

Evaluation de la Taille Optimale d'un Micro-réseau Isolé en Fonction de Différentes Stratégies de Gestion de l'Énergie (EMS)

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 – Le dimensionnement optimal des micro-réseaux (MG) isolés, avec un accent sur la minimisation des émissions sur le cycle de vie (LCE) et l'optimisation des coûts d'investissement et d'exploitation, a constitué une contribution clé dans l'étude précédente [1]. Cependant, la conception du système de gestion de l'énergie (EMS) dans ce travail était basée sur une approche non temps réel (NRT). Dans cette étude, nous approfondirons cette analyse en comparant le dimensionnement des MG à l'aide d'un algorithme de programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP) pour des stratégies EMS en temps réel (RT) et non temps réel. Lorsque MILP calcule les LCE minimaux et la distribution du flux d'énergie en RT, les décisions sont prises sans connaissance préalable de la demande future, de l'état de charge de la batterie ou de la disponibilité de l'énergie solaire.

Un algorithme génétique (GA) est utilisé pour minimiser simultanément deux objectifs : les LCE et les coûts du MG. Dans un EMS NRT, le profil solaire futur et la demande en charge sont connus, ce qui permet une estimation plus précise des coûts d'utilisation des batteries, rendant ainsi le dimensionnement plus précis tout en équilibrant le temps de calcul.

L'objectif principal de cet article est d'analyser l'impact des stratégies EMS en temps réel (RT) et en temps non réel (NRT) sur la précision du dimensionnement optimal des composants du micro-réseau (MG). Cette étude évalue les compromis entre la rapidité de calcul, les coûts, les émissions et le dimensionnement des éléments clés : panneaux photovoltaïques (PV), batteries et générateur diesel. Il s'agit d'évaluer à quel point les résultats de dimensionnement se dégradent quand on adopte une stratégie EMS à temps réel.

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

1. INTRODUCTION

Cet article évalue le compromis entre la précision et la robustesse du dimensionnement des MGs isolés obtenu avec deux stratégies EMS (RT et NRT). Le but est de voir à quel point un dimensionnement basé sur une stratégie à temps réel est fiable en termes de coûts et d'émissions par rapport à une stratégie à temps différé (optimale). Une contribution notable est que l'EMS en RT, bien qu'étant plus rapide dans la génération des solutions de flux d'énergie, entraîne des différences dans le dimensionnement des composants du MG par rapport à l'EMS NRT, qui est plus informé. En analysant ce compromis, cette étude fournit des perspectives sur la justification éventuelle de la rapidité de calcul de l'EMS en RT ou sur l'intérêt de l'augmentation de la précision offerte par l'EMS NRT, avec sa connaissance des profils futurs, malgré l'effort computationnel supplémentaire requis.

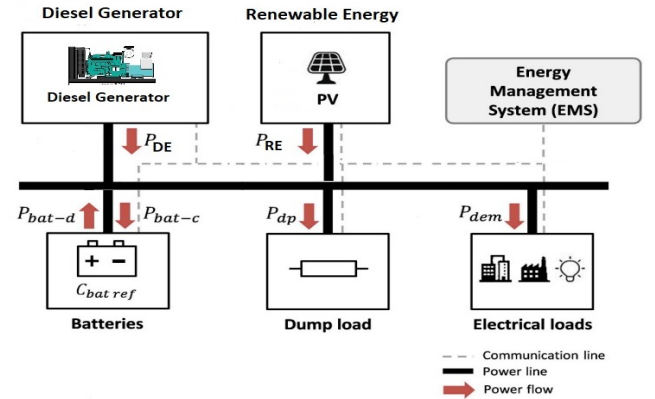


FIG. 1. Présentation du micro-réseau

2. MODÉLISATION DES MICRO-RÉSEAUX

2.1. Présentation du micro-réseau

Le micro-réseau résidentiel isolé étudié dans cet article est composé de 114 résidences, de panneaux photovoltaïques, de batteries et d'un générateur diesel. Les données de consommation électrique de 114 maisons sont collectées tout au long d'une année à partir de [2]. Dans les deux approches, la charge doit toujours être satisfaite sans aucune interruption afin que la probabilité de perte d'alimentation (LPSP) soit égale à 0. Figure 1 montre la modélisation du flux de puissance de ce micro-réseau.

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 [3]. 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 batteries 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 [4]. 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], Δt le pas de temps [h], η_{bat-c} le rendement des batteries en charge et η_{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 $b(t_k)$ [5]. Les équations suivantes représentent les contraintes linéaires des batteries.

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

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

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

2.2.2. Coût d'investissement des batteries

Le coût d'investissement des batteries (en USD) pour une période de temps Δt (en heures) est donné dans l'équation (8) où $C_{inv,bat}$ est le coût des batteries en USD par Wh de capacité de batterie ($C_{inv,bat}$ inclut les coûts d'investissement des convertisseurs).

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

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 Δt (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 DG, 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 [6], 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 :

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

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.

$$\begin{aligned} PV_{Emissions}(t_k) \\ (kg \text{ of } CO_2) &= \Delta t \cdot PV_{em}(kg \text{ CO}_2/kWh \text{ produced}) \cdot P_{RE}(t_k) \end{aligned} \quad (16)$$

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.

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

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

3. COMPARAISON DES MODÈLES DE DIMENSIONNEMENT DE L'OPTIMISATION MULTI-OBJECTIFS BASÉE SUR DIFFÉRENTES STRATÉGIES EMS

3.0.1. Aperçu de l'optimisation multi-objectifs à double boucle

Les stratégies EMS en RT et NRT utilisent toutes deux une fonction multi-objectifs à double boucle pour optimiser le dimensionnement du micro-réseau, comme illustré à la Figure 2.

3.1. Modèle d'optimisation multi-objectifs

Un algorithme génétique (GA) (boucle externe) génère un vecteur de dimensionnement des panneaux photovoltaïques, des packs de batteries et du générateur diesel. Ce vecteur de dimensionnement est ensuite utilisé dans la boucle interne composée de deux fonctions :

- Une fonction MILP qui minimise les émissions sur le cycle de vie des composants du micro-réseau.
- Une fonction économique qui calcule les coûts CAPEX et OPEX du micro-réseau.

Le GA utilisé dans la boucle externe trouve un ensemble de solutions de dimensionnement via un front de Pareto qui offre les LCE minimaux possibles pour un budget défini.

Bien que la structure d'optimisation à double boucle soit la même dans les deux études, il existe des différences dans le modèle des fonctions. Les principales différences de la fonction MILP sont les suivantes :

- Lorsque la fonction MILP fournit un système de gestion de l'énergie (EMS) NRT, l'EMS dépend des valeurs futures de puissance du micro-réseau, du profil de puissance solaire, de la demande en charge et du coût d'utilisation des batteries. En revanche, l'EMS en RT génère le flux d'énergie sans nécessiter de données futures.
- Le dimensionnement avec l'EMS NRT est plus précis qu'avec l'EMS en RT, mais le temps de calcul de l'EMS en RT est plus rapide.

3.2. Comparaison de la fonction objective MILP

Dans l'EMS en RT, le vecteur de décision des variables est calculé à chaque instant d'échantillonnage t_k afin de minimiser les émissions sur le cycle de vie (LCE) du micro-réseau. Les LCE du générateur diesel et des batteries sont minimisées en RT, garantissant ainsi que les émissions totales sur les journées représentatives (NRD) sont optimisées en réduisant les émissions à chaque pas de temps. La stratégie de minimisation utilisée est représentée par l'Équation (19).

$$\begin{aligned} & \min \sum_{k=1}^K emissionsof(Diesel + Battery)(t_k) \\ & = \sum_{k=1}^K \min emissionsof(Diesel + Battery)(t_k) \end{aligned} \quad (19)$$

Dans l'EMS NRT, les profils futurs de charge, l'état de charge (SOC) et les profils solaires sont pris en compte. Les émissions sont calculées par rapport aux émissions totales sur les journées représentatives, en minimisant la somme des émissions sur l'ensemble de ces journées. La stratégie d'optimisation MILP utilisée est représentée par l'Équation (20).

$$f = \min \sum_{k=1}^K emissions(t_k) of(Diesel + Batteries) \quad (20)$$

L'équilibre de puissance doit être respecté à chaque instant d'échantillonnage t_k afin que la source disponible soit égale à la demande en charge. Cet équilibre est représenté par l'Équation (21).

$$\begin{aligned} & P_{RE}(t_k) + P_{DE}(t_k) + P_{bat-d}(t_k) \\ & = P_{bat-c}(t_k) + P_{dp}(t_k) + P_{dem}(t_k) \end{aligned} \quad (21)$$

Où P_{RE} est la puissance des PV, P_{DE} est la puissance fournie par le générateur diesel, P_{bat-c} et P_{bat-d} sont respectivement la puissance de charge et de décharge des batteries, P_{dp} est la résistance de décharge et P_{dem} est la charge.

3.3. Comparaison du solveur MILP

Les deux méthodes utilisent la fonction `intlinprog` dans Matlab pour calculer les variables de décision, sachant que le modèle du système est linéaire. Dans l'EMS en temps réel, `intlinprog` calcule 6 variables à chaque pas de temps, tandis que dans l'EMS hors temps réel, toutes les variables présentes et futures sont calculées en une seule étape (le nombre total de valeurs est $K = 24$ (heures) $\times$ NRD (jours) $\times$ 7 (variables)). L'approche temps réel de modélisation est utilisée pour répartir les émissions et les coûts sur une base horaire, ce qui accélère le temps de calcul de l'algorithme.

3.4. Comparaison de la fonction économique

L'EMS en temps réel et temps différé utilisent la même fonction économique pour calculer le CAPEX et l'OPEX horaires totaux de la micro-réseau, représentés dans l'Équation (22).

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

4. RÉSULTATS DE LA SIMULATION

La Figure 3 montre l'ensemble des solutions de dimensionnement optimales représentées dans un front de Pareto pour les EMS en RT et NRT, respectivement en rouge et en bleu. En comparant les deux fronts de Pareto, nous obtenons les résultats suivants :

- Le coût du kWh est moins cher dans l'EMS NRT que dans l'EMS en RT. En effet, le coût de l'électricité dans l'EMS en RT varie de 0,1793 USD/kWh à 0,1842 USD/kWh, tandis que pour l'EMS NRT, le coût varie de 0,1788 USD/kWh à 0,1829 USD/kWh.
- Pour un même coût du kWh, les émissions sont plus faibles dans l'EMS NRT. Par exemple, si l'on considère un coût de 0,18 USD/kWh, l'émission correspondante est de 0,179 kg de CO₂/kWh dans l'EMS en RT, tandis qu'elle est de 0,155 kg de CO₂/kWh dans l'EMS NRT.

Raison du coût plus bas dans le dimensionnement basé sur l'EMS NRT : Dans l'EMS NRT, l'algorithme dispose d'une connaissance avancée du profil de charge et du profil de production solaire pour les jours à venir. Cela permet au système d'optimiser le stockage d'énergie et l'utilisation de l'énergie solaire de manière à minimiser le besoin de faire fonctionner le générateur diesel. Cette prévoyance réduit la dépendance au carburant diesel, qui entraîne des coûts d'exploitation élevés (en raison du carburant et de la maintenance). En stockant l'énergie solaire lorsqu'elle est disponible et en l'utilisant pendant les périodes de

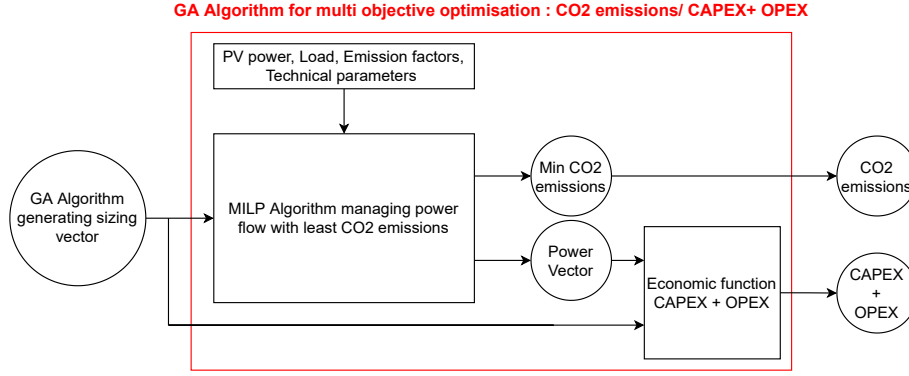


FIG. 2. Optimisation multi-objective en double boucle

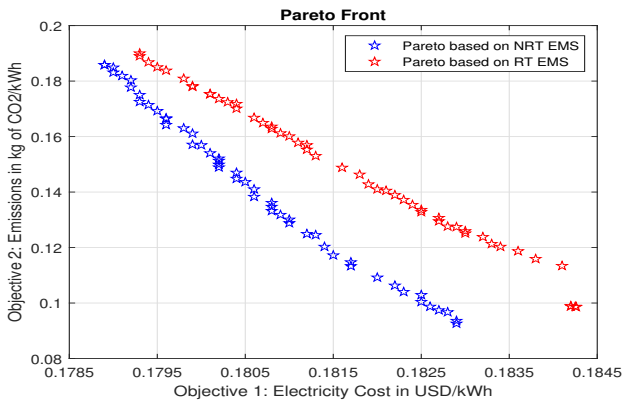


FIG. 3. Aperçu du front de Pareto basé sur les EMS en temps réel et non temps réel

forte demande ou de faible production solaire, le micro-réseau peut réduire considérablement la consommation de carburant du générateur diesel. En conséquence, les coûts d'exploitation diminuent, ce qui conduit à un coût par kWh d'électricité plus bas dans l'EMS NRT.

Dans l'EMS RT, les décisions concernant le stockage d'énergie et l'utilisation du générateur diesel sont prises en temps réel, sans connaissance du profil de charge ou de la production solaire à venir. Comme le système ne connaît pas la production solaire future, il a tendance à s'appuyer davantage sur le générateur diesel pour assurer la sécurité énergétique, ce qui augmente les coûts d'exploitation, conduisant à un coût par kWh plus élevé dans l'EMS RT.

Raison des émissions plus faibles dans l'EMS NRT par rapport à l'EMS RT pour le même coût : La connaissance avancée des profils solaires et de charge permet à l'EMS NRT de dimensionner le système de manière à maximiser l'utilisation de l'énergie renouvelable (énergie solaire) et des batteries tout en minimisant la dépendance au générateur diesel. Puisque l'énergie solaire ne produit aucune émission, le système peut planifier de stocker l'énergie solaire dans les batteries lorsqu'elle est abondante et de l'utiliser pour alimenter la charge pendant les périodes de faible production solaire. Cette utilisation optimisée des énergies renouvelables se traduit par une réduction de l'utilisation du générateur diesel et donc une diminution des émissions de CO2.

Dans l'EMS RT, comme le système ne peut pas prédire l'avenir, il s'appuie davantage sur le générateur diesel pour assurer la sécurité énergétique. Le générateur diesel produit des émissions de CO2 plus élevées par rapport à l'énergie solaire. Ainsi, dans l'EMS RT, bien que le coût par kWh puisse être similaire à celui

de l'EMS NRT, la consommation de carburant diesel plus élevée conduit à des émissions plus importantes pour le même coût par kWh.

4.1. Comparaison des résultats de dimensionnement des batteries

La figure 4 montre l'ensemble des solutions optimales de dimensionnement des batteries pour l'EMS en temps réel (RT) et hors temps réel (NRT), respectivement en rouge et en bleu. La comparaison des dimensions obtenues dans les deux stratégies EMS conduit aux résultats suivants :

- La taille des batteries est plus grande dans l'EMS NRT que dans l'EMS RT pour le même coût par kWh. Par exemple, si l'on considère un coût de 0,18 USD/kWh, la taille correspondante des batteries est de 2800 kWh dans la stratégie EMS en temps réel, tandis que pour l'EMS hors temps réel, la taille des batteries est de 3050 kWh.

Pour comprendre ces résultats, il convient de prendre en compte les éléments suivants :

- Anticipation des besoins en stockage d'énergie dans l'EMS NRT : Avec la prévision des profils solaires et de charge futurs, l'EMS NRT peut dimensionner le système de batteries pour stocker plus d'énergie solaire pendant les périodes de production solaire excédentaire. Cela permet au micro-réseau de s'appuyer sur l'énergie solaire stockée plutôt que sur le générateur diesel lorsque la demande augmente ou lorsque la production solaire diminue. Une taille de batterie plus grande permet au système de transférer plus d'énergie des périodes de forte production solaire vers les périodes de forte demande, réduisant ainsi le besoin de consommation de diesel. Les économies opérationnelles dues à la réduction de l'utilisation du diesel (OPEX) compensent le coût en capital (CAPEX) accru d'une batterie plus grande, permettant au coût global par kWh de rester faible.
- Contraintes de décision en temps réel dans l'EMS RT : Dans l'EMS RT, le système prend des décisions basées sur les conditions en temps réel, sans la possibilité d'anticiper la charge ou la disponibilité solaire futures. Cela conduit à une taille de batterie plus petite, car le système est moins capable de profiter des périodes de forte production solaire pour le stockage. Le manque de capacité prédictive signifie que le système doit conserver plus d'énergie diesel comme solution de secours et ne peut pas dimensionner de manière optimale les batteries pour le stockage d'énergie, ce qui conduit à un dimensionnement des batteries plus petit par rapport à l'EMS NRT.

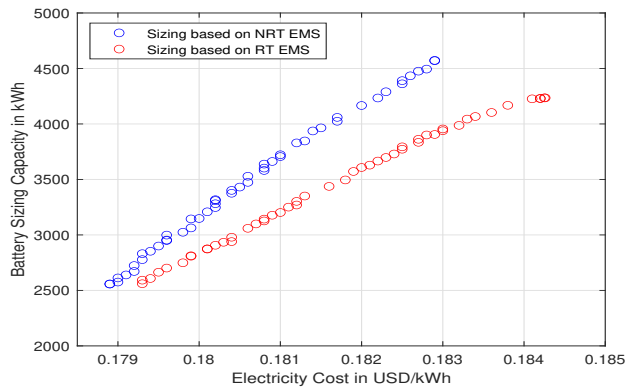


FIG. 4. Dimensionnement des batteries en fonction du coût du kWh selon les stratégies EMS en temps réel et en temps non réel

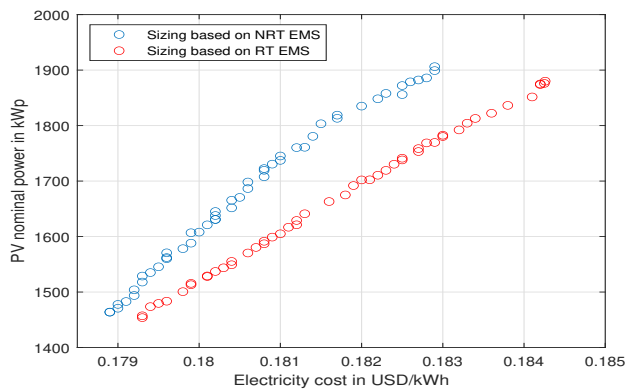


FIG. 5. Dimensionnement des panneaux PV correspondant au coût d'un kWh basé sur l'EMS en temps réel et hors temps réel

4.2. Comparaison des résultats de dimensionnement des panneaux PV

La figure 5 montre l'ensemble des solutions optimales de dimensionnement des panneaux PV pour l'EMS en temps réel (RT) et temps non réel (NRT), respectivement en rouge et en bleu. La comparaison des dimensions obtenues dans les deux stratégies EMS conduit aux résultats suivants :

- La taille des panneaux PV est plus grande dans l'EMS NRT que dans l'EMS RT pour le même coût par kWh. Par exemple, si l'on considère un coût de 0,18 USD/kWh, la taille correspondante des panneaux PV est de 1520 kWp dans la stratégie EMS en temps réel, tandis que pour l'EMS hors temps réel, la taille des panneaux PV est de 1600 kWp.

Pour comprendre ces résultats, il convient de prendre en compte les éléments suivants :

- Maximisation de l'utilisation de l'énergie renouvelable dans l'EMS NRT : Puisque l'EMS NRT connaît à l'avance le profil de production solaire, il peut dimensionner le système PV plus grand pour capter plus d'énergie renouvelable pendant les périodes de forte production solaire. Le système peut s'assurer que cette énergie est soit utilisée directement pour alimenter la charge, soit stockée dans les batteries pour une utilisation future. Une taille de PV plus grande signifie que le système peut réduire encore davantage la consommation de diesel, en s'appuyant principalement sur l'énergie solaire pour répondre à la demande. Les économies opérationnelles réalisées grâce à une utilisation réduite du diesel compensent l'investissement en capital pour des panneaux PV plus grands, maintenant ainsi le coût par kWh bas tout en permettant au système de réduire les émissions.

- Utilisation limitée de l'énergie solaire dans l'EMS RT : Dans l'EMS RT, le système ne peut pas pleinement utiliser l'énergie solaire car il ne sait pas combien d'énergie sera disponible dans le futur. En conséquence, il dimensionne le système PV plus petit pour éviter de gaspiller de l'énergie pendant les périodes où la demande est inférieure à la production solaire. Comme le système ne peut pas compter autant sur les batteries, il doit davantage dépendre du générateur diesel, ce qui limite la taille du système PV et augmente les coûts opérationnels en raison de l'utilisation accrue du diesel.

4.3. Dimensionnement du générateur diesel

Dans les stratégies EMS Non-Temps Réel (NRT EMS) et Temps Réel (RT EMS), la taille du générateur diesel reste fixe à 350 kW. Ce dimensionnement est cohérent car le générateur diesel sert de source d'énergie de secours, garantissant qu'il puisse répondre de manière fiable à toute la charge seul pendant les périodes où la production solaire et le stockage de batteries sont insuffisants ou indisponibles. Cette approche est cruciale pour la sécurité énergétique dans un micro-réseau non connecté au réseau principal. Quel que soit la stratégie EMS utilisée, le générateur diesel doit être capable de fournir la demande totale afin de maintenir une alimentation ininterrompue pendant les situations d'urgence ou les périodes prolongées de faible disponibilité d'énergie renouvelable. Par conséquent, sa taille est déterminée par les exigences de charge de pointe et n'est pas influencée par l'optimisation de l'énergie renouvelable ou des composants de stockage, ce qui la rend constante dans les méthodes NRT et RT EMS.

4.4. Comparaison du temps de calcul

Le processeur utilisé pour les calculs EMS est un Intel(R) Core(TM) i5-10210U CPU, fonctionnant à 1,60 GHz avec une fréquence d'horloge de 2112 MHz. Ce processeur possède 4 cœurs et 8 processeurs logiques.

Le temps de calcul pour l'EMS en temps réel est d'environ 2 secondes, tandis que l'EMS hors temps réel nécessite environ 7 secondes. Les calculs EMS sont effectués avec un pas de temps de 1 heure. Si le pas de temps est réduit de manière significative en dessous d'une heure, le temps de calcul pour l'EMS devient plus complexe, soulignant ainsi la nécessité et les avantages d'adopter un EMS en temps réel.

5. COMPARAISON DE LA PRÉCISION DE L'EMS EN CONSIDÉRANT LA MÊME TAILLE DE MICRO-RÉSEAU

Dans cette section, nous analysons la précision et la robustesse d'un EMS en temps réel par rapport à un EMS hors temps réel pour la configuration du micro-réseau considérée dans le chapitre 2, avec les paramètres de taille [Cbatref PnDE PnPV] = [3430 kWh 352 kW 1670 kWp]. Les figures 6, 7 et 8 montrent respectivement une comparaison sur quatre jours de l'état de charge des batteries (SOC), de la production du générateur diesel et de la charge de décharge sous EMS en temps réel et hors temps réel. Pour quantifier les différences entre les approches EMS, le tableau 1 présente des données sur cette période de quatre jours concernant l'énergie produite par le générateur diesel, l'énergie dissipée dans la charge de décharge, l'énergie utilisée pour la charge des batteries et l'énergie déchargée par les batteries. Il est à noter que l'énergie PV reste identique pour les deux stratégies EMS. Les résultats du tableau 1 montrent que toutes les métriques énergétiques - production et consommation - sont légèrement plus élevées avec l'EMS en temps réel, comme prévu, puisque l'EMS hors temps réel dispose d'une connaissance préalable de la charge et de l'entrée solaire futures. Cependant, ces différences sont minimes : la production d'énergie

TABLEAU 1. Comparaison de l'énergie EMS pour les composants du micro-réseau pendant 4 jours

EMS Parameter during 4 days	Unit	NRT EMS	RT EMS	Percentage Variation
Diesel Energy	kWh	1738	1799	3.4
Dump Energy	kWh	5370	5424	1
Batteries Discharging Energy	kWh	8038	8049	0.1
Batteries Charging Energy	kWh	8055	8066	0.1

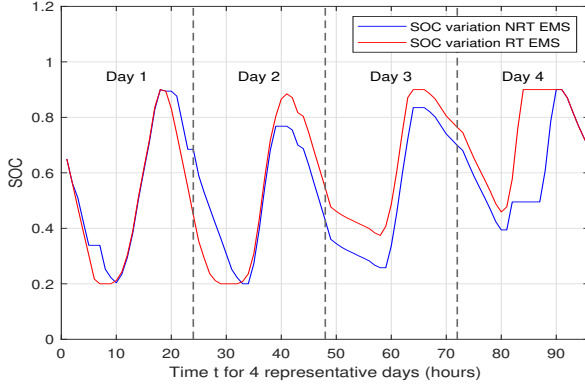


FIG. 6. Comparaison de la variation du SOC entre l'EMS en temps réel et hors temps réel

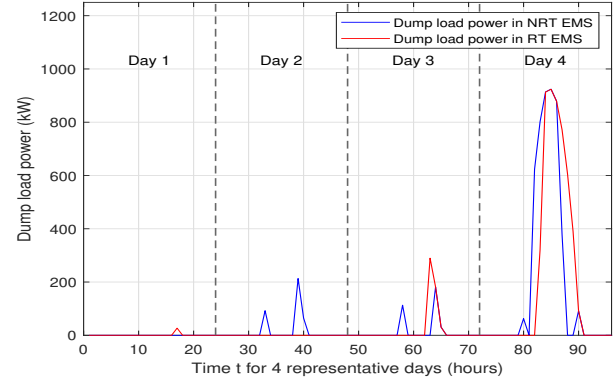


FIG. 8. Comparaison de la variation de la puissance non exploitée entre l'EMS en temps réel et hors temps réel

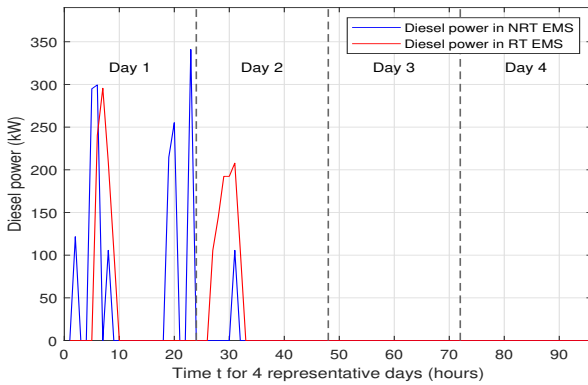


FIG. 7. Comparaison de la variation de la puissance du générateur diesel entre l'EMS en temps réel et hors temps réel

diesel est 3,4 % plus élevée, l'énergie de la charge et de décharge augmente de 1 %, et l'utilisation des batteries est 0,1 % plus élevée dans l'EMS en temps réel. Dans l'ensemble, ces résultats indiquent qu'une stratégie EMS en temps réel est fiable pour la taille de micro-réseau donnée, avec seulement un léger compromis entre le temps de calcul et l'efficacité. Par conséquent, l'adoption d'un EMS en temps réel est faisable sans sacrifices importants en termes d'efficacité du flux d'énergie.

6. CONCLUSIONS

Les résultats montrent que l'EMS NRT, grâce à sa connaissance des profils futurs de l'énergie solaire et de la charge, permet des solutions plus économiques et écologiques que l'EMS en RT. La stratégie NRT optimise l'utilisation des énergies renouvelables en augmentant la taille des panneaux photovoltaïques et du stockage par batteries, réduisant ainsi l'utilisation du générateur diesel, les émissions de CO₂ et les coûts opérationnels, malgré un investissement initial plus élevé. En revanche, l'EMS en RT nécessite une approche plus conservatrice, avec des systèmes PV et batterie plus petits et une dépendance accrue au diesel, entraînant des coûts et des émissions plus élevés.

Pour résumer, la dégradation des résultats du dimensionnement en temps réel par rapport au temps différé n'est pas considé-

table. En effet, pour un coût donné, la précision du résultat des émissions est de 17,64 %. Afin d'obtenir les mêmes émissions, la précision du coût est dégradée de 1 %. Concernant la rapidité des deux algorithmes, l'EMS à temps réel est 3,5 fois plus rapide que le EMS à temps différé. Finalement, les flux de puissances ne sont pas très impactés par les stratégies EMS (+ 3,4 % d'utilisation du DG, + 1 % non exploité, + 0,1 % batteries). Une piste qui mérite d'être explorée consiste à réaliser le dimensionnement du micro-réseau à l'aide d'algorithmes prédictifs basés sur l'IA. Une fois le dimensionnement effectué, une gestion en temps réel (RT EMS) pourra être adoptée pour l'exploitation quotidienne.

7. REMERCIEMENTS

Ces travaux de recherche sont financés par Angers Loire Métropole, IREENA lab, ESEO, PHC Cèdre et l'Université Saint-Joseph de Beyrouth.

8. RÉFÉRENCES

- [1] 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.
- [2] [Online]. Available : <https://traces.cs.umass.edu/index.php/Smart/Smart>
- [3] [Online]. Available : https://www.cat.com/en_US/by-industry/electric-power/Articles/White-papers/the-impact-of-generator-set-underloading.html
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] K. Benton, "A life cycle assessment of a diesel generator set," Ph.D. dissertation, Montana Tech of The University of Montana, 2016.