

Projet **MACSEN-PV**

DOSSIER D'EXERCICES PRATIQUES: ÉNERGIES
RENOUVELABLES ET LEUR INTÉGRATION AU
RÉSEAU ÉLECTRIQUE



Cette publication a vu le jour grâce à l'appui du Programme Européen PCT-MAC 2007-2013 (<http://www.pct-mac.org/>). Son contenu a été élaboré par les partenaires du projet et ne reflète pas nécessairement le point de vue de l'Union Européenne. Ni la Commission Européenne, ni qui que ce soit au nom de celle-ci ne peut être tenu pour responsable de l'usage de l'information contenue dans cette publication.

Titre: DOSSIER D'EXERCICES PRATIQUES. ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LEUR INTEGRATION AU RESEAU ÉLECTRIQUE. PROJET MACSEN-PV. 2012

Auteurs: M. Friend, M. Alonso, I. Youm, C. Wade, G. Galván, M. Iriarte, A. Pío, C. González, E. Pérez, A. Linares, N. Losada, E. H. Sylla, A. T. Niang, M. Hernández-Abad, E. López, G. Moncho.

Coordination de l'édition: AIET – Agencia Insular de Energía de Tenerife. Adresse: Polígono Industrial de Granadilla, s/n. 38600. Granadilla de Abona. S/C de Tenerife. www.agenergia.org
agenergia@agenergia.org

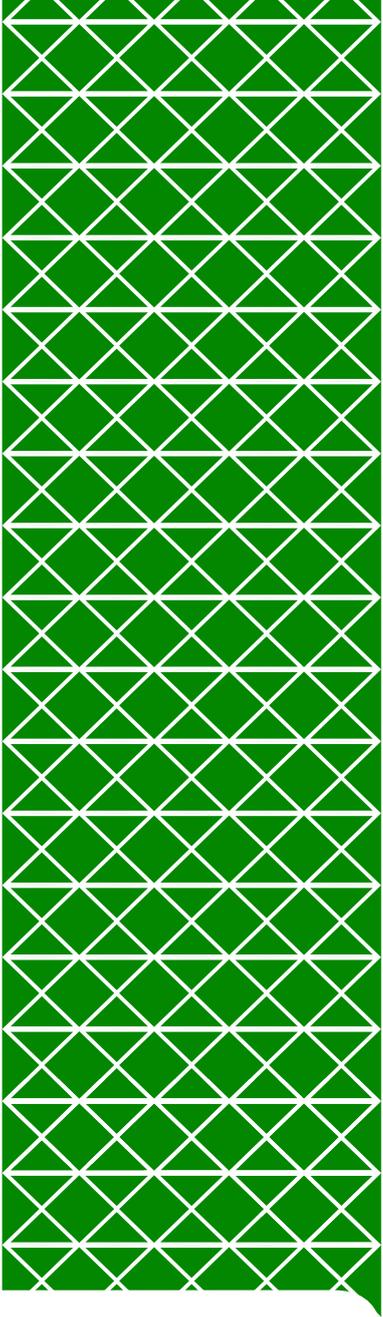
Autres organisations participantes:

ITER - Instituto Tecnológico y de Energías Renovables. www.iter.es

ASER - Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale www.aser.sn

CERER - Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables <http://cerer.ucad.sn/>

Le but de ce document est de fournir aux enseignants un ensemble de ressources dignes d'intérêt pour l'enseignement dans le domaine de l'énergie. Etant donné que sa diffusion par des tiers peut contribuer à augmenter son efficacité, ce document peut être reproduit et distribué librement, en totalité ou partiellement, à condition expresse que soit cité son auteur le projet MACSEN-PV et qu'il s'agisse d'usage à but non commercial.



HISTORIQUE

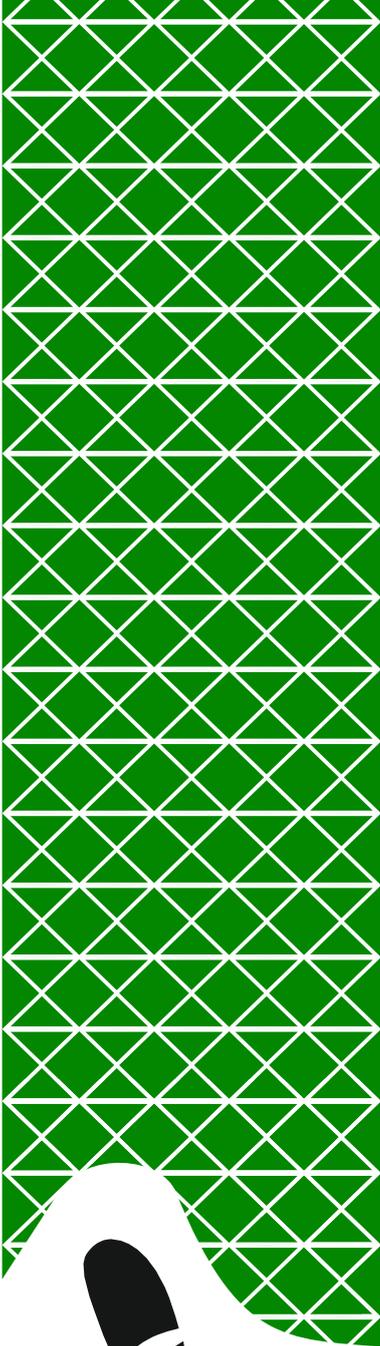
HISTORIQUE

Ce document fait partie du projet européen MACSEN-PV, cofinancé par le programme européen PCT-MAC 2007-2013, lequel est conçu en tant que plateforme de coopération technique entre Tenerife et le Sénégal pour l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Son objectif principal est d'améliorer les capacités des décideurs publics et des techniciens locaux, dans le but de favoriser l'implantation des énergies renouvelables au niveau de la fourniture d'énergie électrique dans ces régions.

Lors de la phase antérieure du projet: "Analyse de l'environnement", la collaboration entre les divers partenaires (ITER, AIET, ASER Y CERER) a permis d'élaborer plusieurs rapports destinés à identifier dans les régions participantes les ressources disponibles, les prévisions de croissance de la demande énergétique, la législation en vigueur, les principaux besoins du marché de l'électricité, et les carences formatives dans ce domaine. Ces documents sont disponibles sur la page web du projet (<http://macsen-pv.iter.es>).

Le rapport « Analyse des plans de formation d'enseignement supérieur et des opportunités d'emploi dans le secteur des énergies renouvelables aux Canaries et Sénégal » a permis de prendre connaissance de la situation actuelle dans ces deux régions et servent de point de départ aux actions ultérieures du projet MACSEN-PV, entre lesquelles se trouve l'élaboration de ce Manuel. En complément à l'information contenue dans ce Manuel, le projet MACSEN-PV a développé d'autres documents et ressources telles le bureau d'assistance en ligne pour le gestionnaire public et pour l'enseignant, accessible sur la page web du projet.





INTRODUCTION

INTRODUCCION

L'energie est à la base du développement de notre société moderne. Ses différentes formes ont évolué, depuis l'utilisation du bois, en passant par le charbon, jusqu'au pétrole, dont nous dépendons presque exclusivement.

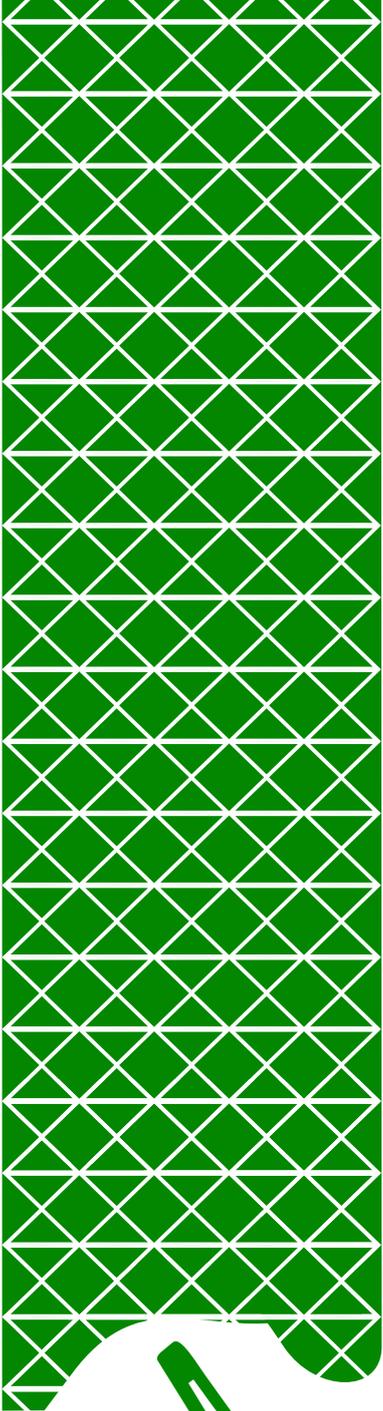
Sans énergie peu coûteuse et abondante, jamais nous n'aurions pu atteindre le niveau de vie dont nous jouissons actuellement ; cependant, les ressources énergétiques fossiles ne sont pas illimitées et les trouver et les extraire devient de plus en plus difficile. Ceci se traduit par une hausse des prix des carburants et entraîne une dépendance élevée de ceux-ci. Il faut ajouter à ce facteur le grand problème relatif aux émissions de gaz à effet de serre et autres polluants liés à l'usage des énergies fossiles, qui commence à peser sérieusement sur l'équilibre de notre environnement.

Les énergies renouvelables, éolienne, solaire (thermique et photovoltaïque), hydraulique, marémotrice, géothermique et la biomasse, constituent une alternative essentielle aux combustibles fossiles. Leur utilisation permet non seulement de réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production et de la consommation d'énergie, mais aussi de réduire notre dépendance énergétique face aux importations de combustibles fossiles (essentiellement gaz et pétrole).

L'UE poursuit un objectif ambitieux: atteindre une participation de 20% d'énergies renouvelables dans son bouquet énergétique. Pour y arriver, elle prévoit d'intensifier ses efforts dans les domaines de l'électricité, du chauffage et du refroidissement, ainsi que des biocarburants. Dans le domaine des transports, qui dépend presque exclusivement du pétrole, la Commission désire augmenter d'ici 2020 la part des biocarburants jusqu'à hauteur de 10% de la consommation totale de carburants.

Tous ceci se traduit par une transition énergétique vers un autre système plus durable, autant du point de vue de l'économie que de l'environnement. La production d'énergie d'origine renouvelable augmente, et entraîne une demande croissante de profils professionnels et d'entreprises spécialisées dans ce secteur.

La formation adéquate du capital humain local est indispensable à la mise en œuvre des actions de promotion des énergies renouvelables. Cependant, la formation dans ce domaine est encore très limitée et les enseignants ne disposent pas suffisamment de soutien technique à cet égard.



CONTENU DU MANUEL

CONTENU DU MANUEL

L'objectif de ce document est de faciliter aux enseignants un matériel d'appui, adapté à la réalité du territoire, pour la préparation de ses matières.

Dans le dossier on décrit les exercices pratiques résolus qui complètent le « **Manuel pour l'enseignant : Les Énergies Renouvelables et leur Intégration au Réseau Électrique. Projet MACSEN-PV** ». Les exercices se rapportent aux chapitres suivants de contenus du Manuel :



Chapitre II: Usage rationnel de l'énergie



Chapitre III: Energie éolienne

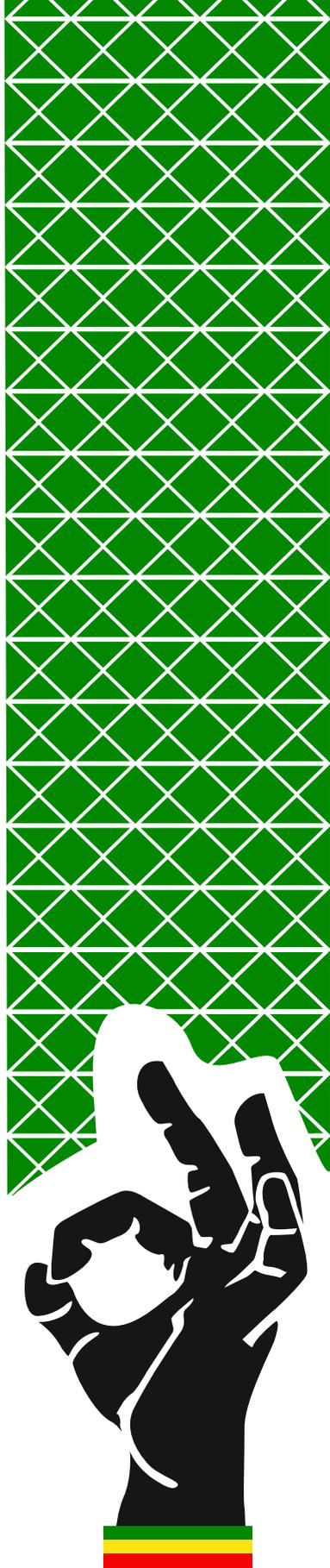


Chapitre IV: Energie solaire photovoltaïque

L'objectif de ce document est de rassembler une série d'exercices pratiques sur les connaissances enseignées. L'élève devrait être capable de manipuler facilement les concepts basiques de chacun des blocs.

Ce Dossier se complète avec d'autres documents élaborés dans le cadre du projet MACSEN-PV, comme le Manuel mentionné pour l'Enseignant ou le Dossier de Recours et des liens d'intérêt. Ces documents complémentaires sont aussi disponibles sur la page web du projet (<http://macsen-pv.iter.es>).

1.	EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'USAGE RATIONNEL DE L'ENERGIE	3
1.1.	CHAUFFAGE: REMPLACEMENT DE CHAUDIÈRES	3
1.2.	REMPACEMENT D'AMPOULES	4
1.3.	CHANGEMENT DES HABITUDES D'UTILISATION	5
1.4.	REMPACEMENT D'EQUIPEMENTS DE BUREAUTIQUE	5
1.5.	UTILISATION DE CHALEUR RESIDUELLE	6
1.6.	REMPACEMENT D'UNE MACHINE FRIGORIFIQUE	7
2.	EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ENERGIE EOLIENNE	9
2.1.	VARIATION DE LA VITESSE DU VENT AVEC L'ALTITUDE	9
2.2.	LOI DE WEIBULL	10
2.3.	INFLUENCE DES OBSTACLES SUR UN AEROGENERATEUR	11
2.4.	PUISSANCE DU VENT I	12
2.5.	PUISSANCE DU VENT II	12
2.6.	PUISSANCE DU VENT III	12
2.7.	AEROGENERATEUR I	13
2.8.	AEROGENERATEUR II	13
2.9.	AEROGENERATEUR III	14
2.10.	AEROGENERATEUR IV	14
2.11.	PARC EOLIEN	15
2.12.	EXERCICE PRATIQUE FINAL	16
3.	EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE	22
3.1.	CALCUL DE L'EFFICACITE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	22
3.2.	CALCUL DE LA VARIATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES D'UN MODULE AVEC LA TEMPERATURE	22
3.3.	CALCUL DE L'EFFICACITE D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE	23
3.4.	CALCUL DE LA SEPARATION DES OMBRES.	23
3.5.	CALCUL DE LA PRODUCTION ENERGETIQUE - INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDEE AU RESEAU	24
3.6.	ELECTRIFICATION DE L'HABITAT RURAL	26
3.7.	DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU.	28



**EXERCICES PRATIQUES
RELATIFS A L'USAGE
RATIONNEL DE L'ENERGIE**

1. EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'USAGE RATIONNEL DE L'ENERGIE

1.1. CHAUFFAGE: REMPLACEMENT DE CHAUDIÈRES

Dans cet exercice, on réalisera l'analyse technico-économique du remplacement dans un système de chauffage fonctionnant au gasoil par un système fonctionnant au gaz naturel.



Le système de chauffage actuel est constitué de 2 chaudières à gasoil identiques ayant chacune une puissance de sortie de 450 kW.

Le rendement nominal est de 87%, et le rendement réel, mesuré in situ, de 82%.



La consommation annuelle de gasoil est de 790 244 kWh au coût de 0,06 €/kWh.

On demande de calculer l'économie énergétique et l'économie sur les coûts que l'on pourrait réaliser grâce au remplacement des chaudières à gasoil par de nouvelles chaudières fonctionnant au gaz naturel, en supposant que celles-ci ont un rendement réel de 90%, et que le prix du gaz naturel est de 0,04 €/kWh.



L'investissement nécessaire pour l'achat et le montage du nouveau système de chauffage fonctionnant au gaz naturel est de 25 574€.

Solutionn.

Faisons d'abord l'étude de la consommation et des coûts en combustible du système de chauffage au gasoil. On obtient les résultats suivants.

CHAUDIÈRES AU GASOIL			
A	Combustible		Gasoil
B	Nombre de chaudières		2
C	Puissance	kW	450
D	Rendement nominal	%	87
E	Rendement réel	%	82
F	Consommation annuelle de combustible	kWh	790 244
G	Demande annuelle en énergie (E x F)	kWh	648 000
H	Coût unitaire du combustible	€/kWh	0,06
I	Coût total annuel en combustible (F x H)	€	47 415

Faisons la même étude dans le cas du système de chauffage au gaz naturel.

CHAUDIÈRES AU GAZ NATUREL			
J	Combustible		Gaz naturel
K	Nombre de chaudières		2
L	Puissance	kW	450
M	Rendement nominal	%	93
N	Rendement réel	%	90
O	Consommation annuelle de combustible	kWh	720 000
P	Demande annuelle en énergie (E x F)	kWh	648 000
Q	Coût unitaire du combustible	€/kWh	0,04
R	Coût total annuel en combustible (F x H)	€	28 800

Faisons maintenant une petite analyse des économies pour savoir si cet investissement est intéressant.

ECONOMIES ANNUELLES

S	Economie énergétique (F - O)	kWh	70 244
T	Economie sur les coûts de combustible (I - R)	€	18 615
U	Investissement nécessaire	€	25 574
V	Temps de retour sur investissement (U / T)	années	1,4

Nous pouvons observer dans ce tableau que les économies réalisées par cet investissement, ainsi que son temps de retour sont particulièrement intéressants.

1.2. REMPLACEMENT D'AMPOULES

Un centre militaire a décidé de renouveler son système d'éclairage constitué d'ampoules incandescentes de 75W par des ampoules fluocompactes de 15W.

Calculer l'économie énergétique, l'économie sur les coûts, et le temps de retour sur investissement, en considérant que:

-  On remplace 250 ampoules. Elles sont allumées 2.500 heures par an
-  Un ampoule incandescente coûte 1,50€ et sa durée utile de fonctionnement est de 1 000 heures.
-  Un ampoule fluocompacte coûte 5,50€ et sa durée utile de fonctionnement est de 8 000 heures
-  Le coût du kWh électrique est de 0,14€

Solution.

Comme dans l'exercice précédent, nous présentons ici le déroulement des calculs.

	AMPOULE INCANDESCENTE	AMPOULE FLUOCOMPACTE
Puissance	75W	15W
Nombre d'ampoules	250	
Durée de fonctionnement	2 500 h/an	
Consommation (kWh/an)	46 875	9 375
Coût de l'électricité (0,14€/kWh)	6 562,50 €/ an	1 312,50 €/an
Economie	37 500 kWh/ an - 5250 €/ an - 80%	
Coût d'une ampoule	1,50 €	5,50 €
Durée utile de fonctionnement	1 000 h	8 000 h
Périodicité du remplacement	Tous les 4,8 mois	Tous les 3,2 ans
Coût annuel de remplacement des ampoules	937,5 €/ an	426,25 €/an
Économies réalisées	511,25 €/ an - 55%	

1.3. CHANGEMENT DES HABITUDES D'UTILISATION

Dans cet exercice nous analyserons comment l'utilisation dans la machine à laver d'un cycle de lavage à basse température se répercutera sur notre consommation énergétique,.

Les données sont les suivantes:

-  Trois cycles de lavage par semaine, et 52 semaines d'utilisation par an
-  Consommation d'un cycle de lavage à 60°C: 1,19kWh
-  Consommation d'un cycle de lavage à 40°C: 0,6kWh
-  Le tarif de l'électricité est de 0,15€/kWh.

Solution

Pour réaliser cette analyse, nous effectuons les calculs suivants:

Consommation énergétique de la machine à laver à 60°C	kWh/an	185,64
Consommation énergétique de la machine à laver à 40°C	kWh/an	93,6
Économie en énergie	kWh/an	92,04
	%	49
Economie sur le coût de l'électricité	€/an	13,81
Coût de l'investissement	€	0
Temps de retour sur l'investissement	Années	0



1.4. REMPLACEMENT D'EQUIPEMENTS DE BUREAUTIQUE

Un bâtiment de bureaux, utilisé 220 jours par an, dispose de 20 ordinateurs de bureau avec des moniteurs conventionnels de 17" à technologie LCD. L'utilisation journalière moyenne des moniteurs est la suivante:

-  5 heures à l'état allumé (consommation nominale 75W).
-  3 heures à l'état de veille (consommation nominale 15W).
-  16 heures à l'état éteint (consommation nominale 0W).

On envisage de remplacer ces moniteurs par d'autres à écran LED plus efficaces, dont les consommations seraient:

-  5 heures à l'état allumé (consommation nominale 30W).
-  3 heures à l'état de veille (consommation nominale 5W).
-  16 heures à l'état éteint (consommation nominale 0W).

Calculer l'économie énergétique, l'économie sur les coûts, et le temps de retour sur investissement, en considérant que le prix de l'électricité est de 0,15€/kWh et le coût du remplacement de chaque moniteur de 74,95€.

Solution

Consommation des moniteurs conventionnels	kWh/an	1 848
Consommation moniteurs LED	kWh/an	836
Économie en énergie	kWh/an	1 012
	%	55
Economie sur le coût	€/an	151,80
Temps de retour - investissement	années	9,87

1.5. UTILISATION DE CHALEUR RESIDUELLE

Dans un compresseur d'air de puissance 90kW 94% de cette puissance, soit 84,6kW est perdue sous forme de chaleur, dont 80%, soit 67,7kW sont récupérables.



Il fonctionne 15 heures par jour.

On étudie la possibilité d'installer un échangeur de chaleur sur le circuit de refroidissement du compresseur, et d'utiliser la chaleur récupérée pour chauffer pendant 120 jours par an un atelier voisin.



Le coût de l'échangeur, et de son montage est de 1 355€.



Le combustible utilisé pour chauffer actuellement l'atelier est du gasoil, de pouvoir calorifique inférieur (PCI) de 10 250kcal/kg et de densité (ρ) de 0,85kg/l.



La chaudière de gasoil a un rendement (η) de 92%.



1kWh=860kcal



Le gasoil coûte 0,97€/litre.

1.5.1.Economie énergétique:

$$67,7\text{kW} \times 15 \frac{\text{h}}{\text{día}} \times 120 \frac{\text{día}}{\text{año}}$$

$$= 121.860 \text{ kWh/año}$$

1.5.2.Economie de gasoil:

$$10.250 \text{ kcal/kg} \times \frac{1}{860} \text{ kWh/kcal}$$

$$= 11,92 \text{ kWh/kg}$$

En considérant le rendement de la chaudière,

$$\frac{11,92 \text{ kWh/kg}}{0,92}$$

$$= 12,96 \text{ kWh/kg}$$

$$\frac{121.860 \text{ kWh/año}}{12,96 \text{ kWh/kg}}$$

$$= 9.402,78 \text{ kg/año} \div 0,85 \text{ kg/litro}$$

$$= 11.062,09 \text{ litros/año}$$

1.5.3.Economie sur les coûts de combustible:

$$11.062,09 \text{ litros/año} \times 0,97 \text{ €/litro}$$

$$= 10.730,23 \text{ €/año}$$

1.5.4.Durée de retour de l'investissement:

$$\frac{1.355\text{€}}{10.730,23 \text{ €/año}} = 0,13 \text{ años} \approx 1,5 \text{ meses}$$

1.6. REMPLACEMENT D'UNE MACHINE FRIGORIFIQUE

Una machine frigorifique de puissance unitaire de 325kW, qui a un coefficient de performance (COP) de 2,2, est utilisée 8 heures par jour, 240 jours par an, avec un facteur de charge de 0,6.

On envisage de remplacer cette machine par une machine de meilleur rendement énergétique. La nouvelle machine proposée a une puissance de 318kW y un coefficient de performance (COP) de 3,1.

Calculer l'économie énergétique, l'économie sur les coûts, et le temps de retour sur investissement pour un prix de l'électricité de 0,12€/kWh, et un investissement nécessaire de 32 410,32€.

1.6.1.Consommation électrique de la machine actuelle:

Puissance électrique:

$$\frac{325\text{kW}}{2,2} = 147,73\text{kW}$$

Consommation électrique:

$$147,73\text{kW} \times 8 \text{ h/día} \times 240 \text{ días/año} \times 0,6$$

$$= \mathbf{170.184,96 \text{ kWh/año}}$$

1.6.2.Consommation électrique de la machine proposée:

Puissance électrique:

$$\frac{318\text{kW}}{3,1} = 102,58\text{kW}$$

Consommation électrique:

$$102,58\text{kW} \times 8 \text{ h/día} \times 240 \text{ días/año} \times 0,6$$

$$= \mathbf{118.172,16 \text{ kWh/año}}$$

1.6.3.Economie énergétique:

$$170.184,96 \text{ kWh/año} - 118.172,16 \text{ kWh/año}$$

$$= 52.012,80 \text{ kWh/año} \text{ (31\%)}$$

Economie sur les coûts de combustible:

$$52.012,80 \text{ kWh/año} \times 0,12 \text{ €/kWh}$$

$$= 6.241,54\text{€}$$

Temps de retour sur investissement:

$$\frac{32.410,32\text{€}}{6.241,54\text{€}} = 5,19 \text{ años}$$



EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ENERGIE EOLIENNE

2. EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ENERGIE EOLIENNE

2.1. VARIATION DE LA VITESSE DU VENT AVEC L'ALTITUDE

Soit un aérogénérateur ayant les caractéristiques suivantes:



Hauteur de l'axe du rotor (H): 40m



Diamètre du rotor (D): 40m

Sur le site où sera installé cet aérogénérateur ont été relevés les paramètres suivants:



Vitesse moyenne à 20 mètres au dessus du sol $v_{20m} = 7,7m/s$



Rugosité du terrain: $\alpha = 0,2$



Longueur de rugosité: $z_0=0,1m$

Compte tenu de ces données, nous voudrions connaître la vitesse du vent à 60 mètres au dessus du sol.

On peut obtenir la valeur recherchée en utilisant deux formules distinctes d'extrapolation de la vitesse du vent selon l'altitude. D'une part, la formule vue dans les notes théoriques qui utilise la "loi potentielle du vent", et d'autre part ladite "loi logarithmique du vent".

a) Appliquons la **loi potentielle du vent**:

$$v = v_{ref} (h/h_{ref})^\alpha$$

En remplaçant simplement les valeurs par celles qui sont données précédemment, on obtient les vitesses désirées du vent à 40 m au dessus du sol:

$$\begin{aligned} V_{ref} &= V_{20} = 7,7m/s \\ H_{ref} &= 20m \\ H &= 40m \\ \alpha &= 0,18 \end{aligned}$$

$$v = 7,7 \cdot (40/20)^{0,2} = 8,04 m/s \text{ serait la vitesse estimée du vent à 40 mètre au dessus du sol}$$

b) Appliquons la **loi logarithmique su vent**:

La vitesse du vent à selon l'altitude (profil du vent) peut aussi être estimée à l'aide de la loi logarithmique qui s'exprime de la manière suivante:

$$v = v_{ref} \ln (h/z_0) / \ln (h_{ref}/z_0)$$

Cette loi suppose que dans la couche limite, la vitesse du vent selon l'altitude présente un profil logarithmique qui dépend du type de paysage, que l'on caractérise par une longueur de rugosité appelée z_0 .

Dans cette expression, v est la vitesse du vent a une hauteur h au dessus du sol, v_{ref} la vitesse de référence, c'est à dire la vitesse du vent connue à la hauteur h_{ref} . A partir de la formule, on peut calculer la vitesse du vent à une hauteur quelconque h , connaissant celle de la hauteur de référence h_{ref} , et la longueur de rugosité z_0 du site.

De nombreuses études expérimentales ont révélé que la loi logarithmique du profil de vitesse du vent en fonction de la hauteur donne une estimation satisfaisante de la vitesse du vent observée dans la couche superficielle.

Dans le cas de cet exercice, nous avons les valeurs:

$$\begin{aligned} V_{ref} &= V_{20m} = 7,7m/s \\ h_{ref} &= 20m \\ z_0 &= 0,1m \\ h &= 60m \end{aligned}$$

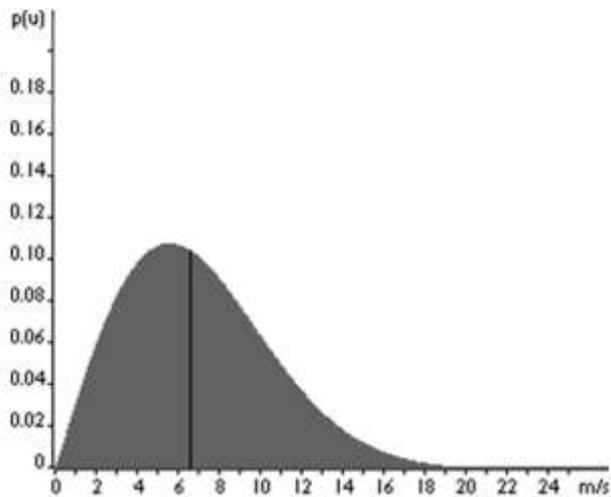
En les entrant dans la formule, nous obtenons:

$$v = 7,7 \cdot \ln (60/0,1) / \ln (20/0,1) = 9,2966m/s \text{ qui serait la vitesse estimée du vent à 40 mètres de hauteur au dessus du sol selon cette loi d'estimation.}$$

Comme nous pouvons l'observer, les résultats obtenus pour chacune des lois d'extrapolations sont différents, et nous pouvons en déduire qu'il ne s'agit que de calculer de manière approximative la vitesse du vent à une autre altitude par rapport à celle de référence.

2.2. LOI DE WEIBULL

Dans cet exercice, nous En este exercice nous ferons une interprétation de la courbe de Weibull.



L'observation de ce graphique nous montre qu'il s'agit d'une courbe de distribution. La surface sous la courbe vaut toujours exactement 1, puisque la probabilité que le vent souffle à une quelconque vitesse, (y compris zéro), est toujours de 100%.

La ligne noire verticale, à 6,6 mètres par seconde, divise la surface sous la courbe en deux parties de même surface.

La valeur 6,6 m/s est la médiane de la distribution. Cela signifie que la moitié du temps, le vent soufflera à moins de 6,6 m/s, et l'autre moitié du temps, à plus de 6,6 m/s.

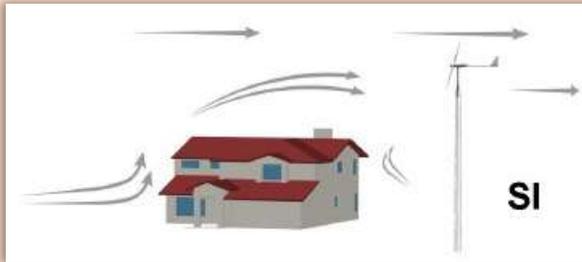
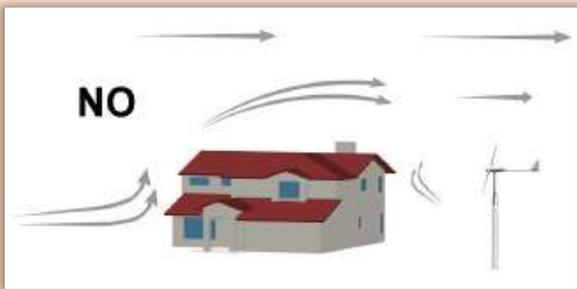
Bien que nous puissions les confondre, la vitesse médiane est différente de la vitesse moyenne. La **vitesse moyenne est ici de 7 m/s**, et représente la **moyenne arithmétique des mesures** de vent que nous avons effectué sur ce site.

Comme nous pouvons l'observer, la distribution des vitesses de vent est asymétrique. Il y aura parfois des vitesses de vent très élevées, mais exceptionnellement. D'autre part, les vitesses de vent de l'ordre **de 5,5 m/s sont les plus courantes.**

Cette valeur de 5,5 mètres par seconde est appelée classe modale de la distribution.

2.3. INFLUENCE DES OBSTÁCLES SUR UN AEROGENERATEUR

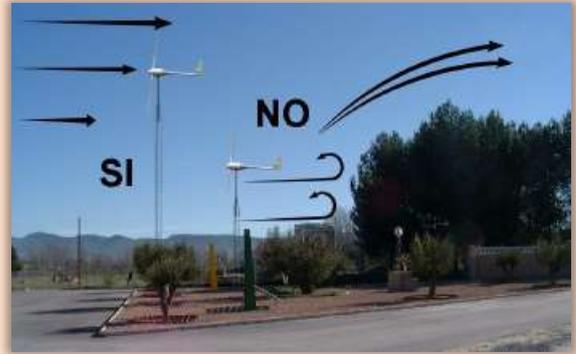
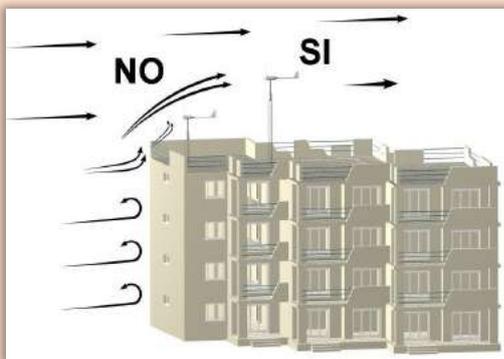
En regardant attentivement les images suivantes, indiquer dans chaque cas si l'emplacement dessiné de l'aérogénérateur est adéquat ou non pour récupérer efficacement l'énergie du vent. Ecrire "OUI" ou "NON" dans chacun des cas.



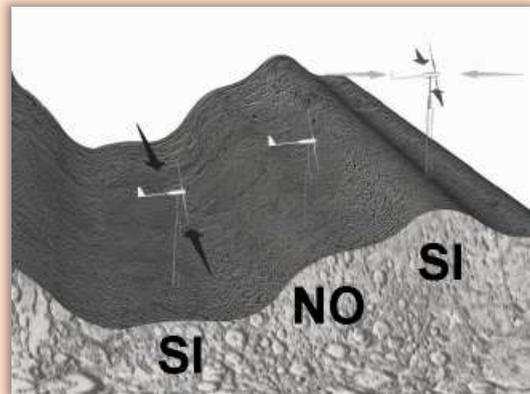
Comme nous l'avons vu antérieurement, le vent est freiné, dévié et produit des turbulences lorsqu'il rencontre un obstacle.

Un aérogénérateur installé dans un mauvais endroit sera soumis à des turbulences et des vents faibles qui le désavantageront.

Pour éviter ces situations qui réduisent le rendement de l'aérogénérateur et le fatiguent inutilement, il faut l'installer hors des zones d'influence des obstacles, à une distance suffisante, et de préférence au-dessus.



Il faut aussi tenir compte des effets orographiques et des circulations locales des vents. Dans une vallée, on aura intérêt à installer l'aérogénérateur dans la partie la plus basse, où le vent se canalise. En montagne, le meilleur site sera sur une crête ou un sommet où il pourra capter les vents de toutes les directions.



Source: aérogénérateurs Bornay

2.4. PUISSANCE DU VENT I

Calculer la densité de puissance théorique qui correspond à un vent de 40km/h. Justifier si ce vent est intéressant pour être exploité par un aérogénérateur.

La formule théorique qui nous donne la puissance du vent est:

$P_{vent} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$, où ρ est la densité de l'air qui est d'environ: $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, S est la surface balayée, et v la vitesse du vent

Il faut d'abord passer la vitesse du vent de km/h à m/s pour pouvoir l'introduire dans la formule (de manière à utiliser les unités du système international SI):

$$40 \text{ km/h} = 40 \text{ km/h} \cdot 1000 \text{ m} / 1 \text{ km} \cdot 1 \text{ h} / 3600 \text{ s} = 11,12 \text{ m/s}$$

En introduisant cette valeur, ainsi que la densité de l'air dans la formule, et en la divisant par la surface pour obtenir la densité de puissance nous obtenons:

$$P_{vent}/S = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (11,12 \text{ m/s})^3 = 842,21 \text{ W/m}^2$$

Attention, ceci est la puissance théorique. En pratique, la puissance récupérable par un aérogénérateur sera toujours inférieure et dans tous les cas limitée par le rendement de Betz (16/27), soit ici : $842,21 \cdot 16 / 27 = 499 \text{ W/m}^2$

En pratique, l'expérience montre que les aérogénérateurs actuels ont habituellement des vitesses de démarrages comprises entre 3 et 4 m/s, et que pour des vitesses de vent de l'ordre 10m/s, ils travaillent dans une zone proche de leur puissance nominale.

2.5. PUISSANCE DU VENT II

Calculer la puissance par unité de surface récupérable par un aérogénérateur de rendement $C_p = 0.4$ quand le vent souffle à 36Km/h, avec une densité de l'air de $1,2 \text{ Kg/m}^3$. Répéter le même calcul pour 20 m/s.

$$V_{vent} = 36 \text{ km/h} \cdot 1000 / 1 \text{ km} \cdot 1 \text{ h} / 3600 \text{ s} = 10 \text{ m/s}$$

$$P_{aérog}/\text{surface} = 0.4 \cdot P_{vent}/\text{surface}$$

$$P_{aérog}/\text{surface} = 0,4 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,2 \text{ Kg/m}^3 \cdot (10 \text{ m/s})^3 = 240 \text{ W/m}^2 \quad \text{pour un vent de 36 km/h}$$

$$P_{vent}/\text{surface} = 0,4 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,2 \text{ Kg/m}^3 \cdot (20 \text{ m/s})^3 = 1920 \text{ W/m}^2$$

2.6. PUISSANCE DU VENT III

A quelle vitesse doit souffler le vent pour obtenir une puissance P théorique de 2000 W/m^2 , avec une densité de l'air: $\rho = 1,293 \text{ kg/m}^3$

$$P_{vent}/S = 2000 \text{ w/m}^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,293 \text{ Kg/m}^3 \cdot v^3$$

$$v = \text{racine cubique} (2000 \cdot 2 / 1,293) = (3093,58)^{1/3}$$

$$v = 14,57 \text{ m/s}$$

Si la vitesse du vent se réduit de 10%, de quel pourcentage se réduit la puissance?

$$P(\text{vent} \times 0,9) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot (v \times 0,9)^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot (0,9)^3$$

$$P(\text{vent} \times 0.9) = P(\text{vent}) \cdot 0,729$$

La puissance se réduit de $1 - 0,729 = 27,1 \%$

2.7. AEROGENERATEUR I

Déterminer la puissance utile d'un aérogénérateur soumis à un vent de 50km/h.



Rayon de chaque pale: 4 m



Rendement total: 35%

Calculer l'énergie produite par l'aérogénérateur en 10h. (densité de l'air : $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$).

Passons d'abord la vitesse du vent de km/h à m/s:

$$50 \text{ km/h} = 50 \text{ km/h} \cdot 1000 \text{ m/1 km} \cdot 1 \text{ h/3600 s} = 13,89 \text{ m/s}$$

D'autre part, pour des pales de rayon $r = 4 \text{ m}$, la surface balayée est de:

$$S = \pi \cdot r^2, \text{ soit } S = \pi \cdot 4^2 = 50,24 \text{ m}^2$$

Avec la valeur de la densité de l'air de $1,225 \text{ kg/m}^3$, et en tenant compte du rendement de 35%, nous obtenons:

$$P = 1/2(\rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2) \cdot \text{rendement} = 1/2(1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 13,89^3 \text{ m}^3/\text{s}^3 \cdot 50,24 \text{ m}^2) \cdot 0,35 = 427,42 \text{ kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}^3$$

$$P = 28\,877 \text{ W}$$

Et finalement, sachant que l'énergie est la puissance multipliée par le temps, l'énergie produite dans un temps $t=10 \text{ h}$ est de:

$$E = P \cdot t = 28\,877 \text{ W} \cdot 10 \text{ h} = 288\,770 \text{ Wh} = 288,77 \text{ kWh}$$



2.8. AEROGENERATEUR II

Déterminer l'énergie que produit l'aérogénérateur suivant soumis à un vent de 50Km/h.



ayant **3 pales de 4m de rayon** chacune



la **densité de l'air** vaut $0,928 \text{ Kg/m}^3$



CP = 0,4



Rendement électrique = 80%

$$P_{\text{électrique}} = 1/2 \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot C_P \cdot h$$

$$P_{\text{électrique}} = 1/2 (0,920 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi \cdot 4^2 \cdot 13,89^3 \text{ m/s}) \cdot 0,4 \cdot 80\%$$

$$P_{\text{électrique}} = 20000,67 \text{ W}$$

$$E = P \times t = 480,02 \text{ kWh}$$

2.9. AEROGENERATEUR III

Un aérogénérateur est installé dans une zone de vents dominants du nord-ouest avec des vents de vitesse 40Km/h.



Rayon des pales = 7m



CP = 0,3



Densité de l'air= 1,293Kg/m³



Vvent = 11,11 m/s

2.9.1.Puissance théorique du vent

Déterminer la puissance théorique du vent.

$$P_{\text{theor}} = 1/2 \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$$

$$P_{\text{theor}} = 136476 \text{ W}$$

2.9.2.Puissance récupérée

Déterminer la puissance récupérée.

$$P_{\text{recup}} = P_{\text{theor}} \times C_P$$

$$P_{\text{recup}} = 40\,943 \text{ W}$$



2.10. AEROGENERATEUR IV

Un aérogénérateur se trouve à une hauteur de 35m au dessus du sol, où le vent souffle à 45km/h.



Rayon = 5m



CP = 0,4

Déterminer la puissance générée (densité de l'air : $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$)

$$P_g = 1/2 \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot C_P$$

$$P_g = 1/2 \cdot 1,225 \text{ Kg/m} \cdot (\pi \cdot 5^2) \cdot 12,5^3 \text{ m/s} \cdot 0,4$$

$$P_g = 37\,582 \text{ W}$$

Déterminer le diamètre du rotor qui génère une puissance de 50 kW

$$50000 \text{ W} = 1/2 (\pi \times r^2) \times 1,225 \text{ Kg/m}^3 \times 12,5^3 \text{ m/s} \times 0,4 \times 1$$

$$r = \text{racine carrée de } 50000/1503,30 = 5,77 \text{ m}$$

$$\text{Diamètre} = 11,54 \text{ m}$$

2.11. PARC EOLIEN

Un parc éolien compte 60 aérogénérateurs de diamètre du rotor de 63m, on suppose un vent de 50km/h soufflant 180 jours par an et une densité de l'air de 1,225kg/m³. Calculer les

2.11.1. Puissance théorique du vent incident sur chaque aérogénérateur



$$V = 13,89 \text{ m/s}$$

$$P_{\text{vent}} = \frac{1}{2} \times S \times \rho \times v^3$$

$$P_{\text{vent}} = \frac{1}{2} (\pi \times \frac{63^2}{4} \text{ m}^2) \times 1,225 \text{ Kg/m}^3 \times 13,893^3 \text{ m/s}^3$$

$$P_{\text{vent}} = 5\,115\,400 \text{ W} = 5\,115,4 \text{ kW}$$

2.11.2. Puissance générée par chaque aérogénérateur



$$\text{Rendement (CP)}: 45\%$$

$$P_e = P_{\text{vent}} \times \text{CP}$$

$$P_e = 2\,301,93 \text{ kW}$$

2.11.3. Energie générée

Calculer l'énergie annuelle générée par chaque aérogénérateur, puis par le parc de machines:

$$E = P \times t$$

$$P = 2301,93 \text{ kW}$$

$$t = 180 \text{ jours} \times 24 \text{ h/jour} = 4320 \text{ h}$$

$$P \times t = 2301,93 \times 4320 = 9\,944\,337,6 \text{ kWh}$$

soit 9 944 MWh annuels pour un aérogénérateur

et 596 660 256 kWh soit 596,7 GWh annuels

pour le parc de 60 aérogénérateurs

2.11.4. Durée d'amortissement

Calculer la durée d'amortissement des aérogénérateurs, sachant que chacun d'entre eux vaut un demi-million d'euros et que chaque kWh généré rapporte 9 centimes d'euro:

$$1 \text{ kWh} - 0,09 \text{ €/kWh}$$

500 000 € correspondent à la vente de

$$500\,000 / 0,09 = 5\,555\,555,6 \text{ kWh}$$

qui auront été générés en 5 555 555,6 / 9 944 337,6 ans, soit 0.56 ans

la durée d'amortissement est de 0,56 ans



2.12. EXERCICE PRATIQUE FINAL

Le site d'implantation d'un prochain parc d'aérogénérateurs est donné par le plan suivant, ainsi que sa rose des vents et sa distribution de Weibull.

Nous pouvons choisir entre deux modèles d'aérogénérateurs:



MODELE

ENERCON E-82 2 MW



PRIX DE REFERENCE

1.650.000 €



CARACTERISTIQUES



MODELE

GAMESA G-80 2 MW



PRIX DE REFERENCE

1.520.000 €/Ud



CARACTERISTIQUES

Densité standard de l'air, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$		
Vitesse du vent (m/s)	Puissance de sortie P (kW)	Coef. ee puissance C_p (-)
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1180,0	0,50
10	1612,0	0,50
11	1890,0	0,44
12	2000,0	0,36
13	2050,0	0,29
14	2050,0	0,23
15	2050,0	0,19
16	2050,0	0,15
17	2050,0	0,13
18	2050,0	0,11
19	2050,0	0,09
20	2050,0	0,08
21	2050,0	0,07
22	2050,0	0,06
23	2050,0	0,05
24	2050,0	0,05
25	2050,0	0,04

Densité standard de l'air, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$	
Vitesse du vent (m/s)	Puissance de sortie P (kW)
1	-
2	-
3	-
4	66,3
5	152,0
6	280,0
7	457,0
8	690,0
9	978,0
10	1296,0
11	1598,0
12	1818,0
13	1935,0
14	1980,0
15	1995,0
16	1995,0
17	2000,0
18	2000,0
19	2000,0
20	2000,0
21	2000,0
22	2000,0
23	2000,0
24	2000,0
25	2000,0

2.12.1. Sélection de l'aérogénérateur

Lequel des deux modèles choisir afin de maximiser la production électrique du parc ? Donner la vitesse nominale de l'aérogénérateur choisi et son diamètre de rotor.

En premier lieu, nous élaborons le tableau suivant, en tenant en compte la distribution des vitesses du vent.

Densité standard de l'air, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$			
Vent (m/s)	Cp E-82 2 MW	Cp G-80 2 MW	% vent
1	0,0	-	2,158
2	3,0	-	6,199
3	25,0	-	9,475
4	82,0	66,3	11,632
5	174,0	152,0	12,580
6	321,0	280,0	12,363
7	532,0	457,0	11,256
8	815,0	690,0	9,578
9	1180,0	978,0	7,671
10	1612,0	1296,0	5,799
11	1890,0	1598,0	4,144
12	2000,0	1818,0	2,820
13	2050,0	1935,0	1,815
14	2050,0	1980,0	1,119
15	2050,0	1995,0	0,651
16	2050,0	1995,0	0,365
17	2050,0	2000,0	0,194
18	2050,0	2000,0	0,103
19	2050,0	2000,0	0,046
20	2050,0	2000,0	0,023
21	2050,0	2000,0	0,011
22	2050,0	2000,0	0
23	2050,0	2000,0	0
24	2050,0	2000,0	0
25	2050,0	2000,0	0

La colonne de distribution du vent nous indique la quantité de temps (en pourcentage) pour laquelle le vent souffle à une vitesse donnée.

Avec la courbe de puissance, nous pouvons savoir quelle puissance l'aérogénérateur générera à cette vitesse.

Pour connaître la production énergétique annuelle, il suffit de multiplier pour chacune des valeurs de vent la puissance résultante par le nombre d'heures de fonctionnement dans ces conditions. Ce dernier s'obtient facilement à partir de la probabilité donnée dans la distribution de Weibull, en multipliant celle-ci par le nombre d'heures qu'il y a dans une année, soit 8760.

Le résultat est donné dans le tableau suivant:

Densité standard de l'air, $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$			
Vent (m/s)	heures de vent	Production E-82 2 MW kWh	Production G-80 2 MW kWh
1	189	0	0
2	543	1.629	0
3	830	20.750	0
4	1.019	83.558	67.560
5	1.102	191.748	167.504
6	1.083	347.643	303.240
7	986	524.552	450.602
8	839	683.785	578.910
9	672	792.960	657.216
10	508	818.896	658.368
11	363	686.070	580.074
12	247	494.000	449.046
13	159	325.950	307.665
14	98	200.900	194.040
15	57	116.850	113.715
16	32	65.600	63.840
17	17	34.850	34.000
18	9	18.450	18.000
19	4	8.200	8.000
20	2	4.100	4.000
21	1	2.050	2.000
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0

TOTAL	8.760	5.422.541	4.657.780
--------------	--------------	------------------	------------------

Nous voyons ainsi que l'aérogénérateur qui nous fournit la plus grande production énergétique sur ce site est le modèle ENERCON E-82, qui produit annuellement 5.422.541 kWh.

Sa vitesse nominale (vitesse du vent à laquelle on atteint la puissance nominale) est de 12-13 m/s, selon la courbe de puissance.

Le diamètre du rotor, es habituellement indiqué dans le nom du modèle d'aérogénérateur, il est ici de 82 mètres (ENERCON E-82).

2.12.2. Implantation du parc éolien

Avec le modèle choisi d'aérogénérateur, placer sur le plan ci-joint du site, la quantité maximale possible d'aérogénérateurs en respectant les distances et en tenant compte de la rose des vents de ce site.

Il faut tenir compte de ce que deux aérogénérateurs d'un diamètre rotor de 70m sont déjà présents sur le site, ce qui va affecter notre implantation.



Positionner un parc éolien de 10MW



Aérogénérateurs de 2MW



Aérogénérateurs de 2MW



Direction du vent



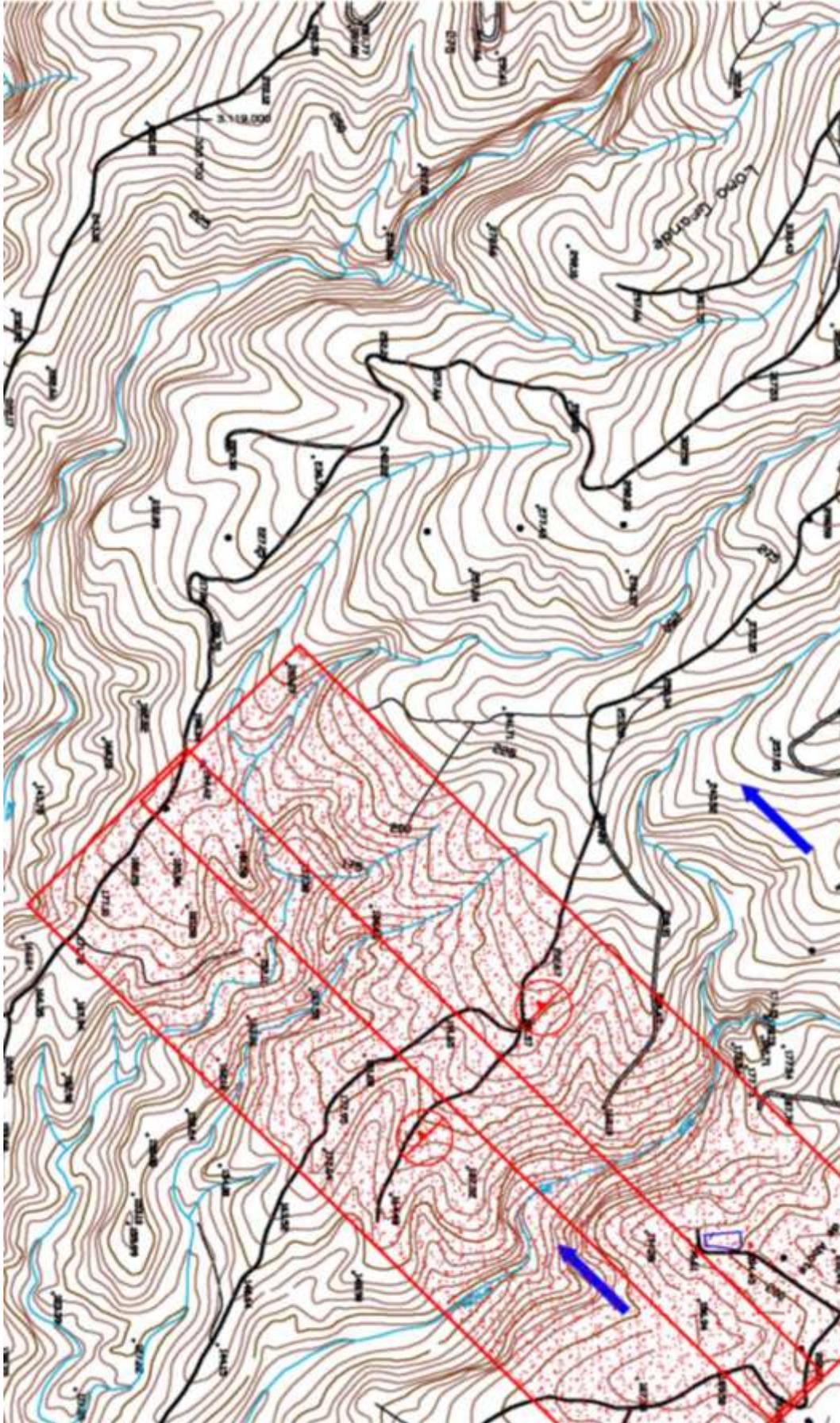
Aérogénérateur de 70 m

Sur le plan suivant sont dessinées les aires d'influence des machines de 70m (donc, plus petites que les nôtres) déjà installées sur le site.

En aucun cas nous ne pourrons installer les nouvelles machines à l'intérieur de ces aires.

Comme indiqué sur le plan, il s'agit de définir un parc éolien d'une puissance de 10MW, et donc il faudra placer 5 aérogénérateurs de 2MW chacun, en supposant qu'ils ont un diamètre rotor de 100m.

Il faudra tenir compte des séparations nécessaires entre aérogénérateurs et rangées d'aérogénérateurs, comme ceci a été expliqué dans la théorie. On cherchera aussi à choisir les zones de meilleures caractéristiques de vent.



2.12.3. Investissement

Avec le parc éolien précédemment calculé, calculer le coût total de l'investissement et les heures équivalentes de fonctionnement, en supposant que le prix d'achat des aérogénérateurs représente 74% du prix total de l'installation.



On considère que l'ensemble du parc éolien est à l'arrêt complet durant 140 heures par an.

En supposant de plus qu'il y a 28% d'heures sans vent par an, calculer également le facteur de disponibilité du parc éolien.



Pour le calcul nous considérerons seulement le parc de 10MW.

Sachant que chaque aérogénérateur ENERCON E-82 coûte 1 650 000 €, le coût total des aérogénérateurs serait de $1\,650\,000 \times 5 = 8,25$ millions d'euros. Mais ce coût ne représentant que 74% du coût total d'investissement,

le coût total de l'investissement est donc de

$$8,25 / 0,74 = 11,5 \text{ millions de euros.}$$

Les heures équivalentes de fonctionnement de l'installation sont: $(5\,422\,541 \text{ kWh} \times 5) / 10\,000 \text{ kW} = 2\,711$ heures.

Pour calculer le facteur de disponibilité, nous ne devons tenir compte que des 140 heures d'arrêt pour maintenance du parc, et non des heures sans vent.

Ainsi donc, des 8 760 heures de l'année, il est prévu que ce parc soit opérationnel durant 8 620 heures ($8\,760 - 140$).

Le facteur de disponibilité est donc de

$$8.620/8.760 = 98,4 \%$$



EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE

3. EXERCICES PRATIQUES RELATIFS A L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

3.1. CALCUL DE L'EFFICACITE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE



Soit une cellule photovoltaïque **150 cm²** de surface qui produit, dans des conditions standard (1000W/m², AM1,5 et 25°C).



Tension en circuit ouvert **Voc : 0,65V**.



Courant de court circuit, **Icc: 5A**.

Avec un **facteur de forme (FF)** de **78%**, calculer la puissance maximale de la cellule et son efficacité.

Puissance maximale:

$$P_{max} = I_{sc} \times V_{oc} \times FF$$

$$P_{max} = 5A \times 0,65V \times 0,78 = \mathbf{2,54W}$$

Efficacité cellule

$$\mu = \frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A \times P_{SOL}} \times 100$$

$$\mu = \frac{5A \times 0,65V \times 0,78}{150cm^2 \times 0,1 \frac{W}{cm^2}} = \mathbf{17\%}$$

3.2. CALCUL DE LA VARIATION DES PARAMETRES ELECTRIQUES D'UN MODULE AVEC LA TEMPERATURE

Soit un module photovoltaïque avec les caractéristiques suivantes :

ITER ST-175 P-1	
Puissance max.	175W
Vmax	23,6V
Imax	7,42A
Voc	30,6V
Isc	8,13A
COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE	
T ^a nominale de fonctionnement de la cellule.	45±2°C
Coefficient T ^a de Pmax	-0,45 %/°C
Coefficient T ^a de Voc	-0,37 %/°C
Coefficient T ^a de Isc	0,06 %/°C

Calculer la variation de la tension, le courant et de la puissance de ce module photovoltaïque à une **température de fonctionnement** des cellules de **55°C**.

N'oubliez pas que:

Temp. cellule > 25°C: Voc et Vmp diminuent.

Temp. cellule ≤ 25°C: Voc et Vmp augmentent.

Si la température de fonctionnement de la cellule est de 55°C, les variations sont les suivantes:

Tension:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times (-0,37\%/^{\circ}\text{C}) = -11,1\%$$

$$V_{oc} = 30,6\text{V} - (30,6\text{V} \times 0,111) = \mathbf{27,20\text{V}}$$

$$V_{mp} = 23,6\text{V} - (23,6\text{V} \times 0,111) = \mathbf{20,98\text{V}}$$

Intensité:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times 0,06\%/^{\circ}\text{C} = 1,80\%$$

$$I_{sc} = 8,13\text{A} + (8,13\text{A} \times 0,018) = \mathbf{8,27\text{A}}$$

$$I_{mp} = 7,42\text{A} + (7,42\text{A} \times 0,018) = \mathbf{7,55\text{A}}$$

Puissance:

$$(55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 30^{\circ}\text{C} \times (-0,45\%/^{\circ}\text{C}) = -13,50\%$$

$$P = 175\text{W} - (175\text{W} \times 0,135) = \mathbf{151,37\text{W}}$$



3.3. CALCUL DE L'EFFICACITE D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

Calculer l'efficacité d'un module photovoltaïque ayant les caractéristiques électriques suivantes :

ITER ST-175 P-1	
Puissance max.	175W
Vmax	23,6V
I _{max}	7,42A
Voc	30,6V
I _{sc}	8,13A
Long	1306 mm
Largeur	991 mm

Solution:

$$\mu = \frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A \times P_{SOL}} \times 100$$

$$\mu = \frac{175\text{W}}{(1,306 \times 0,991)\text{m}^2 \times 1.000 \text{W}/\text{m}^2} = \mathbf{13,52\%}$$

3.4. CALCUL DE LA SEPARATION DES OMBRES.

Calculez la distance entre les rangées de modules pour un photovoltaïque situé dans les **Îles Canaries, (28° de latitude)**, pour une différence de hauteur entre deux rangées de **2,25 mètres**.

Solution:

$$k = \frac{1}{\tan(61^{\circ} - \text{latitude})} = \frac{1}{\tan(61^{\circ} - 28^{\circ})} = 1,54$$

$$d = h \times k = 2,25\text{m} \times 1,54 = \mathbf{3,46\text{m}}$$

3.5. CALCUL DE LA PRODUCTION ENERGETIQUE - INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDEE AU RESEAU

Calculez le rendement énergétique d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau de **43,20 kWc**, située dans la municipalité de Yaiza, Lanzarote, **Îles Canaries**, Espagne, avec les caractéristiques suivantes:



Inclinaison: **10°**



Orientation: **25°SW**.

3.5.1. Irradiation globale horizontale (IGH)

Obtenue à partir des bases de données de rayonnement solaire de la zone.

JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUI
3,70	4,62	5,89	6,66	7,31	7,10
JUI	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
6,75	6,55	6,00	4,86	3,73	3,37

Source: Institut Technologique des Canaries.

3.5.2. Irradiation globale optimale (IGO)

Sachant que l'installation photovoltaïque se situe aux **Canaries**, à une **latitude de 28°** et sachant que pour les applications connectées au réseau, l'angle d'inclinaison optimal qui maximise la quantité de lumière capturée pendant toute l'année, correspond à la **latitude du lieu moins 10°**, on obtient un **angle d'inclinaison optimal de 18°**.

Avec cette valeur nous entrons dans le tableau des **facteurs k** pour la latitude de l'endroit, et choisissons les données correspondantes à chaque mois de l'année.

Facteur de correction k pour les surfaces inclinées. Représente le rapport entre l'énergie incidente journalière totale sur une surface orientée plein sud et inclinée d'un angle donné, et la même surface horizontale.

		FACTEUR DE CORRECTION K										
		Latitude: 28°										
15°	JAN	1,14	FEV	1,11	MAR	1,07	AVR	1,02	MAI	0,99	JUI	0,98
	JUI	0,99	AOU	1,03	SEP	1,08	OCT	1,13	NOV	1,17	DEC	1,17
	20°	JAN	1,17	FEV	1,13	MAR	1,08	AVR	1,02	MAI	0,97	JUI
JUI	0,97	AOU	1,02	SEP	1,09	OCT	1,16	NOV	1,21	DEC	1,21	

MOIS	IGH kWh/m ² xjour	Facteur k	IGO kWh/m ² xjour
JAN	3,70	1,16	4,28
FEV	4,62	1,12	5,18
MAR	5,89	1,08	6,34
AVR	6,66	1,02	6,79
MAI	7,31	0,98	7,15
JUI	7,10	0,96	6,83
JUI	6,75	0,98	6,60
AOU	6,55	1,02	6,71
SEP	6,00	1,09	6,52
OCT	4,86	1,15	5,58
NOV	3,73	1,19	4,45
DEC	3,37	1,19	4,02

3.5.3. Irradiation globale incidente (IGI)

Le système PV n'étant pas parfaitement orienté au sud et son inclinaison n'étant pas optimale pour la latitude du lieu d'installation (dans notre cas 25°SW et 10° respectivement), il faut corriger l'IGO avec les pertes résultantes que nous pouvons trouver dans la table suivante, spécifique pour la latitude des îles Canaries.

L'énergie solaire capturée dans l'orientation et l'inclinaison de pourcentage pour les Canaries

		INCLINAISON										
ORIENTATION	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	
0°	6,0%	5,0%	3,0%	1,0%	-0,5%	1,0%	3,0%	4,3%	5,0%	8,0%	12,0%	
5°	6,0%	5,0%	3,0%	1,3%	0,8%	1,3%	3,0%	4,5%	6,0%	8,0%	12,0%	
10°	6,0%	5,0%	3,0%	1,5%	1,0%	1,5%	3,5%	4,8%	6,0%	9,0%	12,0%	
15°	6,0%	5,0%	3,0%	2,0%	1,5%	2,0%	4,0%	5,0%	7,0%	9,0%	13,0%	
20°	6,0%	5,0%	3,5%	2,0%	2,0%	3,0%	4,3%	5,0%	7,0%	9,0%	13,0%	
25°	6,0%	5,0%	3,5%	2,5%	2,5%	3,0%	4,5%	5,0%	8,0%	10,0%	14,0%	
30°	6,0%	5,0%	3,5%	2,5%	3,0%	3,5%	4,5%	5,0%	8,0%	10,0%	14,0%	
35°	6,0%	5,0%	3,5%	3,0%	3,5%	4,0%	5,0%	5,5%	9,0%	11,0%	15,0%	
40°	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	3,5%	4,3%	5,0%	6,0%	9,0%	11,0%	15,0%	
45°	6,0%	5,0%	4,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	7,0%	10,0%	12,0%	15,0%	
50°	6,0%	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	5,0%	5,5%	7,0%	10,0%	13,0%	16,0%	
55°	6,0%	5,0%	4,5%	4,0%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	11,0%	14,0%	17,0%	
60°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	5,0%	5,0%	7,0%	9,0%	12,0%	15,0%	18,0%	
65°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	10,0%	13,0%	16,0%	19,0%	
70°	6,0%	5,0%	4,5%	4,5%	6,0%	7,0%	9,0%	11,0%	14,0%	17,0%	20,0%	
75°	6,0%	5,0%	4,5%	5,0%	6,0%	8,0%	10,0%	12,0%	15,0%	18,0%	21,0%	
80°	6,0%	5,0%	4,5%	5,0%	7,0%	8,0%	10,0%	13,0%	16,0%	19,0%	22,0%	
85°	6,0%	5,0%	5,0%	6,0%	7,0%	9,0%	11,0%	14,0%	17,0%	20,0%	23,0%	
90°	6,0%	5,0%	5,0%	7,0%	8,0%	10,0%	12,0%	15,0%	18,0%	21,0%	24,0%	

MOIS	IGO kWh/m ² xjour	Pertes (%)	IGI kWh/m ² x jour
JAN	4,28	3,5	4,13
FEV	5,18	3,5	4,99
MAR	6,34	3,5	6,12
AVR	6,79	3,5	6,55
MAI	7,15	3,5	6,90
JUI	6,83	3,5	6,59
JUIL	6,60	3,5	6,37
AOU	6,71	3,5	6,47
SEP	6,52	3,5	6,29
OCT	5,58	3,5	5,38
NOV	4,45	3,5	4,29
DEC	4,02	3,5	3,88

3.5.4. IGI appliqué au rendement (performance ratio)

A partir des estimations de pertes dans chacun des cas précédents, on obtient pour chaque mois le rendement de l'installation photovoltaïque.

PR	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUI
	0,795	0,795	0,785	0,785	0,775	0,765
	JUI	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
0,765	0,760	0,765	0,775	0,795	0,795	

MOYENNE
0,779

3.5.5. Production d'énergie

Obtenu en multipliant, pour chaque mois l'irradiation globale incidente par le PR, puis par le nombre de jours de ces mois, et en ajoutant l'énergie produite pour chacun des mois de l'année.

MOIS	IGI kWh/m ² x jour	N° jour	PR	PRODUCTION kWh/mois
JAN	4,13	31	0,795	4.397,06
FEV	4,99	28	0,795	4.798,54
MAR	6,12	31	0,785	6.433,78
AVR	6,55	30	0,785	6.663,71
MAI	6,90	31	0,775	7.161,37
JUI	6,59	30	0,765	6.533,59
JUI	6,37	31	0,765	6.525,99
AOU	6,47	31	0,760	6.585,11
SEP	6,29	30	0,765	6.236,16
OCT	5,38	31	0,775	5.583,79
NOV	4,29	30	0,795	4.420,07
DEC	3,86	31	0,795	4.109,60
Moyenne	5,66	Somme		69.448,77

Uts.	APPAREIL	PUISSANCE (W)	UTILISATION (h/jour)
5	Lampe	125	2
1	Frigo	200	8
1	Four à micro-ondes	800	0,1
1	Machine à laver	750	1
1	Ordinateur portable	150	2
1	TV LCD	180	3



3.6. ELECTRIFICATION DE L'HABITAT RURAL

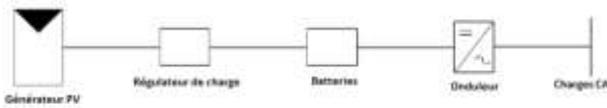
Supposons une famille vivant dans une maison éloignée du réseau électrique et désirant obtenir à partir d'une installation solaire photovoltaïque l'énergie nécessaire pour le fonctionnement des appareils énumérés dans le tableau suivant. La propriété est située dans la municipalité de Granadilla, Tenerife, Iles Canaries, Espagne.

3.6.1. Consommation des appareils

La consommation de ces appareils, alimentés en courant alternatif monophasé, est donnée dans le tableau suivant :

Uts.	APPAREIL	PUISSANCE (W)	CONSOMMATION (Wh/jour)
5	Lampe	75	150
1	Frigo	200	1600
1	Four à micro-ondes	800	80
1	Machine à laver	750	750
1	Ordinateur portable	150	300
1	TV LCD	180	540
TOTAL		2155	3420

3.6.2. Schéma général de l'installation PV



3.6.3. Calcul des batteries

L'énergie à fournir par le système, résultat de l'addition des charges en CA, est de : **3420Wh/jour**. Considérant que se produisent **5% de pertes dans l'onduleur, 2% dans le câblage et 5% dans les batteries**, l'énergie stockée dans les batteries doit être de:

$$E = \frac{3.420 \text{ Wh/jour}}{(0,95 \times 0,98 \times 0,95)} = 3886,36 \text{ Wh/jour}$$

En supposant que la **tension des batteries est de 24 V**, la capacité de stockage journalier nécessaire est de:

$$C = \frac{3.886,36 \text{ Wh/jour}}{24V} = 161,93Ah$$

Pour une **autonomie de 3 jours** (batteries fournissant l'alimentation pendant trois jours en cas de faible rayonnement solaire) et une **profondeur de décharge des batteries de 50%** (elles ne sont pas déchargées à plus de 50%, et il faut dans tous les cas suivre les recommandations du fabricant), la capacité finale du système doit être au minimum de:

$$C = \frac{161,93Ah \times 3 \text{ jours}}{0,5} = 971,58Ah$$

3.6.4. Conception du générateur photovoltaïque.

Le système générateur, tant que possible, sera orienté vers le sud (hémisphère nord) et l'inclinaison doit être approximativement égale à la latitude plus 10° afin de maximiser l'énergie captée pendant l'hiver, où la consommation est généralement plus forte et le soleil moins haut et de rayonnement moindre.

Dans le cas qui nous occupe, il faut sélectionner les 3 mois de moindre rayonnement solaire dans le tableau correspondant à la zone de Granadilla:

JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUI
3,84	4,81	5,70	6,59	7,16	7,81
JUI	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
7,36	6,68	5,77	4,94	3,92	3,38

Dans ce cas, les données d'irradiation globale horizontale (IGH) sélectionnées sont celles des mois de Novembre, Décembre et Janvier, puis on en calcule la moyenne.

$$\frac{3,92 + 3,38 + 3,84}{3} = 3,71 \text{ kWh/m}^2 \times \text{jour}$$

Supposons que les panneaux soient orientés plein sud, pour obtenir l'irradiation globale incidente (IGI), on peut multiplier directement par le facteur k moyenné pour les mois de Novembre, Décembre et Janvier, pour l'inclinaison (latitude + $10^\circ \approx 30^\circ$), c'est à dire:

$$3,71 \text{ kWh/m}^2 \times \text{jour} \times 1,25 = 4,64 \text{ kWh/m}^2 \times \text{jour}$$

Considérant qu'il ya des pertes de 5% dans le régulateur de charge, de 2% dans le câblage et de 10% dans le générateur photovoltaïque, l'énergie que doit produire le générateur photovoltaïque sera de:

$$E = \frac{3.886,36 \text{ Wh/jour}}{(0,95 \times 0,98 \times 0,90)} = 4626,62 \text{ Wh/jour}$$

La puissance du générateur PV nécessaire pour fournir l'énergie nécessaire vaut:

$$P = \frac{4.626,62 \text{ Wh/jour}}{4,64 \text{ kWh/m}^2 \times \text{jour}} = 997,12 \text{ W} \approx \mathbf{1000 \text{ W}}$$

3.6.5. Régulateur de charge.

Le régulateur de charge choisi doit avoir **une tension d'entrée de 24V** et une intensité de régulation qui puisse passer l'intensité de la quantité de modules qui constituent le générateur.

3.6.6. Choix de l'onduleur.

Supposons qu'il y ait une **simultanéité des charges de 100%**, ce qui signifie que à certains moments, tous les appareils consomment en même temps. Dans ce cas, la puissance minimale que à fournir par l'onduleur sera de 2155W à température ambiante de 25°C, si la température est plus élevé, il convient de noter que l'onduleur délivrera moins de puissance.

La tension d'entrée de l'onduleur devra être de 24V et la tension de sortie de 230V AC.

3.7. DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU.

Supposons qu'une **coopérative agricole** désire installer sur le toit de ses hangars un système solaire photovoltaïque électrique. Les hangars ont une surface utile de **117,25 mètres carrés**, dont:



59,5 mètres carrés sont horizontaux (terrace de 8,5m x 7m; côté court face au sud).



57,75 mètres carrés de toiture inclinée à 20° (toit de 5,5x10,5m; côté large au sud) et orienté 30°SW.

Les hangars sont situés dans la ville de Puerto de la Cruz à Tenerife, aux **îles Canaries**, en Espagne.

On demande:

- De concevoir le champ photovoltaïque de manière à utiliser au mieux la surface et à maximiser les performances possibles de l'installation.
- De configurer l'onduleur PV.
- Calculer la production mensuelle d'énergie, en tenant compte d'un PR de 82%, et le prix de vente mensuel de celle-ci, compte tenu d'un taux de rachat de l'électricité injectée sur le réseau de 0,23 € / kWh.

Données:



Module photovoltaïque:

Puissance	220 Wp
Voc	36,6 V
Vmp	29,2 V
Isc	8,08 A
Imp	7,54 A
Coefficient T ^a de Voc	-0,34 %/°C
Coefficient T ^a de Isc	0,034 %/°C
Dimensions	1675 x 1001 x 31



Onduleur:

ENTRÉE CC	
Puissance máx.	10200 W
Tension máx.	1000 V
Plage tension MPP	320 V – 800 V
Tension nominale	600 V
N° MPP	2
Strings by MPP	A:4 / B:1
Courant máx.	A:22A / B:11A
SORTIE CA	
Puissance nominale CA	10000 W
Fréquence du réseau de CA	50 Hz
Courant máx. sortie	16 A
Performances européennes	97,7%



3.7.1. Conception du champ photovoltaïque de manière à utiliser au mieux la surface et à maximiser les performances.

Selon l'énoncé il y a deux toitures bien différentes:

 Toit horizontal avec **inclinaison de 0° et orienté SUD.**

 Toit incliné à **20° et orienté 30°SW.**

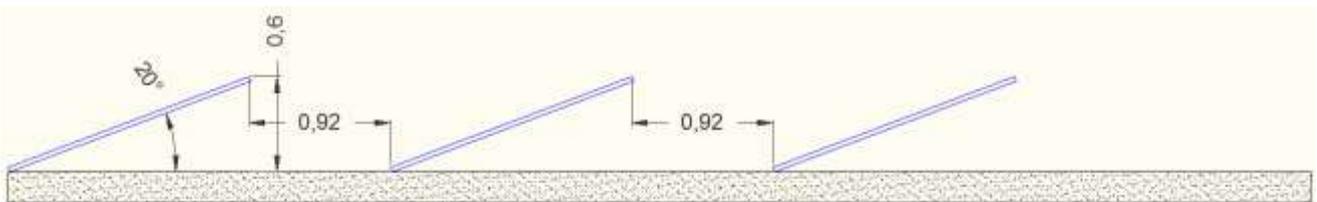
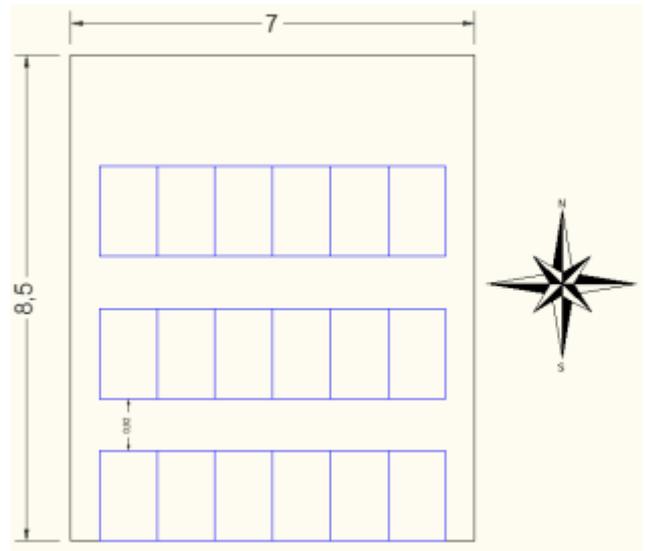
Le facteur sans dimension k, pour la séparation entre les rangées de modules (dans le cas de la terrasse), pour la latitude des Canaries (28°), vaut:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 28^\circ)} = \mathbf{1,54}$$

Avec les mesures données de ces toitures, les différentes possibilités d'implantation des modules sont les suivantes:

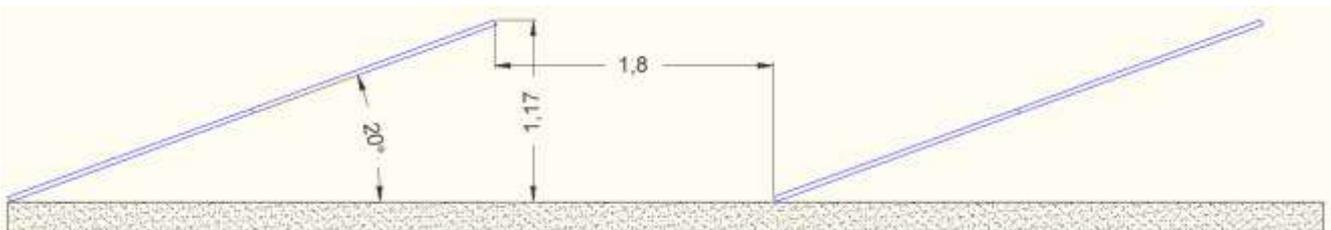
I. TOITURE HORIZONTALE

A. Modules en rangées simples disposés en vertical. **Nombre de modules: 18.**

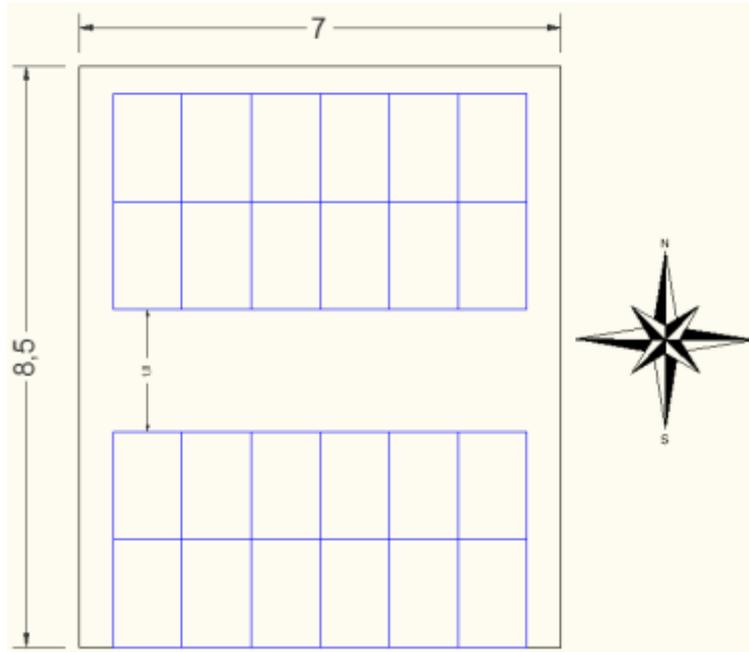


$$d = h \times k = 0,60m \times 1,54 = \mathbf{0,92m}$$

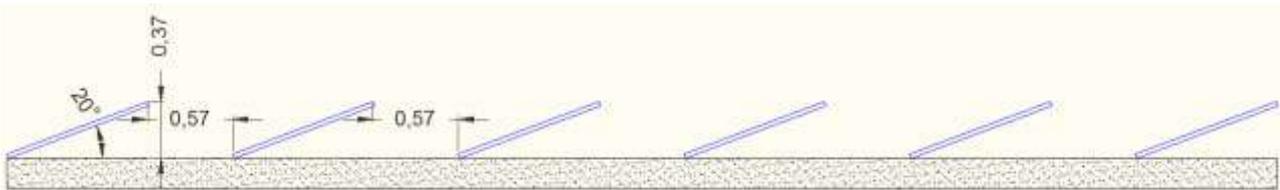
B. Modules en rangées doubles disposés en vertical. **Nombre de modules : 24.**



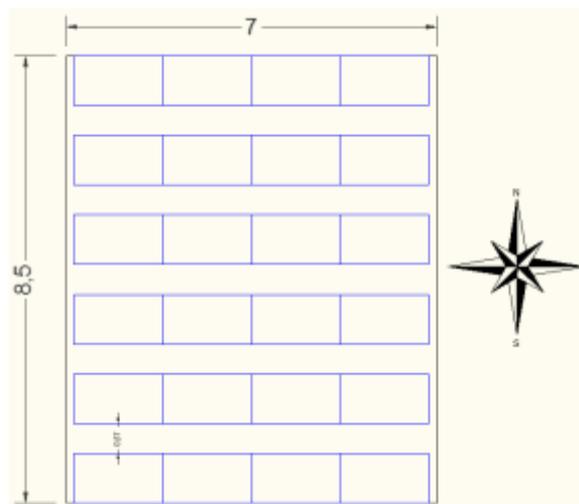
$$d = h \times k = 1,17m \times 1,54 = \mathbf{1,80m}$$



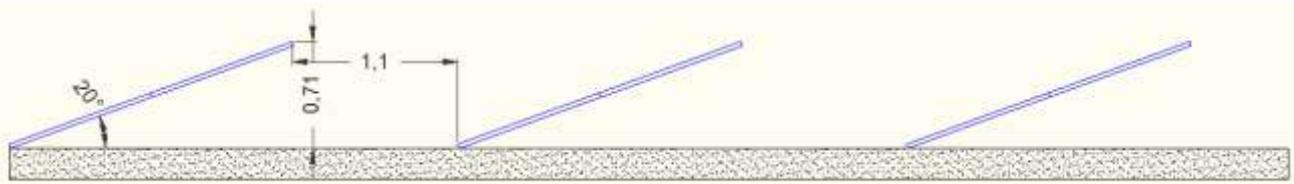
C. Modules en rangées simples disposés en horizontal. **Nombre de modules: 24**



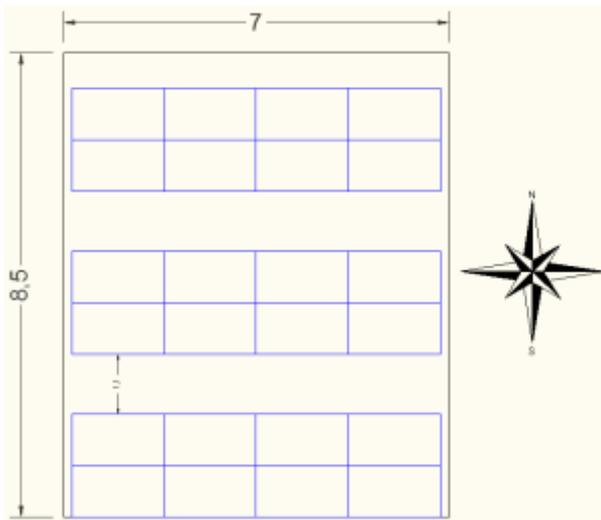
$$d = h \times k = 0,37m \times 1,54 = 0,57m$$



D. Modules en rangées doubles disposés en horizontal. **Nombre de modules: 24**



$$d = h \times k = 0,71m \times 1,54 = 1,10m$$

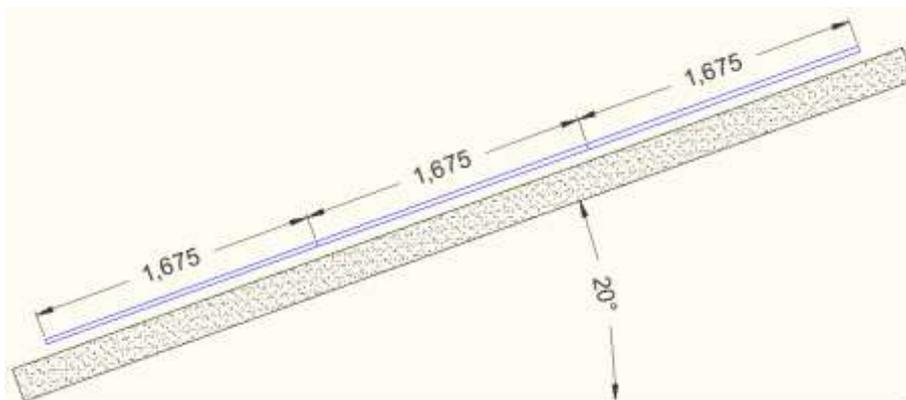


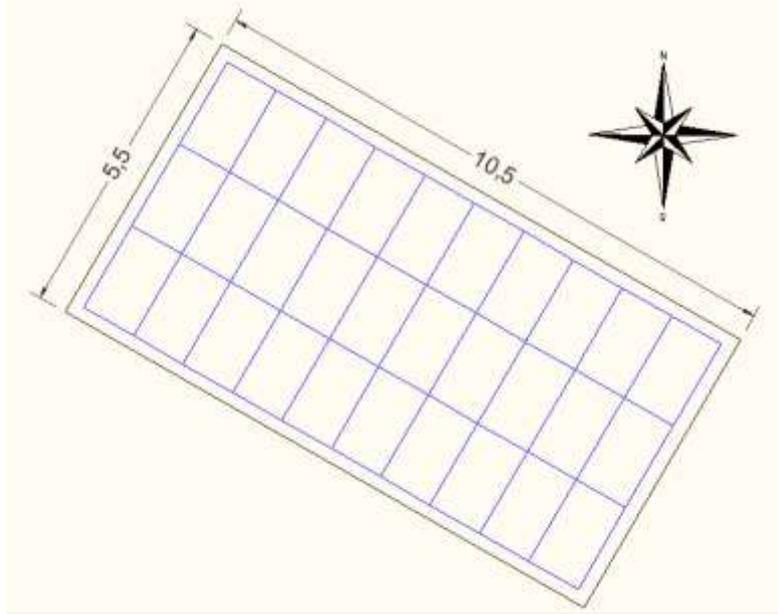
Par conséquent, pour la terrasse, 4 configurations possibles existent, dont trois qui permettent de tirer le meilleur parti avec un total de 24 modules photovoltaïques.

Dans ces trois configurations, le choix de l'un ou l'autre dépendra d'autres critères, comme l'exposition au vent (les rangées simples et doubles de disposition horizontale sont moins exposées que les rangées doubles verticales), le prix des structures et de leur montage (les doubles rangées sont moins coûteuses que les simples).

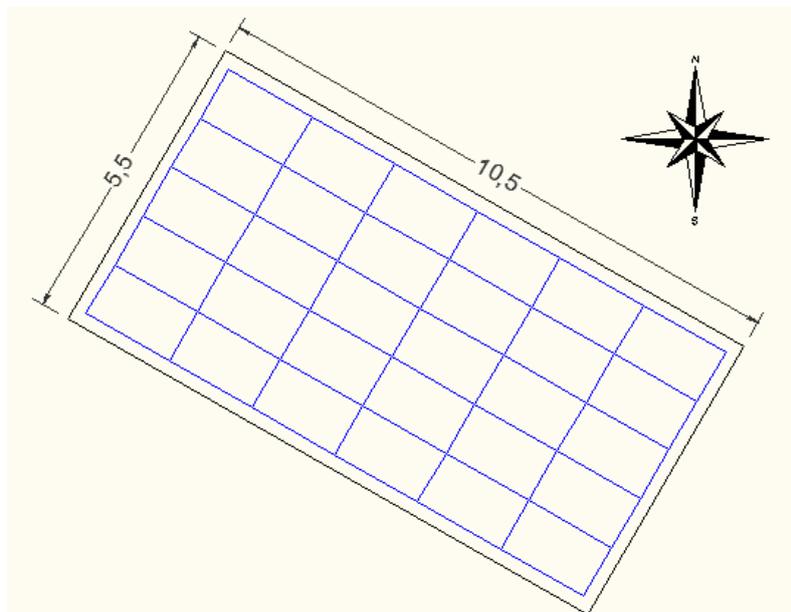
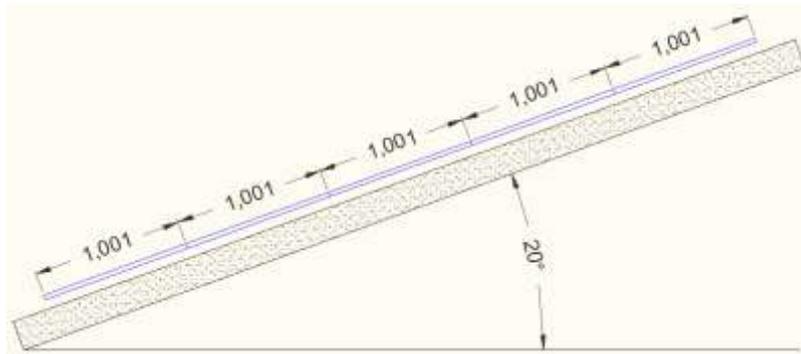
II. TOIT INCLINE

E. Modules posés sur le toit en vertical. **Nombre de modules: 30.**





F. Modules posés sur le toit en horizontal. **Nombre de modules: 30.**



Cette toiture a une inclinaison de 20°, proche de l'angle optimal pour les systèmes raccordés au réseau (dans ce cas la latitude du lieu 28° moins 10°, soit 18°) : On peut donc fixer les modules photovoltaïques directement sur la surface de la toiture. Que ce soit en disposition verticale ou horizontale, il y a la place pour 30 unités, ce qui fait que le choix d'une disposition ou l'autre dépendra des critères d'aptitude de la structure porteuse.

Il est important de signaler que, dans ce type d'installation photovoltaïque, il est nécessaire de permettre une bonne ventilation des modules photovoltaïques et de la toiture afin d'éviter une augmentation de la température, ce qui, comme nous l'avons vu, entraîne une réduction des performances. Par conséquent, il est bon d'assurer une séparation minimale qui garantisse une ventilation adéquate des modules PV.

Par conséquent, nous avons les résultats suivants:

Terrasse:

Nombre de modules: 24 uds.

Puissance: 24 x 220Wp = 5280Wp

Orientation: SUD.

Inclinaison: 20°.

Toiture inclinée:

Nombre de modules: 30

Puissance: 30 x 220Wp = 6600Wp

Orientation: 30°SW.

Inclinaison: 20°.

3.7.2. Configuration des onduleurs photovoltaïques

Etant donné que nous avons deux groupes bien différenciés de modules photovoltaïques avec un nombre différent de modules, des inclinaisons et des orientations différentes, il est nécessaire que l'onduleur ait au moins deux systèmes de recherche de puissance optimale, ou encore, utiliser deux inverseurs indépendants, un pour chaque groupe.

Nous disposons sur notre onduleur de deux suiveurs de point de puissance maximale, ce qui fait que nous allons configurer chaque toiture indépendamment.

Terrasse:

Avec un seul string, en connectant en série les **24 modules photovoltaïques**, nous avons:

$$V_{oc} = 24uds \times 36,6V = 878,4V$$

qui est inférieur à la limite de l'onduleur (1000V).

$$V_{mp} = 24uds \times 29,2V = 700,8V$$

cette valeur est dans la fenêtre de tensions de l'onduleur (320V - 800V).

$$I_{mp} = 7,54A$$

qui est en dessous de la limite de l'onduleur (11A), en utilisant l'entrée B de l'onduleur.

Vérifions que la configuration de ce string est adéquate dans d'autres conditions de fonctionnement.

Supposons par exemple une température de fonctionnement des cellules de **42°C**.

Tension:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = -5,78\%$$

$$V_{oc} = 878,4\text{V} - (878,4\text{V} \times 0,0578) = 827,62\text{V} \\ < 1000\text{V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 700,8\text{V} - (700,8\text{V} \times 0,0578) \\ = 660,29\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensité:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = 0,578\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} + (8,08\text{A} \times 0,00578) = 8,12\text{A} < 11\text{A} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} + (7,54\text{A} \times 0,00578) = 7,58\text{A} < 11\text{A} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Supposons maintenant une température de fonctionnement des cellules de **6°C**.

Tension:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = 6,46\%$$

$$V_{oc} = 878,4\text{V} + (878,4\text{V} \times 0,0646) = 935,14\text{V} \\ < 1000\text{V} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 700,8\text{V} + (700,8\text{V} \times 0,0646) \\ = 746,07\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensité:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = -0,646\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} - (8,08\text{A} \times 0,00646) = 8,02\text{A} < 11\text{A} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} - (7,54\text{A} \times 0,00646) = 7,49\text{A} < 11\text{A} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Toiture inclinée:

Avec un seul string, en connectant en série les **30 modules photovoltaïques**, on a:

$$V_{oc} = 30\text{uds} \times 36,6\text{V} = 1098\text{V}$$

C'est **plus haut que la limite de l'onduleur (1.000V)**, donc nous ne pouvons pas utiliser cette configuration.

Avec **2 strings de 15 modules**, on a:

$$V_{oc} = 15\text{uds} \times 36,6\text{V} = 549\text{V}$$

inférieur à la limite de l'onduleur (1000V).

$$V_{mp} = 15\text{uds} \times 29,2\text{V} = 438\text{V}$$

cette valeur est dans la fenêtre de tensions de l'onduleur (320V - 800V)

$$I_{mp} = 2\text{strings} \times 7,54\text{A} = 15,08\text{A}$$

qui est en dessous de la limite de l'onduleur (22A) en utilisant l'entrée A de celui-ci.

Vérifions que cette configuration est toujours adéquate dans d'autres conditions de fonctionnement.

Supposons par exemple une température de fonctionnement des cellules de **42°C**.

Tension:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = -5,78\%$$

$$V_{oc} = 549\text{V} - (549\text{V} \times 0,0578) = 517,26\text{V} < 1000\text{V} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 438\text{V} - (438\text{V} \times 0,0578) \\ = 412,68\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensité:

$$(42^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 17^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = 0,578\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} + (8,08\text{A} \times 0,00578) = 8,12\text{A} \times 2\text{strings} \\ = 16,24\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} + (7,54\text{A} \times 0,00578) = 7,58\text{A} \times 2\text{strings} \\ = 15,16\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Supposons maintenant une température de fonctionnement des cellules de **6°C**.

Tension:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times (-0,34\%/^{\circ}\text{C}) = 6,46\%$$

$$V_{oc} = 549\text{V} + (549\text{V} \times 0,0646) = 584,46\text{V} < 1000\text{V} \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$V_{mp} = 438\text{V} + (438\text{V} \times 0,0646) \\ = 466,29\text{V} (320\text{V} - 800\text{V}) \\ \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Intensité:

$$(6^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = -19^{\circ}\text{C} \times 0,034\%/^{\circ}\text{C} = -0,646\%$$

$$I_{oc} = 8,08\text{A} - (8,08\text{A} \times 0,00646) = 8,02\text{A} \times 2\text{strings} \\ = 16,04 < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

$$I_{mp} = 7,54\text{A} - (7,54\text{A} \times 0,00646) = 7,49\text{A} \times 2\text{strings} \\ = 14,98\text{A} < 22\text{A} \rightarrow \text{CUMPLE}$$

Ainsi donc, la configuration de l'onduleur et de l'installation photovoltaïque est la suivante:

3 strings photovoltaïques

1 string de 24 modules à l'entrée B de l'onduleur.

2 strings de 15 modules chacun à l'entrée A de l'onduleur.

Puissance crête (peak en anglais) de l'installation: $54 \times 220\text{Wp} = \mathbf{11880\text{Wp}}$

Puissance nominale de l'installation (la puissance de sortie en CA de l'onduleur): **10000W**

3.7.3. Calcul de la production énergétique et du prix de vente mensuels.

Le système PV étant divisé en deux groupes d'orientations et inclinaisons différentes, il est nécessaire de faire les calculs de la production d'énergie et des prix de vente séparément.

L'irradiation globale horizontale (IGH) correspond à celle de la municipalité de Puerto de la Cruz où se trouvent les hangars.

TOIT PLAT			Puissance		5,28	kWp	Taux		23	c€/kWh
	IGH (kWh/m ² xjour)	facteur k	IGO (kWh/m ² xjour)	Pertes O&I (%)	IGI (kWh/m ² xjour)	PR (%)	IGI (kWh/m ² xjour)	Jours	Production d'énergie (kWh/m ² xjour)	Production économique (€/mois)
JAN	3,37	1,16	3,91	0,0	3,91	82	3,21	31	524,68	120,68
FEV	4,21	1,12	4,72	0,0	4,72	82	3,87	28	571,62	131,47
MAR	5,17	1,08	5,58	0,0	5,58	82	4,58	31	749,42	172,37
AVR	5,07	1,02	5,17	0,0	5,17	82	4,24	30	671,70	154,49
MAI	5,75	0,98	5,64	0,0	5,64	82	4,62	31	756,32	173,95
JUI	6,42	0,96	6,16	0,0	6,16	82	5,05	30	800,53	184,12
JUI	5,91	0,98	5,79	0,0	5,79	82	4,75	31	777,36	178,79
AOU	5,84	1,02	5,96	0,0	5,96	82	4,88	31	799,51	183,89
SEP	5,13	1,09	5,59	0,0	5,59	82	4,59	30	726,29	167,05
OCT	4,18	1,15	4,81	0,0	4,81	82	3,94	31	645,18	148,39
NOV	3,11	1,19	3,70	0,0	3,70	82	3,03	30	480,70	110,56
DEC	3,00	1,19	3,57	0,0	3,57	82	2,93	31	479,16	110,21
SOMME									7.982,47	1.835,97

Dans le cas de la terrasse, il n'y a pas de pertes dues à l'orientation sud et à l'inclinaison de 20 degrés qui est optimale pour cette latitude.

TOIT INCLINE			Puissance		6,6	kWp	Taux		23	c€/kWh
	IGH (kWh/m ² xjour)	facteur k	IGO (kWh/m ² xjour)	Pertes O&I (%)	IGI (kWh/m ² xjour)	PR (%)	IGI (kWh/m ² xjour)	Jours	Production d'énergie (kWh/m ² xjour)	Production économique (€/mois)
JAN	3,37	1,16	3,91	3,0	3,79	82	3,11	31	636,18	146,32
FEV	4,21	1,12	4,72	3,0	4,57	82	3,75	28	693,09	159,41
MAR	5,17	1,08	5,58	3,0	5,42	82	4,44	31	908,67	208,99
AVR	5,07	1,02	5,17	3,0	5,02	82	4,11	30	814,44	187,32
MAI	5,75	0,98	5,64	3,0	5,47	82	4,48	31	917,03	210,92
JUI	6,42	0,96	6,16	3,0	5,98	82	4,90	30	970,64	223,25
JUI	5,91	0,98	5,79	3,0	5,62	82	4,61	31	942,55	216,79
AOU	5,84	1,02	5,96	3,0	5,78	82	4,74	31	969,40	222,96
SEP	5,13	1,09	5,59	3,0	5,42	82	4,45	30	880,63	202,55
OCT	4,18	1,15	4,81	3,0	4,66	82	3,82	31	782,29	179,93
NOV	3,11	1,19	3,70	3,0	3,59	82	2,94	30	582,85	134,06
DEC	3,00	1,19	3,57	3,0	3,46	82	2,84	31	580,98	133,62
SOMME									9.678,75	2.226,11

Dans ce cas, il y a par contre des pertes dues à l'orientation et l'inclinaison, car ce groupe de modules est orienté 30°SW et incliné à 20°. En résumé la production énergétique et la production économique de l'installation sont les suivantes:

 Production d'énergie: **17661,22 kWh/an**
 Production économique: **4062,08 €/an**



PARTENAIRES



Instituto Tecnológico y de
Energías Renovables S.A.



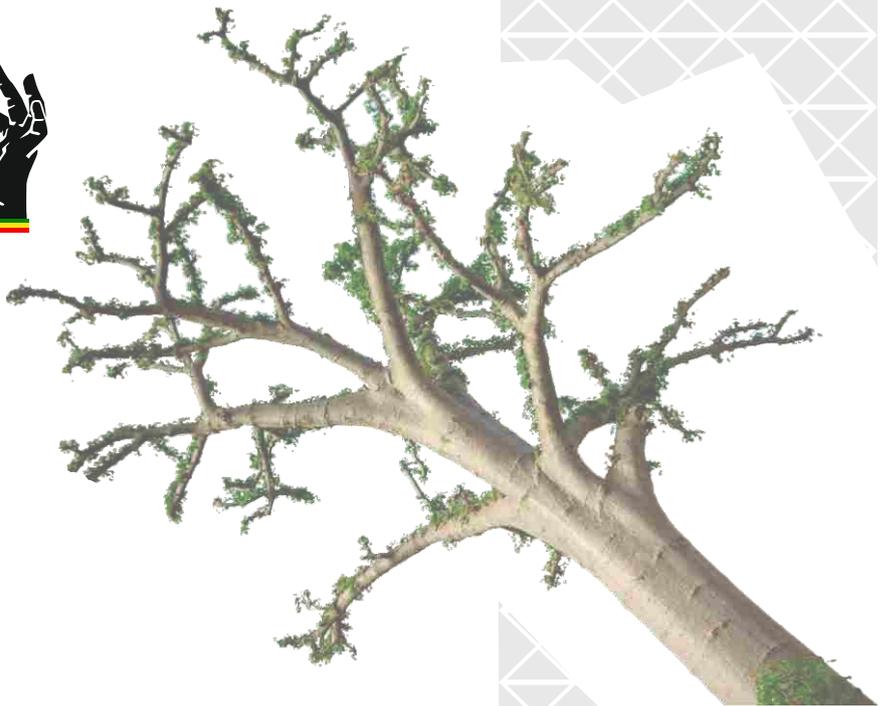
COFINANCEMENT



PROGRAMA
MAC 2007 - 2013
Cooperación Transnacional



Unión Europea
FEDER
Invertimos en su futuro



PLUS D INFORMATION

Participez aux séminaires et aux journées techniques, sur notre page web ou sur Facebook; ou envoyez-nous vos questions ou suggestions à cette adresse de courrier électronique:

@ macsenvp@iter.es

 <http://macsen-pv.iter.es>

 www.facebook/MacsenPV