aux microgrids isolés	88
III.1.2	Verrous identifiés dans les méthodes existantes.....	95
III.2	METHODE D'OPTIMISATION MULTI-OBJECTIVE	95
III.2.1	Description de la méthodologie	95
III.2.2	Variables de dimensionnement et paramétrage de l'algorithme.....	97
III.2.3	Stratégies de contrôle considérées	99
III.2.4	Objectifs d'optimisation et indicateurs choisis	100
III.3	RESULTATS DE DIMENSIONNEMENT SUR LE CAS D'ETUDE	101
III.3.1	Cas de référence : non prise en compte des pannes et du plan de protection.....	101
III.3.2	Prise en compte des pannes et du plan de protection	103
III.3.3	Comparatif entre différents mix de production	105
III.3.4	Zoom sur différents compromis.....	106
III.4	CONCLUSIONS.....	110

III.1 Introduction

Ce chapitre décrit la méthodologie mise en place pour concevoir les microgrids isolés dont le périmètre a été défini dans le chapitre I. Différentes méthodes et outils de conception existants et applicables au périmètre d'étude ont été revus dans le chapitre I. Il a été souligné l'importance de prendre en compte la fiabilité dans la conception des microgrids isolés, notamment du fait des nombreux facteurs d'indisponibilité propres à ces réseaux. La prise en compte du coût est également cruciale dans les projets microgrids, dont l'application principale étudiée est l'électrification de zones rurales dans lesquelles les habitants ont des revenus modestes. Le service apporté doit se faire à un coût faible mais sans contraindre la disponibilité du réseau, les coûts liés aux interruptions pouvant également se répercuter sur le coût final de l'électricité. L'empreinte carbone est enfin un objectif important de conception.

Une prise en compte de ces trois critères pour dimensionner un microgrid implique l'utilisation d'une méthode d'optimisation multi-objective. Le but de la méthodologie qui sera proposée dans ce chapitre est de donner les moyens aux personnes en charge de concevoir le dimensionnement initial, l'architecture et la stratégie d'opération, de prendre en compte le compromis entre les objectifs de coût, d'intégration d'énergie renouvelable, et de fiabilité. Ces trois objectifs ne sont pas optimisables en même temps ; par exemple, une augmentation de l'intégration d'énergie renouvelable va potentiellement coûter plus cher et impacter la fiabilité.

III.1.1 Revue bibliographique des méthodes d'optimisation multi-objective appliquées aux microgrids isolés

Plusieurs articles de revue ont dressé un état de l'art sur les méthodes de conception développées pour les microgrids (Ammari et al., 2021; Bourennani et al., 2015; Rey et al., 2019; Sinha & Chandel, 2014) et d'autres plus particulièrement sur les microgrids isolés (Al-falahi et al., 2017; Liu et al., 2018; Siddaiah & Saini, 2016; Tezer et al., 2017). Les méthodes utilisées dans les études sont très variées : méthodes analytiques, logiciels de conception (Homer, *etc*), méthodes d'optimisation métaheuristiques, méthodes hybrides combinant les avantages de plusieurs algorithmes. Une synthèse des méthodes de conception revues est présentée dans le Tableau III-1. Il a été choisi de considérer uniquement les travaux traitant des microgrids isolés ou incluant une considération spécifique pour la fiabilité.

Paulitschke *et al.* (2017) comparent différents algorithmes pour le dimensionnement d'un microgrid comprenant production PV, batteries et stockage hydrogène réversible. Les résultats indiquent une performance comparable entre algorithme génétique et une optimisation par essais particuliers standard, et des meilleures performances avec une version améliorée de l'optimisation par essais particuliers. Peng *et al.* (2018) ont testés 19 algorithmes d'optimisation différents sur un cas d'étude avec un objectif unique de coût et contrainte d'adéquation. Les auteurs justifient que les algorithmes hybrides métaheuristiques ont des performances améliorées dans la recherche d'optimums globaux et locaux, une meilleure convergence et précision de calcul.

Plusieurs articles ont utilisé des algorithmes génétiques pour dimensionner des systèmes énergétiques hybrides. Katsigiannis *et al.* (2010) ont utilisé l'algorithme NSGA-II pour concevoir un système hybride autonome utilisant des sources renouvelables et thermiques avec l'objectif de minimiser le coût de l'énergie du système ainsi que les émissions de gaz à effet de serre pendant la durée de vie globale du système. Kamjoo *et al.* (2016) ont eu recours à l'algorithme NSGA-II pour obtenir les compromis entre le coût et la fiabilité dans le dimensionnement de systèmes PV-éolien-batteries. Enfin, Roy *et al.* (2019) ont employé l'algorithme NSGA-II pour dimensionner un système multi-sources uniquement à base

d'énergies renouvelables avec l'objectif de minimiser le coût et maximiser la fiabilité.

Lu *et al.* (2017) ont optimisé un microgrid insulaire en pondérant les quatre indicateurs objectifs pour former un unique indicateur. Les coefficients de pondération sont obtenus par une méthode « entropy weight method » qui se base sur les résultats de simulations de l'ensemble de l'espace de recherche issues du logiciel HOMER. Kirthiga *et al.* (2013) proposent une méthodologie pour transformer un réseau de distribution existant en un microgrid isolé en optimisant à la fois le nombre de sources distribuées et leur dimensionnement ainsi que la reconfiguration du réseau. L'objectif de l'optimisation est une minimisation des pertes et du coût du réseau. Dans un premier temps, le nombre de sources distribuées et leur taille sont optimisés sur un objectif de minimisation du coût et des pertes en effectuant des analyses de flux de puissance. Ensuite, plusieurs configurations sont testées en ajoutant des connections entre différents bus. La configuration finale est basée sur la minimisation des pertes.

Certaines études traitent du dimensionnement d'un système de stockage au sein d'un microgrid, considérant ainsi cette étape comme indépendante au dimensionnement des sources de production (Bahramirad *et al.*, 2012; Knap *et al.*, 2016). L'optimisation de l'opération du microgrid peut être également intégrée à l'optimisation du dimensionnement, ce qui permet d'améliorer le temps de calcul (Rigo-Mariani, 2014). Katsigiannis & Georgilakis (2012) utilisent la stratégie de contrôle comme une variable de dimensionnement.

Peu de publications traitent de l'optimisation de l'emplacement des sources dans le dimensionnement des microgrids isolés. Sachs & Sawodny (2016) optent pour une optimisation multi-objective en 3 étapes pour déterminer le dimensionnement ainsi que l'architecture de conversion d'un microgrid isolé sur les critères de coût et d'impact environnemental. Une méthode de classification « k-means clustering » est d'abord utilisée pour déterminer un profil de charge représentatif et ainsi réduire le temps de calcul constituant la première phase de l'optimisation. La deuxième étape est le dimensionnement optimal des générateurs et la sélection de l'architecture de conversion. La troisième étape correspond à l'optimisation du contrôle, avec une contrainte de réserve imposée dans le dispatch des générateurs. L'auteur met en avant le fait que peu de recherche inclue l'architecture de conversion dans l'optimisation des microgrids et considère quatre architectures possibles du microgrid :

- PV et ESS couplés en AC ;
- PV sur tension batteries via DC/DC ;
- Batteries et PV sur bus DC commun ;
- Batteries sur tension PV via convertisseur DC/DC.

La complexité d'analyser la fiabilité d'un système électrique justifie de séparer l'étape d'analyse de fiabilité du prédimensionnement du système. Cependant, du fait de la petite taille d'un microgrid isolé, il est possible d'incorporer l'analyse de fiabilité dans la méthode de conception, Escalera *et al.* (2018) mettent notamment en avant l'importance de cette considération.

Nombreuses études traitent la fiabilité comme objectif de conception (Acuña *et al.*, 2017; Arefifar *et al.*, 2013; Baghaee *et al.*, 2016; Ghorbani *et al.*, 2018; Jamshidi & Askarzadeh, 2019; Lu *et al.*, 2017; Maheri, 2014; Mitra *et al.*, 2016; Ramli *et al.*, 2018; Roy, 2019; Z. Shi *et al.*, 2015; Yang *et al.*, 2008). La plupart des méthodes abordent la fiabilité avec un indicateur d'adéquation. Hanna *et al.* (2019) pointent la limitation du logiciel Homer à prendre en compte l'impact des pannes sur la fiabilité des systèmes modélisés. Le logiciel inclut uniquement la modélisation de défaillances du réseau dans le cas d'un microgrid connecté réseau, forçant alors un fonctionnement en mode îloté.

Jamshidi & Askarzadeh (2019) proposent une méthode d'optimisation multi-objective par recherche de corbeau pour obtenir le front de Pareto sur un objectif économique et d'adéquation. Le besoin de

réserve basé sur un pourcentage de la production solaire et de la consommation électrique est pris en compte dans la stratégie d'opération. L'ajout du système de stockage réversible à hydrogène est estimé améliorer la performance du microgrid, aussi bien sur l'aspect coût que fiabilité. La prise en compte du besoin de réserve impacte considérablement la taille du système optimale et l'indicateur économique. Le coût de fuel est le paramètre le plus influant sur les résultats.

Acuña *et al.* (2017) proposent un nouvel indicateur de fiabilité mesurant l'énergie maximale pouvant être non fournie pendant une période donnée en prenant en compte l'incertitude sur le productible de chaque ressource. Cet indicateur est évalué dans une méthode d'optimisation multi-objective par algorithme génétique. Cependant, cet indicateur considère uniquement l'adéquation production-consommation.

De même, Maheri (2014) propose une méthode d'analyse de fiabilité imbriquée dans un algorithme génétique, mais les indicateurs de fiabilité proposés (Blackout duration, MTBF, et Unmet Load) sont des indicateurs d'adéquation. Kashefi Kaviani *et al.* (2009) utilisent une analyse de fiabilité prenant en compte l'impact des pannes des composants du microgrid et l'indicateur de fiabilité obtenu est utilisé aussi bien comme contrainte de disponibilité que comme objectif d'optimisation à travers une contribution dans l'objectif de coût. A l'aide d'une optimisation particulière à essaim, il a été montré qu'une prise en compte des pannes conduit à une augmentation de 3,2 % de la valeur de l'indicateur de coût. Sanajaoba (2016) modélise les pannes des composants PV et éolien avec une distribution binomiale qui permet de refléter leur impacts sur le système isolé à travers un indicateur d'adéquation (ENS). L'indicateur est ensuite converti en coût d'indisponibilité incorporé à l'objectif économique d'optimisation. Mitra *et al.* (2016) ont mis au point une méthode afin de trouver le mix de production optimal, incluant la localisation des sources dans le microgrid, vérifiant le critère de fiabilité EIR (Energy Index of Reliability). Les auteurs distinguent deux types de sources : intermittentes (PV) ou pilotables (micro-turbines). La fonction objective de dimensionnement est une minimisation des coûts d'investissement et d'opération tout en garantissant un niveau de fiabilité. Un algorithme de recuit simulé considère le critère de fiabilité dans le dimensionnement en testant des pannes sur les générateurs. Bahramirad *et al.* (2012) proposent une approche Monte Carlo afin de dimensionner le système de stockage (puissance et énergie) d'un microgrid en considérant le critère de fiabilité. Des scénarios de pannes sont joués afin de prendre en compte différentes configurations du microgrid. Ces pannes représentent uniquement une disponibilité des différentes sources de production et les défauts de court-circuit (et donc l'impact du plan de protection) ne sont ici pas pris en compte. L'indicateur de fiabilité utilisé est le LOLE, qui représente uniquement l'adéquation. L'objectif de l'optimisation est de minimiser les coûts d'investissement du système de stockage et les coûts d'opération (coût de fuel, coûts liés aux démarrages et arrêts des groupes électrogènes et les coûts d'import/export de l'électricité avec le réseau principal). Une limite de 0,1 jour/an de perte de charge (LOLE) est utilisée comme critère de fiabilité.

La méthode développée par Mitra & Vallem (2012) recherche la taille de stockage minimale nécessaire à atteindre un certain niveau de fiabilité. La méthode s'appuie sur une simulation de Monte-Carlo séquentielle. Chaque ligne et source du réseau est modélisé avec un modèle Markov à deux états. Les sources renouvelables sont utilisées à leur point de puissance maximale alors que les sources pilotables sont démarrées dans l'ordre de priorité basé sur le coût d'opération. L'indicateur LOLP est utilisé pour quantifier la fiabilité du microgrid avant et après augmentation de la taille du stockage.

Roberts *et al.* (2018) proposent une optimisation multi-objective par algorithme génétique basée sur un indicateur de coût et de fiabilité (LPSP) avec une représentation des résultats sous la forme de fronts de Pareto. Une méthode Latin Hypercube permet de créer un certain nombre de scénarios en exploitant

les distributions de probabilité des différents générateurs. Les pannes des équipements sont également prises en compte dans la construction des scénarios en utilisant une analyse de Monte-Carlo séquentielle avec une modélisation exponentielle des taux de pannes et de réparation.

Adefarati (2019) propose une méthode d'optimisation avec un objectif unique de coût incluant un coût d'indisponibilité et un coût lié aux émissions de gaz à effet de serre. Les indices de pannes des différents équipements (Force Outage Rate) sont pris en compte dans le calcul des indicateurs d'indisponibilité qui sont ensuite transcrits en coût. Une analyse de sensibilité est effectuée pour évaluer l'impact des indices de pannes sur les indicateurs de fiabilité. Trois indicateurs de fiabilité (LOLP, LOLE, et EENS) sont utilisés dans l'étude.

Dans la méthode présentée par Katsigiannis *et al.* (2014), l'analyse de fiabilité des microgrids considérés repose dans l'analyse de l'adéquation ainsi que du risque lié au pannes, tous deux convertis en coût d'indisponibilité afin d'évaluer les microgrids uniquement sur un indicateur de coût. La méthode de Monte-Carlo effectuant 100 scénarios de pannes par configuration de dimensionnement n'est cependant appliquée que sur les résultats optimaux obtenus par la méthode d'optimisation et n'est pas directement intégrée à la méthode d'optimisation. Les résultats montrent que la prise en compte des pannes augmente significativement l'indicateur d'indisponibilité.

Dans la méthode proposée par Hanna *et al.* (2019), les auteurs mettent au point une méthode exploitant le logiciel DER-CAM pour dimensionner un microgrid interconnecté au réseau principal en prenant en compte la fiabilité. Un algorithme PSO est utilisé pour le dimensionnement, le logiciel DER-CAM pour la simulation de l'opération de chaque configuration, et une sous-routine exploitant un algorithme de Monte Carlo calcule l'indicateur de fiabilité basé sur les états et dispatchs des équipements renvoyé par DER-CAM. L'algorithme de Monte-Carlo effectue une simulation de pannes sur les générateurs distribués et sur le réseau principal. Les auteurs montrent que la prise en compte de ces pannes peut augmenter significativement l'investissement obtenu par la méthode d'optimisation, le coût d'interruption paramétré ayant un impact important sur les résultats.

CHAPITRE III : Conception multi-objective d'un microgrid isolé

Tableau III-1 : Synthèse des méthodes de conception de microgrids isolés revues

Méthode	Objectifs			Variables	Contrôle	Contraintes	Aspects de fiabilité	DGs					Cas d'étude	Ref
	Economique	Fiabilité	Autre					PV	GE	Bat	Eolien	Autre		
MINLP avec front de Pareto	LCOE / C_{inv}	-	Emissions	Tailles des DG et stockage Architecture de conversion	Optimisation du contrôle avec une fonction coût incluant un coût d'utilisation des batteries, un coût de fuel et un coût d'utilisation du GE (vieillessement + démarrages)	-	Contrainte de réserve en fonction de la puissance de charge et la puissance PV	✓	✓	✓			Microgrid isolé (Philippines)	(Sachs & Sawodny, 2016)
Programmation linéaire MILP	NPC (inclus coût d'indisponibilité)	-	-	Tailles des DG et stockage	Rule based	Min % EnR Max LLP	Adéquation LLP (contrainte + objectif)	✓	✓	✓	✓	hydroélectrique	Microgrid isolé (Bolivie)	(Balderrama et al., 2019)
AG L'algorithme est relancé pour différents critères de Max ULP	CT (Total Cost)	-	-	Tailles des DG et stockage	Analyse statistique	Max ULP (Unmet Load)	Adéquation (contrainte)	✓		✓	✓		Microgrid isolé	(Jahangir et al., 2016)
GA / PSO / PSO améliorée	Coût annualisé	-	-	Taille des DGs et stockage (bat + H2)	Two-point hysteretic controller / load following	-	-	✓		✓		H2 (Electrolyser et PaC)	Microgrid isolé	(Paulitschke et al., 2017)
PSO	TNPSC (Total Net Present Cost)	-	-	Nombre de chaque DG et stockage	Rule based	Adéquation 100 %	Adéquation (contrainte)	✓		✓	✓	hydrolien	Microgrid isolé (Bretagne)	(Mohammed et al., 2019)
19 algorithmes différents testés	TLCC (Total Life Cycle Cost)	-	-	Taille des DGs et stockage	Rule based	LPSP max = 0.02	Adéquation (contrainte)	✓		✓	✓		Microgrid isolé	(Peng et al., 2018)
Bonobo optimizer Comparaison avec HHO, AEFA et IWO	NPC (Net Present Cost)	-	-	Taille des DGs et stockage	Rule based	Max disponibilité Max LPSP Min % EnR Min autonomie batt	Adéquation (contrainte)	✓	✓	✓	✓	Biomasse	Microgrid isolé	(Kharrich et al., 2020)
GA NSGA-II	ACS (Annualized cost of system)	LPSP	EMI (Carbon dioxide emission)	Taille des DGs Taille réservoir H2 Inclinaison PV	Rule based		Adéquation (objectif)	✓	✓		✓	H2 (Electrolyser et PaC)	Ferme d'aquaculture	(Nguyen et al., 2021)
IFOA (Improved fruit fly optimization algorithm)	ATC (Annual Total Cost)	-	Emissions CO2	Nombre de chaque DG et stockage Inclinaison PV	Rule based	Adéquation 100%	Adéquation (contrainte)	✓	✓	✓	✓		Microgrid insulaire (Dongao Island)	(Zhao & Yuan, 2016)

CHAPITRE III : Conception multi-objective d'un microgrid isolé

Logiciel iHOGA	NPC (Net Present Cost)	-	-	Taille des DGs et stockages Stratégie de contrôle	Rule based (load following et cycle charging)	Min % EnR Max Unmet Load	Adéquation (contrainte)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé	(Tawfik et al., 2018)
GOA (Grasshopper Optimization Algorithm) comparé avec PSO et CS	COE (Cost of Energy)	-	-	Nombre de chaque DG et stockage	Rule based	Min % EnR Min DPSP (Deficiency of Power Supply Probability)	Adéquation (contrainte)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé (Nigeria)	(Bukar et al., 2019)
AG	LCOE	UL (Unmet Load)	-	Tailles des DG	Rule based et décalage de charge	-	Adéquation (objectif)	✓		✓	✓	Hydrolien Houlomoteur	Microgrid insulaire	(Roy, 2019)
MOSaDE avec front de Pareto	COE (Cost of Electricity)	LPSP	-	Taille de chaque DG et stockage	Rule based	Min % EnR	Adéquation (objectif)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé	(Ramli et al., 2018)
PICEA avec front de Pareto	ACS (Annualized cost of system)	LPSP	Emissions fuel	Nombre de chaque DG et stockage Inclinaison PV	Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé	(Z. Shi et al., 2015)
GA / PSO / MOPSO	CT (Total Cost)	LPSP	-	Taille des DGs et stockage	Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓		✓	✓		Microgrid isolé	(Ghorbani et al., 2018)
Entropy Weight Method	LCOE	LOLE (Loss of Load Expected)	OA (Occupied Area) RF (Renewable Fraction)	Taille des DGs et stockage	Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓	✓	✓	✓		Microgrid insulaire	(Lu et al., 2017)
GA	ACS	LPSP	-	Taille des DGs Inclinaison PV	Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓		✓	✓		Station telecom	(Yang et al., 2008)
GA (NSGA-II)	NPC	maxENS	-		Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓		✓	✓		Microgrid isolé	(Acuña et al., 2017)
GA et Monte-Carlo	LCE (Levelised Cost of Energy)	BO (Blackout Duration) MTBF U (Unmet Load)	-	Taille des DGs	Rule based	-	Adéquation (objectif)	✓	✓		✓		Microgrid isolé	(Maheri, 2014)
MOCSA avec front de Pareto	TNPC (Total Net Present Cost)	LPSP	Coût d'émissions inclu dans TNPC	Nombre de chaque DG et stockage Taille réservoir H2	Rule based	-	Adéquation (objectif) - Besoin de réserve pris en compte dans l'opération	✓	✓			H2 (Electrolyser et PaC)	Microgrid isolé	(Jamshidi & Askarzadeh, 2019)

CHAPITRE III : Conception multi-objective d'un microgrid isolé

Hybrid Simulated Annealing–Tabu Search Method	COE (Cost of Energy)	-	-	Taille des DGs Stratégie de contrôle	Rule based	Max Cinvt Max Unmet Load Max capacity shortage Max conso fuel Min % EnR	Adéquation (contrainte) Besoin de réserve (contrainte capacity shortage)	✓	✓	✓	✓	PaC utilisant methanol	Microgrid isolé	(Katsigiannis & Georgilakis, 2012)
PSO	Annual Cost (AC) incluant coût d'indisponibilité	-	-	Taille des DGs Taille réservoir H2 Inclinaison PV	Rule based	Max ELF (Equivalent Loss Factor)	Adéquation et pannes des différents composants (objectif + contrainte)	✓			✓	H2 (Electrolyser et PaC)	Microgrid isolé (Iran)	(Kashefi Kaviani et al., 2009)
MOPSO	Annual Cost (AC) incluant coût d'indisponibilité	LOEE (Loss of energy expected) LOLE (Loss of load expected)	-	Taille des DGs Taille réservoir H2 Inclinaison PV	Rule based	Max ELF (Equivalent Loss Factor)	Adéquation et pannes des différents composants (objectif + contrainte)	✓			✓	H2 (Electrolyser et PaC)	Microgrid isolé (IEEE RTS)	(Baghaee et al., 2016)
Cuckoo Search algorithm	Coût total incluant coût d'indisponibilité	-	-	Taille des DG et stockage	Rule based	-	Adéquation + prise en compte des pannes PV et éolien avec distribution de probabilité binomiale (objectif économique)	✓			✓		Microgrid isolé (Inde)	(Sanajaoba, 2016)
AG	NPVc (Net Present Value of costs)	LPSP	-	Tailles des DG Nombre des DG Stratégie de contrôle	Rule based (load following et cycle charging)	Max LPSP Max excess energy Min % EnR Max conso fuel Max emissions CO2 Max NPVc	Modélisation exponentielle des pannes dans une modélisation de Monte-Carlo séquentielle	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé (Amazonie)	(Roberts et al., 2018)
AG (avec local search)	COE (Cost of Energy)	-	-	Tailles des DG Stratégie de contrôle	Rule based (load following et cycle charging)	Max Unmet Load Min % EnR	Simulation Monte-Carlo avec 100 scénarios de pannes basé sur les données FOR (Analyse de fiabilité non intégrée au dimensionnement)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé	(Katsigiannis et al., 2014)
fonction fmincon (Matlab)	Coût total (incluant bénéfice environmental et coût d'indisponibilité)	-	-	Taille des DG et stockage	Rule based	Equilibre de puissance	Indices de pannes des équipements utilisés Analyse de sensibilité sur ces indices	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé	(Adefarati, 2019)
PSO	Ctotal = Cinvt + Co&m + Cinteruption	-	-	Taille des DG et stockage	DER-CAM pour simuler opération	Equilibre de puissance, Limites de rampe	Algorithme de Monte Carlo (Comparaison entre utilisation en tant que critère et inclus dans objectif)	✓			✓	Turbine à gas	Microgrid interconnecté	(Hanna et al., 2019)

III.1.2 Verrous identifiés dans les méthodes existantes

A travers la revue bibliographique présentée précédemment, il est vu que de nombreux articles traitent du dimensionnement des microgrids isolés, et certains traitent des aspects de fiabilité. Plusieurs auteurs s'accordent sur le fait que la fiabilité est un critère essentiel dans la planification des réseaux. Les points suivants restent cependant peu traités, ou pas simultanément :

- **Le cas d'un microgrid isolé.** Une grande partie des publications traitent les microgrids comme étant un réseau fonctionnant normalement en mode connecté-réseau et traitent l'îlotage comme un cas particulier.
- **L'évaluation du plan de protection.** Les défaillances du plan de protection sont rarement intégrées aux analyses de fiabilité, mis à part quelques publications (Xu et al., 2014, 2016).
- **L'intégration d'une analyse de fiabilité poussée au sein d'une méthode de conception de microgrids.** Les objectifs de dimensionnement sont souvent basés sur un critère unique (économique) voir deux critères. Lorsqu'un indicateur de fiabilité est utilisé dans la conception, celui-ci correspond à un indicateur d'adéquation, évaluant la capacité à avoir suffisamment de moyens de production pour satisfaire la demande.
- **Une conception basée sur les trois objectifs d'intérêt.** Une optimisation sur les critères économique, environnemental et de fiabilité est peu retrouvée, ou alors un des critères est utilisé en tant que contrainte.
- **La prise en compte d'aspects autre qu'adéquation.** Nombreux facteurs influencent la performance du système et devraient être pris en compte lors de la phase de conception :
 - Le plan de protection ;
 - La redondance ;
 - Les configurations variées du système et les modes d'opération dégradés.

La méthode de conception proposée par la suite a pour objectif de lever ces verrous, en permettant de dimensionner de manière optimale un microgrid à fort intégration renouvelable tout en contrôlant la fiabilité. Une méthode d'optimisation pouvant intégrer diverses lois de gestion, modèles, et analyse de fiabilité a été adoptée. La méthode choisie doit permettre d'observer les variations entre les trois objectifs considérés, indispensable à la prise de décision finale, plutôt que de ressortir un dimensionnement qualifié d'optimal qui ne serait qu'un compromis décidé à l'avance. L'intérêt est également de pouvoir explorer ces compromis et les documenter à travers cette thèse. La méthode d'optimisation développée est présentée en section III.2. Les résultats obtenus après avoir appliqué cette méthode au cas d'étude sont présentés en section III.3 et une conclusion est donnée en section III.4.

III.2 Méthode d'optimisation multi-objective

III.2.1 Description de la méthodologie

Il y a deux approches générales pour résoudre des problèmes d'optimisation multi-objective. La première consiste à rassembler les différents objectifs en un seul, en utilisant une somme pondérée ou en traitant certains objectifs comme des contraintes (Tezer et al., 2017). La seconde utilise le concept de dominance de Pareto. Le front de Pareto est l'ensemble des solutions pour lesquelles la valeur d'un des objectifs ne peut pas être améliorée sans dégrader un autre objectif. Ce concept est illustré en Figure III-1 par un front de Pareto sur deux objectifs. Il représente l'ensemble des points non dominés sur les deux objectifs et dominant les points bleus au moins sur un des objectifs. Lorsqu'on considère le troisième objectif de fiabilité, le front de Pareto devient une surface en 3 dimensions. L'approche de Pareto a été choisie car elle ne nécessite pas de fixer une priorité ou une limite sur certains des objectifs

et cela donne la possibilité de visualiser les compromis entre les différents objectifs d'optimisation.

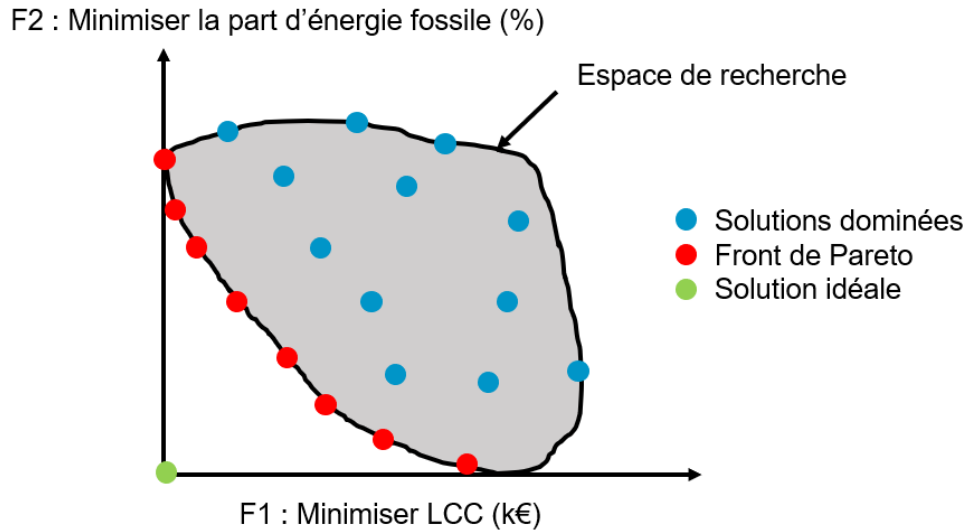


Figure III-1 : Concept de non-dominance dans une optimisation multi-objective de type Pareto (Roy, 2019).

Un algorithme génétique a été sélectionné pour sa capacité à implémenter des algorithmes de gestion ainsi que des composants variés sans avoir besoin d'adapter la formulation du problème d'optimisation. Un schéma de la méthodologie globale développée est présenté en Figure III-2.

L'algorithme génétique est utilisé pour modifier à chaque génération la population d'individus à évaluer. Chaque individu correspond à une combinaison de variables de dimensionnement et représente donc une configuration du microgrid en matière de dimensionnement, d'architecture, et de stratégie de contrôle. L'évaluation de chaque individu consiste en une simulation de l'opération du système et une analyse de fiabilité effectuée en post-traitement de la simulation. La simulation de l'opération renvoie les indicateurs pour les deux premiers critères de coût et d'intégration d'énergie renouvelable et l'analyse de fiabilité renvoie l'indicateur pour le troisième objectif de fiabilité. Ces deux étapes de l'évaluation sont programmées dans le langage Python.

L'algorithme génétique NSGA-II, développé par Deb *et al.* (2002), est utilisé pour obtenir l'ensemble des individus non dominés sur les trois objectifs. Cet algorithme est implémenté avec le module Pymoo (Blank & Deb, 2020). Cet algorithme est utilisé dans différentes études récentes pour l'optimisation multi-objectives de réseaux hybrides (Bilil *et al.*, 2014; Kamjoo *et al.*, 2016; Roberts *et al.*, 2018; Shayeghi & Hashemi, 2015). L'avantage de cet algorithme est qu'il permet d'explorer efficacement l'ensemble de l'espace de recherche. Le processus commence par créer une population initiale d'un nombre prédéfini d'individus. Chaque individu est évalué par la simulation et l'analyse de fiabilité. La population est ensuite classée par une approche élitiste basée sur les trois objectifs (coût, intégration d'énergie renouvelable, et fiabilité). L'algorithme applique une sélection, des croisements entre individus (crossover) ainsi que des mutations. La population parente est combinée avec la population enfant pour créer une nouvelle génération. Ce processus est répété jusqu'à ce que le critère d'arrêt de l'algorithme soit détecté. La sélection basée sur l'élitisme, assure que les individus non-dominés de la combinaison de population parente et enfant soient gardés pour la prochaine génération.

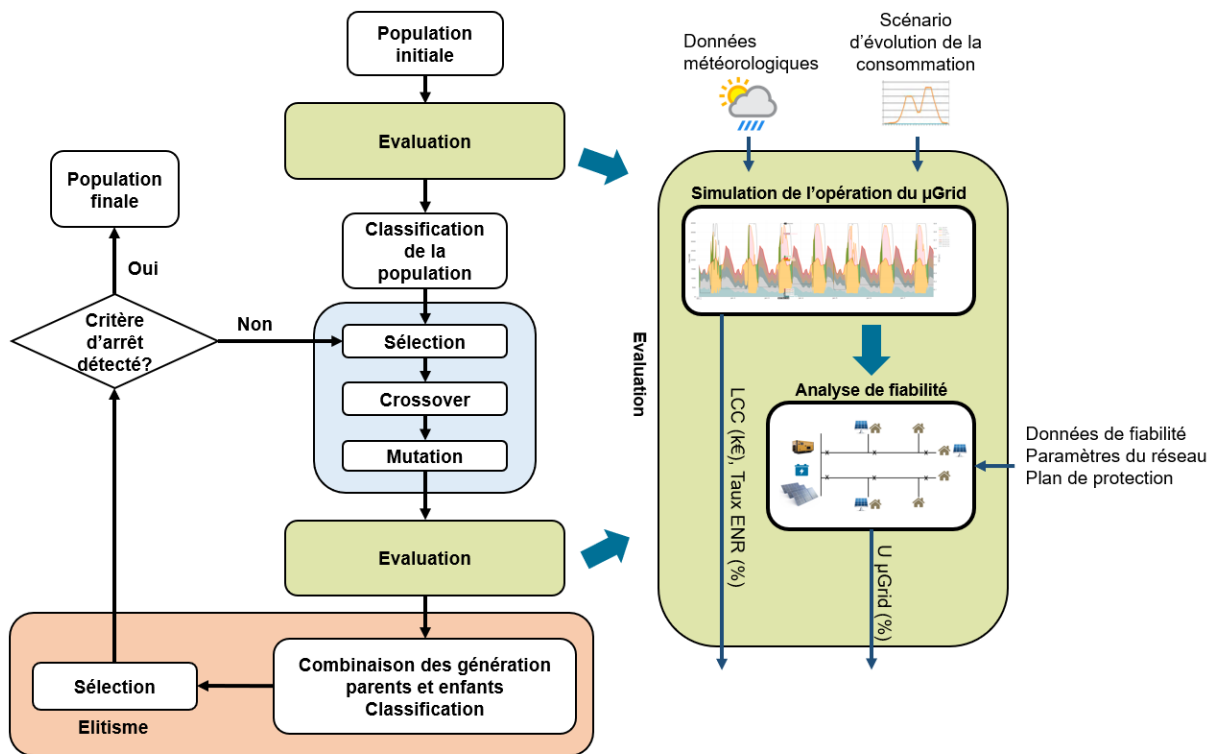


Figure III-2 : Méthodologie globale d'optimisation multi-objective développée avec l'algorithme NSGA-II.

III.2.2 Variables de dimensionnement et paramétrage de l'algorithme

Les paramètres utilisés comme variables d'optimisation caractérisent le microgrid en termes de :

- **Dimensionnement** : la taille de chaque équipement est une variable d'optimisation et concerne la taille totale de chaque type de champ solaire (couplé DC et couplé AC), la taille totale de la conversion PV pour chaque type de champ solaire, la taille unitaire des onduleurs PCS, la taille unitaire des GE, et la capacité totale des batteries.
- **Redondance** : la redondance sur les onduleurs PCS ainsi que sur les GE est également une variable d'optimisation. On va donc optimiser le nombre de chaque composant en plus de leur taille. Pour le système de stockage (ESS), cette redondance n'est pas prise en compte, on ne considère ainsi pas la possibilité d'avoir plusieurs parc batteries séparés électriquement. Pour la partie PV, cette redondance n'est pas prise en compte car le choix d'architecture de centrale PV va au-delà des contraintes coût-fiabilité-intégration d'énergie renouvelable considérées dans cette thèse.
- **Stratégie de contrôle** : la stratégie de contrôle est enfin une autre variable d'optimisation. Trois types de stratégies sont testées et présentée dans la section suivante.

Ces variables sont illustrées sur le schéma de la Figure III-3 pour le microgrid de Sanando-Tissala pris comme cas d'étude. Lors de l'optimisation, les valeurs possibles de chaque variable sont paramétrées avec une valeur minimale, maximale, et un incrément tels que présentés dans le Tableau III-2. Si l'intégralité des combinaisons de paramètres venaient à être testées, 328 125 000 simulations devraient être effectuées, ce qui conforte l'intérêt pour l'algorithme génétique.

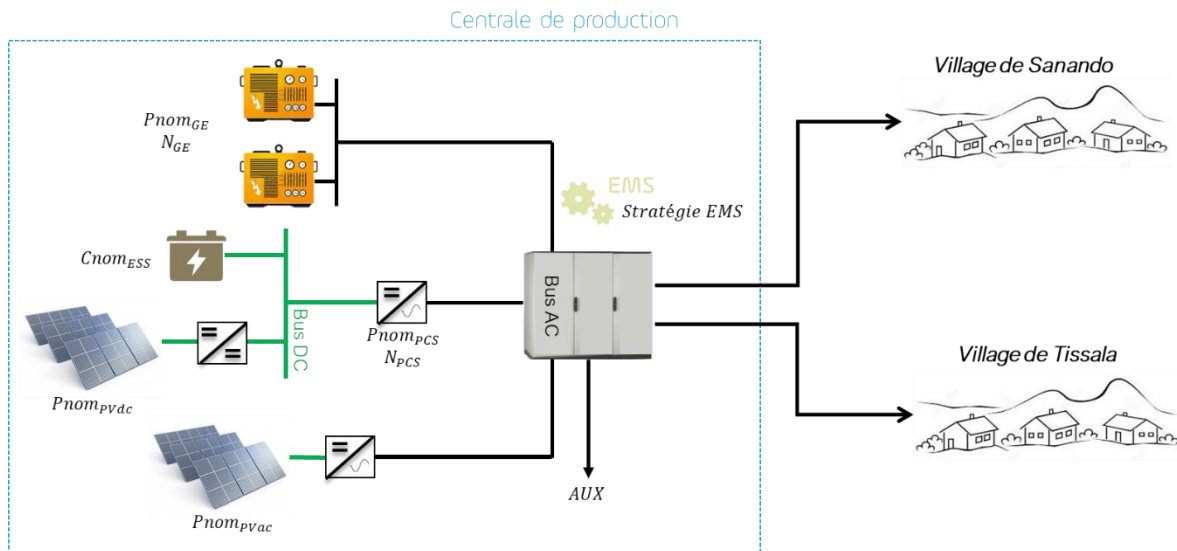


Figure III-3 : Présentation des variables d'optimisation au niveau de la centrale de production.

Tableau III-2 : Valeurs minimales, maximales et incréments choisis pour les variables d'optimisation considérées.

Variable (Unité)	Valeur minimale	Valeur maximale	Incrément
$Pnom_{GE}$ (kW)	0	100	20
$Pnom_{PVac}$ (kWc)	0	1000	20
$Pnom_{PVdc}$ (kWc)	0	1000	20
$Pnom_{PCS}$ (kVA)	10	150	20
$Cnom_{ESS}$ (kWh)	0	1000	20
N_{GE} (nb)	0	4	1
N_{PCS} (nb)	0	4	1
Stratégie EMS	1	3	1

La configuration de l'algorithme génétique est présentée dans le Tableau III-3. Le nombre de générations et la taille de population a été choisie suffisamment large pour permettre d'explorer efficacement l'espace de recherche. Il y a deux critères d'arrêt pour l'algorithme. Le premier arrête l'algorithme si les indicateurs objectifs n'évoluent pas de plus de 1 % entre 5 générations. Le deuxième est un nombre maximal de générations arrêtant l'algorithme. Le temps de calcul pour atteindre 100 générations est d'environ 6 heures.

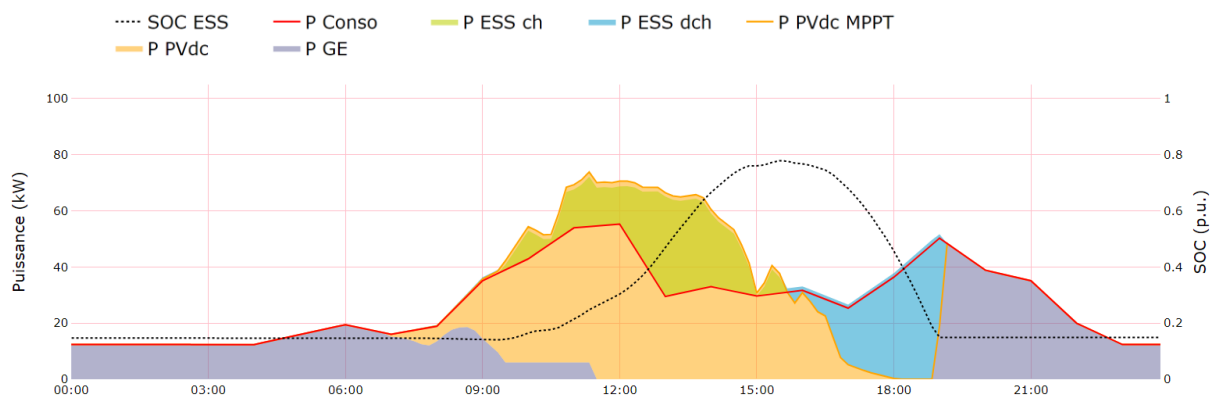
Tableau III-3 : Paramètres de l'algorithme génétique.

Paramètre	Valeur
Taille de population	65
Type de sélection	Elitisme
Probabilité de crossover	1.0
Probabilité de mutations	1.0
Critère d'arrêt 1 : Tolérance sur indicateurs	1 %
Critère d'arrêt 2 : Nombre de générations max	100

III.2.3 Stratégies de contrôle considérées

Les automates implantés dans les microgrids isolés opèrent généralement en se basant sur les conditions en temps réel du système sans prendre en compte de prévisions des conditions futures. Ainsi, pour le contrôle du microgrid, le choix s'est porté sur des règles expertes avec comme données d'entrées les mesures instantanées de la centrale. Barley *et al.* comparent ce types de stratégies avec une approche de contrôle optimale reposant sur la connaissance parfaite de la consommation et production renouvelable et montrent que lorsque le type de contrôle basé sur des règles expertes est bien sélectionné, la différence en matière de performance économique est faible (Dennis Barley & Byron Winn, 1996). Les différentes stratégies de gestion considérées comme variables d'optimisation sont :

- Load following (LF) :** Une stratégie « load following » consiste à faire recharger les batteries uniquement avec l'excès d'énergie renouvelable. Lorsqu'un GE est en ligne, il fournit suffisamment de puissance pour alimenter la charge. Lorsque les batteries ont un état de charge suffisant ($SoC > SoC_{min}$), les batteries sont déchargées pour tenter de faire opérer le GE à sa puissance minimale (entre 5h et 7h sur le graphe ci-dessous). Lorsque la consommation du réseau est inférieure à la charge minimale du GE (30 %) et que les batteries ne sont pas complètement chargées, le GE opère à sa charge minimale (entre 0h et 4h30 et à partir de 23h sur le graphe ci-dessous). Cette stratégie nécessite les informations de puissance produite par le GE et puissance de consommation du réseau afin de gérer au mieux la puissance de charge/décharge des batteries.



- Cycle charging (CC) :** Au contraire, une stratégie de type « cycle charging » impose l'utilisation du GE à une puissance définie lorsqu'utilisé, le faisant ainsi participer à la recharge des batteries. Le ou les GE sont maintenus en ligne jusqu'à un seuil d'état de charge cible (80 % sur la figure ci-dessous). Les GE sont donc moins souvent en ligne que pour la stratégie « load following ». Cependant, les batteries sont cyclées plusieurs fois dans la journée au rythme du démarrage des GE, ce qui augmente leur vieillissement. En cas d'excès important d'énergie renouvelable, comme sur la figure ci-dessous, la batterie peut se retrouver avec un état de charge important avant de commencer à charger cet excédent, et donc la part d'énergie renouvelable écartée peut être plus importante.

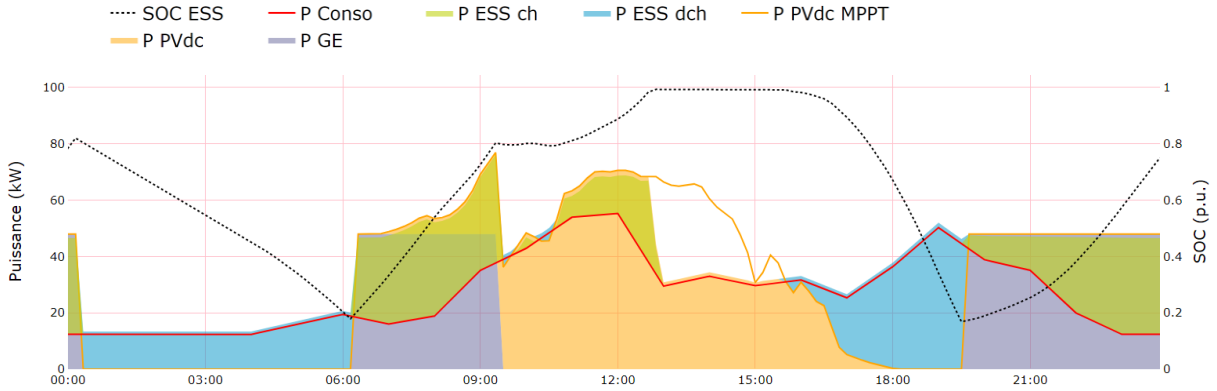


Figure III-5 : Exemple d'une journée type avec une stratégie d'opération de type "cycle charging".

- Cycle charging en dehors des heures d'ensoleillement (CCN) :** Dans cette stratégie, le système opère en « cycle charging » dans des créneaux spécifiques en dehors des heures d'ensoleillement. Dans le cas d'étude pris en compte, l'opération « cycle charging » est permise en dehors du créneau 4h-16h, permettant au système d'absorber plus d'excès d'énergie renouvelable dans une configuration où l'excès d'énergie renouvelable n'est pas négligeable.

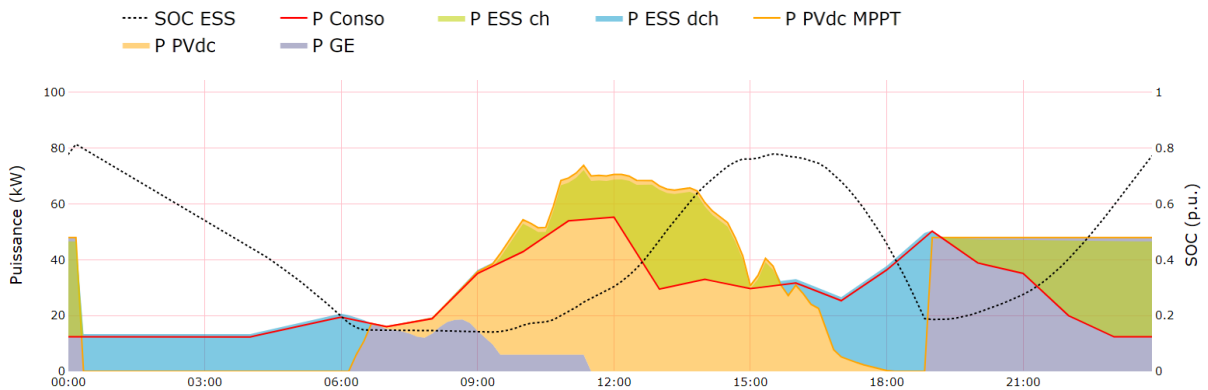


Figure III-6 : Exemple d'une journée type avec une stratégie d'opération de type "cycle charging en dehors des heures d'ensoleillement".

III.2.4 Objectifs d'optimisation et indicateurs choisis

Il y a trois objectifs considérés dans la méthode de conception. Le premier objectif est de maximiser l'indicateur de coût sur cycle de vie exprimé en k€, dont la formule a été présentée en section II.4.1. Le second objectif est de maximiser l'indicateur d'intégration d'énergie renouvelable dont la formule est présentée en section II.4.2. Le dernier objectif est de minimiser l'indicateur d'indisponibilité globale du système prenant en compte les différents aspects de fiabilité considérés : adéquation, pannes, et protection. La formule de cet indicateur est la suivante :

$$U_{\mu Grid} = 100\% \cdot \frac{EENS_{Global}}{E_{Conso}} = 100\% \cdot \frac{EENS_{Adequ.} + EENS_{Cont.} + EENS_{Prot.}}{E_{Conso}} \quad (III-1)$$

III.3 Résultats de dimensionnement sur le cas d'étude

III.3.1 Cas de référence : non prise en compte des pannes et du plan de protection

Dans un premier temps, un cas de référence est simulé afin d'illustrer par la suite l'intérêt de la méthodologie proposée. Ce cas de référence correspond à l'optimisation du microgrid de Sanando-Tissala décrit dans le chapitre II en considérant un dimensionnement figé à la première année du projet et en prenant en compte uniquement un critère d'adéquation comme objectif de fiabilité pour l'optimisation multi-objective. Bien que l'indicateur de fiabilité pour l'optimisation soit uniquement le critère d'adéquation, l'indicateur d'indisponibilité globale $U_{\mu Grid}$ prenant en compte les aspects de pannes et protection est tout de même calculé et est représenté sur l'axe vertical. Les indicateurs de coût et d'intégration d'énergie renouvelable sont également évalués proposant ainsi une optimisation sur les trois objectifs d'intérêt. L'évaluation du cas d'étude a été effectuée avec les paramètres donnés en section III.2.2. La Figure III-7 présente la surface de Pareto obtenue après optimisation. L'indicateur de coût LCC (Life Cycle Cost) et d'intégration ENR sont représentés sur l'axe X et Y respectivement. L'indicateur d'indisponibilité $U_{\mu Grid}$ est représenté sur l'axe Z par la hauteur des barres. Cette surface de Pareto représente l'ensemble des configurations pour lesquelles un des objectifs ne peut être amélioré sans en dégrader un des deux autres. Les autres configurations non retenues sont dominées sur au moins un des objectifs par l'une de ces configurations. Deux types de microgrids selon le mix de production sont retrouvées dans la surface de Pareto, les microgrids incluant des GE (« hybride ») et ceux 100 % renouvelable uniquement à partir d'énergie solaire et batteries (« PV+ESS »). Les configurations menant à une intégration d'énergie renouvelable inférieure à 85 % ne sont pas incluses dans la surface de Pareto ce qui signifie qu'elles ne donnent pas lieu à une amélioration sur les critères de coût ou d'adéquation. Pour les microgrids sans GE, l'intégration d'énergie renouvelable est de 100 %, l'indisponibilité peut être diminuée avec un surcoût non négligeable (environ + 30 % pour passer de 1.2 à 0.3 % d'indisponibilité) mais un niveau très faible d'indisponibilité (< 0.3 %) n'est pas atteignable avec l'espace de recherche paramétré. Pour les microgrids « hybrides », le surcoût pour approcher les 100 % d'intégration d'énergie renouvelable est relativement faible. Il est de + 8 % pour passer d'une intégration de 85 % à 98 %, tout en maintenant une indisponibilité faible (< 0.01 %).

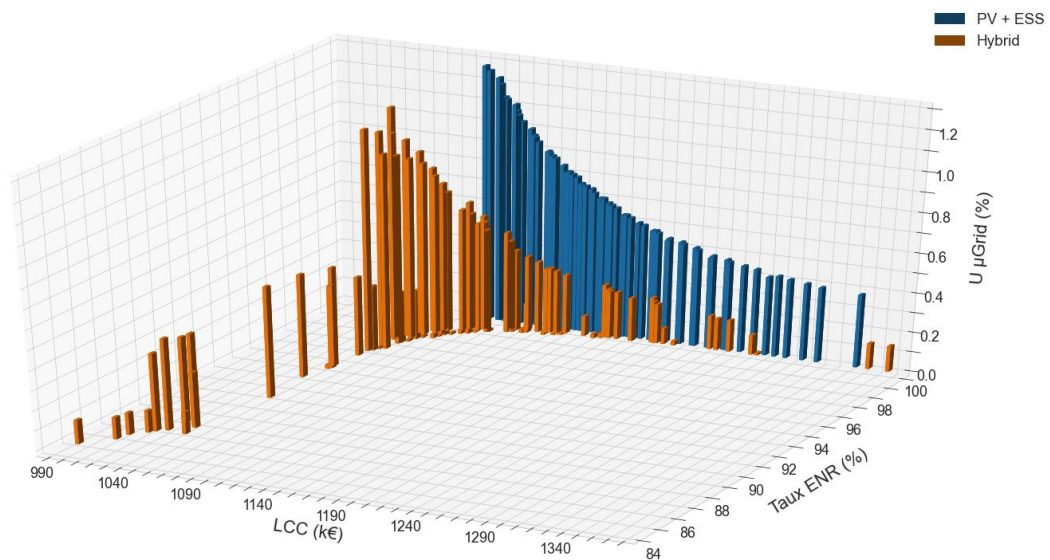


Figure III-7 : Surface de Pareto illustrant les 3 indicateurs d'intérêt pour une prise en compte de l'adéquation uniquement pour la fiabilité.

Afin de mieux comprendre la forme de la surface de Pareto, il est utile de regarder la surface sous un autre angle avec la Figure III-8 et Figure III-9 qui présentent l'indicateur d'indisponibilité en abscisse et l'indicateur d'intégration d'énergie renouvelable en ordonnées. La première figure montre la puissance totale GE installée en couleur et la deuxième montre la capacité nominale du système de stockage en couleur. Différentes lignes d'indisponibilité peuvent être observées et sont très corrélées à la puissance totale GE installée. En effet, nous distinguons une ligne correspondant à une puissance totale de 20 kW, une ligne correspondant à une puissance totale de 40 kW, et une ligne pour une puissance totale supérieure à 40 kW avec indisponibilité très faible. L'indicateur d'intégration d'énergie renouvelable est lui très corrélé avec la capacité de stockage installée (Figure III-9).

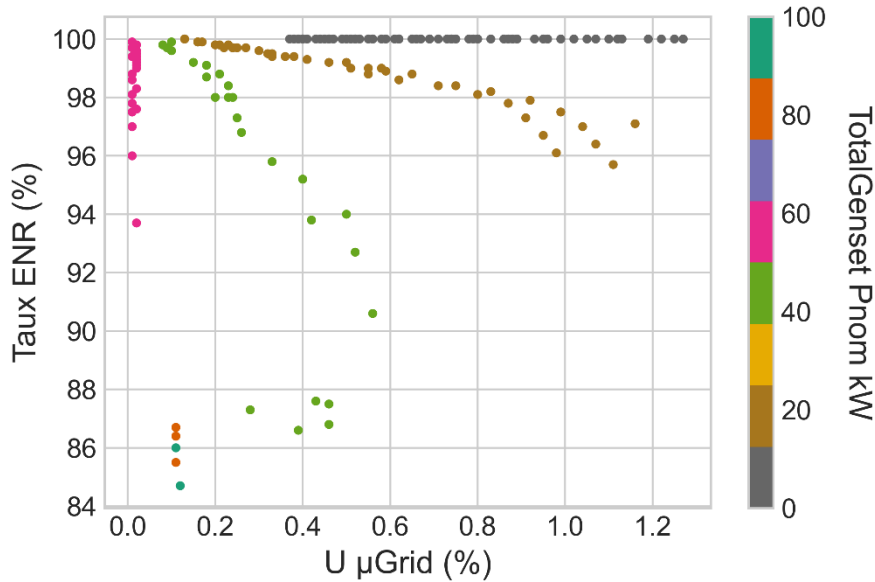


Figure III-8 : Influence de la puissance totale GE installée sur les indicateurs d'intérêt.

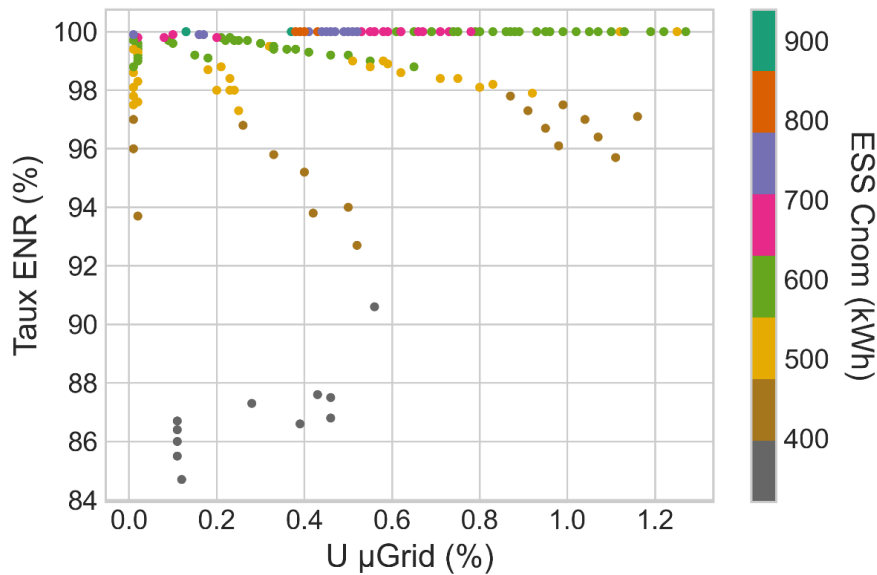


Figure III-9 : Influence de la taille du stockage sur les indicateurs d'intérêt.

La Figure III-10 présente les stratégies de contrôle observées dans la surface de Pareto. Il est à noter que les configurations donnant lieu à une intégration d'énergie renouvelable inférieure à 90 % ont

exploité une stratégie de contrôle de type « cycle charging » avec une application en dehors des heures d'ensoleillement uniquement alors que les configurations avec une intégration d'énergie renouvelable plus importante ont une stratégie de type « load following ». La stratégie de contrôle dans les configurations sans GE (intégration EnR de 100 %) n'est pas à prendre en compte car ces configurations sont pilotées avec une logique à part. La stratégie de type « cycle charging » simple n'est pas représentée dans la surface de Pareto et n'est donc pas intéressante par rapport aux autres stratégies pour ce cas d'étude.

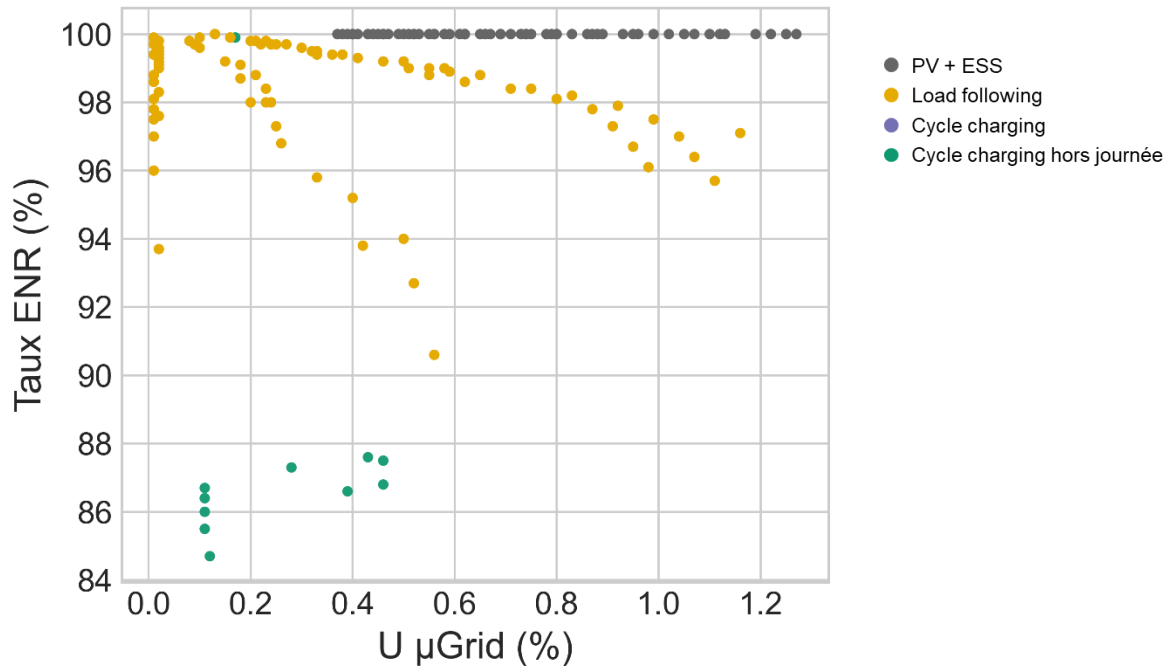


Figure III-10 : Stratégies de contrôle observées dans les configurations de la surface de Pareto.

III.3.2 Prise en compte des pannes et du plan de protection

La même optimisation que celle réalisée pour le cas de référence est effectuée en prenant en compte l'indisponibilité liée aux pannes et au plan de protection en tant qu'objectif d'optimisation. La surface de Pareto résultant de cette optimisation est présentée en Figure III-11. La forme de la surface est très semblable à celle obtenue précédemment. La Figure III-12 permet de comparer plus en détail les deux surfaces obtenues. La considération du critère d'adéquation uniquement donne lieu à une surface de Pareto avec des valeurs d'indisponibilité plus élevées, notamment pour les configurations avec une indisponibilité globale plus faible.

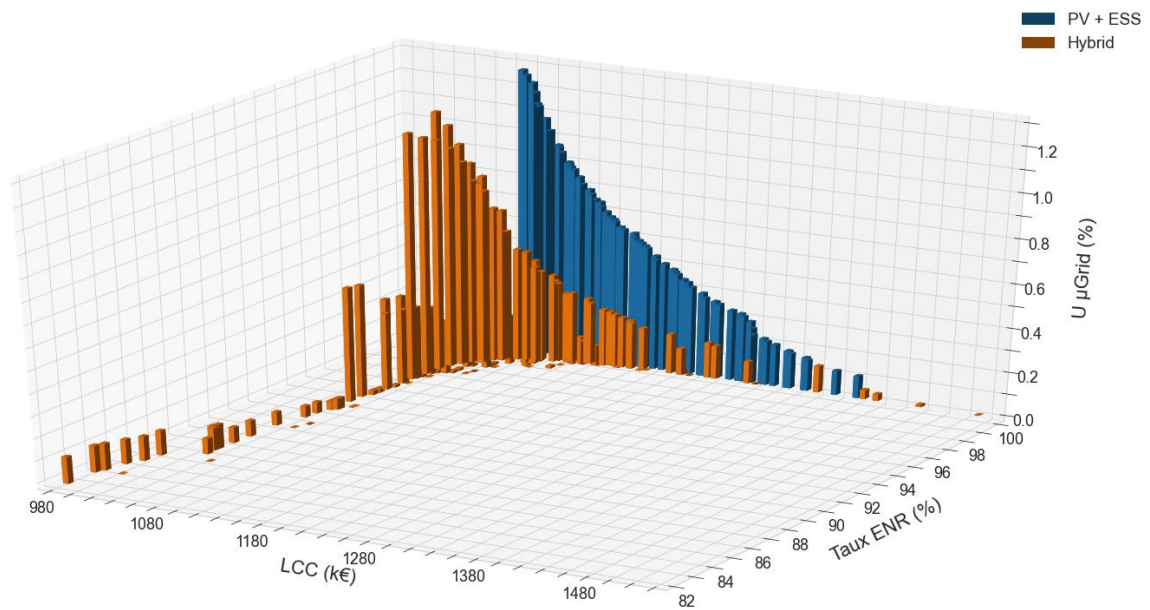


Figure III-11 : Surface de Pareto représentant l'ensemble des configurations optimales sur les trois objectifs (en orange : solutions avec GE, en bleu : solutions sans GE).

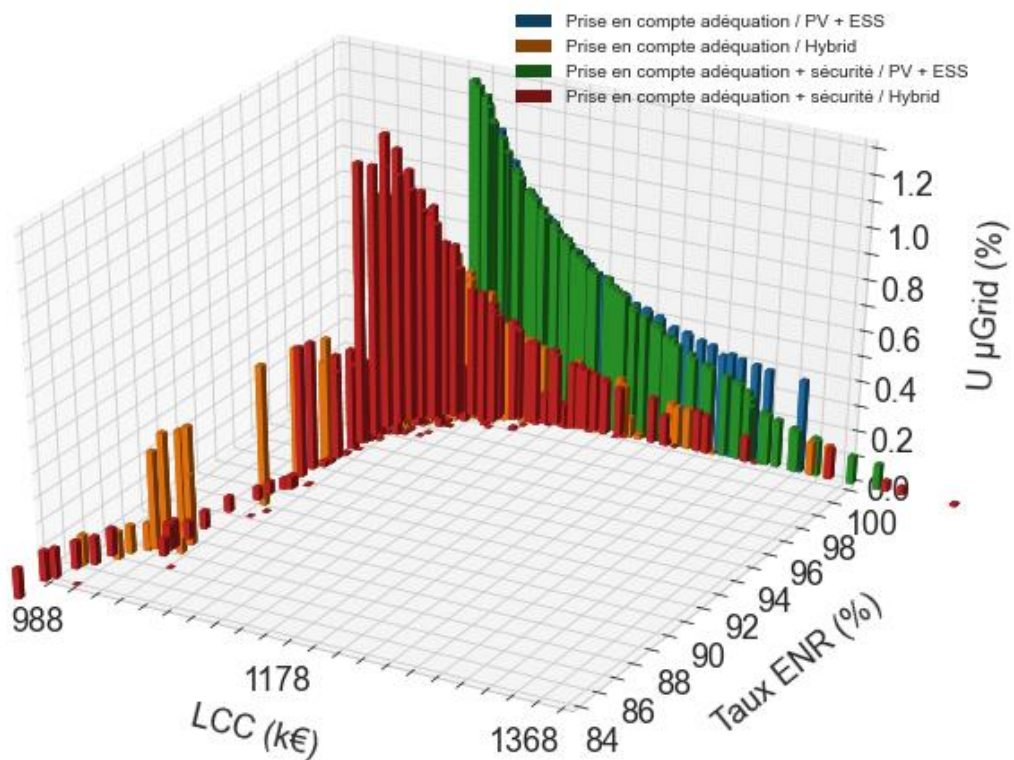


Figure III-12 : Comparaison des surfaces de Pareto pour une prise en compte du critère d'adéquation et pour une prise en compte des différents critères de sécurité.

Le détail des configurations retenues dans la surface de Pareto peut être observé en Figure III-13. Les différents graphiques donnent respectivement la taille totale PV installée (avec distinction du PV couplé en DC et celui en AC), les tailles individuelles des GE installés, les tailles individuelles des

onduleurs PCS installés, ainsi que la capacité totale ESS installée. Sur chaque graphique est également indiqué par une courbe rouge l'indisponibilité globale du microgrid liée aux pannes de l'équipement associé. Les configurations sont classées par indisponibilité globale du microgrid allant du plus fiable (à gauche) au moins fiable (vers la droite). Ainsi il est à noter que les configurations les plus fiables comportent une redondance importante sur les GE et non nécessairement sur les onduleurs PCS. Aussi, l'impact d'une panne d'un convertisseur PCS ou de l'ESS est plus importante pour un microgrid sans GE. Les dimensionnements avec une très faible puissance GE installée correspondent à des configurations pour lesquelles les GE sont utilisés ponctuellement en support du générateur PV et du stockage. L'impact d'une panne GE est alors très faible. La taille PV et ESS n'ont pas un lien direct avec l'indicateur de fiabilité globale. Il y a davantage de puissance PV couplée en AC qu'en DC dans les configurations retenues.

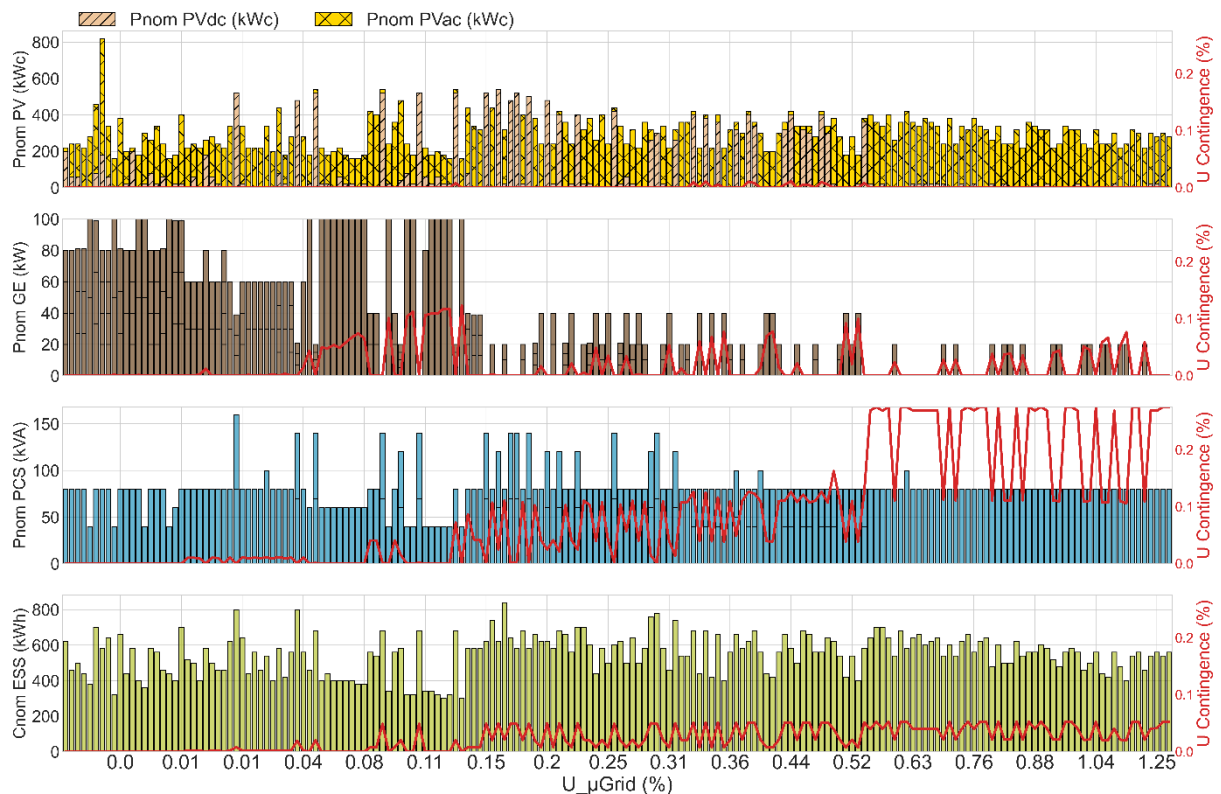


Figure III-13 : Détail des configurations contenues dans la surface de Pareto obtenue sur le cas d'étude : les différents graphiques présentent le nombre et taille individuelle des équipements PV, GE, PCS, et ESS respectivement.

III.3.3 Comparatif entre différents mix de production

Afin de voir l'intérêt de l'hybridation avec les générateurs photovoltaïques et le système de stockage, des optimisations spécifiques ont été réalisées pour chaque type de microgrid en matière de mix de production utilisé. Les mix suivants sont considérés séparément :

- **Microgrid pure GE** : Microgrid fonctionnant uniquement avec des groupes électrogènes ;
- **Microgrid PV + ESS** : Microgrid uniquement renouvelable sans GE ;
- **Microgrid PV + GE** : Microgrid avec hybridation solaire mais sans stockage ;
- **Microgrid hybride** : Microgrid fonctionnant avec l'ensemble des sources considérées (GE+PV+ESS).

La Figure III-14 compare les différentes surfaces de Pareto obtenues après avoir contraint le type de microgrid à chaque optimisation. On comprend alors pourquoi les solutions pure GE ne sont pas retrouvées dans la surface de Pareto précédente, le prix sur cycle de vie étant bien plus important (> 500 k€ en plus) tout en ayant une intégration d'énergie renouvelable nulle. Les solutions PV + GE sont également plus chères que les solutions avec stockage pour un même taux d'intégration d'énergie renouvelable. Un taux d'intégration d'énergie renouvelable maximal d'environ 50 % peut être atteint sans système de stockage.

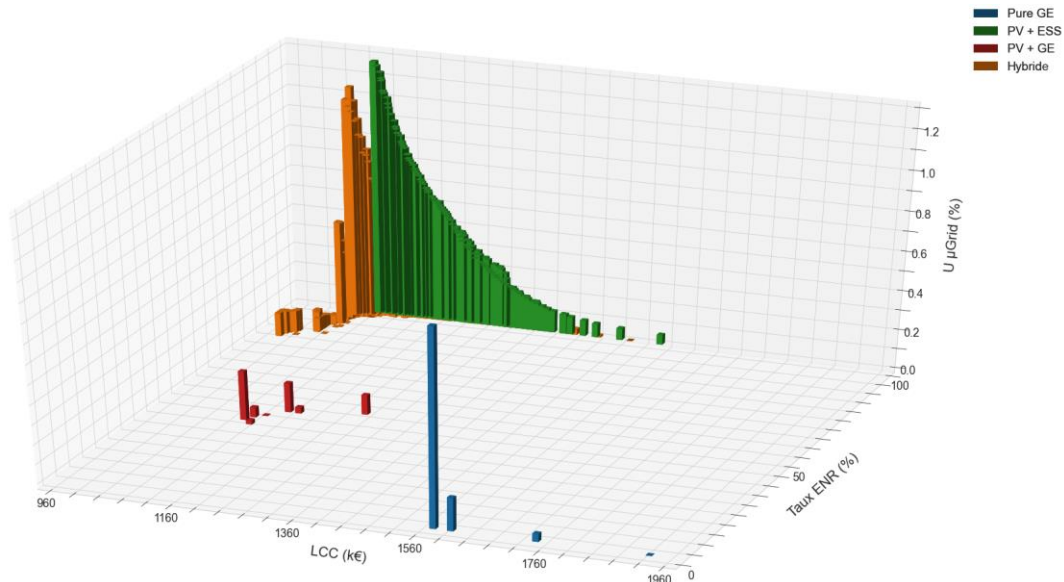


Figure III-14 : Comparaison des différentes surfaces de Pareto obtenues pour différents types de microgrid envisagés.

III.3.4 Zoom sur différents compromis

La Figure III-15 propose la même surface de Pareto que sur la Figure III-11 sur un nuage de point en 2D avec le troisième objectif de fiabilité représenté sur une échelle de couleur. Il ressort que l'indicateur de fiabilité peut être amélioré par une faible augmentation du coût LCC en comparant le coût des points bleu foncé (faible indisponibilité) avec le coût des points rouges (forte indisponibilité) pour un même taux d'intégration d'énergie renouvelable. Dans cette figure, 6 configurations d'intérêt sont également sélectionnées pour une analyse plus fine. Ces configurations sont identifiées par un chiffre et classées par taux d'indisponibilité décroissant. Elles sont représentées sur la Figure III-15 et correspondent aux compromis suivants :

1. **Le plus fiable** : La configuration avec le taux d'indisponibilité le plus faible ;
2. **Compromis coût/fiabilité** : la configuration avec le coût sur cycle de vie le plus faible tout en ayant un taux d'indisponibilité inférieur à 0.2 % ;
3. **Compromis intégration d'énergie renouvelable/fiabilité** : la configuration avec le taux d'intégration d'énergie renouvelable le plus fort tout en ayant une indisponibilité inférieure à 0.1 % ;
4. **Compromis coût/fiabilité/intégration d'énergie renouvelable** : la configuration avec le coût sur cycle de vie LCC le plus faible, tout en ayant un taux d'indisponibilité inférieur à 0.1 % et un taux d'intégration d'énergie renouvelable supérieur à 95 % ;
5. **Le moins cher** : la configuration avec le coût sur cycle de vie LCC le plus faible ;
6. **Le plus renouvelable** : la configuration avec le taux d'intégration d'énergie renouvelable le plus élevé.

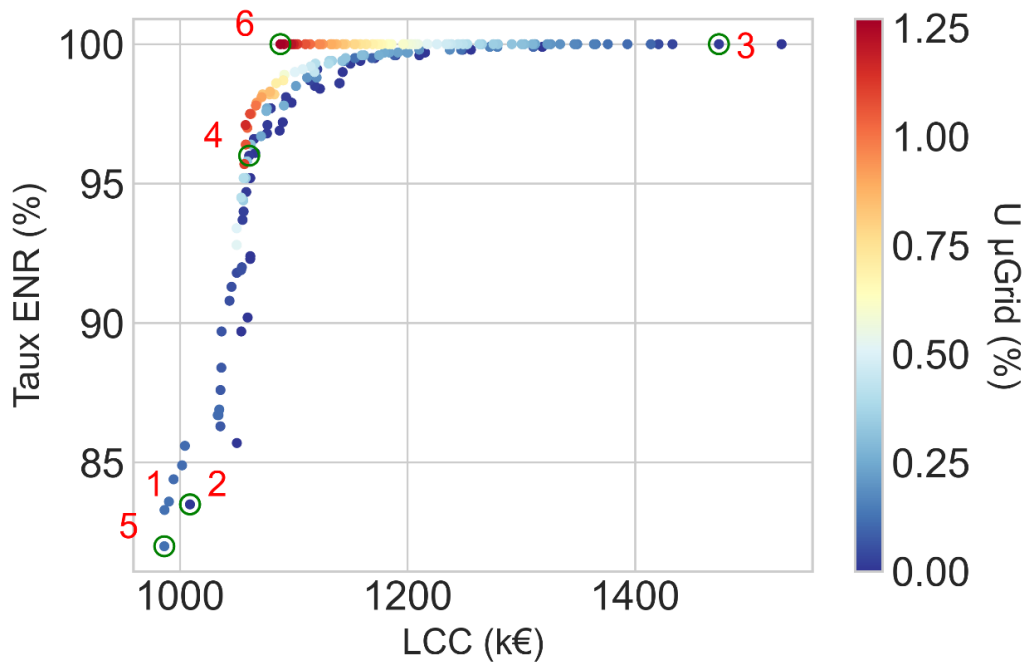


Figure III-15 : Surface de Pareto en 2D avec le troisième objectif de fiabilité illustré en couleur., 6 configurations d'intérêt sont identifiées.

Il apparaît que le compromis fiabilité/coût et la configuration la plus fiable sont en réalité les mêmes dimensionnements. Le coût d'amélioration de la fiabilité étant faible, la configuration la plus fiable est en effet également un compromis coût-fiabilité intéressant. Afin de mieux visualiser à quoi correspondent ces différents compromis, les 6 configurations sélectionnées précédemment sont explorées dans les prochaines figures (Figure III-16 à Figure III-18).

Sur la Figure III-16, l'indicateur de fiabilité est décomposé entre les différents aspects pris en compte : adéquation, plan de protection et pannes. Les configurations sont classées par fiabilité selon l'indicateur d'indisponibilité globale $U_{\mu Grid}$. La configuration avec le plus d'énergie renouvelable a une importante inadéquation production/consommation ainsi qu'une indisponibilité significative liée aux pannes. Pour les autres compromis, uniquement l'indisponibilité liée aux pannes a un impact dans le critère de fiabilité, la configuration la moins chère étant la deuxième configuration la moins fiable. Les compromis permettent de réduire significativement l'indisponibilité globale en dessous de 0.1 % en maintenant un coût bas et une intégration d'énergie renouvelable élevée, sauf pour le compromis fiabilité/intégration d'énergie renouvelable, dont le coût est relativement élevé par rapport aux autres configurations.

La Figure III-17 permet de voir à quoi correspondent les configurations sélectionnées selon le dimensionnement des différents composants. Dans ces configurations, un couplage AC du PV est préféré, sauf pour le compromis fiabilité-intégration d'énergie renouvelable dans laquelle un couplage DC est présent.

- La configuration la plus fiable a une redondance sur les GE avec deux unités de 50 kW, une puissance PV installée de 160 kWc couplée en AC et une capacité ESS de 320 kWh.
- La configuration « coût/fiabilité » est identique à la configuration la plus fiable
- La configuration « compromis ENR/fiabilité » nécessite de considérablement augmenter la puissance PV et capacité ESS installée (520 kWc et 800 kWh respectivement), sans même atteindre 100 % d'intégration d'énergie renouvelable. Cette configuration a également une

forte redondance avec trois GE de 13 kW installés, en plus de deux onduleurs PCS de 80 kVA chacun.

- Le compromis entre les trois objectifs donne un surdimensionnement moins important du fait de la prise en compte de la contrainte coût. Une redondance est toujours présente sur les GE avec deux unités de 30 kW installés.
- La configuration la moins chère possède un dimensionnement similaire à la configuration la plus fiable et au compromis « coût/fiabilité » avec la redondance GE en moins.
- La configuration la plus renouvelable atteint 100 % d'intégration d'énergie renouvelable et n'a donc pas de GE installé et comporte une puissance PV et capacité ESS importantes (280 kWc et 560 kWh respectivement).

La figure permet de comprendre également les causes d'indisponibilité liées aux pannes, qui sont indiqués par une ligne rouge pour chaque type de composant et dont les valeurs d'indisponibilité sont indiquées sur l'axe de droite. Les risque d'indisponibilité sont surtout marquées dans les deux dernières configurations. Le manque de redondance sur les GE dans la configuration la moins chère et le manque de redondance PCS dans la configuration la plus renouvelable engendre une indisponibilité liée aux pannes importante.

La Figure III-18 montre les différents postes de production et consommation d'énergie pour chacune des 6 configurations sélectionnées. Toutes les configurations, ayant une forte intégration d'énergie renouvelable, ont une faible part d'énergie produite par les GE. La production vient principalement de la centrale solaire. En analysant comment cette énergie est consommée (sur le second graphique), il ressort qu'une faible partie alimente les pertes et consommations auxiliaires et une part importante est perdue en bridant la production solaire, notamment pour le compromis ENR/fiabilité (74 % de la puissance produite) et la configuration la plus renouvelable (53 % de la puissance produite). Ainsi, il apparaît économiquement intéressant de surdimensionner la centrale PV, quitte à perdre une part importante de cette production.

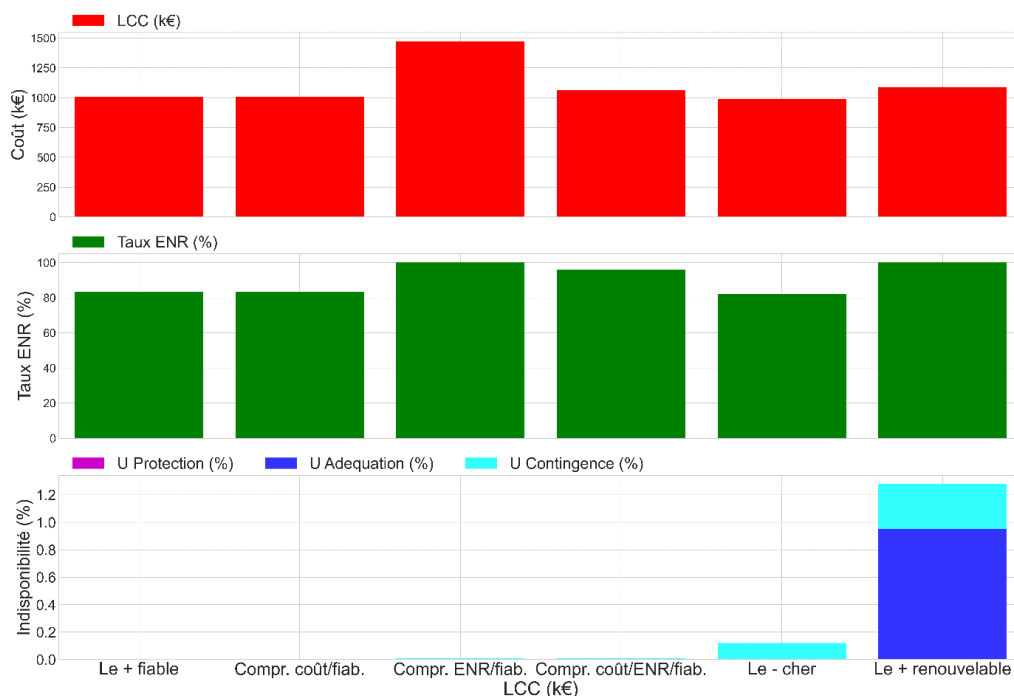


Figure III-16 : Zoom sur les causes d'indisponibilité pour les 6 configurations sélectionnées.

CHAPITRE III : Conception multi-objective d'un microgrid isolé

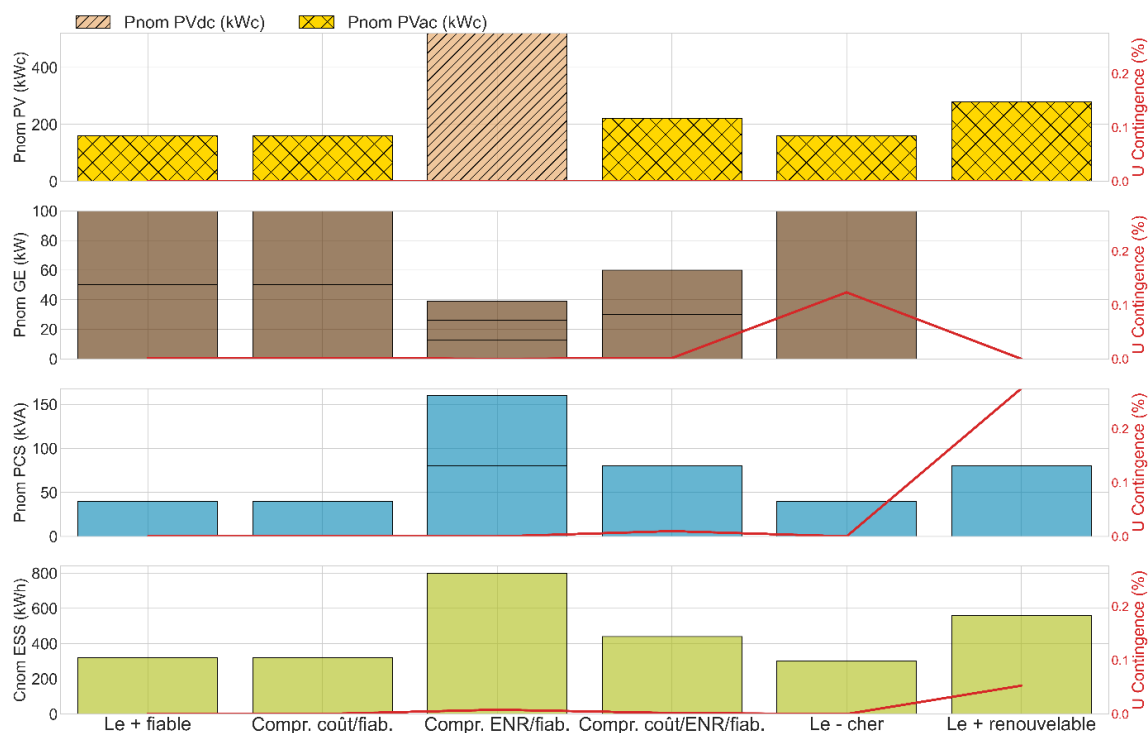


Figure III-17 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité.

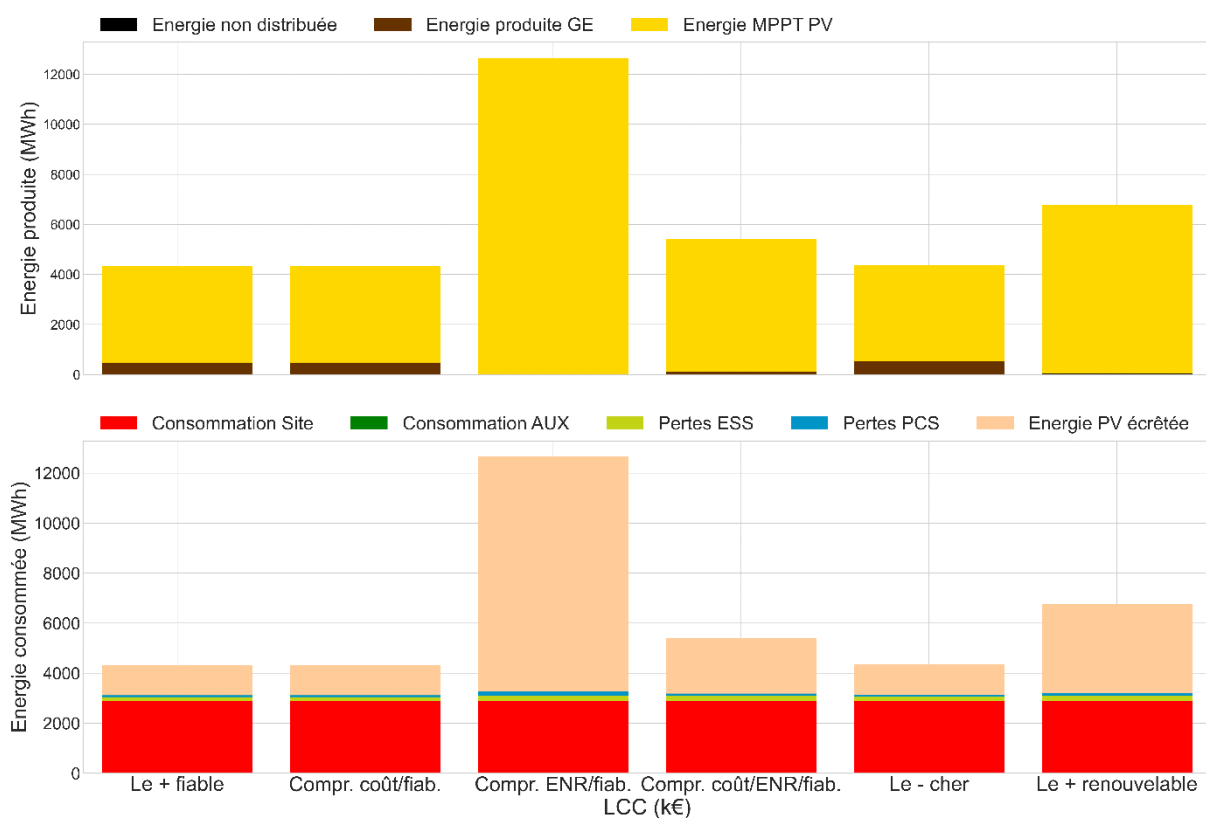


Figure III-18 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes des flux d'énergie sur la durée de vie du projet : le premier graphique présente les postes de production d'énergie et le second les postes de consommation d'énergie.

III.4 Conclusions

Dans ce chapitre, une méthode de conception a été proposée pour optimiser le dimensionnement des microgrids isolés sur les trois objectifs d'intérêt. La revue bibliographique effectuée sur les méthodes de conception a mis en avant le fait que peu d'études considéraient l'évaluation des aspects de fiabilité liés aux pannes et à la protection des microgrids dans une méthode de conception et que l'analyse des compromis entre les critères de conception explorés dans cette thèse est peu documentée. La méthode proposée repose sur un algorithme génétique qui évalue une population entière de configurations du microgrid à chaque génération et fait évoluer la population à chaque nouvelle génération vers un optimal du point de vue des trois objectifs d'intérêt. Le même cas d'étude que dans le chapitre II est utilisé pour tester la méthode. Les résultats d'optimisation sont illustrés avec une surface de Pareto mettant en avant les compromis entre les trois objectifs. Dans un premier temps, une optimisation en considérant l'adéquation comme unique objectif de fiabilité a été réalisée en tant que cas de référence. Puis, la prise en compte des autres aspects de l'analyse de fiabilité présentés en section II.5 a été également explorée sur le même cas d'étude. Les surfaces de Pareto obtenues ont permis de valider l'intérêt de la prise en compte de l'indisponibilité liée aux pannes, avec notamment une amélioration de l'objectif de fiabilité obtenu dans l'ensemble de Pareto. Cela implique que les configurations avec une faible inadéquation production/consommation ne sont pas nécessairement celles menant à l'indisponibilité la plus faible et que le risque d'indisponibilité liée aux pannes doit être pris en compte dans la phase de conception. L'impact de l'indisponibilité liée à une défaillance du plan de protection est cependant négligeable dans l'indicateur d'indisponibilité globale, ce qui conforte l'observation faite dans le chapitre II.

Il a été noté que pour le cas d'étude considéré, seuls des taux d'intégration d'énergie renouvelable importants sont ressortis de l'optimisation ce qui justifie qu'un taux d'intégration plus faible n'améliore ni le coût, ni la fiabilité. Le coût permettant d'augmenter la fiabilité est ensuite très faible pour des configurations hybrides avec groupes électrogènes. Pour des configurations 100 % renouvelable sans GE, il est cependant plus coûteux de limiter drastiquement l'indicateur d'indisponibilité. Uniquement des configurations constituées d'un système de stockage et champs PV sont également contenues dans la surface de Pareto, les systèmes purement fossiles ou sans stockage étant moins intéressants du point de vue des objectifs considérés. La puissance totale GE installée a un impact direct sur l'indicateur de fiabilité. L'indicateur d'intégration d'énergie renouvelable est lui très corrélé avec la capacité de stockage installée. Aussi, il est à noter que les configurations les plus fiables comportent une redondance importante sur les GE et non nécessairement sur les onduleurs PCS. Il y a également davantage de puissance PV couplée en AC qu'en DC dans les configurations retenues.

La méthode proposée dans ce chapitre prend en compte la dynamique long-terme du microgrid en considérant l'évolution de la consommation au fur et à mesure des années, le vieillissement des équipements et leurs remplacements mais ne considère pas d'éventuels renforcements de ses composants. Il est observé qu'avec l'évolution de la consommation électrique, les raccordements se faisant progressivement, la performance n'est pas la même au début et à la fin du projet. Les sollicitations sur le système de stockage sont faibles au début du projet et une perte importante du productible solaire est observée. Cela implique qu'un dimensionnement sur l'ensemble de la durée de vie du projet n'est pas forcément optimal aux différents stades d'évolution du microgrid. La limitation liée au dimensionnement figé tout au long de la durée de vie du projet peut être résolue en proposant une évolution du dimensionnement au fur et à mesure de l'évolution de la consommation du microgrid. Cette piste d'amélioration sera adressée dans le chapitre IV.

CHAPITRE IV. Méthode de conception
pour un dimensionnement
évolutif des microgrids
isolés

Sommaire chapitre IV

IV.1	INTRODUCTION	113
	IV.1.1 Revue bibliographique des méthodes d'optimisation prenant en compte l'évolution long-terme des microgrids isolés.....	114
	IV.1.2 Verrous identifiés dans les méthodes existantes.....	116
IV.2	METHODOLOGIE POUR ADAPTER LA METHODE D'OPTIMISATION PROPOSEE ..	118
	IV.2.1 Description de la méthodologie	118
	IV.2.2 Variables de dimensionnement et paramétrage de l'algorithme.....	118
	IV.2.3 Objectifs d'optimisation et indicateurs choisis	119
IV.3	RESULTATS DE DIMENSIONNEMENT SUR LE CAS D'ETUDE	119
	IV.3.1 Présentation des résultats et intérêt d'un dimensionnement évolutif.....	119
	IV.3.2 Zoom sur différents compromis	122
IV.4	ANALYSE DE SENSIBILITE	126
	IV.4.1 Sensibilité des indicateurs au pas de temps de simulation	126
	IV.4.2 Sensibilité des indicateurs aux paramètres économiques.....	127
	IV.4.3 Sensibilité des indicateurs aux paramètres de fiabilité	130
	IV.4.4 Sensibilité du dimensionnement à l'évolution de la consommation	131
	IV.4.5 Sensibilité des indicateurs à l'évolution de la consommation.....	133
	IV.4.6 Performance du renforcement du microgrid face aux évolutions de consommation	135
IV.5	CONCLUSIONS.....	138

IV.1 Introduction

Une des difficultés majeures dans la conception des microgrids est de pouvoir prédire l'évolution de la demande en électricité, ce qui est d'autant plus difficile lorsqu'au départ, aucun réseau électrique n'est existant. Lorsque la consommation électrique est prévue d'augmenter considérablement pendant la durée d'exploitation du microgrid, il peut être avantageux de considérer plusieurs investissements successifs plutôt qu'un dimensionnement figé au début du projet. L'optimisation du coût est cruciale dans des régions où les populations ont de faibles revenus et peuvent difficilement payer leur consommation d'électricité. Si la consommation électrique est surestimée, il y a également un risque de compromettre la rentabilité du projet en retardant le retour sur investissement (BloombergNEF, 2020). Un dimensionnement évolutif correspond à un dimensionnement prévu d'être augmenté progressivement au cours de la vie d'un projet. Le dimensionnement initial n'est alors pas forcé de couvrir les besoins pour l'ensemble de la durée de vie du projet. Ce type de dimensionnement peut réduire le coût global de l'électricité pour l'utilisateur et le risque de surdimensionnement initial. Concrètement, le renforcement d'un microgrid peut consister en les actions suivantes :

- **Ajout de capacité PV couplée en AC** : le champs PV peut être agrandi en rajoutant des panneaux et onduleurs sur le bus AC. Si le champs PV est raccordé avec un unique câble sur le réseau, il faut que le câble soit d'un dimensionnement suffisant pour accueillir l'augmentation de puissance, sinon il faut rajouter un câble supplémentaire.
- **Ajout de capacité PV couplée en DC** : le champs PV peut être agrandi en rajoutant des panneaux et convertisseurs DC/DC. Les convertisseurs DC/DC étant couplés sur le même bus que les batteries, ceux-ci sont généralement localisés au même endroit que les onduleurs batteries. Il faut alors que l'espace alloué à cette conversion puisse accueillir des nouveaux convertisseurs. En ajoutant de la puissance sur le bus DC, l'ensemble des protections et câbles DC doivent être redimensionnés en fonction, si ce n'est pas prévu initialement. L'ajout de capacité PV en DC ne nécessite pas forcément un redimensionnement PCS si les batteries sont en mesure d'absorber la puissance en excès, mais le dimensionnement de ces deux étages de conversion va généralement de pair.
- **Ajout de capacité de stockage** : Il est prévu des racks vides dans la plupart des projets incluant des batteries pour anticiper l'augmentation de capacité, dans le cas où les batteries sont entreposées sous formes de racks. Les racks peuvent être utilisés aussi bien pour les batteries Lithium que pour les batteries Plomb. Cet espace réservé est généralement très faible, notamment dans le cas d'une intégration au format de conteneur maritime, permettant d'augmenter la capacité initiale de 10 à 20 % au maximum.
- **Ajout de capacité de conversion PCS** : De même que pour les convertisseurs DC/DC, il faut que l'espace alloué à la conversion puisse accueillir des nouveaux onduleurs. Lorsque les onduleurs arrivent en fin de vie, ceux-ci peuvent néanmoins être échangés contre des nouveaux onduleurs avec une plus forte capacité. Cependant, les tailles des convertisseurs et des filtres associés peuvent être alors différentes, ce qui peut poser un problème dans leur intégration au sein des mêmes platines ou armoires. L'ajout de capacité PCS nécessite un redimensionnement de l'ensemble des câbles, protection et transformateur AC en aval des onduleurs, ainsi que des protections DC en amont.
- **Ajout de capacité GE** : Un GE supplémentaire peut être ajouté facilement si l'espace au sol le permet. Il est judicieux de choisir un groupe de la même marque que ceux déjà existants

pour avoir une compatibilité en communication entre les différents groupes. Il peut être également nécessaire d'ajouter un organe de synchronisation entre les GE.

- **Modification de la stratégie de contrôle :** Avec une modification du dimensionnement, mais également avec l'évolution de la consommation en électricité, il peut être nécessaire de modifier la stratégie de contrôle mise en place sur le microgrid. Cette modification ne nécessite pas de transformation physique particulière mise à part l'ajout possible d'une centrale de mesure afin d'avoir les données d'entrée nécessaires selon la stratégie choisie. Outre la stratégie, un simple re-paramétrage peut être effectuée au fil des années, notamment sur la plage de SOC tolérée dans l'opération des batteries, afin de réajuster leur cyclage.

IV.1.1 Revue bibliographique des méthodes d'optimisation prenant en compte l'évolution long-terme des microgrids isolés

Les méthodes d'optimisation listées dans le Tableau IV-1 sont appliquées aux système hybrides de production d'énergie et intègrent des algorithmes d'optimisation variés. Ces méthodes prennent plus ou moins en compte l'évolution long-terme des systèmes considérés, notamment en considérant un ou plusieurs des aspects suivants :

1. L'évolution de la consommation électrique au cours des années ;
2. L'évolution de la production renouvelable au cours des années ;
3. La dégradation des composants du système, leur maintenance, et leur remplacement ;
4. La possibilité de réaliser des investissements différés à différentes années de la vie du projet.

Bohlayer *et al.* distinguent 4 manières d'aborder la conception long-terme d'un système hybride tel que présenté en Figure IV-1 (2021). Les carrés noirs représentent les investissements décidés lors de la période en cours alors que les carrés blancs représentent des investissements anticipés. Les approches « single-period deterministic optimization » et « two-stage stochastic optimization » peuvent prendre en compte les aspects 1, 2 et 3 mais n'anticipe pas les investissements futurs. La méthode stochastique prend en compte l'incertitude sur les événements futures contrairement à la méthode déterministe. Les approches « multi-period deterministic optimization » et « multi-stage stochastic optimization » anticipent en plus les investissements futurs (aspect 4). La méthode stochastique optimise ces dimensionnements en prenant en compte l'incertitude sur les événements futures.

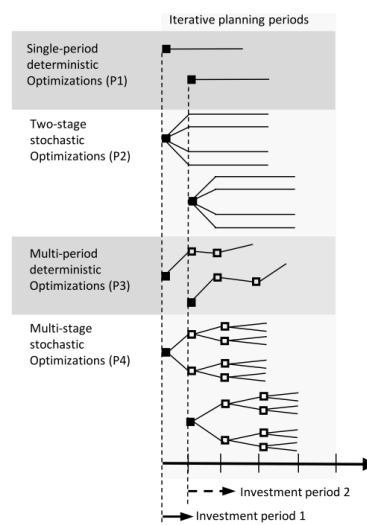


Figure IV-1 : Différentes formulations possibles du problème d'optimisation long terme (Bohlayer *et al.*, 2021).

Les trois premiers aspects ont été traités dans la littérature. L'évolution de la consommation peut être considérée en simulant différents scénarios pour différentes années. Balderrama *et al.* (2019) construisent différents scénarios d'évolution de la consommation sur lequel se basent l'optimisation. L'évolution de la production renouvelable est généralement omise car son évolution est incertaine. La prise en compte d'une année type (moyenne sur plusieurs années de données) par rapport à une année spécifique peut permettre d'utiliser un profil davantage représentatif. La dégradation des composants du système est souvent considérée dans les méthodologies, pouvant intégrer des modèles de vieillissement plus ou moins complexes. Petrelli *et al.* (2021) incluent un modèle de dégradation du système de stockage dans une optimisation MILP (Mixed Integer Linear Programming). Une méthode de résolution du dimensionnement long-terme de microgrid est également présentée en utilisant l'algorithme A-AUGMECON2 qui est une amélioration de la méthode ϵ -constraint et permet de résoudre l'optimisation multi-objective sur 5 objectifs en un temps de calcul raisonnable. A chaque itération, l'optimisation est effectuée sur un objectif en considérant les autres objectifs comme des contraintes.

Certains logiciels de conception incluent également une prise en compte de l'aspect long-terme. Par exemple, HOMER Pro propose un module « multi-year » qui permet de simuler les configurations sur plusieurs années en considérant la dégradation de la production renouvelable, l'évolution des prix de carburant, et l'évolution de la consommation électrique. Cependant ce module ne permet pas de prendre en compte différents investissements et renforcements.

Le dernier aspect mentionné est peu répandu dans la littérature, les méthodes proposées se limitant généralement à un dimensionnement et architecture figés tout au long de la durée de vie du projet. Il est cependant apparu récemment différents travaux traitant ce verrou. En effet, il y a un fort intérêt à prendre en compte la dynamique long-terme des projets d'électrification rurale. Pecenk *et al.* (2019) justifient le besoin d'optimiser les coûts sur l'ensemble de la durée de vie des projets car un dimensionnement sous-optimal peut considérablement retarder le retour sur investissement. Notamment, la prise en compte de la dynamique du coût des composants et de l'évolution de la consommation est cruciale.

Hajipour *et al.* (2015) réalisent un dimensionnement du système de stockage en le considérant variable sur la durée prise en compte pour le dimensionnement. Il estime une réduction de 10 % des coûts en comparaison à une méthode de dimensionnement avec une taille non évolutive. Guerrero *et al.* (2019) ont pris en compte le dimensionnement long terme en rajoutant des variables d'optimisation dans la formulation d'un modèle de programmation linéaire en nombres entiers (MILP) pour le renforcement des systèmes PV et éolien à chaque année successive. Le modèle prend en compte la dégradation des sources de génération et de stockage et la valeur résiduelle des équipements.

Cette étude ne prend cependant pas en compte de générateurs thermiques. Stevanato *et al.* (2020) ont développé une méthode pour optimiser les investissements initiaux ainsi que les renforcements long-terme du dimensionnement en utilisant la programmation linéaire. Différents scénarios d'évolution de la consommation sont considérés en utilisant un outil stochastique de génération de profils. La méthode permet d'optimiser la conception uniquement sur le critère de coût global sur la durée de vie du projet (Net Present Cost), la fiabilité étant uniquement traitée qu'à travers une contrainte d'adéquation. XENDEE est un autre outil de conception de microgrid qui propose une option d'optimisation des investissements sur la durée de vie du projet (Pecenk et al., 2019). L'approche dite « adaptative » optimise les investissements une année après l'autre sans considération pour les années suivantes. Les investissements réalisés aux années précédentes sont cependant pris en compte. Lorsqu'un équipement arrive en fin de vie, l'algorithme est libre de définir le nouveau dimensionnement de l'équipement. Les auteurs comparent cette méthode adaptative avec la méthode dite « forward-looking » qui optimise en même temps l'ensemble des différents investissements sur la durée de vie du projet, estimant un gain en

temps de calcul par un facteur 10. Fioritti *et al.* (2021) ont développé une approche stochastique basée sur l'élaboration de scénarios pour dimensionner les investissements initiaux ainsi que les renforcements d'un microgrid isolé. Les scénarios prennent en compte l'incertitude sur l'évolution de la consommation et pour chaque scénario, l'ensemble de la durée de vie du projet est simulé à un pas de temps horaire. Bohlayer *et al.* (2021) proposent une nouvelle méthode d'optimisation stochastique en plusieurs étapes pour prendre en compte l'incertitude sur les paramètres futurs. La méthode se base sur un algorithme « rolling horizon » pour optimiser les investissements sur la durée de vie du projet. Les séries temporelles formant les différents scénarios ont été partitionnées pour réduire le temps de calcul.

IV.1.2 Verrous identifiés dans les méthodes existantes

Il a été vu à travers la revue bibliographique effectuée que plusieurs auteurs ont considéré la dynamique long-terme des microgrids dans les méthodes de dimensionnement proposées. Cela peut être fait en considérant l'évolution de la consommation et de la production renouvelable au cours des années. Le vieillissement des composants et leur remplacement sont également souvent considérés. Ces considérations peuvent être faites de manière déterministe ou stochastique en prenant en compte l'incertitude sur l'évolution future. Il est cependant observé les verrous suivants :

- **La prise en compte de la fiabilité** : L'objectif de fiabilité n'est pas retrouvé dans les méthodes revues, l'objectif unique de coût étant prépondérant.
- **La considération pour des aspects de sécurité** : Les méthodes revues utilisent cependant un indicateur d'adéquation en contrainte. Les aspects de sécurité ne sont pas retrouvés dans la littérature.
- **Le redimensionnement anticipé du microgrid à différentes périodes d'investissements** : Seuls quelques études proposent des méthodes permettant l'évolution du dimensionnement au fur et à mesure de la durée de vie du projet.
- **L'optimisation de la redondance du microgrid** : La redondance sur les équipements n'est pas considérée dans l'ensemble des méthodes revues.
- **L'évolution de la stratégie de contrôle** : La gestion d'énergie planifiée est rarement paramétrée. La modélisation mathématique de ces lois de gestion dans les méthodes d'optimisation revues consiste à rajouter une contrainte d'équilibre de puissance, et la répartition des flux de puissance est optimisée par la méthode.

La méthode de conception décrite dans le chapitre III sera adaptée pour proposer un dimensionnement évolutif du microgrid. L'objectif de la méthode est de lever les verrous mentionnés ci-dessus. L'adaptation effectuée est détaillée en section IV.2. Puis, les résultats obtenus après avoir appliqué la méthode sur le même cas d'étude que pour le chapitre III sont présentés en section IV.3. Une comparaison est faite entre la méthode de dimensionnement fixe et la méthode de dimensionnement évolutif. Une analyse de sensibilité à différents facteurs est ensuite réalisée en section IV.4. Enfin, une conclusion est présentée en section IV.5.

CHAPITRE IV : Méthode de conception pour un dimensionnement évolutif des microgrids isolés

Tableau IV-1 : Synthèse des méthodes de conception revues prenant en compte l'évolution long terme des microgrids.

Méthode	Objectifs			Variables	Contrôle	Contraintes	Aspects de fiabilité	Prise en compte long terme	DGs					Cas d'étude	Ref
	Economique	Fiabilité	Autre						PV	GE	Bat	Eolien	Autre		
MILP itératif	NPC	-	-	Taille des DG et stockage	Rule based	Equilibre de puissance Max ENS Contrainte de réserve à maintenir avec GE et ESS	Adéquation (contrainte)	Prise en compte de la dégradation des équipements (mais pas de dimensionnement évolutif)	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé (Uganda)	(Petrelli, Fioriti, Berizzi, & Poli, 2021)
PSO	NPC	-	-	Tailles et renforcement des DG	Ruled based (load following)	Equilibre de puissance	Adéquation (contrainte)	Arbres de scénarios (à chaque itération, plusieurs scénarios sont testés)	✓	✓	✓			Microgrid isolé	(Fioriti et al., 2021)
Multi-stage stochastic MILP	Ctotal	-	-	Coûts d'investissement dans chaque technologie	Optimisé	Equilibre de puissance	Adéquation (contrainte)	L'algorithme Rolling Horizon prend en compte l'incertitude sur les paramètres futurs pour successivement optimiser les investissements tout au long du projet	✓		✓		CHP Turbine à Gaz Pompe à chaleur Stockage thermique	Microgrid interconnecté	(Bohlayer et al., 2021)
LP / MILP	NPC	-	-	Variables de 1er niveau : investissements Variables de second niveau: dispatch	Optimisé	Puissance minimale sur GE Equilibre de puissance	Adéquation (contrainte)	Ajouts de variables de dimensionnement pour chaque période d'investissement considérée	✓	✓	✓			Microgrid isolé rural	(Stevanato et al., 2020)
MILP on XENDEE (DER-CAM)	C (Coût total)	-	-	Capacités des équipements investis à chaque année Dispatch pour chaque pas de temps	Optimisé	Equilibre de puissance	Adéquation (contrainte)	Méthode "Adaptive" (optimisation indépendante de chaque année en prenant en compte investissements précédents) vs. "Forward-looking" (optimisation de tous les investissements en même temps)	✓		✓	✓	CHP	Microgrid interconnecté	(Pecenek et al., 2019)
MILP avec méthode ϵ -contraint améliorée	NPC	-	Emissions Land use Public lighting coverage Jobs	Taille des DG et stockage	Optimisé	Equilibre de puissance Max Unmet Load Besoin en réserve	Adéquation + réserve (contrainte)	Seulement prise en compte de la dégradation des équipements	✓	✓	✓	✓		Microgrid isolé (Uganda)	(Petrelli, Fioriti, Berizzi, Bovo, et al., 2021)
MILP	NPC	-	-	NPC	Optimisé	Equilibre de puissance max LNS (Load Not Served)	Adéquation (contrainte)	Ajout de variables de dimensionnement pour chaque période d'investissement considérée	✓		✓	✓		Microgrid isolé (Philippines)	(Guerrero et al., 2019)

IV.2 Méthodologie pour adapter la méthode d'optimisation proposée

IV.2.1 Description de la méthodologie

La méthode présentée dans le chapitre III a été adaptée pour permettre de réaliser différents investissements au cours de la vie du projet. Il a été choisi ici d'adapter la méthode en rajoutant des variables de dimensionnement pour chaque période d'investissement considérée, tel que proposé par Stevenato *et al.* (2020). Un des paramètres du modèle est le nombre de périodes d'investissement pris en compte et les années auxquelles ces investissements sont considérés. Ainsi, si trois périodes d'investissement sont paramétrées, l'algorithme génétique aura 3 fois plus de variables de dimensionnement, correspondant à un jeu de variables pour chaque période d'investissement. Dans la méthode de dimensionnement, pour chaque année d'opération du microgrid, une simulation du fonctionnement ainsi qu'une analyse de fiabilité sont réalisées. Si l'année simulée coïncide avec une période possible d'investissement et donc d'évolution du dimensionnement, les paramètres de dimensionnement sont mis à jour avec les variables correspondantes. A la fin de chaque évaluation, l'ensemble des indicateurs issus des simulations et analyses de fiabilité faites sur chaque année est combiné pour retourner à l'algorithme génétique les trois indicateurs d'intérêt pour la classification de la population et la sélection de la génération suivante. Ce post-traitement, représenté par la boîte « calcul des indicateurs long terme » dans la Figure IV-2, calcule également le vieillissement des composants, y compris les batteries, les groupes électrogènes et les convertisseurs, prenant en compte la dégradation subie à chaque année de simulation.

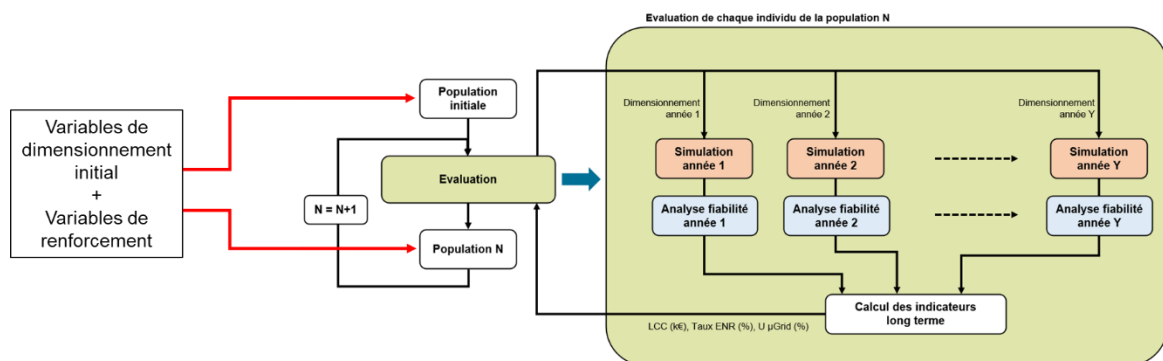


Figure IV-2 : Présentation de la méthode adaptée pour considérer un dimensionnement évolutif du microgrid.

IV.2.2 Variables de dimensionnement et paramétrage de l'algorithme

Pour un dimensionnement évolutif, le nombre de variables est dupliqué par le nombre de périodes d'investissement considérées. Ainsi, pour une optimisation avec trois périodes d'optimisation et pour un projet de 15 ans, la fonction d'évaluation recevra en entrée les variables de dimensionnement pour la première année, celles pour l'année 6 et celles pour l'année 11. Afin de borner les valeurs possibles à chaque période d'investissement, il a été choisi de définir les valeurs minimales, maximales et incrément pour la première année et de borner l'ajout de capacité pour chaque équipement (renforcement) à chaque période d'investissement. Le paramétrage réalisé pour le cas d'étude de Sanando-Tissala est présenté dans le Tableau IV-2.

Tableau IV-2 : Paramètres des variables d'optimisation pour un dimensionnement évolutif.

Variable (Unité)	Dimensionnement initial		Renforcement par période d'investissement		Incrément
	Valeur minimale	Valeur maximale	Valeur minimale	Valeur maximale	
$Pnom_{GE}$ (kW)	0	100	0	100	20
$Pnom_{PVac}$ (kWc)	0	1000	0	1000	20
$Pnom_{PVdc}$ (kWc)	0	1000	0	1000	20
$Pnom_{PCS}$ (kVA)	0	150	0	150	20
$Cnom_{ESS}$ (kWh)	0	1000	0	1000	20
N_{GE} (nb)	0	4	0	4	1
N_{PCS} (nb)	0	4	0	4	1
Stratégie EMS (-)	1	3	1 (LF)	3 (CCN)	1

Du fait du nombre de variables plus important pour la prise en compte des différents renforcements du réseau, un nombre plus important de populations et générations est requis. Le paramétrage de l'algorithme génétique pour un dimensionnement évolutif considérant 3 périodes d'investissement est présenté dans le Tableau IV-3. Le temps de calcul est alors allongé passant de 6 heures environ pour un dimensionnement fixe à 24 heures pour un dimensionnement évolutif.

Tableau IV-3 : Configuration de l'algorithme génétique pour un dimensionnement évolutif et 3 périodes d'investissement.

Paramètre	Valeur
Taille de population	130
Type de sélection	Elitisme
Probabilité de crossover	1.0
Probabilité de mutations	1.0
Critère d'arrêt 1 : tolérance sur indicateurs	1 %
Critère d'arrêt 2 : Nombre de générations max	200

IV.2.3 Objectifs d'optimisation et indicateurs choisis

Les objectifs d'optimisation sont identiques à ceux utilisés pour un dimensionnement fixe présentés dans la chapitre III, utilisant les indicateurs $U_{\mu Grid}$, LCC , et $Taux_{ENR}$.

IV.3 Résultats de dimensionnement sur le cas d'étude

IV.3.1 Présentation des résultats et intérêt d'un dimensionnement évolutif

Après paramétrage de l'algorithme génétique pour permettre un dimensionnement évolutif, l'optimisation a donné lieu à la surface de Pareto présentée en Figure IV-3. Deux types de microgrids sont contenus dans les solutions optimales : des microgrids PV+ESS (100 % renouvelable) et des microgrids hybrides (PV+ESS+GE). Les configurations de la surface de Pareto ont toutes un taux d'intégration d'énergie renouvelable supérieur à 94 %, ce qui montre que sur les critères économiques et de fiabilité, il n'est pas pertinent de viser un taux d'énergie renouvelable plus faible sur l'ensemble de la durée de vie du projet. La Figure IV-4 compare sur le même graphique la surface de Pareto obtenue pour un dimensionnement fixe et celle pour un dimensionnement évolutif. Il est à noter que pour les

deux types de microgrids, les surfaces de Pareto pour un dimensionnement évolutif sont décalées vers la gauche, indiquant ainsi des prix long termes plus faibles pour un même taux d'intégration d'énergie renouvelable.

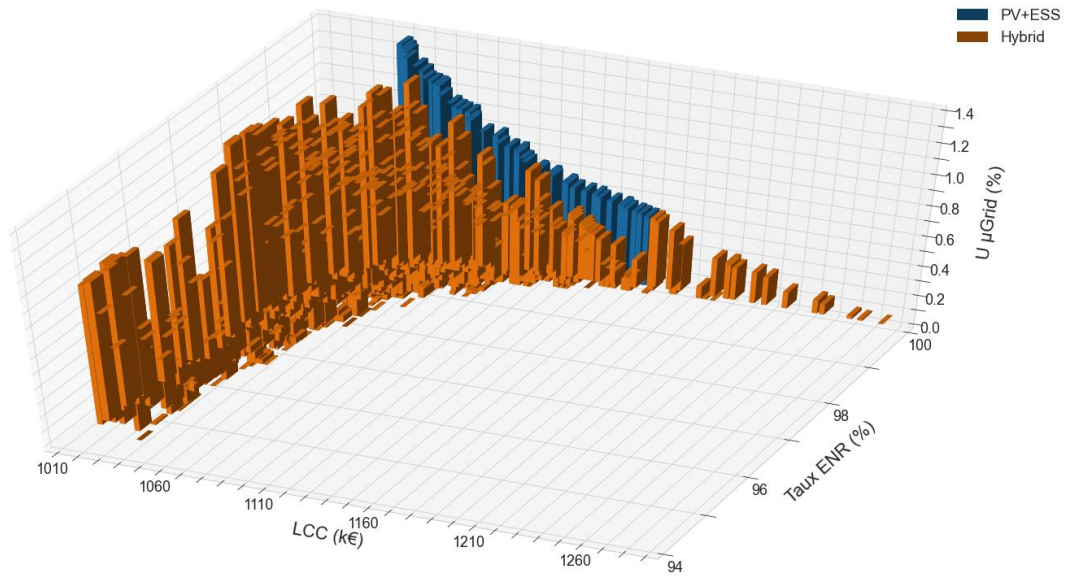


Figure IV-3 : Surface de Pareto obtenue pour un dimensionnement évolutif.

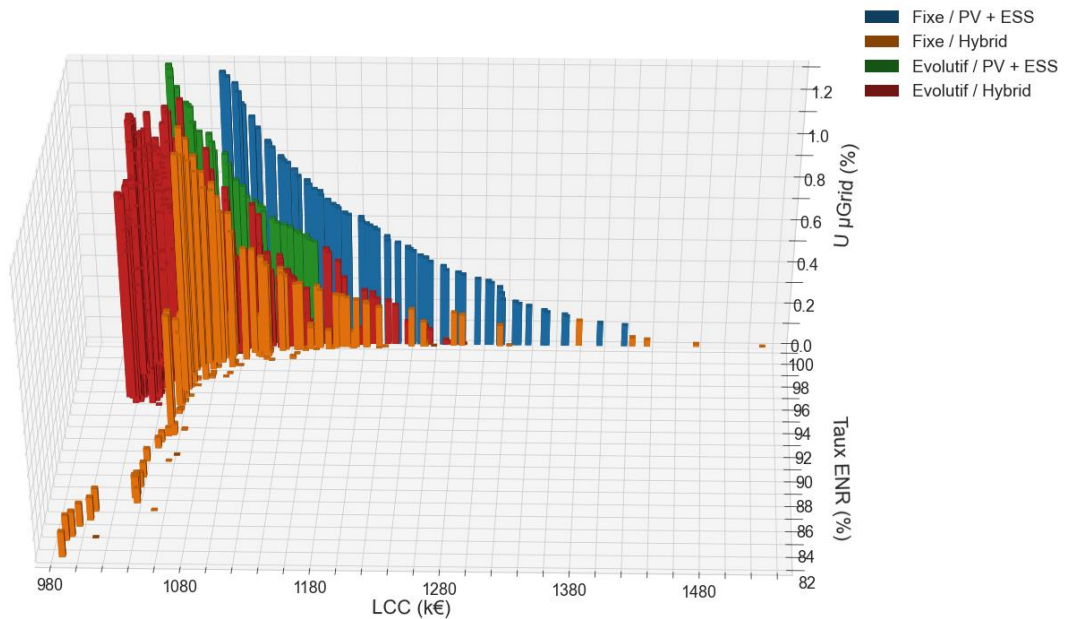


Figure IV-4 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif.

La Figure IV-5 propose une comparaison des deux mêmes surfaces en 2D avec l'indicateur d'indisponibilité en couleur. La surface pour un dimensionnement fixe est indiquée par des croix. Le gain en coût peut être apprécié pour un même niveau d'intégration d'énergie renouvelable.

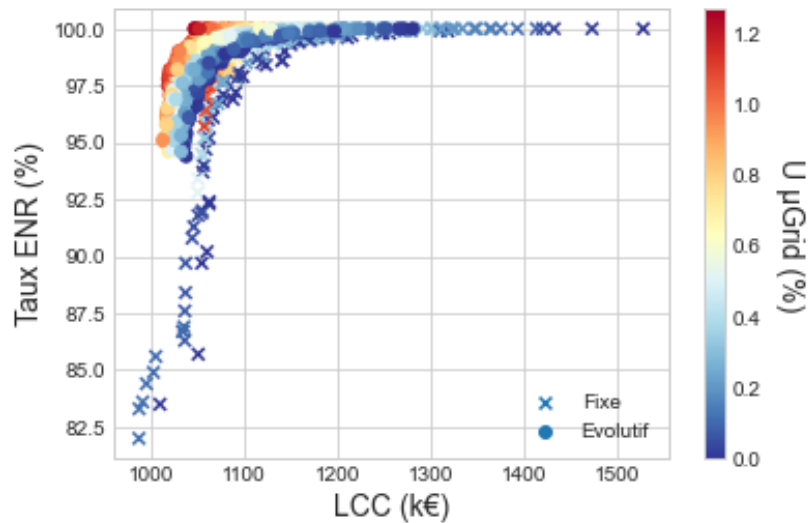


Figure IV-5 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif avec l'indicateur d'indisponibilité représenté en couleur.

La Figure IV-6 compare les mêmes surfaces avec cette fois-ci l'indicateur de coût d'investissement initial en couleur. Le gain est d'autant plus important sur cet indicateur, avec des investissements initiaux jusqu'à 30 % moins importants pour un taux d'intégration d'énergie renouvelable et un niveau de fiabilité équivalent.

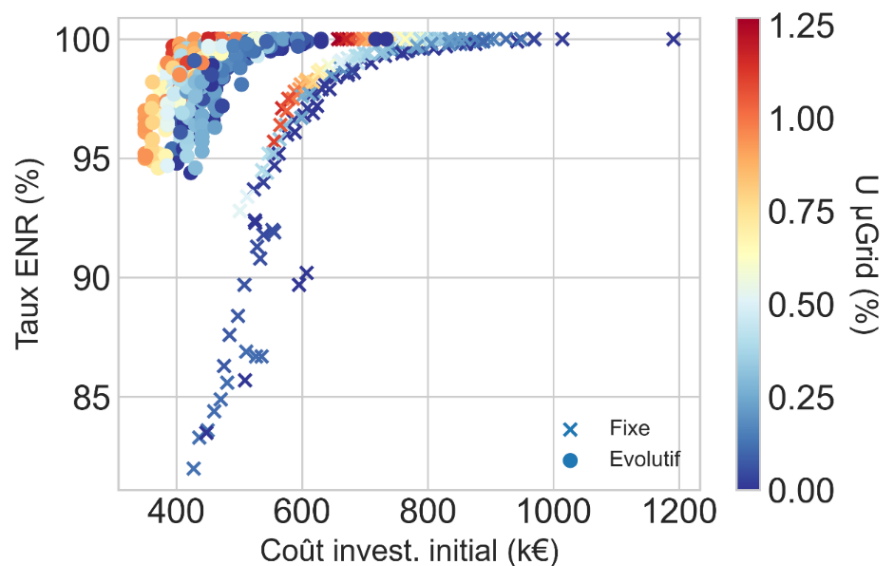


Figure IV-6 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif avec l'indicateur de coût d'investissement initial représenté en abscisses.

Il est intéressant de voir quelles sont les stratégies de contrôle favorisées au cours de l'évolution du microgrid. La Figure IV-7 présente cette évolution avec plusieurs graphiques représentant chacun des périodes d'investissement différentes avec la stratégie de contrôle représentée en couleur. La plupart des configurations utilisent un contrôle de type « load following ». Sur la première période d'investissement, une grande partie des configurations sont de type « PV + ESS ». A la seconde période d'investissement, la moitié environ contiennent un GE. Dans la troisième période d'investissement, la plupart contiennent un GE et lorsque c'est le cas, toutes les configurations fonctionnent avec une stratégie « load following ».

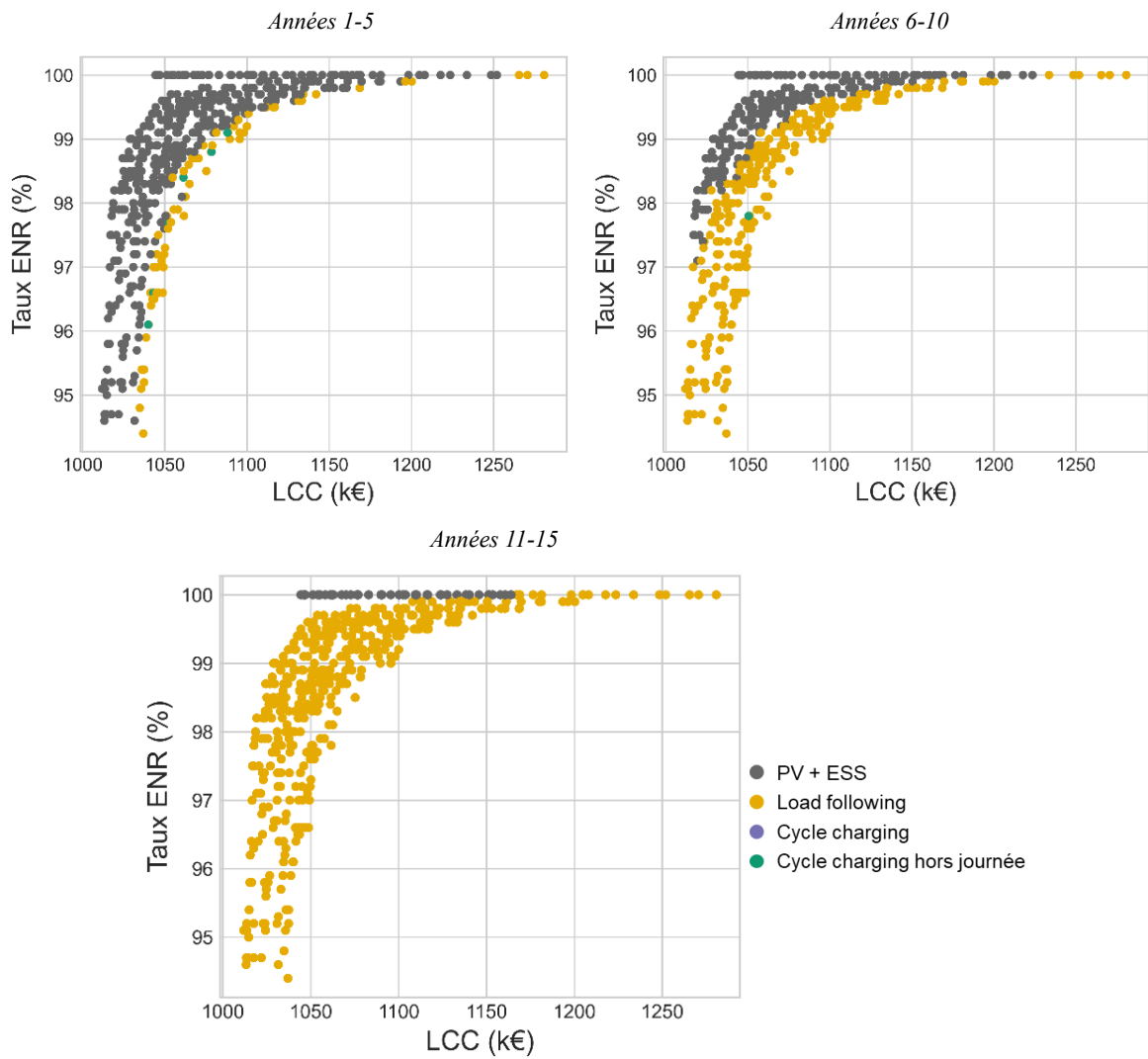


Figure IV-7 : Stratégies de contrôle utilisées dans les configurations de la surface de Pareto à différentes périodes.

IV.3.2 Zoom sur différents compromis

Afin de mieux comprendre à quoi correspondent ces dimensionnements évolutifs, 6 configurations sont choisies parmi la surface de Pareto en se basant sur les mêmes critères que ceux utilisés dans le chapitre III pour un dimensionnement fixe. Ces configurations sont indiquées par des numéros sur la Figure IV-8 (1 - Le plus fiable, 2 - Compromis coût/fiabilité, 3 - Compromis coût/intégration d'énergie renouvelable, 4 - Compromis coût/fiabilité/intégration d'énergie renouvelable, 5 - Le moins cher, 6 - Le plus renouvelable).

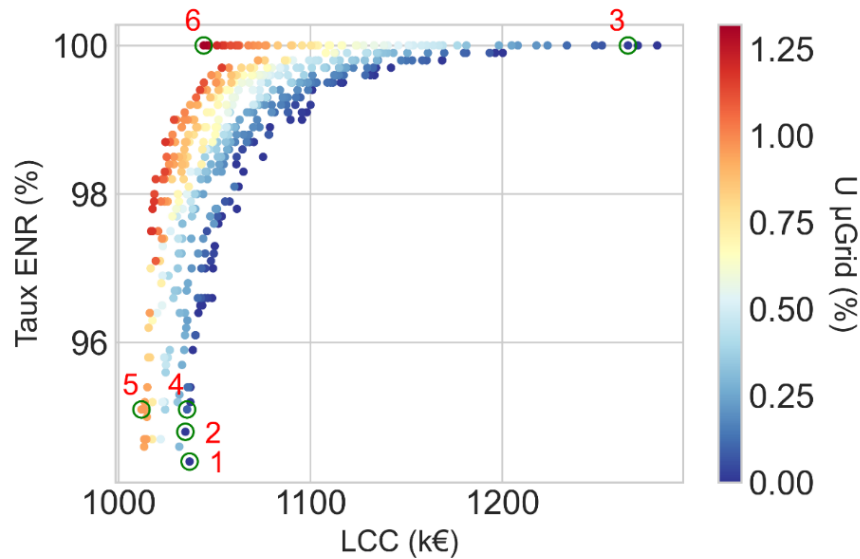


Figure IV-8 : Surface de Pareto en 2D avec le troisième objectif de fiabilité illustré en couleur pour un dimensionnement évolutif, 6 configurations d'intérêt sont identifiées.

Sur la Figure IV-9, les différents objectifs d'optimisation sont explorés. L'indicateur de fiabilité est décomposé entre les différents aspects pris en compte : adéquation, pannes et plan de protection. Les configurations sont classées par fiabilité selon l'indicateur d'indisponibilité globale $U_{\mu Grid}$. Ici encore, les compromis permettent de réduire significativement l'indisponibilité globale en dessous de 0,2 % en maintenant un coût bas et une intégration d'énergie renouvelable élevée, sauf pour le compromis fiabilité/intégration d'énergie renouvelable, dont le coût est relativement élevé par rapport aux autres configurations. De la même manière que pour les résultats de la méthode de dimensionnement fixe, l'indisponibilité liée au plan de protection a un impact négligeable sur l'indicateur d'indisponibilité global.

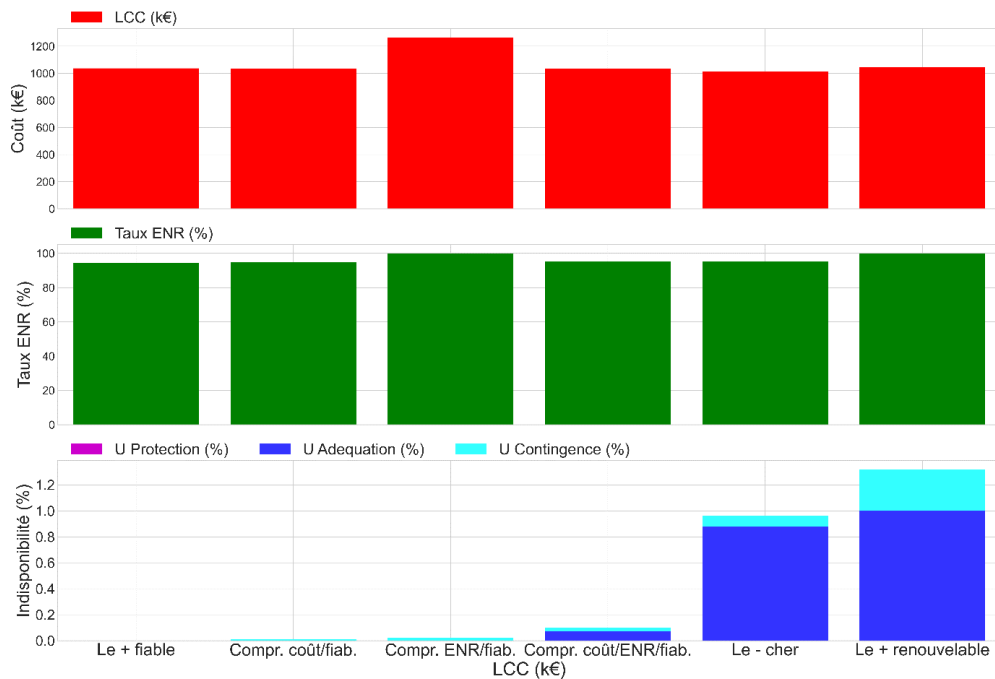


Figure IV-9 : Zoom sur les causes d'indisponibilité pour les 6 configurations sélectionnées.

La Figure IV-10 permet de voir à quoi correspondent les configurations sélectionnées en termes de dimensionnement des différents composants. La distinction est faite entre les trois périodes d'investissement par un dégradé de couleur. Il ressort que pour l'ensemble des configurations sélectionnées :

- Un renforcement de la puissance nominale PV installée est effectué à chaque période d'investissement, la puissance nominale initiale étant plus importante que pour les périodes d'investissement suivantes. Pour le compromis ENR-fiabilité, le dimensionnement à la fin du projet atteint quasiment 600 kWc.
- Les configurations sélectionnées sont dimensionnées initialement avec un seul GE sauf pour le compromis ENR-fiabilité qui a initialement une redondance avec 3 GE, la configuration la moins chère qui est initialement sans GE, et la configuration avec la plus forte intégration d'énergie renouvelable qui ne fait aucun investissement de GE. Toutes les configurations, exceptée la plus renouvelable, ont un investissement dans un ou deux nouveaux GE à la seconde période d'investissement. Uniquement le compromis ENR-fiabilité comprend un investissement dans un GE additionnel à la troisième période d'investissement.
- Les six configurations possèdent la même puissance nominale PCS de 80 kVA, investie à la première période d'investissement.
- Pour la capacité nominale de stockage, un investissement plus important est réalisé à la première période et un renforcement avec un investissement plus faible est effectué à la deuxième période. Les capacités installées sont similaires pour les configurations sélectionnées mis à part une plus forte capacité installée pour la configuration la plus renouvelable et le compromis ENR-fiabilité.

La Figure IV-10 permet de comprendre également les causes d'indisponibilité liées aux pannes, qui sont indiquées par une ligne rouge pour chaque type de composant et dont les valeurs d'indisponibilité sont indiquées sur l'axe de droite. Les risques d'indisponibilité sont surtout marqués dans les deux dernières configurations. Une défaillance sur le système de stockage (PCS et ESS) a un impact non négligeable dans le cas de la configuration la moins chère ainsi que dans le cas de la configuration la plus renouvelable. Les flux d'énergie illustrés en Figure IV-11 sont similaires à ceux obtenus pour un dimensionnement fixe, avec une production encore plus faible de la part des GE.

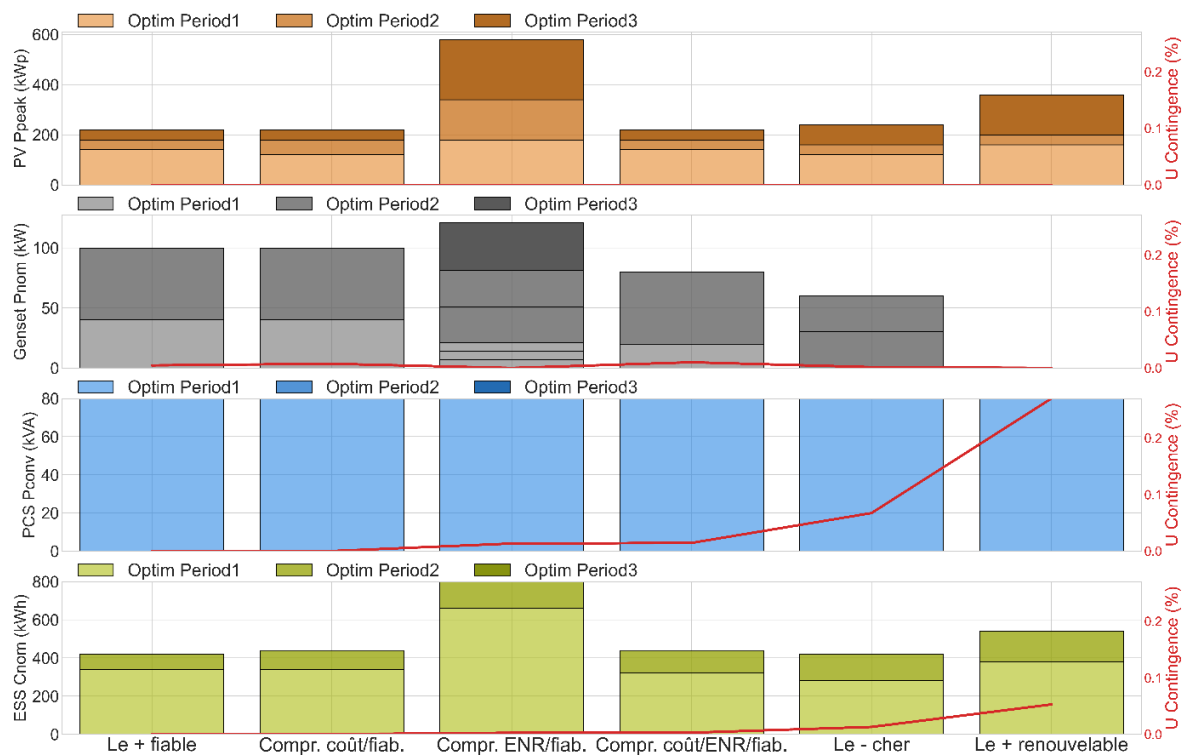


Figure IV-10 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité pour un dimensionnement évolutif.

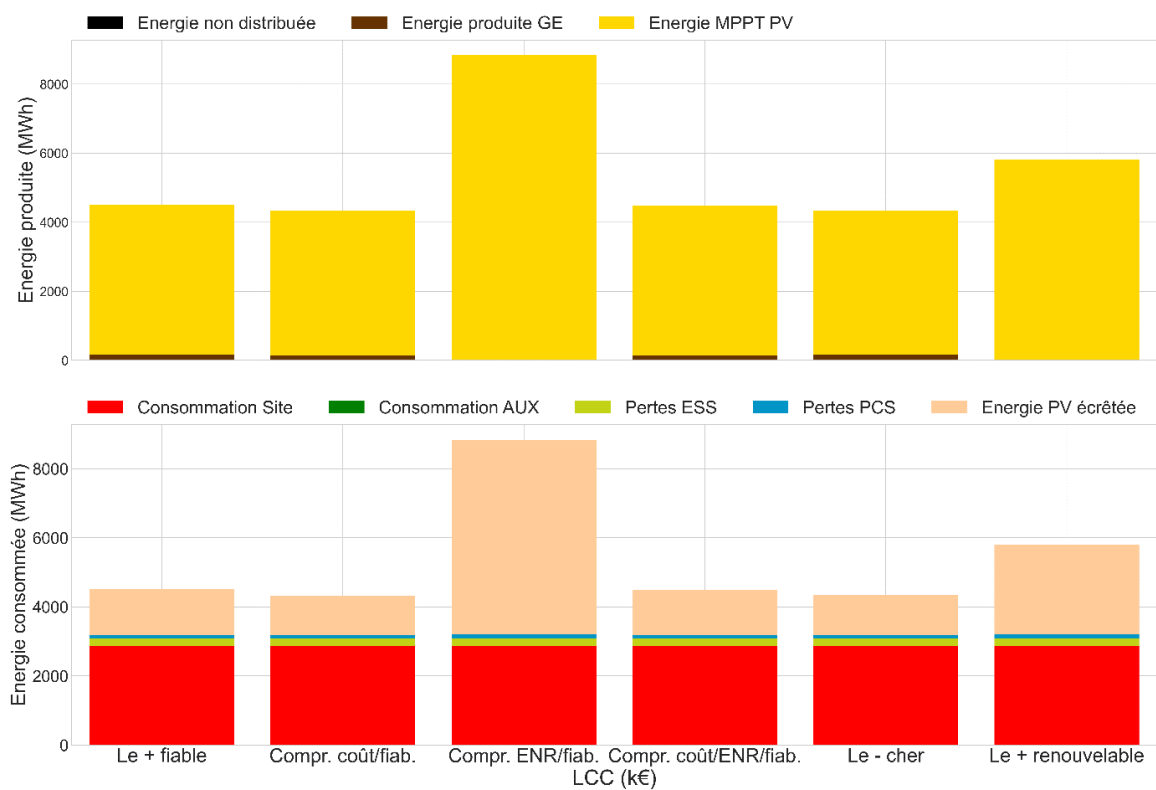


Figure IV-11 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes des flux d'énergie sur la durée de vie du projet pour un dimensionnement évolutif : le premier graphique présente les postes de production d'énergie et le second les postes de consommation d'énergie.

IV.4 Analyse de sensibilité

IV.4.1 Sensibilité des indicateurs au pas de temps de simulation

Plusieurs pistes ont été suivies afin de minimiser le temps de calcul de l'algorithme d'optimisation. La première a été de passer l'environnement de simulation sous le langage Julia, ce qui a permis un gain de calcul conséquent. Une deuxième piste a été d'augmenter le pas de temps afin d'avoir un nombre d'itérations réduit dans la simulation. Afin de mesurer l'impact d'une telle simplification des données d'entrées, plusieurs simulations ont été réalisées à différents pas de temps : 10min, 30min, 1h. La simulation sur un pas de temps de 10 minutes correspond à celle présentée en section IV.3.1 pour un dimensionnement évolutif. Les différentes configurations de la surface de Pareto obtenue ont été resimulées sur des pas de temps différents afin d'estimer l'erreur sur les indicateurs d'intérêt par rapport à un pas de temps de 10 minutes. L'erreur moyenne absolue (MAE) obtenue en passant sur un pas de temps de 30 minutes, puis sur un pas de temps de 60 minutes est présenté dans le Tableau IV-4. Le passage à un pas de temps de 30 minutes donne des différences assez faibles avec une erreur moyenne absolue de 6000 € sur le coût global sur la durée de vie du projet (LCC), de 0.01 % sur le taux d'intégration d'énergie renouvelable et de 0.0165 % sur l'indisponibilité globale. Pour un passage à un pas de temps de 60 minutes, l'erreur MAE est bien plus importante avec une erreur moyenne absolue de 126 000 € sur le coût LCC, de 6 % sur le taux ENR et de 3 % sur l'indisponibilité globale. L'erreur moyenne absolue est calculée via l'équation (IV-1), y_t étant l'évaluation effectuée de l'indicateur avec le pas de temps modifié, \hat{y}_t étant l'évaluation de référence de l'indicateur avec un pas de temps de 10 minutes, et T le nombre total de configurations simulées correspondant au nombre de configurations dans la surface de Pareto utilisée (Bouthevillain & Mathis, 1995).

$$MAE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |y_t - \hat{y}_t| \quad (IV-1)$$

Il est à noter sur la Figure IV-12 que les indicateurs obtenus avec un pas de temps de 30 minutes sont pour l'ensemble des configurations très proches des indicateurs de référence obtenus avec un pas de temps de 10 minutes. La ligne rouge est représentée comme référence pour indiquer une erreur nulle avec les simulations sur un pas de temps de 10 minutes. On observe une légère sous-estimation du coût LCC. Le passage à un pas de temps de 60 minutes donne lieu à une erreur conséquente sur les trois indicateurs d'intérêt avec une surestimation du coût LCC et de l'indisponibilité globale du système, et une sous-estimation du taux d'intégration d'énergie renouvelable. Un pas de temps de 30 minutes semble donc une bonne option pour diviser le temps de simulation par environ 3 avec une erreur faible sur l'estimation des indicateurs d'intérêt.

Tableau IV-4 : Erreur moyenne absolue obtenue sur les indicateurs objectifs en passant la simulation sur un pas de temps de 30 et 60 minutes pour un dimensionnement évolutif.

Indicateur	MAE	
	$\Delta t = 30 \text{ min}$	$\Delta t = 60 \text{ min}$
LCC (k€)	6.198	126.652
Taux _{ENR} (%)	0.0099	6.189
U _{μGrid} (%)	0.0165	3.0074

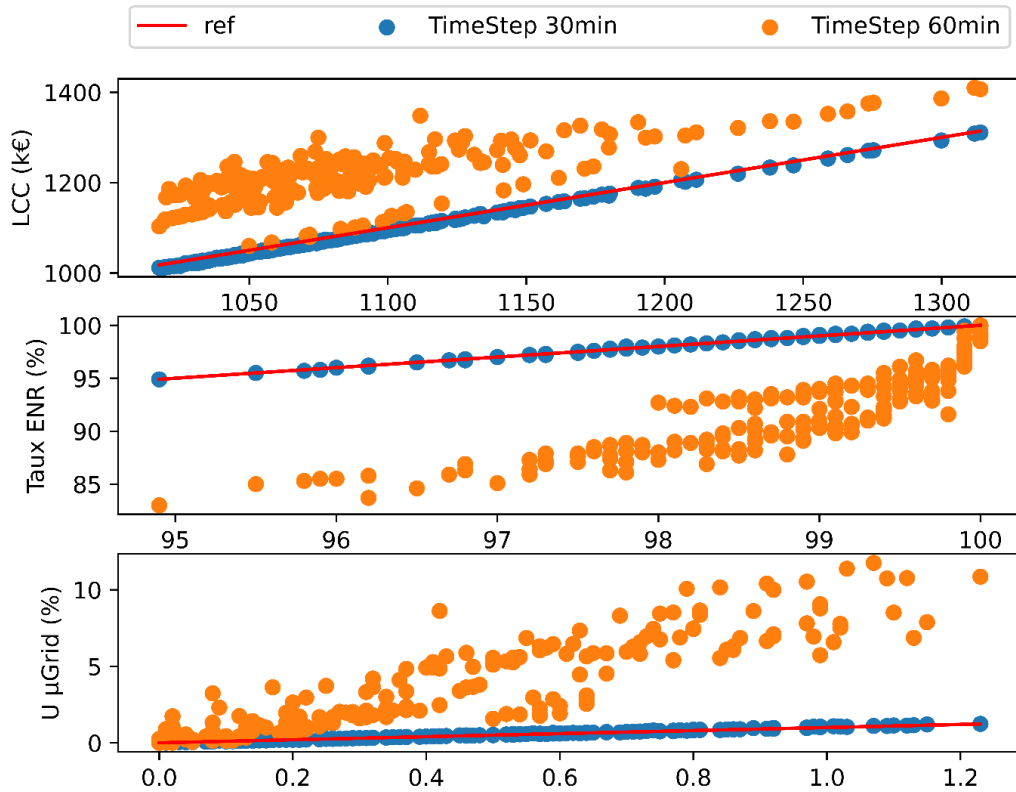


Figure IV-12 : Nuages de points entre les indicateurs obtenus à des pas de temps de 30 et 60 minutes et ceux obtenus à un pas de temps de 10 minutes (ref).

IV.4.2 Sensibilité des indicateurs aux paramètres économiques

Les prix des composants ainsi que les hypothèses de coûts d'opération & maintenance sont autant de paramètres qui peuvent avoir un impact important sur les résultats de simulation. Afin d'évaluer l'impact de ces différents paramètres, les configurations de la surface de Pareto présentée en section IV.3.1 ont été resimulées avec des valeurs différentes des paramètres économiques. Chaque paramètre a été varié indépendamment avec une modification de sa valeur entre -50 % et +50 % avec des incréments de 10 %. Deux indicateurs ont été choisis pour évaluer l'impact de chaque paramètre :

- Le LCC dont la formule est donnée en section II.4.1. La variation en pourcentage du LCC avec modification du paramètre économique par rapport au LCC de référence LCC_{ref} est calculé en utilisant l'équation (IV-2).

$$\Delta LCC = 100. \frac{LCC - LCC_{ref}}{LCC_{ref}} \quad (IV-2)$$

- Le coût d'investissement total C_{inv} qui est la somme des coûts d'investissement des différents composants à la première année. ΔC_{inv} est calculé de la même manière que ΔLCC avec C_{inv} l'indicateur de coût d'investissement initial avec la modification du paramètre économique considéré et $\Delta C_{inv,ref}$ l'indicateur de coût d'investissement initial de référence.

$$\Delta C_{inv} = 100. \frac{C_{inv} - C_{inv,ref}}{C_{inv,ref}} \quad (IV-3)$$

Les moyennes des indicateurs ΔLCC et ΔC_{inv} sur l'ensemble des configurations de la surface de Pareto utilisée sont calculées et les résultats sont montrés en Figure IV-13 avec en abscisses la modification en pourcentage des paramètres économiques entre -50 % et +50 %. Ainsi, le paramètre de coût d'intégration du stockage (BOS_CAPEX) et le coût d'investissement des batteries (ESS_CAPEX) sont ceux avec le plus fort impact sur le coût sur cycle de vie du système. Une augmentation de 50 % du coût d'intégration entraîne une augmentation de 55 % en moyenne du LCC. Une augmentation de 50 % du coût d'investissement ESS entraîne une augmentation de 33 % en moyenne sur le LCC. L'impact du coût d'intégration du stockage n'est pas symétrique ; en effet, une baisse de 50 % entraîne une diminution de 18 % seulement en moyenne sur le LCC.

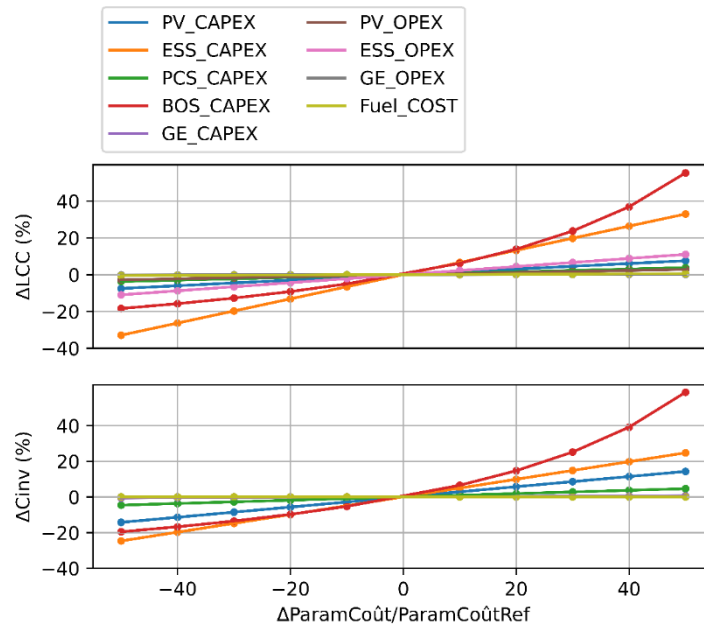


Figure IV-13 : Sensibilité de paramètres de coûts d'investissement et d'opération sur les trois indicateurs économiques.

Les résultats présentés dans la Figure IV-13 correspondent à des moyennes sur l'ensemble des configurations de la surface de Pareto obtenue par la méthode de dimensionnement. S'agissant de la variabilité de ces résultats, la Figure IV-14 indique pour chaque valeur du paramètre de coût modifié, la variabilité de l'indicateur ΔLCC avec un diagramme en boîte. La médiane est indiquée par un trait orange et la boîte autour correspond à l'intervalle entre le 1^{er} et 3^{ème} quartile, là où 50 % des valeurs sont présentes. On remarque donc une faible variabilité de l'indicateur ΔLCC pour les différentes configurations de la surface de Pareto utilisée, ce qui conforte les observations faites avec la Figure IV-13.

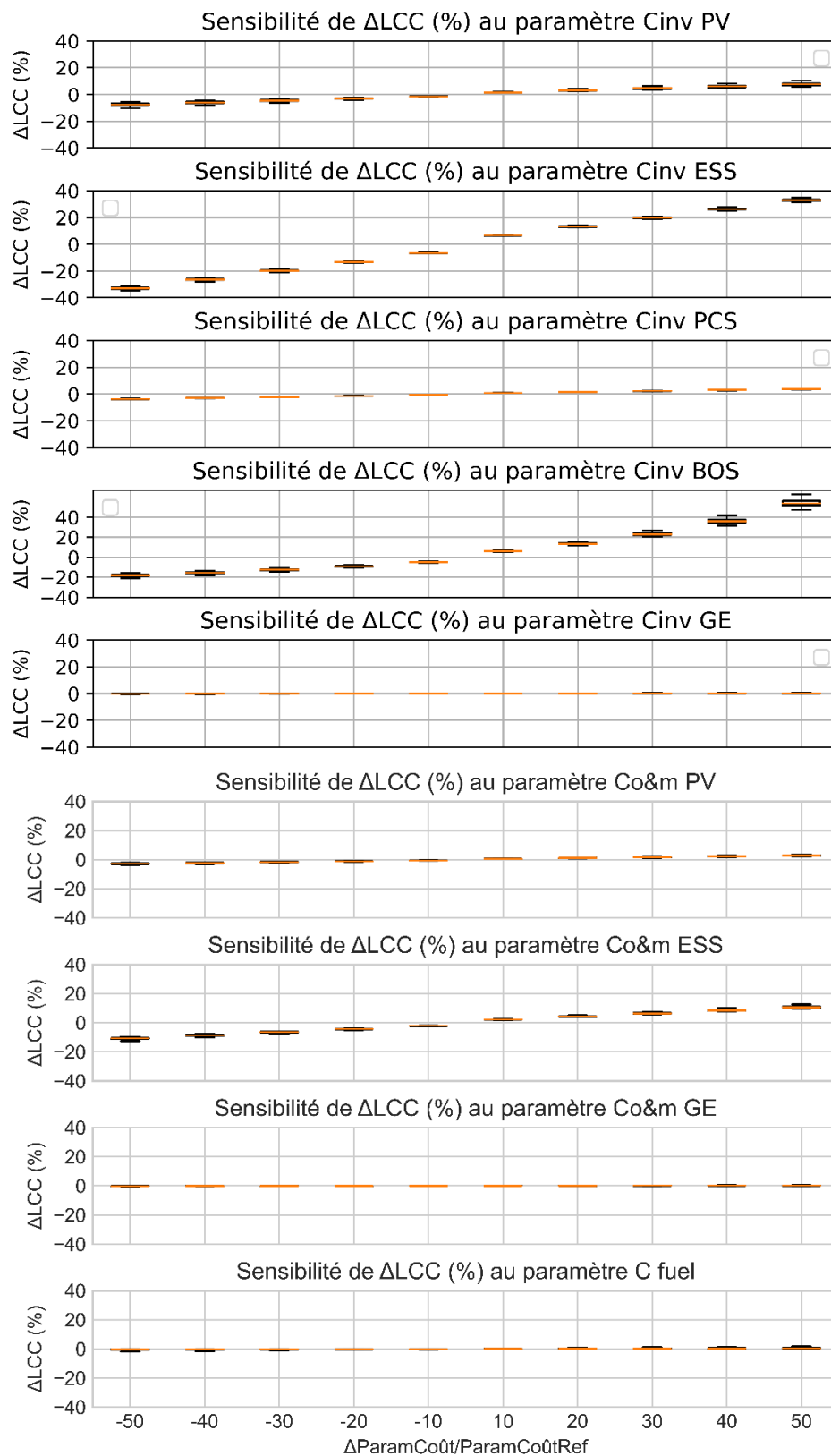


Figure IV-14 : Variabilité de l'indicateur de coût global aux paramètres économiques pour l'ensemble des configurations de la surface de Pareto.

IV.4.3 Sensibilité des indicateurs aux paramètres de fiabilité

Les taux de panne des composants utilisés dans la méthode d'analyse de fiabilité liée aux pannes sont des paramètres comportant une forte incertitude. Les configurations de la surface de Pareto ont donc été également resimulées avec des valeurs de taux de pannes modifiés entre -50 % et +50 % de la valeur initialement paramétrée par incrément de 10 %. Deux indicateurs ont été choisis pour évaluer l'impact de chaque paramètre :

- L'indisponibilité globale du microgrid $U_{\mu Grid}$ introduite dans le chapitre III.
- L'indisponibilité liée au pannes $U_{Cont.}$ dont la formule est la suivante :

$$U_{Cont.} = 100\% \cdot \frac{EENS_{Cont.}}{E_{Conso}} \quad (IV-4)$$

Comme dans la section précédente, les indicateurs utilisés sont la variation en pourcentage des indicateurs $\Delta U_{\mu Grid}$ et $\Delta U_{cont.}$ par rapport à la valeur de référence avant modification des paramètres de fiabilité. Les résultats sont montrés dans la Figure IV-15. Le taux de panne des onduleurs PCS est celui avec le plus d'impact sur l'indicateur d'indisponibilité liée aux pannes. Une augmentation de 50 % de ce paramètre implique une augmentation de 40 % de l'indicateur $U_{Cont.}$. L'impact est plus mesuré sur l'indicateur d'indisponibilité globale du microgrid.

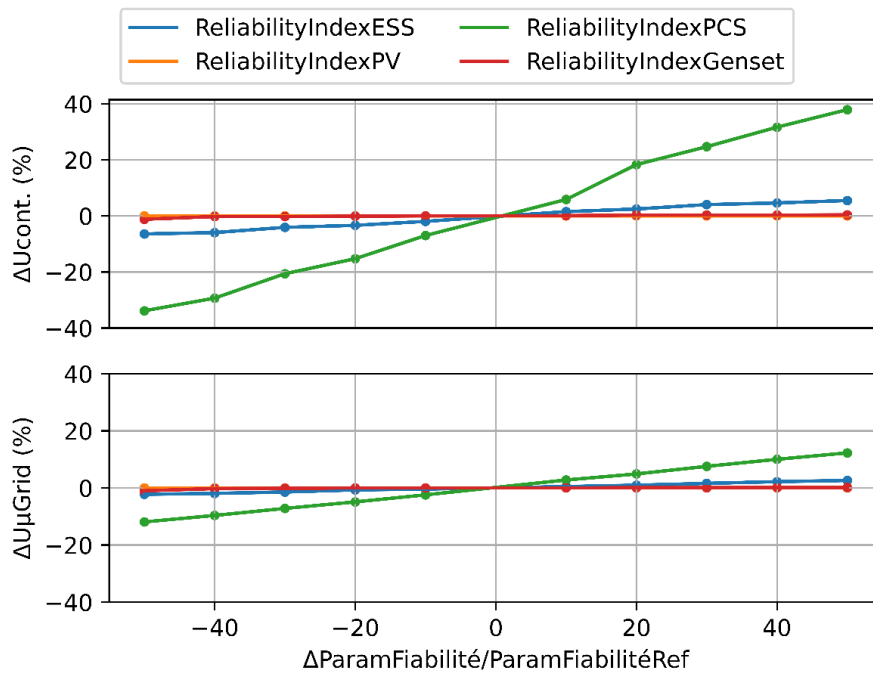


Figure IV-15 : Sensibilité de paramètres de fiabilité sur deux indicateurs d'indisponibilité.

La sensibilité de ces indicateurs est également explorée à travers la Figure IV-16 avec des diagrammes en boîte représentée pour chaque variation des paramètres de fiabilité. La valeur d'indicateur $\Delta U_{Cont.}$ face à une variation des paramètres λ_{ESS} et λ_{PCS} est variable pour différentes configurations de la surface de Pareto. Cependant, la tendance est maintenue qu'une hausse non négligeable de l'indicateur est observée lorsque le paramètre augmente, et une baisse lorsque le

paramètre diminue. La sensibilité aux paramètres λ_{PV} et λ_{GE} est quasiment nulle sur l'ensemble des configurations de la surface de Pareto utilisée.

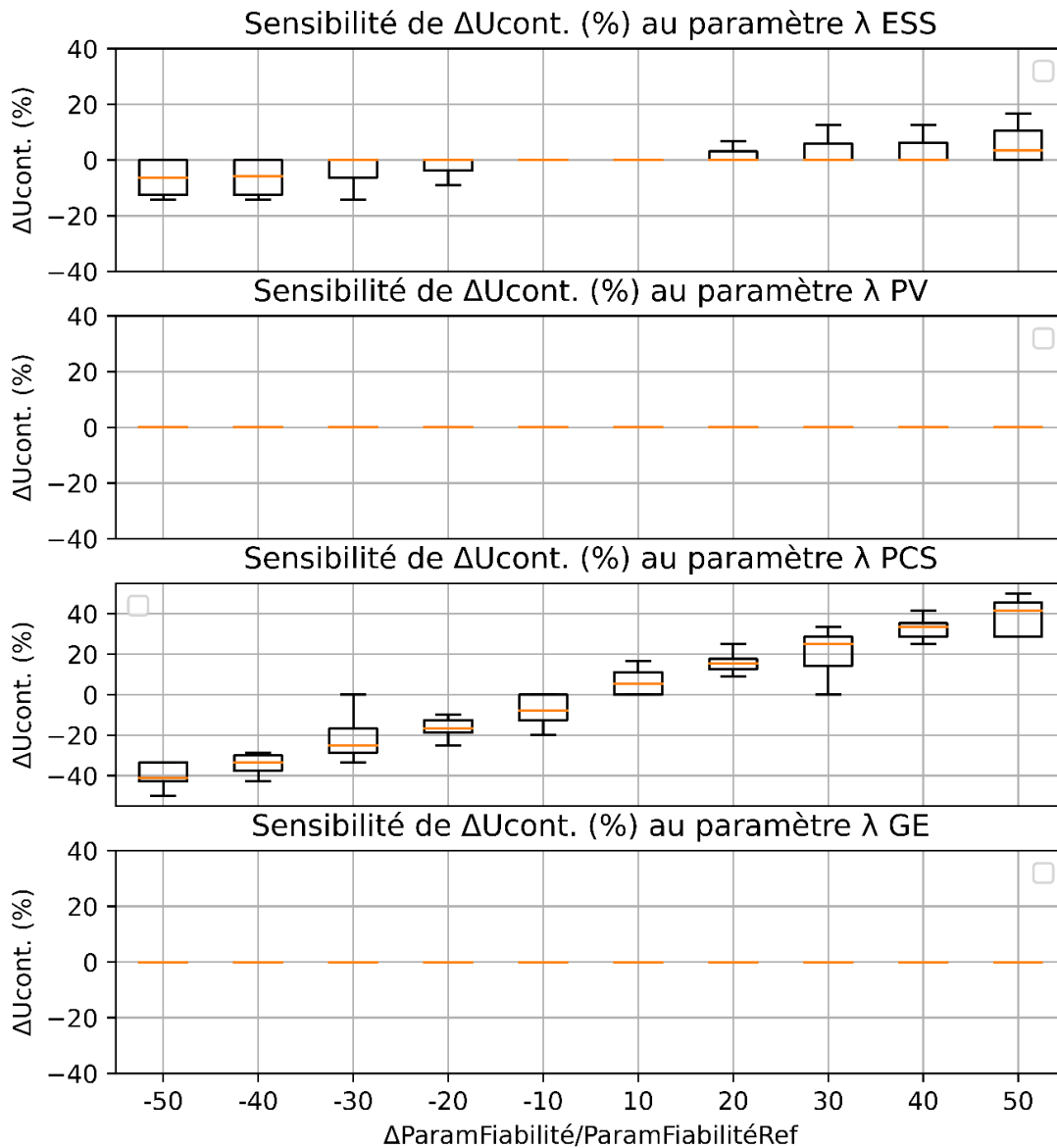


Figure IV-16 : Variabilité de l'indicateur d'indisponibilité liée aux pannes aux paramètres de fiabilité pour l'ensemble des configurations de la surface de Pareto.

IV.4.4 Sensibilité du dimensionnement à l'évolution de la consommation

Afin d'évaluer l'impact de l'incertitude sur l'évolution de la consommation sur le dimensionnement du microgrid, deux scénarios additionnels ont été construits en plus du scénario « moyen » présenté dans le chapitre II en section II.6.1. Dans ces deux scénarios, dont les profils de consommation à chaque année successive sont illustrés en Figure IV-17, le profil de consommation à l'année 1 est identique au scénario « moyen » mais l'évolution de la consommation dans les années suivantes est modifiée. Le scénario « pessimiste » correspond à une évolution de la consommation annuelle deux fois moins importante que dans le scénario moyen. Le scénario « optimiste » correspond à une évolution de la consommation annuelle deux fois plus importante que dans le scénario moyen.

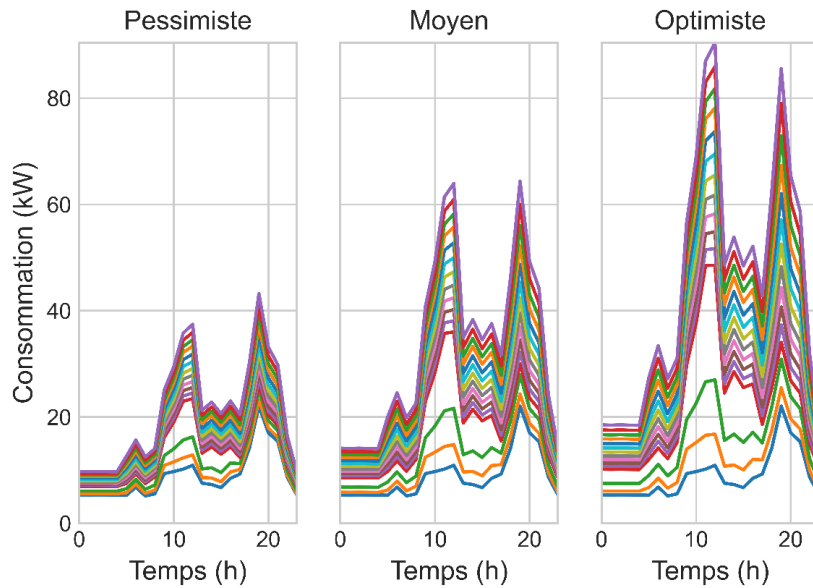


Figure IV-17 : Création d'un scénario pessimiste et optimiste d'évolution de la consommation.

Dans un premier temps, l'impact des différents scénarios d'évolution de la consommation sur la surface de Pareto obtenue est évalué. On va ainsi rejouer l'optimisation avec un dimensionnement évolutif en utilisant chacun des deux nouveaux scénarios mentionnés précédemment. La Figure IV-18 donne les trois surfaces de Pareto obtenues alors sur une même figure. Le nuage de points avec des marqueurs « x » correspond au dimensionnement avec le scénario pessimiste, celui avec les marqueurs « o » au scénario moyen, et celui avec les marqueurs « + » au scénario optimiste. A première vue, plus l'évolution de la consommation est importante, plus la surface de Pareto est déplacée vers la droite avec un *LCC* plus important. Sur cette figure sont également indiqués par un numéro les différents compromis définis en section IV.3.2. Les numéros simples correspondent au scénario pessimiste, ceux avec un astérisque au scénario moyen et ceux avec un double astérisque au scénario optimiste.

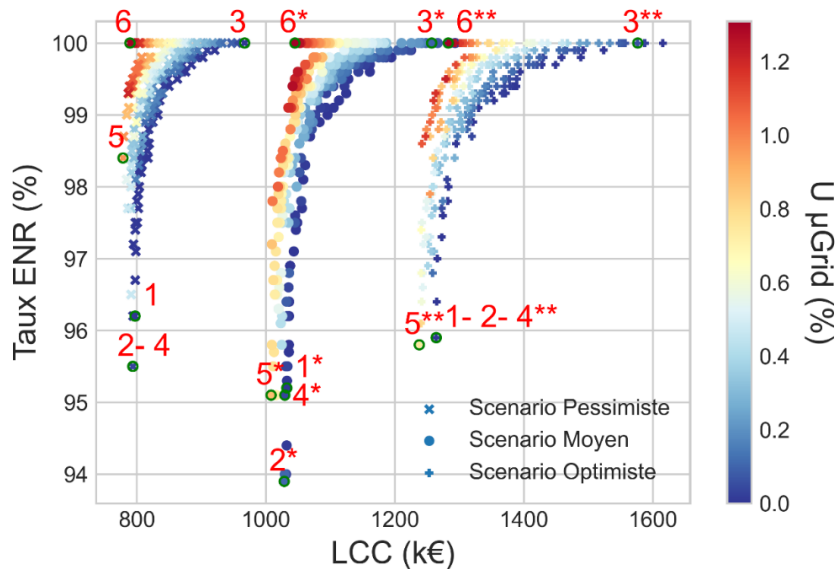


Figure IV-18 : Surfaces de Pareto obtenues pour différents scénarios d'évolution de la consommation pris en compte. Les points indiqués par des numéros correspondent aux compromis sélectionnés. Les numéros simples correspondent au scénario pessimiste, ceux avec un astérisque au scénario moyen et ceux avec un double astérisque au scénario optimiste.

La Figure IV-19 présente le dimensionnement des différents compromis mentionnés précédemment. De haut en bas sont présentés la puissance PV (somme du PV couplé en DC et AC) à chaque période d'investissement, la puissance GE, la puissance PCS, et la capacité de stockage, installées à chacune des trois périodes d'investissement. Pour chaque compromis, trois graphiques à barres sont tracés pour chaque scénario utilisé. De gauche à droite sont représentés le scénario pessimiste, le scénario moyen et le scénario optimiste. La première période d'investissement a un dimensionnement PV très proche, la consommation au début du projet étant très similaire pour les différents scénarios. Le renforcement est plus important au fur et à mesure des périodes d'investissement pour le scénario optimiste. La redondance prévue sur les GE est proche dans les différents compromis et un redimensionnement n'est pas nécessairement réalisé à la troisième période d'investissement. Les trois scénarios ne donnent aucune redondance PCS, la taille cependant diminue pour le scénario pessimiste et augmente pour le scénario optimiste de la même manière pour tous les compromis. La capacité ESS est également augmentée pour le scénario optimiste et diminuée pour le scénario pessimiste.

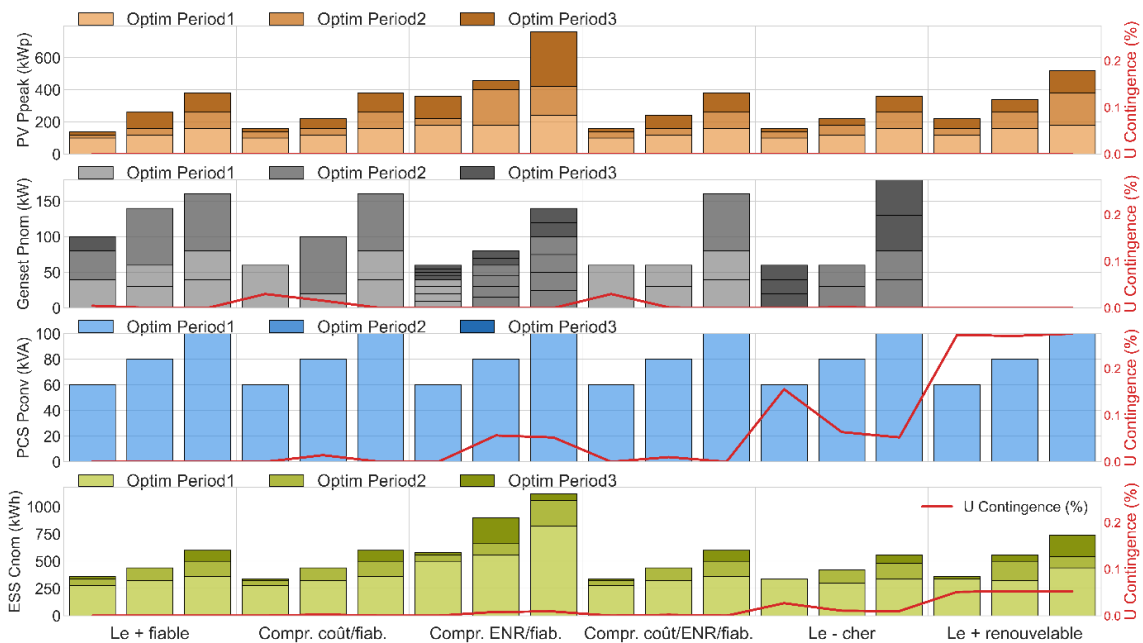


Figure IV-19 : Dimensionnements des compromis sélectionnés avec différents scénarios d'évolution de la consommation en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité.

IV.4.5 Sensibilité des indicateurs à l'évolution de la consommation

L'impact de l'incertitude sur l'évolution de la consommation sur un dimensionnement réalisé à partir du scénario moyen est également investigué. Ainsi, les configurations de la surface de Pareto obtenue en utilisant le scénario moyen sont resimulées avec les scénarios pessimistes et optimistes d'évolution de la consommation pour un dimensionnement évolutif. L'impact sur les indicateurs d'intérêt est illustré en Figure IV-20, avec de haut en bas l'impact sur le LCC , $LCOE$, $Taux_{ENR}$, $\Delta U_{\mu Grid}$ et $\Delta U_{Cont.}$. L'indicateur de coût actualisé de l'énergie $LCOE$, introduit dans le chapitre I, est calculé en divisant l'indicateur LCC par la consommation électrique totale estimée sur l'ensemble de la durée de vie du projet. Chaque point a en abscisse la valeur de l'indicateur pour le scénario moyen et en ordonnées la valeur d'indicateur pour le scénario pessimiste (points bleus) ou optimiste (points orange). La ligne rouge est représentée comme référence pour indiquer une différence nulle avec le scénario moyen.

Il est à noter qu'une consommation plus faible que prévue (évolution pessimiste) entraîne une diminution du LCC et au contraire une augmentation du $LCOE$ par rapport à la référence. Le taux

d'intégration d'énergie renouvelable est augmenté fortement pour l'ensemble des configurations et les indicateurs d'indisponibilité sont diminués. A l'inverse, une consommation plus forte que prévue (évolution optimiste) entraîne une augmentation du LCC mais une baisse du $LCOE$. Le coût au kWh est alors plus faible du fait de l'économie d'échelle obtenue lorsqu'une plus grande consommation est fournie. Le taux d'intégration d'énergie renouvelable est significativement diminué pour une évolution optimiste (jusqu'à 10 % plus faible que prévu) et l'indisponibilité globale augmentée (jusqu'à 6 fois plus importante). En comparant l'indisponibilité globale et l'indisponibilité liée aux pannes, il ressort qu'une part importante de l'indicateur $U_{\mu Grid}$ est liée à l'adéquation production/consommation, l'indisponibilité liée aux pannes n'étant que peu impacté.

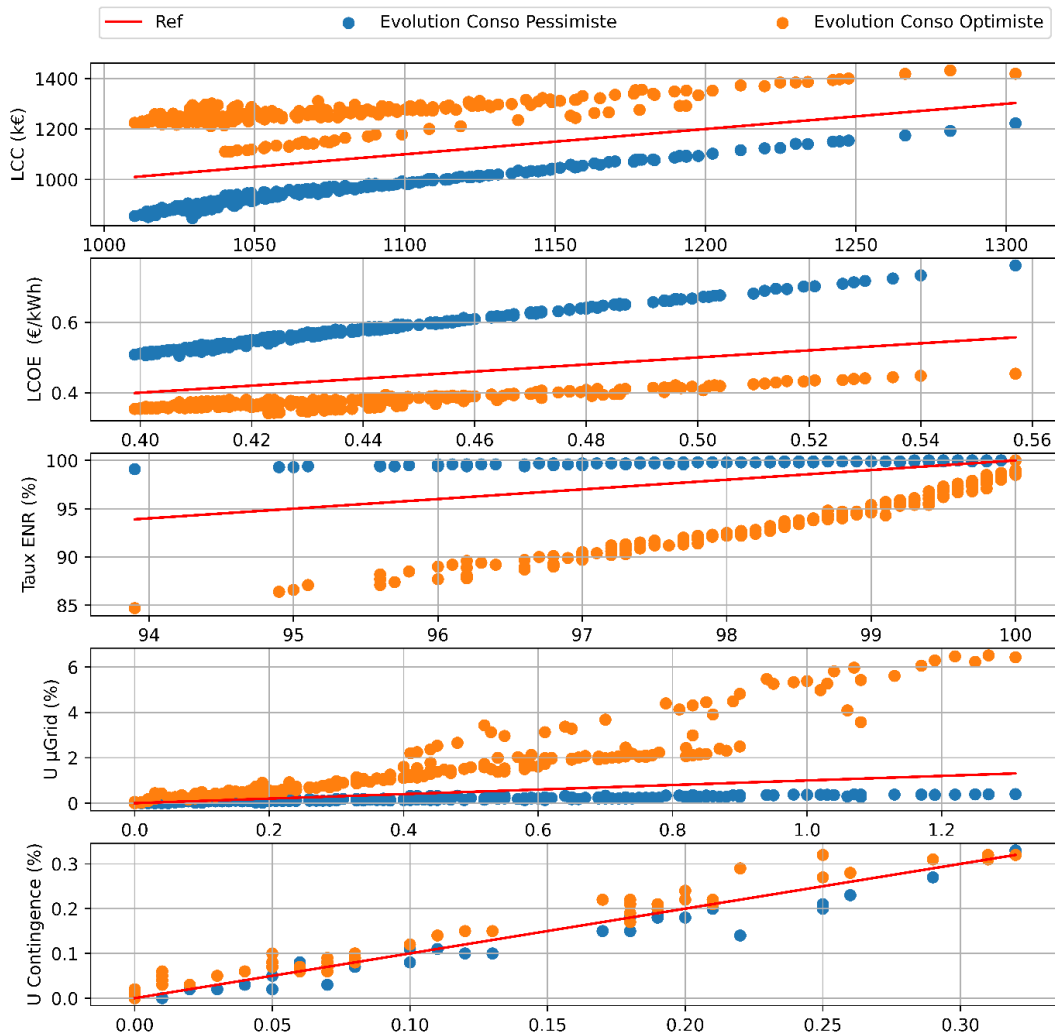


Figure IV-20 : Sensibilité des configurations de la surface de Pareto à l'évolution de la consommation pour un dimensionnement évolutif.

La Figure IV-21 explore plus en détail différents indicateurs pour les trois scénarios d'évolution de la consommation utilisés. Dans le premier graphique, les coûts long terme sont plus importants pour le scénario optimiste (réduction des coûts d'utilisation des GE, du cyclage et donc du vieillissement des batteries, *etc.*) et considérablement moins important pour le scénario pessimiste. Bien entendu, pour un même coût LCC , le $LCOE$ est plus important avec le scénario pessimiste, la consommation étant plus faible. Sur le deuxième graphique, il est à noter que le coût sur cycle de vie est plus important pour un même taux d'intégration d'énergie renouvelable avec le scénario pessimiste et le taux d'intégration

d'énergie renouvelable est diminué avec le scénario optimiste. Sur le troisième graphique, l'indisponibilité globale est augmentée avec le scénario optimiste, notamment pour un taux d'intégration renouvelable de 100 % (configurations sans GE), principalement liée à l'adéquation.

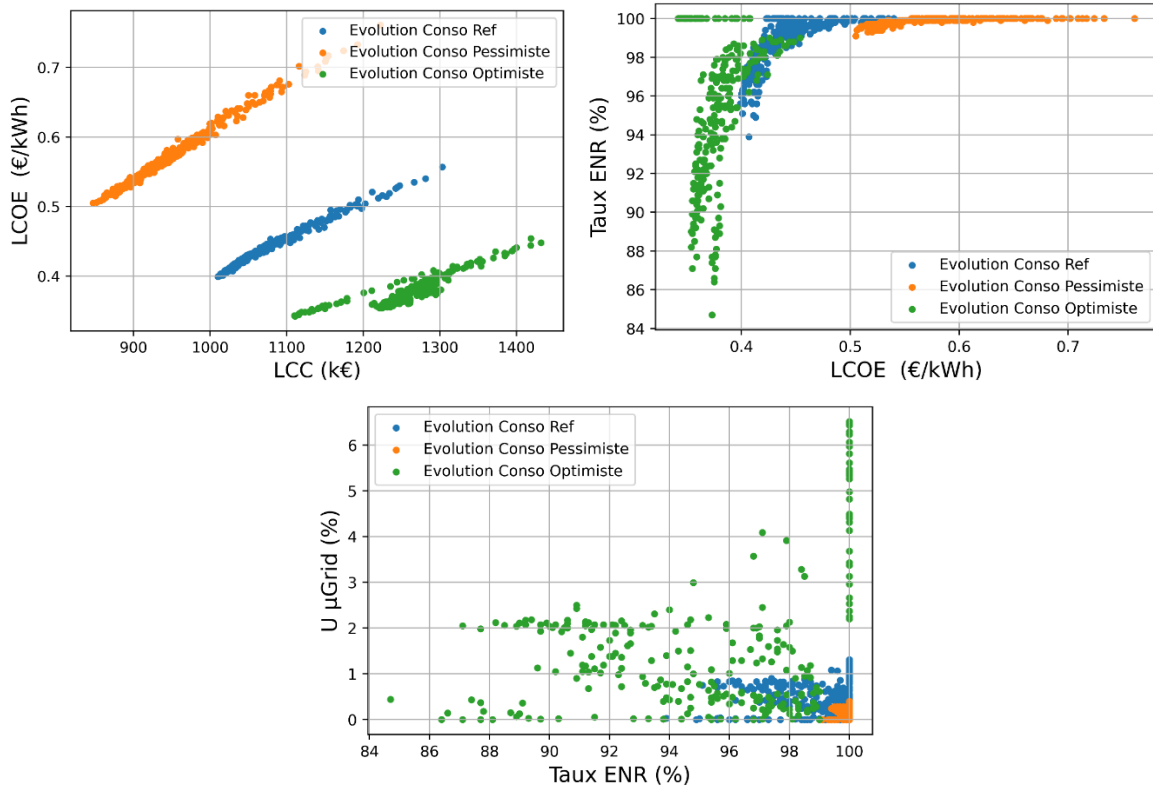


Figure IV-21 : Comparisons des configurations de la surface de Pareto avec différents scénarios d'évolution de la consommation utilisés pour des indicateurs variés.

IV.4.6 Performance du renforcement du microgrid face aux évolutions de consommation

Une autre analyse de sensibilité a été effectuée afin d'évaluer l'impact de l'incertitude sur l'évolution de la consommation en comparant les cas où le dimensionnement initial est fixé par la méthode de dimensionnement fixe ou évolutif.

Les étapes suivies pour réaliser cette analyse sont illustrées sur le schéma en Figure IV-22. Ainsi, les différentes configurations correspondant à des compromis entre les objectifs de conception, présentées dans les sections III.3.4 et IV.3.2, sont utilisées afin de figer les paramètres de dimensionnement initiaux. Ces dimensionnements à l'année 1 sont présentés dans le Tableau IV-5 correspondant aux résultats des deux méthodes de dimensionnement fixe et évolutif. La méthode de dimensionnement évolutif est ensuite utilisée pour optimiser les dimensionnements aux périodes d'investissement successives (années 6-10 et années 11-15) sur les trois indicateurs objectifs avec des nouveaux scénarios d'évolution de la consommation. Ainsi, pour chacune des 6 configurations sélectionnées issues de la méthode de dimensionnement fixe et des 6 configurations issues de la méthode de dimensionnement évolutif, 2 scénarios d'évolution de la consommation (optimiste et pessimiste) sont utilisés pour redimensionner le microgrid aux périodes d'investissement suivantes. 24 nouvelles surfaces de Pareto sont donc obtenues et analysées pour évaluer et comparer la performance des redimensionnements effectués avec les dimensionnements initiaux figés par chacune des deux méthodes utilisées.

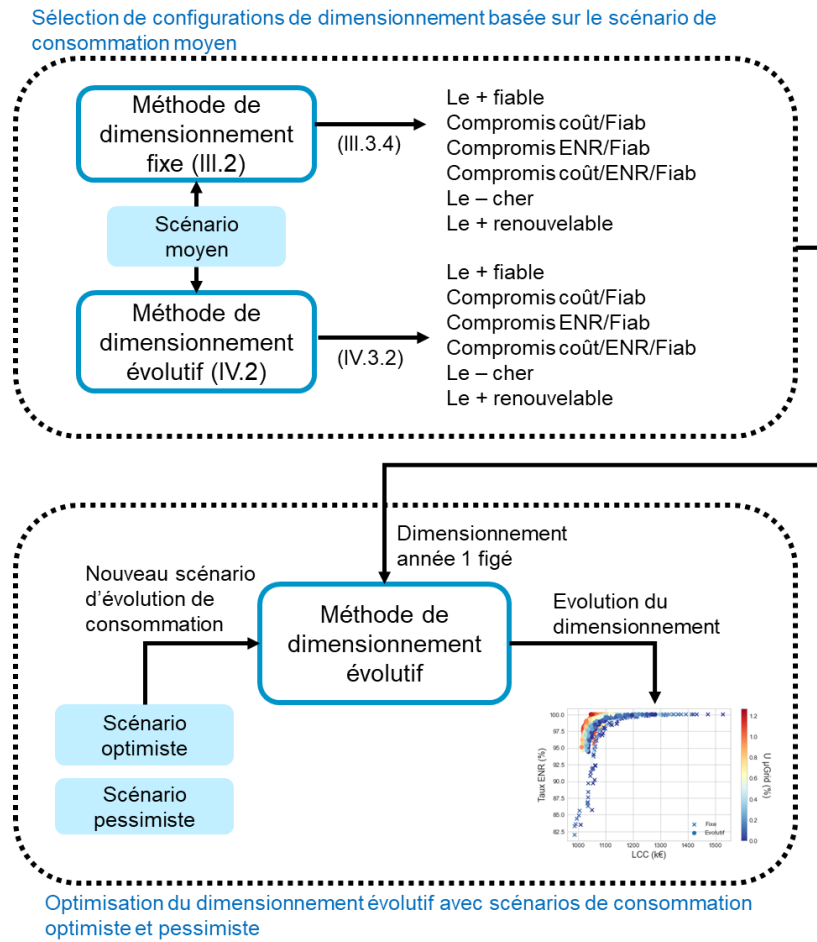


Figure IV-22 : Méthode utilisée pour tester la performance des dimensionnements face à l'incertitude sur l'évolution de la consommation.

Tableau IV-5 : Dimensionnements initiaux pour les configurations sélectionnées.

Dimensionnement initial	Configurations					
	Le + fiable	Compromis coût/Fiab	Compromis ENR/Fiab	Compromis coût/ENR/Fiab	Le - cher	Le + renouvelable
$Pnom_{GE}$ (kW)	50	50	13	30	100	0
$Pnom_{PVac}$ (kWc)	160	160	0	220	160	280
$Pnom_{PVdc}$ (kWc)	0	0	520	0	0	0
$Pnom_{PCS}$ (kVA)	40	40	80	80	40	80
$Cnom_{ESS}$ (kWh)	320	320	800	440	300	560
N_{GE} (nb)	2	2	3	2	1	0
N_{PCS} (nb)	1	1	2	1	1	1
Stratégie EMS	3	3	1	1	3	0
$Pnom_{GE}$ (kW)	40	40	7	20	0	0
$Pnom_{PVac}$ (kWc)	140	120	180	140	120	160
$Pnom_{PVdc}$ (kWc)	0	0	0	0	0	0
$Pnom_{PCS}$ (kVA)	80	80	80	80	80	80
$Cnom_{ESS}$ (kWh)	340	340	660	320	280	380
N_{GE} (nb)	1	1	3	1	0	0
N_{PCS} (nb)	1	1	1	1	1	1
Stratégie EMS	1	1	1	1	0	0

Les résultats sont illustrés dans les 4 graphiques de la Figure IV-23 en s'intéressant aux indicateurs LCC et $Taux_{ENR}$. Pour chaque graphique et pour chaque type de compromis identifié par une couleur, un point représenté par une croix indique les indicateurs obtenus en utilisant le scénario moyen d'évolution de la consommation sur l'ensemble de la durée de vie du projet (résultats des sections III.3.4 et IV.3.2).

Le compromis fiabilité/coût et la configuration la plus fiable obtenus avec la méthode de dimensionnement fixe sont le même dimensionnement, tel qu'il a été noté en section III.3.4. Les points rouges, correspondant à la configuration la plus fiable sont donc absents des deux graphiques supérieurs (Dim. Initial par méthode fixe). Les dimensionnements initialement figés par la méthode de dimensionnement fixe ont beaucoup moins de degré de liberté pour l'évolution du microgrid aux années successives, ce qui peut être observé par le plus faible nombre de points présents dans la surface de Pareto sur les graphiques supérieurs.

Pour le scénario optimiste, les redimensionnements du système aux périodes d'investissement successifs ont une performance en matière de coût et d'intégration d'énergie renouvelable dégradée par rapport au scénario moyen, ce qui est normal compte tenu des coûts d'opération plus importants si la consommation augmente. L'amélioration de la surface de Pareto pour un dimensionnement initialement figé avec la méthode évolutive par rapport à un dimensionnement initialement figé avec la méthode fixe est notable particulièrement pour le choix initial d'un compromis EnR/fiabilité, pour lequel un niveau important d'intégration d'énergie renouvelable est prévu. Cependant, pour les autres configurations, les dimensionnements initiaux sélectionnés à partir de la méthode de dimensionnement fixe sont capable de s'adapter à une hausse plus importante que prévue de la consommation, via des renforcements effectués en cours de projet.

Au contraire, pour le scénario pessimiste, la performance du système en matière de coût et d'intégration d'énergie renouvelable est améliorée par rapport au scénario moyen initialement prévu car les coûts d'opération vont être plus faibles et une part plus importante d'intégration d'énergie renouvelable peut être atteinte. Cependant, pour les dimensionnements initialement figés par la méthode de dimensionnement fixe, la configuration est prévue pour alimenter le microgrid sur la totalité de la durée de vie et la revue à la baisse du système est impossible. Le gain en coût et intégration d'énergie renouvelable est en effet flagrant en comparant les deux graphes de droites sur la Figure IV-23. Le compromis EnR/fiabilité, le compromis coût/ENR/fiabilité, et la configuration la moins chère ont quasiment aucune marge de manœuvre pour améliorer la performance long terme (en matière de LCC et $Taux_{ENR}$). Seuls les dimensionnements initiaux prévus pour un faible coût et un $Taux_{ENR}$ donc plus faible peuvent avoir une amélioration du fait des renforcement successifs (compromis coût/fiabilité et configuration la moins chère). Cependant, en comparaison avec les dimensionnement initialement figés par la méthode évolutive, la performance est moins bonne.

Il apparaît donc plus intéressant d'appliquer le dimensionnement initial dans une optique d'évolution du microgrid afin de réduire le risque lié à la surestimation de la consommation tel qu'on peut le voir ici avec le scénario pessimiste.

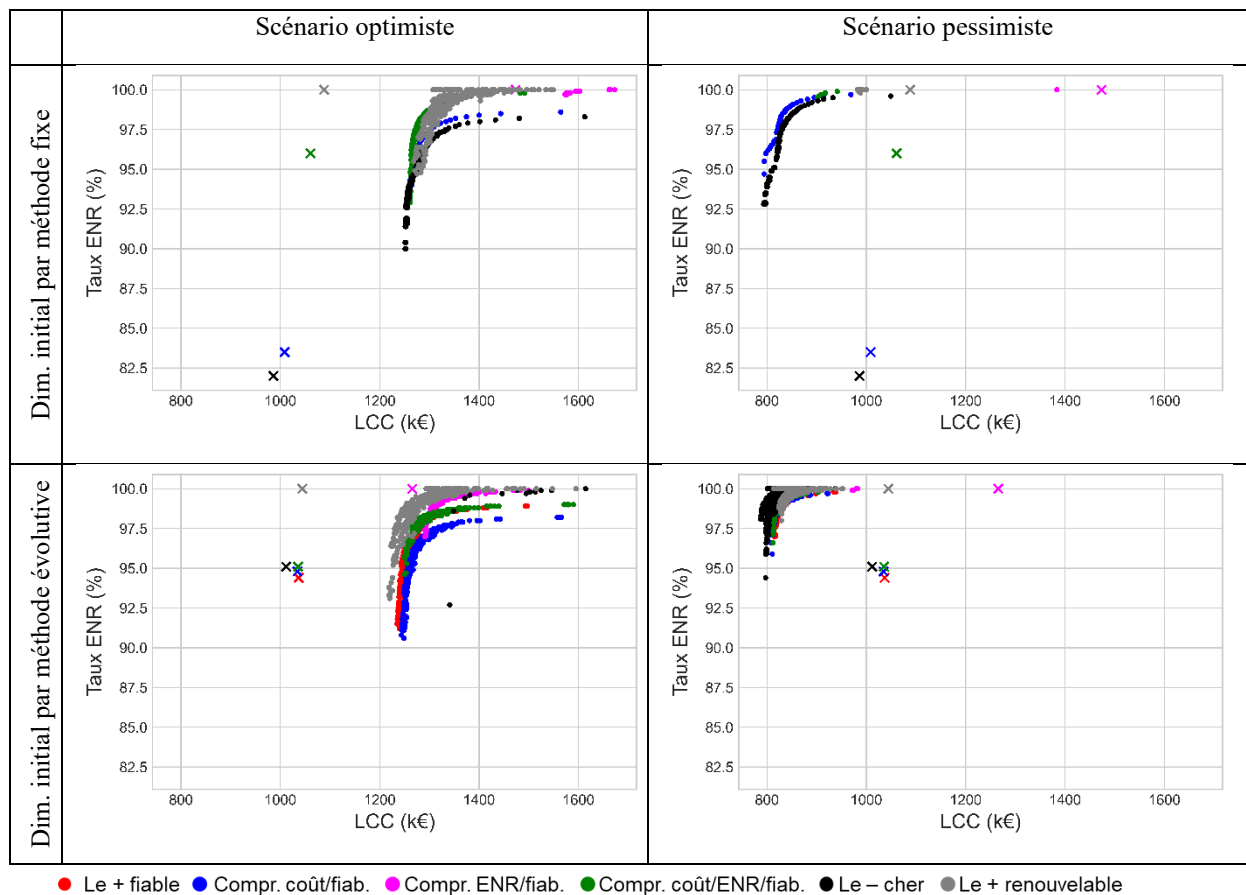


Figure IV-23 : Résultats d'optimisation du dimensionnement du microgrid avec la méthode évolutive pour différents dimensionnement initiaux figés. Les graphiques du haut utilisent les 6 configurations sélectionnés à partir de la méthode de dimensionnement fixe et les graphiques du bas utilisent celles sélectionnées à partir de la méthode de dimensionnement évolutif.

IV.5 Conclusions

Dans ce chapitre, la méthode de conception présentée dans le chapitre précédent a été modifiée pour prendre en compte le caractère évolutif des microgrids isolés. Dans un premier temps, la revue bibliographique présentée a fait ressortir le fait que peu d'études anticipent les renforcements possibles du réseau lors de la conception et qu'aucune étude n'a traité la fiabilité dans les objectifs d'optimisation. La considération pour l'évolution du microgrid se concentre généralement sur la prise en compte du vieillissement des équipements ou de l'évolution de la consommation au cours du temps.

La prise en compte d'un dimensionnement évolutif a montré que des gains importants sur l'ensemble des objectifs peuvent être obtenus. La surface de Pareto ainsi observée donne lieu à un coût long-terme moins important pour le même niveau d'intégration d'énergie renouvelable et taux d'indisponibilité. Les gains sur les coûts initiaux d'investissement sont d'autant plus significatifs, ce qui permet de réduire l'apport financier initial et de limiter le risque lié au surdimensionnement. Ce risque est d'une part technique, pouvant mener à une opération peu performante du fait de la sous-estimation ou surestimation de l'évolution de la consommation. Par exemple, une sollicitation excessive des batteries ou une sollicitation à une puissance excessive ou trop faible des GE peuvent mettre en péril la performance du microgrid. En cas de surestimation de la consommation, l'écrêtage du productible renouvelable peut être également très important. Ce risque est également économique avec des remplacements excessifs

des composants du fait de la performance non maîtrisée, ainsi qu'une baisse des revenus liés à la vente d'électricité si la consommation s'avère plus faible que prévue. Une méthode de conception prévoyant une reconfiguration successive des microgrids s'avère donc pertinente pour maîtriser la viabilité des projets microgrids considérés.

L'analyse de sensibilité réalisée dans ce chapitre a permis de faire ressortir les paramètres ayant le plus fort impact sur les résultats, tels que les prix d'achat du système de stockage et moins significativement le coût d'achats des modules photovoltaïques. Cependant, cette analyse a été faite uniquement pour des configurations avec un fort taux d'intégration d'énergie renouvelable. Pour des configurations avec une intégration d'énergie renouvelable plus faible, il est probable que le coût de fuel aura un impact bien plus important. Il a été aussi observé que le taux de panne des onduleurs PCS est le paramètre ayant le plus fort impact sur l'indicateur de fiabilité. Enfin, l'analyse de sensibilité sur l'évolution de la consommation a montré plusieurs choses. Une surestimation ou sous-estimation de la consommation a un impact important sur les trois indicateurs considérés. La méthode évolutive permet de s'adapter à cette évolution incertaine en ajustant le dimensionnement au fur et à mesure de la durée de vie du projet. Lorsque le dimensionnement initial est figé par une méthode de dimensionnement fixe, le redimensionnement du microgrid n'est pas aussi performant que si initialement prévu pour évoluer.

CONCLUSION GENERALE

Les microgrids isolés offrent une alternative intéressante à l'extension du réseau pour les zones reculées du monde, notamment avec le développement fulgurant des technologies de production, de conversion et de stockage des énergies renouvelables. Ces types de systèmes sont une des activités de l'entreprise Entech, déjà présente dans de nombreux pays pour fournir des solutions d'électrification rurale sur mesure. L'entreprise intègre des solutions de microgrids, sous des formats et architectures variés avec des contraintes électriques, mécaniques, et thermiques complexes.

Les travaux documentés dans cette thèse se sont concentrés sur les microgrids isolés dont une définition a été proposée dans le chapitre I. Ce chapitre a posé le périmètre d'étude ainsi que les concepts importants, après avoir proposé une synthèse des architectures existantes, des moyens de contrôle et de protection. Les microgrids hybrides étudiés fonctionnent à l'aide de production photovoltaïque, de groupes électrogènes et de stockage par batteries afin d'alimenter des zones isolées de quelques dizaines de kW à plusieurs MW. La fiabilité a ensuite été introduite en tant que critère de conception crucial pour ces systèmes. L'accès à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable est un des 17 objectifs de développements durables fixés par l'ONU en 2015 pour l'horizon 2030. Une électricité fiable est en effet indispensable au développement économique, social, à l'accès à l'éducation et à la création d'emploi. Pour l'entreprise Entech, la fiabilité des microgrids installés est également un critère clé pour assurer la pérennité des systèmes et la viabilité économique des projets. Souvent installés à l'international avec des coûts de maintenance et de remplacements importants, le coût global des microgrids isolés est une incertitude qui peut rendre frileux les partenaires à de tels projets. Les principales méthodes d'analyse de fiabilité ont été présentées et un état de l'art sur les méthodes existantes dans la littérature a été effectué pour mettre en avant certains verrous. La méconnaissance des phénomènes impactant la fiabilité des microgrids isolés est un verrou principal à l'optimisation de la performance de ces systèmes sur le long-terme. La grande majorité des méthodes traitent la fiabilité d'un point de vue de l'adéquation production-consommation. La performance en matière de disponibilité d'un microgrid est lié à des facteurs variés qui ne sont pas pris en compte dans les méthodes les plus courantes. La mise en place d'un plan de protection performant, la redondance, le paramétrage des contrôleurs, la gestion de la réserve et des modes dégradés, la prise en compte de la variabilité de la ressource renouvelable, le vieillissement des équipements sont autant de facteurs qui ont un impact sur la performance des microgrids. Un autre verrou est la méconnaissance des compromis existants entre le taux d'intégration d'énergie renouvelable et la fiabilité des systèmes. Ces objectifs sont souvent considérés indépendamment l'un de l'autre. Enfin, un dernier verrou concerne l'absence de considération pour l'évolution des microgrids dans le temps. Cela comprend l'évolution de la consommation électrique, l'évolution de la sollicitation du système et des règles de gestion d'énergie, ainsi que l'évolution du dimensionnement sur le long terme pour s'adapter à ces changements.

La modélisation proposée dans le chapitre II a permis d'évaluer les microgrids isolés considérés sur plusieurs indicateurs : économique, environnemental et de fiabilité. Le modèle du microgrid a été construit sur une échelle énergétique, représentant chacun des composants incluant les générateurs PV et GE, le système de stockage, les différents étages de conversion et les différentes briques de contrôle. Un indicateur de coût sur le cycle de vie et un indicateur de taux d'intégration d'énergie renouvelable ont été retenus pour évaluer le microgrid sur les critères économique et environnemental. Concernant la fiabilité, différentes sources d'indisponibilité sont prises en compte : l'adéquation production-consommation, les pannes des composants, et les défaillances du plan de protection. La méthode a été

testée sur un cas d'étude de microgrid isolé installé au cours de cette thèse. Ce projet a pour objectif d'électrifier deux villages ruraux du Mali, ne disposant pas aujourd'hui de connexion au réseau public d'électricité. Le microgrid a été simulé sur 15 ans pour trois configurations de grid-forming différentes. Du point de vue des indicateurs technico-économiques, on distingue deux types d'opération selon que le système ait la capacité ou pas de fonctionner sans groupe électrogène. Cette configuration nécessite la fonctionnalité de grid-forming sur les onduleurs de stockage permettant de gérer la fréquence et la tension du microgrid. La possibilité d'arrêter les GE améliore significativement la performance du microgrid en intégrant une part plus importante d'énergie renouvelable et en limitant l'énergie solaire devant être écrêtée. Une autre fonctionnalité qui est d'utiliser le GE et les onduleurs PCS dans une configuration « multi-maîtres » ajoute un gain en fiabilité bien que les indicateurs technico-économiques soient identiques à une configuration « maître alterné ». Une observation importante dans ce chapitre a été que la prise en compte de la performance du plan de protection dans l'analyse de fiabilité a un faible impact sur le critère d'indisponibilité globale utilisé. L'indisponibilité est principalement impactée par l'adéquation et les pannes d'équipements.

Dans le chapitre III, une méthode de conception a été proposée pour optimiser le dimensionnement des microgrids isolés sur les trois objectifs d'intérêt. Une revue bibliographique des méthodes d'optimisation multi-objective existantes a mis en avant le fait que peu d'études considéraient l'évaluation des aspects de fiabilité liés aux pannes et à la protection des microgrids dans une méthode de conception et que l'analyse des compromis entre les critères de conception explorés dans cette thèse est peu documentée. La méthode proposée repose sur un algorithme génétique qui évalue une population entière de configurations du microgrid à chaque génération et fait évoluer la population à chaque nouvelle génération vers un optimum du point de vue des trois objectifs d'intérêt. Le même cas d'étude que dans le chapitre II est utilisé pour tester la méthode. Les résultats d'optimisation sont illustrés avec une surface de Pareto mettant en avant les compromis entre les trois objectifs. Il a été noté que pour le cas d'étude considéré, seuls des taux d'intégration d'énergie renouvelable importants sont ressortis de l'optimisation ce qui justifie qu'une intégration plus faible n'améliore ni le coût, ni la fiabilité. Uniquement des configurations constituées d'un système de stockage et champs PV sont également inclus, les systèmes purement fossiles ou sans stockage étant moins intéressants sur les objectifs considérés. La puissance totale GE installée a un impact direct sur la fiabilité et impacte fortement la forme de la surface de Pareto. L'indicateur d'intégration d'énergie renouvelable est lui très corrélé avec la capacité de stockage installée. Aussi, il est à noter que les configurations les plus fiables comportent une redondance importante sur les GE et non nécessairement sur les onduleurs PCS. Il y a davantage de puissance PV couplée en AC qu'en DC dans les configurations retenues. En comparant les résultats d'une optimisation réalisée avec comme objectif de fiabilité un indicateur uniquement d'adéquation et une optimisation avec un indicateur global de fiabilité prenant en compte les aspects de pannes et plan de protection, un gain sur la fiabilité globale est obtenu dans les surfaces de Pareto. Cela implique que les configurations avec une faible inadéquation production/consommation ne sont pas nécessairement celles menant à une indisponibilité la plus faible et que d'autres aspects de fiabilité sont nécessaires à prendre en compte. La méthode proposée dans ce chapitre prend en compte la dynamique long-terme du microgrid en considérant l'évolution de la consommation au fur et à mesure des années, le vieillissement des équipements et leurs remplacements mais ne considère pas d'éventuels renforcements de ses composants. Il est vu qu'avec l'évolution estimée de la consommation, les raccordements se faisant progressivement, la performance n'est pas la même au début et à la fin du projet. D'après les simulations réalisées pour un dimensionnement donné dans le chapitre II, les sollicitations sur le système de stockage sont faibles au début du projet et une perte importante du productible solaire est observée.

L'état de l'art réalisée dans le chapitre IV a fait ressortir le fait que peu d'études anticipent les renforcements possibles du microgrid lors de la conception et qu'aucune étude le faisant n'a traité la fiabilité dans les objectifs d'optimisation. La considération pour l'évolution du microgrid se concentre généralement sur la prise en compte du vieillissement des équipements ou de l'évolution de la consommation au cours du temps. Il a donc été décidé de considérer dans ce chapitre l'évolution du dimensionnement dans le temps. La méthode de conception a été adaptée pour prendre en compte différents renforcements possibles du microgrid comme variables d'optimisation. En comparant les résultats obtenus avec ceux du chapitre III, il a été montré que des gains importants sur l'ensemble des objectifs peuvent être obtenus. La surface de Pareto ainsi observée donne lieu à un coût long-terme moins important pour le même niveau d'intégration d'énergie renouvelable et taux d'indisponibilité. Les gains sur les coûts initiaux d'investissement sont d'autant plus significatifs, ce qui permet de réduire l'apport financier initial et de limiter le risque lié au surdimensionnement, qui est aussi bien un risque technique que financier. L'analyse de sensibilité réalisée dans ce chapitre a permis également de faire ressortir les paramètres ayant le plus fort impact sur les résultats, tels que les prix d'achat du système de stockage et moins significativement le coût d'achats des modules photovoltaïques. Il a été aussi observé que le taux de panne des onduleurs PCS est le paramètre ayant le plus fort impact sur l'indicateur de fiabilité. Enfin, l'analyse de sensibilité sur l'évolution de la consommation a montré plusieurs choses. Une surestimation ou sous-estimation de la consommation a un impact important sur les trois indicateurs considérés. La méthode évolutive permet de s'adapter à cette évolution incertaine en ajustant le dimensionnement au fur et à mesure de la durée de vie du projet. Lorsque le dimensionnement initial est figé par une méthode de dimensionnement fixe, le redimensionnement du microgrid n'est pas aussi performant que si initialement prévu pour évoluer.

Contributions scientifiques :

Les contributions scientifiques suivantes peuvent être soulignées :

- Etude des phénomènes impactant la fiabilité d'un microgrid isolé et mise en avant de l'intérêt de considérer d'autres aspects que l'adéquation production/consommation ;
- Modélisation d'un microgrid isolé à l'échelle énergétique en se basant sur un projet réel de l'entreprise partenaire, exploitant ainsi les stratégies de gestion d'énergie réelles ;
- Illustration des compromis entre objectifs économique, environnemental et de fiabilité à travers une représentation par des surfaces de Pareto ;
- Proposition d'une méthode de dimensionnement évolutive permettant de considérer les renforcements progressifs du microgrid, tout en permettant d'optimiser la performance globale du microgrid sur les trois indicateurs d'intérêt.

Limites des travaux effectués :

Les résultats présentés dans cette thèse ont été obtenus par une méthode de conception multi-objective par algorithme génétique s'appuyant sur une modélisation à une échelle énergétique des microgrids isolés. Plusieurs limites peuvent être soulignées dans la méthode proposée :

- **Limites des modèles énergétiques :**

Les modèles proposés dans le chapitre II permettent de prendre en compte le comportement statique des différents composants, considérant l'impact des différents rendements et limitations de puissance. Cette échelle de modélisation a des limites dans la représentation du comportement réel des microgrids. Certains aspects de fiabilité nécessiteraient par exemple une modélisation plus fine des composants. De plus, uniquement les flux de puissance active sont représentés dans la simulation, ce qui peut impliquer un biais avec le comportement réel. Une étape de validation avec des données réelles serait nécessaire

pour conforter l'aptitude de la modélisation proposée à représenter le comportement du microgrid.

- **Modélisation déterministe des paramètres :**

Dans la méthode de conception, l'ensemble des paramètres techniques, économiques et de fiabilité sont figés. La modélisation de la consommation du site et du productible solaire sont basées sur des profils déterministes. L'incertitude sur différents paramètres a été explorée uniquement à travers une analyse de sensibilité proposée dans le chapitre IV. Cette analyse a souligné différents paramètres critiques dont l'impact sur le dimensionnement est important. L'évolution de la consommation reste l'incertitude la plus importante dans les microgrids isolés, notamment lorsqu'à l'origine, aucun réseau n'est présent. Il est en effet compliqué de prédire comment les populations vont consommer une fois l'accès à l'électricité donné. Le rôle de l'exploitant du microgrid est alors crucial pour fournir une électricité avec un coût adapté aux consommateurs, et l'accès à des équipements énergétiques adaptés aux besoins. Une considération déterministe de ces paramètres est alors peu adaptée au problème.

- **Limites de la méthode d'analyse de fiabilité :**

Dans cette thèse, une méthodologie a été proposée pour tenter d'évaluer la fiabilité d'un microgrid isolé. Les critères d'indisponibilité liée aux pannes et à la défaillance du plan de protection ont été utilisés dans l'évaluation de la fiabilité. Concernant la prise en compte du plan de protection, plusieurs limites peuvent être mentionnées. Uniquement les dispositifs de protection conventionnels basés sur les surintensités sont considérés dans cette étude, ce qui est discutable pour un microgrid isolé. L'étude se base sur des paramétrages figés des protections, qui pourraient être optimisés par rapport aux études de court-circuit effectuées. Dans un microgrid plus complexe que celui pris en cas d'étude, notamment avec un maillage du réseau de distribution ou la présence de générateurs distribués, la performance du plan de protection serait plus difficile à modéliser. Concernant la prise en compte des pannes des équipements, la méthode utilise une analyse énumérative des pannes avec des probabilités d'occurrence fixes et vise uniquement les pannes sur les générateurs, les convertisseurs, et le système de stockage. Or, les taux de panne sont des paramètres avec une forte incertitude et qui évoluent dans le temps, notamment avec le vieillissement des équipements.

- **Limites de la méthode d'optimisation :**

La méthode d'optimisation multi-objective reposant sur un algorithme génétique est limitante principalement du fait du temps de calcul important pour faire converger les résultats vers un optimum. Plus le nombre de variables est important, plus ce temps de calcul sera long. Actuellement, la méthode avec dimensionnement évolutif proposée au chapitre IV met environ 1 journée pour 200 générations. Si des aspects additionnels sont intégrés à l'analyse de fiabilité, le temps de calcul pourrait augmenter davantage. Il est également à noter qu'avec le nombre de générations maximal imposé à l'optimisation, la convergence vers la surface de Pareto n'est pas complète. Il est en réalité plus juste de parler d'ensemble de points non dominés à la dernière génération de l'optimisation plutôt que d'une surface de Pareto dans les résultats présentés.

- **Considération d'un cas d'étude unique :**

Un unique cas d'étude a été utilisé pour illustrer la méthode de conception proposée. Ce cas d'étude a fait ressortir des optimums avec un taux d'intégration d'énergie renouvelable important. Il serait donc intéressant d'effectuer l'analyse sur d'autres cas d'étude, pouvant faire ressortir des compromis différents. Les deux données d'entrées principales au problème d'optimisation, si l'on considère les mêmes technologies de production, stockage et conversion avec des paramètres de coût et fiabilité identiques, sont le profil de consommation et les données météorologiques. Il est donc fait l'hypothèse que ce sont les seuls facteurs impactant le dimensionnement. Or, différentes contraintes existent dans le

choix de dimensionnement, incluant l'architecture électrique, le niveau de tension, les fonctionnalités attendues sur le microgrid, les équipements déjà existants, *etc.*

Perspectives de recherche :

- **Validation des hypothèses d'analyse de fiabilité :**

Cette perspective a fait l'objet de travaux d'expérimentation sur les plateformes de simulation temps réel du CEA Tech Pays de la Loire pendant plusieurs mois. L'objectif des travaux était de valider le comportement des composants des microgrids étudiés en régime non-stationnaire mettant en lumière leur réponse face à des perturbations transitoires. La modélisation a permis d'effectuer des simulations de type électromagnétique transitoire (EMT) dont la majeure partie est simulée sur un FPGA avec un pas de calcul inférieur à la micro seconde, et le reste de la modélisation est simulé sur un CPU avec un pas de calcul de 50 microsecondes. L'exécution de ces modèles sur une carte FPGA permet d'effectuer la simulation en temps réel des convertisseurs d'électronique de puissance avec un pas de calcul cohérent avec les temps de commutation des interrupteurs de puissance. Plusieurs scénarios de pannes ont été sélectionnés basés sur les résultats de dimensionnement présentés dans le chapitre III. Ces scénarios, ne présentant pas de risque d'effondrement du réseau selon la méthode d'analyse de fiabilité décrite dans le chapitre II, devaient être simulés pour vérifier l'absence d'interruption en se basant sur les valeurs de tension/fréquence atteintes après la simulation de panne. Malheureusement, les travaux n'ont pas pu aboutir à temps pour intégrer les résultats à ce mémoire. Une modélisation plus poussée des phénomènes transitoires observables pendant les scénarios de pannes était nécessaire afin d'avoir des résultats pertinents. La modélisation réalisée pourra cependant être réutilisée pour des travaux futurs sur la fiabilité des microgrids ou d'autres travaux nécessitant des simulations de type EMT.

- **Amélioration de la méthode d'analyse de fiabilité :**

Se baser sur des taux de pannes fixes est discutable, et des méthodes stochastiques pourraient prendre en compte l'incertitude sur ces valeurs. Il a été vu dans le chapitre IV que certains taux de panne ont une influence importante sur les résultats et leurs valeurs varient également dans le temps. Outre les pannes des équipements de puissance comme il est considéré dans cette thèse, d'autres types de pannes, notamment concernant l'infrastructure de communication mise en place peuvent être explorées.

- **Prise en compte des phénomènes d'instabilité :**

La stabilité des microgrids a été introduite dans le chapitre I ; cependant, les phénomènes d'instabilité n'ont pas été pris en compte dans la méthode d'analyse de fiabilité. Il serait intéressant de conduire des études pour comprendre quelles sont les limites du système en termes d'intégration d'énergie renouvelable ou de puissance produite via l'électronique de puissance en fonction du type de contrôle mis en place dans le microgrid. Ces résultats pourraient d'une part permettre d'évaluer l'indisponibilité liée à la stabilité pour un dimensionnement et une stratégie de gestion donnée, et d'autre part d'adapter le contrôle du microgrid afin d'assurer une stabilité de fonctionnement. Ce type de gestion d'énergie permettant de garantir un fonctionnement stable pourrait ensuite être exploitées dans les méthodes de conception proposée dans les chapitres III et IV.

- **Amélioration de la méthode d'optimisation :**

D'autres méthodes d'optimisation, tels que l'optimisation par essaim particulière, pourraient permettre une convergence plus rapide. Il serait intéressant de les tester. Plutôt qu'utiliser un profil de consommation déterministe, une méthode d'optimisation stochastique prenant en compte l'incertitude sur l'évolution de la consommation serait également plus adaptée à la problématique.

- **Validation avec données terrains :**

Une des ambitions au début de la thèse était de valider les résultats obtenus avec des remontées de données issues du projet pris en cas d'étude. Au moment de finir la rédaction de ce mémoire, l'installation du microgrid a été finalisée sur site mais aucun utilisateur n'est encore raccordé au réseau, ce qui ne permet pas de bénéficier de données d'opération. Une des perspectives intéressantes serait d'exploiter les données remontées, une fois les utilisateurs raccordés, pour valider les modèles des différents composants ainsi que les indicateurs de performance obtenus sur des périodes de plusieurs mois. Afin que les résultats ne soient pas influencés par l'incertitude sur la consommation et les données météorologiques, les données réelles de consommation, d'irradiance et de température peuvent être utilisées pour alimenter la simulation et comparer ainsi les performances du microgrid obtenues, en matière d'intégration d'énergie renouvelable, utilisation des GE, et fiabilité.

- **Ouverture de l'outil à d'autres technologies de production d'énergie :**

Seul les groupes électrogènes et champs solaires photovoltaïques sont utilisés dans la méthodologie présentée. D'autres technologies, tels que l'éolien, ou l'hydroélectricité sont des pistes intéressantes pour enrichir les possibilités de mix de production dans les microgrids considérés. Le dimensionnement de ces sources nécessiterait des variables de dimensionnement additionnels et donc un temps plus long nécessaire à la convergence de l'optimisation. La modélisation de la fiabilité de ces équipements nécessite également une étude supplémentaire.

- **Prise en compte de différentes technologies de stockage :**

De même que pour les technologies de production d'énergie, d'autres technologies de stockage pourraient être considérées. Seul le stockage par batteries est considéré dans cette thèse, avec un modèle de vieillissement uniquement applicable aux chimies plomb. Le développement d'un modèle de vieillissement pour les batteries Lithium permettrait de réaliser des études de conception similaires avec ce type de batteries. Le stockage par hydrogène est une autre piste de développement intéressante déjà en cours dans de nombreuses applications. Son intégration dans les projets de microgrids isolés est encore trop coûteuse par rapport aux batteries, cependant, le couplage hydrogène et batteries pourrait représenter une solution intéressante pour l'électrification rurale à plus long-terme.

LISTE DES SYMBOLES

Δt	Pas de temps de simulation	h
$P_{conso}(t)$	Puissance de consommation	kW
$P_{mppt,PV}(t)$	Puissance au point de puissance maximal du champs PV	kW
$Pnom_{PV}$	Puissance crête du champs PV	kWc
$G_{tot}(t)$	Irradiance globale sur le plan incliné des panneaux	W/m ²
$\eta_{PV}(t)$	Rendement global hors convertisseur/onduleur du champs PV	p.u..
η_{ConvPV}	Rendement du convertisseur/onduleur PV	p.u.
$T_c(t)$	Température au niveau des modules PV	°C
$T_{c,ref}$	Température de cellule dans des conditions standards de référence	°C
α	Coefficient de dégradation de la production PV en fonction de la température	°C ⁻¹
$T_a(t)$	Température ambiante	°C
G_{NOCT}	Irradiance dans des conditions de fonctionnement normales	W/m ²
$T_{c,NOCT}$	Température des modules dans des conditions de fonctionnement normales	°C
$T_{a,NOCT}$	Température ambiante dans des conditions de fonctionnement normales	°C
$P_{PV}(t)$	Puissance produite par le champ PV	kW
$P_{PV,cons}(t)$	Consigne en puissance du champ PV reçue par l'automate	kW
$Pnom_{ConvPV}$	Puissance nominale du convertisseur/onduleur PV	kVA
$Pnom_{PCS}$	Puissance nominale de l'onduleur PCS	kVA
$P_{PCS,cons}$	Consigne en puissance AC de l'onduleur PCS reçue par l'automate	kW
$Pdc_{PCS,cons}$	Consigne en puissance DC de l'onduleur PCS recalculée	kW
η_{PCS}	Rendement de l'onduleur PCS	p.u.
$Pdc_{PCS}(t)$	Puissance DC produite par l'onduleur PCS	kW
$Pac_{PCS}(t)$	Puissance AC produite par l'onduleur PCS	kW
$SoC(t)$	Etat de charge de l'ESS	p.u.
σ_{ESS}	Taux d'autodécharge journalier	p.u./j
$P_{ESS}(t)$	Puissance de l'ESS (positif = décharge, négatif = charge)	kW
$\eta_{ESS,ch}$	Rendement de l'ESS en charge	p.u.
$\eta_{ESS,dch}$	Rendement de l'ESS en décharge	p.u.
$Cnom_{ESS}$	Capacité nominale installée de l'ESS	kWh
SoC_{min}	Etat de charge minimal toléré par l'ESS	p.u.
SoC_{max}	Etat de charge maximal toléré par l'ESS	p.u.
$Pmax_{ESS,dch}(t)$	Puissance maximale de décharge tolérée par l'ESS	kW
$Pmax_{ESS,ch}(t)$	Puissance maximale de charge tolérée par l'ESS	kW
$P_{Clim}(t)$	Puissance consommée par la climatisation	kW
$Pertes_{Conv}(t)$	Pertes de conversion des convertisseurs	kWh
$Pertes_{ESS}(t)$	Pertes de conversion de l'ESS	kWh
COP	Coefficient de performance de la climatisation	p.u.

Liste des symboles

$P_{AUX}(t)$	Puissance consommée par les auxiliaires	kW
$P_{AUX,cst}(t)$	Puissance consommée par la partie constante des auxiliaires	kW
$P_{AUX,var}(t)$	Puissance consommée par la partie variable des auxiliaires	kW
R_a	Taux de dégradation de l'ESS	p.u.
N_c	Nombre de cycles atteint par l'ESS	-
α_T	Coefficient de réduction du nombre de cycles en fonction de la température	p.u.
$N_{c,max}(DoD(k))$	Nombre de cycle max pouvant être effectué à la profondeur de charge du cycle k	-
$\alpha_T(Ta(k))$	Coefficient de réduction du nombre de cycles pouvant être effectué en fonction de la température des batteries atteinte au cycle k	p.u.
$P_{start_{GE}}(t)$	Puissance GE à laquelle un nouveau groupe est démarré	kW
$P_{stop_{GE}}(t)$	Puissance GE à laquelle un groupe est arrêté	kW
$SeuilMax_{GE_i}$	Seuil maximal d'opération du groupe électrogène i	p.u.
$SeuilMin_{GE_i}$	Seuil minimal d'opération du groupe électrogène i	p.u.
$P_{nom_{GE_i}}$	Puissance active nominale du groupe électrogène i	kW
$P_{GE,cons}$	Puissance de consigne globale aux groupes électrogènes	kW
$P_{GE}(t)$	Puissance GE globale produite	kW
LCC_i	Coût sur cycle de vie du composant i	k€
$C_{inv,i}$	Coût d'investissement du composant i	k€
$C_{O\&M,i,t}$	Coût d'opération et maintenance du composant i à l'année t	k€
$C_{rep,i,t}$	Coût de remplacement du composant i à l'année t	k€
$C_{res,i}$	Valeur résiduelle du composant i à la fin du projet	k€
r_i	Taux d'actualisation	p.u.
$Taux_{ENR}$	Taux d'intégration d'énergie renouvelable	%
$P_{Prod,total}(t)$	Puissance totale produite par la centrale de production	kW
$P_{N.S.}(t)$	Puissance non servie du fait d'un déficit de production	kW
$EENS_{Adequ.}$	Espérance d'énergie non fournie sur le critère d'adéquation	kWh
$U_{Adequ.}$	Indisponibilité sur le critère d'adéquation	%
$Pres_{n\uparrow}(t)$	Réserve de puissance à la hausse fournie par le composant i	kW
$Pres_{n\downarrow}(t)$	Réserve de puissance à la baisse fournie par le composant i	kW
$Pres_{\uparrow}(t)$	Puissance de réserve globale à la hausse	kW
$Pres_{\downarrow}(t)$	Puissance de réserve globale à la baisse	kW
$Pres,rest_{n\uparrow}(t)$	Puissance de réserve globale restante après panne du composant n	kW
$Pres,rest_{n\downarrow}(t)$	Puissance de réserve globale restante à la baisse après panne du composant n	kW
$P_{prod_n}(t)$	Puissance produite par le composant n	kW
$P_{net_n}(t)$	Puissance nette obtenue après panne du composant n	kW
$N_{GE,On}(t)$	Nombre de GE en ligne	-
$N_{PCS}(t)$	Nombre d'onduleurs PCS en ligne	-
$N_{master}(t)$	Nombre de composants fonctionnant en grid-forming	-
$N_{master,rest_n}(t)$	Nombre de composants fonctionnant en grid-forming après panne du composant n	-
$\mu_n(t)$	Temps de réparation court-terme du composant n	h

Liste des symboles

$\lambda_n(t)$	Taux de panne court-terme du composant n	p.u.
$\mu_{blackout_n}(t)$	Taux de panne du microgrid due à une panne du composant n	p.u.
$\lambda_{blackout_n}(t)$	Temps de réparation du microgrid due à une panne du composant n	h
$r(t)$	Indice de fiabilité court-terme	p.u.
$EENS_{Cont.}$	Espérance d'énergie non fournie sur le critère de panne	kWh
I_{CC_i}	Courant de court-circuit sur la ligne i	A
I_{n_i}	Courant de load flow sur la ligne i	A
$I_{CC_{min}}$	Courant de court-circuit minimal obtenu pour un défaut sur la ligne i	A
$I_{CC_{max}}$	Courant de court-circuit maximal obtenu pour un défaut sur la ligne i	A
δ_{trip}	Déviations standard du courant de déclenchement des dispositifs de protection	p.u.
$P_{Ins,i}$	Probabilité d'insensibilité de la protection i	p.u.
$P_{Int,i}$	Probabilité de déclenchement intempestif de la protection i	p.u.
$EENS_{Ins,i}$	Espérance d'énergie non fournie du fait de l'insensibilité de la protection i	kWh
$EENS_{Int,i}$	Espérance d'énergie non fournie du fait du déclenchement intempestif de la protection i	kWh
$EENS_{Norm,i}$	Espérance d'énergie non fournie du fait du déclenchement normal de la protection i	kWh
$EENS_{Prot.}$	Espérance d'énergie non fournie sur le critère de protection	kWh
λ_i	Probabilité de court-circuit la ligne i	p.u.
$ P_{\mu g} $	Puissance moyenne consommée par le microgrid	kW
r_{cc}	Temps de réparation du court-circuit	h
r_{blc}	Temps de réparation d'un blackout	h
r_{trip}	Temps de remise en route de la ligne i après déclenchement de la protection	h
$ P_i $	Puissance moyenne consommée sur la ligne i	kW
E_{Conso}	Energie consommée par le microgrid	kWh
$EENS_{Global}$	Espérance d'énergie non fournie sur l'ensemble des critères de fiabilité considérés	kWh
$U_{\mu Grid}$	Indisponibilité sur l'ensemble des critères de fiabilité considérés	%
N_{GE}	Nombre de GE dans le microgrid	-
N_{PCS}	Nombre d'onduleurs PCS dans le microgrid	-
MAE	Erreur moyenne absolue	-
$LCOE$	Coût actualisé de l'énergie	€/kWh

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Comparaison du niveau d'accès mondial à l'énergie entre 2010 et 2017(IEA et al., 2021).....	2
Figure 2 : Part de la population sans accès à l'électricité en 2019 (IEA et al., 2021).	2
Figure 3: Tendances des 20 pays ayant le plus gros déficit en électricité (nombre des personnes sans accès) en terme de taux d'électrification et taux d'électrification annuelle (IEA et al., 2021).	3
Figure 4 : Taux d'accès à l'électricité et nombre d'individus sans accès à l'électricité en Afrique en 2018 (IEA, 2019).	3
Figure 5 : Nombre d'interruptions par mois et durées moyennes des interruptions en Afrique en 2015 (IRENA, 2016).	4
Figure I-1 : Estimation de l'évolution du marché du microgrid à l'horizon 2028 pour différentes zones géographiques (Microgrid Knowledge, 2019)	12
Figure I-2 : Sources de production d'électricité utilisées dans 5 554 projets de microgrids isolés opérationnels en Mars 2020 (BloombergNEF, 2020).	14
Figure I-3 : Quelques projets de microgrids isolés avec forte intégration d'énergie renouvelable (Bunker et al., 2015).	14
Figure I-4 : Différentes architectures de distribution, inspirées de (Patrao et al., 2015).	15
Figure I-5 : Périmètre d'étude des microgrids considérés	17
Figure I-6 : Différence entre la gestion de l'énergie (EMS) et la gestion de la puissance (PMS) (Dobrowolski, 2017).	21
Figure I-7 : Courbe de consommation spécifique en carburant d'un groupe électrogène (Dobrowolski, 2017). ..	24
Figure I-8 : Les niveaux hiérarchiques du système électrique (Billinton & Li, 1994a)	30
Figure I-9 : Un diagramme de Markov présentant les deux états possibles (Akhikpemelo et al., 2016)	31
Figure I-10 : Courbe en baignoire caractéristique du taux de panne (Megdiche, 2004)	32
Figure I-11 : MTTF, MTTR et MTBF pour un composant à deux états (Akhikpemelo et al., 2016).	32
Figure I-12 : Exemple d'un arbre de défaillances pour un microgrid et le tableau d'évènements correspondant (X. Shi & Bazzi, 2015).	34
Figure I-13 : Logigramme d'une analyse de fiabilité utilisant la méthode de Monte Carlo	35
Figure I-14 : Classification des moyens décisionnels pour augmenter la fiabilité des réseaux électriques (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021).	39
Figure I-15 : Classification des analyses applicables aux réseaux électriques isolés proposée par l'IRENA (IRENA, 2018).	39
Figure I-16 : Classification IEEE/CIGRE de la stabilité d'un système électrique (Kundur et al., 2004)	41
Figure I-17 : Modélisation de la fiabilité d'un microgrid utilisée par Hartvigsson (2018)	43
Figure I-18 : Coût d'indisponibilité vs. coût d'investissement pour améliorer la fiabilité (Power Learn Electric Power Engineering Education, 2021).	45
Figure I-19 : Classification des méthodes d'optimisation (Gardeux, 2011)	46
Figure II-1 : Courbe de $N_c, maxDoDk$ pour les batteries Hoppecke OPzS utilisées dans le projet pris comme cas d'étude (Hoppecke, 2013).	59
Figure II-2 : Influence de la température sur la durée de vie des batteries $\alpha T(Ta(k))$ (Hoppecke, 2013).	59
Figure II-3 : Architecture de communication entre les différentes briques de contrôle du microgrid.	60
Figure II-4 : Détail des flux d'informations transitant entre les différents modèles dans l'outil de simulation développé.	61
Figure II-5 : Logique EMS implémentée dans l'outil de simulation pour l'architecture de microgrids considérée.	63
Figure II-6 : Logique implémentée dans la modélisation du contrôle de groupes électrogènes.	64
Figure II-7 : Diagramme de l'analyse de fiabilité liée aux pannes.	71
Figure II-8 : Diagramme de l'analyse de fiabilité du plan de protection.	74

Figure II-9 : Localisation du projet de microgrid.....	75
Figure II-10 : Profils de charge envisagés à la première année et au bout de 15 ans d'opération du microgrid. ...	76
Figure II-11 : Synoptique du microgrid considéré dans l'étude.....	76
Figure II-12 : Aperçu de l'évolution du coût des équipements en fonction du dimensionnement tel que paramétré pour le cas d'étude.....	78
Figure II-13 : Simulation de l'opération du microgrid pour une semaine de juin à la première année avec deux stratégies différentes de contrôle.....	79
Figure II-14 : Simulation de l'opération du microgrid pour une semaine de juin en 10 ^{ème} année d'exploitation avec deux stratégies différentes de contrôle.....	80
Figure II-15 : Flux d'énergie prévus sur la durée de vie du projet pour les différentes configurations de grid-forming - Pour chaque année, la barre de gauche présente les postes de production d'énergie, et la barre de droite les postes de consommation.....	81
Figure II-16 : Prévision des flux monétaires pour les 15 ans de fonctionnement du microgrid de Sanando/Tissala pour 2 stratégies de contrôle différentes : pour chaque année, la barre de gauche correspond à une stratégie « maître unique » et celle de droite à une stratégie « maître alterné » ou « multi-maîtres ».....	82
Figure II-17 : Evolution des sources d'indisponibilité au cours de l'exploitation du microgrid de Sanando/Tissala pour 3 stratégies de contrôle différentes : pour chaque année, la barre de gauche correspond à une stratégie « maître unique », la barre centrale à une stratégie « maître alterné » et celle de droite à une stratégie « multi-maîtres ».....	83
Figure II-18 : Comparaison des indicateurs de fiabilité sur l'ensemble de la durée du projet pour différentes configurations de grid forming.....	84
Figure III-1 : Concept de non-dominance dans une optimisation multi-objective de type Pareto (Roy, 2019). ...	96
Figure III-2 : Méthodologie globale d'optimisation multi-objective développée avec l'algorithme NSGA-II.....	97
Figure III-3 : Présentation des variables d'optimisation au niveau de la centrale de production.....	98
Figure III-4 : Exemple d'une journée type avec une stratégie d'opération de type "load following".	99
Figure III-5 : Exemple d'une journée type avec une stratégie d'opération de type "cycle charging".	100
Figure III-6 : Exemple d'une journée type avec une stratégie d'opération de type "cycle charging en dehors des heures d'ensoleillement".	100
Figure III-7 : Surface de Pareto illustrant les 3 indicateurs d'intérêt pour une prise en compte de l'adéquation uniquement pour la fiabilité.	101
Figure III-8 : Influence de la puissance totale GE installée sur les indicateurs d'intérêt.	102
Figure III-9 : Influence de la taille du stockage sur les indicateurs d'intérêt.....	102
Figure III-10 : Stratégies de contrôle observées dans les configurations de la surface de Pareto.	103
Figure III-11 : Surface de Pareto représentant l'ensemble des configurations optimales sur les trois objectifs (en orange : solutions avec GE, en bleu : solutions sans GE).	104
Figure III-12 : Comparaison des surfaces de Pareto pour une prise en compte du critère d'adéquation et pour une prise en compte des différents critères de sécurité.	104
Figure III-13 : Détail des configurations contenues dans la surface de Pareto obtenue sur le cas d'étude : les différents graphiques présentent le nombre et taille individuelle des équipements PV, GE, PCS, et ESS respectivement.	105
Figure III-14 : Comparaison des différentes surfaces de Pareto obtenues pour différents types de microgrid envisagés.....	106
Figure III-15 : Surface de Pareto en 2D avec le troisième objectif de fiabilité illustré en couleur., 6 configurations d'intérêt sont identifiées.....	107
Figure III-16 : Zoom sur les causes d'indisponibilité pour les 6 configurations sélectionnées.....	108
Figure III-17 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité.	109
Figure III-18 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes des flux d'énergie sur la durée de vie du projet : le premier graphique présente les postes de production d'énergie et le second les postes de consommation	

d'énergie.	109
Figure IV-1 : Différentes formulations possibles du problème d'optimisation long terme (Bohlayer et al., 2021).	114
Figure IV-2 : Présentation de la méthode adaptée pour considérer un dimensionnement évolutif du microgrid.	118
Figure IV-3 : Surface de Pareto obtenue pour un dimensionnement évolutif.	120
Figure IV-4 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif.	120
Figure IV-5 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif avec l'indicateur d'indisponibilité représenté en couleur.	121
Figure IV-6 : Comparaison des surfaces de Pareto obtenues entre un dimensionnement fixe et un dimensionnement évolutif avec l'indicateur de coût d'investissement initial représenté en abscisses.	121
Figure IV-7 : Stratégies de contrôle utilisées dans les configurations de la surface de Pareto à différentes périodes.	122
Figure IV-8 : Surface de Pareto en 2D avec le troisième objectif de fiabilité illustré en couleur pour un dimensionnement évolutif, 6 configurations d'intérêt sont identifiées.	123
Figure IV-9 : Zoom sur les causes d'indisponibilité pour les 6 configurations sélectionnées.	123
Figure IV-10 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité pour un dimensionnement évolutif.	125
Figure IV-11 : Zoom sur les 6 configurations sélectionnées en termes des flux d'énergie sur la durée de vie du projet pour un dimensionnement évolutif : le premier graphique présente les postes de production d'énergie et le second les postes de consommation d'énergie.	125
Figure IV-12 : Nuages de points entre les indicateurs obtenues à des pas de temps de 30 et 60 minutes et ceux obtenus à un pas de temps de 10 minutes (ref).	127
Figure IV-13 : Sensibilité de paramètres de coûts d'investissement et d'opération sur les trois indicateurs économiques.	128
Figure IV-14 : Variabilité de l'indicateur de coût global aux paramètres économiques pour l'ensemble des configurations de la surface de Pareto.	129
Figure IV-15 : Sensibilité de paramètres de fiabilité sur deux indicateurs d'indisponibilité.	130
Figure IV-16 : Variabilité de l'indicateur d'indisponibilité liée aux pannes aux paramètres de fiabilité pour l'ensemble des configurations de la surface de Pareto.	131
Figure IV-17 : Création d'un scénario pessimiste et optimiste d'évolution de la consommation.	132
Figure IV-18 : Surfaces de Pareto obtenues pour différents scénarios d'évolution de la consommation pris en compte. Les points indiqués par des numéros correspondent aux compromis sélectionnés. Les numéros simples correspondent au scénario pessimiste, ceux avec un astérisque au scénario moyen et ceux avec un double astérisque au scénario optimiste.	132
Figure IV-19 : Dimensionnements des compromis sélectionnés avec différents scénarios d'évolution de la consommation en termes de capacités nominales installées des différents équipements et leur impact sur la fiabilité.	133
Figure IV-20 : Sensibilité des configurations de la surface de Pareto à l'évolution de la consommation pour un dimensionnement évolutif.	134
Figure IV-21 : Comparaisons des configurations de la surface de Pareto avec différents scénarios d'évolution de la consommation utilisés pour des indicateurs variés.	135
Figure IV-22 : Méthode utilisée pour tester la performance des dimensionnements face à l'incertitude sur l'évolution de la consommation.	136
Figure IV-23 : Résultats d'optimisation du dimensionnement du microgrid avec la méthode évolutive pour différents dimensionnement initiaux figés. Les graphiques du haut utilisent les 6 configurations sélectionnés à partir de la méthode de dimensionnement fixe et les graphiques du bas utilisent celles sélectionnées à partir de la méthode de dimensionnement évolutif.	138

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1 : Comparaison des architectures de distribution (Patrao et al., 2015).....	15
Tableau I-2 : Comparaison entre production centralisée et décentralisée (Bandeiras et al., 2018; Katiraei et al., 2012).....	16
Tableau I-3 : Liste des fonctionnalités des microgrids retrouvées dans la littérature.....	23
Tableau I-4 : Fréquence d'occurrence des différents types de défauts (Salha, 2010).....	28
Tableau I-5 : Identification de trois niveau de service selon des indicateurs de fiabilité (Baring-Gould et al., 2016).....	37
Tableau I-6 : Matrice multi-niveaux d'évaluation de l'accès à l'électricité (Blimpo & Cosgrove-Davies, 2020).....	38
Tableau I-7 : Limites des valeurs de tension et fréquence en BT recommandées par la norme EN-50610 (Koucoi, 2016).....	38
Tableau I-8 : Description des études statiques de réseau électrique.....	40
Tableau I-9 : Description des études dynamiques de réseau électrique (IRENA, 2018; Planas et al., 2015).....	42
Tableau I-10 : Règles de dimensionnement d'un microgrid isolé PV-GE-ESS (The German Climate Technology Initiative & GIZ, 2016).....	44
Tableau I-11 : Capabilités des différents logiciels revus pour la conception de systèmes hybrides.....	48
Tableau II-1 : Hypothèses prises pour estimer l'évolution de la demande électrique à Sanando et Tissala.....	75
Tableau II-2 : Spécifications du microgrid de Sanando-Tissala.....	76
Tableau II-3 : Paramètres techniques du cas d'étude (issus de fiches techniques des équipements).	77
Tableau II-4 : Paramètres économiques de la simulation (issus de projets réalisés par l'entreprise partenaire). ..	77
Tableau II-5 : Paramètres de l'analyse de fiabilité liée aux pannes (Adefarati, 2017).	78
Tableau II-6 : Paramètres pour l'analyse de fiabilité du plan de protection (Billinton & Karki, 2001).....	78
Tableau II-7 : Comparaison des indicateurs techniques d'intérêt pour les différentes configurations de grid-forming.....	80
Tableau II-8 : Comparaison des indicateurs économiques d'intérêt pour les différentes configurations de grid-forming.....	82
Tableau III-1 : Synthèse des méthodes de conception de microgrids isolés revues	92
Tableau III-2 : Valeurs minimales, maximales et incréments choisis pour les variables d'optimisation considérées.	98
Tableau III-3 : Paramètres de l'algorithme génétique.....	98
Tableau IV-1 : Synthèse des méthodes de conception revues prenant en compte l'évolution long terme des microgrids.	117
Tableau IV-2 : Paramètres des variables d'optimisation pour un dimensionnement évolutif.	119
Tableau IV-3 : Configuration de l'algorithme génétique pour un dimensionnement évolutif et 3 périodes d'investissement.....	119
Tableau IV-4 : Erreur moyenne absolue obtenue sur les indicateurs objectifs en passant la simulation sur un pas de temps de 30 et 60 minutes pour un dimensionnement évolutif.	126
Tableau IV-5 : Dimensionnements initiaux pour les configurations sélectionnées.	136

- Acuña, L. G., Padilla, R. V., & Mercado, A. S. (2017). Measuring reliability of hybrid photovoltaic-wind energy systems : A new indicator. *Renewable Energy*, *106*, 68-77. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.089>
- Adefarati, T. (2017). Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. *Applied Energy*, *14*.
- Adefarati, T. (2019). Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources. *Applied Energy*, *26*.
- Akhikpemelo, A., Eyibo, N., & Adeyi, A. (2016). *Reliability Analysis of Power Distribution Network*. *11*(2).
- Al-falahi, M. D. A., Jayasinghe, S. D. G., & Enshaei, H. (2017). A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management*, *143*, 252-274. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.019>
- Ammari, C., Belatrache, D., Touhami, B., & Makhloufi, S. (2021). Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review. *Energy and Built Environment*, S2666123321000301. <https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2021.04.002>
- Ansari, O. A., Safari, N., & Chung, C. Y. (2016). Reliability assessment of microgrid with renewable generation and prioritized loads. *2016 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGSEC)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/IGESC.2016.7790067>
- Arefifar, S. A., Mohamed, Y. A.-I., & EL-Fouly, T. H. M. (2013). Optimum Microgrid Design for Enhancing Reliability and Supply-Security. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *4*(3), 1567-1575. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2259854>
- Arroyave, F. V., Mata, O. N., Estévez, G. J., & Behnke, R. P. (2015). *Resilience and Protection Schemes in Isolated Microgrids*. 58.
- Available Solar Radiation. (2013). In J. A. Duffie & W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes* (p. 43-137). John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9781118671603.ch2>
- Aziz, A., Tajuddin, M., Adzman, M., Ramli, M., & Mekhilef, S. (2019). Energy Management and Optimization of a PV/Diesel/Battery Hybrid Energy System Using a Combined Dispatch Strategy. *Sustainability*, *11*(3), 683. <https://doi.org/10.3390/su11030683>
- Bae, I., & Kim, J. (2008). Reliability Evaluation of Customers in a Microgrid. *IEEE Transactions on Power Systems*, *23*(3), 1416-1422. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926710>
- Baghaee, H. R., Mirsalim, M., Gharehpetian, G. B., & Talebi, H. A. (2016). Reliability/cost-based multi-objective Pareto optimal design of stand-alone wind/PV/FC generation microgrid system. *Energy*, *115*, 1022-1041. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.007>
- Bahramirad, S., Reder, W., & Khodaei, A. (2012). Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *3*(4), 2056-2062. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2217991>
- Balderrama, S., Lombardi, F., Riva, F., Canedo, W., Colombo, E., & Quoilin, S. (2019). A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context : The case study of the “El Espino” community. *Energy*, *188*, 116073. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116073>
- Bandeiras, F., Gomes, M., Coelho, P., Fernandes, J., Camacho, A., & Castilla, M. (2018). Microgrid Architecture Evaluation for Small and Medium Size Industries. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, *19*(2). <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2017-0174>
- Baring-Gould, I., Burman, K., Singh, M., Esterly, S., Mutiso, R., & McGregor, C. (2016). *Quality Assurance Framework for Mini-Grids* (NREL/TP--5000-67374, 1332908; p. NREL/TP--5000-

- 67374, 1332908). <https://doi.org/10.2172/1332908>
- Berendes, S., Bertheau, P., & Blechinger, P. (2018). *Sizing and Optimization of Hybrid Mini-Grids with micrOgridS-an Open-Source Modelling Tool*.
- Bhatia, M., & Angelou, N. (2015). *Beyond Connections : Energy Access Redefined* (ESMAP Technical Report N° 008/15). <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/24368>
- Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical Structure of Microgrids Control System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 1963-1976. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2197425>
- Bilil, H., Aniba, G., & Maaroufi, M. (2014). Multiobjective Optimization of Renewable Energy Penetration Rate in Power Systems. *Energy Procedia*, 50, 368-375. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.044>
- Billinton, & Li, W. (1994a). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer US. <https://www.springer.com/gp/book/9780306447815>
- Billinton, R., & Karki, R. (2001). Maintaining supply reliability of small isolated power systems using renewable energy. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 148(6), 530. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20010562>
- Billinton, R., & Li, W. (1994b). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer US. <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1346-3>
- Blanc, P., Gschwind, B., Lefèvre, M., & Wald, L. (2011). The HelioClim Project : Surface Solar Irradiance Data for Climate Applications. *Remote Sensing*, 3(2), 343-361. <https://doi.org/10.3390/rs3020343>
- Blank, J., & Deb, K. (2020). Pymoo : Multi-Objective Optimization in Python. *IEEE Access*, 8, 89497-89509. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2990567>
- Blimpo, M. P., & Cosgrove-Davies, M. (2020). *Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : Adoption, fiabilité et facteurs complémentaires d'impact économique* (Doi:10.1596/978-1-4648-1488-4; Collection Africa Development Forum).
- BloombergNEF. (2020). *State of the Global Mini-grids Market Report 2020*. <https://www.seforall.org/system/files/2020-06/MGP-2020-SEforALL.pdf>
- Bohlayer, M., Bürger, A., Fleschutz, M., Braun, M., & Zöttl, G. (2021). Multi-period investment pathways—Modeling approaches to design distributed energy systems under uncertainty. *Applied Energy*, 285, 116368. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116368>
- Booth, S., Li, X., Baring-Gould, I., Kollanyi, D., Bharadwaj, A., & Weston, P. (2018). *Productive Use of Energy in African Micro-Grids : Technical and Business Considerations* (NREL/TP-7A40-71663, 1465661; p. NREL/TP-7A40-71663, 1465661). <https://doi.org/10.2172/1465661>
- Bourennani, F., Rahnamayan, S., & Naterer, G. F. (2015). Optimal Design Methods for Hybrid Renewable Energy Systems. *International Journal of Green Energy*, 12(2), 148-159. <https://doi.org/10.1080/15435075.2014.888999>
- Bouthevillain, C., & Mathis, A. (1995). Prévisions : Mesures, erreurs et principaux résultats. *Economie et Statistique*, 285(1), 89-100. <https://doi.org/10.3406/estat.1995.5982>
- Boutsika, T. N., & Papathanassiou, S. A. (2008). Short-circuit calculations in networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 78(7), 1181-1191. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.10.003>
- Bridier, L. (2016). *Modélisation et optimisation d'un système de stockage couplé à une production électrique renouvelable intermittente*. 229.
- Buigues, G., Dyško, A., Valverde, V., Zamora, I., & Fernández, E. (2013). Microgrid Protection : Technical challenges and existing techniques. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 222-227. <https://doi.org/10.24084/repqj11.262>
- Bukar, A. L., Tan, C. W., & Lau, K. Y. (2019). Optimal sizing of an autonomous photovoltaic/wind/battery/diesel generator microgrid using grasshopper optimization

- algorithm. *Solar Energy*, 188, 685-696. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.050>
- Bunker, K., Hawley, K., & Morris, J. (2015). *Renewable Microgrids : Profiles from Islands and Remote Communities Across the Globe* (p. 32). Rocky Mountain Institute. http://www.rmi.org/islands_renewable_microgrids
- Canziani, F., & Melgarejo, Ó. (2019). Design and Implementation of Rural Microgrids. In A. C. Zambroni de Souza & M. Castilla (Éds.), *Microgrids Design and Implementation* (p. 477-504). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_17
- Clément, R. (2017). *Méthode d'optimisation multicritère pour l'aide à la conception des projets de densification urbaine*. Université de Lyon.
- Connaissance des Energies. (2013, juin 25). *Énergie marémotrice*. Connaissance des Énergies. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-maremotrice>
- CRE. (s. d.). *Les microgrids / Introduction*. Consulté 2 mai 2018, à l'adresse <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=microgrids>
- Dag, B., Boynuegri, A. R., Ates, Y., Karakas, A., Nadar, A., & Uzunoglu, M. (2017). Static Modeling of Microgrids for Load Flow and Fault Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3).
- Dahmani, O. (2014). *Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore*. 224.
- Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., & Meyarivan, T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm : NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6(2), 182-197. <https://doi.org/10.1109/4235.996017>
- Denis, G., Prevost, T., Debry, M.-S., Xavier, F., Guillaud, X., & Menze, A. (2018). The Migrate project : The challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control. *IET Renewable Power Generation*, 12(5), 523-529. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0369>
- Dennis Barley, C., & Byron Winn, C. (1996). Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems. *Solar Energy*, 58(4-6), 165-179. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(96\)00087-4](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(96)00087-4)
- Dipama, J. (2010). *Optimisation Multi-Objectif Des Systèmes Énergétiques*. Ecole Polytechnique de Montréal.
- Dobrowolski, J. (2017). *Modélisation, contrôle/commande et certification d'un micro-réseau électrique décentralisé avec entrées exogènes aléatoires et informations contraintes*. Université Grenoble Alpes.
- Dörfler, F., Simpson-Porco, J., & Bullo, F. (2016). Breaking the Hierarchy : Distributed Control & Economic Optimality in Microgrids. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 3(3), 241-253. <https://doi.org/10.1109/TCNS.2015.2459391>
- Dutt, P. K. (2012). *Hybrid Mini-grid Power System for Electrification of Remote and Rural Locations in Fiji*. 320.
- Eager, M. (2016). *RoCoF Alternative & Complementary Solutions Phase 2 Study Report* (p. 100). EIRGRID, SONI.
- Erdinc, O., & Uzunoglu, M. (2012). Optimum design of hybrid renewable energy systems : Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1412-1425. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.011>
- Escalera, A., Hayes, B., & Prodanović, M. (2018). A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 344-357. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.031>
- Eslami, R., Sadeghi, S. H. H., & Abyaneh, H. A. (2017). *A Probabilistic Approach for the Evaluation of Fault Detection Schemes in Microgrids*. 7(5), 7.
- Faucher, J. (2009). *Pratique de l'AMDEC - 2e édition : Assurez la qualité et la sûreté de fonctionnement de vos produits, équipements et procédés*. Dunod.

- Fioriti, D., Poli, D., Duenas-Martinez, P., & Perez-Arriaga, I. (2021). Multi-year stochastic planning of off-grid microgrids subject to significant load growth uncertainty : Overcoming single-year methodologies. *Electric Power Systems Research*, 194, 107053. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107053>
- Franz, M., Peterschmidt, N., Rohrer, M., & Kondev, B. (2014). *Minigrid Policy Toolkit. Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs*. EU Energy Initiative, Africa EU Renewable Cooperation Programme, Allcance for Rural Electrification, and Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- Gardeux, V. (2011). *Conception d'heuristiques d'optimisation pour les problèmes de grande dimension. Application à l'analyse de données de puces à ADN*.
- Ghorbani, N., Kasaeian, A., Toopshekan, A., Bahrami, L., & Maghami, A. (2018). Optimizing a hybrid wind-PV-battery system using GA-PSO and MOPSO for reducing cost and increasing reliability. *Energy*, 154, 581-591. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.057>
- Graber, S., Mong, P., & Sherwood, J. (2018). *Improving the Economics and Reliability of Rural Electricity Service with Undergrid Minigrids* (p. 39). Rocky Mountain Institute. www.rmi.org/insight/under-the-grid/
- Guerrero, R. C., Angelo, M., & Pedrasa, A. (2019). An MILP-Based Model for Hybrid Renewable Energy System Planning Considering Equipment Degradation and Battery Lifetime. *2019 IEEE 2nd International Conference on Power and Energy Applications (ICPEA)*, 207-211. <https://doi.org/10.1109/ICPEA.2019.8818521>
- Hajipour, E., Bozorg, M., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2015). Stochastic Capacity Expansion Planning of Remote Microgrids With Wind Farms and Energy Storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(2), 491-498. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2376356>
- Hanna, R., Disfani, V. R., Haghi, H. V., Victor, D. G., & Kleissl, J. (2019). Improving estimates for reliability and cost in microgrid investment planning models. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(4), 045302. <https://doi.org/10.1063/1.5094426>
- Haron, A. R., Mohamed, A., Shareef, H., & Zayandehroodi, H. (2012). Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid. *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 644-649. <https://doi.org/10.1109/PECon.2012.6450293>
- Hartvigsson, E. (2018). *On system dynamics and the viability of mini-grids in rural electrification*. 79.
- Hatziaargyriou, N. (2014). *Microgrids : Architectures and Control*. Wiley-IEEE Press.
- Homer Energy. (2020). *HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software*. <https://www.homerenergy.com/>
- HomerEnergy. (s. d.). *Salvage Value*. Consulté 2 juin 2021, à l'adresse https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/salvage_value.html
- Hoppecke. (2013). *Installation, commissioning and operating instructions*. https://www.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products-Import/vl_manual_en.pdf
- IEA. (2019). *Africa Energy Outlook 2019*. <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019>
- IEA, IRENA, UNSD, World Bank, & WHO. (2021). *Tracking SDG 7 : The Energy Progress Report*. World Bank.
- IEEE. (2003). *IEEE Standard 1366-2003 : Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. Piscataway, NJ.
- iHOGA. (s. d.). *IHOGA – Simulation and optimization of stand-alone and grid-connected hybrid renewable systems*. Consulté 11 septembre 2020, à l'adresse <https://ihoga.unizar.es/en/>
- IRENA. (2015). *Africa 2030 : Roadmap for a Renewable Energy Future* (p. 72). IRENA. <https://www.irena.org/remap>
- IRENA. (2016). *Solar PV in Africa : Costs and Markets*.

- IRENA. (2018). *Transforming Small-Island Power Systems: Technical planning studies for the integration of variable renewables* (p. 150). International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2019). *Innovation Landscape Brief: Utility-scale batteries* (p. 24). International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2021). *Renewable capacity statistics 2021*. International Renewable Energy Agency (IRENA).
- Islam, M. R., & Gabbar, H. A. (2012). Analysis of Microgrid protection strategies. *2012 International Conference on Smart Grid (SGE)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/SGE.2012.6463969>
- Jahangir, H., Ahmadian, A., Aliakbar-Golkar, M., Fowler, M., & Elkamel, A. (2016). Optimal design of standalone micro-grid considering reliability and investment costs. *CIREN Workshop 2016*, 83 (4 .)-83 (4 .). <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0683>
- Jamshidi, M., & Askarzadeh, A. (2019). Techno-economic analysis and size optimization of an off-grid hybrid photovoltaic, fuel cell and diesel generator system. *Sustainable Cities and Society*, 44, 310-320. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.10.021>
- Justo, J. J., Mwasilu, F., Lee, J., & Jung, J.-W. (2013). AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 387-405. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.067>
- Kamjoo, A., Maheri, A., Dizqah, A. M., & Putrus, G. A. (2016). Multi-objective design under uncertainties of hybrid renewable energy system using NSGA-II and chance constrained programming. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 74, 187-194. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.007>
- Kansara, B. U., & Parekh, B. R. (2013). Dispatch and Control Strategies for Isolated and Grid Connected Wind-Diesel Hybrid Generating System. *International Journal of Civil, Structural, Environmental and Infrastructure Engineering*, 3(2), 89-98.
- Kashefi Kaviani, A., Riahy, G. H., & Kouhsari, SH. M. (2009). Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy*, 34(11), 2380-2390. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.03.020>
- Katiraei, F., Mauch, K., Vandenberg, M., & Arribas, L. (2012). *PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations* (Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) Subtask 20, Activity 21; p. 104). International Energy Agency.
- Katsigiannis, Y. A., & Georgilakis, P. S. (2012). Hybrid Simulated Annealing–Tabu Search Method for Optimal Sizing of Autonomous Power Systems With Renewables. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 3(3), 9.
- Katsigiannis, Y. A., Georgilakis, P. S., & Karapidakis, E. S. (2010). Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables. *IET Renewable Power Generation*, 4(5), 404. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0076>
- Katsigiannis, Y. A., Georgilakis, P. S., & Moschakis, M. N. (2014). Evaluating the performance of small autonomous power systems using reliability worth analysis. In R. Karki, R. Billinton, & A. K. Verma (Éds.), *Reliability Modeling and Analysis of Smart Power Systems* (p. 147-167). Springer India. https://doi.org/10.1007/978-81-322-1798-5_10
- Kharrich, M., Mohammed, O. H., Kamel, S., Selim, A., Sultan, H. M., Akherraz, M., & Jurado, F. (2020). Development and Implementation of a Novel Optimization Algorithm for Reliable and Economic Grid-Independent Hybrid Power System. *Applied Sciences*, 10(18), 6604. <https://doi.org/10.3390/app10186604>
- Khenfous, S., Kaabeche, A., & Diaf, S. (2017). Optimisation du dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien par des méthodes méta heuristiques. *Revue des Energies Renouvelables*, 20(2), 267-284.
- Kirthiga, M. V., Daniel, S. A., & Gurunathan, S. (2013). A Methodology for Transforming an Existing Distribution Network Into a Sustainable Autonomous Micro-Grid. *IEEE Transactions on*

- Sustainable Energy*, 4(1), 31-41. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2196771>
- Knap, V., Chaudhary, S. K., Stroe, D.-I., Swierczynski, M., Craciun, B.-I., & Teodorescu, R. (2016). Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), 3447-3456. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2503565>
- Koucoi, G. (2016). Energy Management Strategies for Hybrid PV/Diesel Energy Systems : Simulation and Experimental Validation. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 5(1), 6. <https://doi.org/10.11648/j.ijpe.20160501.12>
- Kumar, A. P. (2016). Analysis of Hybrid Systems : Software tools. *2016 2nd International Conference on Advances in Electrical, Electronics, Information, Communication and Bio-Informatics (AEEICB)*, 327-330. <https://doi.org/10.1109/AEEICB.2016.7538302>
- Kumar, P., & Deokar, S. (2018). Designing and Simulation Tools of Renewable Energy Systems : Review Literature. In K. Saeed, N. Chaki, B. Pati, S. Bakshi, & D. P. Mohapatra (Éds.), *Progress in Advanced Computing and Intelligent Engineering* (Vol. 563, p. 315-324). Springer Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-10-6872-0_29
- Kumar, S. R., Gafaro, F., Daka, A., & Raturi, A. (2017). Modelling and analysis of grid integration for high shares of solar PV in small isolated systems – A case of Kiribati. *Renewable Energy*, 108, 589-597. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.084>
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Cutsem, T. V., & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- Layadi, T. M., Champenois, G., Mostefai, M., & Abbes, D. (2015). Lifetime estimation tool of lead-acid batteries for hybrid power sources design. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 54, 36-48. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2015.03.001>
- Liu, Y., Yu, S., Zhu, Y., Wang, D., & Liu, J. (2018). Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 460-470. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.063>
- Lu, J., Wang, W., Zhang, Y., & Cheng, S. (2017). Multi-Objective Optimal Design of Stand-Alone Hybrid Energy System Using Entropy Weight Method Based on HOMER. *Energies*, 10(10), 1664. <https://doi.org/10.3390/en10101664>
- Maheri, A. (2014). Multi-objective design optimisation of standalone hybrid wind-PV-diesel systems under uncertainties. *Renewable Energy*, 66, 650-661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.009>
- Maleki, A., & Pourfayaz, F. (2015). Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms. *Solar Energy*, 115, 471-483. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.004>
- Margotin, T., Juston, P., & Houry, M. (2006). *Les services système: L'expérience de RTE*. <https://doi.org/10.1051/j3ea:2006024>
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2013). A Review of Existing Microgrid Architectures. *Journal of Engineering*, 2013, 1-8. <https://doi.org/10.1155/2013/937614>
- Megdiche, M. (2004). *Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG.
- Memon, A. A., & Kauhaniemi, K. (2015). A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions. *Electric Power Systems Research*, 129, 23-31. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.07.006>
- Metz-Noblat, B., Dumas, F., & Poulain, C. (2005). *Calcul des courants de court-circuit* (p. 35). Schneider Electric.

- Microgrid Knowledge. (2019, octobre 3). *Microgrids Ramp Up in Latin America; Asia Pacific Still Leads: Navigant*. Microgrid Knowledge. <https://microgridknowledge.com/microgrids-navigant/>
- Mitra, J., & Vallem, M. R. (2012). Determination of Storage Required to Meet Reliability Guarantees on Island-Capable Microgrids With Intermittent Sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2360-2367. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2203831>
- Mitra, J., Vallem, M. R., & Singh, C. (2016). Optimal Deployment of Distributed Generation Using a Reliability Criterion. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(3), 9.
- Mohammed, O. H., Amirat, Y., & Benbouzid, M. (2019). Particle Swarm Optimization Of a Hybrid Wind/Tidal/PV/Battery Energy System. Application To a Remote Area In Bretagne, France. *Energy Procedia*, 162, 87-96. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.010>
- Munzel, H. (2017). *MIGRATE – Massive integration of power electronic devices*. 125.
- Nguyen, N. T., Matsushashi, R., & Vo, T. T. B. C. (2021). A design on sustainable hybrid energy systems by multi-objective optimization for aquaculture industry. *Renewable Energy*, 163, 1878-1894. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.024>
- Nimat Shamim, Anitha Sarah Subburaj, & Stephen B. Bayne. (2019). Renewable Energy Based Grid Connected Battery Projects around the World—An Overview. *Journal of Energy and Power Engineering*, 13(1). <https://doi.org/10.17265/1934-8975/2019.01.001>
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A., & Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905-1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahramirad, S. (2015). State of the Art in Research on Microgrids : A Review. *IEEE Access*, 3, 890-925. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>
- Patrao, I., Figueres, E., Garcerá, G., & González-Medina, R. (2015). Microgrid architectures for low voltage distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 415-424. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.054>
- Paulitschke, M., Bocklisch, T., & Böttiger, M. (2017). Comparison of particle swarm and genetic algorithm based design algorithms for PV-hybrid systems with battery and hydrogen storage path. *Energy Procedia*, 135, 452-463. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.509>
- Pecenak, Z. K., Stadler, M., & Fahy, K. (2019). Efficient multi-year economic energy planning in microgrids. *Applied Energy*, 255, 113771. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113771>
- Peng, W., Maleki, A., Rosen, M. A., & Azarikhah, P. (2018). Optimization of a hybrid system for solar-wind-based water desalination by reverse osmosis : Comparison of approaches. *Desalination*, 442, 16-31. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.03.021>
- Petrelli, M., Fioriti, D., Berizzi, A., Bovo, C., & Poli, D. (2021). A novel multi-objective method with online Pareto pruning for multi-year optimization of rural microgrids. *Applied Energy*, 299, 117283. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117283>
- Petrelli, M., Fioriti, D., Berizzi, A., & Poli, D. (2021). Multi-Year Planning of a Rural Microgrid Considering Storage Degradation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(2), 1459-1469. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3020219>
- Pittet, A. (2014). *An Overview of Technical Aspects of Mini-grids : Village Electrification through Sustainable use of Renewable Energy (VE-SuRE)*. Swiss Agency for Development and Cooperation.
- Planas, E., Andreu, J., Gárate, J. I., Martínez de Alegría, I., & Ibarra, E. (2015). AC and DC technology in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 726-749. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.067>
- Power Learn Electric Power Engineering Education. (2021). *Module PE.PAS.U17.5 : Overview of power*

- system reliability analysis*. Iowa State University.
- Ramli, M. A. M., Bouchekara, H. R. E. H., & Alghamdi, A. S. (2018). Optimal sizing of PV/wind/diesel hybrid microgrid system using multi-objective self-adaptive differential evolution algorithm. *Renewable Energy*, *121*, 400-411. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.058>
- Res4Africa Foundation. (2019). *RE-thinking Access to Energy Business Models : Ways to Walk the Water-Energy-Food Nexus Talk in Sub-Saharan Africa*. <https://www.res4africa.org/wp-content/uploads/2019/12/RES4Africa-RE-thinking-Access-to-Energy-Business-Models.pdf>
- Rey, J. M., Vergara, P. P., Solano, J., & Ordóñez, G. (2019). Design and Optimal Sizing of Microgrids. In A. C. Zambroni de Souza & M. Castilla (Éds.), *Microgrids Design and Implementation* (p. 337-367). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6_13
- Riaz, U. (2018). *Comparison of converter control schemes for weak grids*. Aalto University.
- Rigo-Mariani, R. (2014). *Méthodes de conception intégrée « dimensionnement-gestion » par optimisation d'un microréseau avec stockage*. Université de Toulouse.
- Rikos, E., & Tselepis, S. (2011). Development of a Simulation Tool for Evaluating the Performance of the Pilot Microgrid at Gaidouromantra-Kythnos. In N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, T. Tomtsi, & A. Weidlich (Éds.), *Energy-Efficient Computing and Networking* (Vol. 54, p. 144-152). Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-19322-4_16
- Roberts, J. J., Marotta Cassula, A., Silveira, J. L., da Costa Bortoni, E., & Mendiburu, A. Z. (2018). Robust multi-objective optimization of a renewable based hybrid power system. *Applied Energy*, *223*, 52-68. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.032>
- Roy, A. (2019). *Optimal energy management of a multi-source system for a remote maritime area* [Theses, Université de Nantes (UNAM)]. <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-02514912>
- Sachs, J., & Sawodny, O. (2016). Multi-objective three stage design optimization for island microgrids. *Applied Energy*, *165*, 789-800. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.059>
- Salha, F. (2010). *Microréseaux îlotables : Étude et coordination des protections des générateurs et du réseau*. 198.
- Sanajaoba, S. (2016). Maiden application of Cuckoo Search algorithm for optimal sizing of a remote hybrid renewable energy System. *Renewable Energy*, *10*.
- Shayeghi, H., & Hashemi, Y. (2015). Application of fuzzy decision-making based on INSGA-II to designing PV-wind hybrid system. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, *45*, 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2015.04.013>
- Shi, X., & Bazzi, A. M. (2015). Fault tree reliability analysis of a micro-grid using Monte Carlo simulations. *2015 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/PECI.2015.7064928>
- Shi, Z., Wang, R., & Zhang, T. (2015). Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using preference-inspired coevolutionary approach. *Solar Energy*, *118*, 96-106. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.052>
- Siddaiah, R., & Saini, R. P. (2016). A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *58*, 376-396. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.281>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2014). Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *32*, 192-205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>
- Sinha, S., & Chandel, S. S. (2015). Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *50*, 755-769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>
- Sortomme, E., Mapes, G. J., Foster, B. A., & Venkata, S. S. (2008). Fault analysis and protection of a microgrid. *2008 40th North American Power Symposium*, 1-6.

- <https://doi.org/10.1109/NAPS.2008.5307360>
- Stevanato, N., Lombardi, F., Guidicini, G., Rinaldi, L., Balderrama, S. L., Pavičević, M., Quoilin, S., & Colombo, E. (2020). Long-term sizing of rural microgrids : Accounting for load evolution through multi-step investment plan and stochastic optimization. *Energy for Sustainable Development*, 58, 16-29. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.07.002>
- Tawfik, T. M., Badr, M. A., El-Kady, E. Y., & Abdellatif, O. E. (2018). Optimization and energy management of hybrid standalone energy system : A case study. *Renewable Energy Focus*, 25, 48-56. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2018.03.004>
- Tezer, T., Yaman, R., & Yaman, G. (2017). Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 840-853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.118>
- Thang, D. M. (2012). *Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles*. 153.
- The German Climate Technology Initiative, & GIZ. (2016). *What size shall it be ? A guide to mini-grid sizing and demand forecasting*. https://www.giz.de/en/downloads/Sizing_handbook_150dpi_for_web.pdf
- Thurner, L., Scheidler, A., & Braun, M. (2019). *pandapower—An Open Source Framework for Automated Evaluations of Future Power Systems*. 33.
- Ton, D. T., & Smith, M. A. (2012). The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 25(8), 84-94. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
- Tsuanyo, D., Azoumah, Y., Aussel, D., & Neveu, P. (2015). Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications. *Energy*, 86, 152-163. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.128>
- Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015). Hybrid ac/dc microgrids—Part II : Review and classification of control strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1123-1134. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.186>
- Vandoorn, T. L., Vasquez, J. C., De Kooning, J., Guerrero, J. M., & Vandevelde, L. (2013). Microgrids : Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 7(4), 42-55. <https://doi.org/10.1109/MIE.2013.2279306>
- Vicente, W. C. B. (2012). *Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes*. Université de Grenoble.
- Vrana, T. K., & Johansson, E. (2015). *Overview of Analytical Power System Reliability Assessment Techniques*. 14.
- Xu, X., Mitra, J., Wang, T., & Mu, L. (2014). Evaluation of Operational Reliability of a Microgrid Using a Short-Term Outage Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2238-2247. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2303792>
- Xu, X., Mitra, J., Wang, T., & Mu, L. (2016). An Evaluation Strategy for Microgrid Reliability Considering the Effects of Protection System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(5), 1989-1997. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2440664>
- Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, 82(4), 354-367. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.08.005>
- Zambroni de Souza, A. C., & Castilla, M. (2019). *Microgrids design and implementation*. Springer Science+Business Media.
- Zhao, J., & Yuan, X. (2016). Multi-objective optimization of stand-alone hybrid PV-wind-diesel-battery system using improved fruit fly optimization algorithm. *Soft Computing*, 20(7), 2841-2853. <https://doi.org/10.1007/s00500-015-1685-6>