

# Optimisation multiobjective d'un micro-réseau basée sur une nouvelle approche de modélisation avec un système de gestion d'énergie à temps réel

Fouad Boutros  
IREENA UR 4642, Nantes Université, France  
Université Saint-Joseph de Beyrouth, Liban

Moustapha Doumiati  
ESEO, Angers  
IREENA UR4642, Nantes Université, France

Jean-Christophe Olivier  
IREENA UR4642, Nantes Université, France

Imad Mougharbel  
ETS Montréal, Canada

Hadi Y. Kanaan  
Université Saint-Joseph de Beyrouth, Liban

**RESUME** – L'optimisation du dimensionnement des micro-réseaux (MR) en ciblant des objectifs économiques et environnementaux est un défi majeur abordé dans cette étude. Afin d'atteindre ces objectifs, un système de gestion de l'énergie (SGE) adapté doit être conçu. La conception du SGE dans cette étude utilise la programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP) qui génère une distribution de flux de puissance en temps réel basée sur la minimisation des émissions de CO<sub>2</sub> calculées pendant le cycle de vie des composants du micro-réseau (PV/Batteries/Générateur Diesel). Le MILP fonctionne en temps réel puisque les facteurs d'émission du cycle de vie du CO<sub>2</sub> sont considérés comme constants. La décision prise dans le système de gestion de l'énergie ne dépend pas des valeurs de puissance futures. Une fonction économique est proposée pour calculer les dépenses en capital (CAPEX) et les dépenses d'exploitation (OPEX) en utilisant à la fois le flux de puissance calculé par la fonction MILP et les paramètres de dimensionnement générés à partir de l'algorithme génétique (AG). L'objectif de l'AG est de trouver un ensemble de solutions de dimensionnement qui minimisent les émissions de CO<sub>2</sub> du cycle de vie et les coûts CAPEX et OPEX du micro-réseau.

**Mots-clés** – Dimensionnement des micro-réseaux, émissions durant le cycle de vie, MILP, algorithme génétique, gestion de l'énergie en temps réel, optimisation multiobjective

## 1. INTRODUCTION

Depuis la fin des années 1990, un grand intérêt de la part des scientifiques et des gouvernements a été porté à l'étude et au développement de la mise en œuvre de micro-réseaux isolés pour les avantages qu'ils présentent par rapport aux réseaux centralisés [1]. Premièrement, ils contribuent à renforcer la sécurité énergétique afin de faire face aux catastrophes climatiques extrêmes, aux pannes locales qui créent un effet domino sur le réseau principal et aux cyberattaques. Deuxièmement, les micro-réseaux présentent des avantages économiques : réduire les investissements dans les infrastructures afin que la capacité de production suive la demande, réaliser des économies de carburant et minimiser les pertes de ligne et de conversion. Enfin, les micro-réseaux permettent une intégration facile des sources d'énergie renouvelables intermittentes en équilibrant la production et la demande à l'aide d'éléments de stockage tels que les batteries [1]. Le dimensionnement optimal des éléments isolés du système énergétique des micro-réseaux est un intérêt majeur dans de nombreuses études antérieures où la minimisation des coûts et des émissions de CO<sub>2</sub> est développée. Cependant, seules les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de Diesel ou de gaz sont prises en considération dans ces études publiées sans mentionner les émissions du cycle de vie des batteries et des panneaux PV. Dans [2], une optimisation multiob-

jective est effectuée visant d'abord à réduire le coût du cycle de vie (CCV) qui prend en considération les coûts d'investissement et d'exploitation tout au long du cycle de vie du système énergétique PV/Eolienne/Diesel/Batteries et deuxièmement pour réduire les émissions des générateurs diesel. Cette optimisation est effectuée en minimisant le CCV à l'aide de l'algorithme MILP tandis que les émissions de CO<sub>2</sub> sont minimisées à l'aide de la méthode de  $\epsilon$ -contrainte (les émissions des générateurs diesel sont considérées comme des contraintes dans l'algorithme MILP). Dans [3] et [4], un système énergétique composé de PV/batteries/générateur diesel est considéré. L'optimisation par essais particuliers (OEP) et la méthode de  $\epsilon$ -contrainte ont été utilisées pour minimiser simultanément le coût total du système comme objectif principal et pour minimiser la capacité de charge non satisfaite et les émissions de CO<sub>2</sub> du générateur diesel comme contraintes. Les coûts sont calculés sur une base annuelle dans l'algorithme. Aucun algorithme de gestion de l'énergie en temps réel n'est réalisé. Selon ces études, le temps de simulation de l'optimisation OEP est plus rapide que l'algorithme génétique. Dans [5], le logiciel HOMER est utilisé pour trouver le dimensionnement le plus économique des systèmes énergétiques PV/Diesel/Pompe-hydro et PV/Diesel/Batteries et calculer la période de récupération de leur projet. La spécification d'une durée de vie de projet est obligatoire avec cette approche. L'approche de [6] consiste à optimiser le dimensionnement d'un système PV/Batteries/Diesel en optimisant d'abord les coûts annuels puis en considérant les options les moins émettrices correspondant aux meilleures solutions économiques. En [7], le système énergétique étudié est plus complexe auquel s'ajoutent des composants de chauffage, de refroidissement et d'électricité. Il utilise l'AG pour optimiser l'autonomie du système, les coûts annuels et les émissions dues à la consommation de gaz et à l'empreinte carbone de l'électricité du réseau. Les études antérieures sur l'optimisation des MR présentent plusieurs lacunes :

- Les émissions de CO<sub>2</sub> tout au long du cycle de vie des composants du micro-réseau (PV et batteries) ne sont pas prises en compte pour un dimensionnement optimal. Seules les émissions provenant de la combustion du Diesel ou du Gaz sont prises en compte
- Le choix d'une durée de vie pour le projet est obligatoire afin de calculer les coûts CAPEX et OPEX pour la période définie. En général, la durée de vie du micro-réseau (MR) est choisie comme la durée de vie des panneaux photovoltaïques alors qu'en réalité le MR dure beaucoup plus longtemps. Ce fait pourrait être une faiblesse puisque certains composants du micro-réseau peuvent ne pas atteindre leur fin de vie lorsque la durée de vie définie du

projet est atteinte et pourraient encore être utilisés pour l'alimentation électrique (comme les générateurs diesel). Par conséquent, la valeur résiduelle de ces composants n'est pas prise en compte.

- L'atteinte de l'objectif de coût minimal est dans la plupart des études la priorité pour le dimensionnement des composants, tandis que les émissions de CO2 sont considérées comme des contraintes. Les objectifs économiques et environnementaux ne sont donc pas atteints en parallèle.

Les principales contributions de cet article sont les suivantes :

- Les émissions, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation, de maintenance et de remplacement sont tous modélisés sur une base horaire et non sur une base annuelle. L'avantage de ce modèle est d'éviter de définir une durée de vie du projet, ce qui permet de prendre en compte les coûts de remplacement et leur empreinte carbone sans avoir besoin de préciser à quel moment ces remplacements ont lieu [8].
- La gestion de l'énergie en temps réel se fait par le biais de la programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP) où l'objectif est de minimiser les émissions de CO2 tout au long du cycle de vie de tous les composants du système énergétique PV/Batteries/Diesel [9].
- Dimensionnement parallèle optimal du système énergétique à l'aide de l'algorithme génétique avec 2 objectifs : minimiser les émissions de CO2 tout au long du cycle de vie et les coûts CAPEX et OPEX horaires du micro-réseau. Un front de Pareto basé sur l'algorithme génétique (AG) montre différentes solutions optimales émissions de CO2/coûts horaires afin que, compte tenu d'un budget donné, nous puissions choisir le dimensionnement optimal pour obtenir le moins d'émissions de CO2 sur le cycle de vie [9].

## 2. MODÉLISATION DES MICRO-RÉSEAUX

### 2.1. Présentation du micro-réseau

Le micro-réseau résidentiel étudié dans cet article est composé de 114 résidences, de panneaux photovoltaïques, de batteries et d'un générateur diesel. Figure 1 montre la modélisation du flux de puissance de ce micro-réseau. Les données de consommation électrique de 114 maisons sont collectées tout au long d'une année à partir de [10].

Les données de charge électrique  $P_{dem}$  sont collectées sur une base horaire au cours de l'année 2015. Dans cette étude, 13 jours ont été choisis au cours de l'année à partir du 1er janvier et collectés tous les 30 jours afin que les données soient représentatives de l'année entière. Le profil solaire correspondant est tiré de [11]. Les sources électriques disponibles sont les générateurs photovoltaïques ( $P_{RE}$ ), les batteries (puissance de charge  $P_{bat-c}$  et puissance de décharge  $P_{bat-d}$ ) et le générateur diesel ( $P_{DE}$ ) qui devrait répondre à la charge électrique des 114 maisons. Comme nous le verrons dans une section ultérieure, la distribution du flux de puissance se fait en prenant en compte la moindre quantité d'émissions du cycle de vie du PV, des batteries et du générateur diesel.

### 2.2. Modèle des batteries

Les batteries alimentent la charge lorsque leur SoC est supérieur à une valeur minimale autorisée et que les panneaux photovoltaïques ne répondent pas à la charge, ou lorsque la décharge produit le moins d'émissions de CO2 par rapport aux autres sources. Les batteries sont chargées par des panneaux photovoltaïques ou par un générateur diesel lorsque leur SoC est inférieur au SoC maximum, sachant que le générateur diesel n'est pas autorisé à fournir de l'énergie avec moins de 30 pour cent de sa capacité nominale pour des raisons de performances [12]. Le modèle des batteries se caractérise par son SoC, ses émissions, ses contraintes de puissance, ses coûts CAPEX et OPEX. L'équation (1) montre l'état de charge (SoC) des batte-

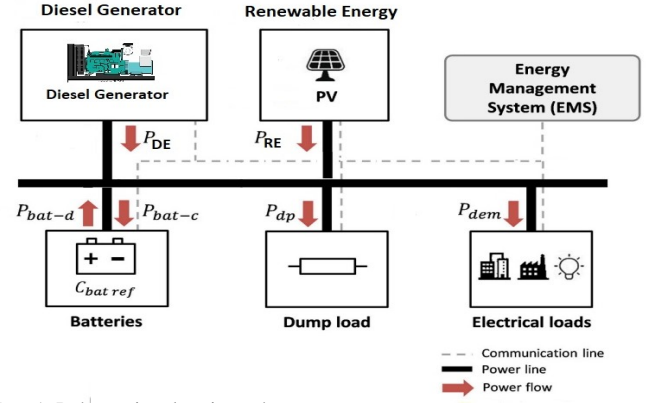


FIG. 1. Présentation du micro-réseau

ries à un moment d'échantillonnage  $t_k$  en tenant compte du SoC précédent à  $t_{k-1}$ , des puissances et des rendements de charge et de décharge [13]. Le facteur d'auto-décharge n'est pas pris en compte.

$$SoC(t_k) = SoC(t_{k-1}) + \frac{\Delta t}{C_{batref}} \left( \eta_{bat-c} \cdot P_{bat-c}(t_{k-1}) - \frac{P_{bat-d}(t_{k-1})}{\eta_{bat-d}} \right) \quad (1)$$

$$SoC(t_k) = SoC(t_1) + \frac{\Delta t}{C_{batref}} \sum_{i=1}^{k-1} \left( P_{bat-c}(t_i) \eta_{bat-c} + \frac{P_{bat-d}(t_i)}{\eta_{bat-d}} \right) \quad (2)$$

$$SoC_{min} \leq SoC(t_k) \leq SoC_{max} \quad (3)$$

$C_{batref}$  est la capacité nominale des batteries [Wh],  $P_{bat-c}$  la puissance de charge des batteries [W],  $P_{bat-d}$  la puissance des batteries en décharge [W],  $\Delta t$  le pas de temps [h],  $\eta_{bat-c}$  le rendement des batteries en charge et  $\eta_{bat-d}$  le rendement des batteries en décharge.

#### 2.2.1. Emissions des batteries

L'équation (4) montre le modèle d'émissions de la batterie où  $N_{cycles}$  est le nombre total de cycles des batteries. Un cycle de batterie est défini comme une puissance de décharge ou de charge accumulée de 100 pour cent.  $Bat_{fp}$  est l'empreinte carbone de la batterie pendant son cycle de vie [kg de CO2].

$$Bat\ emissions = \frac{1}{2} \Delta t \sum_{k=1}^K \left( \frac{\eta_{bat-c} \cdot P_{bat-c}(t_k)}{C_{batref}} + \frac{P_{bat-d}(t_k)}{\eta_{bat-d} \cdot C_{batref}} \right) \cdot \frac{Bat_{fp}}{N_{cycles}} \quad (4)$$

Les batteries ne peuvent pas se charger et se décharger en même temps, c'est pourquoi une contrainte linéaire sera introduite en utilisant la variable binaire  $b(t_k)$  [14]. Les équations suivantes représentent les contraintes linéaires des batteries.

$$0 \leq P_{bat-c}(t_k) \leq b(t_k) P_{bat-c\ max} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{bat-d}(t_k) \leq (1 - b(t_k)) P_{bat-d\ max} \quad (6)$$

$$0 \leq b(t_k) \leq 1 \quad \forall t_k \in N \quad (7)$$

#### 2.2.2. Coût d'investissement des batteries

Le coût d'investissement des batteries (en USD) pour une période de temps  $\Delta t$  (en heures) est donné dans l'équation (8) où  $C_{inv,bat}$  est le coût des batteries en USD par Wh de capacité de

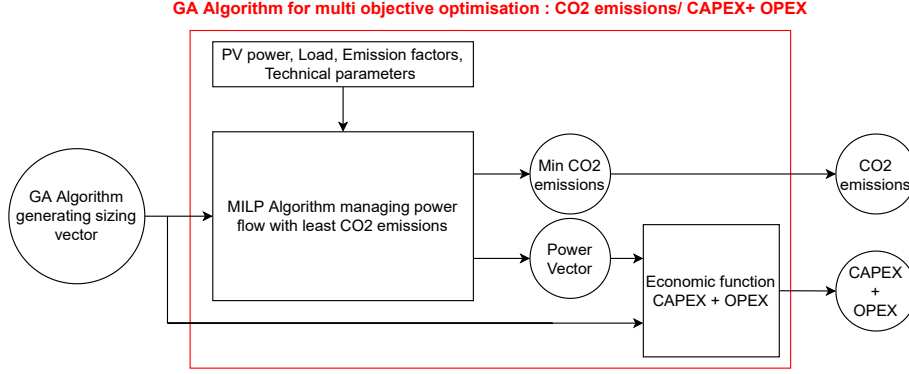


FIG. 2. Optimisation multiobjective en double boucle

batterie ( $c_{inv,bat}$  inclut les coûts d'investissement des convertisseurs).

$$CAPEX_{bat} = \Delta t \cdot \frac{1}{2} \left( \frac{\eta_{bat-c} \cdot P_{bat-c}(t_k)}{C_{batref}} + \frac{P_{bat-d}(t_k)}{\eta_{bat-d} \cdot C_{batref}} \right) \frac{c_{inv,bat}(USD/Wh) \cdot C_{batref}(Wh)}{N_{cycles}} \quad (8)$$

### 2.2.3. Coût de fonctionnement des batteries

Le coût d'exploitation et de maintenance des batteries (OPEX PV en *USD*) pour une période de temps  $\Delta t$  (en heures) est modélisé dans l'équation (9) où  $C_{O\&M,bat}$  est le coût de fonctionnement des batteries en *USD* par an et par *kWh* de capacité de batterie.

$$OPEX_{Bat} = \Delta t \cdot \frac{C_{O\&M,bat}(USD/kWh/year) \cdot C_{batref}(kWh)}{365 \times 24} \quad (9)$$

### 2.3. Modèle du générateur diesel

Les émissions du cycle de vie des générateurs diesel et les coûts CAPEX et OPEX sont exprimés sur un modèle horaire. C'est la raison pour laquelle une variable binaire  $d(t_k)$  sera utilisée. Elle est égale à 1 lorsque le générateur diesel (DG) est activé et à 0 lorsque le DG est désactivé. Cette contrainte permet l'allocation des émissions et des coûts uniquement lorsque DG est activé. L'équation (10) montre le modèle d'émission de DG (en *kg* de CO2) où  $DE_{em}$  est l'émission de CO2 en *kg* par *kWh* de puissance de  $DE_{fp}$  est l'empreinte carbone du cycle de vie du DG à l'exception des émissions de combustion diesel exprimées en *kg* de CO2 et  $T_{DE}$  est la durée de vie de fonctionnement du DG en heures.

$$DG_{Emissions} = \Delta t \cdot \sum_{k=1}^K (P_{DE}(t_k) \cdot DE_{em}) + d(t_k) \cdot \Delta t \cdot \sum_{k=1}^K \frac{1}{T_{DE}} \cdot DE_{fp} \cdot P_{nDE} \quad (10)$$

Cependant, dans [15], 95 pour cent des émissions du cycle de vie des générateurs diesel sont dues à la combustion du diesel. Nous allons donc simplifier les émissions des générateurs diesel comme suit :

$$DG_{Emissions} = \Delta t \sum_{k=1}^K (P_{DE}(t_k) \cdot DE_{em}) \quad (11)$$

Comme mentionné précédemment, DG pourrait fonctionner entre 30 pour cent et 100 pour cent de sa capacité nominale, de sorte que la contrainte suivante pourrait être ajoutée au modèle :

$$\begin{aligned} 0.3 d(t_k) P_{nDE} &\leq P_{DE}(t_k) \leq d(t_k) P_{nDE} \\ 0 \leq d(t_k) &\leq 1 \quad \forall t_k \in N \end{aligned} \quad (12)$$

Le coût d'investissement du générateur diesel, y compris le coût des convertisseurs associés (CAPEX DG en *USD*) est donné par l'équation (13) sur une base horaire de fonctionnement, de sorte que le coût du DG n'est alloué que sur un pas horaire où le DG est activé, c'est pourquoi la variable binaire  $d(t_k)$  et les heures de durée de vie totales  $T_{DE}$  sont utilisées.

$$CAPEX_{DG} = \Delta t \cdot d(t_k) \cdot \frac{c_{inv,DE}(USD/kW) \cdot P_{nDE}(kW)}{T_{DE}(hr)} \quad (13)$$

Le coût OPEX du générateur diesel en *USD* est divisé en un coût variable et un coût fixe. Le coût OPEX variable provient de la consommation de diesel  $C_{Operation,DE}$  en *USD* par *kWh* d'électricité produite. Les coûts variables et fixes du DG sont exprimés dans les équations (14) et (15) :

$$OPEX_{DG Variable} = \Delta t \cdot C_{Operation,DE}(USD/kWh) \cdot P_{DE}(t_k) \quad (14)$$

$$OPEX_{DG fix} = 3\% \text{ of } CAPEX_{DG} \quad (15)$$

### 2.4. Modèle PV

Bien que les panneaux photovoltaïques n'aient pas d'émission directe de CO2, les émissions indirectes sont prises en compte sur les 3 périmètres de leur cycle de vie. L'équivalent de ces émissions pourrait être attribué à la quantité d'énergie électrique produite pendant le fonctionnement.  $PV_{em}$  est l'émission en *kg* de CO2 par *kWh* d'électricité produite. L'équation (16) montre les émissions instantanées de CO2 en *kg* allouées au fonctionnement du PV.

$$PV_{Emissions}(t_k) \text{ (kg of CO2)} = \Delta t \cdot PV_{em}(\text{kg CO2/kWh produced}) \cdot P_{RE}(t_k) \quad (16)$$

Le coût CAPEX de l'investissement PV est alloué par heure pendant la durée de vie du projet. En considérant la durée de vie d'un parc PV comme  $N_{PV}$  années, le coût horaire de l'investissement PV est calculé comme suit :

$$CAPEX_{PV}(USD) = \Delta t \cdot \frac{C_{inv,PV}(USD/kWp) \cdot P_{nPV}(kWp)}{N_{PV} \times 365 \times 24(hr)} \quad (17)$$

Où  $C_{inv,PV}$  est le prix d'investissement d'un panneau PV exprimé en *USD* par *kWp* de capacité PV (y compris les coûts d'investissement des onduleurs). Le coût OPEX (en *USD*) lié à l'exploitation et à la maintenance

du PV est exprimé dans l'équation (18) tout en tenant compte du coût de remplacement des convertisseurs.

$$OPEX_{PV} = \Delta t \cdot \frac{C_{O\&M,PV}(USD/kWp/year) \times P_{n,PV}(kWp)}{365 \times 24} \quad (18)$$

Où  $C_{O\&M,PV}$  est le coût de fonctionnement d'un PV en USD par an et par kWp de capacité PV.

Dans la section suivante, une fonction d'optimisation multiobjective sera développée pour minimiser à la fois les émissions et les coûts des différents composants du micro-réseau qui ont été modélisés dans la section II.

### 3. MODÈLE D'OPTIMISATION MULTIOBJECTIVE

#### 3.1. Structure d'optimisation multiobjective à double boucle

Le modèle d'optimisation multiobjective considéré dans cette étude est composé d'une boucle externe (l'algorithme génétique AG) et d'une boucle interne (le MILP et la fonction économique) comme le montre la figure 2. La boucle externe génère le vecteur de dimensionnement du système énergétique PV/Batteries/Générateur diesel en utilisant un algorithme génétique qui minimise les émissions de CO2 tout au long du cycle de vie des composants du micro-réseau ainsi que les coûts CAPEX et OPEX horaires du micro-réseau. La boucle interne se compose d'un algorithme de programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP) et d'une fonction économique. Les entrées de l'algorithme MILP sont le vecteur de dimensionnement généré par l'algorithme GA, la puissance solaire disponible, la charge électrique, les facteurs d'émission et les paramètres techniques. MILP effectue ensuite une gestion de l'énergie en temps réel en allouant le flux d'énergie avec le moins d'émissions de CO2. D'autre part, dans la boucle interne, une fonction économique calcule les coûts CAPEX et OPEX sur la base de 2 entrées : le vecteur de dimensionnement généré par l'AG et le vecteur de flux de puissance issu de l'algorithme MILP. L'objectif général est d'obtenir un front de Pareto qui montre un graphique des solutions de dimensionnement optimales où la moindre émission de CO2 est donnée pour un budget défini.

##### 3.1.1. Variables de décision MILP

Pour la boucle interne, l'algorithme MILP a 6 variables de décision à chaque instant d'échantillonnage  $t_k$  qui couvre un total de K instants d'échantillonnage. Le vecteur variable de décision  $X_k$  est :

$X_k = (P_{DE}(t_k), P_{bat-c}(t_k), P_{bat-d}(t_k), P_{dp}(t_k), b(t_k), d(t_k))$  sachant que  $P_{DE}(t_k), P_{bat-c}(t_k), P_{bat-d}(t_k), P_{dp}(t_k)$  sont réels et  $b(t_k), d(t_k)$  sont des entiers avec des valeurs égales à 0 ou 1.

##### 3.1.2. La fonction objective du MILP

À chaque instant d'échantillonnage  $t_k$ , le vecteur de flux de puissance  $X_k$  est généré afin de minimiser en temps réel les émissions du cycle de vie du générateur diesel et des batteries. Sachant que les facteurs d'émission sont supposés constants dans le temps, on peut conclure que :

$$\min \sum_{k=1}^K \text{emissions of (Diesel + Battery)} = \sum_{k=1}^K \min \text{emissions of (Diesel + Battery)} \quad (19)$$

Les émissions de PV dépendent de la puissance solaire disponible et influencent la fonction économique et le dimensionnement des éléments du micro-réseau. Le bilan de puissance doit

être respecté à chaque instant :

$$\begin{aligned} P_{RE}(t_k) + P_{DE}(t_k) + P_{bat-d}(t_k) \\ = P_{bat-c}(t_k) + P_{dp}(t_k) + P_{dem}(t_k) \end{aligned} \quad (20)$$

Les contraintes à prendre en considération sont représentées dans les équations (1), (2), (3), (5), (6), (7), (12). Une contrainte pour la résistance de décharge (RD) peut être ajoutée lorsqu'une RD maximale autorisée est définie selon l'équation (21). La résistance de décharge est utilisée pour garantir l'équilibre de puissance de l'équation (20) lorsqu'il y a un excès d'alimentation.

$$0 \leq P_{dp}(t_k) \leq P_{dp \max} \quad (21)$$

#### 3.2. Résolution de la fonction MILP

L'algorithme MILP est résolu en utilisant la fonction *intlinprog* dans Matlab (Optimization Toolbox) sachant que certaines variables de décision sont des entiers et d'autres des réels. La fonction objective et les contraintes sont linéaires comme déjà vu. La fonction *intlinprog* utilisée dans l'algorithme MILP calcule le flux de puissance avec le moins d'émissions à chaque étape de sorte que la somme des émissions minimales soit égale au minimum de la somme des émissions, en supposant que les facteurs d'émission sont constants pendant le fonctionnement du réseau. Les émissions du cycle de vie représentées dans les équations (4), (11), (16) sont modélisées au niveau horaire, ce qui est une nouveauté dans cette étude par rapport à d'autres études où les émissions sont calculées sur une base annuelle. Cela permet des calculs plus rapides, prend en considération les émissions dues au remplacement des composants tout en évitant de définir une durée de vie pour chaque composant et nous permet de prendre des décisions en temps réel en tenant compte des émissions futures à l'heure actuelle.

#### 3.3. Fonction économique

La fonction économique calcule les coûts CAPEX et OPEX du micro-réseau pris sur une base horaire. Cette approche permet d'éviter de préciser la durée de vie du projet et prend en compte les coûts de remplacement sans qu'il soit nécessaire de préciser à quel moment ils surviennent. Les coûts calculés sont exprimés en valeur actualisée nette horaire, ce qui évite d'avoir à recourir au facteur d'inflation pour calculer les valeurs futures des coûts. La décision de dimensionnement optimal est basée sur les coûts horaires nets actuels. Les entrées de la fonction de coût sont le vecteur puissance issu de la fonction MILP et le vecteur dimensionnement généré par l'algorithme génétique. La sortie générée est la somme de tous les coûts CAPEX et OPEX :

$$\begin{aligned} \text{Total hourly cost} = \text{CAPEX}(\text{Batteries} + \text{DG} + \text{PV}) + \\ \text{OPEX}(\text{Batteries} + \text{DG Variable} + \text{DG fix} + \text{PV}) \end{aligned} \quad (22)$$

#### 3.4. Problème d'optimisation de dimensionnement

L'algorithme Génétique génère le vecteur de dimensionnement du système énergétique PV/Batteries/Générateur diesel en tenant compte du fait que la charge électrique doit toujours être satisfaite. Le vecteur de dimensionnement définit la puissance de crête nominale du PV  $P_{n,PV}$ , la capacité de la batterie  $C_{batref}$  et la puissance nominale du générateur diesel  $P_{n,DE}$ . L'AG minimise 2 objectifs :

- La somme des émissions de CO2 tout au long du cycle de vie du système énergétique PV/Batteries/Générateur diesel calculée sur une base horaire Équation (19)
- La somme des CAPEX et OPEX calculée sur une base horaire Équation (22)

La fonction utilisée pour implémenter l'AG et ses paramètres de simulation sont développés dans la section suivante.



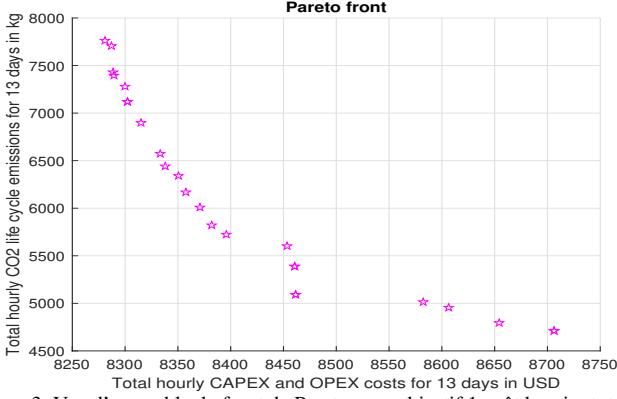


FIG. 3. Vue d'ensemble du front de Pareto avec objectif 1 coût horaire total (USD) et objectif 2 émissions de CO2 horaires totales (kg de CO2)

#### 4. RÉSULTATS DE LA SIMULATION

Les paramètres d'émissions et de coûts définis dans [8] sont utilisés dans la simulation. Une fonction d'optimisation AG multiobjective est utilisée dans Matlab et est implémentée sur Live Editor à l'aide de la fonction *gamultiobj*. La taille de la population est de 50, la fraction de l'ensemble de Pareto choisie est de 0,5 et dans les paramètres de l'algorithme, les fonctions (coût et émissions de CO2) sont évaluées en parallèle. L'algorithme AG essaie différents paramètres de dimensionnement PV/Batterie/Générateur Diesel afin d'obtenir un Front de Pareto (Figure 3) où l'objectif 1 est la somme totale des coûts CAPEX et OPEX calculés sur une base horaire pendant 13 jours (en USD) et l'objectif 2 est le total des émissions de CO2 du cycle de vie (kg de CO2) pour tous les composants du micro-réseau calculé également sur une base horaire. Un ensemble de 25 solutions de dimensionnement optimal différentes est représenté par un front de Pareto (Figure 3) où le moins d'émissions de CO2 possibles est donné pour un budget défini. Comme le montre la figure 3, des coûts plus élevés entraînent moins d'émissions. Cela est dû au fait que des investissements plus élevés dans les panneaux photovoltaïques et les batteries (ce qui signifie des coûts CAPEX et OPEX plus élevés) entraînent une diminution des émissions de CO2 du cycle de vie du micro-réseau. Les valeurs de bornes inférieures du vecteur de dimensionnement sont choisies de manière à ce que chaque source puisse fournir seule la charge. Les valeurs limites inférieures choisies en kW sont  $[C_{batref} P_{nDE} P_{nPV}] = [350 \ 350 \ 350]$ . Le vecteur de dimensionnement de limite supérieure en kW est  $[C_{batref} P_{nDE} P_{nPV}] = [5000 \ 500 \ 5000]$ . Ces valeurs de borne supérieure sont très élevées afin que l'algorithme génétique puisse rechercher dans une large plage de valeurs sans être limité. Si aucune valeur de limite supérieure n'est spécifiée, le temps de simulation devient beaucoup plus long. Pratiquement, ce modèle est intéressant lorsque la durée de vie du micro-réseau est illimitée et bien supérieure à la durée de vie de tous ses systèmes énergétiques PV/Batteries/DG. Par conséquent, en supposant que la durée de vie du micro-réseau est de 100 ans, la valeur actualisée nette des coûts CAPEX et OPEX sur 100 ans est :

$$(CAPEX + OPEX) \times \frac{365}{13} \times 100 \quad (23)$$

De plus, les émissions de CO2 du cycle de vie sur 100 ans sont les suivantes :

$$(CO2 \ Emissions) \times \frac{365}{13} \times 100 \quad (24)$$

**Cas 1-** Le vecteur de dimensionnement le plus cher avec le moins d'émissions de CO2 est le suivant :  $[C_{batref} P_{nDE} P_{nPV}] = [4825 \ 356 \ 1868]$  en kW avec un coût CAPEX et OPEX total de 8706 USD calculé sur 13 jours sur une base horaire. Les émissions totales de CO2 pour cette période sont de 4 710 kg de CO2.

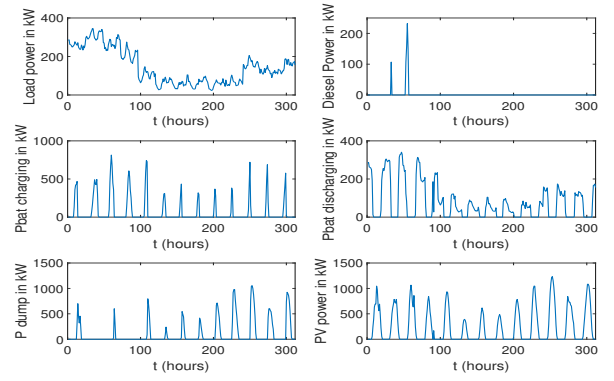


FIG. 4. Cas 1 : Profil de flux de puissance du micro-réseau avec SGE à temps réel

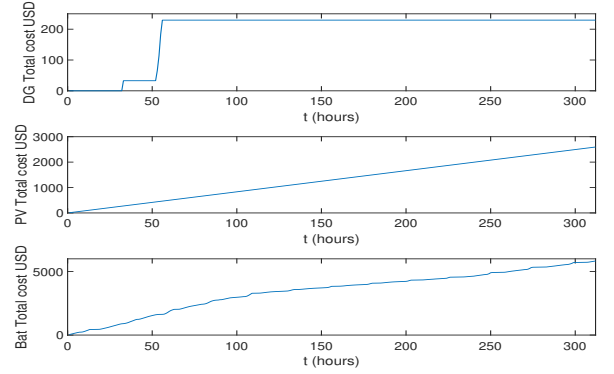


FIG. 5. Cas 1 : Coûts cumulés du micro-réseau

**Cas 2-** Le vecteur de dimensionnement le plus économique avec les émissions de CO2 les plus élevées est le suivant :  $[C_{batref} P_{nDE} P_{nPV}] = [3053 \ 350 \ 1300]$  en kW avec un coût CAPEX et OPEX total de 8281 USD calculé sur 13 jours sur une base horaire. Les émissions totales de CO2 pour cette période sont de 7 761 kg de CO2.

En utilisant les valeurs du vecteur de dimensionnement du cas 1 dans la fonction MILP, nous pouvons obtenir le profil de flux de puissance en kW, les coûts CAPEX et OPEX en USD, le SOC des batteries et les émissions de CO2 en kg de CO2 de chaque composant en fonction du temps. Comme le montre la figure 4, le profil de puissance de charge est représenté pendant 13 jours de l'année choisis tous les 30 jours. Ces jours sont représentés consécutivement dans cette étude où les mesures de puissance sont effectuées toutes les heures. À chaque instant, l'équilibre de puissance de l'équation (20) est atteint. Pour un instant choisi, la priorité est donnée à la source PV sachant qu'elle émet le moins de CO2. La deuxième source utilisée est la batterie en mode décharge jusqu'à ce qu'elle atteigne le SOC minimal accepté égal à 0,2 dans notre cas. Une fois que le SOC atteint la valeur minimale et que la puissance PV n'est pas suffisante pour répondre à la charge, le générateur diesel est activé avec au moins 30 pour cent de sa capacité nominale afin qu'il puisse charger la batterie au cas où la charge serait inférieure à 30 pourcent de la capacité nominale du DG.

En comparant les coûts cumulés du cas 1 et du cas 2 dans les figures 5 et 7, nous pouvons voir que le dimensionnement dans le cas 1 a été fait pour éviter autant que possible d'utiliser un générateur diesel afin de réduire les émissions de CO2. Cela entraîne des coûts CAPEX et OPEX plus élevés pour les batteries et les panneaux photovoltaïques afin de remplacer la DG dans l'alimentation électrique.

Les coûts cumulés PV dans le cas 1 atteignent 2 800 USD

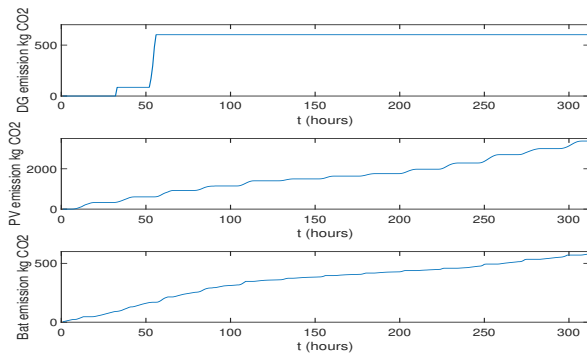


FIG. 6. Cas 1 : Émissions cumulées du micro-réseau

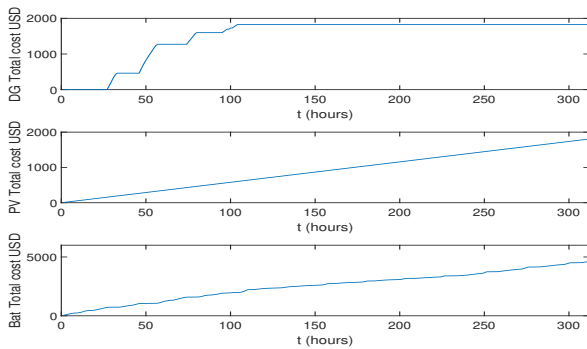


FIG. 7. Cas 2 : Coûts cumulés du micro-réseau

pour la période considérée, tandis que dans le cas 2, ils ne sont que 1800 USD. Cela conduit à réduire les émissions de DG de 5000 kg de CO<sub>2</sub> (Figure 8) à 550 kg de CO<sub>2</sub> (Figure 6) pendant ces 13 jours, tandis que les émissions du cycle de vie du PV augmentent de 2100 kg de CO<sub>2</sub> (Figure 8) dans le cas 2 à 3000 kg (Figure 6) dans le cas 1. Ainsi, l'augmentation de 900 kg d'émissions pour le PV est bien inférieure à la diminution des émissions de DG (4450 kg de CO<sub>2</sub>) dues à des investissements plus élevés dans le PV. On peut voir en comparant le cas 1 et le cas 2 que l'impact d'investir davantage dans le PV et les batteries est de réduire les émissions par rapport aux émissions générées par les DG pour le même profil de charge. L'augmentation du coût du DG entre le cas 1 et le cas 2 est inférieure à la diminution du coût du PV et des batteries tout en satisfaisant la même charge. Cela rend le dimensionnement dans le cas 2 moins cher mais avec des émissions de CO<sub>2</sub> plus élevées que le cas 1.

## 5. CONCLUSIONS

Dans cet article, un algorithme MILP en temps réel qui minimise les émissions de CO<sub>2</sub> du cycle de vie horaire a été conçu. Une autre fonction économique qui calcule les coûts CAPEX et OPEX horaires a également été implémentée. Le dimensionnement est effectué via un algorithme génétique où la décision est prise sur la base d'un fonctionnement horaire afin de minimiser à la fois les émissions de CO<sub>2</sub> et les coûts CAPEX et OPEX. L'avantage de modéliser les émissions et les coûts sur une base horaire est d'éviter de spécifier la durée de vie et le temps de remplacement des composants du micro-réseau. Ce modèle montre la valeur actuelle nette de tous les coûts où il n'est pas nécessaire de spécifier le facteur d'inflation. Cette approche pourrait être intéressante dans les micro-réseaux dont la durée de vie n'est pas limitée à la fin de la durée de vie des PV/Batteries/DG. Le front de Pareto obtenu nous permet de choisir les paramètres de dimensionnement optimaux des systèmes énergétiques du micro-réseau avec le moins d'émissions

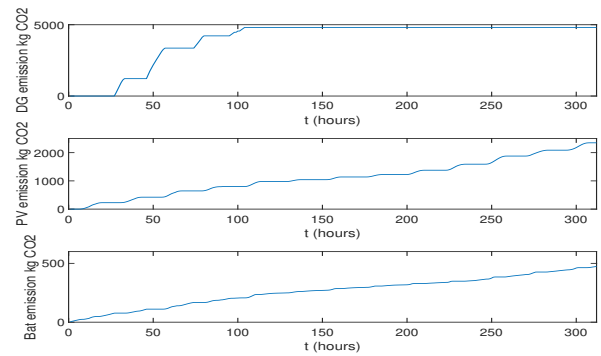


FIG. 8. Cas 2 : Émissions cumulées du micro-réseau

horaires pour un budget défini.

## 6. REMERCIEMENTS

Ces travaux de recherche sont financés par Angers Loire Métropole, l'Université Saint-Joseph et Programme Hubert Curien CEDRE.

## 7. RÉFÉRENCES

- [1] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids : A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renewable and sustainable Energy reviews*, vol. 90, pp. 402–411, 2018.
- [2] H. Akter, H. O. R. Howlader, A. Y. Saber, P. Mandal, H. Takahashi, and T. Senju, "Optimal sizing of hybrid microgrid in a remote island considering advanced direct load control for demand response and low carbon emission," *Energies*, vol. 14, no. 22, p. 7599, 2021.
- [3] M. A. Ashraf, Z. Liu, A. Alizadeh, S. Nojavan, K. Jermisittiparsert, and D. Zhang, "Designing an optimized configuration for a hybrid pv/diesel/battery energy system based on metaheuristics : A case study on gobi desert," *Journal of Cleaner Production*, vol. 270, p. 122467, 2020.
- [4] F. Fodhil, A. Hamidat, and O. Nadjemi, "Potential, optimization and sensitivity analysis of photovoltaic-diesel-battery hybrid energy system for rural electrification in algeria," *Energy*, vol. 169, pp. 613–624, 2019.
- [5] B. K. Das, M. Hasan, and F. Rashid, "Optimal sizing of a grid-independent pv/diesel/pump-hydro hybrid system : A case study in bangladesh," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, p. 100997, 2021.
- [6] N. Yimen, T. Tchotang, A. Kanmogne, I. Abdelkhalikh Idriss, B. Musa, A. Aliyu, E. C. Okonkwo, S. I. Abba, D. Tata, L. Meva'a et al., "Optimal sizing and techno-economic analysis of hybrid renewable energy systems—a case study of a photovoltaic/wind/battery/diesel system in fani-sau, northern nigeria," *Processes*, vol. 8, no. 11, p. 1381, 2020.
- [7] Y. Wang, X. Wang, H. Yu, Y. Huang, H. Dong, C. Qi, and N. Baptiste, "Optimal design of integrated energy system considering economics, autonomy and carbon emissions," *Journal of Cleaner Production*, vol. 225, pp. 563–578, 2019.
- [8] F. Boutros, M. Doumiati, J.-C. Olivier, I. Mougharbel, and H. Kanaan, "New modelling approach for the optimal sizing of an islanded microgrid considering economic and environmental challenges," *Energy Conversion and Management*, vol. 277, p. 116636, 2023.
- [9] F. Boutros, M. Doumiati, J.-C. Olivier, I. Mougharbel, and H. Y. Kanaan, "Optimal sizing and real-time ems for low carbon emissions of a hybrid islanded microgrid," in *IECON 2022–48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [10] [Online]. Available : <https://traces.cs.umass.edu/index.php/Smart/Smart>
- [11] [Online]. Available : <https://pv-map.apvi.org.au/live#2022-01-01>
- [12] [Online]. Available : [https://www.cat.com/en\\_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/the-impact-of-generator-set-underloading.html](https://www.cat.com/en_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/the-impact-of-generator-set-underloading.html)
- [13] A. Roy, F. Auger, J.-C. Olivier, B. Auvity, E. Schaeffer, and S. Bourguet, "Energy management of microgrids : from a mixed-integer linear programming problem to a rule-based real-time algorithm," in *IECON 2021–47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2021, pp. 1–6.
- [14] A. Roy, J.-C. Olivier, F. Auger, B. Auvity, E. Schaeffer, S. Bourguet, J. Schiebel, and J. Perret, "A combined optimization of the sizing and the energy management of an industrial multi-energy microgrid : Application to a harbour area," *Energy Conversion and Management : X*, vol. 12, p. 100107, 2021.
- [15] K. Benton, "A life cycle assessment of a diesel generator set," Ph.D. dissertation, Montana Tech of The University of Montana, 2016.