

Dimensionnement et gestion d'énergie d'une sous-station ferroviaire hybride

Mohammed Reda SAOUTHI*, Stéphane BRISSET*, Tony LETROUVÉ**, Christophe SAUDEMONT*

* Univ. Lille, Arts et Metiers Institute of Technology, Centrale Lille, Junia. ULR 2697 L2EP. Lille, France.

** SNCF Réseau -15-17 Rue-Jean-Philippe Rameau-93418 La plaine Saint-Denis, France.

RÉSUMÉ – Les réseaux ferroviaires font face à une augmentation continue du trafic, engendrant divers problèmes d'infrastructure. Parallèlement, les prix de l'électricité connaissent une hausse significative. Cette conjoncture pousse le gestionnaire du réseau ferroviaire à rechercher des solutions pour optimiser leur consommation énergétique et ainsi réduire leurs factures énergétiques. Dans cette optique, une évolution technologique des systèmes électriques ferroviaires est envisagée, notamment par l'intégration de sources d'énergie renouvelable et d'unités de stockage.

Dans ce contexte, nous proposons une méthodologie d'optimisation à deux niveaux, combinant la gestion de l'énergie et le dimensionnement des installations. L'approche s'appuie sur un modèle détaillé de panneaux photovoltaïques, prenant en compte l'effet d'ombrage, afin d'évaluer de manière réaliste la production énergétique. L'objectif est de minimiser un coût de possession global, qui intègre à la fois les coûts d'investissement initiaux et les coûts liés au contrôle et à l'exploitation énergétique des sous-stations ferroviaires.

Mots-clés – Réseaux ferroviaires, Optimisation du dimensionnement, Optimisation de gestion d'énergie, Installation photovoltaïque, stockage d'électricité.

1. INTRODUCTION

Le transport ferroviaire doit faire face à une croissance constante du trafic, tout en opérant sous des contraintes budgétaires de plus en plus strictes. L'infrastructure ferroviaire représente une part significative des coûts d'exploitation, et les investissements nécessaires pour son renforcement sont souvent conséquents. Ainsi, les décisions ne sont plus uniquement guidées par la recherche de solutions offrant les meilleures performances énergétiques, mais par l'optimisation économique des choix techniques permettant de répondre efficacement aux besoins de traction.

La hausse du trafic ferroviaire entraîne de nombreux problèmes d'infrastructures. La facture électrique de la SNCF augmente, d'une part, en raison de l'augmentation constante du prix de l'énergie et d'autre part, depuis le 1er janvier 2017, en raison du mécanisme de capacité qui crée un surcoût pour l'ensemble des consommateurs d'électricité. Dans ce contexte, la SNCF s'est fixée pour objectif d'améliorer sa performance énergétique de 20% d'ici à 2030 par rapport à 2015.

À ce risque financier s'ajoute la nécessité de moderniser l'infrastructure de distribution de l'énergie. Elle souffre actuellement de niveaux de tension relativement bas (1500V), ce qui limite la puissance des locomotives pouvant l'emprunter, ainsi que la densité du trafic. Dans ce contexte, il est impératif de moderniser le système électrique ferroviaire afin d'améliorer son rendement énergétique [1][2].

La solution proposée consiste à intégrer une installation photovoltaïque ainsi que des unités de stockage au niveau des sous-stations. Le dimensionnement optimal de ces systèmes hybrides représente un enjeu de recherche majeur. L'objectif est de déterminer la taille optimale d'un système composé de sources d'énergie renouvelable et d'un système de stockage, connecté

ou non au réseau électrique, afin de satisfaire la demande en énergie. L'utilisation efficace des différents composants de ce système joue un rôle essentiel dans l'obtention d'un dimensionnement optimal. La stratégie de gestion d'énergie est un élément clé, puisque la durée de vie des composants est étroitement liée à leur mode de pilotage. Pour améliorer le dimensionnement, la stratégie de gestion d'énergie doit être résolue sur un horizon temporel étendu. Dans une phase préliminaire, sans hypothèse préalable sur le contrôle, cela conduit à un nombre très important de variables et donc à un temps de calcul conséquent [3].

Cet article traite de la problématique conjointe du dimensionnement et du contrôle du système. Cette problématique nécessite une optimisation simultanée du dimensionnement des composants et de leur stratégie de contrôle, en raison de leur forte interdépendance. Les travaux antérieurs ont exploré diverses approches pour relever ce défi, parmi lesquelles deux approches principales se distinguent : l'approche simultanée et l'approche à deux niveaux [4]. Plusieurs alternatives ont également été proposées pour simplifier la complexité de ce problème d'optimisation, souvent non linéaire et exigeant des temps de calcul allant de quelques heures à plusieurs semaines. Parmi ces alternatives, la linéarisation du problème d'optimisation permet d'obtenir une solution approchée via l'introduction de variables artificielles et l'ajout de variables binaires dans une formulation du problème sous forme de programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP) [5, 6, 7, 8]. Parallèlement, des méthodes de regroupement de données (clustering) ont été utilisées dans le contexte des micro-réseaux, en comprimant l'horizon temporel à quelques jours ou à certains points de fonctionnement représentatifs [9]. Ces stratégies permettent d'obtenir des solutions de dimensionnement en quelques minutes. Néanmoins, elles présentent le risque d'altérer la dynamique du contrôle, et les résultats de dimensionnement peuvent s'avérer insatisfaisants en raison des données retenues pour le regroupement.

Le présent article vise à démontrer l'intérêt économique de l'intégration des énergies renouvelables au niveau des sous-stations ferroviaires, en particulier à travers la minimisation de la facture énergétique. Cette démarche s'appuie sur l'exploitation de données réelles de consommation provenant d'une sous-station existante, tout en prenant en considération la durée de vie des panneaux photovoltaïques et du système de stockage. La méthodologie adoptée repose sur une approche à deux niveaux, combinant le dimensionnement et le contrôle du système. Elle intègre un modèle de dimensionnement photovoltaïque fortement non linéaire, tenant compte de l'inclinaison, de l'orientation et des effets d'ombrage. Le problème de contrôle est formulé sous forme de programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP), afin de garantir une résolution efficace.

La section 2 présente le dispositif étudié ainsi que la modélisation du système. La section 3 est consacrée à la formulation du problème d'optimisation et à la méthodologie de résolution. Une analyse des résultats est ensuite présentée dans la section 4. Enfin, des conclusions et des perspectives sont proposées.

2. PHYSIQUE DU DISPOSITIF

Différents systèmes d'électrification pour les réseaux ferroviaires, reposant sur divers niveaux de tension, sont adoptés à travers le monde. Dans cette étude, nous nous concentrons sur les réseaux ferroviaires électrifiés fonctionnant sous une tension de 1500 V en courant continu (DC). Ce type d'alimentation est obtenu par la transformation puis le redressement de la tension triphasée issue du réseau de transport d'électricité. Les sous-stations sont directement connectées au réseau public, généralement alimentées en 90 kV, 63 kV ou 20 kV. Elles sont réparties le long de la ligne ferroviaire à des intervalles compris entre 8 et 20 km. Il convient de souligner que ces installations sont irréversibles, ce qui signifie qu'elles ne permettent pas l'injection de l'énergie produite lors des phases de freinage, au réseau public de transport d'électricité.

Le réseau ferroviaire étudié dans cet article intègre également d'autres sources de production d'énergie, telles que des panneaux photovoltaïques et des unités de stockage, connectés au niveau de la sous-station. Un schéma d'ensemble de ce réseau est présenté dans la Fig. 1. L'énergie peut être fournie par les panneaux photovoltaïques ou prélevée sur le réseau électrique afin de couvrir les besoins en consommation du matériel roulant. Le système de stockage peut être chargé à partir du réseau ou des panneaux photovoltaïques. Une fois la capacité maximale de stockage atteinte, et sans consommation d'électricité au niveau du bus DC, toute production photovoltaïque excédentaire doit être écartée, du fait de l'irréversibilité du réseau. Les modèles et détails relatifs aux panneaux photovoltaïques et aux solutions de stockage sont présentés dans les sections suivantes.

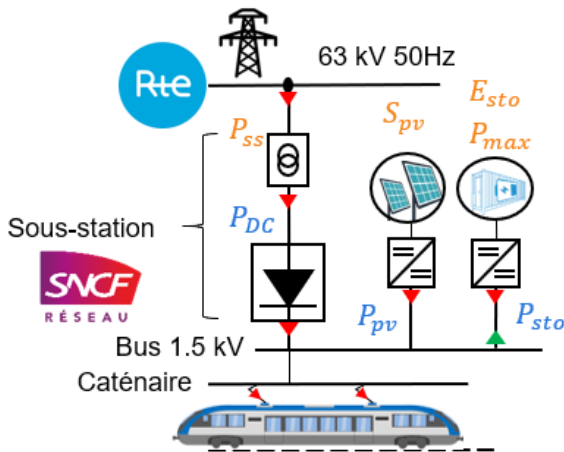


FIG. 1. Architecture de station ferroviaire à 1500V DC

2.1. Modèle de l'installation photovoltaïque

La performance de l'installation photovoltaïque, en termes de production, dépend fortement de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux. Lors de la phase de dimensionnement, la prise en compte de ces facteurs comme variables, conjointement avec la surface de l'installation, conduit à un modèle fortement non linéaire.

Bien que le rayonnement solaire soit couramment mesuré sur des surfaces horizontales dans de nombreuses stations météorologiques, les mesures sur des surfaces inclinées, pourtant essentielles pour de nombreuses applications, sont rarement disponibles.

Pour pallier cette limitation, et en s'appuyant sur des travaux issus de la littérature, un modèle de calcul de l'irradiance solaire reçue sur une surface inclinée, notée GTI (Global Tilted Irradiance), a été développé. Ce modèle repose sur la décomposition du rayonnement global en trois composantes : directe, diffuse et

réfléchie, lesquelles sont ensuite projetées sur un plan incliné.

$$GTI = (GHI - DHI) \cdot \frac{\cos(\theta)}{\sin(\alpha)} + GHI \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} + DHI \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (1)$$

où β et ρ représentent respectivement l'inclinaison du plan et l'albédo du sol, et où DHI (Diffuse Horizontal Irradiance) est la composante diffuse de l'irradiance sur un plan horizontal. θ est l'angle d'incidence formé par la direction du rayonnement et la normale au plan, tandis que α est l'angle formé par la direction du rayonnement et le plan horizontal.

Une évaluation de la production photovoltaïque par mètre carré de surface a été réalisée à partir des données d'ensoleillement enregistrées en 2016 sur le site de la sous-station.

$$E_{PV} = \int_{t_0}^{t_f} GTI(\beta, \gamma, t) \cdot \eta_{PV} dt \quad (2)$$

où γ est l'orientation du panneau, également appelée angle d'azimut de la surface, η_{PV} est le rendement global du panneau (de valeur 19,7%), et E_{PV} est l'énergie photovoltaïque produite. Cette analyse tient compte de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux photovoltaïques, afin d'estimer au mieux la production énergétique en conditions réelles.

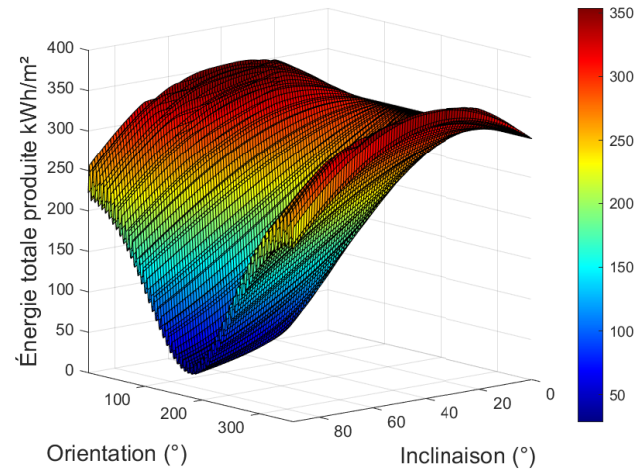


FIG. 2. Énergie annuelle produite par mètre carré de panneau photovoltaïque en fonction de son inclinaison et de son orientation.

Les résultats, présentés dans la Fig 2, montrent que l'orientation plein sud (0°) combinée à une inclinaison de 30° constitue la configuration optimale pour maximiser la production énergétique.

Par ailleurs, l'ombrage a une influence directe sur la production photovoltaïque. Celui-ci peut être dû au passage des nuages, déjà pris en compte dans les mesures locales d'irradiance, mais également à l'ombrage structurel, causé par la disposition même des panneaux photovoltaïques. Cet ombrage dépend notamment de la taille des panneaux, de leur inclinaison, ainsi que de l'espacement entre les rangées. Ce phénomène est souvent traité dans la littérature à l'aide de logiciels spécialisés tels que PVsyst, mais aussi à travers des modèles mathématiques qui prennent en compte l'angle d'incidence du rayonnement solaire pour estimer la fraction de surface ombrée par la rangée précédente (Fig 3). La prise en compte de l'effet d'ombrage entre deux rangées de panneaux photovoltaïques repose sur une série de relations géométriques simples [10]. Ces relations permettent de quantifier la surface réellement exposée au rayonnement solaire, en tenant

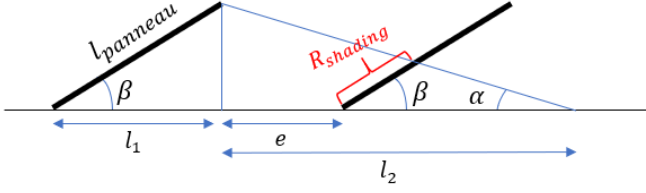


FIG. 3. Effet d'ombrage causé par la disposition des panneaux

compte du masquage créé par la rangée située en amont. Les différentes grandeurs géométriques sont exprimées comme suit :

$$l_1 = l_{\text{panneau}} \cdot \cos(\beta) \quad (3)$$

$$l_2 = \frac{l_{\text{panneau}} \cdot \sin(\beta)}{\tan(\alpha)} \quad (4)$$

où l_{panneau} est la largeur du panneau (m), la longueur projetée sous ombrage est déterminée par :

$$R_{\text{shading}} = l_{\text{panneau}} \cdot \frac{l_2 - e}{l_1 + l_2} \quad (5)$$

où e est la distance horizontale supplémentaire laissée libre entre deux rangées. Le nombre de panneaux installés en série N_s et en parallèle N_p est donné par :

$$N_s = \frac{L_{\text{Spv}}}{L_{\text{panneau}}} \quad (6)$$

$$N_p = \frac{l_{\text{Spv}}}{l_1 + e} \quad (7)$$

avec l_{Spv} et L_{Spv} étant respectivement la largeur et la longueur totales du champ photovoltaïque, et L_{panneau} est la longueur d'un module photovoltaïque. Enfin, l'aire utile exposée au rayonnement solaire est déterminée par :

$$A_u = N_s \times L_{\text{panneau}} \times (l_{\text{panneau}} + (N_p - 1) \times (l_{\text{panneau}} - R_{\text{shading}})) \quad (8)$$

2.2. Modèle système de stockage

L'utilisation du système de stockage peut notamment permettre d'assurer la continuité d'alimentation des charges en période de faible production solaire. Toutefois, c'est l'optimisation du dimensionnement qui déterminera si ce mode de fonctionnement est économiquement pertinent, tout en maximisant la rentabilité économique à travers une stratégie tarifaire optimisée. Le modèle de la batterie repose sur le suivi de son niveau d'énergie à chaque instant t , où $E_{\text{sto}}(t)$ représente le niveau d'énergie à l'instant t , $E_{\text{sto}}(t_0)$ le niveau à l'instant initial, t_0 , et $P_{\text{sto}}(\tau)$ la puissance injectée ou soutirée dans système de stockage à l'instant τ . La puissance est ensuite décomposée en deux phases :

$$P_{\text{sto}}(t) = P_{\text{sto-c}}(t) + P_{\text{sto-d}}(t) \quad (9)$$

où $P_{\text{sto-c}}(t)$ et $P_{\text{sto-d}}(t)$ représentent respectivement la puissance de charge et de décharge du système de stockage. L'équation précédente devient alors :

$$E_{\text{sto}}(t) = E_{\text{sto}}(t_0) + \int_{t_0}^t \left(\eta_c \cdot P_{\text{sto-c}}(\tau) - \frac{P_{\text{sto-d}}(\tau)}{\eta_d} \right) d\tau \quad (10)$$

La puissance de charge $P_{\text{sto-c}}$ est multipliée par η_c afin de tenir compte des pertes liées au processus de charge (efficacité de conversion et stockage). Inversement, la puissance de décharge

$P_{\text{sto-d}}$ est divisée par η_d pour refléter l'énergie réellement extraite du système, supérieure à l'énergie utile fournie en sortie.

Selon le cahier des charges, une contrainte sur le niveau d'énergie stockée est imposée afin de préserver la durée de vie du système de stockage. L'équation 11 impose que le niveau d'énergie dans la batterie reste compris entre 20 % et 80 % de sa capacité maximale E_{max} .

$$0,2 \cdot E_{\text{max}} \leq E_{\text{sto}}(t) \leq 0,8 \cdot E_{\text{max}} \quad (11)$$

Par ailleurs, les équations 12 et 13 limitent respectivement l'énergie totale absorbée (charge) et libérée (décharge) dans la batterie sur une journée. Ces contraintes traduisent une limitation à deux cycles charge-décharge complets par jour, comme spécifié dans le cahier des charges du système.

$$\int_{\text{day}} P_{\text{sto-c}}(t) dt \leq 2 \cdot E_{\text{max}} \quad (12)$$

$$\int_{\text{day}} P_{\text{sto-d}}(t) dt \leq 2 \cdot E_{\text{max}} \quad (13)$$

3. PROBLÈME D'OPTIMISATION À DEUX NIVEAUX

Le dimensionnement des équipements, tels que l'installation photovoltaïque et le système de stockage, est trouvé par optimisation. Par ailleurs, il est tout aussi nécessaire d'optimiser leur stratégie de contrôle sur un horizon temporel étendu afin de s'assurer du respect des contraintes techniques garantissant le bon fonctionnement du système.

TABLEAU 1. economical parameters

Paramètre	Valeur
C_{grid}	0.2230 €/kWh for HP
	0.2188 €/kWh for HC-h
	0.2157 €/kWh for HP-h
	0.2118 €/kWh for HP-b
	0.2085 €/kWh for HC-b

Cette section propose une formulation à deux niveaux du problème de dimensionnement/contrôle de la sous-station ferroviaire, basée sur la modélisation exposée en Section 2. Cette approche permet de résoudre le problème d'optimisation à travers deux boucles imbriquées. Au niveau supérieur, un problème d'optimisation est résolu avec uniquement les variables de dimensionnement comme variables d'optimisation. À chaque itération du problème de niveau supérieur, un sous-problème d'optimisation est résolu pour calculer le coût optimal du contrôle.

3.1. Problème de contrôle

Le problème de gestion d'énergie est formulé comme un problème d'optimisation sous la forme d'une programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP), afin de déterminer le meilleur profil de puissance pour chaque composant sur une période d'une année, avec pour objectif la minimisation du coût énergétique.

$$f_c = \int_{t_0}^t \left[C_{\text{grid}}(t) \cdot (P_{\text{grid}}(t)) + 0.04 \cdot C_{\text{ss}} \cdot \frac{P_{\text{dep}}^+(t)}{\Delta T} \right] dt \quad (14)$$

La première partie représente le coût de l'énergie consommée, où $P_{\text{grid}}(t)$ est la puissance soutirée du réseau à l'instant t (avec un pas de temps de 10 minutes) et C_{grid} le coût de l'énergie consommée, qui varie en fonction des tarifs réels de l'électricité en France. L'année est divisée en deux saisons : haute et basse.

Durant la saison haute, certains jours sont découpés en trois plages horaires : heures de pointes (HP), heures pleines basses (HP-h), et heures creuses (HC-h). D'autres jours ne comportent que deux plages : HP-h et HC-h. En saison basse, seules deux plages horaires sont utilisées : heures pleines basses (HP-b) et heures creuses (HC-b).

La seconde partie correspond à la pénalité appliquée en cas de dépassement de la puissance souscrite, définie comme la différence entre la puissance absorbée sur le réseau et la puissance souscrite. Cette grandeur peut être positive ou négative, ce qui introduit une non-linéarité par partie dans le problème d'optimisation.

$$P_{\text{grid}} - P_{\text{ss}} = P_{\text{dep}} \quad (15)$$

Pour linéariser, on introduit une variable binaire λ_1 permettant d'activer l'une ou l'autre des parties, ainsi que deux variables artificielles représentant respectivement les contributions positives P_{dep}^+ et négatives P_{dep}^- du dépassement.

$$0 \leq P_{\text{dep}}^+(t) \leq \lambda_1 \cdot \max(P_{\text{sst}}) \quad (16)$$

$$0 \leq P_{\text{dep}}^-(t) \leq (1 - \lambda_1) \cdot \max(P_{\text{sst}}) \quad (17)$$

$$P_{\text{grid}}(t) - P_{\text{ss}} - P_{\text{dep}}^+(t) + P_{\text{dep}}^-(t) = 0 \quad (18)$$

De même, afin de garantir l'exclusivité entre les deux phases (charge et décharge) du système de stockage, c'est-à-dire empêcher toute charge et décharge simultanées, une variable binaire $\lambda_2(t) \in \{0, 1\}$ est introduite. Elle permet d'activer uniquement l'une des deux puissances à chaque instant. Cette contrainte s'exprime ainsi :

$$0 \leq P_{\text{sto-c}}(t) \leq P_{\text{max}} \cdot \lambda_2(t) \quad (19)$$

$$0 \leq P_{\text{sto-d}}(t) \leq P_{\text{max}} \cdot (1 - \lambda_2(t)) \quad (20)$$

Le problème de contrôle est soumis aux différentes contraintes liées à la modélisation des équipements présentés précédemment, auxquelles s'ajoute la contrainte du bilan de puissance, exprimée comme suit :

$$P_{\text{grid}}(t) - P_{\text{J}}(t) - P_{\text{sto-d}}(t) - P_{\text{sto-c}}(t) - P_{\text{curt}}(t) = P_{\text{sst}}(t) - GTI(t) \cdot \eta_{\text{pv}} \cdot S_{\text{pv}} \quad (21)$$

où $P_{\text{sst}}(t)$ correspond à la consommation historique enregistrée de la sous-station, et $P_{\text{J}}(t)$ représente les pertes Joule, modélisées par une régression linéaire sous une tension constante, avec une résistance équivalente englobant le transformateur et le redresseur de la sous-station. $P_{\text{curt}}(t)$ désigne la puissance d'écrtage du surplus photovoltaïque à l'instant t .

Ce problème de contrôle conduit à 8 variables d'optimisation à chaque instant t .

3.2. Problème de dimensionnement

Le problème de dimensionnement est résolu à l'aide d'un algorithme de programmation non-linéaire SQP. Il constitue le niveau supérieur de l'optimisation et a pour objectif de minimiser le coût d'investissement $f_d(d)$ ainsi que le coût de contrôle, obtenu en sortie de la boucle intérieure.

$$f_d = S_{\text{pv}} \cdot C_{\text{pv}} + E_{\text{max}} \cdot C_{\text{bat}} + P_{\text{max}} \cdot C_{\text{cpr}} + P_{\text{ss}} \cdot C_{\text{ss}} \quad (22)$$

Les différentes variables de dimensionnement sont regroupées dans le vecteur d .

$$d = S_{\text{pv}}, E_{\text{max}}, P_{\text{max}}, P_{\text{ss}}, \beta, \gamma \quad (23)$$

où S_{pv} est la surface des panneaux photovoltaïques, E_{max} et P_{max} sont respectivement l'énergie et la puissance maximale du système de stockage, et P_{ss} est la puissance souscrite liée à la part fixe de la facture énergétique.

$$0 \leq S_{\text{pv}} \leq S_{\text{pv-max}} \quad (24)$$

$$0 \leq E_{\text{max}} \leq E_{\text{sto-max}} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{\text{max}} \leq P_{\text{sto-max}} \quad (26)$$

$$0 \leq P_{\text{ss}} \leq P_{\text{ss-max}} \quad (27)$$

$$0 \leq \beta \leq 90 \quad (28)$$

$$0 \leq \gamma \leq 360 \quad (29)$$

Les bornes supérieures des variables de dimensionnement sont données dans le Tableau 2. Par exemple, la surface maximale de l'installation photovoltaïque est fixée à 4 hectares, ce qui correspond à la surface nécessaire pour alimenter la sous-station sur une année entière avec un stockage infini. La capacité maximale de stockage est de 145 MWh, correspondant à la consommation journalière maximale de la sous-station.

La dynamique du système de stockage est liée à la puissance maximale de son convertisseur, fixée à 12 MW, ce qui correspond à une charge et une décharge de 12 h chacune (soit un cycle par jour). Enfin, la puissance souscrite ne peut excéder 7344 kW, valeur correspondant à la pointe annuelle de consommation. Les

TABLEAU 2. Paramètres techniques

Paramètre	Valeur
$S_{\text{pv-max}}$	4 ha
$E_{\text{sto-max}}$	145 MWh
$P_{\text{sto-max}}$	12 MW
$P_{\text{ss-max}}$	7344 kW

différents coûts des équipements ainsi que les prix de l'énergie pour chaque plage horaire sont indiqués dans le Tableau 3.

TABLEAU 3. Paramètres économiques

Paramètre	Valeur
C_{pv}	500 €/m ² (25 ans)
C_{bat}	220 €/kWh (5,5 ans)
C_{cpr}	80 €/kW (5,5 ans)
C_{ss}	10.20 €/kW/an

4. RÉSULTATS ET ANALYSE DE L'OPTIMISATION

Les résultats présentés dans cette section sont obtenus à partir des données historiques de consommation de la sous-station et du rayonnement solaire sur une période d'un an, avec un pas de temps de 10 minutes.

Différentes configurations d'installation des panneaux photovoltaïques ont été testées afin de déterminer la meilleure configuration en termes d'objectif économique de l'optimisation. Trois scénarios ont été considérés :

- Configuration uniforme (CU) : Tous les panneaux sont installés avec la même inclinaison et la même orientation.
- Configuration multi-surfaces (CM) : Deux surfaces distinctes sont considérées, chacune avec une orientation et une inclinaison indépendante, où la somme des deux surfaces est limitée.
- Configuration multi-surfaces en double pente (CMdp) : Deux surfaces distinctes sont également considérées, l'orientation de la deuxième surface est définie comme étant opposée de celle de la première, tout en ayant la

même inclinaison, et la somme des deux surfaces est limitée.

Chaque configuration a fait l'objet d'une optimisation indépendante en utilisant 100 points initiaux tirés aléatoirement dans l'espace délimité par les bornes de chaque variable. Les distributions des solutions obtenues pour la fonction objectif sont illustrées dans la figure 4 à l'aide d'un graphe à boîte à moustaches.

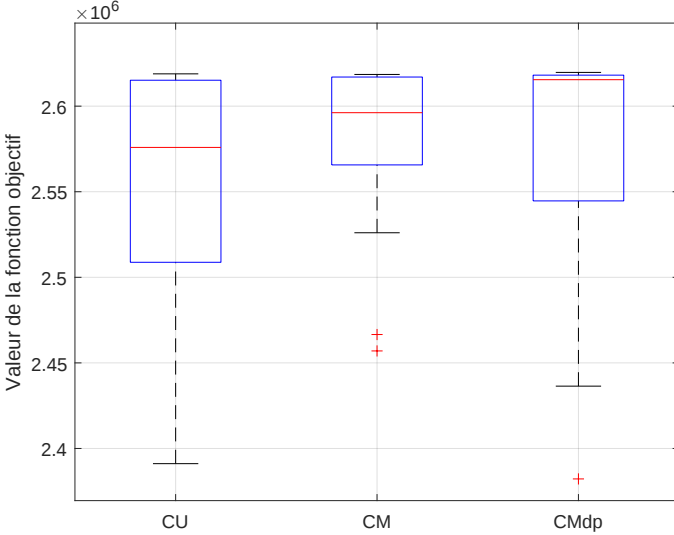


FIG. 4. Comparaison des configurations PV — distribution des valeurs de la fonction objectif (MultiStart)

Ce graphe permet de visualiser l'ensemble des solutions locales obtenues pour chaque configuration. Il met en évidence plusieurs éléments :

- **CM** présente une médiane légèrement inférieure aux autres configurations, accompagnée d'une faible dispersion. Cela suggère que cette configuration est robuste, avec des performances économiques relativement stables, bien que légèrement inférieures aux meilleurs cas des autres configurations.
- **CMdp** présente une médiane plus élevée, mais avec quelques valeurs extrêmes très basses (outliers), indiquant qu'elle permet potentiellement d'atteindre des solutions très performantes, mais de manière moins fréquente.
- **CU** présente une dispersion plus importante et une médiane similaire à celle de CMdp, ce qui suggère une plus grande variabilité des résultats selon les points initiaux.

Ces observations confirment également les résultats du tableau 4, qui met en évidence la configuration la plus économique obtenue parmi les différentes initialisations d'optimisation, où les configurations CM et CMdp convergent vers des architectures quasi-uniformes malgré leur liberté théorique. Dans le cas de CM, l'inclinaison optimale est très proche pour les deux surfaces, et les orientations ne diffèrent que faiblement, ce qui revient pratiquement à une configuration uniforme. Pour CMdp, la deuxième surface optimale est quasi nulle, rendant la configuration effectivement équivalente à CU.

5. CONCLUSIONS

En résumé, l'approche développée dans cet article permet d'aborder de manière structurée le problème du couplage entre le dimensionnement et le contrôle d'installations énergétiques en sous-station de traction. En intégrant des ressources renouvelables et des systèmes de stockage via une approche d'optimisation à deux niveaux, la méthodologie proposée fournit des solutions techniquement viables et économiquement pertinentes. Trois configurations d'installation photovoltaïque ont été étudiées. Les résultats obtenus montrent que la configuration uniforme conduit au coût total le plus faible.

TABEAU 4. Résultat de dimensionnement et gain économique

Paramètre	CU	CM	CMdp
$S1_{pv}, S2_{pv}$ (ha)	1.864, /	1.749, 0.558	1.950, 0
E_{max} (kWh)	1061	887	824.62
P_{max} (kW)	993.75	1042	1172
P_{ss} (kW)	4559	3364	4235
$\beta 1, \beta 2$ (°)	28, /	2, 3	27, /
$\gamma 1, \gamma 2$ (°)	2.168, /	278.50, 111.13	8.64, /
e (m)	1	1	1
Gain	9%	6%	9%

La méthodologie constitue un outil d'aide à la décision pour les gestionnaires d'infrastructures, leur permettant de dimensionner efficacement les systèmes en fonction des profils de consommation et de gisement d'énergies renouvelables observés.

6. REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet RACCOR-D, financé par le gouvernement dans le cadre de France 2030.

7. RÉFÉRENCES

- [1] Aeberhard, C. Courtois, and P. Ladoux. "Railway Traction Power Supply from the state of the art to future trends." Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), International Symposium on. 2010.
- [2] P. Pankovits, M. Ployard, J. Pouget, S. Brisset, D. Abbes, B. Robyns. "Design and operation optimization of a hybrid railway power substation", in Proc. 15th Eur. Conf. Power Electron. Appl.(EPE), Lille, France, 2013, pp. 1–8.
- [3] S.Brisset, M.Ogier, Collaborative and multilevel optimizations of a hybrid railway power substation, International Journal of Numerical Modelling : Electronic Networks, Devices and Fields, 32(4) (2019) 1–13.
- [4] H. K. Fathy, J. A. Reyer, P. Y. Papalambros, A. Galip Ulsoy. On the Coupling between the Plant and Controller Optimization Problems. Department of Mechanical Engineering, The University of Michigan, Ann Arbor, MI 48109-2125.
- [5] A. Roy, J.C. Olivier, F. Auger, S. Bourguet, B. Auvity, E. Schaeffer, S. Bourguet, J. Schiebel, 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, 2021.
- [6] M.R.Saouthi, S.Brisset, C.Saudemont, T.Letrouvé, Sizing and Energy Management System of Hybrid DC Railway Substation, ESARS2024.
- [7] Rigo-Mariani, Rémy and Sareni, Bruno and Roboam, Xavier. "Optimal sizing integrating power management for a microgrid with storage". (2014) In : 13th International Workshop on Optimization and Inverse Problems in Electromagnetism, 10 September 2014 - 12 September 2014 (Delft, Netherlands).
- [8] B. Li, R. Roche, A. Miraoui, Microgrid sizing with combined evolutionary algorithm and MILP unit commitment, Appl Energy, 2017.
- [9] J. Sachs, O. Sawodny, Multi-objective three stage design optimization for island microgrids, Appl Energy, 2016.
- [10] M. Wang, Z. Jia, L. Tao, W. Wang et C. Xiang, "Optimizing the Tilt Angle of Kinetic Photovoltaic Shading Devices Considering Energy Consumption and Power Generation—Hong Kong Case," Energy and Buildings, t. 326, p. 115 072, jan. 2025, issn : 0378-7788. doi : 10.1016/j.enbuild.2024.115072.