

Optimisation topologique de l'implantation d'une centrale photovoltaïque

Arthur POQUET, Roman LE GOFF LATIMIER, Hamid BEN AHMED

Laboratoire SATIE – ENS Rennes

RESUME – La nécessaire multiplication des centrales photovoltaïques conduit à l'utilisation de parcelles de plus en plus exigeantes. En effet le contexte urbain ou bien la non concurrence avec les activités agricoles pousse à implanter des panneaux sur des terrains présentant des difficultés comme un relief accidenté ou encore un ombrage irrégulier. L'évaluation du productible est alors difficile. De plus l'implantation des panneaux devient un problème complexe qui met en difficulté les méthodes de l'état de l'art des installateurs. La présente étude propose une méthode d'optimisation topologique permettant de déterminer la position et l'inclinaison des panneaux de manière optimale. La topologie du sol est décrite par un relevé de points. L'ombrage du relief naturel et artificiel peut être pris en compte, ainsi que les ombres portées entre panneaux. L'optimisation est réalisée à l'aide d'un algorithme génétique. Outre la maximisation de l'irradiance captée, la méthode proposée permet également de traiter d'autres objectifs tels que lisser la production au cours de la journée. Au cours de cette étude, la parcelle est considérée en deux dimensions, ce qui est une étape nécessaire avant d'étendre l'algorithme à une version en trois dimensions.

Mots-clés – centrale photovoltaïque, optimisation topologique, optimisation par algorithme génétique.

1. INTRODUCTION

Les pays signataires des accords de Paris [5] sur le climat se sont donnés pour objectif de limiter le réchauffement climatique à 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle à l'horizon 2100. L'article 2 de ces accords mentionne ainsi "un développement à faible émission de gaz à effet de serre", avant que l'article 4 n'affirme l'objectif d'une neutralité carbone dans les meilleurs délais. Une telle ambition passe nécessairement par une large transition des modes de production d'électricité pour tous les pays signataires. Entre autres énergies renouvelables fluctuantes, le développement important des centrales photovoltaïques tient une large place dans un mix énergétique permettant de respecter ces engagements. Cette nécessité se décline en de nombreux objectifs d'installation au fil des années à venir. La France ambitionne ainsi de disposer d'une capacité installée en 2023 comprise entre 19.2 GW et 20.2 GW [2] contre 9.4 GW en 2019 [3]. L'objectif européen est quand à lui d'atteindre 40% de production renouvelable en 2030.

Cette multiplication des nouvelles installations s'inscrit de plus dans plusieurs dynamiques concomitantes. Tout d'abord une dynamique territoriale incite à penser conjointement les consommations électriques nouvelles – telles que la mobilité – et les constructions de nouvelles centrales de production. Les contrats de transition écologique sont ainsi un outil permettant d'entériner la volonté de transition à l'échelle d'un territoire. Le prolongement de cette logique territoriale est donc la multiplication des productions photovoltaïques dans des zones urbaines et péri-urbaines. D'une part ceci peut prendre la forme de multiples installation de faible puissance en toiture dans une logique d'autoconsommation. D'autre part des centrales importantes sont possibles sur d'anciennes friches industrielles. Ainsi Bordeaux construit actuellement une centrale urbaine de 57 MW occupant près de 60 hectares pour une mise en service prévue

en 2021. Dans un cas comme dans l'autre, la valorisation énergétique de ces espaces urbanisés doit affronter des contraintes foncières pouvant engendrer des ombrages plus complexes que lors d'une installation sur un terrain dégagé.

Outre cette dynamique territoriale qui rapproche les lieux de productions des lieux de consommation, une convergence entre centrales photovoltaïques et exploitations agricoles est observée. Les exploitations agricoles sont alors motrices afin de valoriser leurs fonciers en diversifiant leurs revenus. Il s'agit le plus souvent de panneaux installés sur des hangars. Cependant il est également possible de développer une utilisation simultanée d'une parcelle pour des usages agricoles et énergétiques. Ainsi de l'installation de panneaux sur des toits de serres. L'association de vergers et de panneaux permet d'aller plus loin en faisant bénéficier les cultures d'un ombrage précieux. Une telle synergie peut également se rencontrer lors de l'installation de centrales photovoltaïques flottantes en surface de bassins de retenue d'eau afin d'éviter l'évaporation trop importante. Ces différents exemples illustratifs permettent de mettre en évidence que l'installation de centrales photovoltaïques est à l'heure actuelle en train de s'approprier des terrains nouveaux, tout en élaborant de nouvelles valorisations non énergétiques.

Enfin l'installation de centrales photovoltaïques est depuis plusieurs années impulsée par les appels d'offres de la CRE. Ceux ci imposent régulièrement des contraintes visant d'autres objectifs que la maximisation de la production électrique. En particulier, tenter d'aplanir la courbe de production journalière est un objectif récurrent qui vise à améliorer l'adéquation entre les heures de production photovoltaïque et les moments de consommation. De telles contraintes poussent le plus souvent les gestionnaires de centrales à associer un moyen de stockage à leur production. Cependant une disposition non orthodoxe des panneaux peut largement contribuer à respecter cette contrainte. Il ne s'agit alors plus d'exposer les panneaux vers le sud – dans le cas d'une installation située dans l'hémisphère nord – mais d'orienter certaines rangées vers l'est et l'ouest afin de diminuer la production de la mi-journée tout en augmentant celles du matin et du soir. L'inclinaison des panneaux permet également de contribuer à cet effet : plus ils seront verticaux, plus la production sera importante en début et en fin de journée.

Ces différentes dynamiques qui déterminent actuellement les installations de centrales photovoltaïques conduisent ainsi à exploiter des parcelles qui présentent de plus en plus de particularités exigeantes pour le concepteur. D'une part un ombrage peut être présent du fait du contexte urbain ou bien d'un relief naturel montagneux. D'autre part la topologie des parcelles exploitées ne peut pas être toujours considérée comme régulière. En effet des versants de montagne peuvent être d'une part très bien exposés tout en ayant des pentes très irrégulières¹. De surcroît ces parcelles exigeantes peuvent engendrer des conditions météorologiques spécifiques. En milieu urbain, ceci peut être des poches de chaleur, des brouillards de pollution ou d'humidité. Dans des contextes montagneux, les mouvements de nuages peuvent être

1. Les appels d'offre pour les zones insulaires ont engendrés de telles installations en Corse par exemple.

très spécifiques d'une vallée à l'autre. Ces spécificités invitent à considérer le problème de l'implantation d'une centrale photovoltaïque en considérant l'historique local de l'irradiance.

De telles contraintes posent des difficultés de plusieurs ordres. Tout d'abord la quantification du productible ne peut plus être facilement réalisée avec précision du fait des ombrages et des conditions météorologiques spécifiques. Ensuite la disposition des panneaux devient un exercice délicat car les pentes irrégulières provoquent des effets d'ombrages entre panneaux, mais également provoqués par le relief. Une exploitation correcte de la parcelle ne peut alors plus être garantie par un simple respect des règles de l'état de l'art.

La présente étude se consacre donc au problème du placement optimal des panneaux sur une parcelle accidentée et présentant des ombrages irréguliers. Après un état de l'art des méthodes actuellement existantes – section 2 – nous présenterons la modélisation adoptée afin d'estimer l'irradiance captée par chaque panneau d'une centrale ainsi que les ombres portées par le relief et les panneaux – section 3. Cette modélisation permettra ensuite de poser le problème d'optimisation topologique de la centrale au cours de la section 4. Les résultats présentés dans la section 5 s'intéresseront à la comparaison avec des méthodes de l'état de l'art sur des topologies de parcelle simples avant d'illustrer la valeur ajoutée de la méthode proposée sur un cas d'étude de parcelle complexe et représentative.

2. ETAT DE L'ART

Le savoir faire des installateurs de centrales photovoltaïques est une référence qui permet l'implantation de centrales performantes et capitalisant sur l'expérience acquise au cours de nombreuses années. A partir de quelques règles simples d'orientation optimale des panneaux en fonction de la latitude, cette expérience a progressé jusqu'à prendre en compte tous les aspects de la connexion électrique des panneaux entre eux et du raccordement aux différents onduleurs d'une centrale de forte puissance. Cette expérience acquise est mise sous la forme de plusieurs logiciels concurrents qui abordent la globalité de la conception d'une centrale. Malgré leur exhaustivité et leur efficacité avérée lorsqu'ils sont utilisés au sein de bureau d'étude experts, ces logiciels sont par essence une capitalisation de savoirs-faire dont les méthodes ne peuvent pas participer à la science ouverte. La validation de leurs résultats et la progression collégiale de ce domaine n'est donc pas possible à l'heure actuelle. Par ailleurs la modélisation utilisée pour décrire les panneaux photovoltaïques au sein de ces logiciels ne peut être ouverte ni ajustée en fonction de la littérature [16].

Ces outils métiers – citons par exemple PVSyst ou Archelios – proposent des fonctions extrêmement complètes comme les ombres portées par l'environnement et par les panneaux entre eux, l'estimation de l'irradiance à l'aide d'historiques météorologiques, l'optimisation de la position des rangées, ... Certains logiciels – dont Archelios² – proposent des versions d'évaluation aux fonctionnalités limitées, par exemple par la puissance maximale de l'installation.

Des outils ouverts à disposition du public existent également. Citons parmi d'autres PVGIS [9], outil en ligne hébergé sur le site internet de la commission européenne³. Celui-ci permet d'évaluer le productible à l'aide de bases de données d'irradiance couplées à la modélisation du relief de l'Europe. De plus il permet de prévoir la production d'une installation dont il est possible de spécifier l'orientation et l'azimut – une seule grandeur pour toute la centrale. Plusieurs travaux de recherche se réfèrent à cet outil pour y contribuer ou bien s'y appuyer [14].

2. Au mieux de nos connaissances, Archelios aurait fait l'objet d'un développement open-source en 2007. Les sources de ce logiciel ne sont cependant plus accessibles à l'heure actuelle : le projet hébergé sur sourceforge.net ne permet plus de télécharger un fichier mais renvoie vers le site internet proposant une version d'essai gratuite du logiciel.

3. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

La richesse des bases de données géographiques et climatiques permet une estimation d'un productible en prenant en compte le relief local et une première approximation de la conception de la centrale. Cependant cet outil ne peut suffire à sa conception complète.

Par ailleurs des questions d'optimisation topologique ont été largement soulevées au sujet des centrales photovoltaïques. Leur placement géographique au sein d'un réseau a d'une part fait l'objet de nombreuses études [17]. De nombreux travaux ont également été consacrés à l'optimisation des connexions au sein d'une centrale. La disposition des panneaux est alors supposée pré-établie et immuable. Seul le cablage électrique doit être déterminé afin de minimiser le nombre d'onduleurs [18], la longueur des câbles électriques [8], les pertes de production dues aux ombrages partiels [6] ou bien à des défaillances matérielles [1].

L'issue de ce bref aperçu de l'état de l'art est donc que le problème du placement optimal des panneaux d'une centrale n'a pas été jusqu'ici une préoccupation attentive de la communauté scientifique. Des projets open source ont permis de proposer des outils ouverts mais dont le suivi et la validation ne permet pas une capitalisation des connaissances et des méthodes à l'heure actuelle. L'exposé d'une méthode de modélisation et d'optimisation pour ce problème est donc une contribution nouvelle à l'état de l'art. De plus les travaux disponibles se focalisent sur la question de maximisation de la production. L'ouverture vers des fonctions objectif alternatives est donc un apport original. L'outil d'optimisation génétique pour de l'optimisation topologique a quand à lui été largement utilisé et a fait la preuve de sa pertinence.

Il convient de souligner à ce stade que les travaux présentés ici sont menés dans le cadre d'un cas simplifié à deux dimensions et que la comparaison avec des logiciels de l'état de l'art n'a donc que peu de sens à ce stade de développement des travaux. En outre, l'utilisation de trackers – à un ou deux degrés de liberté – ne sera pas considérée dans cette étude. En effet cette variable de contrôle supplémentaire atténue considérablement l'impact du placement des panneaux.

3. MODÉLISATION DE LA CENTRALE

Le but de cette section est de présenter la manière dont est calculée l'irradiance captée par les panneaux pour une configuration donnée. Le passage entre l'irradiance captée et la production électrique sera ensuite discuté.

3.1. Modélisation de l'irradiance captée et des ombres portées

La démarche proposée vise à s'affranchir autant que faire se peut de toute hypothèse concernant la régularité de la topologie du terrain, des conditions d'ombrage créées par le relief environnant ou bien la répartition des panneaux. L'approche retenue consiste donc, pour chaque position du soleil, à calculer les ombrages créés par le relief, puis les ombres portées individuellement par chaque panneau. Seul un calcul géométrique est alors nécessaire. Bien qu'il s'agisse d'opérations mathématiquement simples, elles doivent être répétées pour chacun des panneaux et chaque position du soleil. Il est donc indispensable de prêter attention à une implémentation algorithmiquement efficace lors de travaux sur de grandes centrales comportant beaucoup de panneaux.

Seule l'irradiance directe est ici prise en compte. Ceci provoque une sous-estimation de l'irradiance globale captée par les panneaux et donc une sous-estimation de la production électrique finale. Ce choix est motivé par deux arguments. Tout d'abord la prise en compte de l'irradiance diffuse nécessiterait de nombreuses hypothèses quant aux albedos des surfaces environnantes et aux conditions météorologiques. La validité du résultat obtenu serait donc très spécifique à une configuration et à la véracité des valeurs choisies pour les albedos. De plus

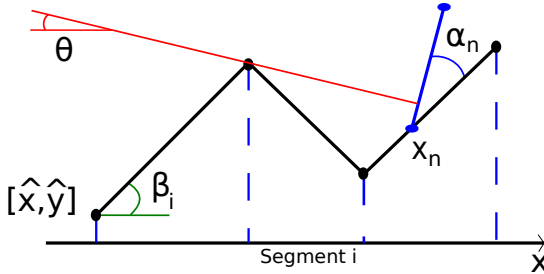


Fig. 1. Exemple de topologie de terrain – en noir – et d’implantation d’un panneau – en bleu – décrivant les principales variables utilisées. Le rayon lumineux est tracé en rouge.

la composante diffuse ne sera par définition que marginalement impactée par les ombrages partiels entre panneaux. L’optimisation de la topologie des panneaux d’une centrale – présentée section 4 et qui se basera sur la modélisation ici définie – ne sera donc que marginalement impactée par l’absence de l’irradiance diffuse.

La figure 1 présente les principales variables utilisées pour la modélisation de l’irradiance captée. Dans le cadre de cette étude, seule une dimension du terrain est prise en compte. La topologie est décrite par une liste de points $(\hat{x}, \hat{y})$ qui seront interpolés linéairement. Ces points sont supposés issus d’un relevé topographique de la parcelle. La pente locale du i^e segment est alors désignée par β_i . L’implantation du panneau n est repérée par sa position x_n et son inclinaison par rapport au terrain α_n . A un instant donné, l’angle d’incidence des rayons du soleil est désigné θ . Cet angle sera modifié séquentiellement afin de déterminer l’irradiance captée au cours de toute l’année. Pour chaque panneau, on peut alors déterminer quelle surface est ombrée – à cause du relief ou à cause d’un autre panneau – et quelle part capte de l’irradiance directe.

La démarche permettant le calcul de l’irradiance captée est présentée par l’algorithme 1. Pour chaque position possible du soleil, il est tout d’abord nécessaire de vérifier qu’il se situe alors au dessus de la ligne d’horizon locale. Si tel est le cas, l’ombrage créé par les ondulations du terrain estimé en effectuant une recherche des changements de pente. Une liste des abscisses des zones ombrées est créée et mise à jour, éventuellement laissée vide si la pente du terrain est monotone. Ensuite l’irradiance captée par chaque panneau – en commençant par le plus bas, $\hat{x}$ minimal – est estimée, ainsi que les zones qu’il ombrera derrière lui. Il est alors possible de déduire de proche en proche les ombres portées et les irradiances captées par chaque panneau. L’irradiance globale captée par la centrale peut alors être estimée. Afin de déterminer l’énergie captée sur l’année, deux approches sont envisageables. On peut tout d’abord répéter la démarche précédente pour toutes les instants de l’année – soit approximativement 4380 positions avec un pas de temps

Algorithme 1 calcul de l’irradiance captée

```

pour tout  $\theta$  selon trajectoires du soleil faire
  si  $\theta > \text{relief}$  alors
    calculer zones ombrées par le terrain
    pour chaque panneau  $n$  faire
      calculer  $Irrad_n(\theta)$ 
      mettre à jour zones ombrées
    fin pour
    sommer pour irradiance totale :
       $Irrad(\theta) = \sum_n Irrad_n(\theta)$ 
  fin si
fin pour
ponderer par la durée de chaque  $\theta$  au cours de l’année  $C_{pos}(\theta)$ 

```

horaire. Par ailleurs on peut effectuer un clustering des positions prises par le soleil au cours de l’année afin de réduire le nombre de configurations à considérer. Le calcul de l’irradiance globale au cours de l’année doit alors utiliser le nombre d’heures que où le soleil se trouve dans chaque cluster. Bien que cette seconde méthode introduise une approximation, elle se révèle nettement plus efficace d’un point de vue numérique car le nombre de calculs à effectuer est non seulement réduit mais peut de plus être ajuster en fonction des moyens de calculs disponibles. Cette seconde approche est donc ici retenue. La section 5 en mentionnera les conséquences et les précautions d’utilisation nécessaires.

3.2. Estimation de la production électrique

Bien que la production électrique d’une cellule photovoltaïque dépende principalement de l’irradiance globale captée, plusieurs autres facteurs peuvent entrer en jeu [16]. De surcroît la production électrique à l’échelle d’un panneau obéit à des mécanismes encore plus complexes du fait du raccordement en série ou en parallèle des cellules entre elles [13]. Un ombrage partiel même infime peut donc occasionner une diminution significative de la production [11]. Estimer précisément cette diminution nécessite non seulement de connaître les connexions précises des cellules au sein du panneau, mais également les contours de la zone ombrée. De plus dans la cas d’une grande centrale, le raccordement des panneaux entre eux et aux différents onduleurs intervient également dans l’estimation de la production électrique globale. De nombreux travaux ont été consacrés dans la littérature à la question du schéma de raccordement optimal permettant de minimiser les pertes de production dues à l’ombrage partiel [15].

Au stade actuel de développement de la méthode d’optimisation topologique proposée, il n’est donc pas envisageable de prendre en compte de manière satisfaisante les effets de l’ombrage partiel lors de la modélisation de la puissance produite. D’une part cela alourdirait considérablement la modélisation et rendrait son temps de calcul difficilement compatible avec l’optimisation à suivre. D’autre part les résultats deviendrait à nouveau très spécifiques à une configuration de panneaux donnés, perdant nettement en généralité. L’enjeu de l’ombrage partiel à l’échelle de cette étude est d’être en mesure de spécifier son impact sur la topologie optimale des panneaux d’une centrale. La question de l’impact de l’ombrage partiel sur la production n’est donc pas la question pertinente ici mais plutôt la sensibilité de la topologie optimale à la prise en compte de l’ombrage partiel. Pour ce faire, deux cas extrêmes sont considérés.

- Majorant : la production électrique d’un panneau est considérée comme proportionnelle à l’irradiance captée sans effet non linéaire de l’ombrage partiel. Ceci est une sur-estimation de la production électrique globale.
- Minorant : la production électrique d’un panneau est considérée comme nulle dès qu’il est soumis à un ombrage partiel. Il s’agit cette fois d’une sous-estimation de la production.

Ces deux estimations permettent de borner simplement la production électrique réelle entre deux valeurs dont aucune ne coïncidera avec la production réelle. L’optimisation topologique considérera successivement ces deux méthodes afin de déduire la topologie optimale dans chacun des cas et d’évaluer sa sensibilité vis à vis de la modélisation de l’ombrage partiel.

4. OPTIMISATION TOPOLOGIQUE ET ASPECTS NUMÉRIQUES

A l’aide de la modélisation de la production présentée au cours de la section précédente, il est à présent possible de considérer le problème d’optimisation topologique des panneaux d’une centrale. Les variables d’optimisation sont la position x_n et l’inclinaison α_n de chaque panneau. Cette inclinaison s’ajoute à la pente locale β_i . L’attention du lecteur est attirée

sur le fait que la version simplifiée de l'algorithme qui est ici présentée ne permet pas de faire varier l'orientation est-ouest des panneaux, mais seulement leur inclinaison α . Le problème d'optimisation suivant peut donc être formulé :

$$\max_{x, \alpha} f(x, \alpha) \quad (1a)$$

$$\text{tel que} \quad \text{pas de collision avec le terrain} \quad (1b)$$

$$\text{pas de collision entre panneaux} \quad (1c)$$

où f désigne la fonction objectif du problème. Les contraintes de l'optimisation sont simplement que les panneaux ne doivent pas entrer en collision entre eux, ni avec le terrain. La fonction objectif la plus intuitive est qu'il s'agisse de maximiser la production électrique au cours de l'année – selon les deux modélisations d'ombrage partiel décrite section 3.2.

$$f(x, \alpha) = \sum_{\theta} C_{pos}(\theta) \cdot Irrad(\theta) \quad (2)$$

avec C_{pos} le nombre d'heures annuelles où le soleil se trouve à une certaine position et $Irrad$ l'irradiance captée si le soleil est à cette position, calculée selon la section 3.1.

Cependant il convient de noter que la méthode proposée est générique et permet donc de traiter d'autres fonctions objectif. Par exemple, ainsi que mentionné dans la section 1, certains contextes incitent à minimiser le pic de production de la mi-journée pour décaler la production vers le matin et le soir. Cet objectif peut être posé de la manière suivante :

$$f(x, \alpha) = \sum_{\theta} C_{pos}(\theta) \cdot \left(Irrad(\theta) - \max_{\theta} \{Irrad(\theta)\} \right) \quad (3)$$

La section 5 reviendra sur la comparaison des résultats obtenus pour ces deux fonctions objectif. D'autres fonctions pourraient également être envisagées comme la garantie d'une production minimum pendant l'hiver pour les sites isolés.

Du fait de son grand nombre de variables et de sa nature potentiellement non convexe – en fonction de la topologie du terrain – une résolution par optimisation génétique est choisie. L'algorithme NSGA II sera utilisé [4]. Malgré la capacité de cet algorithme à résoudre des problèmes de grande dimension, une grande centrale peut comporter des centaines voire des milliers de panneaux. Ceci posera d'une part un problème de temps de calcul et d'autre part des risques de non convergence. Partitionner l'optimisation en plusieurs sous-problèmes peut alors devenir nécessaire. On peut le faire en découpant le terrain en différentes sections et en résolvant en remontant la pente. Une telle décomposition n'occasionne pas de sous-optimalité lors des vérifications numériques réalisés.

Le nombre de panneaux influe sur le nombre de variables, donc le nombre d'individus par génération et le nombre de générations. Par ailleurs, le temps d'évaluation de chaque individu dépend quant à lui du calcul de l'irradiance au cours de l'année. Le calcul de cette irradiance captée tout au long de l'année est réalisé en évaluant l'irradiance pour chaque position du soleil au fil de l'année et en pondérant par la durée que le soleil passe à cette position. Or on peut discrétiser plus ou moins finement la trajectoire du soleil afin de réduire le nombre de cas à prendre en compte. On a constaté qu'un maillage plus grossier n'affectait pas la configuration optimale ainsi que la section 5 le précisera.

5. RÉSULTATS

5.1. Validation sur un cas de référence

Afin de valider la méthode proposée, on la compare à des règles de l'état de l'art sur un cas de référence simple, celui d'un terrain plat de longueur 40 m. La méthode de référence

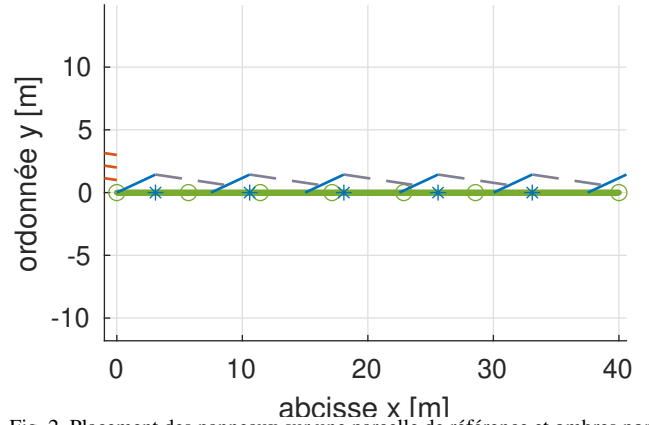


Fig. 2. Placement des panneaux sur une parcelle de référence et ombres portées selon l'état de l'art.

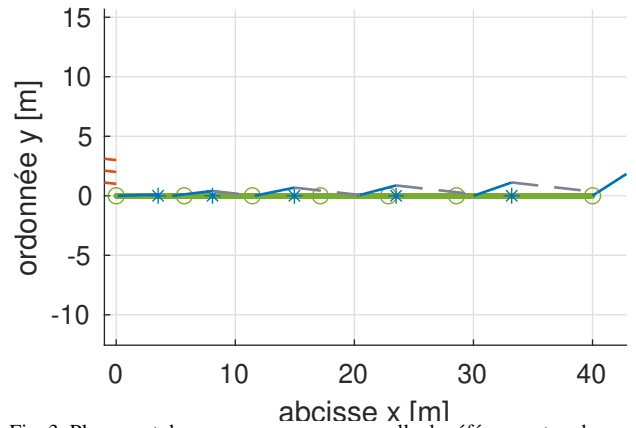


Fig. 3. Placement des panneaux sur une parcelle de référence et ombres portées selon les résultats de l'optimisation topologique.

utilise une inclinaison des panneaux de $\alpha = 25^\circ$ et un espacement régulier de

$$P = L \cdot \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan(\theta_0)} \right) \quad (4)$$

avec $\theta_0 = 18^\circ$ la hauteur moyenne du soleil à la latitude retenue [10]. Les figures 2 et 3 présentent respectivement l'implantation des panneaux sur la parcelle de référence selon un placement conforme à l'état de l'art et selon l'optimisation topologique. L'algorithme d'optimisation topologique est exécuté en variant le nombre de panneaux. La figure 4 présente alors l'irradiance totale captée au cours de l'année en fonction du nombre de panneaux installés sur la parcelle. Deux zones sont à distinguer sur cette figure. Pour un nombre de panneaux compris entre 2 et 6, la solution optimisée permet de capter une irradiance légèrement supérieure à la solution de référence. Cette amélioration est de l'ordre de 10%. A partir de 7 panneaux, la parcelle considérée n'est plus assez grande pour ajouter des panneaux selon la méthode de référence. L'irradiance captée commence donc à stagner car on ne peut plus rajouter de panneaux. A l'inverse, la méthode optimisée accepte de continuer à ajouter des panneaux, au prix de la création d'ombrages partiels. Les effets délétères de cet ombrage partiel sont contenus grâce à un placement optimisé de manière retarder l'apparition d'une diminution significative de la productivité. Une telle augmentation de l'irradiance captée permet notamment de tirer un meilleur parti des petites parcelles, par exemple en zone urbaine. Ceci permet également d'adapter la décision d'implantation en fonction du prix unitaire des panneaux et de la rentabilité espérée.

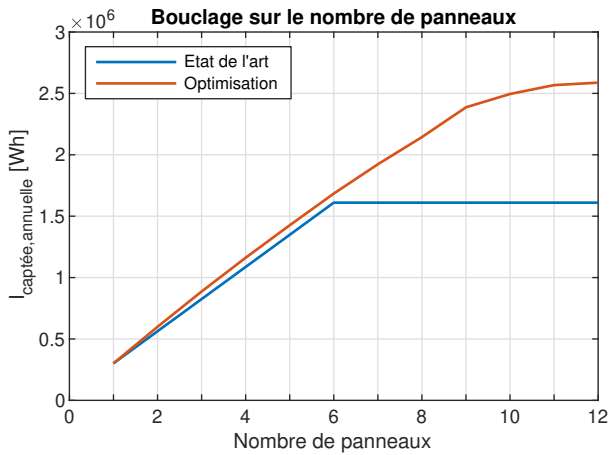


Fig. 4. Comparaison de l'irradiance annuelle captée en fonction du nombre de panneaux

Outre la vérification de la convergence vers une solution cohérente, cette configuration de référence doit permettre de vérifier la sensibilité de la solution trouvée aux ombrages partiels. Ainsi que présenté au cours de la section 3, on ne cherche pas ici à estimer précisément l'impact des ombrages partiels sur la production électrique. En effet, outre sa complexité, une telle méthode rendrait les résultats très spécifiques à un site, mais également à une technologie de panneaux photovoltaïques et à une topologie d'interconnexion électrique. Il est suffisant pour la présente étude de vérifier la sensibilité des résultats obtenus à la modélisation de la production en fonction des ombrages partiels. La figure 5 présente donc la production électrique au cours d'une année lorsqu'elle est estimée comme proportionnelle à l'irradiance captée – en bleu – ou bien que la production d'un panneau est supposée nulle quand il est partiellement ombré – en rouge. Bien que la différence de production estimée soit flagrante, l'allure de ces courbes est similaire et le modèle choisi ne peut donc influencer que très marginalement sur la manière optimale de positionner les panneaux de la centrale.

5.2. Résultats obtenus en situation réaliste

Pour la suite de l'étude, une seconde parcelle de référence est introduite. Celle-ci présente une topologie non régulière et des ombrages liés au relief afin de mettre en avant l'adaptation permise par l'optimisation topologique proposée. Les figures 6 et 7 présentent respectivement la pente du terrain considéré et les masquages du soleil créés par le relief. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une topologie existante, ce cas d'étude peut être considéré comme représentatif de situations réelles de moyenne mon-

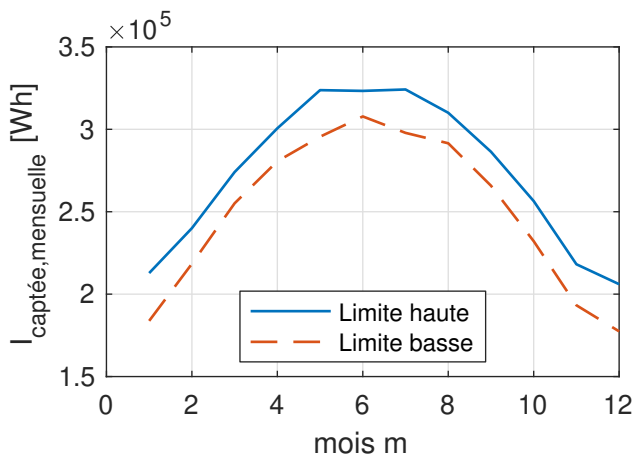


Fig. 5. Sensibilité de la production à l'ombrage partiel

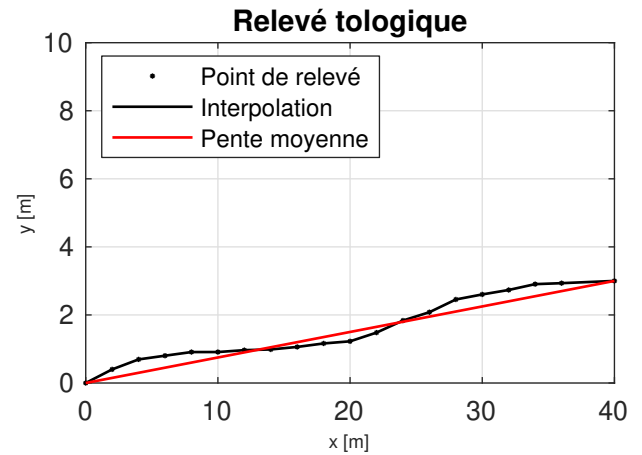


Fig. 6. Topographie de la parcelle réaliste utilisée comme cas d'étude

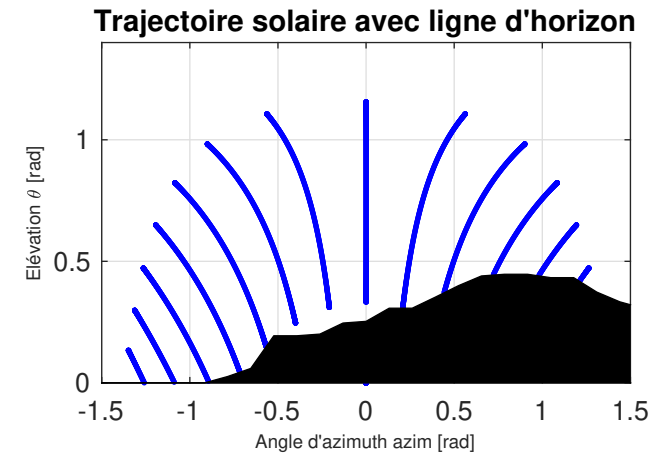


Fig. 7. Relief considéré pour le cas d'étude et positions solaires à chaque heure de la journée.

tagne. Sur la base de ces trajectoires et de ce relief, les positions du soleil peuvent alors être discrétisées. En effet si l'optimisation topologique devait considérer chaque position du soleil au cours de l'année, cela alourdirait considérablement la charge de calcul – 4380 positions annuellement si l'on considère un pas horaire – alors que de très nombreuses positions du soleil sont similaires entre elles. On regroupe donc ici les positions du soleil en 10 positions – situées aux centres des carrés du quadrillage de la figure 7. Les temps de calculs constatés sont alors de l'ordre de une minute pour optimiser la position des 6 panneaux considérés *infra*. Une implantation des panneaux sur cette parcelle selon les règles de l'état de l'art est représentée figure 8. Les panneaux implantés selon les résultats de l'optimisation topologique présentée sont quant à eux illustrés figure 9. Cette implantation optimisée converge vers la même solution lorsque les positions du soleil sont discrétisées en au moins 10 valeurs. Une amélioration de 15% de la production annuelle est alors constatée.

Ainsi que présenté section 4, la méthode d'optimisation présentée permet de prendre en compte différentes fonctions objectif. Bien que la plupart des cas d'application s'intéresseront à la maximisation de la production annuelle, la possibilité de traiter d'autres fonctions objectif permet d'élargir la conception d'une centrale photovoltaïque. La figure 10 présente ainsi en vert les résultats obtenus lorsque la fonction objectif vise à lisser la production, au sens de l'équation (3), au cours d'une journée. Les résultats correspondant à l'objectif initial de maximisation de la production est indiqué en bleu. Afin d'étudier le compromis entre ces deux objectifs, des pondérations intermédiaires sont également indiquées en rouge, jaune et violet. Les

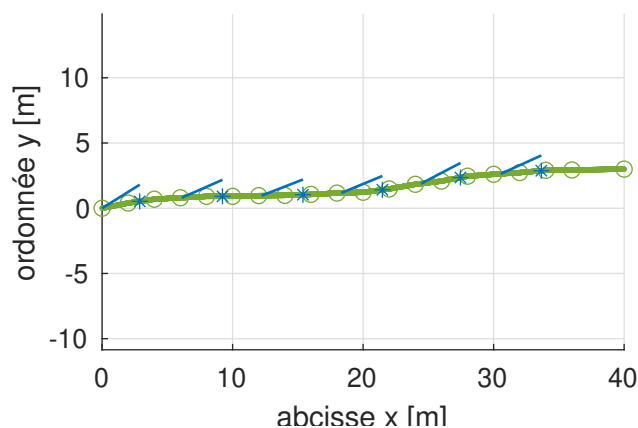


Fig. 8. Implantation selon les règles de l'état de l'art

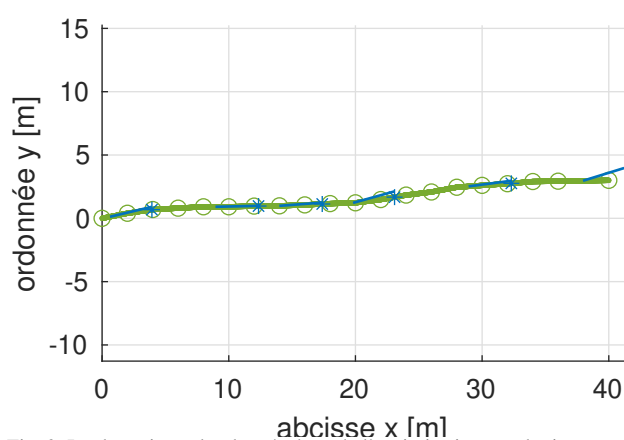


Fig. 9. Implantation selon les résultats de l'optimisation topologique

heures sont indiquées en Heure Moyenne de Greenwich GMT un jour d'équinoxe. Il convient de remarquer que la définition de l'objectif de lissage de production implique des comportements non uniformes au cours de l'année. En effet la maximisation de la production induit durant certaines journées un lissage de la production : le soleil étant très haut à la mi-journée, l'angle d'incidence sur les panneaux diminue et donc la production se lisse. En hiver cet effet n'est pas visible. Le déplacement de la production vers le début et la fin de journée est largement amplifié lors de l'utilisation de la fonction objectif 3. En contrepartie, cela se traduira durant certaines journées – comme celle prise en exemple figure 10 – par une diminution massive de la production à la mi-journée et donc un effet contre-intuitif. La définition de la fonction objectif doit donc être réfléchi en connaissance de cause lors de la conception.

6. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Au cours de cette étude, le problème de l'implantation optimale des panneaux d'une centrale a été étudié. Pour ce faire, une modélisation des ombres portées par le relief et par chaque panneau a été présentée afin d'estimer l'irradiance captée par l'ensemble de la centrale. L'impact de l'ombrage partiel sur la production des panneaux a été borné. L'implantation de la centrale a été posée sous la forme d'un problème d'optimisation dont les contraintes reflètent la faisabilité physique. Plusieurs fonctions objectif ont été considérées. Les résultats ont été discutés sur deux cas d'étude, un premier idéalisé afin de vérifier la validité des résultats obtenus, un second réaliste afin de mettre en évidence des gains de production par rapport à une méthode état de l'art. A ce stade des travaux présentés, de très nombreux aspects de l'implantation réelle d'une centrale ne sont pas pris

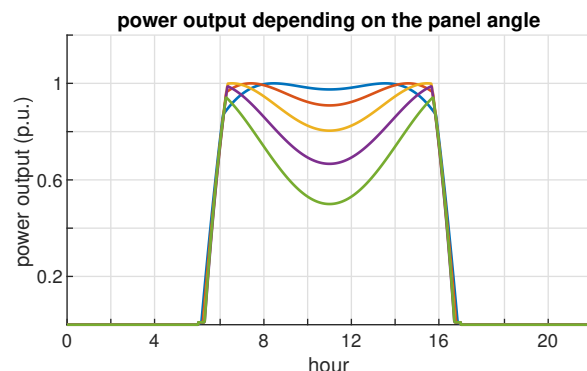


Fig. 10. Exemple de production d'une centrale photovoltaïque au cours d'une journée – ciel clair – pour différentes fonctions objectives. En bleu : maximisation de la production. En vert : déplacer la production vers le matin et le soir. Autres couleurs : configurations intermédiaires.

en compte, ce qui ouvre plusieurs pistes pour rapprocher la méthode proposée d'une utilisation opérationnelle.

La première perspective ouverte à l'issue de cette étude concerne naturellement le passage en trois dimensions de l'algorithme simplifié présenté ici. Outre l'allongement des expressions géométriques, ce problème en trois dimensions implique une forte augmentation de la complexité calculatoire de la modélisation de l'irradiance. Les temps de calcul peuvent donc devenir prohibitifs à moins qu'une attention particulière ne soit portée à l'implémentation de ce code. De plus le nombre d'inconnues en jeu est également multiplié d'où un enjeu pour la méthode d'optimisation choisie. Cet algorithme est actuellement en cours de finalisation.

De plus les travaux ici présentés se sont basés sur une irradiance de type ciel clair. Il est donc nécessaire à l'avenir d'utiliser des séries temporelles réelles décrivant l'irradiance en un site particulier afin de consolider les résultats. Outre une meilleure adaptation de la configuration à une localisation donnée, ceci permettrait d'estimer la sensibilité de la topologie optimale aux paramètres météorologiques. La méthode ici présentée est directement compatible avec la prise en compte d'une série temporelle d'irradiance réelle car chaque position du soleil donne lieu à un calcul d'irradiance. Il suffit donc *a posteriori* de pondérer chaque position du soleil par son nombre d'heures d'occurrence au cours d'une année et par la couverture nuageuse moyenne constatée pour cette position.

Par ailleurs les conséquences d'un ombrage partiel n'ont pas été ici précisément prises en compte. Elles sont simplement été bornées entre une modélisation trop optimiste et une autre trop pessimiste. Cette telle approche reste pertinente tant qu'il s'agit d'évaluer la robustesse de la topologie optimale des panneaux vis à vis de l'ombrage partiel. Néanmoins une évaluation précise du productible nécessite d'adopter une modélisation plus précise de la production électrique en fonction de l'ombrage partiel [12].

Enfin de très nombreux travaux ont été consacrés dans la littérature à la question de la connexion optimale des panneaux. La manière dont ils sont raccordés entre eux et aux différents onduleurs permet en effet de minimiser les pertes de productibles dus entre autres à l'ombrage partiel. La reconfiguration dynamique de ces connexions a également fait l'objet de plusieurs travaux. La topologie optimale des panneaux de la centrale serait nécessairement impactée si l'on prenait en compte qu'une telle reconfiguration est possible. Un couplage de la méthode proposée avec une reconfiguration dynamique [7] serait donc une piste très intéressante de développements futurs.

7. REMERCIEMENTS

Les auteurs tiennent tout d'abord à remercier les partenaires industriels ayant soumis cette question à notre attention. Tous nos

remerciements vont également à Loïc Queval – Geeeps, CentraleSupélec – pour son implication dans le projet ayant donné lieu à cette étude ainsi que pour son regard critique.

8. RÉFÉRENCES

- [1] H Braun, ST Buddha, V Krishnan, Cihan Tepedelenlioglu, Andreas Spanias, M Banavar, and D Srinivasan. Topology reconfiguration for optimization of photovoltaic array output. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 6 :58–69, 2016.
- [2] Ministère de la Transition Energétique et Solidaire. Stratégie française pour l'énergie et le climat, programmation pluriannuelle de l'énergie, 2017.
- [3] Réseau de Transport d'Electricité. Bilan électrique 2019, solaire, 2019.
- [4] Kalyanmoy Deb, Amrit Pratap, Sameer Agarwal, and TAMT Meyarivan. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm : Nsga-ii. *IEEE transactions on evolutionary computation*, 6(2) :182–197, 2002.
- [5] Organisation des Nations Unies. Accords de paris, 2015.
- [6] MZ Shams El-Dein, Mehrdad Kazerani, and MMA Salama. Optimal photovoltaic array reconfiguration to reduce partial shading losses. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1) :145–153, 2012.
- [7] Damiano La Manna, Vincenzo Li Vigni, Eleonora Riva Sanseverino, Vincenzo Di Dio, and Pietro Romano. Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33 :412–426, 2014.
- [8] Vivek Sivaraman Narayanaswamy, Raja Ayyanar, Andreas Spanias, Cihan Tepedelenlioglu, and Devarajan Srinivasan. Connection topology optimization in photovoltaic arrays using neural networks. In *2019 IEEE International Conference on Industrial Cyber Physical Systems (ICPS)*, pages 167–172. IEEE, 2019.
- [9] Markus Neteler and Helena Mitsova. *Open source GIS : a GRASS GIS approach*, volume 689. Springer Science & Business Media, 2013.
- [10] PACER. *Centrales photovoltaïques, guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs*. Office fédéral des questions conjoncturelles, ISBN 3-905232-26-X, 1996.
- [11] Dimitrios Passias and Bengt Källbäck. Shading effects in rows of solar cell panels. *Solar Cells*, 11(3) :281–291, 1984.
- [12] Mohammadmehdi Seyedmahmoudian, Saad Mekhilef, Rasoul Rahmani, Rubiyah Yusof, and Ehsan Taslimi Renani. Analytical modeling of partially shaded photovoltaic systems. *Energies*, 6(1) :128–144, 2013.
- [13] Santiago Silvestre, Alfredo Boronat, and A Chouder. Study of bypass diodes configuration on pv modules. *applied energy*, 86(9) :1632–1640, 2009.
- [14] Marcel Suri, Thomas Huld, ED Dunlop, and T Cebecauer. Geographic aspects of photovoltaics in europe : contribution of the pvgis website. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 1(1) :34–41, 2008.
- [15] Luiz Fernando Lavado Villa, Damien Picault, Bertrand Raison, Seddik Bacha, and Antoine Labonne. Maximizing the power output of partially shaded photovoltaic plants through optimization of the interconnections among its modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2(2) :154–163, 2012.
- [16] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, 24(5) :1198–1208, 2009.
- [17] Caisheng Wang and M Hashem Nehrir. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power systems*, 19(4) :2068–2076, 2004.
- [18] Weidong Xiao, Nathan Ozog, and William G Dunford. Topology study of photovoltaic interface for maximum power point tracking. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 54(3) :1696–1704, 2007.