

Optimisation d'une installation de panneaux photovoltaïques

Optimisation | Énergie Solaire

DELAIVE Loïc - l.delaive@student.helmo.be
FRANCK Pauline - p.franck@student.helmo.be
MARQUET Louis - l.marquet@student.helmo.be
SÉLECK Gauthier - g.seleck@student.helmo.be

GED 1

M2 - UE08 - Production d'énergie alternative

Année académique 2023-2024

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	2
1 PRÉSENTATION DU PROBLÈME	3
1.1 Contexte	3
1.2 Objectifs	3
1.3 Données à disposition	3
2 FORMALISATION DU PROBLÈME	5
2.1 Variables d'optimisation	5
2.2 Fonctions objectives	5
2.3 Contraintes	6
2.4 Paramètres d'optimisation	7
2.5 Temps de retour sur investissement (DPBP)	7
3 CODE DE CALCUL	9
3.1 Codage des variables	9
3.2 Architecture	9
3.3 Fonctions solaires	12
3.4 Validation des codes	12
4 RÉSULTAT ET ANALYSE	15
4.1 Une orientation/inclinaison possible	15
4.2 Deux orientations/inclinaisons possibles	16
4.3 Optimum sélectionné	17
5 COMPARAISON AVEC UNE CENTRALE SOLAIRE À TOUR	18
5.1 Spécifications de l'installation photovoltaïque	18
5.2 Spécifications de la centrale solaire à tour	18
5.3 Résultat et analyse	19
CONCLUSION	21
BIBLIOGRAPHIE	22
A OPTIMISATION AVEC L'ONDULEUR 3 VS 2 OU 3	23
B MONOTONES DE PRODUCTION ANNUELLE	24
C PORTFOLIO INDIVIDUEL	26
D AUTO-ÉVALUATION ET RÉFLEXION	27
E ARTICLES SCIENTIFIQUES	28

INTRODUCTION

Ce projet portant sur l'optimisation d'une installation de panneaux photovoltaïques s'inscrit dans le cadre des cours d'optimisation et d'énergie solaire de Master 2 à Gramme.

Dans le premier chapitre, l'énoncé du problème est présenté, mettant en évidence sa corrélation directe avec les aspects liés à l'optimisation et au domaine de l'énergie solaire. Cette approche vise à établir le contexte du projet.

Le deuxième chapitre est consacré à la formalisation du problème en termes d'optimisation, en définissant les différentes variables, les fonctions objectives, les contraintes et les paramètres.

Le troisième chapitre décrit en détail la conception et la validation de l'algorithme, en mettant l'accent sur les aspects techniques et les résultats de la validation.

Le quatrième chapitre est entièrement consacré à une analyse détaillée des résultats obtenus. La solution finale sera décrite en détail.

Le cinquième chapitre compare la solution finale avec une centrale solaire à tour, en soulignant les avantages et les particularités de chaque approche.

Enfin, le rapport se termine par un résumé des résultats et des enseignements tirés du projet.

1 PRÉSENTATION DU PROBLÈME

Dans ce chapitre, le contexte, l'objectif du problème et les données à disposition sont examinés en détail.

1.1 Contexte

Le contexte de ce problème est de dimensionner l'installation de panneaux photovoltaïques pour un parc de bâtiments.

1.2 Objectifs

L'objectif est de trouver l'installation qui répondra à un compromis entre le coût de l'électricité consommée et les émissions de CO_2 liées à la consommation électrique. Pour ces deux critères, le projet sera évalué sur une période de 20 ans.

1.3 Données à disposition

Les données à disposition concernent la consommation électrique du parc de bâtiments, le climat à l'emplacement du projet, le panneau photovoltaïque utilisé, les onduleurs considérés et les hypothèses d'évaluation.

1.3.1 La consommation électrique

La consommation électrique 2021 du parc de bâtiments peut être résumée sous la forme d'une monotone de consommation (figure 1.1).

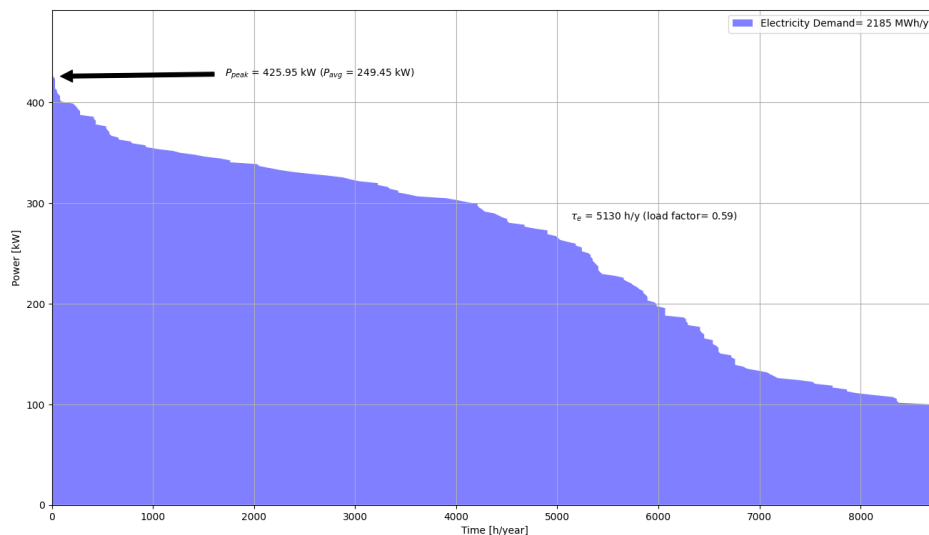


Figure 1.1 – La monotone de consommation du parc de bâtiments

À partir de cette monotonie, diverses informations peuvent être déduites. La première est la consommation annuelle, qui est de 2185 MWh. La deuxième est la puissance maximale, qui est de 425,95 kW. La troisième est la puissance de fond, c'est-à-dire la puissance consommée en permanence, qui est proche de 100 kW. L'avantage de ce parc immobilier est que la consommation d'électricité est assez stable (facteur de charge = 0,59).

1.3.2 Le climat

Les données climatiques à disposition représentent une année moyenne heure par heure. Ces données sont générées par PVGIS¹ (JOINT RESEARCH CENTRE 2023), un outil de l'Union européenne. Des données sur l'irradiation (globale, directe et diffuse) et la température s'y trouvent également.

1.3.3 Le panneau photovoltaïque

Les caractéristiques du type de panneau photovoltaïque utilisé sont indiquées dans l'énoncé :

- Une résistance série de $1000 \Omega \text{cm}^2$;
- Une résistance parallèle de $1 \Omega \text{cm}^2$;
- Une température normale de fonctionnement de 48°C ;
- Un courant d'éclairement de 38 mA/cm^2 sous une irradiation de 1000 W/m^2 ;
- Un courant d'obscurité de $1,5 \times 10^{-12} \text{ A/cm}^2$;
- Un coefficient d'idéalité de la diode de 1,2 ;
- Un nombre de cellules en séries de 72 ;
- Un prix de 300 €/pièce montage compris ;
- Un verre de 3 mm d'épaisseur.

1.3.4 Les onduleurs

Les caractéristiques des 3 onduleurs proposés sont données dans l'énoncé :

Onduleur #	$P_{ac,nom}$ [kW]	$P_{dc,max}$ [kW]	$V_{in,dc}$ [V]	$V_{in,MPPT}$ [V]	$V_{ac,OUT}$ [V]	$I_{ac,OUT}$ [A]	Prix [€]
1	4,5	9	1000	$150 < V_m < 800$	230	$3 \times 6,5$	1213
2	25	37,8	1000	$580 < V_m < 850$	230	$3 \times 39,1$	2594
3	60	90	1000	$570 < V_m < 800$	230	3×87	3897

Table 1.1 – Onduleurs considérés

1.3.5 Les hypothèses d'évaluation

Les hypothèses d'évaluation des solutions sont données dans l'énoncé :

- Le coût d'achat de l'électricité est de 150 € par MWh consommé par le bâtiment ;
- Le prix de revente au réseau est de 50 € par MWh produit par les panneaux PV et injecté sur le réseau ;
- La durée du projet est de 20 ans avec un taux d'intérêt de 4%.

1. Photovoltaic Geographical Information System

2 FORMALISATION DU PROBLÈME

Ce chapitre présente la modélisation et la formalisation précise de ce problème en termes d'optimisation. Dans l'ordre, les variables de conceptions, les fonctions objectives, les contraintes et les paramètres seront détaillés.

2.1 Variables d'optimisation

Les variables d'optimisation sont les variables que le code génétique fait varier afin d'optimiser l'installation photovoltaïque. Ces variables se comptent au nombre de 6 :

- Le type d'onduleur ([tableau 1.1](#)), variable discrète ;
- L'inclinaison des panneaux (i), variable continue ;
- L'orientation des panneaux (γ), variable continue ;
- Le nombre de panneaux installés en série (N_{ps}), variable discrète ;
- Le nombre de panneaux installés en parallèle (N_{pp}), variable discrète ;
- Le nombre d'installations (nombre d'onduleurs) ($NbInsta$), variable discrète.

Il a été choisi de laisser i et γ comme variables continues car le temps de convergence avec des variables discrètes est plus long. De plus, le réglage réel de l'installation sera au degré près et cela n'aura pas d'impact significatif.

2.2 Fonctions objectives

Comme introduit précédemment, le but de ce projet est de trouver le compromis optimal entre le coût de l'électricité consommée et la diminution des émissions de CO_2 relatives. Pour cela, 2 fonctions objectives sont définies : une première exprime le coût de l'électricité par kWh, et l'autre, la quantité de CO_2 dégagée par kWh consommé ([équation 2.3](#)).

2.2.1 LCOE

LCOE (Levelized Cost Of Electricity) est le coût actualisé de l'électricité après l'installation de panneaux photovoltaïque et se calcul avec l'équation ([2.1](#)).

$$LCOE = \frac{LTSC}{E_{dmd}} \text{ [€/kWh]} \quad (2.1)$$

Cette équation est calculée à partir du LTSC (Levelized Total System Cost) divisé par l'énergie consommée en 1 an ([2.2](#)).

$$LTSC = c_0 \cdot \psi + BPE \cdot E_{grid} - SPE \cdot E_{export} \text{ [€]} \quad (2.2)$$

Avec

- c_0 [€] : Coût initial de l'installation.
- $\psi = \frac{\text{Interet}}{1 - (1 + \text{Interet})^{(-\text{annee})}}$: Facteur d'annuité prenant en compte l'intérêt.
- BPE [€/kWh] : Prix d'achat de l'électricité.
- SPE [€/kWh] : Prix de revente de l'électricité.
- E_{grid} [kWh] : Énergie consommée sur le réseau.
- E_{export} [kWh] : Énergie exportée (revendue) sur le réseau.

2.2.2 Intensité carbone

La fonction objective associée au CO_2 dégagé est l'intensité carbone. Celle-ci se calcule à l'aide de l'équation (2.3).

$$CO_2 = \frac{P_{pv_{rated}} \cdot qCO_{2PV} + qCO_{2Belgique} \cdot E_{grid.20}}{E_{dmd.20}} [kgCO_2/kWh] \quad (2.3)$$

Avec

- $P_{pv_{rated}}$ [kW] : Puissance nominale de l'installation.
- qCO_{2PV} [kgCO₂/kW] : Quantité de CO₂ dégagée par kW de PV installé.
- $qCO_{2Belgique}$ [kgCO₂/kWh] : Quantité de CO₂ dégagée par kWh consommé en Belgique (**ELECTRICITY MAPS 2023**).
- E_{grid} [kWh] : Énergie consommée sur le réseau.
- E_{dmd} [kWh] : Énergie totale consommée par le parc de bâtiments.

2.3 Contraintes

Dans cette section, les contraintes sont examinées pour assurer la réalité de l'espace de conception et éviter toute extension superflue dans des zones non-optimales.

2.3.1 Contraintes de bornes

Pour que ce projet soit le plus réaliste possible, l'installation doit être techniquement et physiquement réalisable. Pour cela, il faut définir des conditions sur les variables de conception. Certaines de ces bornes ont été définies grâce aux limites physiques. Les autres ont été fixées en fonction des résultats obtenus après l'exécution du code d'optimisation avec un espace de conception étendu.

- Le numéro de l'onduleur : $[1 \leq NumOnd \leq 3]$;
 - Seuls 3 onduleurs sont mis à disposition.
- Le nombre de panneaux en série : $[1 \leq Nps \leq 30]$;
 - Les bornes sont définies après une optimisation.
- Le nombre de panneaux en parallèle : $[1 \leq Npp \leq 30]$;
 - Les bornes sont définies après une optimisation.
- L'orientation des panneaux : $[-90 \leq Npp \leq 90]$;
 - Étant dans l'hémisphère Nord, l'azimute optimum ne peut pas être situé au Nord.
- L'inclinaison des panneaux : $[0 \leq Npp \leq 90]$;
 - Le panneau ne peut pas être retourné face vers le sol.
- Le nombre d'installations (d'onduleurs) : $[1 \leq Npp \leq 50]$.
 - Les bornes sont définies après une optimisation.

2.3.2 Contraintes d'émission de CO₂

Une contrainte maximale est fixée pour l'émission de CO₂ à la valeur d'émission initiale si aucun panneau n'était installé, c'est-à-dire 0,152 kg de CO₂ par kWh (équation 2.4). En effet, l'un des objectifs de l'installation des panneaux photovoltaïques est de diminuer les émissions de CO₂ liées à la consommation d'électricité. Il n'est donc pas utile que le code recherche des solutions ne respectant pas cette contrainte.

$$CO_2 \leq qCO_{2\text{Belgique}} \quad (2.4)$$

2.3.3 Contraintes financières

Une contrainte maximale de 0,150 € par kWh est fixée pour le coût de l'électricité (équation 2.5). En effet, l'objectif étant de réduire ce coût, il est donc inutile que le code d'optimisation cherche des solutions ne respectant pas cette contrainte. Il est également fixé une contrainte minimale. Celle-ci empêche l'optimisation de chercher des solutions avec un prix de l'électricité négatif (équation 2.5).

$$0 \leq LCOE \leq BPE \quad (2.5)$$

2.4 Paramètres d'optimisation

Les différents paramètres de tuning de l'optimisation sont les suivants :

- N_{pop} : taille de la population = 100 ;
 - Une grande taille de population a été choisie afin d'obtenir un front de Pareto continu.
- N_{tour} : nombre d'individus sélectionnés par tournoi = 10 ;
 - Étant donné qu'une majeure partie de la population est inadmissible lors de l'initialisation, les tournois sont composés de 10% de la population afin de favoriser les individus admissibles.
- α : paramètre de croisement = 0,7
 - Ce paramètre a été choisi par défaut à la valeur utilisée lors des tests de validation du code d'optimisation. Il n'a pas été nécessaire de le modifier.
- P_{mut} : Pourcentage d'individus mutés = 5
 - Le pourcentage a été fixé à 5% car l'espace de conception est composé de beaucoup d'individus inadmissibles. D'ailleurs, avec un pourcentage de mutation de 1%, l'algorithme ne choisit pas le meilleur l'onduleur.

2.5 Temps de retour sur investissement (DPBP)

Le temps de retour sur investissement (équation 2.6), ou "Discounted Pay-Back Period", représente le temps nécessaire pour récupérer le montant de l'investissement initial tout en tenant compte des entrées de trésorerie et du taux d'intérêt.

C'est un élément important pour les investisseurs. Le DPBP est donc calculé pour chaque individu du front de Pareto. Ce chiffre est une aide à la décision de l'installation qui sera implantée. Le DPBP est déterminée avec l'équation (2.6).

$$DPBP = -\frac{\ln\left(1 - \frac{C_0 \cdot d}{A}\right)}{\ln(1 + d)} \quad (2.6)$$

Avec

- $A = E_{dmd} \cdot BPE - BPE * E_{grid} + SPE * E_{export}$: cash-flow entrant annuellement [€/an];
- d : taux d'intérêt [%];
- C_0 : coût de l'investissement [€].

3 CODE DE CALCUL

Ce segment se focalise sur la présentation succincte de la structure du code de calcul ainsi que de l’algorithmique développé. Il aborde les aspects tels que la codification des variables, la mise en œuvre de la dimension multi-objectifs, l’explication des fonctions solaires et, enfin, la validation du code.

En guise de rappel, il convient de noter que le présent travail exploite un algorithme génétique multi-objectifs contraint dans le but de déterminer une solution optimale et idéale. Ce dispositif algorithmique s’inspire de l’analogie avec le processus d’évolution naturelle des espèces, où une population d’individus évolue.

3.1 Codage des variables

Chaque solution potentielle au problème est représentée par un chromosome (un individu) dans une population. Ce chromosome présente un certain nombre de gènes (caractéristiques) qui sont codés dans l’algorithme ([figure 3.1](#)) dans une *class*.

	Chromosome/individu					
Paramètre	x (variables d'optimisation)					
Gènes	Type d'onduleur	Nombre de panneau en série	Nombre de panneau en parallèle	Orientation des panneaux	Inclinaison des panneaux	Nombre d'installation
Nom de la variable	NumOnd_1	Nps_1	Npp_1	gamma_1	i_1	nbinsta_1
	NumOnd_2	Nps_2	Npp_2	gamma_2	i_2	nbinsta_2
Codage	Entier	Entier	Entier	Réel	Réel	Entier
Paramètre	f (Évaluation des fonctions objectives)					
Gènes	LCOE		CO ₂		DPBP	
Codage	Réel		Réel		Réel	
Paramètre	g (Évaluation des contraintes)					
Gènes	Consommation CO ₂			Financières		
Codage	Réel			Réel		
Paramètre	ranking (Classement)					
Codage	Entier					
Paramètre	fviol (Facteur de viol)					
Codage	Réel					

Figure 3.1 – Représentation d’un chromosome/individu

L’ensemble des paramètres sont codés en entier ou réel car ce type de codage ne nécessite pas d’étape de décodage, l’espace de codage correspond à l’espace d’état et il ne présente pas de défaut de Hamming.

3.2 Architecture

L’architecture du code, présentée dans le logigramme ([figure 3.2](#)), présente une similitude marquée avec celle d’un algorithme génétique multi-objectifs avec contraintes, tel qu’expliqué pendant le cours d’optimisation ([KELNER 2023](#)).

Le processus débute par l’importation des données pertinentes, localisées dans des fichiers. Les fonctions *GetPVProduction()* et *GetProfile()* sont employées pour lire et traiter les informations extraites respectivement des fichiers "DataOnshore_be.csv" et "Groupe1.csv". Le premier fichier fournit des données liées à l’exposition au soleil, tandis que le second présente la consommation de l’ensemble immobilier.

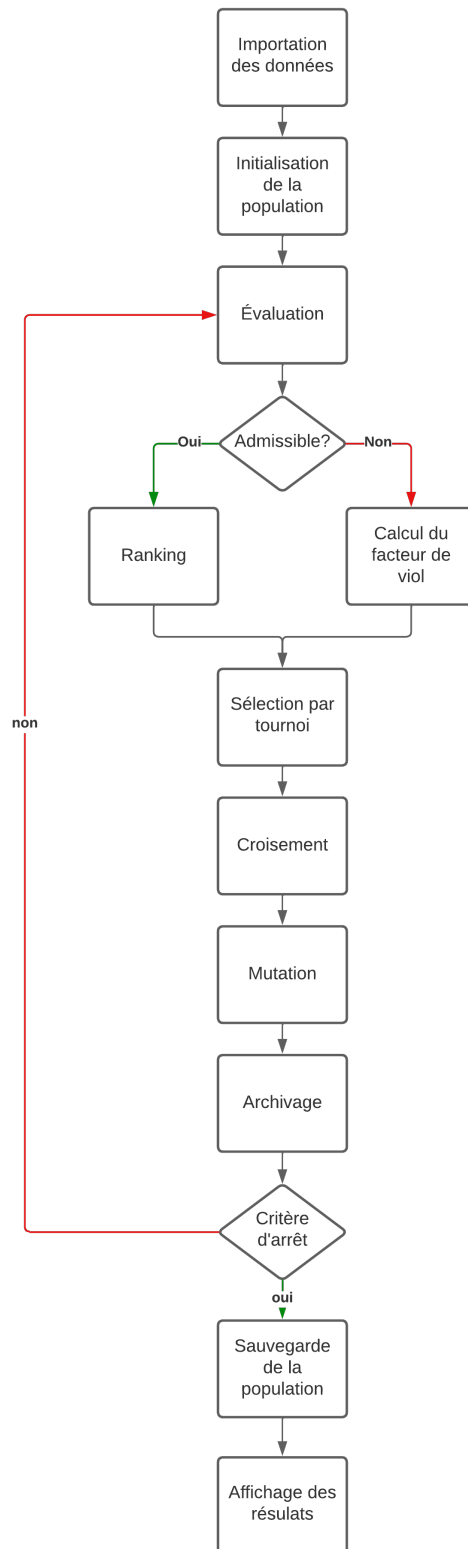


Figure 3.2 – Logigramme du code

La deuxième étape consiste à former la population au moyen de la fonction *initialisation(population, Npop, NewPop, generation)*. Cette fonction a pour objet de créer une population aléatoire composée de *Npop* individus.

Par la suite, le code principal entre dans une boucle itérative, exécutée jusqu'à ce que le nombre d'itérations souhaité soit atteint. L'accroissement de ce nombre conduit à des résultats plus concluants, mais rallonge également le temps d'exécution du code. Cette boucle comprend six étapes distinctes : évaluation, ranking, sélection par tournoi, croisement, mutation et archivage.

La séquence itérative débute par l'évaluation complète des individus présents dans la population. La fonction *evaluation(population)* est employée à cette fin, permettant l'analyse des deux fonctions objectives, des diverses contraintes, ainsi que de leurs fonctions de violation en cas d'inadmissibilité de l'individu.

Par la suite, la fonction *ranking(population, archive)* est mise en œuvre pour ordonner la population et les archives composées d'individus admissibles. Ce classement positionne en tête les individus présentant les valeurs les plus faibles pour les fonctions objectives.

La fonction *selection_tournoi(population, Ntour)* est ensuite déployée pour générer une nouvelle population à travers un système de tournoi. Cette fonction organise *Npop* tournois, où le vainqueur de chaque tournoi est intégré à la nouvelle population. Chaque tournoi se compose de *Ntour* individus, et pour remporter le tournoi, un individu doit posséder soit le meilleur classement s'il est admissible en cas de multiples admissibles, soit être admissible si les autres sont inadmissibles, soit présenter le facteur de violation le plus faible en cas d'inadmissibilité générale.

Par la suite, la fonction *croisement(population, Npop)* facilite la création d'une nouvelle population par le biais du croisement. Deux parents sont sélectionnés de manière aléatoire, et deux enfants sont générés à partir de leurs caractéristiques, recevant un mélange aléatoire de ces dernières.

Le dernier ajustement apporté à la population au sein de la boucle est la mutation. La fonction *mutation(population, pmut, generation, xmax, xmin, Gmax)* s'occupe de muter une caractéristique d'une proportion *pmut* de la population. Cette fonction favorise l'exploration de pistes plus éloignées.

Enfin, en fin de boucle, la fonction *archivage(archive, Narchive)* vise à maintenir une archive d'individus non-dominés, privilégiant ceux présentant le meilleur classement. L'ajout à l'archive résulte d'une comparaison entre les individus, se limitant aux non-dominés. La sélection finale s'opère par choix aléatoire parmi ces individus non-dominés, permettant la préservation des meilleurs individus au fil des itérations.

En conclusion de la boucle itérative, la totalité de la population est consignée dans un fichier ".csv" afin de documenter chaque essai d'optimisation. De plus, divers graphiques sont générés, comprenant un diagramme du front de Pareto, un graphique illustrant le nombre d'individus inadmissibles en fonction du nombre d'itérations, ainsi qu'un graphique représentatif de la composition de la population.

3.3 Fonctions solaires

Dans l'évaluation des individus, les fonctions utilisées traitent de l'énergie solaire, afin d'obtenir les valeurs nécessaires au calcul des fonctions objectives (section 2.2). Ces fonctions solaires ont été fournies lors du cours d'énergie solaire (DEWALLEF 2023). Celles-ci ont été adaptées pour les utiliser dans le code Python.

- **PvYield** : Il s'agit de la fonction qui prend nos 6 variables de conception en entrée et renvoie la production des panneaux photovoltaïques pour chaque heure de l'année.

Pour ce faire, cette fonction utilise elle-même d'autres fonctions :

- **SunPosition** : En transmettant la longitude, la latitude, le jour et l'heure, cette fonction renvoie la position du soleil dans le ciel.
- **IrradiationRatio** : En transmettant la position du soleil dans le ciel, l'orientation, l'inclinaison et l'albédo du panneau photovoltaïque ainsi que l'irradiation globale et diffuse, cette fonction renvoie les rapports d'irradiation (directe et diffuse) et l'angle d'incidence (thêta).
- **GlassAbsorption** : En transmettant l'irradiation directe et diffuse, l'angle d'incidence et l'épaisseur du verre, cette fonction renvoie ce que le panneau absorbe.
- **PV_panel** : Cette fonction calcule la puissance et la tension du panneau photovoltaïque en fonction des données du panneau et de l'irradiation.
- **PV_array** : Cette fonction calcule la production de l'installation en sortie de l'onduleur, sur la base des données de l'onduleur, des données du panneau et des variables de conception.
- **EnergyBalance** : C'est la fonction qui équilibre, heure par heure, la puissance produite, la puissance consommée et la puissance échangée avec le réseau. Elle prend en entrée la date et l'heure, ainsi que la puissance consommée et produite heure par heure. En sortie, elle donne l'énergie fournie par le réseau, l'énergie exportée vers le réseau et l'énergie consommée.
- **PV_panel** : Dans ce contexte, cette fonction est utilisée pour obtenir la puissance d'un panneau, pour ensuite la mettre dans la fonction objective de l'intensité de carbone.

3.4 Validation des codes

La validation de l'algorithme est effectuée via 3 tests. Comme le code utilise des variables discrètes, chaque test est exécuté avec des variables continues puis discrètes.

Le premier test provient d'un article scientifique (KELNER et al. 2008) sur un algorithme génétique multi-objectif contraint. Il se compose de deux fonctions objectives à minimiser (3.1 et 3.2) et de deux contraintes (3.3 et 3.4).

$$\text{minimiser } f_1(x) = -x_1 - x_2^2 \quad (3.1)$$

$$\text{minimiser } f_2(x) = -x_1^2 - x_2 \quad (3.2)$$

$$\text{avec } g_1(x) \equiv 12 - x_1 - x_2 \geq 0 \quad (3.3)$$

$$g_2(x) \equiv x_1^2 + 10x_1 - x_2^2 + 16x_2 - 80 \geq 0 \quad (3.4)$$

$$\text{et } x_1 \in [2; 7] \quad (3.5)$$

$$x_2 \in [5; 10] \quad (3.6)$$

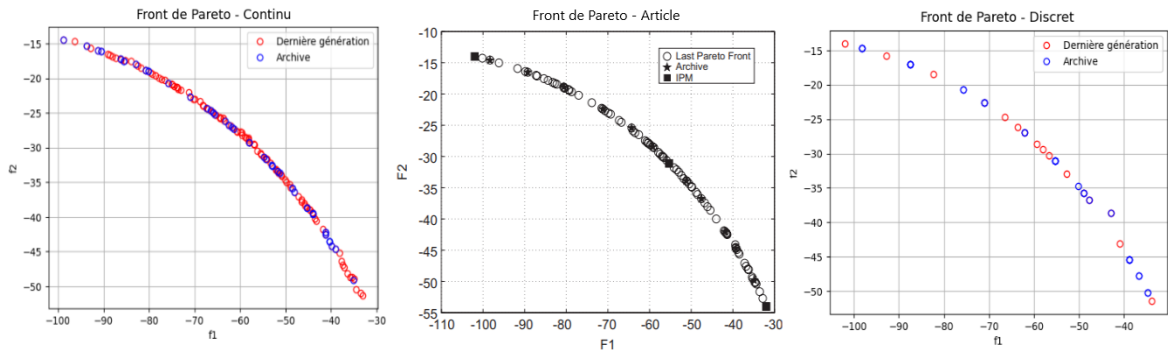


Figure 3.3 – Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le premier test

Les résultats de ce premier test (figure 3.3) sont positifs, car les trois fronts de Pareto sont identiques, ce qui valide le fait que le code fonctionne avec un front non convexe, des contraintes et qu'il fonctionne avec des variables continues et discrètes.

Le second test est la fonction *Hanne 4* (COLLETTE et SIARRY 2002). Il se compose de deux fonctions objectives à minimiser (3.7 et 3.8) et d'une contrainte (3.9).

$$\text{minimiser } f_1(x) = x_1 \quad (3.7)$$

$$\text{minimiser } f_2(x) = x_2 \quad (3.8)$$

$$\text{avec } g_1(x) \equiv x_2 - 5 + 0,5x_1 \cdot \sin(4x_1) \geq 0 \quad (3.9)$$

$$\text{et } x_1 \geq 0 \quad (3.10)$$

$$x_2 \geq 0 \quad (3.11)$$

Les résultats de ce deuxième test (figure 3.4) sont satisfaisants, les trois fronts de Pareto étant presque identiques. Le seul défaut de ce test est le nombre de points sur le front de Pareto (continu et discret) dans le code.

Le troisième test est la fonction *Hanne 5* (COLLETTE et SIARRY 2002). Il se compose de deux fonctions objectives à minimiser (3.12 et 3.13) et d'une contrainte (3.14).

$$\text{minimiser } f_1(x) = \text{int}(x_1) + 0,5 + (x_1 - \text{int}(x_1))\sin(2\pi(x_2 - \text{int}(x_2))) \quad (3.12)$$

$$\text{minimiser } f_2(x) = \text{int}(x_2) + 0,5 + (x_1 - \text{int}(x_1))\cos(2\pi(x_2 - \text{int}(x_2))) \quad (3.13)$$

$$\text{avec } g_1(x) \equiv x_1 + x_2 \geq 5 \quad (3.14)$$

$$\text{et } x_1 \geq 0 \quad (3.15)$$

$$x_2 \geq 0 \quad (3.16)$$

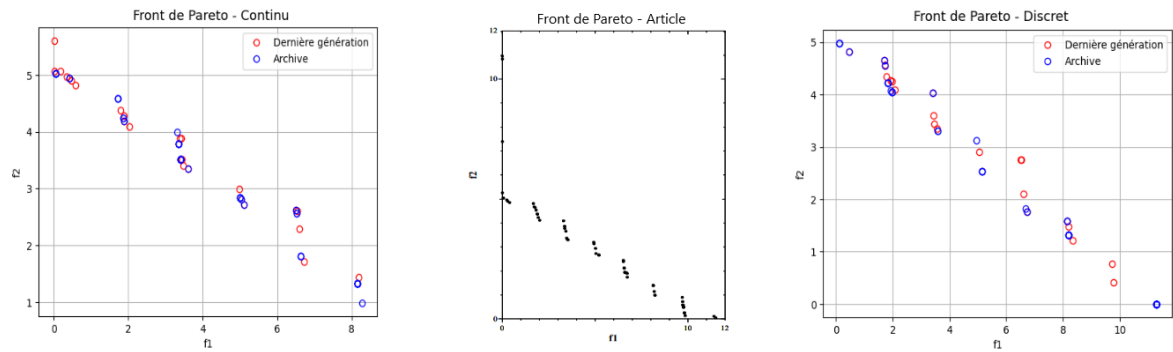


Figure 3.4 – Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le second test

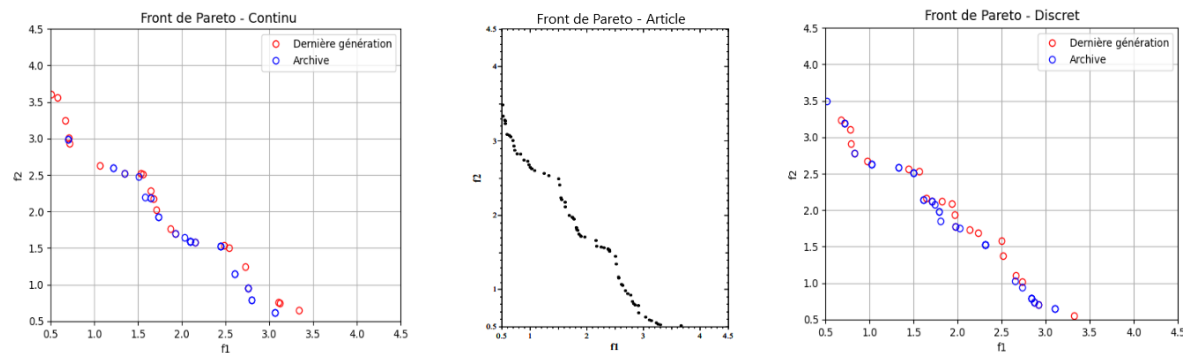


Figure 3.5 – Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le troisième test

Les résultats de ce troisième test (figure 3.5) sont bons, les trois fronts de Pareto sont identiques, malgré des imperfections sur le front de Pareto avec des variables discrètes.

Grâce à ces trois tests, le code a pu être validé sur des problèmes multi-objectifs contraints, mais aussi avec des variables discrètes. Le code peut être utilisé pour aborder le problème d'optimisation de ce travail.

4 RÉSULTAT ET ANALYSE

Dans ce chapitre, tous les résultats obtenus sont présentés et analysés, selon nos opinions. Initialement, le code a été exécuté avec une seule orientation et inclinaison possible pour tous les panneaux. Ensuite, en raison des variations de la consommation moyenne du parc de bâtiments tout au long de la journée (figure 4.1), deux groupes d'orientation et d'inclinaison distincts¹ sont possibles grâce à un dédoublement du nombre de variables de conception dans le code.

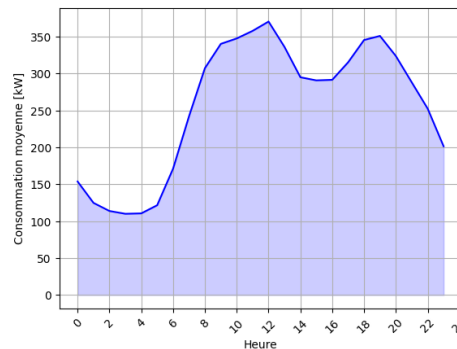


Figure 4.1 – Consommation moyenne journalière du parc de bâtiments

4.1 Une orientation/inclinaison possible

Voici les résultats du code pour l'hypothèse d'une orientation et d'une inclinaison possibles en fonction de l'onduleur (figure 4.2).

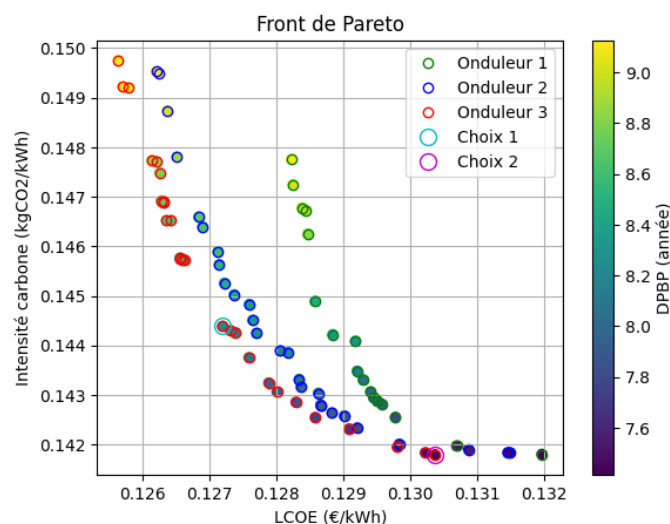


Figure 4.2 – Front de Pareto en fonction de l'onduleur

Le premier constat est que l'onduleur 1 et 2 sont dominés par l'onduleur 3. D'ailleurs, lorsque l'optimisation a la liberté de choisir l'onduleur, elle choisit le 3 également (annexe A). Deuxièmement, les points les plus intéressants, selon nous, se trouvent dans le coin inférieur droit du front de Pareto, car c'est là que se trouvent l'intensité de carbone la plus faible et le retour sur investissement (DPBP) le plus rapide.

1. L'inclinaison et l'orientation des panneaux connectés à un onduleur sont toutes identiques.

Toutefois, les points situés au milieu du front de Pareto peuvent être intéressants, car ils présentent un LCOE plus faible avec une dégradation limitée de l'intensité de carbone et du DPBP. Les 2 points sélectionnés sont représentés en cyan et en magenta sur la figure 4.2 et le détail est représenté sur la figure 4.3.

Choix	Numéro Onduleur	LCOE [€/MWh]	CO2 [kgCO2/MWh]	DPBP [année]	CO [€]	Nb para [panneau]	Nb séries [panneau]	Nombre Installation	Azimute [°]	Inclinaison [°]	Surface [m ²]
1	3	127,19	144,39	8,22	696 582	22	17	6	-13,27	33,17	3 931,92
2	3	130,37	141,79	7,42	505 188	24	17	4	-13,21	31,31	2 859,58

Figure 4.3 – Comparatif entre 2 points sur le front de Pareto - OND3

En analysant les chiffres et en ajoutant des critères tels que le coût initial et la surface au sol, notre groupe a opté pour le choix n°2. En effet, il offre l'investissement initial le plus faible et l'emprise au sol la plus réduite. De plus, le coût du MWh est déjà inférieur pour les 2 solutions au coût de l'électricité du réseau (150€/MWh), et face à l'urgence du changement climatique, nous privilégions la solution la moins émettrice de CO₂.

4.2 Deux orientations/inclinaisons possibles

Voici les résultats du code (figure 4.4) pour l'hypothèse de deux orientations et deux inclinaisons possibles², ainsi qu'une comparaison avec l'onduleur 3 qui a une seule orientation/inclinaison (section 4.1).

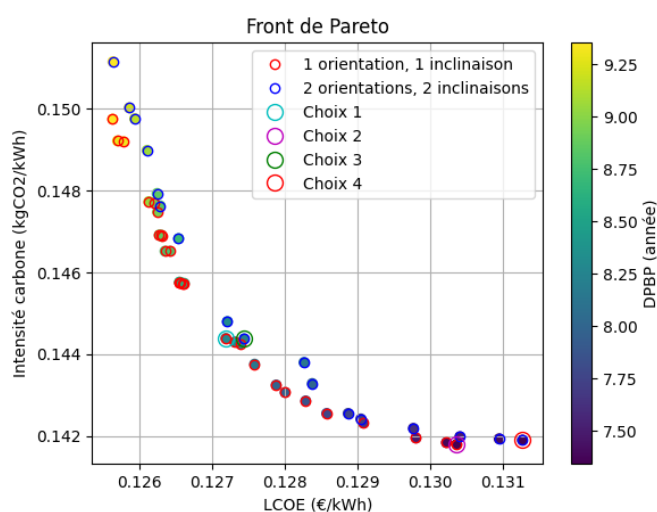


Figure 4.4 – Front de Pareto en fonction du nombre d'orientation et d'inclinaison

L'observation est qu'il n'y a pas un grand écart entre les deux fronts de Pareto (avec 1 ou 2 orientations/inclinaisons). Nous avons donc décidé de comparer (figure 4.5) deux installations supplémentaires avec deux orientations/inclinaisons (entourées en vert et en rouge sur la figure 4.4) selon les mêmes considérations que dans la section 4.1.

En utilisant le tableau de comparaison (figure 4.5), nous pouvons voir que les choix vont par paires (choix 1 et 3 / choix 2 et 4). Nous avons déjà comparé ces paires en détail dans la section précédente (4.1).

2. L'inclinaison et l'orientation des panneaux connectés à un onduleur sont toutes identiques.

Choix	Numéro Onduleur	LCOE [€/MWh]	CO2 [kgCO2/MWh]	DPBP [année]	CO [€]	Nb para [panneau]	Nb séries [panneau]	Nombre Installation	Azimut [°]	Inclinaison [°]	Surface [m²]	Puissance peak [kW]	Production [MWh/y]
1	3	127,19	144,39	8,22	696 582	22	17	6	-13,27	33,17	3 932	648	762
2	3	130,37	141,79	7,42	505 188	24	17	4	-13,21	31,31	2 860	432	551
3	3	127,44	144,37	8,22	689 382	22	17	2	-11,09	33,73	3 890	650	752
	3					23	16	4	-6,22	38,73			
4	3	131,27	141,90	7,35	474 588	21	17	2	-9,24	33,12	2 681	432	517
	3					24	17	2	-6,49	38,49			

Figure 4.5 – Comparatif entre 4 points sur les fronts de Pareto avec 1 et 2 orientation/inclinaison

Cependant, nous avons ajouté deux critères dérivés des monotones de production annuelle (**annexe B**). Nous constatons que les choix 2 et 4 ont une puissance de pointe (432 kW) presque égale à la puissance de pointe de la consommation (426 kW), par rapport aux choix 1 et 3 (648 kW). Cela se justifie également à l'aide des 2 graphiques de la figure 4.6. Les installations 2 et 4 ont donc l'avantage de minimiser l'injection dans le réseau, malgré une production annuelle plus faible.

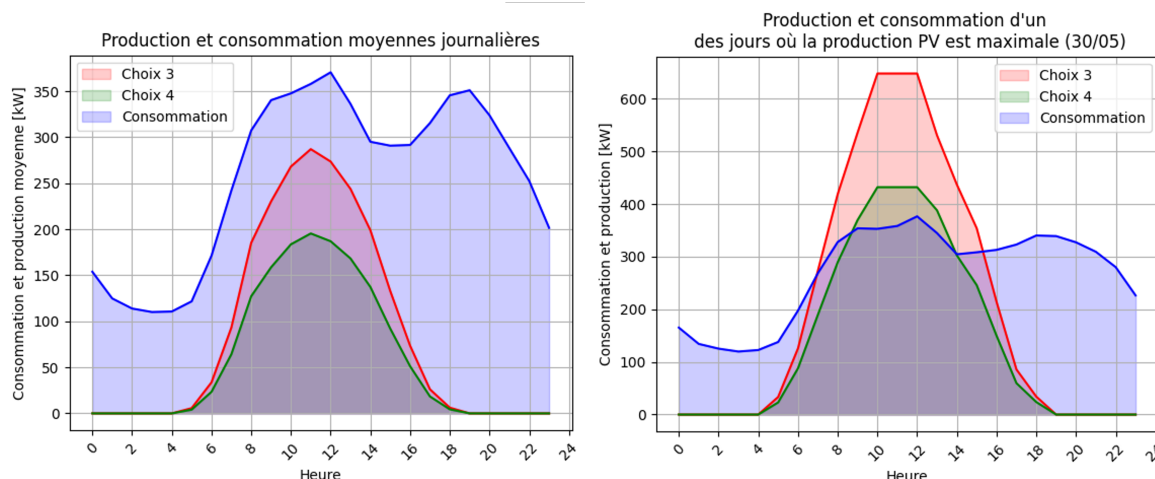


Figure 4.6 – Comparaison entre les productions des choix 3 et 4 et la consommation

En comparant les choix 2 et 4, c'est-à-dire entre 1 orientation/inclinaison et 2 orientations/inclinaison, les fonctions objectives sont presque identiques, de sorte que nous ne pouvons pas faire un choix définitif. Nous utilisons donc le coût initial et la surface pour décider. La solution 4 est légèrement meilleure.

4.3 Optimum sélectionné

Notre choix d'installation pour notre projet s'est porté sur la solution n° 4 (**figure 4.5**), qui comporte 2 configurations différentes. En effet, c'est l'installation qui coûte le moins cher (474 588 €), qui a le meilleur temps de retour sur investissement (7,35 ans) et qui occupe la plus petite surface au sol (2 681 m²). En termes de fonctions objectives, nous avons choisi une solution qui minimise l'intensité carbone de 152 kgCO2/MWh au départ à 142 kgCO2/MWh. Le coût par MWh a également diminué, passant de 150 €/MWh au départ à 131 €/MWh, mais cela reste plus élevé que les autres solutions sur le front de Pareto.

5 COMPARAISON AVEC UNE CENTRALE SOLAIRE À TOUR

Le présent chapitre analyse la solution photovoltaïque optimale obtenue précédemment sous l'angle de la puissance installée, de la surface au sol nécessaire et des coûts d'investissement, en la comparant avec une alternative technologique : la centrale solaire à tour. Il s'agit d'un type de centrale solaire qui utilise une technologie de concentration solaire pour générer de l'électricité.

Cette comparaison vise à évaluer les différences significatives entre les deux approches, mettant en lumière les implications environnementales, économiques et opérationnelles inhérentes à chaque choix.

5.1 Spécifications de l'installation photovoltaïque

Comme justifié au chapitre précédent ([chapitre 4](#)), le choix n°4, dont les spécificités sont reprises dans le tableau 4.5, s'est avéré être la solution optimale. Dès lors, les données importantes concernant l'installation photovoltaïque sont les suivantes :

- Nombre d'installations ($N_{installations}$) par configuration : 2 ;
- Nombre de panneaux de la configuration n°1 : 21 en parallèle ($N_{//1}$), 17 en série (N_{ser1}) ;
- Nombre de panneaux de la configuration n°2 : 24 en parallèle ($N_{//2}$), 17 en série (N_{ser2}) ;
- Puissance maximale d'un panneau ($P_{max,panneau}$) : 352 W ;
- Surface au sol (S) : 2681 m².

5.2 Spécifications de la centrale solaire à tour

L'objectif, ici, est d'obtenir les données permettant de définir la surface au sol et l'investissement d'une centrale solaire à tour pour une puissance installée égale à celle de la solution photovoltaïque optimale considérée. Pour cela, il faut préalablement connaître les éléments principaux qui constituent une centrale solaire à tour :

- **Héliostats**

Les héliostats sont les miroirs orientables disposés tout autour de la tour. Ils permettent de suivre la course du soleil tout au long de la journée et de réfléchir les rayons solaires vers un point fixe : le récepteur solaire.

- **Récepteur solaire**

Le récepteur est généralement placé en haut de la tour. Il s'agit d'un absorbeur exposé aux rayons concentrés provenant des miroirs. Son rôle est de convertir cette énergie solaire en chaleur, pour ensuite la transférer, dans un échangeur, à un circuit d'eau via un fluide caloporteur, dans le but de produire de la vapeur. La vapeur produite peut alors, par le passage dans une turbine, produire de l'électricité.

- **Turbine à vapeur**

La vapeur produite grâce à l'échangeur de chaleur est dirigée dans une turbine.

- **Générateur**

La turbine est reliée à un générateur dont le rôle est de convertir l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique.

- **Echangeur de chaleur**

Il échange l'énergie du fluide caloporteur avec de l'eau.

- **Système de contrôle et de suivi**

Un système de contrôle automatisé ajuste constamment l'orientation des miroirs héliostatiques afin de suivre la mouvement du soleil.

Les prix de tous ces éléments n'étant pas simple à trouver, la comparaison se fait par rapport à la centrale solaire à tour de Séville, en Espagne. Cette installation a une puissance installée de 11 MW et est composée de 624 héliostats de 120 m² chacun. Le coût total de son installation atteint les 35 millions d'euros. (Osunaa et al. 2006)

Dès lors, les données utilisées dans cette étude sont les suivantes :

- Température ambiante (T_a) : 25°C (298 K) ;
- Température de fonctionnement (T_f) : 250°C (723 K) ;
- Absorptivité du capteur (α_{sc}) : 0.7 ;
- Émissivité du capteur (ϵ_{sc}) : 0.85 ;
- Irradiation solaire (S_*) : 1000 W/m² ;
- Concentration solaire (C_g) : 500 ;
- Constante de Stefan-Boltzmann (σ) : 5.67×10^{-8} W/(m² · K⁴) ;
- Surface d'un héliostat (S_h) : 120 m² ;
- Prix de la centrale à Séville ($Prix_{Seville}$) : 35×10^6 € ;
- Nombre d'héliostats à Séville (N_{hS}) : 624

5.3 Résultat et analyse

La puissance installée de l'installation photovoltaïque (P_{inst}) est égale à 538,56 kW (équation 5.1).

$$P_{inst} = (N_{//1} \times N_{ser1} \times N_{installations} \times P_{max,panneau}) + N_{//2} \times N_{ser2} \times N_{installations} \times P_{max,panneau} \quad (5.1)$$

Sur base de cette puissance installée et des formules tirées du cours (DEWALLEF 2023), les résultats suivants ont été obtenus pour la centrale à tour solaire :

- Rendement thermique global (η_c) : $\frac{2}{3} \left(1 - \frac{T_a}{T_f}\right) \approx 0.286$
- Rendement des capteurs solaires (η_{sc}) : $\alpha_{sc} - \frac{\epsilon_{sc}\sigma(T_f^4 - T_a^4)}{S_*C_g} \approx 0.693$
- Puissance thermique nécessaire (Q_{sc}) : $\frac{P_{inst}}{\eta_{sc}\eta_c} \approx 2707.49$ kW
- Nombre d'héliostats nécessaire (N_h) : $\frac{Q_{sc}}{S_* \cdot S_h} \approx 23$
- Coût estimé de la centrale ($Prix$) : $\frac{Prix_{Seville} \times N_h}{N_{hS}} \approx 1290 \times 10^3$ €
- Surface totale de la centrale solaire à tour ($Stot$) : $(S_h) \times (N_h) \approx 2760$ m²

Ces calculs démontrent que, pour une même puissance installée, une tour solaire occupe un espace plus ou moins équivalent (2760 m^2 vs 2681 m^2) à celui occupé par des panneaux photovoltaïques, mais avec un coût initial quasiment 2 fois plus élevé (1290 k€ vs 474 k€). Ces chiffres sont calculés dans des conditions optimales, les impacts des conditions d'ensoleillement réelles ne sont pas pris en compte et la surface occupée ne prend en compte que les héliostats.

Les données indiquent clairement que les centrales solaires deviennent plus avantageuses lorsqu'il s'agit de générer une grande quantité d'énergie. Cependant, il est important de noter que ces technologies ne sont pas déployées dans des conditions similaires, étant donné que les centrales solaires sont conçues pour des régions chaudes, tandis que les panneaux photovoltaïques ne le sont pas.

CONCLUSION

Ce projet a consisté à optimiser une installation de panneaux photovoltaïques pour un parc de bâtiments, en tenant compte des besoins énergétiques, des contraintes techniques et des coûts d'investissement. Pour cela, un algorithme génétique a été utilisé, il s'agit d'une méthode d'optimisation inspirée de la théorie de l'évolution. Les variables, les fonctions objectives, les contraintes et les paramètres du problème ont été définis, puis l'algorithme a été implémenté et validé en langage Python.

Les résultats obtenus ont montré qu'il existe une solution optimale qui permet de couvrir une partie des besoins énergétiques du parc de bâtiments tout en minimisant les coûts d'investissement. Cette solution consiste à installer deux installations de chaque configuration photovoltaïque. Une installation est composée de plusieurs panneaux en série et en parallèle, avec un onduleur. La solution finale possède donc une puissance installée totale de 538,56 kW grâce à 765 panneaux photovoltaïques et 4 onduleurs, permet un temps de retour sur investissement de 7,35 ans et produit 517 MWh annuellement.

Cette solution a également été comparée avec une alternative technologique, qui est la centrale solaire à tour. Cette dernière présente des avantages en termes de rendement, de stockage et de régulation, mais a des inconvénients en termes de coût et de surface.

Ce projet nous a permis de mettre en pratique les connaissances acquises dans les cours d'optimisation et d'énergie solaire, ainsi que de développer des compétences en programmation, en modélisation et en analyse de données. Nous avons également appris à travailler en équipe, à rédiger un rapport scientifique et à présenter nos résultats à l'oral.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Yann COLLETTE et Patrick SIARRY. *Optimisation multiobjectif*. Algorithmes. EYROLLES, 2002. 282 p. isbn : 2-212-11168-1.
- [2] Pierre DEWALLEF. *Energie solaire - Notes de cours*. 2023.
- [3] ELECTRICITY MAPS. *Live 24/7 CO2 emissions of electricity consumption*. Intensité carbone au cours des 5 dernières années. 2023.
url : <https://app.electricitymaps.com/zone/BE> (visité le 15/11/2023).
- [4] JOINT RESEARCH CENTRE.
Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). EU Science Hub. 12 oct. 2023.
url : https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (visité le 01/12/2023).
- [5] Vincent KELNER. *Optimisation - Notes de cours*. 2023.
- [6] Vincent KELNER et al. "A hybrid optimization technique coupling an evolutionary and a local search algorithm". In : *Journal of Computational and Applied Mathematics* 215.2 (juin 2008), p. 448-456. issn : 03770427.
doi : 10.1016/j.cam.2006.03.048.
url : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377042706007552> (visité le 10/11/2023).
- [7] Rafael Osunaa et al. "PS10, CONSTRUCTION OF A 11MW SOLAR THERMAL TOWER PLANT IN SEVILLE, SPAIN". In : *SolarPaces* 2006. Seville, 1^{er} jan. 2006.

A OPTIMISATION AVEC L'ONDULEUR 3 VS 2 OU 3

Voici les résultats des fronts de Pareto pour un projet dont les panneaux ont tous la même inclinaison et le même azimut (figure A.1). Une première courbe, correspond à une optimisation où l'onduleur 3 est imposé, et une deuxième à une optimisation peut choisir entre le 2 et le 3. Pour la deuxième, l'optimisation choisit l'onduleur 3, et cela se confirme dans les résultats, puisque les deux fronts sont confondus.

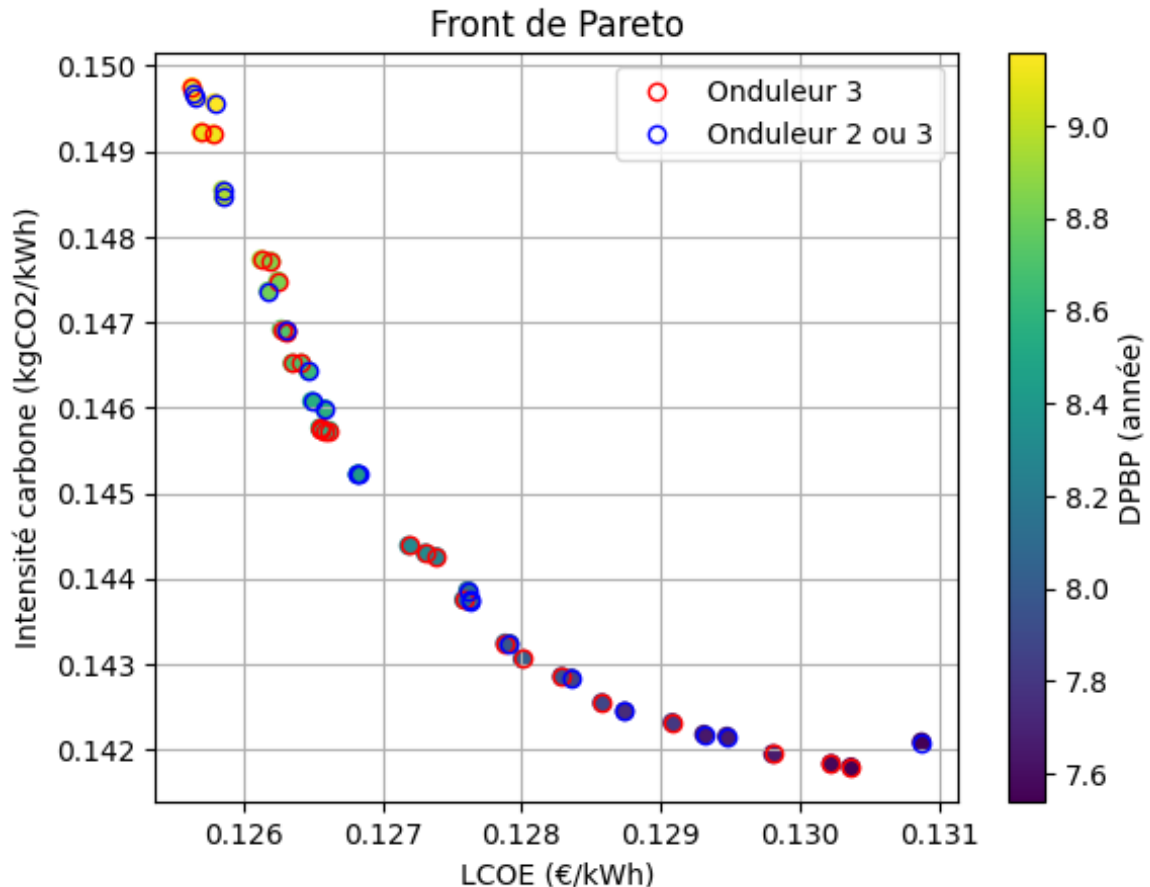


Figure A.1 – Fronts de Pareto de l'optimisation avec l'onduleur 3 et l'onduleur 2 ou 3

B MONOTONES DE PRODUCTION ANNUELLE

Voici les monotones de production annuelle pour les 4 installations considérées (figure 4.5). Ces courbes (figures B.1, B.2, B.3 et B.4) fournissent deux informations intéressantes : la production de pointe (P_{peak}) et la production annuelle ($PV_{production}$).

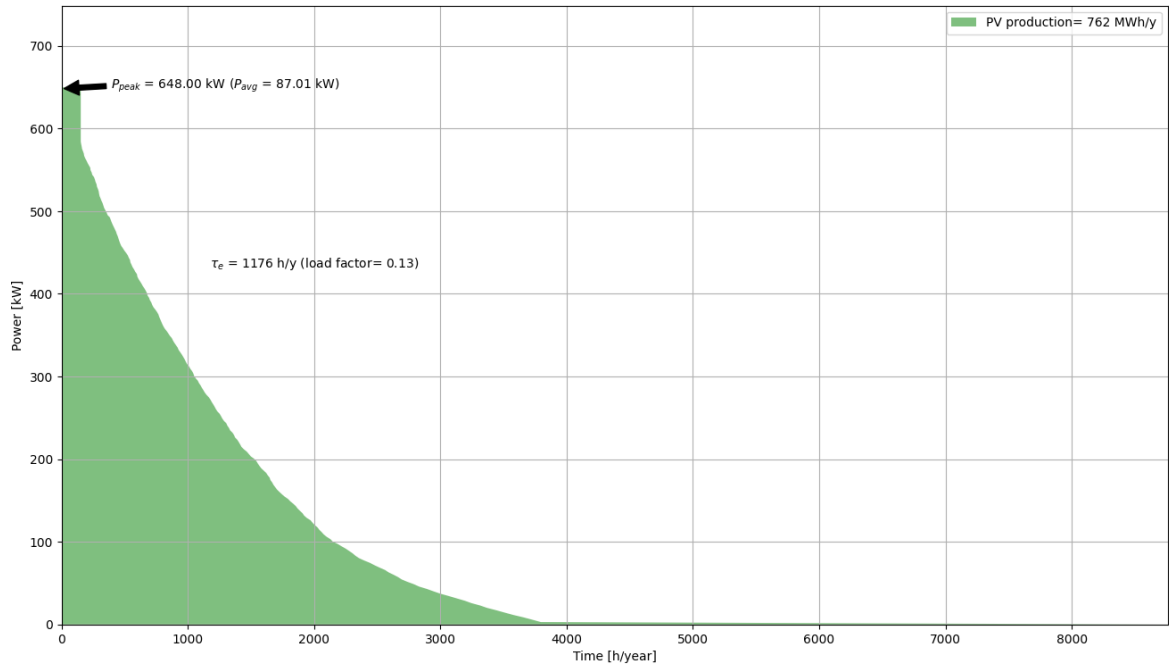


Figure B.1 – Monotone de production annuelle - Choix 1

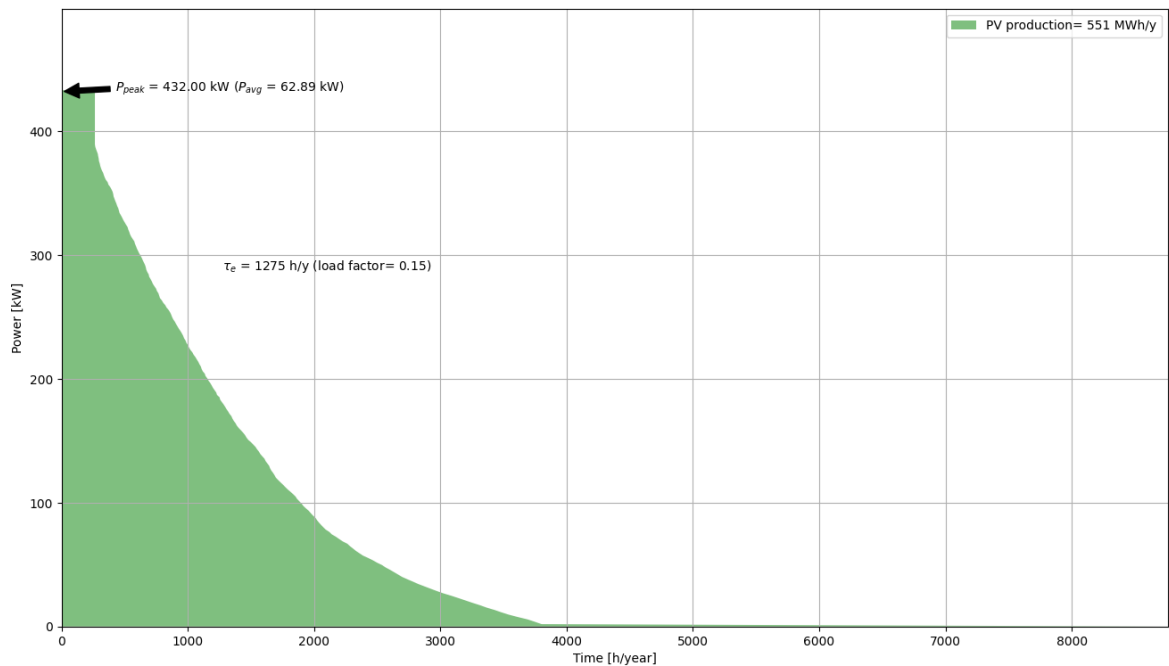


Figure B.2 – Monotone de production annuelle - Choix 2

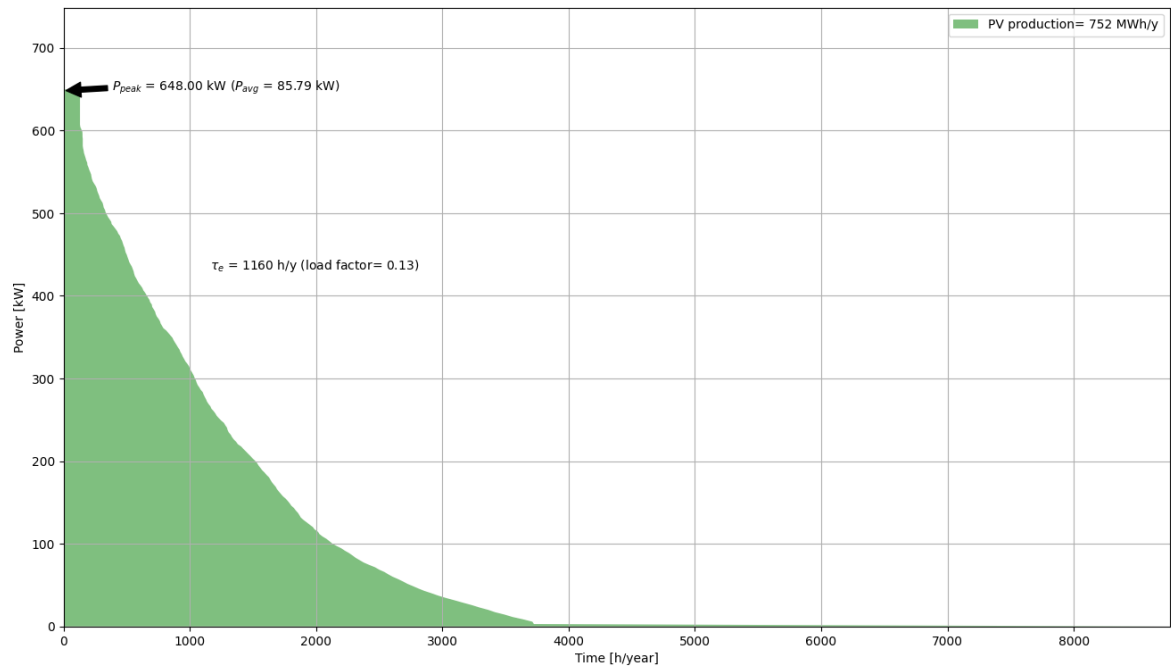


Figure B.3 – Monotone de production annuelle - Choix 3

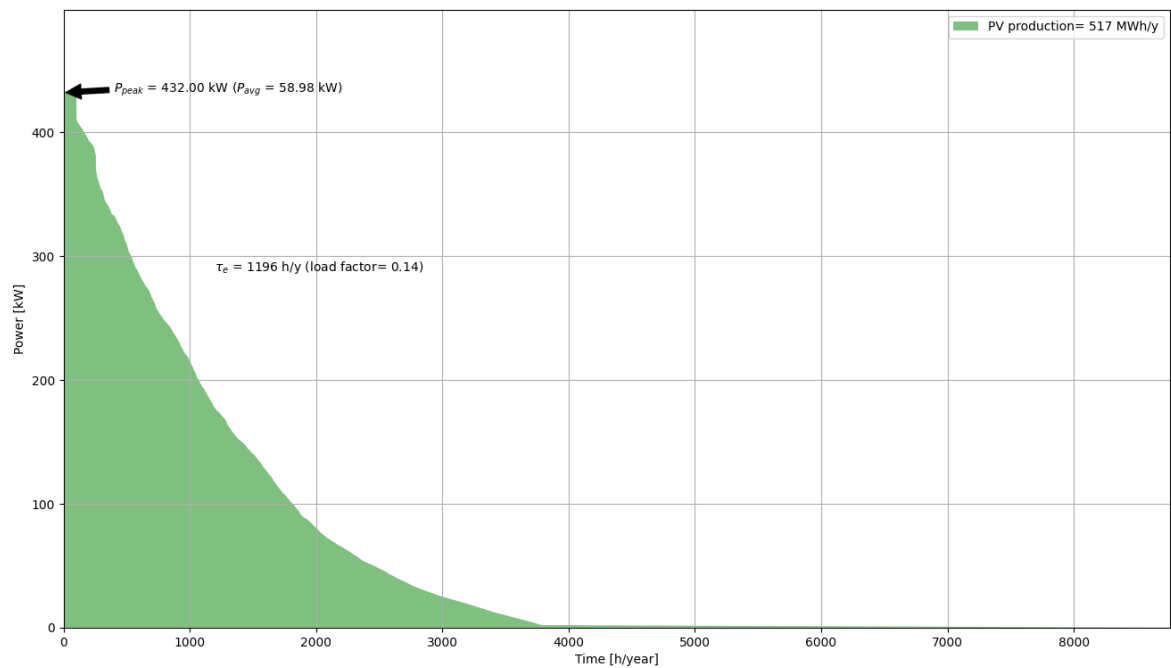


Figure B.4 – Monotone de production annuelle - Choix 4 (Sélectionné)

C PORTFOLIO INDIVIDUEL

Ci-dessous se trouvent les portfolios individuels de chaque membre du groupe.

DELAIVE Loïc

- Programmation individuelle du code mono-objectif ;
- Programmation du code multi-objectifs discret ;
- Programmation des fonctions objectives ;
- Rédaction, correction et relecture du rapport ;
- Création du PowerPoint.

FRANCK Pauline

- Programmation individuelle du code mono-objectif ;
- Validation du code multi-objectifs ;
- Rédaction, correction et relecture du rapport ;
- Création du PowerPoint.

MARQUET Louis

- Programmation individuelle du code mono-objectif ;
- Programmation du code multi-objectifs continu ;
- Validation du code multi-objectifs ;
- Vérifications des fonctions objectives ;
- Rédaction, correction et relecture du rapport ;
- Création du PowerPoint.

SÉLECK Gauthier

- Programmation individuelle du code mono-objectif ;
- Programmation du code multi-objectifs continu ;
- Vérifications des fonctions objectives
- Rédaction, correction et relecture du rapport ;
- Création du PowerPoint.

D AUTO-ÉVALUATION ET RÉFLEXION

Dans l'ensemble, nous sommes satisfaits du travail accompli et pensons qu'il répond aux objectifs et exigences fixés. En effet, nous avons pu valider le code de manière convenable et avons fait en sorte de rédiger ce travail de la manière la plus rigoureuse possible, avec un contenu organisé de manière claire et structurée.

Au niveau des résultats, aucune aberration n'est survenue, les ordres de grandeur semblent très cohérents et certains résultats tendent même vers des valeurs attendues :

- Orientation sud-est mais très proche du sud car la consommation du parc est maximale entre 10h00 et midi et la production solaire est maximale à ces heures-là également ;
- Inclinaison entre 30 et 40°, ce qui correspond aux valeurs de l'inclinaison idéale en Belgique pour des panneaux photovoltaïques ;
- Une puissance maximale qui correspond à la consommation maximale du parc car le prix de vente de l'électricité n'est pas avantageux.

L'ensemble des résultats nous semble donc très concluant et reflète l'intérêt porté à ce travail.

La réalisation de ce projet avec ce cahier de charge, qui peut paraître très abstrait aux premiers abords, a prouvé l'intérêt et l'utilité d'utiliser un algorithme génétique multi-objectifs. Bien souvent, les projets possèdent trop de contraintes et ce type d'algorithme n'est pas adéquat. Ici, son utilisation a permis de trouver une série de solutions possibles qui peuvent toutes être applicables et justifiées.

Pour finir, ce projet, plus particulièrement l'analyse des résultats, a permis de mettre en relation toutes les connaissances acquises lors du cours d'énergie solaire pour justifier des résultats qui nous semblaient illogiques.

E ARTICLES SCIENTIFIQUES

Voici les explications des trois ressources autres que les notes de cours relatives à l'optimisation ([KELNER 2023](#)) et à l'énergie solaire ([DEWALLEF 2023](#)).

Optimisation multiobjectif

Nous avons utilisé le livre "Optimisation multiobjectif" de Yann Collette et Patrick Siarry ([COLLETTE et SIARRY 2002](#)) pour trouver des fonctions de test pertinentes afin d'évaluer notre code d'optimisation multiobjectif, qu'il soit contraint ou non. Cette ressource a enrichi notre approche en fournissant des exemples concrets et représentatifs, renforçant ainsi la robustesse de notre code.

Electricity Maps

Nous avons utilisé le site Electricity Map ([ELECTRICITY MAPS 2023](#)) afin d'obtenir la valeur moyenne annuelle de l'intensité carbone pour la Belgique. Cette valeur nous a permis d'adapter une des contraintes de notre code, pour ne pas avoir une solution qui émettent plus de CO2 que le réseau.

Photovoltaic Geographical Information System

Nous avons utilisé PVGIS¹ ([JOINT RESEARCH CENTRE 2023](#)), pour obtenir des données climatiques annuelles représentatives d'un lieu donné. Il s'agit d'un outil développé par l'EU Science Hub, qui peut fournir des données sur l'irradiation (globale, directe et diffuse) et la température.

Hybrid optimization technique

Nous avons utilisé l'article "A hybrid optimization technique coupling an evolutionary and a local search algorithm" ([KELNER et al. 2008](#)). Cet article nous a permis de trouver un test pour notre code multiobjectif contraint.

Conférence SolarPaces 2006

Nous avons utilisé l'article associé à la conférence "SolarPaces 2006", qui concerne le projet de centrale à tour solaire PS10 à Séville ([Osunaa et al. 2006](#)). Cet article nous a donné des valeurs qui nous ont permis de faire une comparaison avec une installation de panneaux photovoltaïques.

1. **Photovoltaic Geographical Information System**

TABLE DES FIGURES

1.1	La monotone de consommation du parc de bâtiments	3
3.1	Représentation d'un chromosome/individu	9
3.2	Logigramme du code	10
3.3	Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le premier test . .	13
3.4	Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le second test . .	14
3.5	Fronts de Pareto (continu, article et discret) pour le troisième test . .	14
4.1	Consommation moyenne journalière du parc de bâtiments	15
4.2	Front de Pareto en fonction de l'onduleur	15
4.3	Comparatif entre 2 points sur le front de Pareto - OND3	16
4.4	Front de Pareto en fonction du nombre d'orientation et d'inclinaison .	16
4.5	Comparatif entre 4 points sur les fronts de Pareto avec 1 et 2 orientation/inclinaison	17
4.6	Comparaison entre les productions des choix 3 et 4 et la consommation	17
A.1	Fronts de Pareto de l'optimisation avec l'onduleur 3 et l'onduleur 2 ou 3	23
B.1	Monotone de production annuelle - Choix 1	24
B.2	Monotone de production annuelle - Choix 2	24
B.3	Monotone de production annuelle - Choix 3	25
B.4	Monotone de production annuelle - Choix 4 (Sélectionné)	25