

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen
Faculté des Sciences
Département de physique



**UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX ET ENERGIES
RENOUVELABLES**

Thèse de Doctorat

Spécialité : Physique Energétique et Matériaux

Sur le Thème

***ÉTUDE DES PERFORMANCES D'UN SYSTEME HYBRIDE
(PHOTOVOLTAIQUE-EOLIEN), POUR LA PRODUCTION DE
L'ELECTRICITÉ. APPLICATION AU SITE D'ADRAR***

Présentée par *M^R Maouedj Rachid*

Soutenue en Juillet 2013 devant le jury composé de :

Président de jury : **CHABANE SARI Nasr Eddine**
Directeur de Thèse : **BENYOUCEF Boumediene**
Examineurs : **TOUZI Abdelkader**
HADJ ARAB Amer
CHEKNANE Ali
BIBI-TRIKI Nasr Eddine

Professeur, Université de Tlemcen
Professeur, Université de Tlemcen
Directeur de recherche, CDER Alger
Directeur de recherche, CDER Alger
Professeur, Université de Laghouat
Professeur, Université de Tlemcen

Année universitaire : 2012 - 2013

NOMENCLATURES ET ABREVIATIONS

h : Constante de Planck	(j.s)
v : Fréquence de l'onde lumineuse	(Hz)
E_g : Energie de la bande interdite	(ev)
φ : Latitude du lieu	(°)
λ : Longitude du lieu	(°)
h : hauteur du soleil	(°)
a : Azimut du soleil	(°)
δ : Déclinaison du soleil	(°)
γ : La hauteur du capteur	(°)
α : Azimut du capteur	(°)
N : Numéro du jour de l'année	
A_p : Nombre de module photovoltaïque	
S : Surface du module photovoltaïque	(m ²)
E_{js} : Energie journalière directe	(Wh)
E_{jd} : Energie journalière diffuse	(Wh)
E_{jg} : Energie journalière globale	(Wh)
D_{TS} : Distance Terre- Soleil	(U.A)
R_{se} : Résistance série équivalente	(Ω)
R_{pe} : Résistance parallèle équivalente	(Ω)
V_m : Tension au point de fonctionnement	(V)
I_m : Courant au point de fonctionnement	(A)
H_L : L'heure du lever du soleil	(h)
H_C : L'heure du coucher du soleil	(h)
T_L : Temps légal	(h)
TSV : Temps solaire vrai	(h)
PV : Photovoltaïque	
R_s : Rayonnement solaire	
TEL : Capteur d'inclinaison égale à la latitude du lieu	
E : Eclairage solaire	(W/ m ²)

I_{ph} : Photo courant	(A)
I_D : Courant générer par la diode	(A)
I₀ : Courant de saturation	(A)
V_{op} : Tension optimale	(V)
I_{op} : Courant optimum	(A)
V_{co} : Tension à circuit ouvert	(V)
I_{cc} : Courant de court circuit	(A)
K : Coefficient de Boltzman	(J / K)
T_a : Température ambiante	(°C)
T_c : Température de la cellule	(°C)
NOCT : Température de fonctionnement normal de la cellule	(°C)
ω : Vitesse de rotation	(rd / s)
N_S : Nombre de cellules en série dans un générateur PV	
N_P : Nombre de branches en parallèle dans un générateur PV	
K : Constante de Boltzmann	(J/K)
P_N : Puissance nominale	(W)
V_D : Vitesse de démarrage	(m/s)
V_N : Vitesse nominale	(m/s)
V_M : Vitesse d'arrêt de la machine	(m/s)
V_m : Vitesse moyenne du vent	(m/s)
P_{disp} : Potentiel éolien moyen disponible	(W/m ²)
P_{rec} : Puissance moyenne récupérable	(W/m ²)
k : Facteur de forme varié entre	
c : Facteur d'échelle	(m/s)
ρ₀ : Masse volumique de l'air dans les conditions standard	
ρ : Masse volumique de l'air	
P : Pression atmosphérique	(N/m ²)
R : Constante des gaz, 287,04 J/kgK,	
P_w : Puissance annuelle disponible non corrigé,	
P_{wext} : Récupérable non corrigé	
P_c : Puissance annuelle disponible corrigée	
P_{cwext} : Puissance récupérable corrigée	

C_F : Facteurs de capacité	(%)
f_W(v) : Fonction de distribution de Weibull	
f_R(v) : Fonction de distribution de Rayleigh	
\bar{V} : Vitesse moyenne du vent	
$\Gamma(x)$: Fonction Gamma	
$\langle v^3 \rangle$: Vitesse cubique moyenne du vent	
σ^2 : Variance	
E_C : Énergie cinétique du vent	
β : Angle de calage	[°]
Ω : Vitesse de rotation de l'aéroturbine	[rad/s]
T_{aero} : Couple aérodynamique	[N.m]
C_T : Coefficient de couple	[-]
C_P : Coefficient de puissance	[-]
P_{mec_opt} : Puissance mécanique optimale	
$\langle E \rangle$: Densité d'énergie moyenne annuelle récupérable	[kWh/m ²]
ER : Energie renouvelable	
ENR : Energie non renouvelable	
AIE : Agence Internationale de l'Energie	
GES : Gaz à effet de serre	
PRG : Pouvoir de Réchauffement Global d'un gaz	
Ppm : Partie par million	
Ppb : Partie par milliard	
Ppt : Partie par trillion.	
CCNUCC : Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques	
NOAA : National oceanic and atmospheric administration.	
PIB : Produit intérieur brut.	
tep : Tonne-équivalent pétrole. Unité de mesure de l'énergie.	
Mtep : millions de tonnes équivalent pétrole	
GIEC : Groupe d'expert intergouvernemental sur l'évolution du climat.	
UE : Union Européenne	
SOC : État de charge des batteries (State of charge of the battery).	
OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.	
TCAM : taux de croissance annuel moyen	

MDP : Mécanisme pour un développement propre

MOC : Mise en œuvre conjointe.

UQA : Unités de quantité attribuée

UA : Unités d'absorption

OCDE : Organisation de coopération et de développement économique

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

La consommation d'énergie, dans le courant du siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voire amplifier, cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques, en Asie en particulier.

D'une part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente.

D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Des recherches sont en cours dans le domaine de la fusion des noyaux atomiques qui, éventuellement, pourraient être une solution énergétique du futur, mais l'avenir de cette filière et encore moins son avènement ne sont assurés.

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. Néanmoins, longtemps négligées, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches plus approfondies visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et d'augmenter l'efficacité énergétique.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois et la vitesse du vent est très important qui dépasse 5m/s dans plusieurs régions de l'Algérie sur tout dans le sud, notre pays peut couvrir certains de ces besoins en énergie solaire et éolienne.

Notre étude s'intéresse à la filière solaire et éolienne, le projet est mis en place, depuis avril 2010, à l'unité de recherche en énergies renouvelables en milieu saharien à Adrar. Le système hybride (Photovoltaïque-éolien) pour la production de l'électricité est installé et couplé à un système de stockage électrochimique (batteries) à petite échelle.

La thèse est organisée de la façon suivante :

Dans le premier chapitre, après avoir présenté les différentes sources d'énergies renouvelables et non renouvelables existantes, nous focalisons notre attention sur l'évolution de la production mondiale et de la consommation humaine. Ainsi, nous présentons l'importance de la prise en compte du changement climatique dans le monde, pour cela nous avons présenté des informations générales sur les émissions de gaz à effet de serre, le réchauffement climatique, l'élévation du niveau des mers du globe et l'augmentation de la température moyenne globale.

Dans le deuxième chapitre, en premier lieu, nous avons établi une synthèse bibliographique à travers laquelle nous avons retenu des modèles proposés dans la littérature, permettant de calculer les paramètres influençant le rayonnement solaire (le mouvement terre soleil, la position du soleil, l'orientation des capteurs, la situation géographique et les conditions atmosphériques), afin de déterminer l'angle d'inclinaison optimal des capteurs solaires, nous avons calculer et comparer les différents angles d'inclinaison optimums annuels, saisonniers et mensuels.

Dans le troisième chapitre, un modèle mathématique détaillé sera présenté pour la modélisation des caractéristiques I-V du générateur photovoltaïque et les influences des différents paramètres (éclairage, température, facteur de qualité, résistance série, ...), ainsi que les différentes spécifications électriques du générateur.

Le quatrième chapitre est divisé en trois parties et porte sur l'établissement de l'atlas vent, de l'énergie éolienne disponible de l'Algérie à différentes altitudes. La première partie présente les modèles mathématiques utilisés dans cette étude. La deuxième partie présente une étude du gisement éolien dans des sites Algériens. Cette étude est basée sur l'atlas du vent de l'Algérie établi par l'Office National de la Météorologie qui disposait de 37 stations de mesures. La vitesse du vent et puissance éolien ont été calculés par deux méthodes (distribution de Weibull et de Rayleigh), autrement la vitesse du vent et les paramètres de Weibull (k et c) ont été extrapolés de la hauteur standard 10m aux hauteurs de 30m et 50m en utilisant les lois d'extrapolations verticales. Les paramètres Weibull k et c sont déterminés et utilisés pour l'estimation de la vitesse annuelle moyenne du vent et la densité de puissance pour chaque site. La troisième partie porte sur la détermination du facteur de capacité et la puissance moyenne annuelle fournie par l'aérogénérateur, en fonction du six paramètres, caractéristiques du vent (paramètres de Weibull k et c) et les caractéristiques du turbine (Puissance nominale P_N , vitesse de démarrage V_D , vitesse nominale V_N et la vitesse d'arrêt de la machine V_M).

Enfin, le cinquième chapitre est consacré à la présentation des différentes étapes de la réalisation, l'installation et l'expérimentation de notre système hybride (Photovoltaïque-éolien): la fondation, les piliers, Ancrage en béton, le mât, Montage de l'aérogénérateur Whisper 100 et du contrôleur Whisper, installation du champ PV, batteries, Convertisseur d'onde CP 300. Les résultats obtenus sur des tests expérimentaux du système seront discutés et interprétés.

Notre thèse est clôturée par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus et expose quelques perspectives de recherche envisagées.

CHAPITRE I

L'ENERGIE DANS LE MONDE : ANALYSE DES RESSOURCES, DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION

L'énergie dans le monde : analyse des ressources, de la production et de la consommation

Durant l'histoire énergétique de l'humanité, la domestication de l'énergie se réalise en deux grandes étapes : la première étape s'identifie avec la longue phase de l'exploitation des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon, nucléaire,...) surtout le pétrole. La seconde étape commence à partir de ces dernières dizaines d'années et utilise les énergies renouvelables (photovoltaïque, photo thermique, éolienne, hydraulique, géothermique, biomasse,...). Ces nouvelles technologies présentent des qualités sur le plan écologique car la production de l'électricité n'est pas polluante (électricité propre et gratuite) et n'entraîne aucune perturbation du milieu.

Dans ce chapitre, nous mettrons le point dans un premier temps sur les ressources terrestres en énergie renouvelable (ER) et non renouvelable (ENR), puis nous examinons l'évolution de la production mondiale et de la consommation humaine ainsi que les prévisions possibles. Enfin, nous analyserons la production de l'électricité ainsi que la répartition de la consommation d'électricité selon les différents domaines décrits par la littérature. Dans un second temps, nous présenterons l'importance de la prise en compte du changement climatique dans le monde tout en représentant des informations générales sur les émissions de gaz à effet de serre, le réchauffement climatique, l'élévation du niveau des mers du globe et l'augmentation de la température moyenne globale.

1. Introduction

Actuellement, la production mondiale d'énergie est estimée de 83 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), de 9 % par le nucléaire et de 8 % par les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien, géothermique) [1]. De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles convergent vers le résultat suivant : la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2010-2020 et sera épuisée avant la fin de ce siècle. De ce fait, notre avenir énergétique doit se baser sur les énergies nucléaires et renouvelables [2].

Les ressources renouvelables sont variées et inépuisables. En effet, leur conversion en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques. De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. Cependant, elle se caractérise par un rendement relativement faible, un coût important et une intermittence de la ressource. Ainsi, des systèmes utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ainsi que la biomasse fonctionnent dans de nombreuses régions du monde où ils deviennent de plus en plus efficaces et rentables.

2. Première partie : Les ressources énergétiques de la planète

Les ressources énergétiques de la planète sont subdivisées en deux catégories bien distinctes.

D'une part, les Ressources Énergétiques Non Renouvelables, qui sont épuisables à notre échelle, tels que les carburants fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel...).

D'autre part, les Ressources Énergétiques Renouvelables, qui sont, à notre échelle de

temps, celles dispensées d'une manière continue par la nature, elles sont issues du rayonnement solaire, du noyau terrestre et des interactions gravitationnelles de la lune et du soleil avec les océans.

2.1. Les ressources énergétiques non renouvelables

Depuis 1970, la consommation mondiale du pétrole a été doublée. En effet, cette ressource énergétique qualifiée non renouvelable (le pétrole) représentait environ 45% de l'énergie primaire. Elle présente l'avantage d'un faible coût mais l'inconvénient d'être une ressource polluante. Il est cependant possible de réduire les rejets (filtrage dans les cheminées, pots catalytiques...) afin de diminuer l'effet polluant [2,3,4].

2.1.1. Pétrole :

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la production pétrolière en 2008, s'est élevée à 86,5 millions de barils par jour (Mb/j), soit + 1 Mb/j par rapport à 2007. Cette offre mondiale comprend la production de pétrole brut de l'OPEP 35,9 Mb/j, soit 41,5 % de l'offre totale mondiale. Cependant, la production non OPEP est évaluée à 50,6 Mb/j où la croissance de l'offre entre 2007 et 2008 a été entièrement assurée par l'OPEP.

La demande mondiale de pétrole est estimée en 2008 de 85,7 Mb/j, en baisse de 0,3 Mb/j par rapport à 2007 (AIE, mars 2009). La demande diminue particulièrement au quatrième trimestre de l'année 2008 (84,9 Mb/j) avec la répercussion de la crise financière et économique mondiale [5,6].

Tableau 1 : Production mondiale de pétrole [7].

Pays	2010 Production annuelle en milliers de barils/jour	2011 Production annuelle en milliers de barils/jour	Évolution 2010-2011
Russie	10 150	10 280	1,2 %
Arabie saoudite	9 955	11 161	12,7 %
États-Unis	7 555	7 841	3,6 %
Iran	4 338	4 321	-0,6 %
Chine	4 077	4 090	0,3 %
Canada	3 367	3 522	5 %
Mexique	2 958	2 938	-0,8 %
Koweït	2 518	2 865	14,1 %
Émirats Arabes Unis	2 867	3 322	14,2 %
Venezuela	2 775	2 720	-2,0%
Irak	2 480	2 798	12,8 %
Nigeria	2 453	2 457	0,2 %
Brésil	2 137	2 193	2,5 %
Norvège	2 137	2 039	- 5,2 %
Angola	1 883	1 746	-7,3 %
Reste du monde	20 830	19 281	-7,4 %
Total monde	82 480	83 576	1,3 %

La production mondiale de pétrole a augmenté de 1,3 % en 2011 [8].

Tableau 2 : Consommation mondiale de pétrole [9].

Pays	Consommation annuelle en milliers de barils/jour en 2010	Consommation annuelle en milliers de barils/jour en 2011	Évolution 2010-2011
États-Unis	19 180	18 835	-1,9 %
Chine	9 251	9758	5,5 %
Japon	4 413	4 418	0,5 %
Inde	3 332	3 473	3,9 %
Russie	2 804	2 961	5,5 %
Arabie Saoudite	2 748	2 856	3,7 %
Brésil	2 629	2 653	2,3 %
Allemagne	2 445	2 362	-3,3 %
Corée du sud	2 392	2 397	-0,1 %
Canada	2 298	2 293	0,4 %
Mexique	2 014	2 027	1,3 %
Iran	1 887	1 824	-3,1 %
France	1 761	1 724	-1,7 %
Royaume-Uni	1 588	1 542	-2,6 %
Italie	1 532	1 486	-2,7 %
Reste du monde	27 167	27 424	0,9 %
Total monde	87 439	88 034	0,7 %

Après avoir reculé pendant deux années consécutives en 2008-2009 en conséquence de la crise économique, la consommation mondiale de pétrole a augmenté de 3,1 % en 2010, puis de 0,7 % en 2011, pour atteindre un niveau de 88 millions de barils par jour [8]. Les principaux pays consommateurs restent les pays développés d'Amérique du Nord, d'Europe et d'Asie. Les Etats-Unis consomment près du quart du pétrole produit chaque année [8].

Tableau 3 : Réserves mondiales de pétrole [9].

Pays	Réserves prouvées en 2011 en milliards de barils
Venezuela	296,5
Arabie Saoudite	265,4
Canada	175,2
Iran	151,2
Irak	143,2
Koweït	101,5
Emirats Arabes Unis	97,8
Russie	88,2
Lybie	47,1
Nigeria	37,2
Etats-Unis	30,9
Kazakhstan	30,0
Qatar	24,7
Brésil	15,1
Chine	14,7
Angola	13,5
Algérie	12,2
Reste du monde	108,4
Total monde	1 652,6

L'estimation des réserves de pétrole correspond à la quantité de pétrole exploitable à un moment donné. Au niveau actuel, les réserves mondiales correspondent à 51 ans de production. Elles sont essentiellement concentrées au Moyen-Orient, et principalement en Arabie saoudite [8].

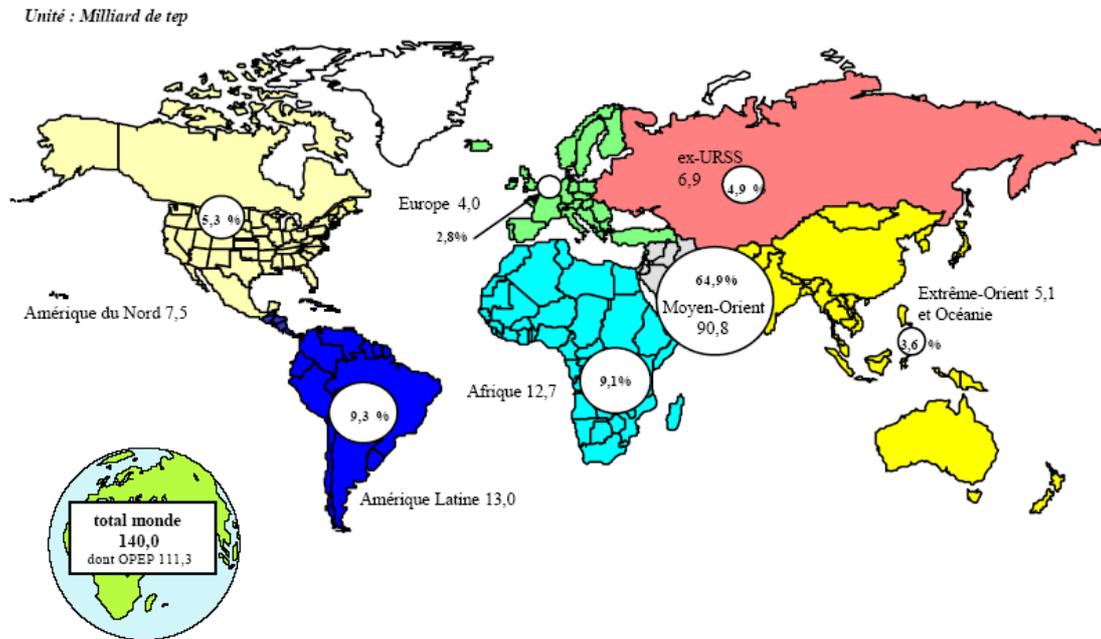


Fig. 1 : Réserves mondiales prouvées de pétrole brut (1^{er} janvier 2004) [10]

2.1.2. Gaz naturel

Les principaux pays producteurs de gaz naturel en 2006 étaient la Fédération de Russie et les Etats-Unis avec respectivement 21,3 % et 18,5% de la production mondiale. A noter que l'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique ont produit 53,6% de la production globale en 2006. D'autres Etats affichent également une production notable. C'est le cas, par exemple, du Canada (6,5%), de l'Iran (3,7%), de la Norvège (3%), de l'Algérie (2,9%), du Royaume-Uni (2,8%), de l'Indonésie (2,6%), de l'Arabie Saoudite (2,6%) et des Pays-Bas (2,2%). Ces dix pays ont représenté ensemble les deux tiers de la production mondiale de gaz naturel en 2006.

La production mondiale totale en 2006 était de 2865 milliards de mètres cubes en croissance de 3% par rapport à l'année précédente. Une croissance supérieure à la moyenne annuelle a été marquée pendant la période 1990-2006 (2,3%) [11,12].

Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est attendue en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiés en anticipation d'une demande future haussière [11,12].

Tableau 4 : production du gaz dans le monde [7].

Pays	Production annuelle en milliards de m³ en 2010	Production annuelle en milliards de m³ en 2011	Évolution 2010-2011
États-Unis	604,1	651,3	7,7 %
Russie	588,9	607	3,1 %
Canada	159,9	160,5	0,3 %
Iran	146,2	151,8	3,9 %
Qatar	116,7	146,8	25,8 %
Norvège	106,4	101,4	-4,6 %
Chine	94,8	102,5	8,1 %
Arabie saoudite	87,7	99,2	13,2 %
Indonésie	82	75,6	-7,8 %
Algérie	80,4	78	-3,0 %
Pays-Bas	70,5	64,2	-9 %
Malaisie	62,6	61,8	-1,3 %
Égypte	61,3	61,3	-0,1 %
Ouzbékistan	59,6	57,0	-4,4 %
Royaume-Uni	57,1	45,2	-20,8 %
Reste du monde	800	812,5	1,6 %
Total monde	3178,2	3276,2	3,1 %

Le Qatar a connu la plus forte croissance de sa production avec le démarrage de nombreux projets de gaz naturel liquéfié. Cette production, combinée à une augmentation de la production aux Etats-Unis en raison du développement des gaz de schiste, a maintenu la croissance moyenne à environ 3,1 % dans le monde, alors que des régions comme la Mer du Nord ont vu leur production largement diminuer [13].

Tableau 5 : Consommation du gaz dans le monde [7].

Pays	Consommation annuelle en milliards de m³ en 2010	Consommation annuelle en milliards de m³ en 2011	Évolution 2010-2011
États-Unis	673,2	690,1	2,4 %
Russie	414,1	424,6	2,5 %
Iran	144,6	153,3	6,1 %
Chine	107,6	130,7	21,5 %
Canada	95,0	104,8	10,3%
Japon	94,5	105,5	11,6 %
Royaume-Uni	94,0	80,2	-14,6 %
Arabie saoudite	87,7	99,2	13,2 %
Allemagne	83,3	72,5	-12,9 %
Italie	76,1	71,3	-6,2 %
Mexique	67,9	68,9	1,5 %
Inde	61,9	61,1	-1,2 %
Émirats arabes unis	60,8	62,9	3,5 %
Ukraine	52,1	53,7	3,0 %
France	46,9	40,3	-13,9 %
Reste du monde	993,4	1003,7	1,0 %
Total monde	3153,1	3222,9	2,2 %

Après une année d'augmentation record en 2010 de 7,4 %, principalement due à un rebond économique après la crise de 2008-2009, la consommation de gaz dans le monde a augmenté de 2,2 % en 2011, avec un rythme supérieur à 20 % en Chine [13].

Tableau 6 : Réserves de gaz prouvées dans le monde [7].

Pays	2011 En milliards de mètres cubes
Russie	44,6
Iran	33,1
Qatar	25
Turkménistan	24,3
États-Unis	8,5
Arabie saoudite	8,2
Émirats arabes unis	6,1
Venezuela	5,5
Nigeria	5,1
Algérie	4,5
Australie	3,8
Irak	3,6
Chine	3,1
Indonésie	3,0
Malaisie	2,4
Reste du monde	27,7
Total monde	208,4

Trois pays : la Russie, l'Iran et le Qatar – se partagent actuellement 49,3 % des réserves conventionnelles de gaz naturel prouvées dans le monde. Aux États-Unis, le gaz non conventionnel (gaz de schiste ou gaz de charbon) est en forte croissance [13].

Réserves mondiales prouvées de gaz naturel (1^{er} janvier 2008)

Les réserves mondiales prouvées sont celles qui peuvent être produites avec la technologie actuelle. En effet, les pays de l'Ex Union soviétique et du Moyen-Orient se partagent plus de 70% des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 32% et 40% en 2006) [11,14].

Ainsi, les réserves mondiales de gaz naturel ont doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient à 181.5 milliers de milliards de mètres cubes à la fin de l'an 2006. De plus, le ratio mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel était supérieur à 63 ans en 2006. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus [11,14].

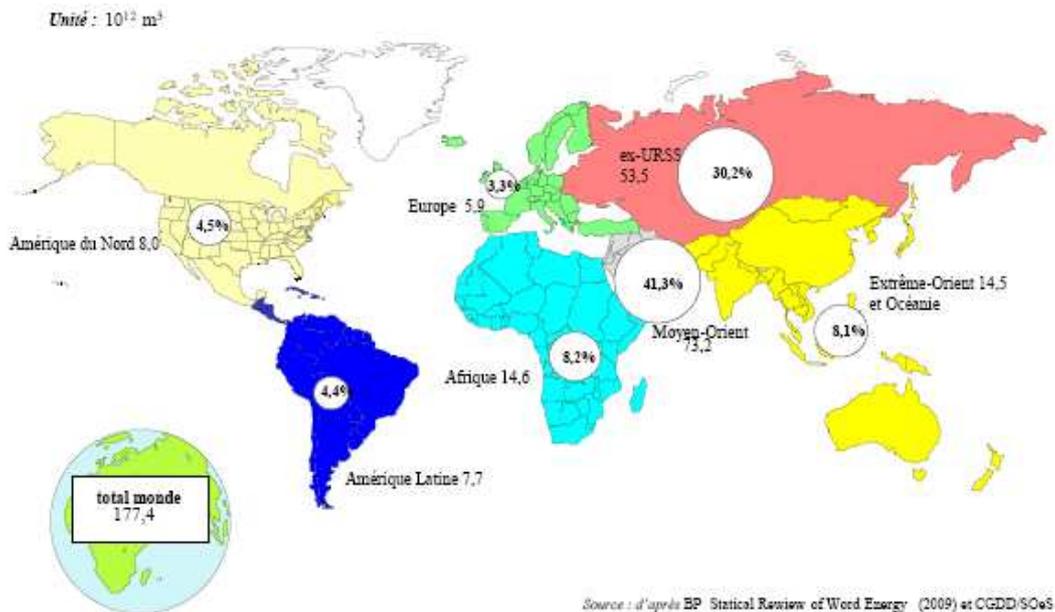


Fig. 2 : Réserves mondiales prouvées de gaz naturel (1er janvier 2008) [15]

2.1.3. Charbon :

En 2008, le charbon est la seconde source d'énergie primaire dans le monde après le pétrole [16].

Environ 3 286 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) de charbon ont été consommés en 2008 [17]. A titre d'exemple indicatif, la consommation de charbon de la Chine représente 42.4% de la consommation mondiale de charbon avec une consommation de charbon de 1406 Mtoe en 2008 (Millions de tonnes équivalent pétrole). La consommation de charbon en Chine a doublé en 6 ans et elle a augmenté de 10% de 2007 à 2008. Les États-Unis sont les seconds consommateurs de charbon au monde avec 565 Mtoe (17%). L'Inde est en troisième position avec 231 Mtoe (7%), viennent ensuite le Japon (3,8%), l'Afrique du sud (3.1%) et la Russie (3%). Ces sept pays représentent les $\frac{3}{4}$ de la consommation mondiale de charbon dans le monde.

Ainsi la consommation de charbon devrait augmenter d'environ 18% de 5'225 millions de tonnes équivalent carbone (Mtce) en 2010 à 6'184 Mtce en 2016. La Chine (+24%) et l'Inde (+40%) propulsent les statistiques à des hauteurs inégalées. Durant les 10 dernières années, la demande a augmenté de 70% et les prix ont atteint des sommets [18]. Dans les pays de l'OCDE, la consommation sera stable (+ 0,9%) et les USA (-1,5%) seront en baisse [18].

Il est également important à noter que les réserves de charbon sont encore très importantes (surtout en Amérique du Nord, en Inde et en Chine) et leur exploitation va connaître probablement une forte croissance au cours du siècle prochain. Il sera alors nécessaire de dépolluer sa combustion, des solutions industrielles et de piéger le CO₂ qui commence d'ailleurs à émerger et pourrait créer une révolution dans le secteur énergétique, si les surcoûts restent compatibles avec le marché [16-19].

Tableau 7 : Production de charbon [7].

Pays	2010 Millions tonnes équivalent pétrole	2011 Millions tonnes équivalent pétrole	Évolution 2010-2011
Chine	1 797,7	1 956,0	8,8 %
Etats-Unis	551,8	556,8	0,9 %
Australie	236,0	230,8	-2,2 %
Indie	217,5	222,4	2,3 %
Indonesie	169,2	199,8	18,1 %
Russie	151,1	157,3	4,1 %
Afrique du Sud	143,3	143,8	0,3 %
Kazakhstan	56,2	58,8	4,5 %
Polande	55,5	56,6	2,0 %
Colombie	48,3	55,8	15,4 %
Allemagne	43,7	44,6	2,1 %
Ukraine	39,9	45,1	13,0 %
Canada	36,0	35,6	-1,2 %
Reste du Monde	179,6	191,2	6,5 %
Total Monde	3 726,7	3 955,5	6,1 %

Les pays de l'Asie, grands producteurs de charbon, connaissent les hausses les plus significatives. La Chine, déjà numéro un mondial, conforte sa position. A l'inverse, la production ralentit aux États-Unis et dans l'Union européenne [20].

Tableau 8 : Consommation de charbon [7].

Pays	2010 Millions tonnes équivalent pétrole	2011 Millions tonnes équivalent pétrole	Évolution 2010-2011
Chine	1 676,2	1 839,4	9,7 %
Etats-Unis	526,1	501,9	-4,6 %
Inde	270,8	295,6	9,2 %
Japon	123,7	117,7	-4,8 %
Afrique du Sud	91,3	92,9	1,7 %
Russie	90,2	90,9	0,8 %
Allemagne	76,6	77,6	1,2 %
Corée du Sud	75,9	79,4	4,6 %
Pologne	56,4	59,8	6,0 %
Australie	43,8	49,8	13,6 %
Indonesie	41,2	44,0	6,7 %
Taiwan	40,3	41,6	3,4 %
Ukraine	37,9	42,4	11,9 %
Reste du Monde	381,5	391,3	2,6 %
Monde total	3 532,0	3 724,3	5,4 %

Les grands pays producteurs de charbon en sont également les plus grands consommateurs. Le coût d'exploitation du charbon étant assez faible, il permet de répondre à

la hausse de la demande en énergie dans les grands pays émergents. En 2011, la Chine, à elle seule, représente 49 % de la demande mondiale de charbon [20].

Dans le monde, la consommation a augmenté de 5,4 %. Le charbon représente environ 26 % de l'énergie mondiale consommée [20].

Tableau 9 : Réserves prouvées charbon fin 2011 [7].

Pays	Total Millions tonnes
Etats-Unis	237 295
Russie	157 010
Chine	114 500
Australie	76 400
Inde	60 600
Allemagne	40 699
Ukraine	33 873
Kazakhstan	33 600
Afrique du Sud	30 156
Colombie	6 746
Canada	6 582
Reste du Monde	63 477
Total Monde	860 938

Les réserves de charbon sont plutôt bien réparties géographiquement. Les productions régionales peuvent ainsi répondre, plus facilement que dans d'autres secteurs, aux besoins locaux. 85 % du charbon est, en effet, consommé dans le pays de production [20].

Réserves mondiales prouvées de charbon (1^{er} janvier 2009)

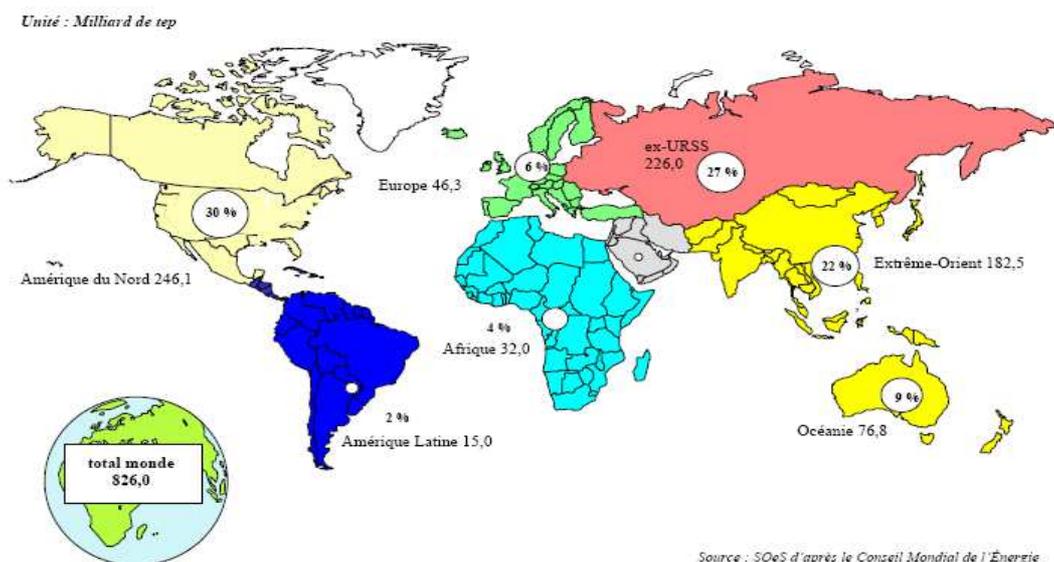


Fig. 3 : Réserves mondiales prouvées de charbon (1^{er} janvier 2009) [21]

2.1.4. Nucléaire :

L'uranium 235 utilisé dans les réactions de fission nucléaire est issu de l'uranium naturel lui-même épuisable, mais il est contenu en très faibles proportions (0,7%) dans l'uranium naturel. Sur la base d'une fission de l'U235, les réserves totales d'uranium naturel sont estimées à 1900.10^{12} kWh [2].

L'uranium 238, très abondant dans l'uranium naturel (99%), est transformable en matière fossile dans les surgénérateurs. Il offrirait, si les surgénérateurs fonctionnaient à l'échelle industrielle, une réserve de 80.10^{15} kWh, soit 10 fois les réserves connues de charbon [2].

La fission est un phénomène qui présente un inconvénient majeur. En effet, les déchets qui coûtent cher à retraiter et, après retraitement, conservent, pour une part d'entre eux, une radioactivité élevée à longue durée de vie, par la suite, leur stockage pose le problème de la pérennité et de la mémoire des sites [2,22].

De ce fait, la fusion peut être une solution capitale vis-à-vis du problème des déchets. En effet, elle est censée d'être propre. A titre d'exemple, le deutérium et tritium sont en abondance suffisants : un litre d'eau de mer contient, en deutérium, de quoi fournir 1 MWh. Le tritium doit être fabriqué, par exemple à partir du lithium dont les ressources terrestres offriraient 200.10^{15} kWh et celles des océans 10^{21} kWh (des millions d'années au rythme actuel) [2,22].

En cinq ans (fin 2002 à fin 2007), la puissance nucléaire installée a été de 13.620 MWe. Cependant, la capacité nucléaire a moins augmenté puisque 21 réacteurs anciens ont été arrêtés entre 2003 et 2006, pour une puissance totale de 5.560 MWe. En 2006, les 435 réacteurs nucléaires installés dans le monde ont cumulé une puissance de 369,7 GW (gigawatts) et produit une énergie électrique de 2.660 TWh soit 15,18% de la production mondiale d'électricité (17.525 TWh) [22-23].

Réserves mondiales prouvées d'uranium (1^{er} janvier 2006)

Total monde : 2 643,3 milliers de tonnes

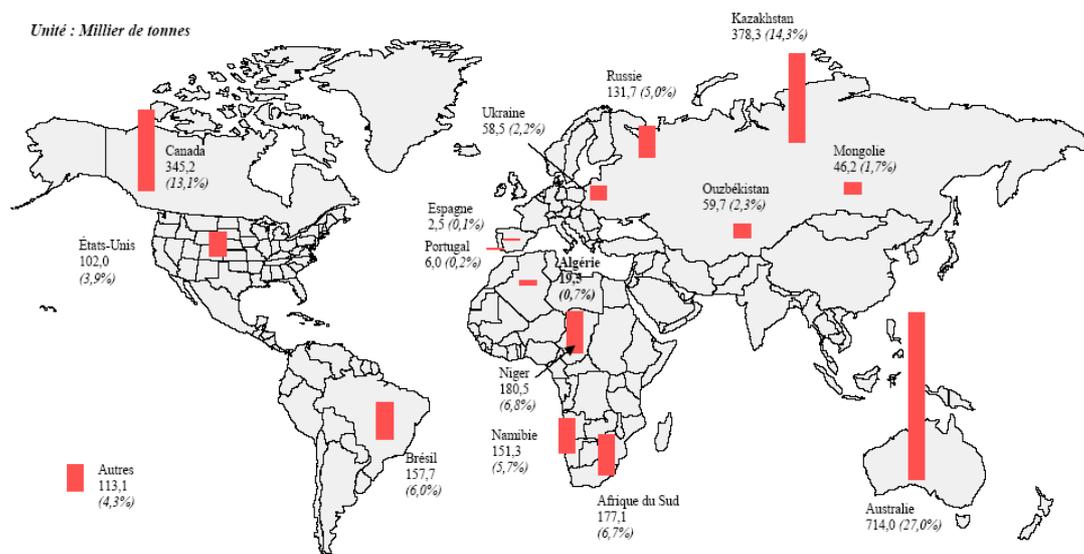


Fig. 4 : Réserves mondiales prouvées d'uranium (1^{er} janvier 2006) [24]

2.2. Énergies renouvelables

La consommation d'énergies renouvelables s'est élevée plus vite que la consommation totale d'énergie. Elle a augmenté de 32% entre 1990 et 2008. Par ailleurs, la consommation totale d'énergie a augmenté de 13% durant la même période [25-26].

L'énergie hydraulique représente une part importante de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (65% de l'énergie renouvelable, 12% de la consommation finale totale d'énergie). 21% de l'énergie renouvelable (4% de la consommation finale totale d'énergie) est tirée de biomasses renouvelables (bois ou biogaz agricole), 6% de composants renouvelables de déchets (1% de la consommation finale totale d'énergie). Les autres technologies énergétiques (utilisation de l'énergie solaire, de la chaleur ambiante, de l'énergie éolienne et des résidus de l'épuration des eaux usées) ne produisent qu'une faible partie de l'énergie renouvelable [25-26].

2.2.1. La production de l'électricité d'origine renouvelable dans le monde

La production d'électricité renouvelable a atteint 3810.3 TWh en 2009, soit 19.1% de la production d'électricité mondiale. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13.5% en 2009), mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (67.2%). Les 0.2% restant sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelables [27,28].

En 2010, la production d'électricité renouvelable (incluant les centrales de pompage-turbinage) a atteint 4158,5TWh, soit 19,6 % de la production d'électricité mondiale. Cette part reste supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13 % en 2010), mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles (67,2 %). les 0,2 % restant sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelable [29].

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes. L'hydroélectricité (incluant les centrales de pompage-turbinage) est la principale avec une contribution de 82,9 %. L'énergie éolienne, qui depuis 2009 est la seconde source d'énergie renouvelable, représente 8,3 % du total renouvelable. Elle devance la filière biomasse, qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables (6,3 %). Suivant la géothermie (1,6 %), le solaire (0,8 %), qui rassemble les centrales photovoltaïque et les centrales solaire thermiques (héliothermodynamiques), et les énergies marines (0,01 %) [29].

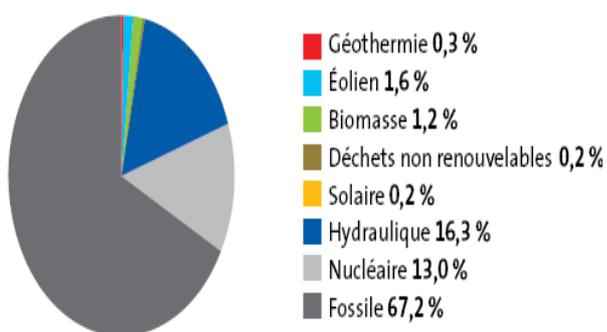


Fig. 5 : Structure de la production de l'électricité en 2010 [29].

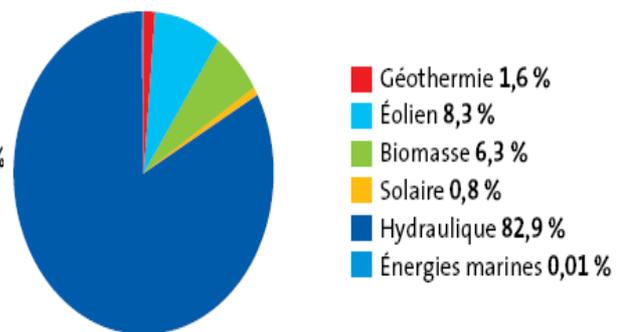


Fig. 6 : Structure de la production de l'électricité d'origine renouvelable en 2010 [29].

La production brute d'électricité renouvelable a augmenté de 1242,8 TWh entre 2000 et 2010, passant de 2915,7 TWh à 4158,5 TWh, soit une croissance annuelle moyenne de 3,6% [29].

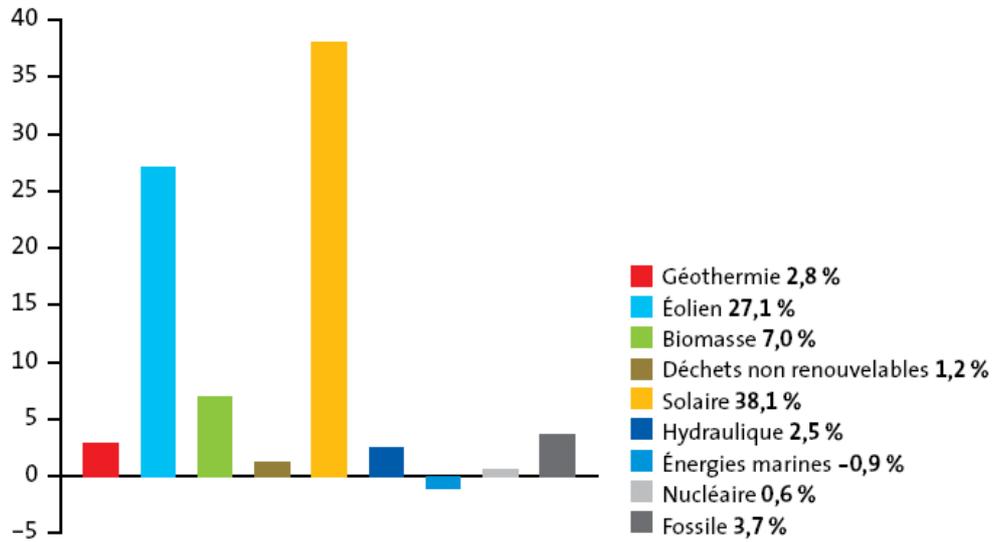


Fig. 7 : Taux de croissance annuel moyen 2001/2010 [29].

1. La production de l'électricité d'origine hydraulique

Le principe de l'hydroélectricité est d'utiliser la force de l'eau créée grâce à une hauteur de chute (barrage artificiel ou chute d'eau naturelle) pour qu'elle entraîne une turbine reliée à un générateur d'électricité. Certains barrages hydroélectriques sont équipés d'une centrale de pompage-turbinage. Celle-ci dispose obligatoirement d'un bassin supérieur et d'un bassin inférieur [30].

L'hydroélectricité est la deuxième source d'électricité mondiale devant le nucléaire (16,3 %, soit 3448,2 TWh en 2010), et la première source d'électricité renouvelable (82,9 % du total renouvelable). Elle est la filière la mieux répartie dans les différentes régions du monde [30].

Tableau 10 : Principaux pays producteurs en hydroélectricité en 2010 [30].

Pays	Production (TWh) 2010	Part production mondiale
Chine	720,9	20,9 %
Brésil	396,0	11,5 %
Canada	351,6	10,2 %
Etats-Unis	283,5	8,2 %
Russie	155,4	4,5 %
Norvège	117,9	3,4 %
Inde	115,0	3,3 %
Japon	82,6	2,4 %
Venezuela	76,8	2,2 %
Suède	71,5	2,1 %
Reste du monde	1076,9	31,2 %
Monde	3448,2	100,0 %

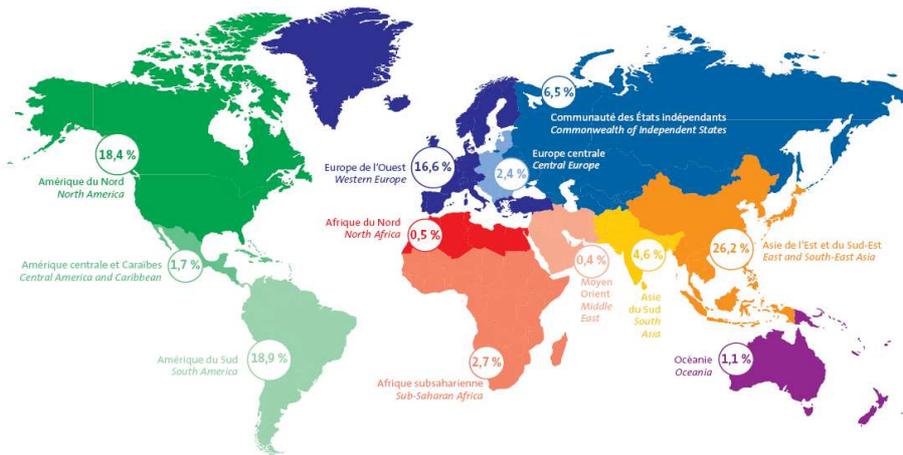


Fig. 8 : Répartition de la production hydraulique par région 2010 [30].

2. La production d'électricité d'origine éolienne

La capacité de production mondiale d'énergie éolienne a atteint 121 188MW, dont 27 261MW ajoutés en 2008.

Un indicateur important de la vitalité du marché éolien est le taux de croissance de la capacité installée d'une année sur l'autre. Le taux de croissance a progressé régulièrement depuis 2004, atteignant 29,0 % en 2008, après 26,6% en 2007, 25,6% en 2006 et 23,8% en 2005 [31].

En 2010, L'énergie éolienne est la deuxième source de production de l'électricité renouvelable (344,8 TWh). Elle représente 1,6 % de production totale d'électricité et 8,3 % de la production renouvelable. La puissance éolienne installée dans le monde était de l'ordre de 200GW fin 2010 (197022MW exactement) [30].



Fig. 9 : Répartition de la production éolienne par région 2010 [30].

Tableau 11 : Principaux pays producteurs d'électricité éolienne en 2010 [30].

Pays	Production (TWh) 2010	Part production mondiale
Etats-Unis	95,2	27,6 %
Chine	55,5	15,9 %
Espagne	43,7	12,7 %
Allemagne	36,5	10,6 %
Inde	20,6	6,0 %
Royaume-Uni	10,2	3,0 %
France	9,7	2,8 %
Portugal	9,1	2,6 %
Italie	8,4	2,5 %
Canada	8,0	2,3 %
Reste du monde	48,5	14,1 %
Monde	344,8	100,0 %

3. La production d'électricité issue de la biomasse

La filière biomasse est répartie en quatre catégories : la biomasse solide (bois, déchets de bois, déchets agricoles, déjections animales), le biogaz (de décharge ou d'unités de méthanisation industrielles ou agricoles), les déchets municipaux renouvelables solides et la biomasse liquide (bioéthanol, biodiesel, huile végétale, etc...) [30].

L'essentiel de l'électricité biomasse est issu de la contribution de la biomasse solide (70,7 %). Les autres filières de production sont le biogaz (15,4 %), la part renouvelable des déchets (12 %) et la biomasse liquide (1,9 %). L'usage de cette dernière n'est que marginalement dédié à la production d'électricité, l'usage principal étant la carburation automobile [30].

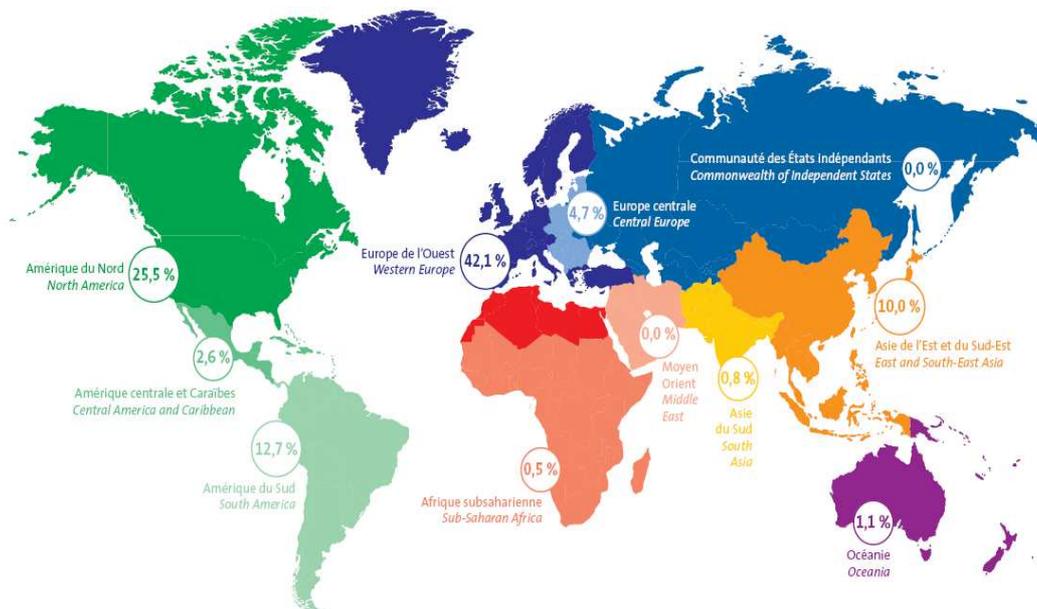


Fig. 10 : Répartition de la production à partir de la biomasse par région 2010 [30].

Tableau 12 : Principaux pays producteurs d'électricité de la biomasse en 2010 [30].

Pays	Production (TWh) 2010	Part production mondiale
Etats-Unis	60,2	22,9 %
Allemagne	33,6	12,8 %
Brésil	24,7	9,4 %
Inde	17,7	6,7 %
Royaume-Uni	11,7	4,5 %
Finlande	10,8	4,1 %
Suède	9,3	3,5 %
Italie	9,3	3,5 %
Autriche	7,7	2,9 %
Pays-Bas	7,0	2,7 %
Reste du monde	71,2	27,1 %
Monde	263,2	100,0 %

4. La production d'électricité d'origine géothermique

Produire de l'électricité géothermique consiste à convertir la chaleur des nappes aquifères haute température (de 150 à 350°C) à l'aide de turboalternateurs. Si la température de la nappe est comprise entre 100 à 150°C, il est également possible de produire de l'électricité en utilisant la technologie du cycle binaire. Dans ce cas, un échangeur transmet la chaleur de la nappe à un fluide (isobutane, isopentane, ammoniac) qui a la propriété de se vaporiser à une température inférieure à celle de l'eau [30].

En 2005, un peu plus de 350 installations géothermiques de haute et moyenne puissance se sont installées afin de produire de l'énergie dans le monde. La puissance mondiale de ces centrales électriques est d'environ 9,7 GW en 2007(contre 8 en 2000), ce qui ne représente que 0,3% de la puissance mondiale électrique installée sur la planète. La puissance de fonctionnement en 2007 est estimée à un peu plus de 8 500 MWe [32,33].

En 2010, la puissance géothermique installée dans le monde est de 10715MW [34].



Fig. 11 : Répartition de la production géothermique par région 2010 [30].

Tableau 13 : Principaux pays producteurs d'électricité géothermique en 2010 [30].

Pays	Production (TWh) 2010	Part production mondiale
Etats-Unis	17,1	25,0 %
Indonésie	10,0	14,6 %
Philippines	9,9	14,5 %
Mexique	6,6	9,6 %
Nouvelle-Zélande	5,9	8,6 %
Italie	5,4	7,8 %
Islande	4,5	6,5 %
Japon	2,7	3,9 %
Salvador	1,5	2,2 %
Kenya	1,3	1,9 %
Reste du monde	3,7	5,5 %
Monde	68,6	100,0 %

5. La production d'électricité d'origine solaire

L'énergie rayonnée au sol vaut environ 720.10^{15} kW.h. Selon les régions, l'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m^2 , de 1100 à 2300 kW.h/an, soit une puissance moyenne (répartie sur l'année, en tenant compte des alternances jour-nuit et des périodes nuageuses) de 120 à 260 W par m^2 et une puissance crête de plus de 1 kW/ m^2 . Cette énergie peut être directement transformée en chaleur avec un excellent rendement ou, encore, en électricité mais dans des conditions nettement moins bonnes. Une partie de cette énergie sert à la photosynthèse : 950.10^{12} kW.h, ce qui conduit à la production lente de matières combustibles comme le bois ou les fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), et une grande partie frappe les océans et donne ce que l'on nomme communément l'énergie thermique mer soit environ 80.10^{12} kWh (dans les zones tropicales : environ 20°C d'écart de température entre les eaux de surface et celles à 1000 m de profondeur) [25,26].

Sur les 720.10^{15} kWh du rayonnement solaire reçu au sol, la part qui semble exploitable atteint 26.10^{15} kWh annuels, ce qui suffirait très largement à satisfaire nos besoins (environ 0,5% de cette quantité) [25,26].

La production d'électricité solaire repose sur deux technologies bien distinctes. La technologie des modules photovoltaïques utilise une des propriétés des semi-conducteurs (généralement le silicium) qui, au contact de la lumière, génère un courant électrique. La seconde technologie est celle des centrales thermiques). Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire à l'aide de miroirs sur un point focal afin d'obtenir des températures très élevées (de 400 à 1000°C) qui permettent la production de vapeur d'eau, et donc d'électricité. Certaines d'entre elles sont hybrides, c'est-à-dire qu'elles fonctionnent avec une autre énergie (généralement du gaz naturel) [30].

Le solaire est la dernière source renouvelable utilisée à l'échelle mondiale. Sa contribution dans la production d'électricité mondiale n'est pas significative (0,2 %). La filière a généré 33,2 TWh, dont 31,6TWh d'électricité photovoltaïque et 1,6 TWh de solaire héliothermique. La puissance installée dans le monde a été pratiquement multipliée par cinq ces quatre dernières années, passant de 8295MW en 2007 à 38452 MW 2010 [30].



Fig. 12 : Répartition de la production solaire par région 2010 [30].

Tableau 14 : Principaux pays producteurs d'électricité solaire en 2010 [30].

Pays	Production (TWh) 2010	Part production mondiale
Allemagne	12,0	36,1 %
Espagne	7,1	12,2 %
Japon	3,7	11,3 %
Etats-Unis	3,1	9,3 %
Italie	1,6	4,8 %
Coré du Sud	1,1	3,2 %
Belgique	0,8	2,3 %
France	0,7	2,0 %
République Tchèque	0,6	1,9 %
Chine	0,6	1,7 %
Reste du monde	2,0	6,2 %
Monde	33,2	100,0 %

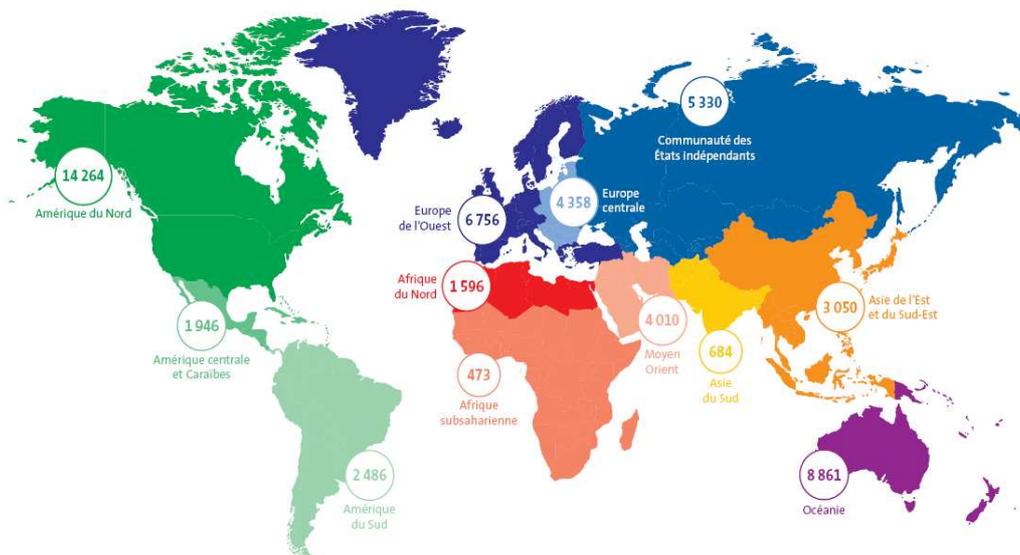


Fig. 13 : Production d'électricité par habitant en 2010 dans les régions du monde (KWh/hab.) [29].



Fig. 14 : Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (taux de croissance annuel moyen, TCAM 2000-2010) [29].



Fig. 15 : Croissance de la production d'électricité par unité de PIB dans les régions du monde (taux de croissance annuel moyen, TCAM 2000-2010) [29].

2.2.2. Potentiel des énergies renouvelables à l'horizon 2020

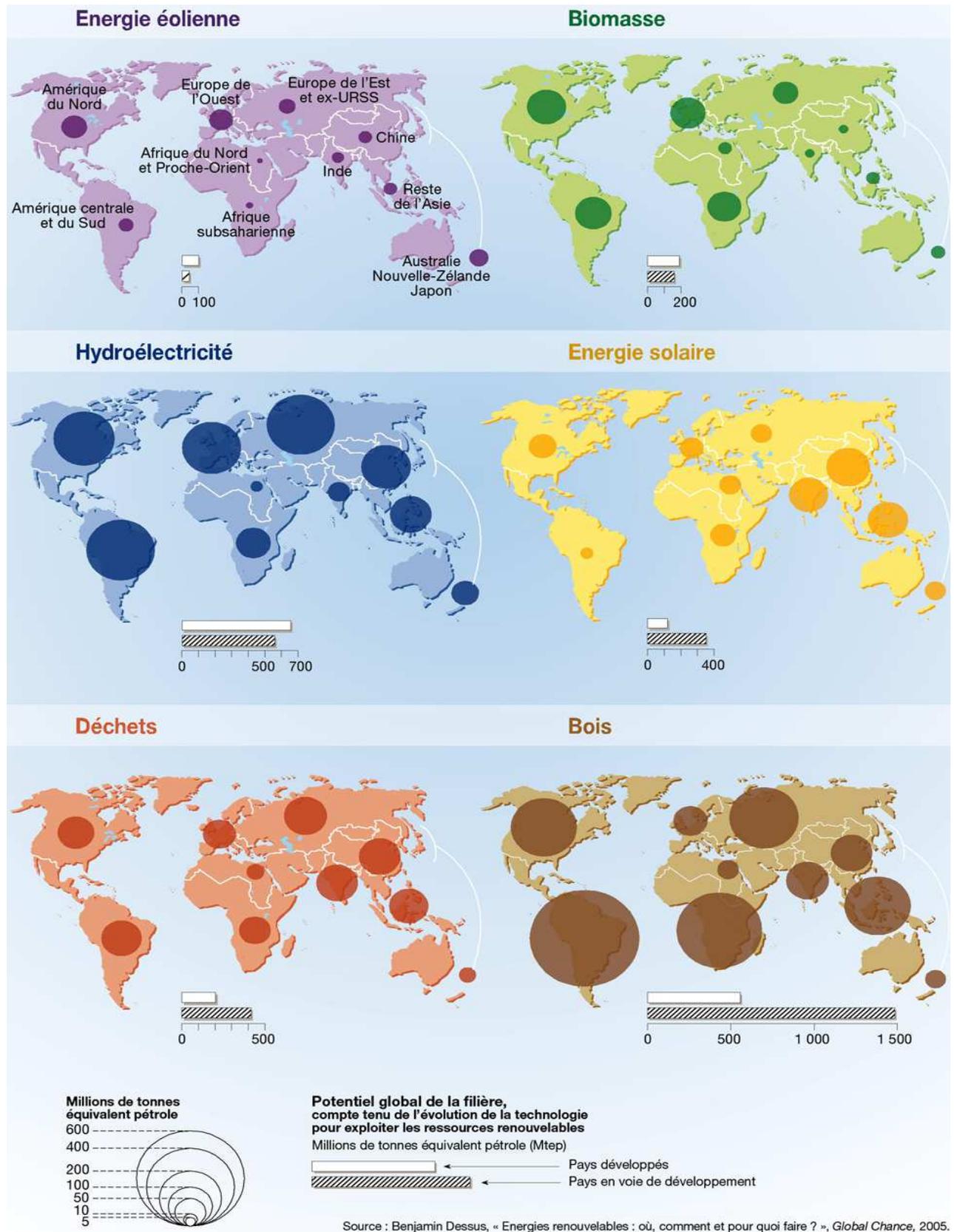


Fig. 16 : Potentiel des énergies renouvelables à l'horizon 2020 [35]

3. La deuxième partie : L'homme et l'effet de serre

3.1. Les gaz à effet de serre influencés par les activités humaines

Les principaux gaz à effet de serre direct sont [37] :

- le dioxyde de carbone (appelé aussi gaz carbonique, CO₂)
- le méthane (CH₄)
- le protoxyde d'azote (N₂O)
- les hydrofluorocarbures (HFC)
- les perfluorocarbures (PFC)
- l'hexafluorure de soufre (SF₆)

Tous ces différents gaz sont émis dans l'atmosphère par diverses activités humaines (industries, transports, agriculture ...).

Tableau 15 : Le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) des différents gaz à effet de serre [36]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆
Concentration atmosphérique 2005	379 ppm	1774 ppb	319 ppb	60,6 ppt	76,9 ppt	5,6 ppt
Durée de séjour dans l'atmosphère	entre 2 ans et des milliers d'années	12 ans	114 ans	entre 1 et 260 ans	environ 10 000 ans	3200 ans
Pouvoir de réchauffement global (cumulé sur 100 ans)	1	25	298	[124 ; 14 800]	[7300 ; 12200]	22 800

ppm = partie par million, ppb = partie par milliard, ppt = partie par trillion.

Le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) d'un gaz se définit par le rapport entre l'énergie renvoyée vers le sol en 100 ans par 1 kg de ce gaz et celle que renverrait 1 kg de CO₂. Le PRG dépend des concentrations et des durées de vie des gaz.

Ex. : 1 kg de CH₄ et 25 kg de CO₂, émis au même moment, auront autant réchauffé l'atmosphère au bout d'un siècle.

3.2. Réservoirs et flux de GES : l'exemple du CO₂

Les réservoirs et les flux de carbone

Quatre grands réservoirs permettent de stocker le carbone sous différentes formes [37] :

- **Atmosphère** : CO₂ gazeux
- **Biosphère** : matière organique des êtres vivants
- **Océan** : calcaire, CO₂ dissous
- **Sous-sol** : roches, sédiments, combustibles fossiles

Les flux de carbone entre ces réservoirs constituent le cycle du carbone, qui est modifié par les émissions de CO₂ issues des activités humaines.

3.3. Concentration de GES et températures

Le chiffre entre crochets (figure 17) indique la concentration des GES atmosphériques en 2005 et leur pourcentage de croissance depuis 1750.

La constance des concentrations avant l'ère industrielle fait place à partir de 1750 à une forte croissance due à l'intensification des activités humaines émettrices de GES. En 2007, la concentration atmosphérique en CO₂ a atteint 383 ppm, soit 37 % de plus que son niveau préindustriel [37]. En 2010, la concentration atmosphérique en CO₂ a atteint 390 ppm [38]. Elle est de 30 % supérieure au maximum observé sur les 450 000 années d'archives climatiques.

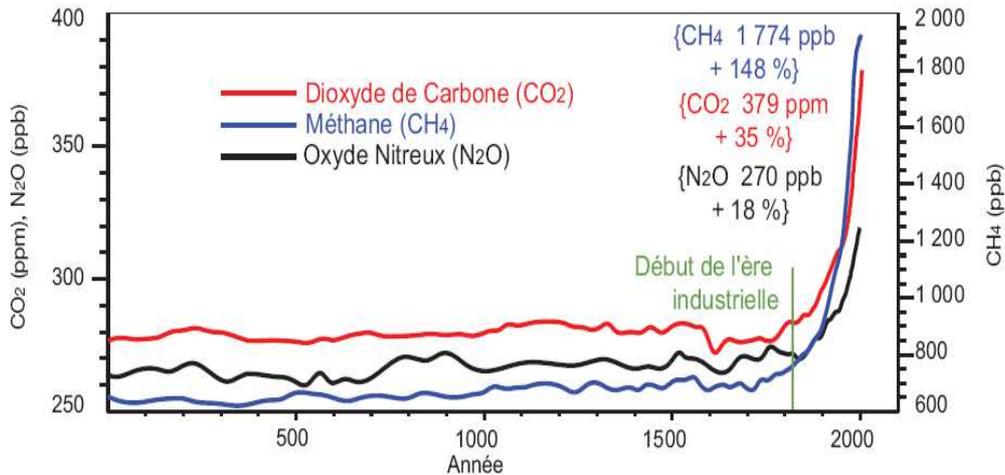


Fig. 17 : Concentrations atmosphériques de GES de l'an 0 à 2005 [36]

3.4. Réchauffement climatique

3.4.1. Évolution récente de la température terrestre

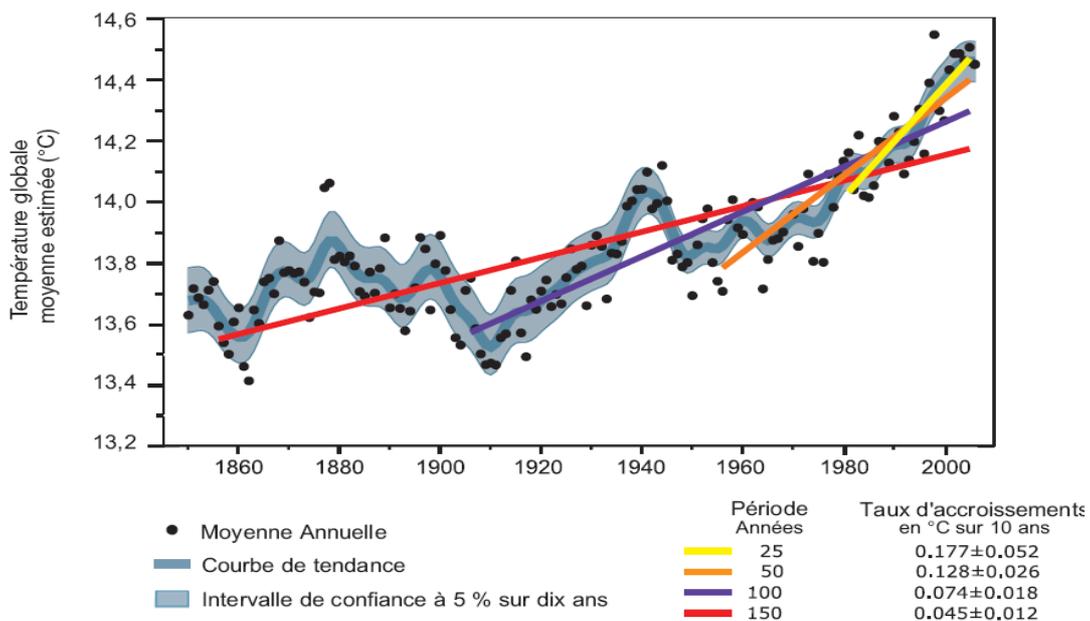


Fig.18 : Température globale estimée et taux d'accroissement depuis 1850 [36]

La température moyenne globale a augmenté d'environ 1°C sur un siècle. Cette augmentation s'est accentuée sur les 25 dernières années où le taux de croissance de la température a été le plus fort du siècle [37].

3.4.2. Un réchauffement plus ou moins marqué selon les latitudes

Le réchauffement prévu varie selon la latitude. En effet, il sera plus faible aux tropiques qu'aux pôles. De même, l'élévation de la température dans les régions côtières est moins forte qu'à l'intérieur des terres.

Avec des hypothèses raisonnables (développement économique et démographique continu, équilibre entre énergies fossiles et renouvelables), les augmentations de températures annuelles d'ici à la fin du siècle sont estimées à [36,37] :

- + 3,5°C dans le sud de l'Europe
 - + 2,5°C en Asie du Sud-Est
 - + 4,9°C en Arctique (pôle Nord)
 - + 3,2°C en Amérique centrale
 - + 2,6°C au sud de l'Australie
 - + 3,3°C en Afrique de l'Ouest
- } Pour une augmentation mondiale de +2,8°C par rapport à la période 1980-1999.

3.5. Conséquences du réchauffement climatique

3.5.1. Elévation du niveau des mers du globe

Les relevés montrent une croissance continue du niveau des mers depuis les années 1870.

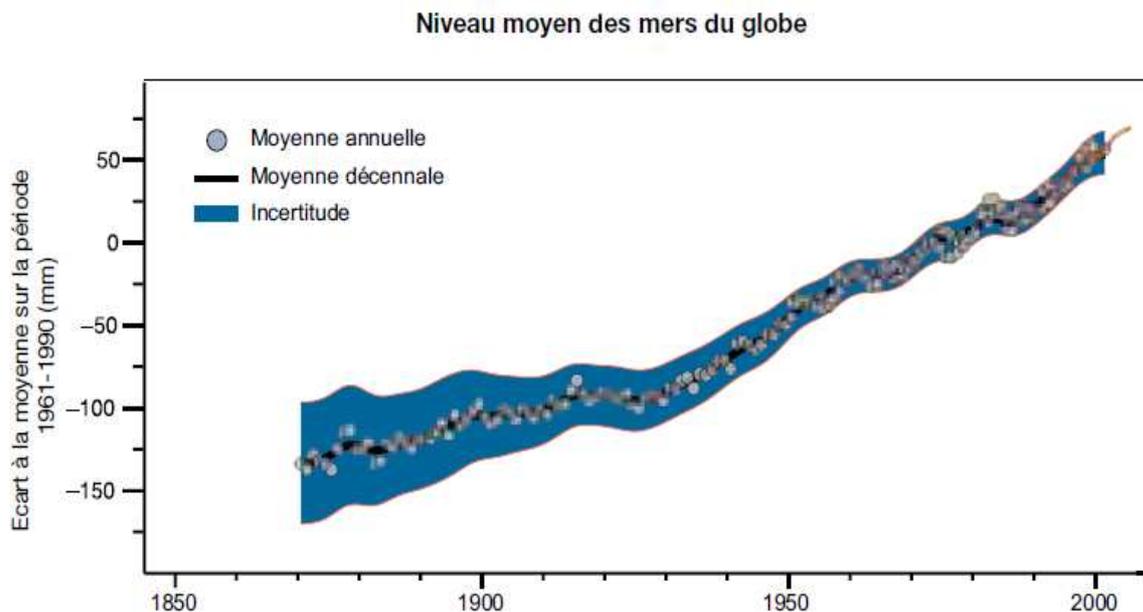


Fig. 19 : Elévation du niveau moyen des mers du globe [36]

3.5.2. Les différentes causes de l'élévation des mers

Tableau 16 : Les différentes causes de l'élévation des mers [36]

Causes	Augmentation du niveau des mers (mm/an) et contribution à la croissance mesurée			
	1961 - 2003		1993 - 2003	
Dilatation thermique	0,42 ±0,12	23 %	1,6 ±0,05	52 %
Glaciers et calottes polaires	0,50 ±0,18	28 %	0,77 ±0,22	25 %
Couvertures glacières du Groenland	0,05 ±0,12	03 %	0,21 ±0,07	07 %
Couvertures glacières de l'Antarctique	0,14 ±0,41	08 %	0,21 ±0,35	07 %
Somme des contributions	1,1 ±0,5	61 %	2,8 ±0,7	90 %
Augmentation mesurée	1,8 ±0,5	100 %	3,1±0,7	100 %
Différence	0,7 ±0,7	29 %	0,3 ±0,1	10 %

Le taux d'élévation du niveau des mers s'est accéléré durant la dernière décennie, principalement du fait de la dilatation thermique.

A l'échelle de la dernière décennie, les principaux facteurs de croissance du niveau des mers sont la dilatation thermique et la fonte de réservoirs terrestres de glaces (glaciers, calottes polaires, couverture neigeuse, pergélisols...).

Aujourd'hui, 10 % de l'augmentation du niveau des mers sur les dix dernières années restent inexpliqués.

3.6. Panorama mondial des gaz à effet de serre

3.6.1. Émissions mondiales de GES par type de gaz

Les émissions des six gaz à effet de serre (Dioxyde de carbone (CO₂), protoxyde d'azote (N₂O), méthane (CH₄), hydrofluocarbures (HFC), perfluorocarbures (PFC) et hexafluorure de soufre (SF₆)) couverts par le protocole de Kyoto ont augmenté de 70 % depuis 1970 et de 24 % depuis 1990 pour atteindre 49 Gt CO₂éq. en 2004. Les émissions de CO₂, qui représentent plus des trois-quarts des émissions mondiales en 2004, ont progressé de + 80 % depuis 1970 et de + 28 % depuis 1990 [37].

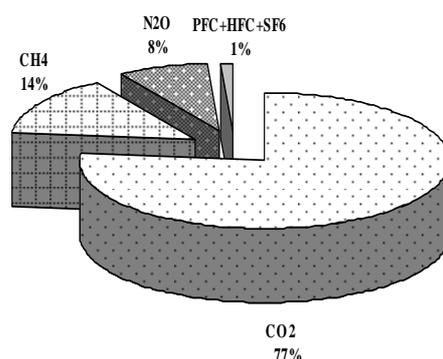


Fig. 20 : Répartition par GES [39]

3.6.2. Émissions mondiales de GES par secteur

La hausse la plus significative depuis 1990 est attribuée à l'utilisation des terres et des forêts (+ 48 %), suivie du secteur de l'énergie (+ 37 %) et des transports (+ 32 %). S'agissant de l'agriculture et de l'industrie, une hausse de 9 % est observée depuis 1990. Les émissions

de GES liées aux secteurs du bâtiment et des déchets restent quasiment stables, avec 3 % de croissance depuis 1990 [37].

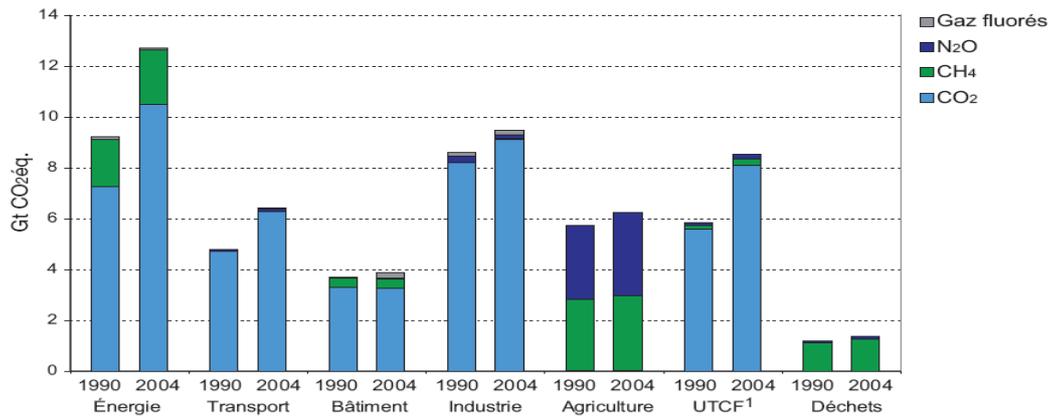


Fig. 21 : Évolution des émissions globales de GES par secteur entre 1990 et 2004 [36]
(1) Y compris Utilisation des Terres, leur Changement et la Forêt (UTCF).

3.7. Émissions de CO₂ dues à l'énergie

3.7.1. Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans le monde

En 2009, les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion d'énergie s'élèvent à 29 milliards de tonnes (Gt CO₂). Après avoir ralenti en 2008 avec le début de la crise (+ 1,4 % en 2008, contre + 2,3 % en moyenne entre 1993 et 2007), elles enregistrent, pour la première fois depuis 1993, une baisse (- 1,5 % par rapport à 2008). Les émissions mondiales de CO₂ sont 38 % supérieures à celles de 1990, année de référence pour le protocole de Kyoto [40,41].

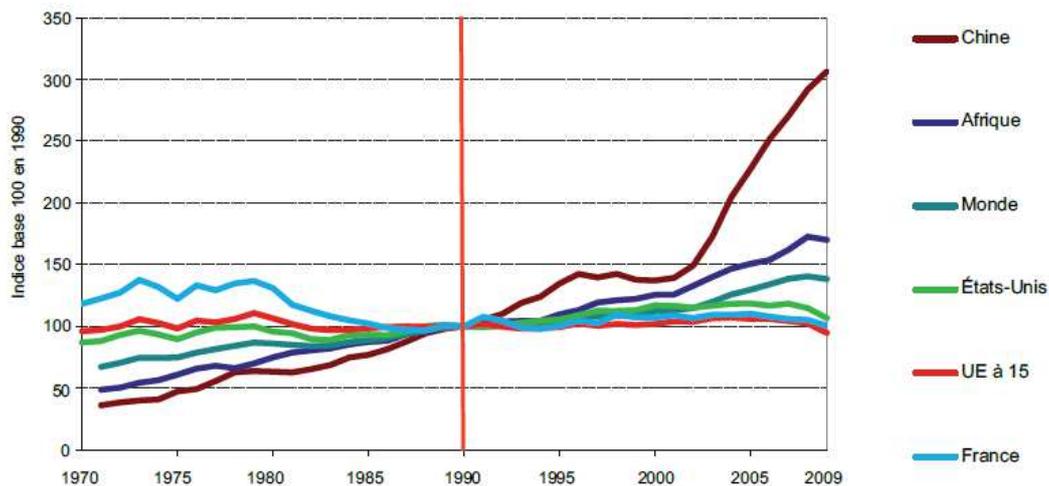


Fig. 22 : Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans le monde [39]

La baisse des émissions constatée en 2009 concerne toutes les régions du monde, excepté le Moyen-Orient (+ 3,4 %) et l'Extrême-Orient (+ 4,0 %). En Chine, le premier pays émetteur du monde, elles ont augmenté de + 5,0 % en 2009 et triplé depuis 1990. Avec les États-Unis, ce pays émet près de 42 % du CO₂ lié à la combustion d'énergie en 2009. Dans

l'UE à 27, les émissions ont baissé de - 12 % par rapport à 1990 et de - 7,5 % en 2009. D'une part, la consommation d'énergie primaire a diminué (- 5,5 %), d'autre part, cette dernière provient de plus en plus de sources renouvelables, non émettrices de CO₂ (9,2 % du mix, en hausse de un point par rapport à 2008). La moitié de la baisse de 2009 est imputable à l'Allemagne, au Royaume-Uni et à l'Italie. Ces trois pays de l'ex-UE à 15 représentent à eux seuls près de 45 % des émissions de l'UE à 27. Néanmoins, ce sont de nouveaux États membres qui connaissent les plus forts taux de recul, comme l'Estonie (- 17 %), la Roumanie (- 15 %) et la Lettonie (- 15 %) [40,41].

Tableau 17 : Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans le monde [39]

En Million de tonnes de CO ₂	1990	2008	2009	Part 2009 (%)	Evolution (%) 2008-2009	Evolution (%) 1990-2009
Amérique du Nord	5 566	6 542	6 115	21,1	+6,5	+9,9
dont : Canada	432	551	521	1,8	-5,5	+20,4
États-Unis	4869	5587	5195	17,9	- 7,0	+6,7
Amérique Latine	610	1062	1039	3,6	-2,2	+70,5
dont : Brésil	194	361	338	1,2	-6,6	+73,9
Europe et ex-URSS	7 948	6 720	6 263	21,6	-6,8	-21,2
dont : Union Européenne à 27	4 052	3 868	3 577	12,3	-7,5	-11,7
Union Européenne à 15	3 083	3 156	2 919	10,1	-7,5	-5,3
Russie	2 179	1 593	1 533	5,3	-3,8	-29,7
Afrique	545	941	928	3,2	-1,5	+70,1
Moyen-Orient	590	1523	1574	5,4	+ 3,4	+166,7
Extrême-Orient	4811	11192	11639	40,1	+4,0	+141,9
dont : Chine	2244	6549	6877	23,7	+ 5,0	+206,5
Corée du Sud	229	502	515	1,8	+ 2,7	+124,8
Inde	582	1431	1586	5,5	10,8	+172,3
Japon	1064	1153	1093	3,8	-5,2	+2,7
Océanie	283	427	426	1,5	-0,1	+50,4
Monde	20966	29454	28999	100	-1,5	+38,3

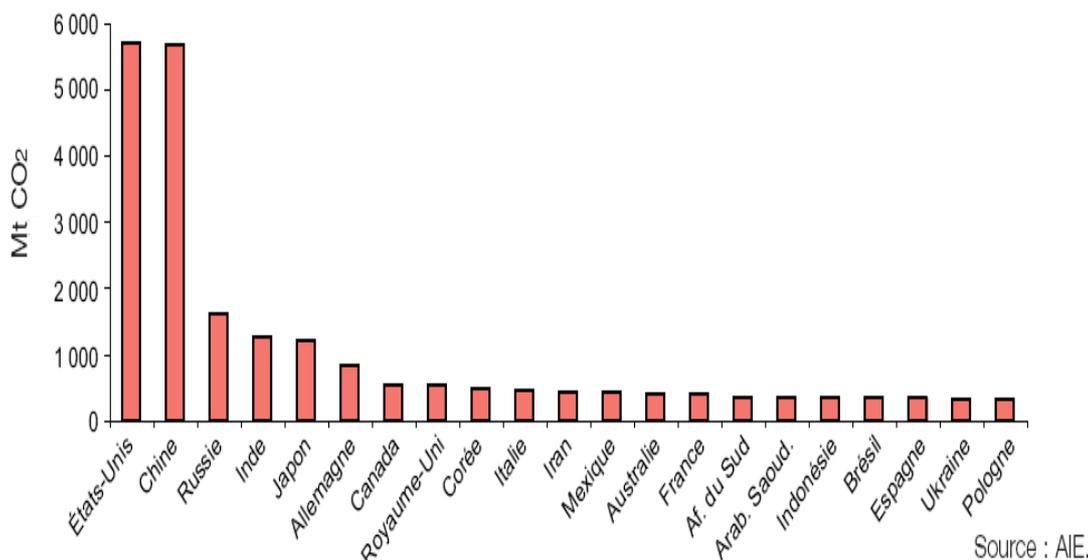
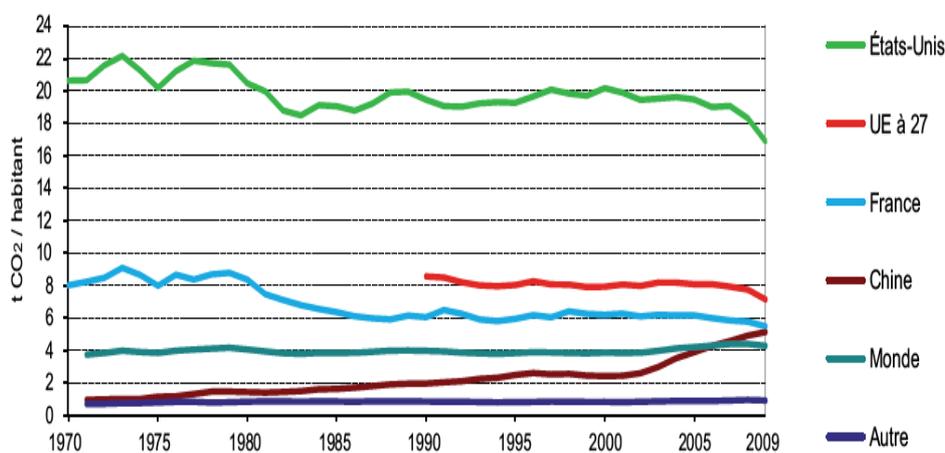


Fig.23 : Classement des principaux émetteurs de CO₂ en 2006 [36]

- (1) Les émissions dues à l'énergie regroupent les émissions issues de la combustion d'énergie fossile destinée à transformer une énergie primaire en énergie secondaire (production d'électricité, raffinage du pétrole, etc.) ou à être utilisée pour un usage final (carburant pour le transport, fioul pour le chauffage, etc.).
- (2) Les émissions des soutes internationales maritimes et aériennes sont exclues du total national.

3.7. 2. Émissions de CO₂ dues à l'énergie par habitant dans le monde

En 2009, les émissions de CO₂ par habitant dans les pays de l'Annexe I reculent fortement (- 6,9 %). Dans les pays hors Annexe I, elles continuent d'augmenter malgré un ralentissement sensible (+ 2,0 % en 2009 contre + 4,1 % en 2008). Toutefois, l'écart de développement et un accès limité à l'énergie restreignent toujours les émissions en Afrique (0,9 t CO₂/hab). Au Brésil et en Inde, ces émissions progressent tout en se maintenant en dessous de 2 t CO₂/hab. À l'inverse, elles sont très élevées en Afrique du Sud (7,5 t CO₂/hab) et surtout en Russie (11 t CO₂/hab). Celles de la Chine se situent à un niveau intermédiaire (5,1 t CO₂/hab). En 2009, un habitant de l'UE à 27 a émis en moyenne 7,1 t CO₂, soit 17 % de moins qu'en 1990. Cette baisse est essentiellement due aux restructurations industrielles dans les pays de l'ex-Europe de l'Est, à l'instar de l'Allemagne (- 24 %) et de la République Tchèque (- 30 %). En effet, entre 1990 et 2009, les émissions de CO₂ par habitant dans les nouveaux États membres ont reculé de - 30 %, contre - 13 % dans l'ex-UE à 15. Avec 5,5 t CO₂ [40,41].



Source : Agence internationale de l'énergie, septembre 2011.

Fig. 24 : émissions de CO₂ par habitant dans le monde [39]

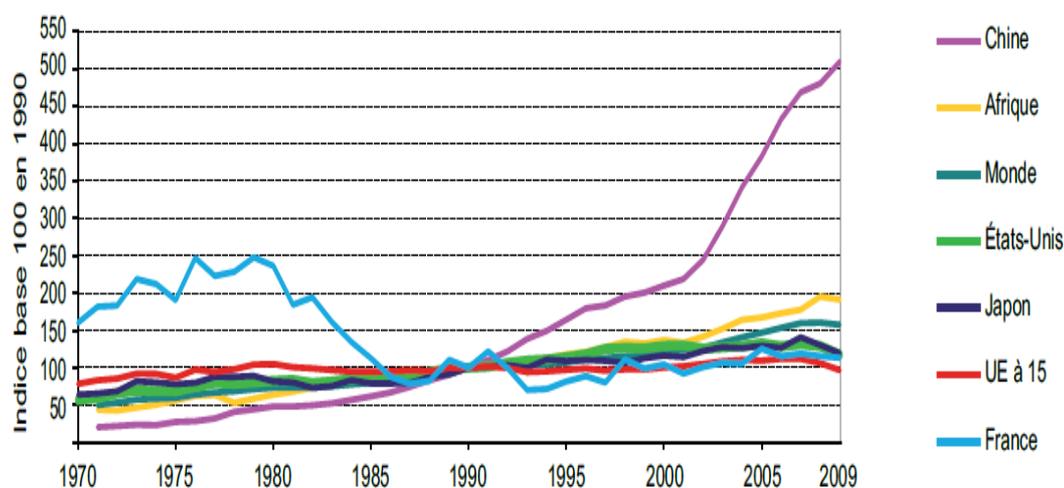
Tableau 18 : Émissions de CO₂ dues à l'énergie par habitant dans le monde [39]

En tonne de CO ₂ /habitant	1990	2008	2009	Evolution (%) 2008-2009	Evolution (%) 1990-2009
Amérique du Nord	15,5	14,7	13,6	-7,3	-12,1
dont : Canada	15,6	16,5	15,4	-6,7	-1,2
États-Unis	19,5	18,3	16,9	-7,8	-13,2
Amérique Latine	1,7	2,3	2,2	-3,3	+29,3
dont : Brésil	1,3	1,9	1,7	-7,4	+34,2
Europe et ex-URSS	9,4	7,6	7,1	-7,1	-24,8
dont : Union Européenne à 27	8,6	7,8	7,1	-7,8	-16,6
Union Européenne à 15	8,4	8,0	7,4	-7,9	-12,7
Russie	14,8	11,2	10,8	-3,7	-26,8
Afrique	0,9	1,0	0,9	- 3,7	+7,4
Moyen-Orient	4,5	7,7	7,8	+1,2	+73,6
Extrême-Orient	1,6	3,0	3,1	+3,0	+89,8
dont : Chine	2,0	4,9	5,1	+4,5	+161,2
Corée du Sud	5,3	10,3	10,6	+2,5	+97,7
Inde	0,7	1,3	1,4	+9,3	+100,2
Japon	8,6	9,0	8,6	-5,0	-0,3
Océanie	13,8	16,5	16,1	-2,1	+16,9
Monde	4,0	4,4	4,3	-2,7	+7,8

3.8. Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur dans le monde

En 2009, les émissions mondiales de CO₂ dues à la production d'électricité (y compris cogénération) s'élèvent à 11,8 milliards de tonnes de CO₂ (Gt CO₂). Après une hausse continue depuis 1971 et une stagnation en 2007, ces émissions reculent de - 1,7 % en 2009. Toutefois elles restent près de 60 % supérieures à celles de 1990 [40,41].

Dans l'UE à 27, ces émissions atteignent 1,3 Gt CO₂, en recul de - 3 % depuis 1990. L'Allemagne, dont le charbon constitue 42 % du mix électrique, est responsable du quart du CO₂ émis par les centrales de l'UE à 27; la France 4 % seulement, bien que sa production d'électricité (y compris cogénération) corresponde à 15 % de la production européenne [40,41].



Source : Agence internationale de l'énergie, octobre 2011

Fig.25 : Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur dans le monde [42].

Tableau 19 : émissions mondiales de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur [39]

En MT de CO ₂	1990	2008	2009	Part dans les émissions dues à l'énergie en 2009 (%)	Evolution (%) 2008-2009	Evolution (%) 1990-2009
Amérique du Nord	2 029	2 638	2 4 11	39,4	-8,6	+18,8
dont : Canada	100	122	102	19,6	-16,2	+2,6
États-Unis	1 866	2 404	2 190	42,2	- 8,9	+17,4
Amérique Latine	98	209	200	19,2	-4,6	+102,9
dont : Brésil	12	41	30	8,9	-27,3	+146,5
Europe et ex-URSS	3 376	2 790	2 578	41,2	- 7,6	- 23,6
dont : Union Européenne à 27	1 504	1 427	1 306	36,5	- 8,5	- 13,2
Union Européenne à 15	1 014	1 076	980	33,6	- 8,9	- 3,4
Russie	1 162	874	813	53,0	- 7,0	- 30,0
Afrique	212	414	405	43,7	- 2,0	+ 91,2
Moyen-Orient	176	526	551	36,5	+ 4,8	+ 213,4
Extrême-Orient	1 486	5 227	5 452	46,8	+ 4,3	+ 266,8
dont : Chine	652	3 136	3 324	48,3	+ 6,0	+ 409,5
Corée du Sud	55	230	251	48,7	+ 9,2	+ 358,1
Inde	235	805	856	54,0	+ 6,3	+ 264,3
Japon	364	474	434	39,8	- 8,3	+ 19,3
Océanie	130	229	230	53,9	+ 0,2	+ 77,1
Monde	7 508	12 033	11 827	40,8	-1,7	+57,5

3.9. Facteurs d'émissions de CO₂

Les facteurs d'émissions de CO₂ (valeurs théoriques) indiquent la quantité moyenne de CO₂ émise lors de la production d'une unité d'énergie (ici tonne équivalent pétrole ou tep) pour un combustible donné [41].

Tableau 20 : Facteurs d'émissions de CO₂ des principaux combustibles fossiles [43]

Combustibles	Unité : t CO ₂ /tep
Agglomérés	4,1
Anthracite	4,1
Bitume	3,4
Charbon (à coke, sous-bitumeux ou autres bitumeux)	4,0
Coke de cokerie	4,5
Coke de pétrole	4,1
Essence	2,9
Ethane	2,6
Fioul résiduel	3,2
Gaz naturel liquéfié (GNL)	2,7
Gaz de cokerie	1,9
Gaz de convertisseur	7,6
Gaz de haut-fourneau	10,9
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	2,6
Gaz de raffinerie	2,4
Gaz naturel	2,3
Gazole/diesel	3,1
Goudron de houille	3,4
Huile de schiste	3,1
Kérosène	3,0
Lignite et briquettes de lignite	4,2
Lubrifiants	3,1
Naphta	3,1
Orimulsion	3,2
Pétrole brut et autres produits pétroliers	3,1
Sables bitumeux	4,5
Schiste bitumeux	4,5
Tourbe	4,4

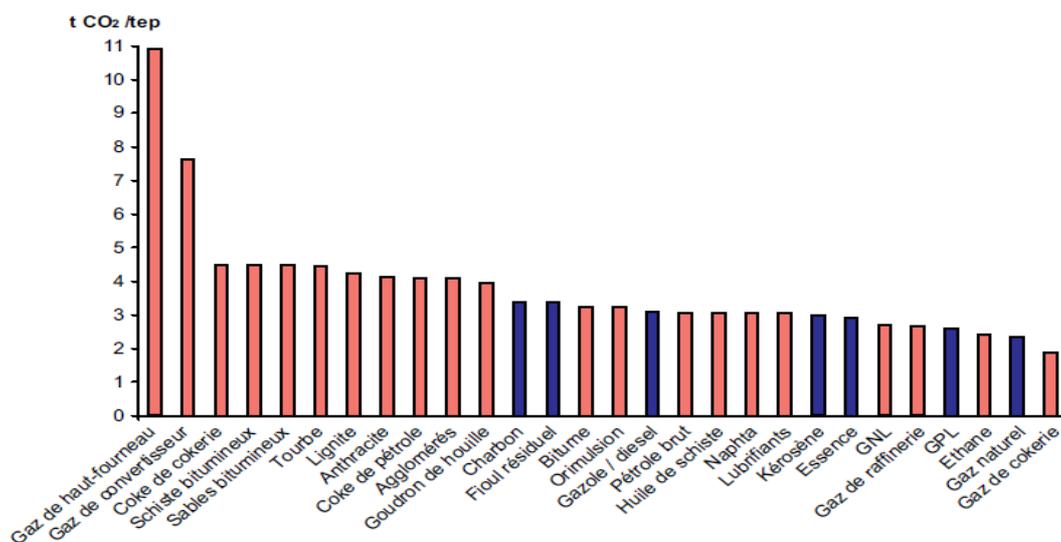


Fig. 26 : Facteurs d'émissions de CO₂ des principaux combustibles fossiles [43]

3.10. Le protocole de Kyoto

3.10.1. Une étape majeure de la prise de conscience internationale



3.10.2. La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)

La CCNUCC, adoptée en 1992 à Rio de Janeiro, est le premier traité international qui propose de considérer le problème du changement climatique pour empêcher toute perturbation anthropique dangereuse pour le climat [37].

Elle reconnaît 3 principes [37] :

- le principe de précaution : l'incertitude scientifique quant à l'impact exact du changement climatique ne justifie pas de différer les mesures à prendre.
- le principe de responsabilité commune mais différenciée : chaque pays signataire reconnaît l'impact de ses émissions de GES sur le réchauffement climatique. Les pays les plus industrialisés portent une responsabilité historique accrue de fait de leur développement précoce très émetteur en GES.
- le principe du droit au développement : les actions à prendre se feront dans le respect du développement économique de chaque pays.

3.10.3. Le protocole de Kyoto

Le protocole de Kyoto, adopté en 1997, fournit des objectifs et des moyens pour mettre en oeuvre la CCNUCC.

Il impose aux 38 pays les plus industrialisés des engagements chiffrés afin que soit réduit d'au moins 5 % le total de leurs émissions de 6 gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆) par rapport à leur niveau de 1990. Ces réductions doivent être atteintes sur la période 2008-2012.

Le Protocole classe les émissions des pays selon 6 catégories : les émissions liées à l'énergie, aux procédés industriels, à l'utilisation des solvants, à l'agriculture, aux déchets et à l'UTCF (Utilisation des terres, leur changement et la forêt) [37,44].

3.10.4. La mise en place du Protocole

Tout État signataire du Protocole doit le faire ratifier par ses institutions nationales pour qu'il devienne juridiquement contraignant. L'Australie est le dernier pays à l'avoir ratifié en décembre 2007. Les États-Unis, bien que signataires du Protocole, ne l'ont pas

ratifié et n'ont donc pas d'engagements chiffrés de limitation de leurs émissions pour la période 2008-2012.

Le Protocole prévoit que les engagements ne sont juridiquement contraignants que lorsque le montant des émissions ces pays ayant ratifié le Protocole représentent au moins 55 % des émissions mondiales de 1990. Ce quorum a été atteint en septembre 2004 grâce la ratification du Protocole par la Russie [37,44].

3.10.5. Kyoto, un protocole flexible

Pour faciliter l'atteinte par ces pays de leurs engagements, le Protocole prévoit trois mécanismes : le Mécanisme pour un développement propre (MDP), la Mise en œuvre conjointe (MOC) et la mise en place d'un marché international de crédits carbone. Le Mécanisme pour un développement propre (MDP) et la Mise en œuvre conjointe (MOC) permettent d'effectuer une partie des réductions d'émissions hors du territoire national.

Le marché international de crédits carbone repose sur l'allocation d'Unités de quantité attribuée (UQA) aux ces pays : chaque pays reçoit autant d'UQA que son objectif d'émissions de GES fixé par le Protocole. S'il émet plus que prévu, il peut acheter des UQA supplémentaires sur le marché international, et inversement. Des Unités d'absorption (UA) provenant de l'augmentation du stock de carbone national (ex. : reforestation) peuvent également être utilisées pour la conformité, au même titre que les UQA.

La comptabilité de l'ensemble du système est assurée par le secrétariat de la CCNUCC qui a mis en place pour cela un registre international des transactions, appelé ITL (*International Transaction Log*). Chaque pays a l'obligation de mettre en place le même type de registre et de le relier à l'ITL [37,44].

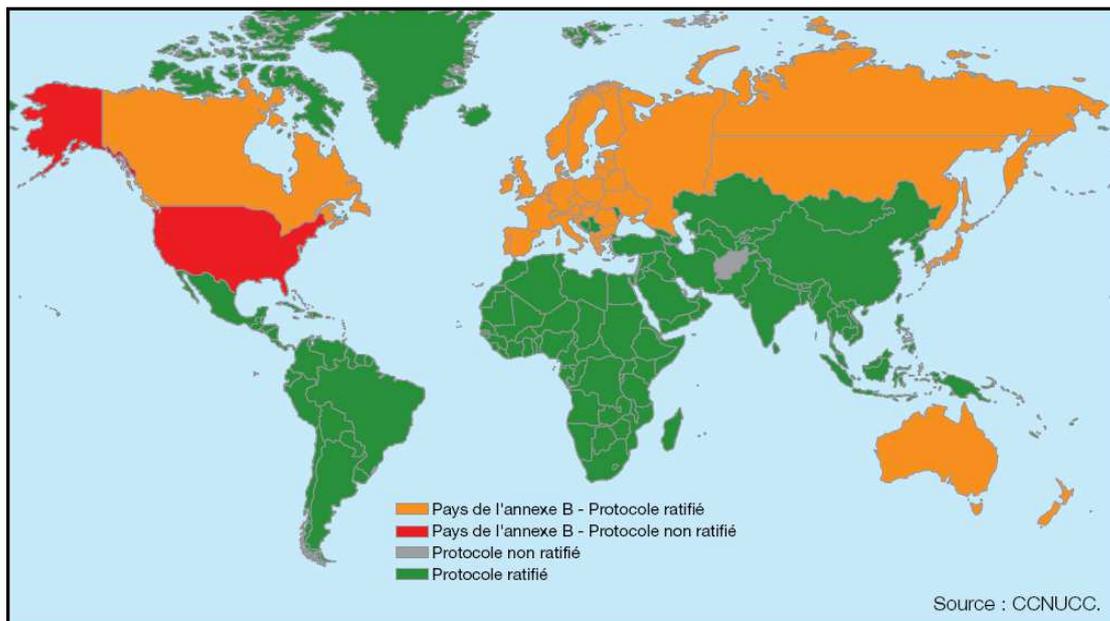


Fig.27 : Etat de la ratification du protocole de Kyoto en 2011 [45]

4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait un panorama des sources d'énergies renouvelables et non renouvelables existant tant pour la production de chaleur que d'électricité. Pour les énergies renouvelables, le rayonnement solaire et le vent sont les sources se prêtant le mieux une production d'électricité.

Les menaces du changement climatique et d'épuisement de nos ressources (non renouvelables) de carburants fossiles et d'uranium pèsent de plus en plus sur l'économie, la stabilité politique de nos pays et sur le comportement des citoyens.

Le contexte du développement durable implique l'amélioration de l'efficacité énergétique à des effets positifs sur la croissance économique et l'environnement, ainsi que des effets connexes tels que la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la prévention de la pollution, l'amélioration de la sécurité des approvisionnements énergétiques, ainsi que celle de la santé et de l'emploi.

5. Références bibliographiques :

- [1] U.S Energy Information Administration. Monthly Energy Review. Table 10.1 (June 2011), preliminary 2010 data.
- [2] B. Multon; « L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production »; Journées électrotechniques du Club EEA Paris 28-29 janvier 1999
- [3] site de l'Institut Français du Pétrole, [http : //www.ifp.fr](http://www.ifp.fr).
- [4] site internet de l'Energie Information Administration du gouvernement US, <http://www.eia.doe.gov/>
- [5] Agence Internationale de l'Energie, <http://www.iea.org/>
- [6] <http://www.developpement-durable.gouv.fr/L-exploration-et-la-production.html>
- [7] BP Statistical Review of World Energy June 2012 : http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf
- [8] <http://www.planete-energies.com/fr/l-energie-au-quotidien/qui-produit-qui-consomme-/le-petrole-227.html>
- [9] http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf
- [10] Observatoire de l'énergie d'après DIREM. <http://www.gesec.fr/publicservlet/DownloadMedia/media-14222.pdf>
- [11] <http://www.unctad.org/infocomm/francais/gaz/marche.htm#>
- [12] Mémento sur l'énergie, Édition 2006. www.cea.fr
- [13] <http://www.planete-energies.com/fr/l-energie-au-quotidien/qui-produit-qui-consomme-/le-gaz-229.html>
- [14] <http://www.selectra.info/Les-reserves-de-gaz-naturel.html>
- [15] BP Statical Rewiew of Word Energy (2009) et CGDD/SOeS. www.statistiques.equipement.gouv.fr/.../reserves_gaz_naturel_cle7ae8f1.pdf
- [16] <http://www.dani2989.com/matiere1/coal1109fr.htm>
- [17] http://www.notre-planete.info/actualites/actu_2595_consommation_Charbon_monde_Chine.php
- [18] <http://www.2000watts.org/index.php/energytrend/charbon-home/731-charbon-hausse-de-la-consommation-mondiale.html>
- [19] <http://www.planete-energies.com/contenu/charbon/production-consommation.html>
- [20] <http://www.planete-energies.com/fr/l-energie-au-quotidien/qui-produit-qui-consomme-/le->

charbon-231.html

[21] Source : SOeS d'après le Conseil Mondial de l'Énergie. http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/.../Charbon_-_carte_reserves-ppt_cle5abcf1.pdf

[22] M. Aguet, J.J. Morf, « Énergie électrique », collection des traités d'électricité de l'EPFL, PPF 1987.

[23] http://futura24.voila.net/electri/eole_nucle.htm

[24] Observatoire de l'énergie d'après AIEA/OCDE 2006. http://www.dissident-media.org/infonucleaire/reserves_uranium_prouvees.pdf

[25] <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/fr/index/themen/02/04/blank/ind21.indicator.130608.2106.htm>

[26] Bernard Multon, Gael Robin, Marie Ruellan, Hamid Ben Ahmed ; « Situation énergétique mondiale à l'aube du 3^{ème} millénaire. Perspectives offertes par les ressources renouvelables ». Revue 3EI n°36 mars 2004.

[27] La production d'électricité dans le monde : perspectives générales. 2010-Observ'ER. La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde ; Collection chiffres et statistique, Septième inventaire - Édition 2005

[28] <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/12e-inventaire-Chap01-Fr.pdf>

[29] La production de l'électricité dans le monde : perspectives générales. 3^{ème} inventaire. Edition 2011. <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/13e-inventaire-Chap01-Fr.pdf>

[30] Un aperçu des dynamiques régionales par filière. 3^{ème} inventaire. Edition 2011. <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/13e-inventaire-Chap02.pdf>

[31] Rapport Mondial 2008 sur l'Énergie Eolienne ; World Wind Energy Association WWEA. Allemagne, février 2009. www.wwindea.org

[32] <http://www.geothermie-perspectives.fr/05-geothermie/05-geothermie-monde.html>

[33] European Geothermal Congress EGC 2007, May 30 - June 1, 2007. Germany

[34] Ruggero Bertani. Geothermal Power Generation in the World 2005–2010 Update Report. Proceedings World Geothermal Congress 2010. Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.

[35] Benjamin Dessus, « Énergies renouvelables : où, comment et pour faire ? », Global Chance, 2005.

[36] Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat GIEC, 4^e rapport du 1^{er} groupe de travail, 2007. www.ipcc.ch

[37] CO₂ et énergie, France et Monde, repères. Édition 2009. http://www.caissedesdepots.fr/fileadmin/PDF/finance_carbone/reperes_co2/deuxieme_partie.pdf

[38] National oceanic and atmospheric administration. 2011. <http://www.noaa.gov/>

[39] Agence internationale de l'énergie, septembre 2011.

[40] Les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie dans le monde 2009. Chiffres & statistiques, n°272 Décembre 2011. Service de l'observation et des statistiques. www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[41] Repères Chiffres clés du climat France et Monde. Édition 2012. Service de l'observation et des statistiques. www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[42] Agence internationale de l'énergie, octobre 2011.

[43] Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat GIEC, lignes directrices pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, 2006. www.ipcc.ch

[44] Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques CCNUCC. <http://unfccc.int>

[45] http://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_signataires_du_protocole_de_Ky%C5%8Dto

CHAPITRE II

EVALUATION DU GISEMENT ENERGETIQUE SOLAIRE EN ALGERIE

Evaluation du gisement énergétique solaire en Algérie

1. Introduction

Plusieurs paramètres peuvent influencer l'énergie captée par un système PV :

Le mouvement terre soleil, la position du soleil, l'orientation du capteur, la situation géographique...

Dans ce chapitre nous présentons les paramètres essentiels pour l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

2. Situation géographique de l'Algérie

L'Algérie est un pays d'Afrique du Nord bordé au nord par la mer Méditerranée (1200Km), à l'est par la Tunisie (965 km) et la Libye (982 km), au sud-est par le Niger (956 km.), au sud-ouest par le Mali (1,376 km) et la Mauritanie (463 km), à l'ouest par le Maroc (1,559 km) et le Sahara Occidental (42 km). Sur le continent africain, l'Algérie est le premier pays par sa superficie (2 381 741 km²), dont les quatre cinquièmes sont occupés par le Sahara [1].

3. Présentations des sites étudiés

La situation géographique des sites étudiés (latitude, longitude et l'altitude) sont représentés sur la Figure 1 et 2 et dans le Tableau 1 [2].



Fig. 1 : Carte géographique de l'Algérie [3].

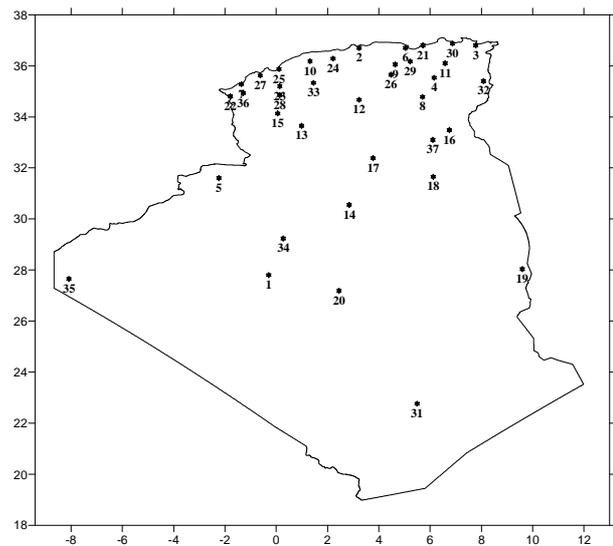


Fig. 2 : Carte d'emplacement des stations météorologiques utilisées dans cette étude.

Tableau 1 : Liste des stations météorologiques utilisées dans cette étude.

Sites	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Situation topographique	
1	Adrar	27° 49' N	00° 17' W	263	Sahara
2	Alger	36° 43' N	03° 15' E	24	Côte
3	Annaba	36° 49' N	07° 49' E	5	Côte
4	Batna	35° 33' N	06° 11' E	1052	Hauts plateaux
5	Béchar	31° 37' N	02° 14' W	811	Sahara
6	Béjaïa	36° 43' N	05° 04' E	1	Côte
7	Béni Saf	35° 18' N	01° 21' W	70	Côte
8	Biskra	34° 48' N	05° 44' E	86	Sahara
9	B.B Arriredj	36° 04' N	04° 40' E	928	Hauts plateaux
10	Chlef	36° 12' N	01° 20' E	143	Atlas tellien
11	Constantine	36° 07' N	06° 37' E	694	Atlas tellien
12	Djelfa	36° 41' N	03° 15' E	1144	Hauts plateaux
13	El Bayadh	33° 40' N	01° 00' E	1341	Hauts plateaux
14	El Golea	30° 34' N	02° 52' E	398	Sahara
15	El Kheitr	34° 09' N	00° 04' E	1000	Hauts plateaux
16	El Oued	33° 30' N	06° 47' E	62	Sahara
17	Ghardaïa	32° 24' N	03° 48' E	468	Sahara
18	Hassi Messoud	31° 40' N	06° 09' E	142	Sahara
19	In Amenas	28° 03' N	09° 38' E	561	Sahara
20	In Salah	27° 12' N	02° 28' E	268	Sahara
21	Jijel	36° 49' N	05° 45' E	2	Côte
22	Maghnia	34° 49' N	01° 47' W	427	Atlas tellien
23	Mascara	35° 13' N	00° 09' E	511	Atlas tellien
24	Miliana	36° 18' N	02° 14' E	715	Atlas tellien
25	Mostaganem	35° 53' N	00° 07' E	137	Côte
26	Msila	35° 40' N	04° 30' E	441	Hauts plateaux
27	Oran	35° 38' N	00° 37' W	90	Côte
28	Saida	34° 52' N	00° 09' E	750	Hauts plateaux
29	Sétif	36° 11' N	05° 15' E	1033	Hauts plateaux
30	Skikda	36° 53' N	06° 54' E	1	Côte
31	Tamanrasset	22° 47' N	05° 31' E	1377	Sahara
32	Tebassa	35° 25' N	08° 07' E	820	Atlas tellien
33	Tiaret	35° 21' N	01° 28' E	977	Hauts plateaux
34	Timimoun	29° 15' N	00° 17' E	312	Sahara
35	Tindouf	27° 40' N	08° 06' W	401	Sahara
36	Tlemcen	34° 57' N	01° 17' W	592	Atlas tellien
37	Touggourt	33° 07' N	06° 08' E	85	Sahara

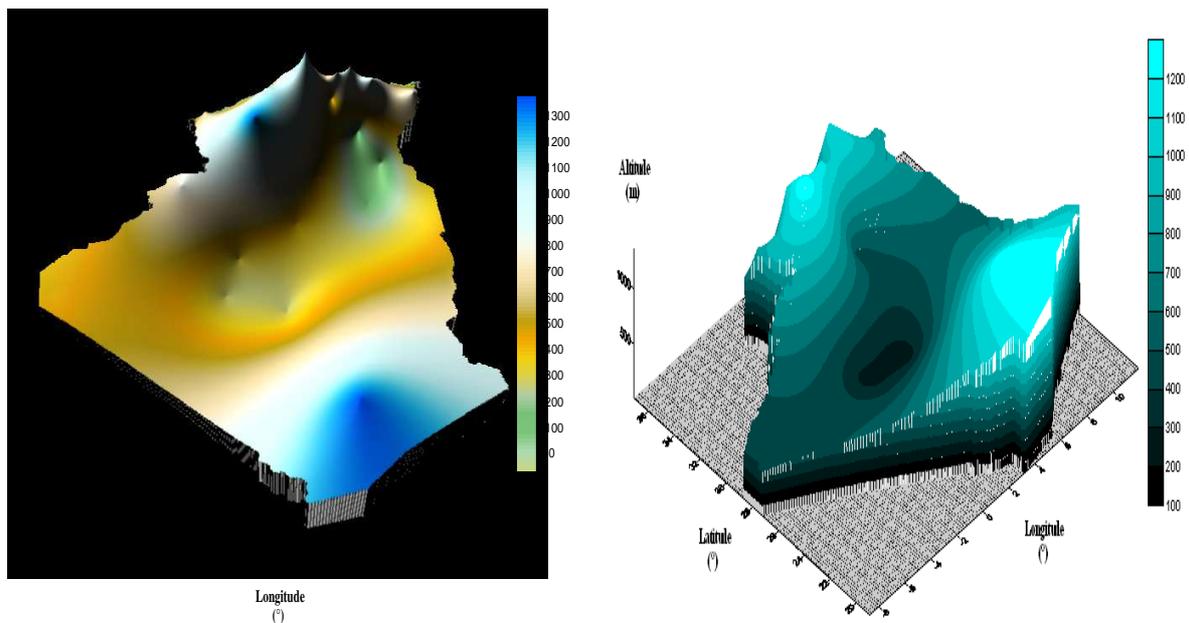


Fig. 3 : Carte relief de l'Algérie

4. Mouvement Terre- Soleil :

Le mouvement de chacun d'eux peut être décomposé en mouvement de rotation et mouvement de translation [4,5].

4.1.a. Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire par la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de : $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$, elle est variable en fonction de la latitude φ tel que :

$$V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi)) \quad (1)$$

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation est penché d'un angle de $23^\circ 27' \approx 23,45^\circ$ avec un mouvement de révolution de la terre, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière [6,7].

4.1.b. Mouvement de translation

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne autour du soleil en $P_t = 365$ jours 5h 48mn 40s $\approx 365,25$ jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé "plan de l'écliptique" où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de Kilomètres. La terre tourne avec une vitesse moyenne $V_t \approx 29,77\text{Km/s}$ [vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons. [6-8].

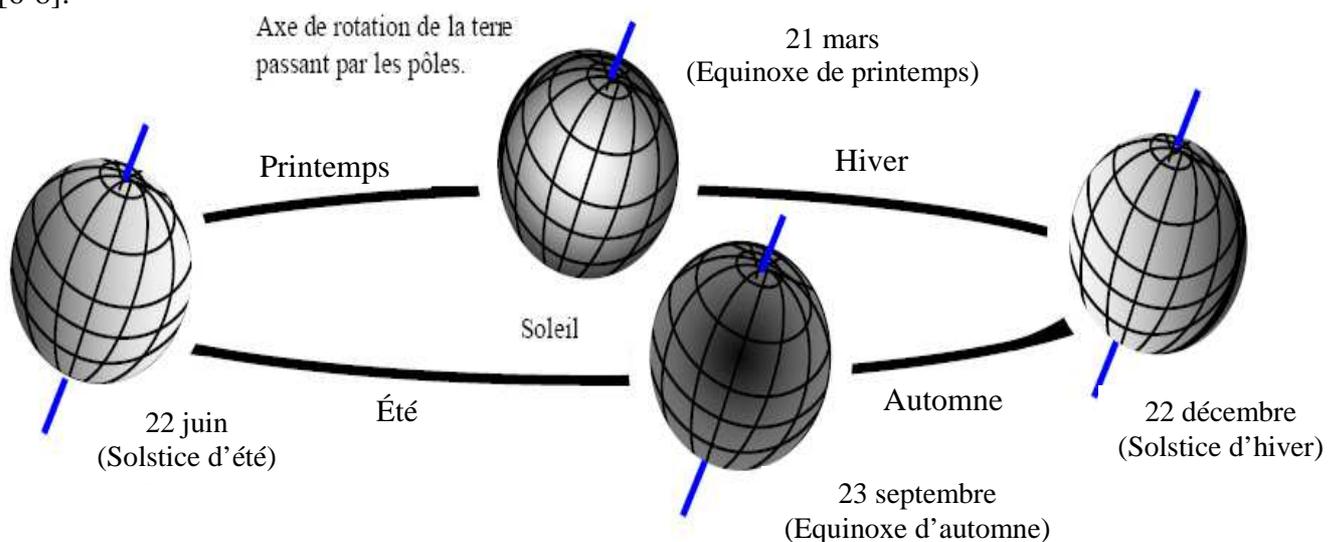


Fig. 4 : Variation saisonnière du rayonnement solaire [9,10]

4.2. Mouvement apparent du soleil

Pour étudier le mouvement du soleil, nous examinons le mouvement apparent du soleil pour un observateur sur terre.

En un point de latitude φ au Nord de l'équateur, le soleil décrit un arc de cercle variable chaque jour à raison de 15^0 par heure.

L'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu est appelé « Distance Zénithale (ou angle zénithal) » noté Z . Il varie quotidiennement et annuellement entre [6,7] :

$$\varphi - 23^027' \leq Z \leq \varphi + 23^027' \quad (2)$$

- Aux équinoxes (EA et EP) $\rightarrow Z = \varphi$
Les journées ont une durée de 12h.
- Au solstice hiver (SH) $\rightarrow Z = \varphi + 23^027'$
Les journées ont une durée inférieure à 12h.
- Au solstice été (SE) $\rightarrow Z = \varphi - 23^027'$
Les journées ont une durée supérieure à 12h.
- En un point de l'équateur ($\varphi = 0$) $\Rightarrow 23^027' \leq Z \leq 23^027'$
La durée des jours est de 12h = constante.
- En un point de latitude φ , le mouvement du soleil sera identique si on inverse les positions du sud et du nord.

5. La distance terre- soleil :

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivante [6, 7] :

$$D_{TS}(N) = 1 - 0.017 \cdot \cos \left[\frac{360}{365} \cdot (N - 2) \right] \quad \text{en } U.A \quad (3)$$

N : Numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c-à-d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

Année civile : $N = 365$ jours
Année bissextile : $N = 366$ jours

$D_{TS}(\text{min}) = 0,983$ UA vers le 2 janvier (Périhélie).
 $D_{TS}(\text{max}) = 1,017$ UA vers le 5 juillet (Aphélie).

6. Correction de distance

Le rayonnement émis par le soleil est isotrope et il est de puissance constante. La puissance reçue (en dehors de l'atmosphère) sur un plan, de surface unité, perpendiculaire aux rayons solaires est donc inversement proportionnelle au carré de la distance au soleil.

Soit I_0 la puissance reçue, dans les conditions décrites ci-dessus, à la distance de 1 UA du soleil, et I la puissance reçue à la distance d , quelconque (exprimée en UA) [7] selon la relation suivante (4) :

$$\frac{I}{I_0} = \left(\frac{d}{1}\right)^{-2} \tag{4}$$

I_0 est la constante solaire.

Par définition, la correction de distance, $c(N)$, est : $c(N) = \frac{I}{I_0}$ (5)

On déduit l'expression $c(N)$, d restant proche de 1 dans le cas de la Terre.

$$c(N) = 1 + 0.034 \cdot \cos \left[\frac{360}{365}(N - 2) \right] \tag{6}$$

Les variations de la distance terre- soleil au cours de l'année sont représentées par la figure 5.

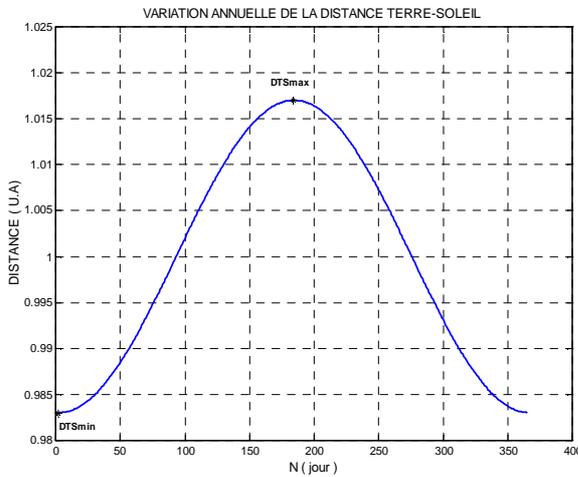


Fig. 5 : Distance terre- soleil en fonction du numéro du jour de l'année N .

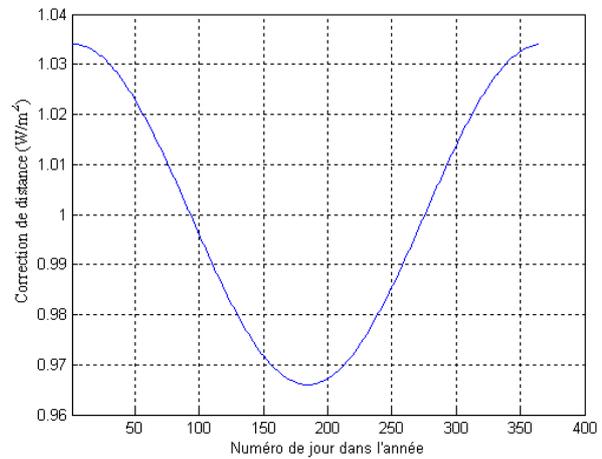


Fig. 6 : Les variations annuelles de la correction de distance en fonction du numéro du jour dans l'année

7. Equation du temps

Lorsque, sur sa trajectoire elliptique, la Terre se rapproche du soleil, la 3ème loi de Kepler (loi des aires) impose que son déplacement angulaire quotidien autour du soleil s'accélère et prenne de l'avance sur le déplacement angulaire annuel moyen. Le phénomène inverse se manifeste durant les périodes d'éloignement. Cet écart et entre le temps solaire moyen TSM au méridien du lieu et le temps solaire vrai TSV, déterminé par la position réelle du soleil, est désigné par l'expression "équation du temps". On note ici [11-13] :

$$\Delta t = E_t = TSV - TSM \tag{7}$$

L'équation du temps est donnée avec une bonne précision par la formule suivante :

$$E_t(N) = 9.87 \sin 2N' - 7.53 \cos N' - 1.5 \sin N' \tag{8}$$

Avec $N' = \frac{360}{365}(N - 81)$

Où $\Delta t = E_t$ est donné en minutes

N est le numéro du jour dans l'année.

Si on représente la variation de l'équation du temps Δt en fonction de la déclinaison δ , on obtient une courbe en forme de 8, décrite en une année (Figure 7).

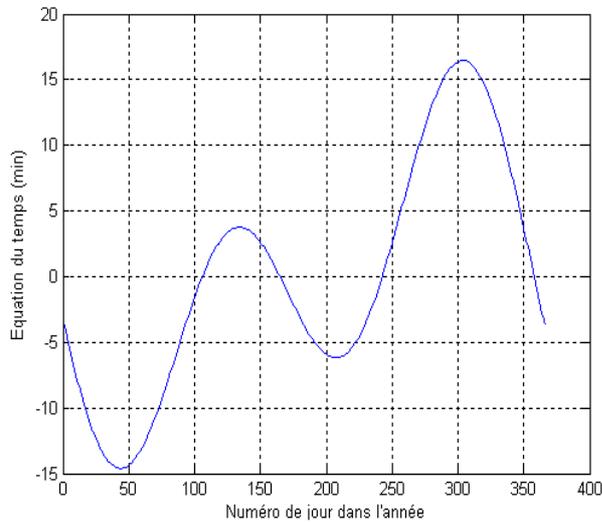


Fig. 7 : Les variations annuelles de l'équation du temps en fonction du numéro du jour dans l'année (site d'Adrar)

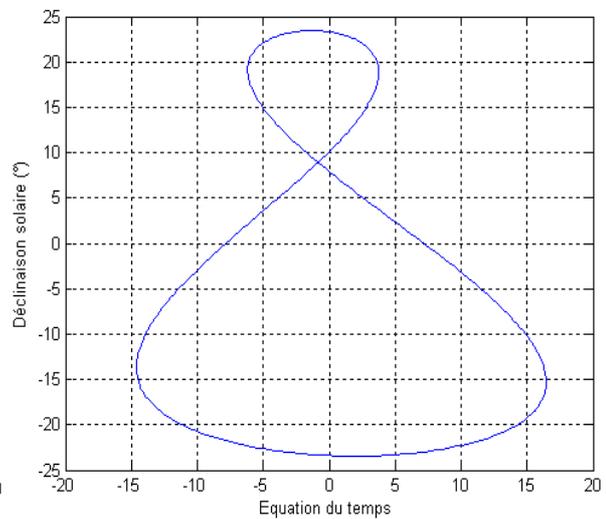


Fig. 8 : Variations conjointes de l'équation du temps Δt et de la déclinaison solaire δ

8. Repérage d'un site sur la surface terrestre :

Les coordonnées géométriques utilisées pour déterminer la localisation d'un point sur la surface terrestre sont :

La latitude et la longitude, qui sont calculées en angle et qui s'expriment en degrés, minutes et secondes d'angle [4].

- ❖ La latitude φ donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de 0° à 90° N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur [14, 8].

$$\varphi \text{ Varie de } -90^\circ \text{ à } +90^\circ \text{ tel que : } \begin{cases} \varphi > 0 & \text{Vers le Nord} \\ \varphi < 0 & \text{Vers le Sud} \end{cases}$$

- ❖ La longitude λ permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une ligne Nord- Sud de référence appelée "le méridien" (Greenwich) [14, 15].

$$\lambda \text{ Varie de } -180^\circ \text{ à } +180^\circ \text{ tel que : } \begin{cases} \lambda > 0 & \text{à l'est du méridien de Greenwich} \\ \lambda < 0 & \text{à l'ouest du méridien de Greenwich} \end{cases}$$

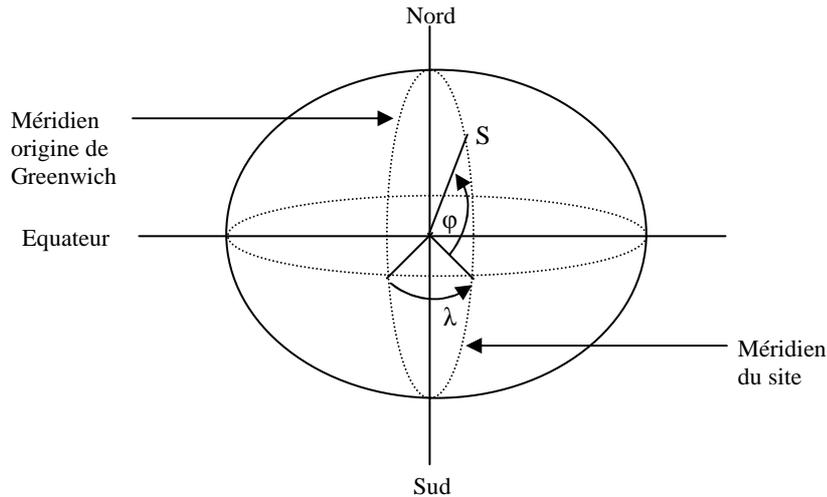


Fig. 9 : Repérage d'un site sur la surface terrestre

9. Les coordonnées du soleil :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents [6,7] :

- ❖ Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).
- ❖ Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

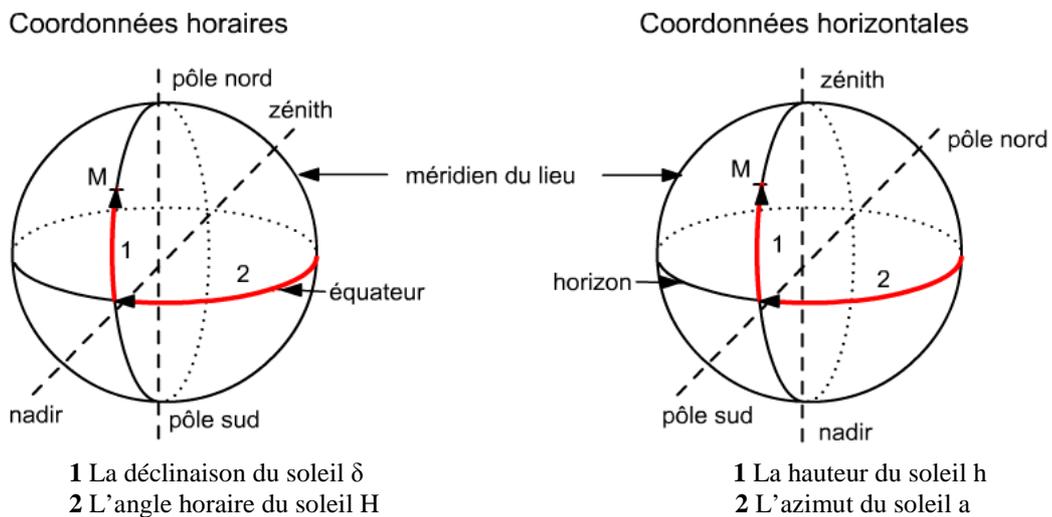


Fig. 10 : Systèmes de coordonnées pour la trigonométrie sphérique

9.a. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

9.a.1. La déclinaison du soleil δ

Elle se définit par l'angle que fait la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. Les lois du mouvement relatif Terre-Soleil permettent de calculer les variations de la déclinaison tout au long de l'année. En pratique, des formules d'approximation sont suffisantes ; elles sont établies en tenant compte du fait que la déclinaison :

- s'annule aux équinoxes;
- varie de façon sensiblement sinusoïdale sur une année.

La déclinaison du soleil $\delta(N)$ varie quotidiennement selon la relation suivante [7,14-16] :

$$\delta = 23,45 \cdot \text{Sin} \left[\frac{360}{365} (N - 80) \right] \tag{9}$$

N : Numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c-à-d, il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

- Année civile : N = 365 jours
- Année bissextile : N = 366 jours

L'erreur commise sur $\delta(N)$ est de 0.1° aux solstices et 0.8° aux équinoxes.

Ou avec plus de précision par la formule donnée par Perrin de Brichambaut [4,5,17] :

$$\delta(N) = \text{ArcSin} \left[0,389 \cdot \text{Sin} \left[\frac{360}{365} (N - 82) + 2 \cdot \text{Sin} \frac{360}{365} (N - 2) \right] \right] \tag{10}$$

δ varie entre deux valeur extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23.45^\circ$.

On prend :

$$\left\{ \begin{array}{ll} \delta = 0 & \text{aux Equinoxes (E.P, E.A)} \\ \delta = -23.45^\circ & \text{au Solstice (S.E)} \\ \delta = -23.45^\circ & \text{au Equinoxes (S.H)} \\ \delta > 0 & \text{aux E.P - S.E - E.A} \\ \delta < 0 & \text{aux E.A - S.H - E.P} \end{array} \right.$$

La déclinaison varie assez rapidement au voisinage des équinoxes (0.4° par jour), alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les trois semaines qui encadrent les solstices d'été et d'hiver.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure 11.

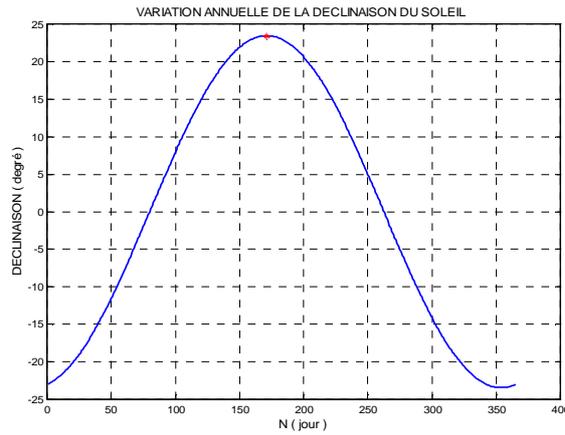


Fig. 11 : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année N.

9.a.2. L'angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [6,7] :

$$H = 15(TSV - 12) \tag{11}$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right) \\ E_t = 9,87 \cdot \sin 2N' - 7,35 \cos N' - 1,5 \sin N' \\ N' = \frac{360}{365}(N - 81) \\ DE = +1 \quad \text{Pour l'Algérie.} \end{cases} \tag{12}$$

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

TSV : temps solaire vrai = temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

TL : temps légal = temps donné par une montre.

E_t : correction de l'équation du temps.

λ : longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à +180°.

$$\text{On prend : } \begin{cases} H > 0 & \text{après midi} \\ H < 0 & \text{le matin} \\ H = 0 & \text{midi TSV} \end{cases}$$

9.b. Coordonnées horizontales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu considéré de latitude ϕ par deux angles h et a .

9.b.1. La hauteur du soleil h :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [6,7,14] :

$$\text{Sin}h = \text{Cos}\delta.\text{Cos}\phi.\text{Cos}H + \text{Sin}\phi.\text{Sin}\delta \tag{13}$$

h varie entre -90° et $+90^\circ$.

On prend :

$$\begin{cases} h > 0 & \text{le jour} \\ h < 0 & \text{la nuit} \\ h = 0 & \text{aux lever et coucher} \end{cases}$$

9.b.2. L'azimut du soleil a :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation suivante [6,7,14,15] :

$$\text{Sin}a = \frac{\text{Cos}\delta.\text{Sin}H}{\text{Cos}h} \tag{14}$$

a : varie entre -180° et $+180^\circ$.

On prend :

$$\begin{cases} a > 0 & \text{vers l'ouest} \\ a < 0 & \text{vers l'est} \\ a = 0 & \text{direction du Sud} \end{cases}$$

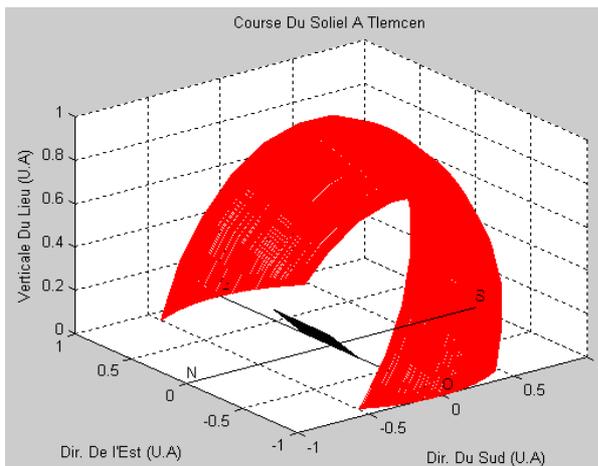


Fig. 12 : Course du soleil à Tlemcen au cours de l'année

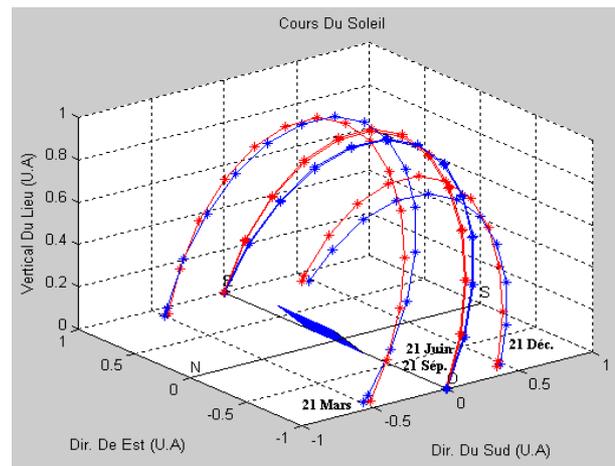


Fig. 13 : Course du soleil à Tlemcen (la couleur bleu Tlemcen et la couleur rouge Adrar) aux 21 Mars, 21 Juin, 21 Septembre et le 21 Décembre)

10. Orientation d'un capteur :

Un capteur quelconque est défini par deux angles (γ , α) :

a. La hauteur du capteur γ :

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [6,7,14] :

$$\gamma \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ : \begin{cases} \gamma > 0 & \text{plan tourné vers le haut} \\ \gamma < 0 & \text{plan tourné vers le bas} \\ \gamma = -90^\circ & \text{plan horizontal tourné vers le haut} \\ \gamma = -90^\circ & \text{plan horizontal tourné vers le bas} \\ \gamma = 0 & \text{plan vertical} \end{cases}$$

b. Azimut du capteur α :

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud [6,7,14].

$$\alpha \text{ varie entre } -90^\circ \text{ et } +90^\circ : \begin{cases} \alpha > 0 & \text{vers l'ouest} \\ \alpha < 0 & \text{vers l'est} \\ \alpha = 0 & \text{plan Sud} \\ \alpha = -90^\circ & \text{plan Est orienté vers le nord} \\ \alpha = 180^\circ & \text{plan Nord orienté vers le nord} \\ \alpha = +90^\circ & \text{plan Ouest orienté vers l'ouest} \end{cases}$$

L'inclinaison β du capteur par rapport au plan horizontal est donnée par la formule : $\beta = 90 - \gamma$

11. Angle d'incidence:

1. Angle d'indice en coordonnées horizontales

L'expression de l'angle d'incidence i obtenue par le produit scalaire est :

$$\cos i = \sin \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin a \cdot \cosh + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \cos a \cdot \cosh + \sin \gamma \cdot \sinh \quad (15)$$

Soit

$$\cos i = \cos(\alpha - a) \cdot \cos \gamma \cdot \cosh + \sin \gamma \cdot \sinh \quad (16)$$

• **Cas particuliers importants :**

- Plan horizontal	$\gamma = 90$	$\cos i = (\cos i)_H = \sin h \Rightarrow i = 90 - h$
- Plan vertical	$\gamma = 0$	$\cos i = (\cos i)_V = \cos (\alpha - a) \cdot \cos h$
Vertical Sud	$\alpha = 0$	$\cos i = (\cos i)_{V_S} = \cos a \cdot \cos h$
Vertical Ouest	$\alpha = 90$	$\cos i = (\cos i)_{V_W} = \sin a \cdot \cos h$
Vertical Nord	$\alpha = 180$	$\cos i = (\cos i)_{V_N} = -\cos a \cdot \cos h = -(\cos i)_{V_S}$
Vertical Est	$\alpha = -90$	$\cos i = (\cos i)_{V_E} = -\sin a \cdot \cos h = -(\cos i)_{V_W}$

2. Angle d'indice en coordonnées horaires

L'expression de l'angle d'incidence obtenue par le produit scalaire est [7] :

$$\cos i = \sin \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin H \cdot \cos \delta + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot (\cos H \cdot \cos \delta \cdot \sin \varphi - \sin \delta \cdot \cos \varphi) + \sin \gamma \cdot (\cos H \cdot \cos \delta \cdot \cos \varphi + \sin \delta \cdot \sin \varphi) \quad (17)$$

Bien que cette formule soit plus lourde que (II-20), elle est généralement plus pratique à utiliser. En effet :

- Avec les coordonnées horizontales, $i = i(\alpha, \gamma, a, h)$: deux valeurs, a et h, sont à déterminer pour connaître l'angle d'incidence sur un plan donné.
- Avec les coordonnées horaires, $i = i(\alpha, \gamma, H, \delta, \varphi)$: pour un plan (α, γ), un lieu (φ) et un jour (δ) donnés, i est uniquement fonction de l'angle horaire, H, variable particulièrement pratique puisqu'il s'agit en fait du temps.

($\cos i$) S'écrit en fonction de H sous la forme :

$$\cos i = A \cdot \sin H + B \cdot \cos H + C \quad (18)$$

$$\begin{cases} A = A' \cdot \cos \delta & \text{et} & A' = \sin \alpha \cdot \cos \gamma \\ B = B' \cdot \cos \delta & \text{et} & B' = \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin \varphi + \sin \gamma \cdot \cos \varphi \\ C = C' \cdot \sin \delta & \text{et} & C' = -\cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \cos \varphi + \sin \gamma \cdot \sin \varphi \end{cases} \quad (19)$$

• **Cas particuliers importants :**

La formule (18) se simplifie dans le cas des plans horizontal, vertical ou Sud.

Tableau 2 : Coefficients A', B', C' de (cos i) pour des plans remarquables.

Plans		A'	B'	C'
• Horizontal	$\gamma = 90$	0	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$
• Vertical	$\gamma = 0$	$\sin \alpha$	$\cos \alpha \cdot \sin \varphi$	$-\cos \alpha \cdot \cos \varphi$
- Sud	$\alpha = 0$	0	$\sin \varphi$	$-\cos \varphi$
- Sud-Ouest (ou Sud-est)	$\alpha = \pm 45$	$\pm \frac{\sqrt{2}}{2}$	$\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sin \varphi$	$-\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \cos \varphi$
- Ouest (ou Est)	$\alpha = \pm 45$	± 1	0	0
- Nord-Ouest	$\alpha = \pm 135$	$\pm \frac{\sqrt{2}}{2}$	$-\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sin \varphi$	$\frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \cos \varphi$
- Nord	$\alpha = \pm 180$	0	$-\sin \varphi$	$\cos \varphi$
• Sud	$\alpha = 0$	0	$\sin(\gamma + \varphi)$	$-\cos(\gamma + \varphi)$
- Vertical	$\gamma = 0$	0	$\sin \varphi$	$-\cos \varphi$
- TEL	$\gamma = 90 - \varphi$	0	1	0
- IQC	$\gamma = -\varphi$	0	0	-1

On remarque que $\cos(i)$ s'exprime très simplement pour 3 plans particuliers :

- Plan Vertical Ouest (+) ou Est (-) : $(\pm 90, 0)$, $\cos i = \pm \cos \delta \cdot \sin H$

Ce plan (orienté selon l'axe Nord-Sud) se trouve dans le plan méridien (m) du lieu.

- Plan TEL: $(0, 90 - \varphi)$, $\cos i = \cos \delta \cdot \cos H$

Ce plan est perpendiculaire au plan méridien (m) du lieu et au plan équatorial (A) de la Terre.

-Plan IQC: $\cos i = -\sin \delta$, $(0, -\varphi)$

Ce plan, tourné vers le Sol, est perpendiculaire au plan méridien (m) du lieu et parallèle au plan équatorial (A) de la Terre.

L'angle d'incidence : $i = 90 + \delta$

12. Durée d'insolation D_{IS} d'un capteur (α, γ)

La durée d'insolation (D_{IS}) est la durée effective d'insolation d'un capteur mesurée par héliographe. Elle est définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250 \text{w/m}^2$).

Pour un plan (α, γ) , un lieu φ et un jour donné, i est uniquement fonction de l'angle horaire H , on exprimera donc $\cos i$ en faisant bien apparaître la variable H [6,7,11].

$$\cos(i) = A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C \quad (20)$$

Avec:

$$\left\{ \begin{array}{ll} A = A' \cos(\delta) & A' = \sin(\alpha) \cos(\gamma) \end{array} \right. \quad (21)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} B = B' \cos(\delta) & B' = \cos(\alpha) \cos(\gamma) \sin(\varphi) + \sin(\gamma) \cos(\varphi) \end{array} \right. \quad (22)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} C = C' \sin(\delta) & C' = -\cos(\alpha) \cos(\gamma) \cos(\varphi) + \sin(\gamma) \sin(\varphi) \end{array} \right. \quad (23)$$

Le lever H_L' et le coucher H_C' du soleil sur un capteur sont définis pour

$$i = \pm 90^\circ \Rightarrow \cos(i) = 0$$

$$\Rightarrow A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C = 0$$

La résolution de cette équation nous donne deux solutions l'une pour le lever et l'autre pour le coucher :

$$\left\{ \begin{array}{l} H_{L'} = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \\ H_{C'} = \rho(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) + \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \end{array} \right. \quad (24)$$

Avec :

$$D' = \sqrt{A'^2 + B'^2}$$

$\rho(\alpha) = \text{Singe de } \alpha$

La durée d'ensoleillement d'un capteur est donnée par :

$$D_{IS} = \frac{H_2 - H_1}{15} \quad (25)$$

Avec

$$\left\{ \begin{array}{ll} H_1 = H_{L'} & \text{si } |H_{L'}| \leq |H_L| \\ H_1 = H_L & \text{si } |H_{L'}| \geq |H_L| \\ H_2 = H_{C'} & \text{si } |H_{C'}| \leq |H_C| \\ H_2 = H_C & \text{si } |H_{C'}| \geq |H_C| \end{array} \right.$$

13. Durée de jour :

Le jour est le temps qui sépare le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée donnant une hauteur h du soleil nulle sont appelés : le lever et le coucher du soleil.

La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire comme suit [7] :

$$\text{Sin } h = \cos \delta \cdot \cos H \cdot \cos \varphi + \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (26)$$

Cette équation peut être écrite sous la forme suivante :

$$\text{Sin } h = \cos \delta \cdot \cos \varphi (\cos H + \text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi)$$

On pose : $T = -\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi$

Alors l'équation précédente devient comme suit :

$$\text{Sin } h = \cos \delta \cdot \cos \varphi (\cos H - T)$$

Le cas des deux points « Pôles » étant écartés, la résolution de $\text{Sin } h = 0$ est équivalente à la résolution de $\text{Cos } H = T$.

$$\text{Cos } H = T \Rightarrow \cos H = -\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi = T$$

❖ Si $|T| > 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| > 90^\circ$

($\text{Sin } h$) ne peut pas être nul, quelque soit H . Nous ne pouvons pas parler de lever ou de coucher du soleil dans ce cas.

➤ Si T est négatif : $T < -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| > 90^\circ$
 $\Rightarrow \text{Sin } h > 0 \Rightarrow h > 0$

Le soleil est apparait toute la journée au-dessus de l'horizon : « Jour polaire »

➤ Si T est positif : $T > 1 \Leftrightarrow |\varphi - \delta| < 90^\circ$
 $\Rightarrow \text{Sin } h < 0 \Rightarrow h < 0$

Le soleil est apparait toute la journée au-dessous de l'horizon : « Nuit polaire »

❖ Si $|T| \leq 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| \leq 90^\circ$

L'équation : $\text{Sin } h = 0$
 A deux racines, pour des valeurs de H telles que :

$$\text{Cos } H = T$$

Ce qui donne deux valeurs de H ; le coucher correspond à la valeur positive, H_C , et le lever à la valeur négative, H_L .

$$\begin{cases} H_C = \text{Arc cos}(-\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi) \\ H_L = -H_C \end{cases} \quad (27)$$

Nous pouvons écrire H_C avec la notation suivante, qui englobe les deux cas ($|T| > 1$ et $|T| \leq 1$) vus ci-dessus dans une même formule :

$$\left. \begin{array}{l} T = -\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi \\ \text{si } |T| > 1 : T = \zeta(T) \end{array} \right\} H_C = \text{Arc cos } T \quad (28)$$

ζ est la fonction "signe"

Et les valeurs de l'azimut correspondantes : a_C pour le coucher ($a_C > 0$) et a_L pour le lever ($a_L < 0$):

$$\begin{cases} a_C = \arccos \left(-\frac{\sin \delta}{\cos \varphi} \right) \\ a_L = -a_C \end{cases} \quad (29)$$

La durée du jour, D_j , en heures, est par définition :

$$D_j = \frac{H_C - H_L}{15} = \frac{2}{15} \cdot \text{Arc cos } T \quad (31)$$

Avec $T = -\text{tg } \delta \cdot \text{tg } \varphi$

Pour un lieu donné, la durée maximale et la durée minimale du jour se produisent aux solstices :

- maximum : $\delta = \delta_0 \cdot \zeta(\varphi)$
- minimum : $\delta = -\delta_0 \cdot \zeta(\varphi)$

Les valeurs des durées maximale et minimale sont :

- maximum : $D_{j-\text{Max}} = \frac{2}{15} \text{Arc cos}(-0.434 \cdot \text{tg}|\varphi|)$
- minimum : $D_{j-\text{Min}} = \frac{2}{15} \text{Arc cos}(+0.434 \cdot \text{tg}|\varphi|)$

Les variations de la durée du jour au cours de l'année pour le site de Tlemcen et d'Alger sont illustrées par la figure 14.

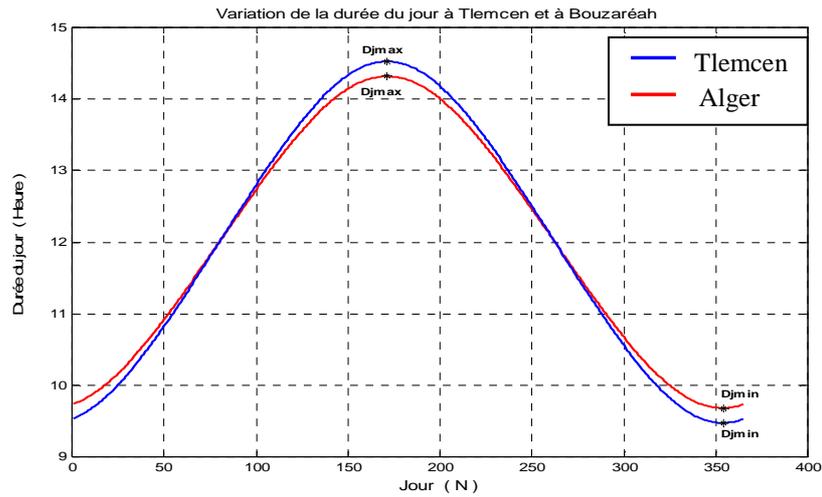


Fig. 14 : Durée du jour en fonction du numéro du jour de l'année N pour le site de Tlemcen et d'Alger.

Variation de l'heure du coucher et de lever du soleil à Tlemcen et à Alger.

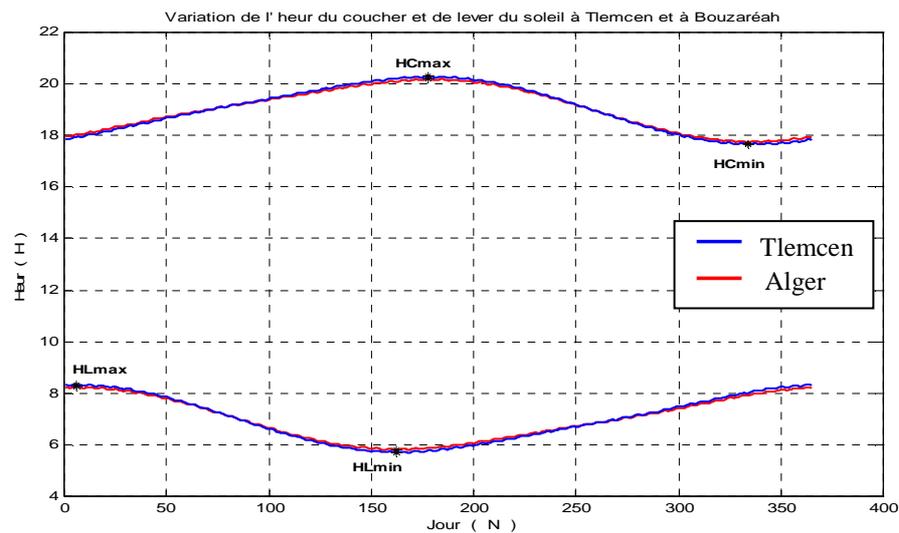


Fig. 15 : L'heure de coucher et de lever du soleil en fonction du numéro du jour de l'année N pour le site de Tlemcen et d'Alger.

Avec:

- Djmax : Durée de jour max.
- Djmin : Durée de jour min.
- TLLmax : Lever du soleil max.
- TLLmin : Lever du soleil min.
- TLCmax : Coucher du soleil max.
- TLCmin : Coucher du soleil min.

Tableau 3 : Durée du jour, lever et coucher du soleil maximal et minimal sur les sites étudiés

	Djmax	N	Djmin	N	TLCmax	N	TLCmin	N	TLLmax	N	TLLmin	N
Adrar	13H 44m21s	171	10H 15m39s	354	19H 54m28s	178	18H 00m38s	334	07H 58m31s	12	06H 05m02s	162
Alger	14H 29m23s	171	9H 30m 37s	354	20H 16m34s	178	17H 39m26s	334	08H 19m31s	6	05H 42m38s	162
Annaba	14H 29m43s	171	09H 30m17s	354	20H 16m26s	178	17H 38m58s	334	08H 19m22s	6	05H 42m10s	162
Batna	14H 23m15s	171	9H 36m45s	354	20H 13m19s	178	17H 42m04s	334	08H 16m24s	6	05H 45m26s	162
Béchar	14H 02m41s	171	09H 03m19s	354	20H 13m42s	178	17H 42m14s	334	08H 16m14s	6	05H 45m09s	162
Béjaïa	14H 29m23s	171	9H 30m37s	354	20H 16m26s	178	17H 39m18s	334	08H 16m24s	6	05H 42m30s	162
Béni Saf	14H 22m26s	171	9H 37m34s	354	20H 13m26s	178	17H 42m58s	334	08H 16m32s	6	05H 46m21s	162
Biskra	14H 18m39s	171	09H 41m21s	354	20H 11m05s	178	17H 44m16s	334	08H 14m16s	6	05H 47m45s	162
B,B Arriredj	14H 27m11s	171	09H 32m49s	354	20H 15m23s	178	17H 40m22s	334	08H 18m23s	6	05H 43m38s	162
Chlef	14H 27m38s	171	9H 32m22s	354	20H 15m50s	178	17H 40m23s	334	08H 18m49s	6	05H 43m38s	162
Constantine	14H 27m21s	171	9H 32m39s	354	20H 15m20s	178	17H 40m09s	334	08H 18m20s	6	05H 43m24s	162
Djelfa	14H 29m16s	171	9H 30m44s	354	20H 16m31s	178	17H 39m29s	334	08H 19m27s	6	05H 42m41s	162
El Bayadh	14H 12m58s	171	9H 47m02s	354	20H 08m34s	178	17H 47m13s	334	08H 11m53s	6	05H 50m52s	162
El Golea	13H 57m40s	171	10H 02m20s	354	20H 00m53s	178	17H 54m15s	334	08H 04m32s	6	05H 58m17s	162
El Kheitr	14H 16m35s	171	9H 43m25s	354	20H 10m26s	178	17H 45m36s	334	08H 13m40s	6	05H 49m09s	162
El Oued	14H 12m26s	171	9H 47m34s	354	20H 07m56s	178	17H 47m05s	334	08H 11m16s	6	05H 50m44s	162
Ghardaïa	14H 29m23s	171	9H 30m37s	354	20H 16m26s	178	17H 39m18s	334	08H 16m24s	6	05H 42m30s	162
Hassi Messoud	14H 02m50s	171	9H 57m10s	354	20H 03m12s	178	17H 51m35s	334	08H 06m44s	6	05H 55m30s	162
In Amenas	13H 46m49s	171	10H 30m11s	354	19H 55m02s	178	17H 58m49s	334	07H 58m58s	12	06H 03m09s	162
InSalah	13H 42m41s	171	10H 17m19s	354	19H 53m28s	178	18H 01m15s	334	07H 57m36s	12	06H 05m41s	162
Jijel	14H 29m23s	171	9H 30m37s	354	20H 16m26s	178	17H 39m18s	334	08H 16m24s	6	05H 42m30s	162
Maghnia	14H 18m42s	171	09H 41m18s	354	20H 11m36s	178	17H 44m43s	334	08H 14m47s	6	05H 48m13s	162
Mascara	14H 22m09s	171	09H 37m51s	354	20H 13m12s	178	17H 43m00s	334	08H 16m18s	6	05H 46m24s	162
Miliana	14H 27m58s	171	09H 32m02s	354	20H 15m56s	178	17H 40m09s	334	08H 18m55s	6	05H 43m24s	162
Mostaganem	14H 24m21s	171	09H 35m39s	354	20H 14m18s	178	17H 41m59s	334	08H 17m21s	6	05H 45m19s	162
Msila	14H 23m38s	171	09H 36m22s	354	20H 13m38s	178	17H 42m01s	334	08H 16m43s	6	05H 45m23s	162
Oran	14H 23m32s	171	09H 36m28s	354	20H 13m55s	178	17H 42m24s	334	08H 16m59s	6	05H 45m45s	162
Saida	14H 18m52s	171	09H 41m08s	354	20H 11m34s	178	17H 44m32s	334	08H 14m45s	6	05H 48m01s	162
Sétif	14H 27m35s	171	09H 32m25s	354	20H 15m32s	178	17H 40m08s	334	08H 18m31s	6	05H 43m23s	162
Skikda	14H 29m57s	171	09H 30m03s	354	20H 16m36s	178	17H 38m56s	334	08H 19m33s	6	05H 42m07s	162
Tamanrasset	13H 22m41s	171	10H 37m19s	354	19H 43m34s	185	18H 10m03s	328	07H 48m23s	19	06H 15m14s	156
Tebassa	14H 22m49s	171	9H 37m11s	354	20H 12m58s	178	17H 42m08s	334	08H 16m04s	6	05H 45m31s	162
Tiaret	14H 22m36s	171	09H 37m24s	354	20H 13m20s	178	17H 42m43s	334	08H 16m26s	6	05H 46m06s	162
Timimoun	13H 52m00s	171	10H 07m60s	354	19H 58m15s	178	17H 57m03s	334	08H 02m01s	6	06H 01m15s	162
Tindouf	13H 43m57s	171	10H 16m03s	354	19H 54m49s	178	18H 01m23s	334	07H 58m54s	12	06H 05m47s	162
Tlemcen	14H 19m08s	171	9H 40m52s	354	20H 11m47s	178	17H 44m30s	334	08H 14m58s	6	05H 47m59s	162
Touggourt	14H 11m15s	171	9H 48m45s	354	20H 07m22s	178	17H 47m40s	334	08H 10m43s	6	05H 51m21s	162

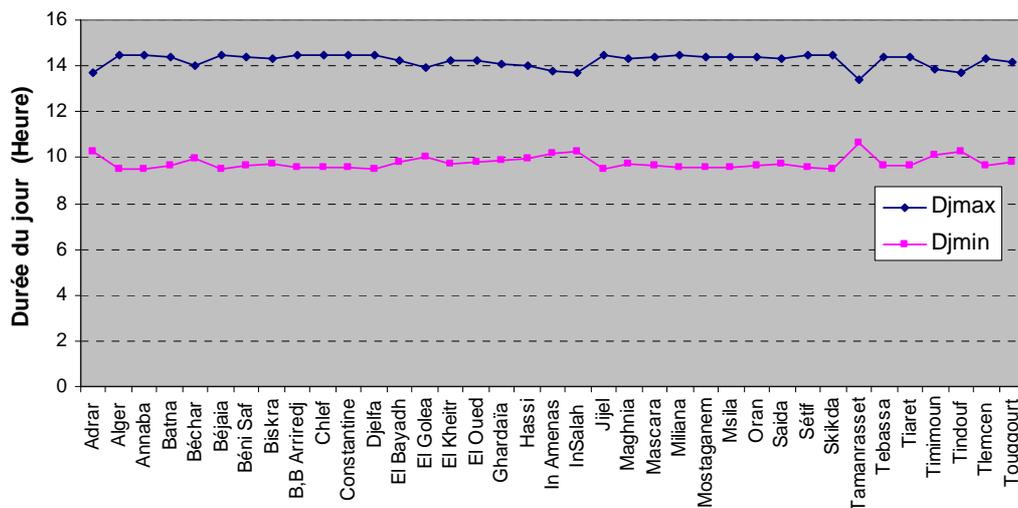


Fig. 16 : Durée du jour max (Dj_{max}) et durée de jour min (Dj_{min}) pour tous les sites étudiés

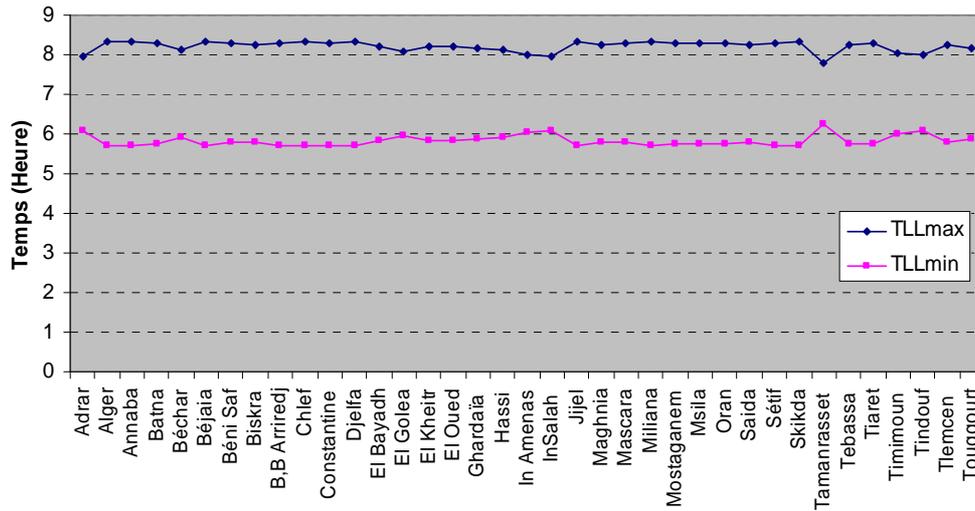


Fig. 17 : Lever du soleil max (TLL_{max}) et lever du soleil min (TLL_{min}) pour tous les sites étudiés

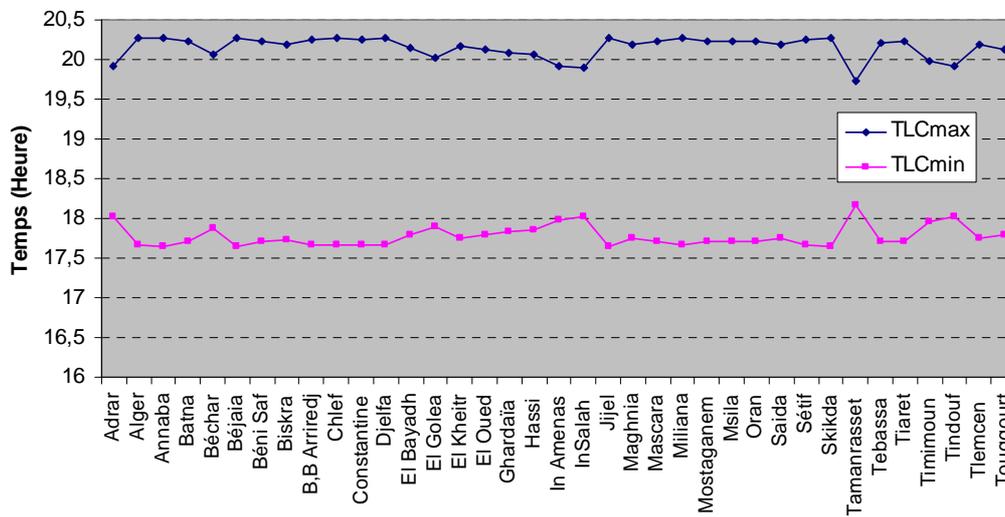


Fig. 18 : Coucher du soleil max (TLC_{max}) et coucher du soleil min (TLC_{min}) pour tous les sites étudiés

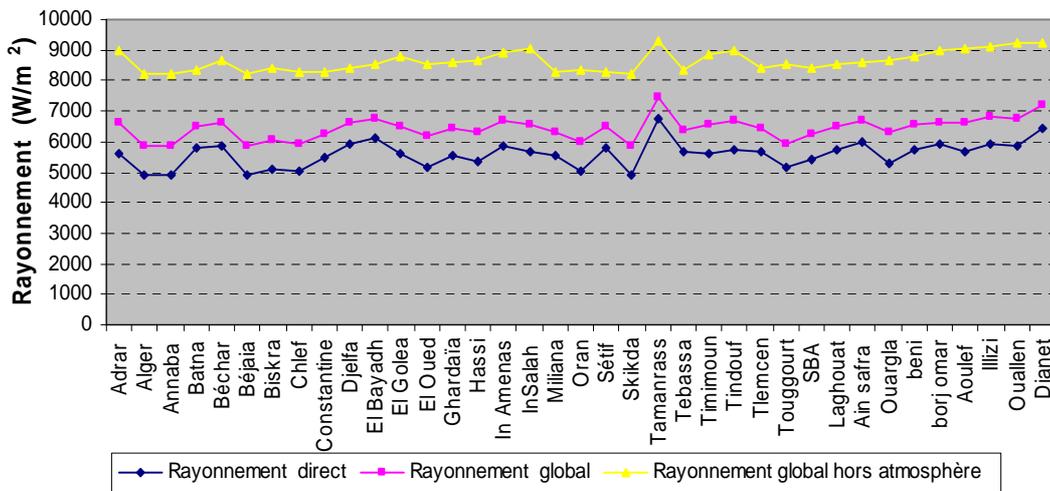


Fig. 19 : Evaluation du rayonnement direct et globale pour tous les sites étudiés

14. Spectre du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est la lumière qui provient du soleil sous forme d'onde électromagnétique dont 98% d'énergie est comprise entre $\lambda = 0,25\mu\text{m}$ et $\lambda = 4\mu\text{m}$, le reste représente 1% au-dessus et 1% au-dessous de cette intervalle [20] (Fig. 25).

La répartition d'énergie en fonction de la longueur d'onde est [21,22] :

- ❖ Pour $0,25 \mu\text{m} < \lambda < 0,4\mu\text{m}$: c'est le domaine de l'ultraviolet (invisible), il représente 7 % de l'énergie totale émise par le soleil.
- ❖ Pour $0,4 \mu\text{m} < \lambda < 0,8\mu\text{m}$: c'est le domaine du visible, il représente 47,5 % de l'énergie totale émise par le soleil.
- ❖ Pour $0,8 \mu\text{m} < \lambda < 4 \mu\text{m}$: c'est le domaine de l'infrarouge (invisible), il représente 45,5 % de l'énergie totale émise par le soleil.

Le rayonnement solaire est assimilable à celui d'un corps noir à la température $T=2800\text{K}$ dans l'intervalle du spectre $[0,25 \mu\text{m} \rightarrow 4\mu\text{m}]$.

L'énergie rayonnée par le soleil n'est pas uniformément répartie pour toutes les longueurs d'onde, elle passe par un maximum pour une longueur d'onde donnée par la loi de WIEN :

$$\lambda_m \cdot T = 2898 \mu\text{mK} \quad (32)$$

Pour : $T = 2800 \text{ K} \Rightarrow \lambda_m \approx 0,5\mu\text{m}$.

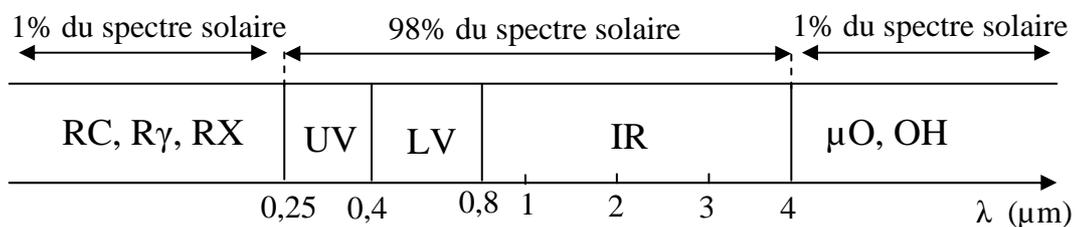


Fig. 20 : Spectre du rayonnement solaire

15. Puissance solaire reçue par terre :

Le soleil est considéré comme un corps noir de rayon $r = R_S$ porté à la température $T=T_S$. La puissance du soleil rayonnée par unité de surface est par unité de temps est donnée par la loi de Stephan [6,7] :

$$W_S = \sigma \cdot T_S^4 \quad [W_S] = \text{W/m}^2 \quad (33)$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$ = la constante de Stephan.

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil et par seconde :

$$\begin{aligned} P_S &= W_S \cdot (4\pi R_S^2) \\ &= \sigma \cdot T_S^4 \cdot (4\pi R_S^2) \end{aligned} \quad (34)$$

En supposant que la terre est démunie d'atmosphère et qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'un m^2 placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance W_T donnée par la relation suivante :

$$W_T \frac{(\sigma T_s^4 \cdot 4\pi R_s^2)}{4\pi D_{TS}^2} = \frac{\sigma T_s^4 R_s^2}{D_{TS}^2} \quad (35)$$

$$[W_T] = W/m^2$$

D_{TS} : varie en fonction du jour de l'année selon la relation :

$$D_{TS} = 1 - 0,017 \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (36)$$

- Lorsque $D_{TS} = 1.U.A$ (aux équinoxes), la puissance reçue par m^2 de la terre W_T (hors atmosphère) est appelée "constante solaire" notée I_0 .

Les mesures de I_0 hors atmosphère (sur 10 ans) ont donné une valeur moyenne :

$I_0 = (1367 \pm 7) W/m^2$ au lieu de $I_0 = (1353 \pm 21) W/m^2$ adapté en 1971.

- Lorsque $D_{TS} \neq 1.U.A$, la puissance reçue par m^2 de la terre W_T (hors atmosphère) est notée I , elle est donnée par la relation (37) :

$$I = 1367 \left[1 + 0,034 \cos \frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (37)$$

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des taches solaires et des éruptions chromosphériques, les rayonnements émis par le soleil peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs habituelles. Ces variations apparaissent sensibles surtout pour les rayonnements de très courtes longueurs d'ondes. Dans le domaine du rayonnement électromagnétique, relatif aux applications solaires, ces variations sont considérées comme négligeables.

La figure 21 représente l'évolution annuelle de la constante solaire corrigée

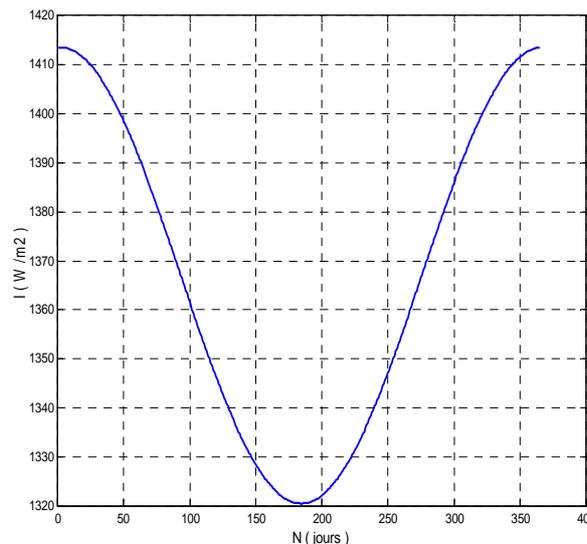


Fig. 21 : Évolution annuelle de la constante solaire corrigée

De la figure 21, nous remarquons que le maximum est obtenu au mois de janvier avec une valeur $1413 W/m^2$, le minimum est estimé au débit de Juillet de $1320 W/m^2$.

16. Modélisation du rayonnement solaire :

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme; environ 15×10^{17} kWh/an. Le besoin global de la terre (besoins électriques + énergie thermique + transport) est de 30×10^{13} kWh/ an, le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre [23].

Tout rayon incident sur terre va être décomposé en plusieurs rayonnements, on appelle cela "un rayonnement globale" (G).

Ce rayonnement (G) est composé de deux rayonnements, direct (S) et diffus (D). Ces rayonnements varient en fonction de la hauteur du soleil, de l'angle d'incidence, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère [14].

La modélisation théorique des irradiances solaires est très compliquée, due aux variations climatiques et aux intempéries. La méthode empirique de PERRIN BRICHAMBAUT a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque [18].

a) Rayonnement direct :

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il est donc nul lorsque le soleil est occulté par les nuages [25]. Il peut être mesuré par un pyréliomètre [26].

b) Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère, Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil [27].

c) Rayonnement global :

Le rayonnement global est le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné. C'est la somme du rayonnement direct et diffus, il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran [27].

e) L'albédo du sol :

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\alpha^* = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie reçue}} \quad (38)$$

Tableau 4 : quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol [27] :

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0,03 à 0,1
Forêt	0,05 à 0,2
Sol cultivé	0,07 à 0,14
Pierres et rochers	0,15 à 0,25
Champs et prairies	0,1 à 0,3
Sol nu	0,15 à 0,4
Neige ancienne	0,5 à 0,7
Neige fraîche	0,8 à 0,95

18. Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair):

Pour un ciel clair, les puissances du rayonnement direct (E_S), diffus (E_D) et global (E_G) reçu par un capteur (α, γ) incliné de β par rapport au plan horizontal sont données par les relations suivantes [6,24].

$$\left\{ \begin{array}{l} E_S = A \cos(i) e^{-\frac{1}{B \cdot \sin((h)+2)}} \\ E_D = \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) D_H + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) a^* G_H \\ E_G = E_S + E_D \end{array} \right. \quad \text{avec} \quad \left\{ \begin{array}{l} D_H = A' (\sin(h))^{0,4} \\ G_H = A'' (\sin(h))^{B''} \end{array} \right. \quad (39)$$

$[E_S] = [E_D] = [E_G] = W/m^2$.

D_H : éclairement diffus reçus par une surface horizontale.

G_H : éclairement global reçus par une surface horizontale.

a^* : étant l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol).

$$a^* = \begin{cases} 0,9 \text{ à } 0,8 & \text{neige} \\ 0,8 \text{ à } 0,4 & \text{sol clair} \\ 0,4 \text{ à } 0,2 & \text{verdures} \end{cases}$$

A, B, A', A'', B'' : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère. [6,24].

Tableau 5 : les constantes caractéristiques de l'état de l'atmosphère.

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1,15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1,22
Ciel bleu laiteux	1200	2,5	187	990	1,25

19. Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) :

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers desquelles, il n'est pas possible de distinguer le disque solaire. Dans ces conditions, le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus.

Si la couverture nuageuse est homogène, on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol.

Le rayonnement global par un ciel couvert est [6,24].

$$E'_G = E'_D = K E_G (1+0.3 \sin h) \quad (40)$$

K : Coefficient dépend de l'état de ciel avant d'être couvert par les nuages.

K = 0,6 pour le ciel bleu foncé.

K = 0,3 pour le ciel bleu clair.

K = 0,15 pour le ciel bleu laiteux.

20. Estimation d'énergie journalière incidente :

L'énergie journalière reçue par un plan quelconque dépend en général de la latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologiques est donnée par [6,24] :

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{JS} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_S \\ E_{JD} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_D \\ E_{JG} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_G \end{array} \right. \quad (41)$$

E : l'énergie instantanée (directe, diffus ou globale) incidente sur le capteur.

K : le nombre d'intervalle entre le lever et le coucher sur le capteur.

ΔT : la différence entre le temps du lever et du coucher sur le capteur.

E_J : l'énergie journalière (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

21. Estimation d'énergie annuelle incidente :

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières [6,24] :

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{aS} = \sum_1^N E_{JS} \\ E_{aD} = \sum_1^N E_{JD} \\ E_{aG} = \sum_1^N E_{JG} \end{array} \right. \quad (42)$$

E_a : l'énergie annuelle (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

Si nous tenons compte des différents états du ciel, l'énergie globale journalière sur deux capteurs (capteur TEL et capteur Horizontale) est représentée sur les figures 30 à 33 :

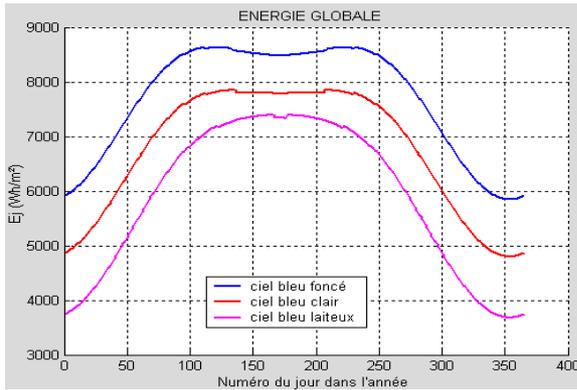


Fig. 30 : Energie journalière à Tlemcen pour les différents états du ciel (sur un capteur TEL)

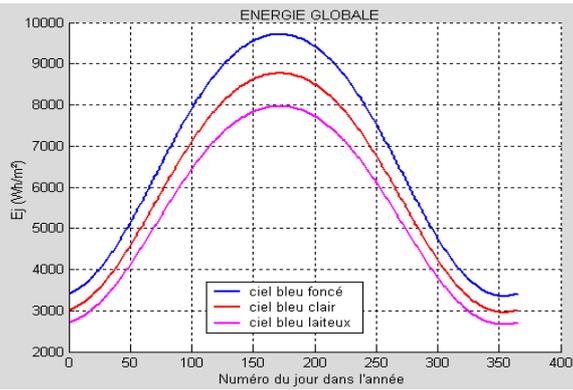


Fig. 31 : Energie journalière à Tlemcen pour les différents états du ciel (sur un capteur Horizontale)

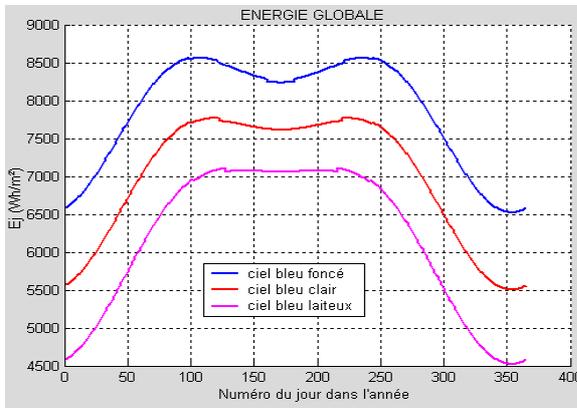


Fig. 32 : Energie journalière à Adrar pour les différents états du ciel (sur un capteur TEL)

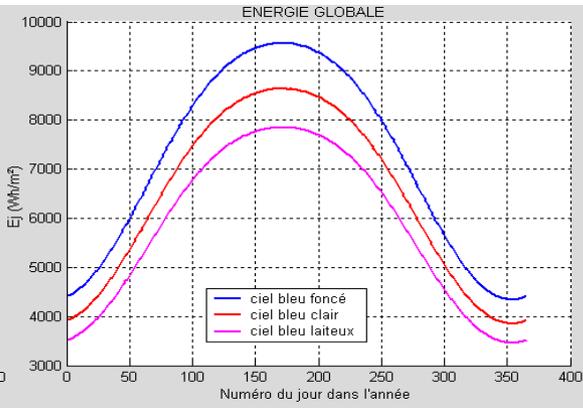


Fig. 33 : Energie journalière à Adrar pour les différents états du ciel (sur un capteur Horizontale)

D'après ces figures, la couleur du ciel a une grande influence sur les énergies journalières reçues et sur tout en période d'été.

22. Angles optimaux :

Pour les deux sites choisis, Tlemcen et Adrar, sont présentés les différents angles optimaux, à savoir : annuel, saisonnier et mensuel calculés par les modèles mathématiques proposées précédemment.

Afin d'illustrer l'intérêt de l'orientation du capteur solaire par rapport à l'orientation horizontale, nous avons étudié et comparé quatre plans particuliers :

- **Plan horizontal (0°);**
- **Plan incliné d'un angle optimal annuel (égale à la latitude du lieu);**
- **Plan incliné d'un angle optimal saisonnier;**
- **Plan incliné d'un angle optimal mensuel.**

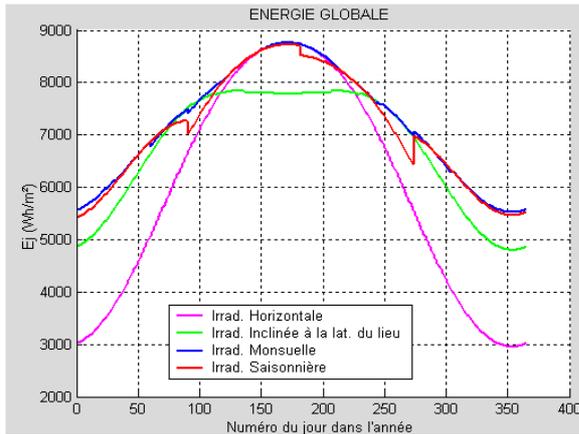


Fig. 34 : Variation de l'irradiation journalière sur le site de Tlemcen pour les différents plans et pour un état du ciel bleu clair

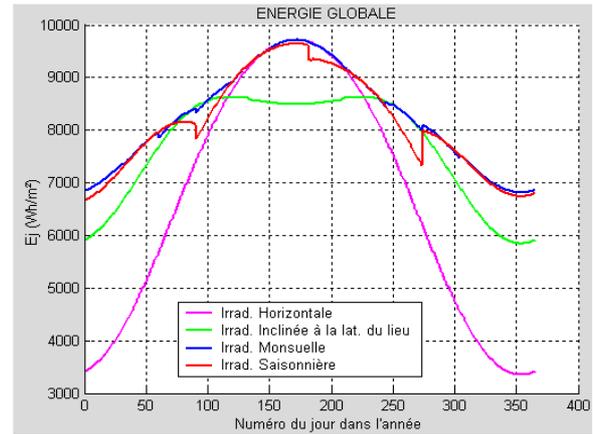


Fig. 35 : Variation de l'irradiation journalière sur le site de Tlemcen pour les différents plans et pour un état du ciel bleu foncé

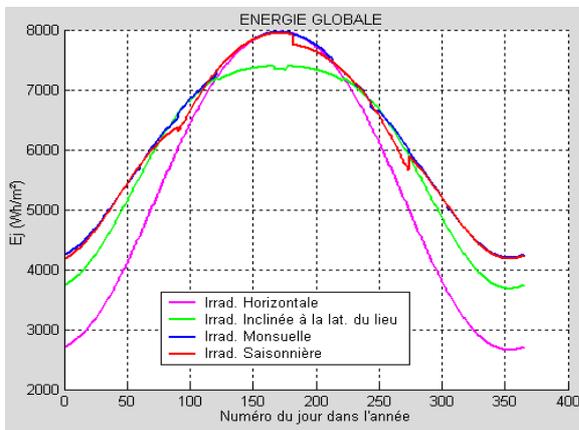


Fig. 36 : Variation de l'irradiation journalière sur le site de Tlemcen pour les différents plans et pour un état du ciel bleu laiteux

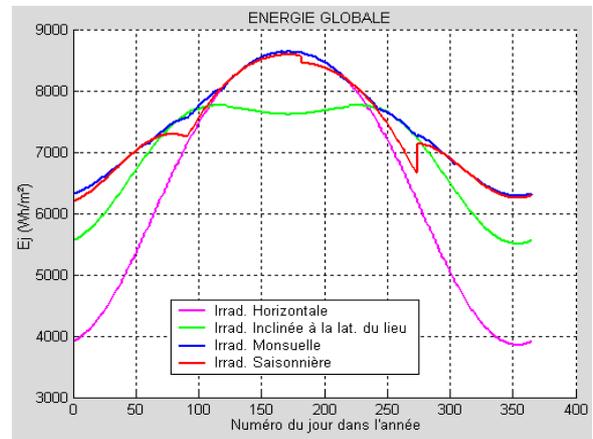


Fig. 37 : Variation de l'irradiation journalière sur le site d'Adrar pour les différents plans et pour un état du ciel bleu clair

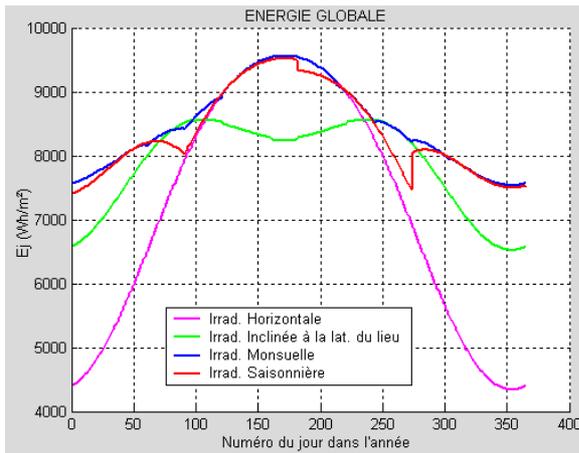


Fig. 38 : Variation de l'irradiation journalière sur le site d'Adrar pour les différents plans et pour un état du ciel bleu foncé

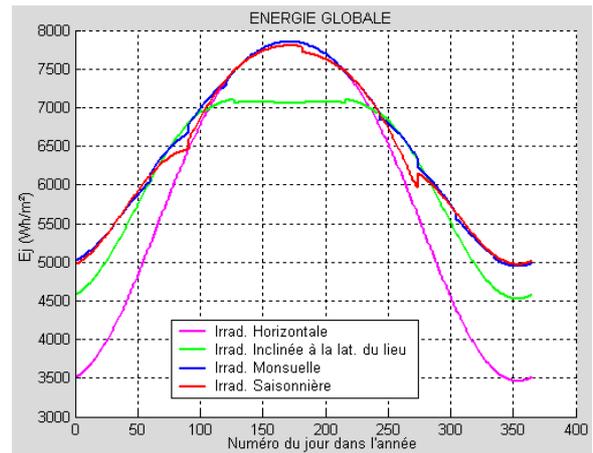


Fig. 39 : Variation de l'irradiation journalière sur le site d'Adrar pour les différents plans et pour un état du ciel bleu laiteux

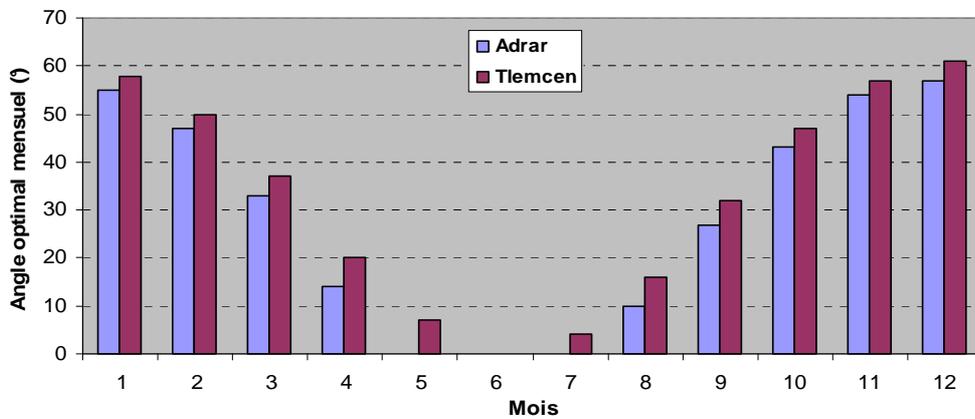


Fig. 40 : Les angles optimaux mensuels pour les deux sites Tlemcen et Adrar pour un état du ciel bleu clair

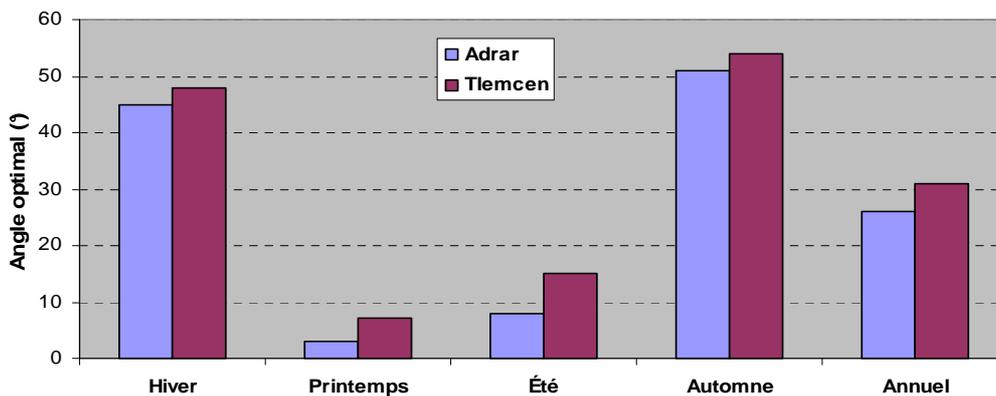


Fig. 41 : Les angles optimaux annuel et saisonnier pour les deux sites Tlemcen et Adrar pour un état du ciel bleu

En printemps et en été, les valeurs du gain obtenues entre une orientation annuelle, saisonnière et mensuelle par rapport à l'horizontale sont faibles (ne varient presque pas pour les mois d'Avril et de Mai). Par contre en hiver, la variation existe, et elle est très importante surtout pour les mois de Janvier et Décembre. Si nous comparons les valeurs du gain annuel d'une orientation annuelle, saisonnière et mensuelle et celles d'une orientation horizontale, les

écarts sont respectivement 8,20%, 14,18% et 15,37% pour le site d’Adrar et 12,93%, 18,82% et 20,14% pour le site de Tlemcen.

Nous constatons que, en été, plus l’inclinaison du champ de capteurs est faible (proche de l’horizontale), plus la quantité d’énergie produite est importante. Pendant les mois d’hiver, plus l’inclinaison est forte (proche de verticale), plus la différence entre les quantités d’énergie récupérées en été et en hiver diminue (tableau ci-après).

Sur les tableaux 12,13 et 14, nous avons reporté les gains en énergies annuelles des différents plans par rapport au plan horizontal et au plan incliné d’un angle égal à la latitude du lieu.

Tableau 12 : Gains mensuels et annuels moyens relatifs aux différents calages par rapport au plan horizontal pour les sites d’Adrar et de Tlemcen

Mois	Adrar				Ciel Bleu claire						
	Jan	130.64	180.49	198.74	201.26	38,16	52,13	54,06	10,11	11,51	1,27
Fev	145.22	184.30	194.38	194.46	26,91	33,85	33,91	5,47	5,51	0,04	
Mar	200.58	227.72	225.02	228.99	13,53	12,18	14,16	-1,19	0,56	1,76	
Avr	229.21	231.74	231.32	235.23	1,10	0,92	2,63	-0,18	1,51	1,69	
Mai	259.07	238.61	258.80	259.07	-7,90	-0,10	0,00	8,46	8,57	0,10	
Jui	258.52	228.67	257.10	258.52	-11,55	-0,55	0,00	12,43	13,05	0,55	
Juil	262.97	237.68	259.80	262.97	-9,62	-1,21	0,00	9,31	10,64	1,22	
Aou	261.61	255.38	264.27	264.38	-2,38	1,02	1,06	3,48	3,52	0,04	
Sép	205.56	225.39	215.24	225.46	9,65	4,71	9,68	-4,50	0,03	4,75	
Oct	171.29	211.12	217.66	219.16	23,25	27,07	27,95	3,10	3,81	0,69	
Nov	131.82	179.21	197.45	197.61	35,95	49,79	49,91	10,18	10,27	0,08	
Déc	120.77	171.83	194.60	195.62	42,28	61,13	61,98	13,25	13,85	0,52	
	198.11	214.35	226.20	228.56	13,28	20,08	21,28	5,83	6,90	1,06	
	Horizontale	Annuelle	Saisonnaire	Mensuelle	A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S	
		8,20	14,18	15,37							
			5,53	6,63							
				1,04							
Mois	Tlemcen				Ciel Bleu claire						
	Jan	103.30	160.71	176.96	180.54	55,58	71,31	74,77	10,11	12,34	2,02
Fev	122.81	171.35	181.69	182.06	39,52	47,94	48,25	6,03	6,25	0,20	
Mar	181.91	220.62	220.98	222,50	21,28	21,48	22,31	0,16	0,85	0,69	
Avr	220.12	231.18	227,21	233,23	5,02	3,22	5,96	-1,72	0,89	2,65	
Mai	258.48	242.46	260.20	260,20	-6,20	0,67	0,67	7,32	7,32	0,00	
Jui	262.07	233,75	261,04	262,07	-10,81	-0,39	0,00	11,67	12,12	0,39	
Juil	264,37	242,11	260,93	264,91	-8,42	-1,30	0,20	7,77	9,42	1,53	
Aou	254,92	256,78	263,09	263,15	0,73	3,20	3,23	2,46	2,48	0,02	
Sép	189,94	220,54	210,64	220,72	16,11	10,90	16,21	-4,49	0,08	4,79	
Oct	147,80	198,67	207,40	207,58	34,42	40,32	40,45	4,39	4,48	0,09	
Nov	105,68	161,04	178,42	178,96	52,38	68,83	69,34	10,79	11,13	0,30	
Déc	92,96	150,27	170,65	172,38	61,65	83,57	85,43	13,56	14,71	1,01	
	183.70	207.46	218.27	220.69	21,77	29,15	30,57	5,67	6,84	1,14	
	Horizontale	Annuelle	Saisonnaire	Mensuelle	A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S	
		12,93	18,82	20,14							
			5,21	6,38							
				1,11							

Les gains théoriques pour un état de ciel bleu clair :

- ⇒ Le gain en énergie d’un plan incliné à la latitude du lieu par rapport au plan horizontale est :

13,28 % pour le site d’Adrar
21,77 % pour le site de Tlemcen.

↳ Le gain en énergie d'un plan incliné d'un angle optimal saisonnier par rapport au plan horizontal est :

20,08 % pour le site d'Adrar
29,15 % pour le site de Tlemcen.

↳ Le gain en énergie d'un plan incliné d'un angle optimal mensuel par rapport au plan horizontal est :

21,28 % pour le site d'Adrar
30,57 % pour le site de Tlemcen.

↳ Le gain en énergie d'un plan incliné d'un angle optimal saisonnier par rapport au plan incliné d'un angle optimal annuel est :

5,83 % pour le site d'Adrar
5,67 % pour le site de Tlemcen.

↳ Le gain en énergie d'un plan incliné d'un angle optimal mensuel par rapport au plan incliné d'un angle optimal annuel est :

6,90 % pour le site d'Adrar
6,84 % pour le site de Tlemcen.

↳ Le gain en énergie d'un plan incliné d'un angle optimale mensuelle par rapport au plan incliné d'un angle optimal saisonnier est :

1,06 % pour le site d'Adrar
1,14 % pour le site de Tlemcen.

Tableau 13 : Gains mensuels et annuels moyens relatifs aux différents calages par rapport au plan horizontal pour les sites d'Adrar et de Tlemcen

Mois	Adrar				Ciel Bleu foncé						
	Jan	146,82	212,14	235,38	238,88	44,49	60,32	62,70	10,95	12,60	1,49
Fev	162,41	212,47	225,06	225,20	30,83	38,58	38,66	5,92	5,99	0,06	
Mar	223,19	256,85	253,48	258,27	15,08	13,57	15,72	-1,31	0,55	1,89	
Avr	254,21	256,43	255,85	261,10	0,87	0,64	2,71	-0,23	1,82	2,05	
Mai	286,96	260,79	286,64	286,96	-9,12	-0,11	0,00	9,91	10,03	0,11	
Jui	286,28	247,77	285,02	286,28	-13,45	-0,44	0,00	15,03	15,54	0,44	
juil	291,25	259,10	286,93	291,25	-11,04	-1,48	0,00	10,74	12,41	1,51	
Aou	271,60	264,38	274,52	274,62	-2,66	1,08	1,11	3,84	3,87	0,03	
Sép	228,45	252,63	240,02	252,66	10,58	5,06	10,60	-4,99	0,01	5,27	
Oct	191,28	241,92	249,73	251,88	26,48	30,56	31,69	3,23	4,12	0,86	
Nov	148,00	209,82	233,26	233,40	41,77	57,61	57,71	11,17	11,24	0,06	
Déc	135,98	203,44	233,19	234,32	49,61	71,48	72,32	14,62	15,18	0,49	
	218,87	239,81	254,92	257,90	15,29	23,07	24,43	6,57	7,78	1,19	
	Horizontale	Annuelle	Saisonnière	Mensuelle	A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S	
		9,57	16,47	17,83							
			6,30	7,54							
				1,17							
Mois	Tlemcen				Ciel Bleu foncé						
Jan	116,74	193,37	215,35	219,71	65,64	84,47	88,20	11,36	13,62	2,02	
Fev	137,95	200,83	214,28	214,68	45,58	55,33	55,62	6,70	6,90	0,19	
Mar	203,02	251,35	251,23	253,59	23,81	23,75	24,91	-0,05	0,89	0,94	
Avr	244,56	257,27	252,79	260,11	5,20	3,36	6,36	-1,74	1,10	2,90	
Mai	286,58	265,87	288,12	288,09	-7,23	0,54	0,53	8,37	8,36	-0,01	
Jui	290,40	254,84	288,54	290,40	-12,25	-0,64	0,00	13,22	13,95	0,65	

juil	293,03	264,79	287,39	293,32		-9,64	-1,92	0,10	8,54	10,77	2,06
Aou	264,69	266,93	274,10	274,00		0,85	3,56	3,52	2,69	2,65	-0,04
Sép	211,64	249,32	237,87	249,51		17,81	12,39	17,89	-4,59	0,07	4,89
Oct	165,71	231,01	241,94	242,43		39,40	46,00	46,30	4,74	4,94	0,20
Nov	119,29	192,73	215,76	216,39		61,56	80,87	81,39	11,95	12,27	0,29
Déc	105,29	182,67	210,23	212,34		73,50	99,67	101,67	15,09	16,24	1,00
	203,24	234,25	248,13	251,21		25,35	33,95	35,54	6,36	7,65	1,26
	Horizontale	Annuelle	Saisonnaire	Mensuelle		A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S
		15,26	22,09	23,60							
			5,93	7,24							
				1,24							

Tableau 14 : Gains mensuels et annuels moyens relatifs aux différents calages par rapport au plan horizontal pour les sites d’Adrar et de Tlemcen

Mois	Adrar				Ciel Bleu Laiteux						
Jan	117,3905	149,9642	161,1377	161,888		27,75	37,27	37,91	7,45	7,95	0,47
Fev	130,8483	157,1239	162,8495	161,9269		20,08	24,46	23,75	3,64	3,06	-0,57
Mar	181,4374	200,0794	196,2577	199,8648		10,27	8,17	10,16	-1,91	-0,11	1,84
Avr	207,9694	209,1692	210,2021	212,3845		0,58	1,07	2,12	0,49	1,54	1,04
Mai	235,3797	219,3745	235,1941	235,3797		-6,80	-0,08	0,00	7,21	7,30	0,08
Jui	234,9558	211,8869	233,5892	234,9558		-9,82	-0,58	0,00	10,24	10,89	0,59
Juil	238,97	219,1649	236,6806	238,97		-8,29	-0,96	0,00	7,99	9,04	0,97
Aou	222,4434	218,0625	224,6716	224,7299		-1,97	1,00	1,03	3,03	3,06	0,03
Sép	186,1433	199,7742	193,5905	199,3917		7,32	4,00	7,12	-3,10	-0,19	3,00
Oct	154,5017	181,4745	183,666	184,8016		17,46	18,88	19,61	1,21	1,83	0,62
Nov	118,5024	149,6542	160,3654	159,2765		26,29	35,33	34,41	7,16	6,43	-0,68
Déc	108,4549	141,4182	155,1079	154,1575		30,39	43,02	42,14	9,68	9,01	-0,61
	178,08	188,10	196,11	197,31		9,44	14,30	14,85	4,43	4,98	0,56
	Horizontale	Annuelle	Saisonnaire	Mensuelle		A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S
		5,62	10,12	10,80							
			4,26	4,90							
				0,61							
Mois	Tlemcen				Ciel Bleu Laiteux						
Jan	92,76	125,47	138,56	139,99		35,27	49,37	50,92	10,43	11,57	1,03
Fev	110,40	139,60	148,24	148,17		26,45	34,28	34,22	6,20	6,14	-0,05
Mar	164,17	189,11	189,08	191,18		15,19	15,17	16,45	-0,02	1,09	1,11
Avr	199,42	207,97	205,04	208,56		4,29	2,82	4,58	-1,41	0,28	1,72
Mai	234,65	225,72	236,29	236,29		-3,81	0,70	0,70	4,68	4,68	0,00
Jui	238,07	221,02	237,60	238,16		-7,16	-0,20	0,04	7,51	7,76	0,23
juil	240,08	227,39	236,97	240,78		-5,29	-1,30	0,29	4,22	5,89	1,61
Aou	216,19	219,21	222,10	222,06		1,40	2,74	2,72	1,32	1,30	-0,02
Sép	171,63	191,99	187,11	192,44		11,86	9,01	12,12	-2,54	0,23	2,85
Oct	132,99	164,11	170,73	171,54		23,41	28,38	28,99	4,03	4,52	0,47
Nov	94,89	126,78	140,11	140,06		33,61	47,65	47,59	10,51	10,47	-0,04
Déc	83,52	115,50	130,76	131,20		38,29	56,57	57,09	13,22	13,59	0,33
	164,90	179,50	186,88	188,37		14,46	20,43	21,31	4,84	5,63	0,77
	Horizontale	Annuelle	Saisonnaire	Mensuelle		A/H	S/H	M/H	S/A	M/A	M/S
		8,85	13,33	14,23							
			4,12	4,95							
				0,79							

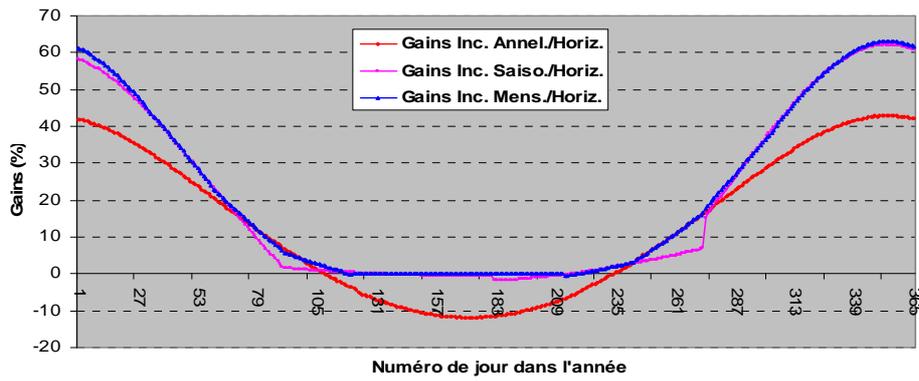


Fig. 42 : Gains quotidiens moyens relatifs aux différents calages par rapport au plan horizontal pour le site d'Adrar (ciel bleu clair)

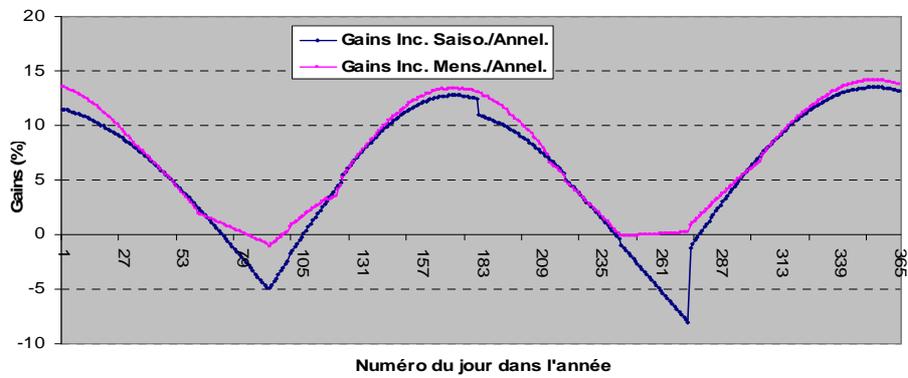


Fig. 43 : Gains quotidiens moyens relatifs au plan incliné d'un angle optimal mensuel et angle optimal saisonnier par rapport au plan incliné d'un angle optimal annuel pour le site d'Adrar (ciel bleu clair)

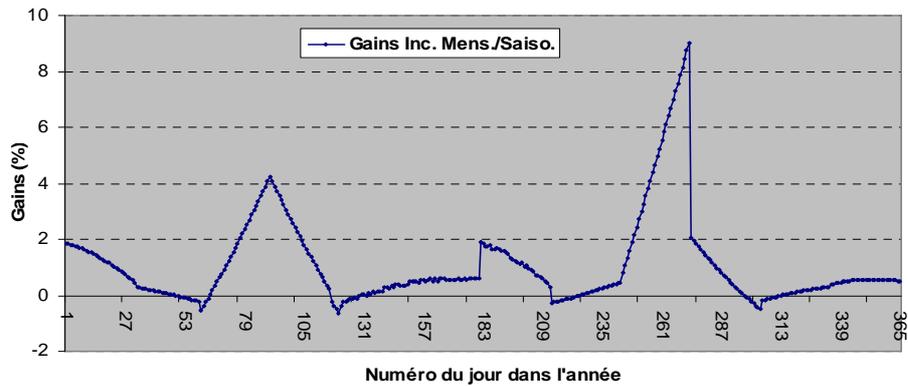


Fig. 44 : Gains quotidiens moyens relatifs au plan incliné d'un angle optimal mensuel par rapport au plan incliné d'un angle optimal saisonnier pour le site d'Adrar (ciel bleu clair)

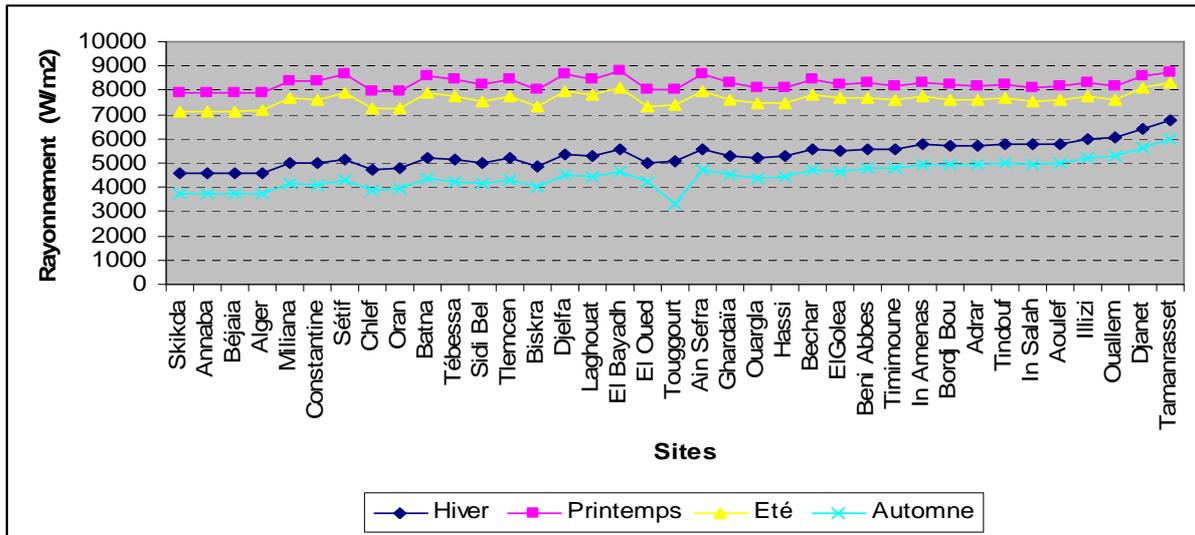


Fig. 96 : Rayonnement global par jour clair en Algérie

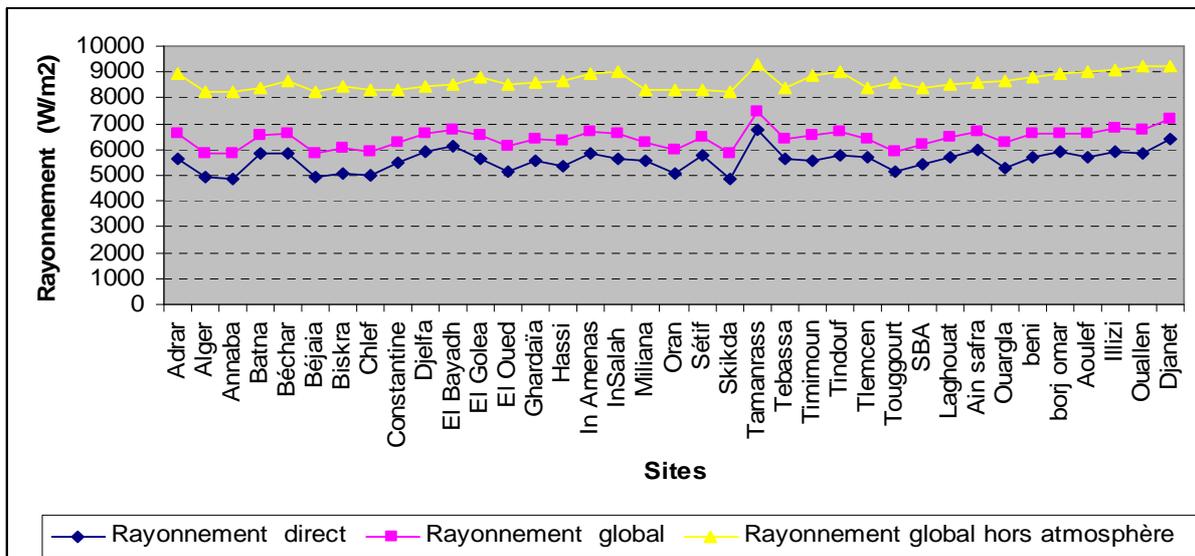


Fig. 97 : Rayonnement global, direct par jour clair en Algérie

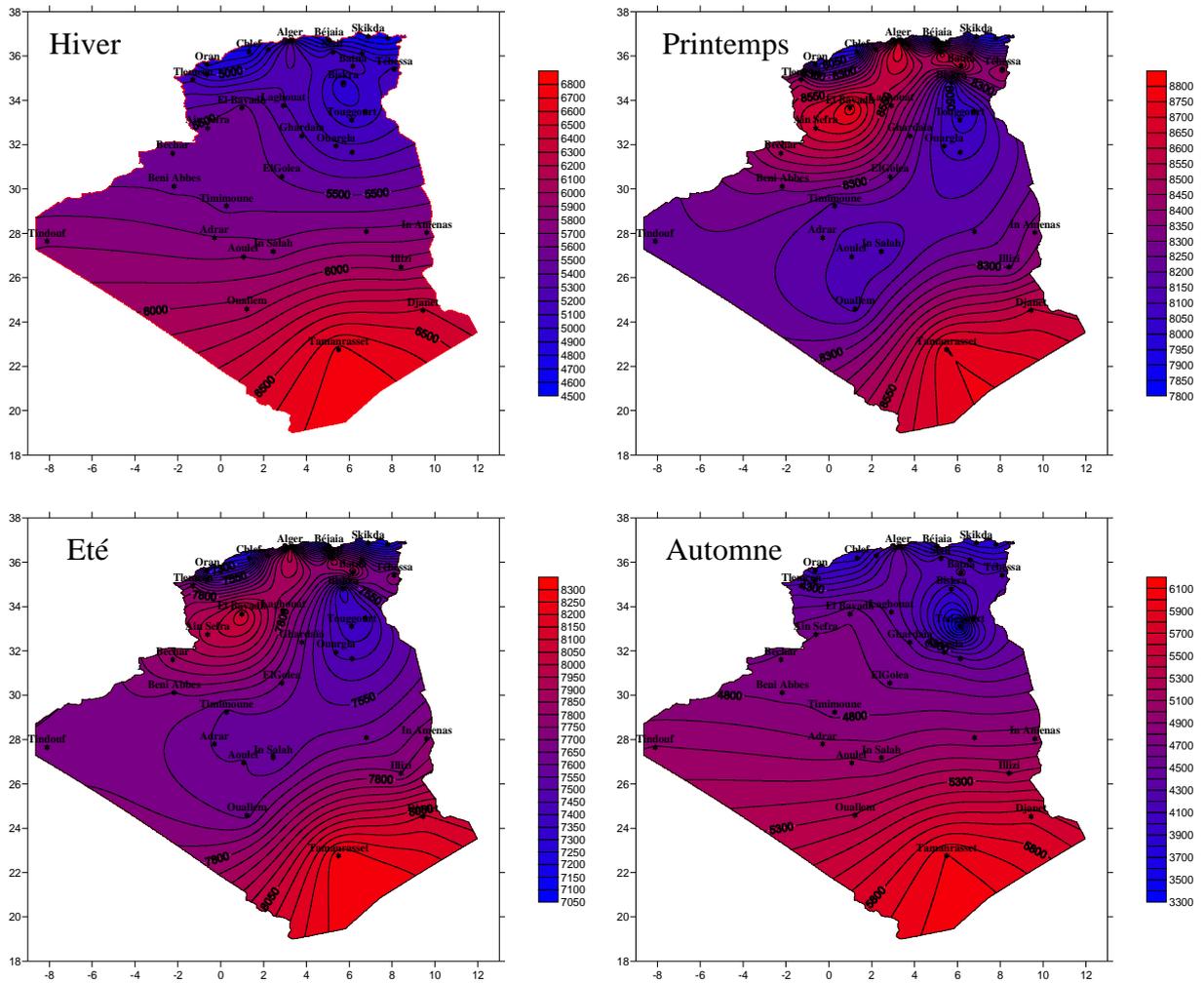


Fig. 98 : Rayonnement global par jour clair

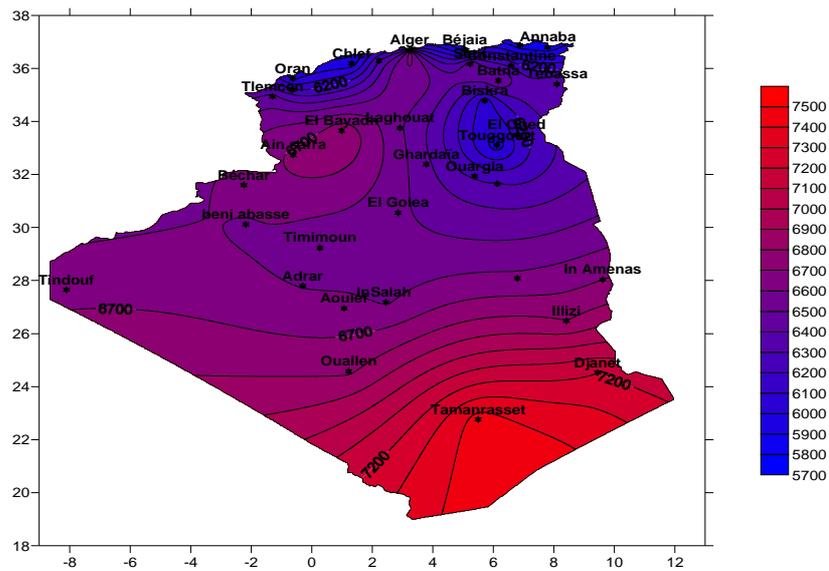


Fig. 99 : Rayonnement global par jour clair

24. Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons décrit en premier temps le mouvement terre-soleil à chaque instant de la journée et de l'année. Ce mouvement est nécessaire pour l'orientation d'un capteur pour un site donné.

Ensuite nous avons présenté brièvement les atténuations du rayonnement solaire et les paramètres essentiels à l'estimation des énergies captées par les systèmes PV, le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil.

25. Référence bibliographies

- [1] www.worldtravelguide.net/Algeria/weather-climate-geography
- [2] Hammouche R. « Atlas vent de l'Algérie/ONM. Algiers » : Office des publications Universitaires (OPU), 1990.
- [3] MAGELLAN GeographisSM. (805) 685-3100. 1997. www.maps.com.
- [4] C. P. de Brichaumbot et C. Vauge, « Le gisement solaire », Ed. Tech. & Doc., Paris, 1982.
- [5] R. Donald, Solar Energy. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1981.
- [6] F. Benyarou « Conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Thèse de Doctorat d'état. Université de Tlemcen. Juillet 2004.
- [7] M. Capderou, « Atlas Solaire de l'Algérie », Tome1, Vol 1 : Modèles théoriques et Expérimentaux, Office des Publications Universitaires, Algérie, 1987.
- [8] J. M. Chassériaux, « Conversion thermique du rayonnement solaire », bordas Paris.1984.
- [9] M. Geyer, and, W. B. Stine, Power From the Sun (Powerfromthesun.net) ». J.T. Lyle Center, 2001.
- [10] R. Maouedj, « application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Mémoire de Magistère, Université de Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, 2005.
- [11] M M. Capderou, « Atlas solaire de l'Algérie », Tome 2, OPU, 1986.
- [12] S. Mejdoub, « Simulation et optimisation des paramètres phot solaire », thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2001.
- [13] Y. Jannot, Cours de Transferts thermiques, Thermique solaire, Octobre 2003.
- [14] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application ». Technique et Documentation, Paris, 1979
- [15] Dominique, Michèle Frémy, Le monde et Astronomie, quid 2001, France Loisir, Paris 2001.
- [16] F. G. Acien Fernandez, F. Garcia Camacho, « Modelling of Biomass productivity in tubular photobioreactors for microalgal Cultures, Effects of Dilution Rate, tube diameter and solar irradiation », Biotechnology and bioengineering. Vol 58, N°6, pp605-616.1998.
- [17] J. A. Duffie, and J. W. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 2^{ed}, Inc, 1991.
- [18] C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Revue énergies renouvelables Vol.6 (pp.69-76). 2003.
- [19] S. Mejdoub, « Simulation et optimisation des paramètres phot solaire », thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2001.
- [20] G. Menguy, M. Schwartz « Le rayonnement solaire », 1982.
- [21] L. Kemmouche, « Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne », mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.
- [22] J. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy « Le Pompage Photovoltaïque ». Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.
- [23] A. Lauger J-A.Roger technique et documentation « les photopiles solaires », année1981.
- [24] P. De Brichambaut « Evaluation énergétique d'un gisement solaire », Tec et Doc 1984.
- [25] A.A.Sfeir, G.Guarracino, « Ingénierie des systèmes solaires, application à l'habitat ». Technique et documentation 1981.
- [26] A. Moumami, N. Hamani, N. Moumami & Z. Mokhtari, « estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de biskra », 8^{ème} séminaire international sur la physique énergétique, centre universitaire de bechar–algerie, novembre 2006.

[27] « Chapitre 4 évaporation et interception », cour html du rayonnement solaire sur l'internet.

[28] Alain Ricaud, « Photopiles solaires, De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés ». Presses polytechniques et universitaires romandes.1997.

CHAPITRE III

ENERGIE SOLAIRE ET CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE (PV)

Energie solaire et conversion photovoltaïque (PV)

1. Introduction

L'énergie solaire est le rayonnement électromagnétique (comprenant les lumières infrarouge, visible et ultraviolette) libéré par les réactions thermonucléaires dans le noyau du soleil. L'énergie solaire est la source de toute forme d'énergie consommée par les humains, sauf dans quelques exceptions telles que l'énergie nucléaire et l'énergie géothermique. Les formes d'énergie indirectes comprennent l'hydroélectricité, l'énergie thermique des océans, l'énergie marémotrice et l'énergie éolienne. Le soleil alimente aussi le procédé de la photosynthèse, la source initiale de l'énergie contenue dans la biomasse, la tourbe, le charbon et le pétrole. Cependant, on réserve habituellement l'expression « énergie solaire » à la partie de l'énergie rayonnée par le soleil, utilisée dans un but particulier grâce à des dispositifs créés par l'homme.

2. Avantages et inconvénients de l'énergie solaire

Tout système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients [1,2,3] :

2.1. Avantages :

- Le soleil fournit en permanence 10 000 fois la consommation mondiale en énergie. Le rayonnement solaire permanent arrivant à la surface de la terre a une puissance de 1000 W/m².
- Une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du Milliwatt au MégaWatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant (électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est pas par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales.
- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.
- Les modules photovoltaïques sont recyclables : les composants comme les cellules de silicium, les faces en verre et les cadres en aluminium sont récupérés, réutilisés ou recyclés par différents procédés.
- Temps de réalisation d'une centrale PV est minimum.
- Ils ont une longue durée de vie (+ de 25 ans).
- On élimine les frais et les risques de transport associés à des énergies fossiles.

2.2. Inconvénients :

- Production d'énergie dépendant de l'ensoleillement, toujours variable.
- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230V alternatif. Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (< 30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Le stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% (70% maximum) de leur capacité maximale. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3 à 5ans), ce qui entraîne un surcoût au fonctionnement.

3. Modélisation d'une cellule solaire

a. Cas idéal

L'équation caractéristique d'une cellule solaire idéale est de la forme [4] :

$$I = I_{CC} - I_D = I_{CC} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{KT}} - 1 \right) \quad (1)$$

Le circuit électrique équivalent correspondant à une cellule solaire est :

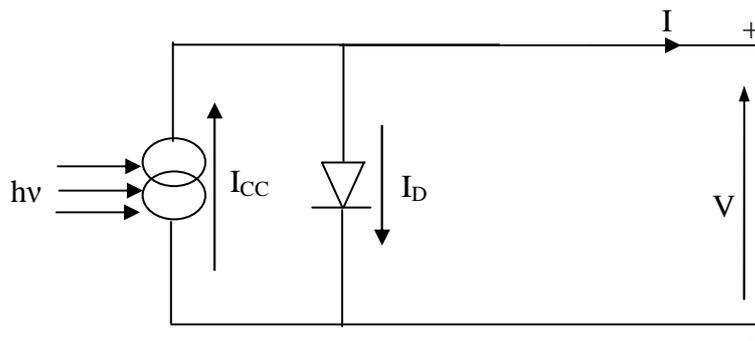


Fig.1 : Cellule solaire idéale

I, V : Courant et tension fournis par la cellule.

I_D : Courant de diode donnée par [5] :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV}{KT}} - 1 \right) \quad (2)$$

b. Cas réel :

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances (R_S et R_P) [6].

- R_S : Résistance série, due essentiellement aux pertes par effets Joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (Semi conducteur, électrodes). Elle s'exprime par : [7]

$$R_S = \rho \cdot \frac{L}{S_g} + R_m \tag{3}$$

Avec :

ρ : La résistivité de la grille.

L : La longueur de la grille.

S_g : Section des grilles collectrices.

R_m : Résistance propre du matériau, sa valeur est faible ($< 2\Omega$ pour les cellules au silicium)

- R_P : Résistance parallèle, dite 'Shunt', provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'à la non idéalité de la jonction.

R_S et R_P modifient le courant de court-circuit de la cellule en photo- courant I_{Ph} , on aura donc le montage électrique équivalent suivant [6,8-10] :

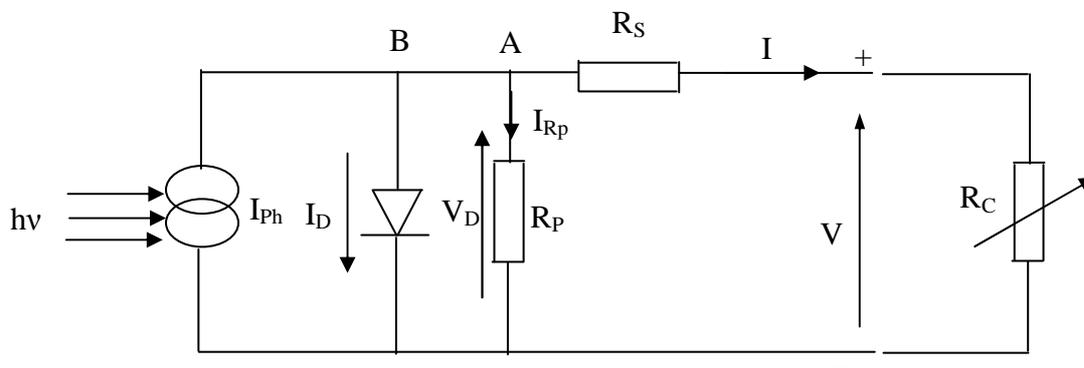


Fig. 2 : Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle

Appliquons la loi de Kirchoff aux nœuds A, B [12] :

$$I = I_{Ph} - I_D - I_{Rp} \tag{4}$$

Le courant I débité par la cellule est la somme algébrique de trois courant :

I_{Ph} : photo courant indépendant de V (ou de R_S), il est proportionnel au flux incident (taux de génération- recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs [12] :

$$I_{Ph} = qg (L_n + L_p) \tag{5}$$

I_{Rp} : courant traversant R_P , si R_P est très grande, il devient très faible est indépendant de la tension [12] :

$$I_{Rp} = \frac{V_D}{R_p} \tag{6}$$

Car : $V_D = R_p I_{Rp} = V + R_s I$ (7)

I_D : Courant diode, il est de même ordre de grandeur que I_{Rp} pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{CO} , il s'écrit sous la forme [12] :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{AKT}} - 1 \right) \tag{8}$$

Remplaçons dans (4) les équations (6), (7) et (8), l'équation caractéristique deviendra :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{AKT}(V + R_s I)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{9}$$

A est le facteur d'idéalité de la cellule qui dépend des mécanismes de recombinaison dans la zone de charge d'espace. Pour les cellules actuellement commercialisées au Silicium, on prend $A=1$.

La représentation graphique $I = f(v)$ de l'équation (9) est :

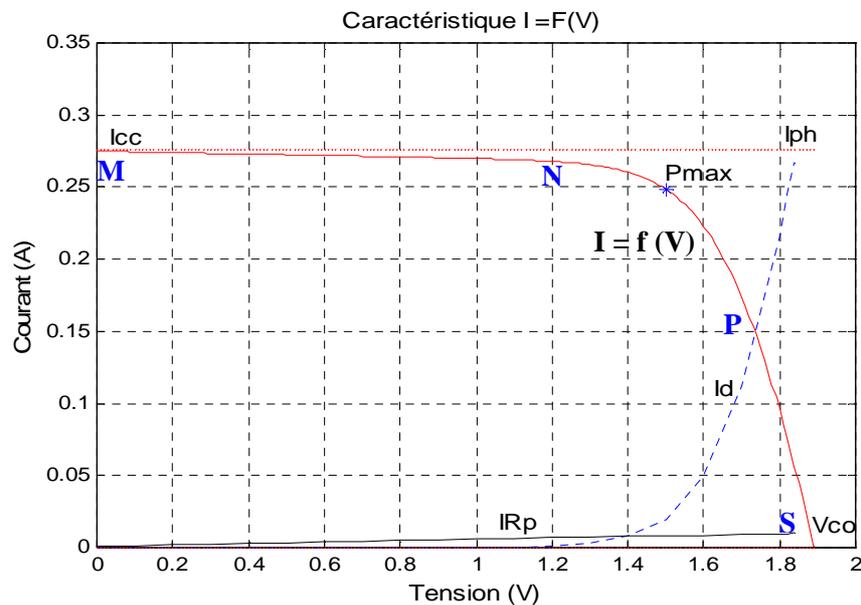


Fig.3 : Caractéristique d'une cellule solaire

4. Caractéristique $I = f(v)$ d'une cellule solaire :

La caractéristique $I = f(v)$ représente la courbe de puissance, sachant que le courant généré est donné par la formule (9) et que la cellule fonctionne sous un éclairage fixe Φ et une température constante T. Le fonctionnement du module est caractérisé essentiellement par trois zones présentées sur la figure (3) [13,14] :

- **La zone (1) :** où le courant reste presque constant (pratiquement constant de valeur voisine de I_{CC}) quelle que soit la tension, pour cette région, la cellule se comporte comme un générateur de courant. Le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions petites.
- **La zone (2) :** cette zone est caractérisé par une variation de courant correspondant à une tension presque constante (voisine de tension en circuit ouvert V_{CO}), le fonctionnement de la cellule dans cette zone donne des puissances faibles, des courants petits et des tensions élevées. Dans ce cas le générateur est fonctionne comme un générateur de tension.
- **La zone (3) :** correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement de la cellule, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé. Cette zone est caractérisée par des puissances élevées, des courants et des tensions acceptables.

5. Paramètres caractéristiques d'une cellule solaire

Ces paramètres sont caractérisés par ceux des modules constituant le champ PV [15-17] :

- **Courant de court circuit I_{CC} :**

Il est obtenu pour une tension de sortie nulle à partir de l'équation (9) :

$$I_{CC} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qR_S I_{CC}}{KT}} - 1 \right] - \frac{R_S I_{CC}}{R_P} \quad (10)$$

Dans le cas d'une cellule idéale ($R_S \rightarrow 0$ et $R_P \rightarrow \infty$)

$$I_{CC} = I_{ph} = qg (L_n + L_p) \quad (11)$$

Tenant compte de l'effet des résistances R_S et R_P ; le courant de court circuit varie en fonction de ces deux résistances et est proportionnel au flux incident.

- **Tension en circuit ouvert :**

Elle est obtenue pour un courant de sortie nul à partir de l'équation (9)

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{qV_{CO}}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V_{CO}}{R_P} \quad (12)$$

Dans le cas d'une cellule idéale ($R_S \rightarrow 0$, $R_P \rightarrow \infty$, $I_{ph} = I_{CC}$ et $A=1$)

$$V_{CO} = \frac{nKT}{q} \text{Log} \left[1 + \frac{I_{CC}}{I_0} \right] \quad (13)$$

V_{CO} augmente quand I_0 diminue, elle ne dépend que de la nature du cristal et de la jonction.

- **Facteur de forme FF :**

C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale) :

$$FF = \frac{P_{\max}}{P_{opt}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (14)$$

Il caractérise l'influence mixte des résistances série et parallèle sur la caractéristique $I = f(v)$, il montre la déviation de la courbe courant-tension par rapport à un rectangle (de longueur V_{CO} et largeur I_{CC}) qui correspond à la photopile idéale.

- **Facteur de qualité :**

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

- **Rendement énergétique maximum η_m :**

Le rendement énergétique maximum d'un générateur photovoltaïque est le rapport de la puissance maximale fournie (P_{\max}) sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i) :

$$\eta_m = \frac{P_{\max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{\phi \cdot S} \quad (15)$$

S : Surface de la cellule solaire.

ϕ : Flux incident.

(I_m, V_m) : Coordonnées du point de fonctionnement.

- **Point de fonctionnement optimal**

Un générateur délivre une puissance $P = I \cdot V$ qui varie avec la charge à alimenter par le système. Cette puissance passe par un point maximum pour une seule valeur de la résistance chargée. Le point optimal varie avec le flux et la température au point maximum. En ce point la dérivée de la puissance est nulle :

$$\partial P = I \cdot \partial I + V \cdot \partial V \quad (16)$$

$$\partial P = 0 \Rightarrow \begin{cases} I \cdot \partial I = 0 \\ V \cdot \partial V = 0 \end{cases} \quad (16)$$

6. Groupement des cellules solaires :

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque [11].

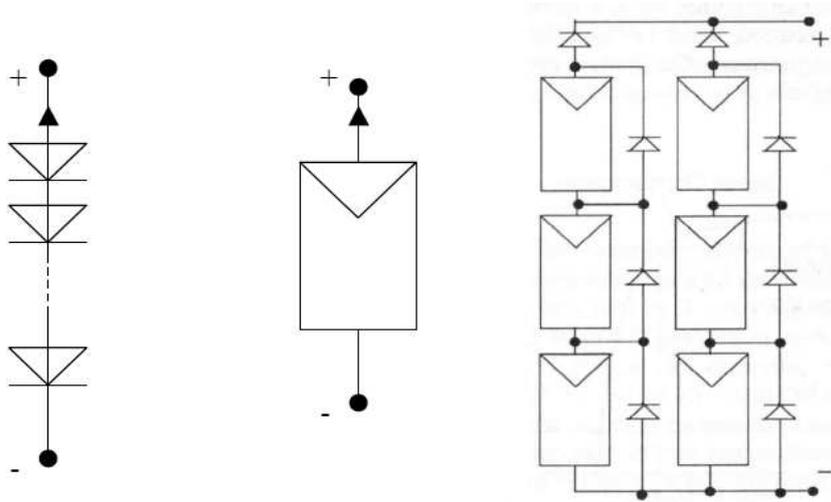


Fig. 4 : Cellules, module et panneau photovoltaïques

6.1. Module photovoltaïque :

Le modèle utilisé pour simuler les performances du module PV (groupement de cellules en série) est déduit du modèle de la caractéristique d’une cellule solaire par l’équation suivante [18] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\frac{q}{n \cdot AKT} (V + R_{Se} I)} - 1 \right] - \frac{V + R_{Se} I}{R_{Pe}} \tag{16}$$

Avec R_{Se} et R_{Pe} résistance série et parallèle du module défini par :

$$R_{Se} = n \cdot R_S \quad \text{et} \quad R_{Pe} = n \cdot R_P$$

6.2. Panneau photovoltaïque :

La modélisation d’un panneau composé de N_S modules en série et N_P modules en parallèle est [19] :

$$I = N_P \cdot I_{ph} - N_P \cdot I_0 \left[e^{\frac{q}{n \cdot AKT \cdot N_S} (V + R_{Se} I)} - 1 \right] - N_P \frac{V + R_{Se} I}{R_{Pe}} \tag{17}$$

Avec R_{Se} et R_{Pe} résistance série et parallèle du module défini par :

$$R_{Se} = n \cdot \frac{N_S}{N_P} \cdot R_S \quad \text{et} \quad R_{Pe} = n \cdot \frac{N_S}{N_P} \cdot R_P$$

L’association de n_p cellules en parallèles et de n_s cellules en séries, nous donne la caractéristique de la figure 5. Celle-ci est homothétique à celle d’une cellule lorsque les diodes de protections n’interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairciment [11].

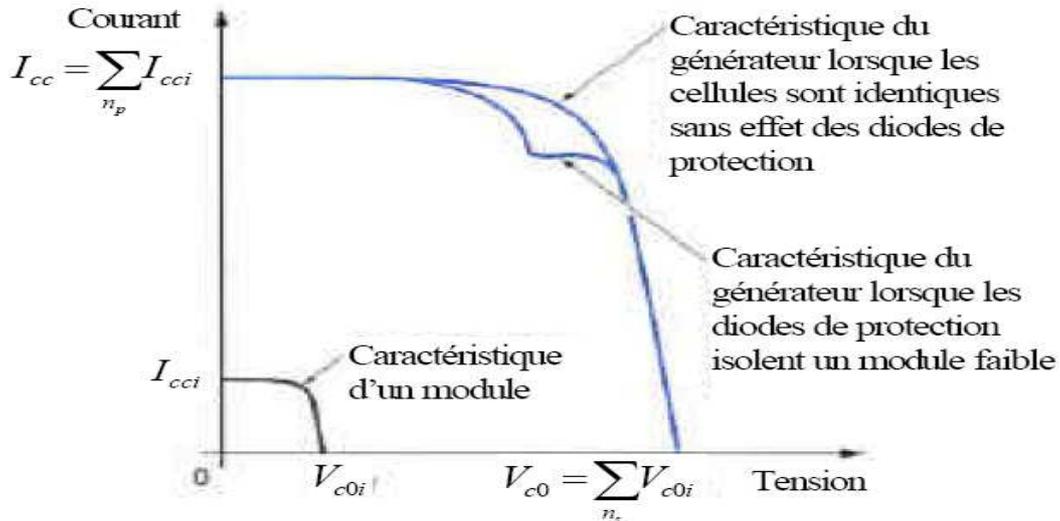


Fig. 5 : Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en séries [20].

Sur chaque courbe (Fig.8-10), le point rouge représente le point de puissance maximale que peut fournir le panneau. On voit bien que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance produite par le générateur. Il peut donc être intéressant d'insérer un convertisseur de puissance entre le générateur photovoltaïque et sa charge pour assurer un fonctionnement à puissance maximale quelles que soient la charge et les conditions d'éclairement et de température, grâce à un convertisseur de caractéristiques $i(v)$. Ce convertisseur est un dispositif d'asservissement de la puissance couramment appelé à pilotage MPPT (Maximum Power Point Tracker) [21-22].

7. Chaîne de conversion électrique :

Dans le cas d'installations autonomes, l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 220 Volts alternatif [11].

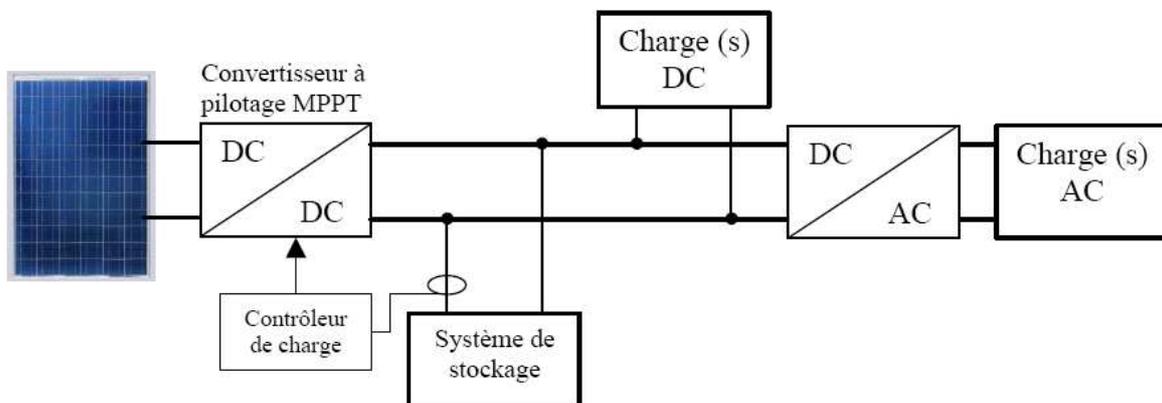


Fig. 6 : Installation photovoltaïque autonome.

Le système peut également être connecté au réseau. L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend inopérant le système de production d'origine renouvelable. Un onduleur réversible est nécessaire si on a une charge à courant continu. Si la consommation locale est supérieure à la production de la centrale, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs voisins [11].

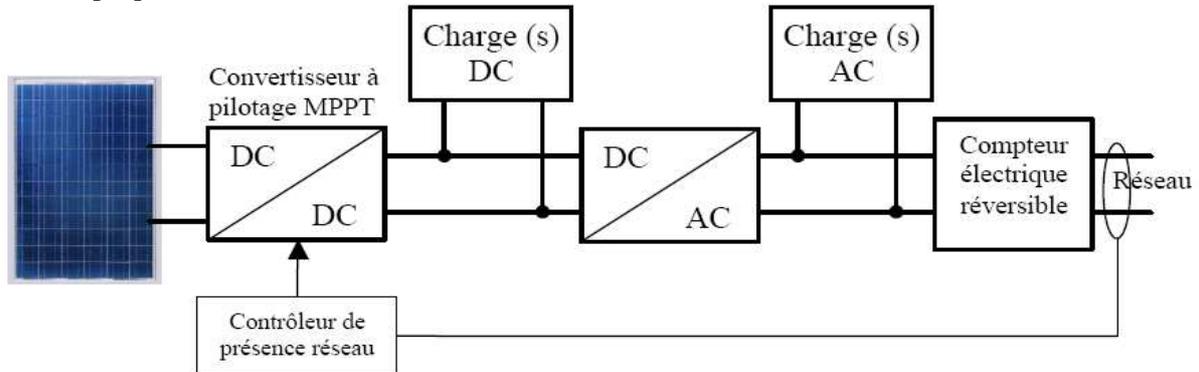


Fig. 7 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.

7. Facteurs limitatifs du rendement :

❖ Influence de l'éclairement :

Lorsque l'éclairement varie, ce qui est inévitable le long d'une journée ensoleillée, la caractéristique d'une cellule photovoltaïque évolue. Il y a proportionnalité entre le photocourant et le flux lumineux tombant sur la cellule, et cet augmentation d'ensoleillement se traduit par un déplacement de la caractéristique $I = f(v)$ suivant l'axe des courants et donc un décalage du point P_{max} du panneau solaire vers les puissances inférieures.

L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension à circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension à circuit ouvert est logarithmique [10,23,24].

L'influence du flux lumineux sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (8) à une température constante $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

❖ Influence de la température

Si la température de la cellule (de jonction) augmente, le photo-courant I_{ph} augmente également due principalement à la diminution du largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de $25\text{ }\mu\text{A}/\text{cm}^2\cdot\text{K}$, soit une variation de $+0,1\%/K$ [10]. Le courant directe de diode augmente aussi, mais beaucoup plus vite entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert de l'ordre de $-2,2\text{ mV}/K$, soit une variation relative de $-0,4\%/K$ [10,24] et donc un décalage du point P_{max} vers les puissances inférieures. L'augmentation de la température se traduit donc au total par une diminution relative de la puissance fournie est estimée environ de $-0,35\%/K$ [10,16].

L'influence de la température sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (9) pour un éclairement fixe $E = 1000\text{ W}/\text{m}^2$.

❖ Influence de la résistance série R_s

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi conducteur (résistivité du matériau) et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule (des électrodes).

Les contacts semi conducteur – électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.

L'influence de la résistance série sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (10) pour un éclairement $E = 1000 \text{ W/m}^2$ et une température $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Cette influence est traduite par une diminution de la pente de la courbe dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension (Zone 2). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule [16].

La résistance série ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court-circuit [10].

❖ Influence de la résistance parallèle R_p :

La résistance parallèle (ou shunt) est liée directement au processus de fabrication, elle caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau semi conducteur et de l'épaisseur des régions N et P et de la zone de charge et d'espace (ZCE).

L'existence de fissures et de défaut de structures complexes devient le siège de phénomène physique assimilable aussi à une résistance parallèle (R_p).

Ordre de grandeur de R_p pour une cellule au Si : $R_p = 102$ à 104Ω . R_p augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs de courant [15].

L'influence de la résistance parallèle sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (11) pour un éclairement $E = 1000 \text{ W/m}^2$ et une température $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de courant (Zone 1). Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée [15,26,27]. Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la photopile ; en outre, une photopile dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclairement [10].

❖ Influence de facteur de qualité :

L'augmentation du facteur de qualité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement.

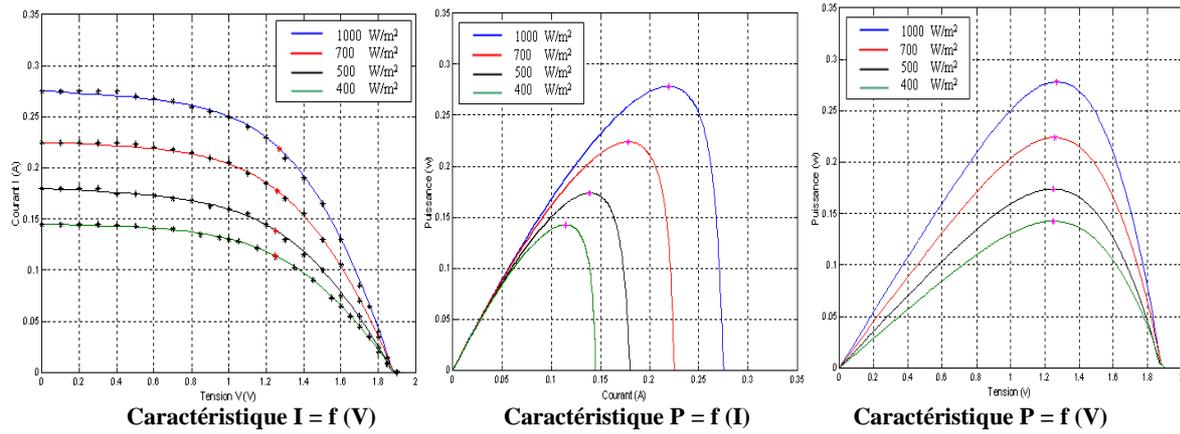


Fig. 8 : L'influence du flux sur les caractéristiques de la cellule solaire

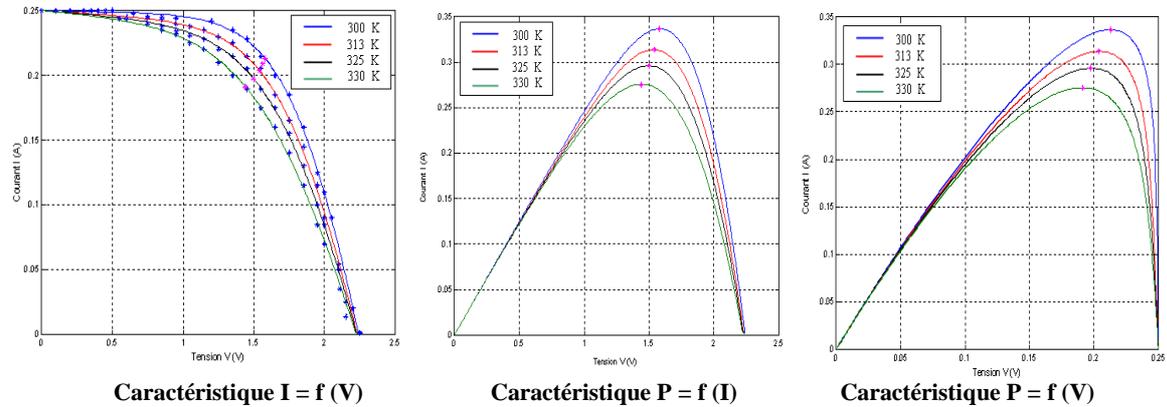


Fig. 9 : L'influence de la température sur les caractéristiques de la cellule.

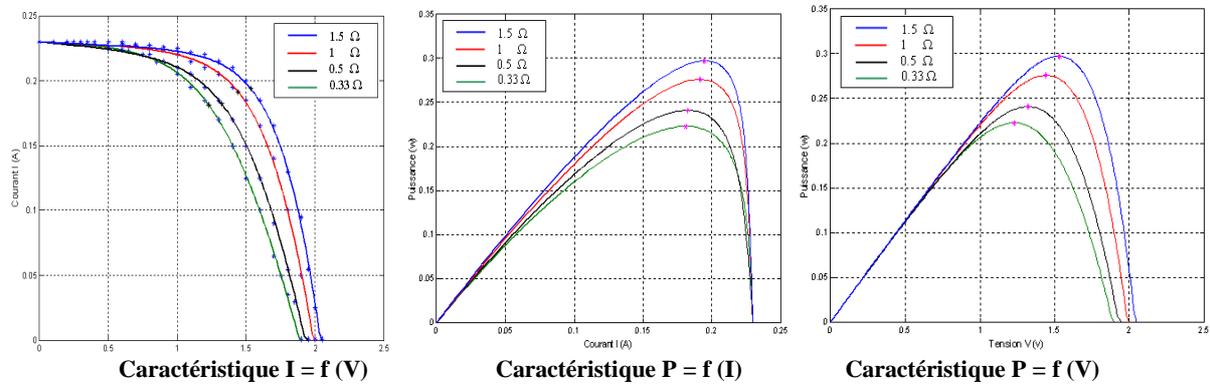


Fig. 10 : L'influence de la résistance série sur les caractéristiques de la cellule.

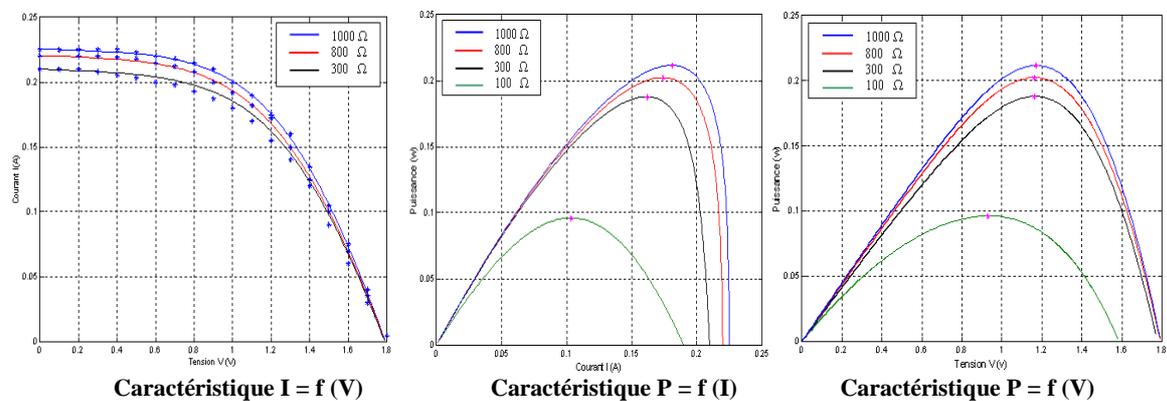


Fig. 11 : L'influence de la résistance parallèle sur les caractéristiques de la cellule solaire.

8. Modèle du générateur photovoltaïque :

Un panneau solaire est un dispositif destiné à récupérer le rayonnement solaire pour le convertir en une autre forme d'énergie, (électrique ou thermique) utilisable par l'homme.

Un module solaire photovoltaïque (ou panneau solaire photovoltaïque) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques .

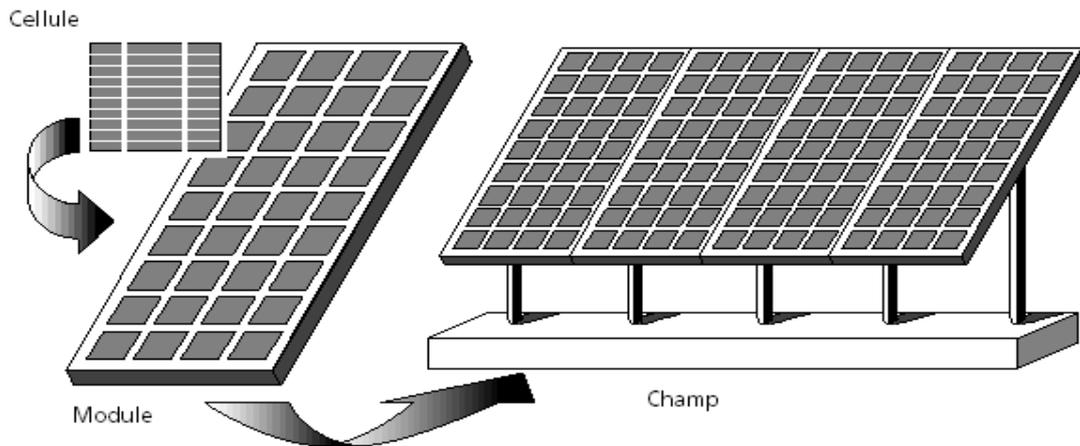


Fig. 12 : Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ photovoltaïque [15].

Le générateur photovoltaïque est une matrice formée de N_S modules en série et N_P rangées en parallèle, dont la caractéristique I-V peut être décrite par une équation non linéaire de forme implicite [26]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_{se} \cdot I}{A \cdot V_{th}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_{se} I}{R_{pe}} \quad (18)$$

Où :

V_{th} : la tension thermique est donnée par :

$$V_{th} = \frac{nKT_c}{q} \quad (19)$$

T_C : la température de jonction de la cellule.

9. Modèle de la température

a) Température de jonction du module :

La température de jonction T_C de la cellule est par la relation suivante [29,30] :

$$T_C = T_a + (NOCT - 20) \frac{E}{800} \quad (20)$$

Avec :

NOCT : La température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating Cell Temperature).

T_a : La température ambiante.

b) Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure de la journée h de la journée par l'équation suivante [31,32] :

$$T_a = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cdot \cos\left(\frac{14-h}{14-h_r} \pi\right) + T_{\text{moy}} \quad (21)$$

Avec :

h_r : L'heure du lever du soleil.

T_{\max} : La température maximale journalière

T_{\min} : La température minimale journalière

T_{moy} : La température moyenne mensuelle.

11. Variation du courant de saturation :

Le courant de saturation I_0 dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [32].

$$I_0 = A_0 \cdot T_C^3 \cdot \exp\left(\frac{-Eg}{K \cdot T_C}\right) \quad (22)$$

Pour le silicium monocristallin $A_0 = 2.110.10^3$

12. Variation du courant court circuit :

La variation de courant de court-circuit I_{cc} dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [32]

$$I_{CC} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2 (G - G_0)] + K_3 (T_C - T_0) \quad (23)$$

Avec :

G_0 : L'éclairement de référence (1000 w/m^2)

T_0 : La température de référence (298 K)

K_1 , K_2 et K_3 sont des constantes dépendant de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

13. Variation de la tension à circuit ouvert :

La variation de la tension de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle donnée par l'équation suivant [32] :

$$V_{CO} = V_{COO} + \beta \cdot \Delta T + \alpha (G - G_0) \quad (24)$$

Avec :

V_{COO} : la tension à circuit ouvert de référence (V).

α : Coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température (A/°C).

β : Coefficient de variation de la tension de court circuit en fonction de la température (V/°C).

ΔT : la variation de la température (°C).

Les paramètres du générateur identifiant l'équation (18) sont reliés à ceux du module solaire par [26] :

$$I_{ph (gén)} = N_P \cdot I_{ph (mod)} \quad (24)$$

$$I_0 (gén) = N_P \cdot I_0 (mod) \quad (25)$$

$$V_{th (gén)} = N_S \cdot V_{th (mod)} \quad (26)$$

$$R_S (gén) = \frac{N_S}{N_P} R_S (mod) \quad (27)$$

$$R_P (gén) = \frac{N_S}{N_P} R_P (mod) \quad (28)$$

Pour des modules supposés dépourvus de fuites (R_P infinie), l'identification de l'équation (18) nécessite trois points de mesures, dits :

Le point de court-circuit ($I_{cc}, 0$), le point à circuit ouvert ($0, V_{co}$) et le point optimum (I_{op}, V_{op}).

La tension thermique V_{th} et le courant I_0 sont respectivement identifiés par [23] :

$$V_{th} = \frac{(V_{op} + R_S \cdot I_{op} - V_{co})}{\log(1 - \frac{I_{op}}{V_{op}})} \quad (29)$$

$$I_0 = (I_{ph} - I_{op}) \cdot \exp(-\frac{(V_{op} + R_S \cdot I_{op})}{V_{th}}) \quad (30)$$

L'adaptation de l'équation (18) à d'autres niveaux d'éclairements et de températures peut être obtenue par le modèle de SANDSTROM. Ce modèle fait translater un point de référence (I_{ref}, V_{ref}) à un nouveau point (I, V) via les équations (31) à (35) [33]:

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (31)$$

$$\Delta I = \alpha \cdot (\frac{E}{E_{ref}}) \cdot \Delta T + (\frac{E}{E_{ref}} - 1) \cdot I_{SC} \quad (32)$$

$$\Delta V = -\beta \cdot \Delta T - R_S \cdot \Delta I \quad (33)$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (34)$$

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (35)$$

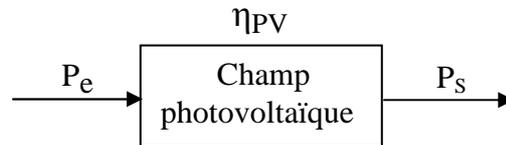
α : Coefficient de variation du courant en fonction de la température.

β : Coefficient de variation de la tension en fonction de la température.

14. Puissance à l'entrée du champ photovoltaïque :

La puissance à l'entrée P_e du champ PV est représentée par :

$$P_e = E_G \cdot S \cdot A_p \quad (36)$$



Avec :

E_G : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : Surface du module photovoltaïque (m^2).

A_p : Nombre de module constituant le champ photovoltaïque.

15. Puissance à la sortie du champ photovoltaïque :

La puissance à la sortie P_s du champ photovoltaïque est représentée par la relation suivante :

$$P_s = V_{Ch} \cdot I_{Ch} \quad (37)$$

V_{Ch} : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).

I_{Ch} : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

La puissance maximale P_{max} à la sortie du champ photovoltaïque est :

$$P_{max} = V_m \cdot I_m \quad (38)$$

(V_m, I_m) étant les coordonnées obtenues au point de fonctionnement

16. Rendement photovoltaïque :

Le rendement η_{PV} de conversion du champ photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_{PV} = \frac{\text{énergie transmise à la charge}}{\text{énergie solaire incidente}}$$

$$\eta_{PV} = \frac{P_s}{E_G A_p \cdot S} \quad (39)$$

Le rendement maximum η_{Ch} de conversion du champ photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$\eta_{Ch} = \frac{P_{max}}{E_G A_p \cdot S} \quad (40)$$

Le rendement n'est pas constant, il dépend de la température T et du rayonnement E_G . Pour le silicium cristallin, la relation du rendement est [32] :

$$\eta_{Ch} = \eta_0 \cdot \eta(E_G) \cdot \eta(T_C) \quad (41)$$

Où :

η_0 : Rendement de référence des modules constituant le champ photovoltaïque sous conditions standards ($T_C = 25^\circ\text{C}$, $E_G = 1000\text{W/m}^2$).

$\eta(E_G)$: Facteur de correction du rendement du champ dû au rayonnement, défini par [29] :

$$\eta(E_G) = a - \frac{b}{E_G} \quad (42)$$

a et b sont des valeurs déterminées expérimentalement ($a = 1,059$ et $b = 31,444 \text{ W/m}^2$).

$\eta(T_C)$: Facteur de correction du rendement dû à la température de jonction défini par [34] :

$$\eta(T_C) = 1 - \varepsilon(T_C - T_R) \quad (43)$$

Avec :

T_R : Température de référence 25°C .

ε : Coefficient de température ($^\circ\text{C}^{-1}$), est déterminé expérimentalement. Il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de 1°C de température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre $0,003$ et $0,005$ ($^\circ\text{C}^{-1}$).

17. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents composants du système de pompage photovoltaïque afin de faciliter l'accès à la modélisation du système.

La modélisation de chaque composant du système photovoltaïque complet a été élaborée à partir de modèles cités dans la littérature (champ PV, convertisseurs, stockage batteries); une telle modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constitutifs.

18. Références Bibliographiques

- [1] http://www.tpepanneauxsolaires.fr/avantages_inconvenients.html
- [2] <http://www.fruitymag.com/inconv%C3%A9nients-d'avantages-s50178.htm>
- [3] Apere, « Guide des énergies renouvelables », Ministère de Wallonie, Association de promotion des énergies renouvelables, 1999-2000.
- [4] www.abcelectronique.com
- [5] www.21404.gel.ulaval.ca
- [6] S. Bouazza, H. Bouchnafa, « Estimation des énergies incidentes et fournies par module photovoltaïque », Mémoire de DES, Université de Tlemcen, juin 2001.
- [7] A. Hamidat, « Etude et simulation des performances réelles sur une longue période des systèmes de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de magistère, CDER, 1989.

- [8] M. Oukachmih, « les cellules photovoltaïques a base de matériaux organiques discotiques ». Thèse de doctorat en électronique option matériaux, technologies et composants, université paul sabatier, 2003.
- [9] C. Boccaletti, G. Di Grazia, G. Fabbri, E. Nisticò, « Energy models for standalone power systems », Department of Electrical Engineering - University of Rome "la Sapienza", Rome, Italy
- [10] Alain Ricaud , « Photopiles solaires, De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés ». Presses polytechniques et universitaires romandes.1997.
- [11] O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », thèse de doctorat l'École Normale Supérieure de Cachan, décembre 2002.
- [12] T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en développement », Manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'Énergie, (AFME)
- [13] R. Chenni, « Etude technico-economique d'un système de pompage photovoltaïque dans unvillage solaire », Thèse de doctorat en en sciences en physique énergétique, université de constantine, 2007.
- [14] Jacques bernard, Energie solaire, calculs et optimisation ; Ellipses édition 2004.
- [15] Jimmy.Royer, « Le pompage photovoltaïque », Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français, 56 rue Saint-Pierre 3e étage, Québec G1K 4A1 Canada.
- [16] Yann Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », thèse de doctorat, Ecole doctorale de L'ENSAM ED 432, Lille, 2004.
- [17] B. Mamri, M. Zaidi, « contribution de système photovoltaïque avec pompage », Mémoire d'ingénieur en électronique, Université de Constantine, 2006.
- [18] solarelectripower.org
- [19] F. Benyarou, « Conversion des énergies », Document de cours (EN01), Université de Tlemcen 2001- 2002.
- [20] L. Protin, S. Astier, « Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'ingénieur Génie Electrique D3 360.
- [21] T. MARTIRE, C. JOUBERT, C. GLAIZE, « Feasibility and Stability Analysis of a Photovoltaic Pumping System for Deep Wells – Simulations and Experiments », 7th International Electrimacs Congress, Montreal Canada. Aug. 2002.
- [22] C. GLAIZE, C. ALONSO, « transfert d'énergie maximal en conversion photovoltaïque par un choix judicieux des commandes et des architectures », L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. Novelect-Ecrin, pp.65-87. Mai 2002.
- [23] B. Azoui, « Modelization and experimentation of low power system aimed to electrification of mountainous and isolation region », Thèse de Magister, Université de Batna, 1990.
- [24] L. Zarour, « Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie », Mémoire de magister en électrotechnique, université mentouri de Constantine, 2005.
- [25] Ameziane Sadek, « Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien ». Magistère en Electrotechnique, Université de Batna. 2009
- [26] A. Betka, « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de Magister, Centre universitaire Biskra 1997.
- [27] M. T. Boukadoum .Thèse de Magister au CDER.
- [28] L. Kemmouche, « Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne », mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.
- [29] S. Bouazza, « Contribution a l'étude d'un générateur photovoltaïque dote de système de suivi du soleil comparaison et application au site de Tlemcen », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2004.
- [30] Chedid, R., Saliba, Y., « Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». International Journal of Energy Research 20, 609–624. 1996.
- [31] C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Revue énergies renouvelables Vol.6, pp.69-76. 2003.

- [32] F. Benyarou, « Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctoral en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- [33] D. Weiner and A. Levinsio, « Water pumping optimal operation », Electrical machines and power systems, Vol 24, N° 3, pp 277-288, 1966.
- [34] A. Hadj Arab, « Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque de Faible Puissance », Thèse de Magister, Centre de Développement des Energies Renouvelables, Décembre 1989.

CHAPITRE V

INSTALLATION ET EXPERIMENTATION D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-EOLIEN

Installation et expérimentation d'un système hybride PV-éolien

1. Introduction

La conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique fait appel à de nombreuses disciplines scientifiques (météorologie pour l'étude du comportement du vent, mécanique et chimie pour les contraintes et la composition des divers matériaux utilisés dans l'aérogénérateur, mécanique des fluides pour l'effet des masses d'air en mouvement sur les pales, électrotechnique pour la conversion électromécanique et l'adaptation de l'énergie électrique).

L'objectif de ce chapitre est de présenter les différentes étapes pour la réalisation, l'installation et l'expérimentation du système hybride PV-éolien-batteries.

2. Aérogénérateur Whisper 100 :

2.1. Sélection du site d'installation :

Le choix du site d'installation de l'éolienne est important. Il est en effet déterminant pour l'efficacité du matériel et la production de la génératrice. Car, scientifiquement, la puissance générée est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Ainsi si la vitesse du vent augmente de 10%, la production de la génératrice s'élèvera elle de 37%. Par ailleurs, quelque soit le site choisi, plus la génératrice sera placée en hauteur, plus la force du vent sera forte, et donc la production sera importante [1-3].

a) Emplacement

Avant de l'installation de l'aérogénérateur il faut [1-3]:

- Placez votre éolienne dans un couloir de vent repéré par sa direction favorite et sa vitesse moyenne. Un bon couloir de vent s'identifie par un souffle régulier et sans turbulence (évitant tout arbre ou immeuble).
- Installez votre turbine le plus haut possible. En effet les vents sont de plus en plus forts et réguliers avec l'altitude. La hauteur minimum du mât est de 7 m au-dessus du niveau du sol sans obstacle. Un mât autoporteur occupe moins de surface au sol qu'un mât haubané mais coûte plus cher. Une conception à pivot permet une installation facile et l'entretien au sol, et élimine la nécessité de grimper.
- Les obstacles (arbres, bâtiments, etc ...) à la circulation du vent produisent des sillages qui peuvent se prolonger loin derrière et au dessus de cet obstacle. Ces sillages sont des zones où la vitesse de vent est diminuée et où existe des turbulences susceptibles d'endommager le matériel.
- Installez votre éolienne au plus près de ses batteries de façon à réduire les pertes énergétiques dues à la longueur des fils électriques.

b) Remarques :

- Plus la vitesse de vent augmente, plus la puissance produite par l'aérogénérateur Whisper 100 est importante. Ainsi, la puissance de sortie pour un vent de 5m/s est presque deux fois supérieure à celle d'un vent de 4m/s (la puissance sortie de l'éolienne, est en fonction du cube de la vitesse du vent).
- Moins il y a de turbulences de vent, moins l'éolienne devra supporter de pression. Sa puissance de sortie est donc plus forte. Ainsi il est préférable de choisir un site où la vitesse de vent est plus faible mais régulière, qu'un autre où la vitesse de vent est importante mais avec de grandes turbulences.
- Pour éviter ce sillage, il faut placez la génératrice à une hauteur double de celle de l'obstacle situé à moins de 50m; ou à une hauteur de 7m de plus que l'obstacle le plus haut situé dans un rayon de 100m.

2.2. Les caractéristiques de l'aérogénérateur Whisper 100

Tableau 1 : Les caractéristiques de l'aérogénérateur Whisper 100 [2,3].

Modèle Whisper 100 avec contrôleur Whisper	
Diamètre de rotor	2,10 m
Poids	21 Kg
Montage	Tube N° 40 Ø 63,5 mm
Vitesse de vent au démarrage	12,1 Km / h (3,4 m / s)
Tension	12, 24, 36, 48 V _{DC} reconfiguration
Puissance de crête	900 W à 45 Km / h (12,5 m / s)
Régulateur de charge	Multi tension avec banc de dissipation
Pales (3)	Polypropylène / carbone
Kilowattheure / mois	100 KWh / mois à 19,3 Km/ h (5,4 m / s)
Vitesse de vent maximale	193 Km / h (55m / s)
La hauteur du mât	10 m

2.3. Description générale de l'aérogénérateur (vue simplifiée de la Whisper 100 ci-dessous)

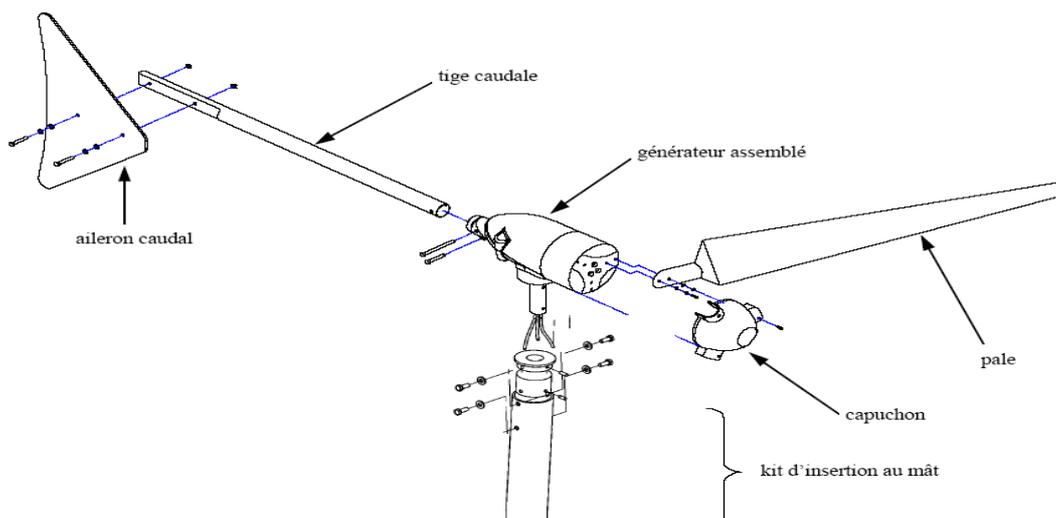


Fig. 1 : Présentation simplifiée des composantes de l'aérogénérateur [2,3].

2.4. Kit d'insert du mât

Pour tube de 2,5 pouces "schedule 40" (\varnothing ext. 73 mm, ép. 5,1mm)

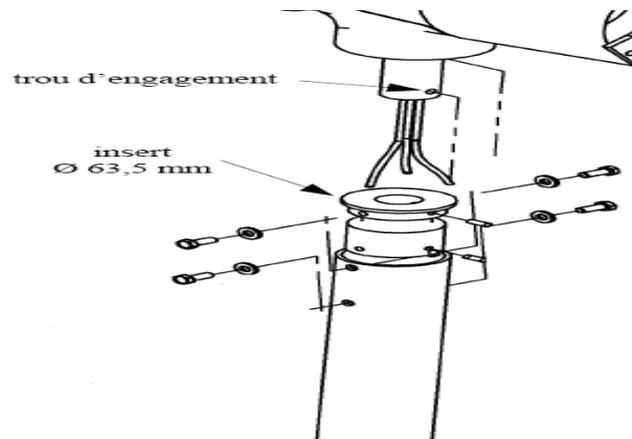


Fig. 2 : Kit d'insert du mât [2,3].

2.5. Installation de la queue

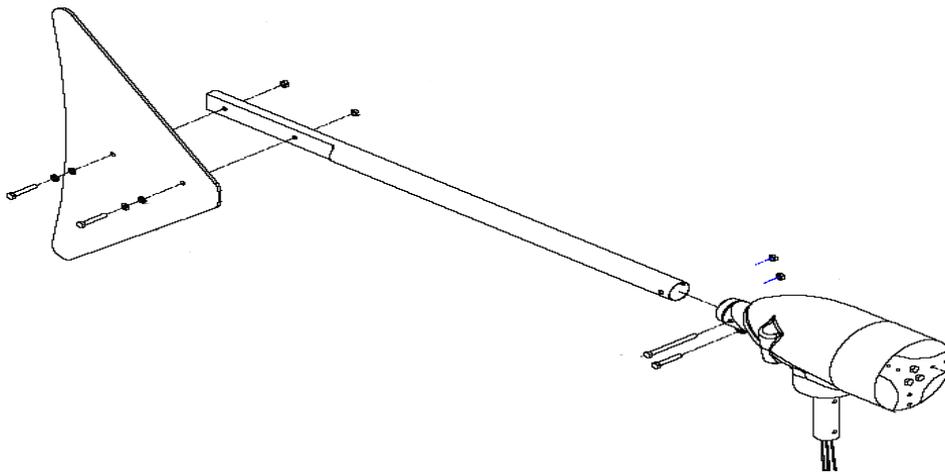


Fig. 3 : Schéma de description générale de l'aérogénérateur [2,3].

2.6. Installation des pales et du capuchon :

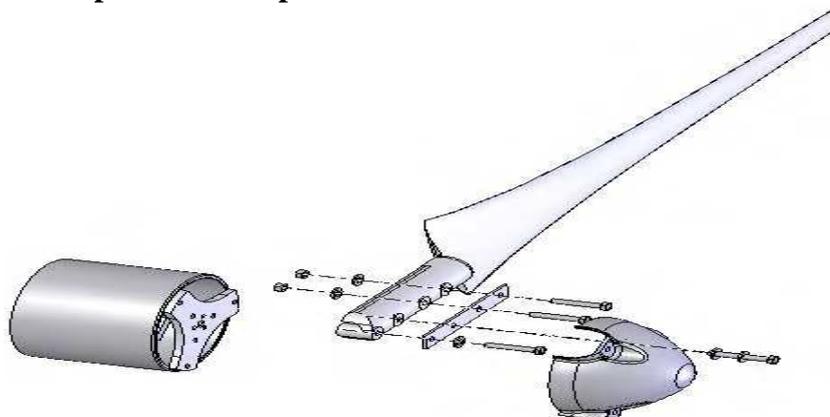


Fig. 4 : Schéma de description de l'installation des pales et du capuchon [2,3].

2.7. Assemblage et levage des mâts

Il existe deux catégories de mâts, les mâts autoportants (aussi appelés supports autoportants) et les mâts haubanés (voir schéma 5). Les mâts autoportants, ils possèdent une fondation profonde, massive, destinée à les empêcher de basculer vers le sol. Les mâts haubanés, à l'inverse, sont dotés de plusieurs ancrages répartis à bonne distance de la base du mât et reliés à des câbles. Les mâts autoportants sont plus coûteux que les mâts haubanés, mais ils occupent moins d'espace [1].

Les mats en treillis haubanés utilisés pour les petites éoliennes peuvent être assemblés section par section à l'aide d'un mât de levage monté sur le mât. Il est également possible de l'assembler au sol avant de le monter à la verticale à l'aide d'une grue. Le choix de la méthode dépend de la disponibilité d'une grue et de la possibilité de l'acheminer sur le site. Dans les deux cas, les haubans doivent d'abord être coupés à la bonne longueur et attachés aux anneaux soudés sur le mât [1].

Après la hauteur, le critère le plus important pour choisir un mât est sa capacité à supporter les forces qui s'exercent sur lui par les forts vents. Les mâts sont évalués en fonction de la poussée axiale qu'ils peuvent supporter sans tanguer.

Le mât utilisé dans notre réalisation a spécialement été conçu pour l'aérogénérateur Whisper 100. La tour est profilée en acier résistant et maintenue par un haubanage de câbles ce qui simplifie l'installation quelque soit le lieu. Le mât est constitué de deux tronçons qui sont assemblés sur place par soudure. Les dimensions adaptées sont montrées dans les figures 6 et 7. Par ailleurs, le Whisper 100 est conçue pour résister à une force maximum de 500 N dirigée horizontalement, donc ce mât est capable de résister à cette force [2,3].

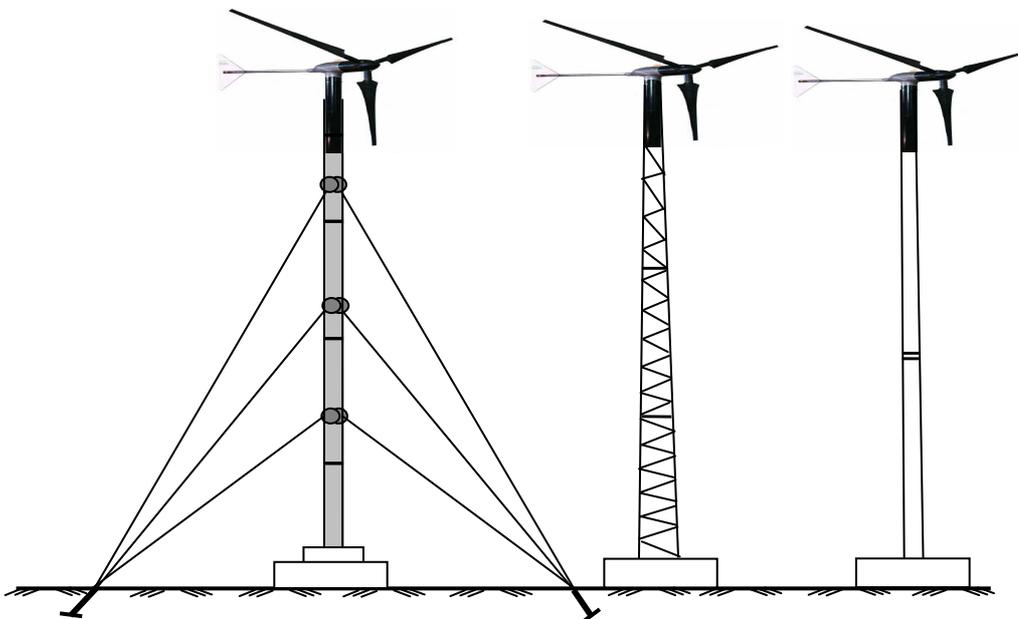


Fig. 5 : les types des mâts. Pour les petites éoliennes, les mâts haubanés (à gauche) sont les plus économiques. Les mâts en treillis autoportant (au centre) et les mâts tubulaires en porte-à-faux (à droite) sont plus coûteux, mais restent des options possibles.

2.8. Fondation, tours et Encrages

L'importance des fondations est évidemment en rapport avec la puissance des machines et la nature du terrain. Le type d'ancrage ou de pilier utilisé dépend du modèle de mât et de site.

Les encrages doivent supporter les charges statiques et dynamiques qui s'exercent sur l'éolienne, dans toutes les conditions météorologiques et durant toute la vie du système, sans déformation visible du sol ou de surface d'installation. La résistance à l'arrachement des ancrages dépend de la zone d'ancrage, de sa profondeur, de la composition du sol avoisinant et de sa teneur en humidité.

La résistance du sol du fluage est variable. Elle résulte de sa résistance au cisaillement, c'est-à-dire de la résistance des particules du sol, qui empêche de glisser les unes sur les autres.

La résistance au cisaillement dépend du type de sol et de son taux d'humidité. Elle est maximale dans la roche et minimale dans les sols vaseux ou marécageux.

La résistance à l'arrachement d'un ancrage diminue avec l'augmentation du taux d'humidité. Le fluage peut poser problème dans les sols saturés car les particules deviennent fluides et ont tendance à circuler autour de l'ancrage. L'eau accroît également le frottement de l'ancrage. La résistance à l'arrachement peut être réduite de moitié si le sol est humide. Dans la mesure de possible, les ancrages doivent être placés au dessous de niveau de saturation périodique des pluies abondantes, mais au dessus de la nappe phréatique.

2.9. Utilisation du béton

La méthode la plus courante pour ancrer un mât ou construire un pilier consiste à creuser un trou et à le remplir en partie ou en totalité de béton armé.

Les différents types de béton sont classés en fonction de leur résistance à la compression. La classification du béton s'appuie sur sa résistance minimale après 28 jours de séchage. La résistance est fonction du rapport du ciment et de la température durant le séchage. Plus le rapport eau-ciment est faible (plus la proportion de ciment est élevée) plus le béton sera résistant. La résistance augmente également avec le temps de séchage.

2.10. Fixation de la base du mât

La fixation du pied est une étape très importante dans l'installation de l'éolienne.

- Sélectionnez un sol plat et ferme.
- Déterminez le sens d'élévation de l'éolienne.
- Fixez à l'aide de béton le pied du mât et les plots d'ancrage suivants les schémas d'installation ci-dessus.

2.11. Schémas préparatoires et caractéristiques des structures

Les études techniques ont permis de définir les principales caractéristiques des équipements. Les figures suivantes illustrent les diverses solutions techniques adoptées.

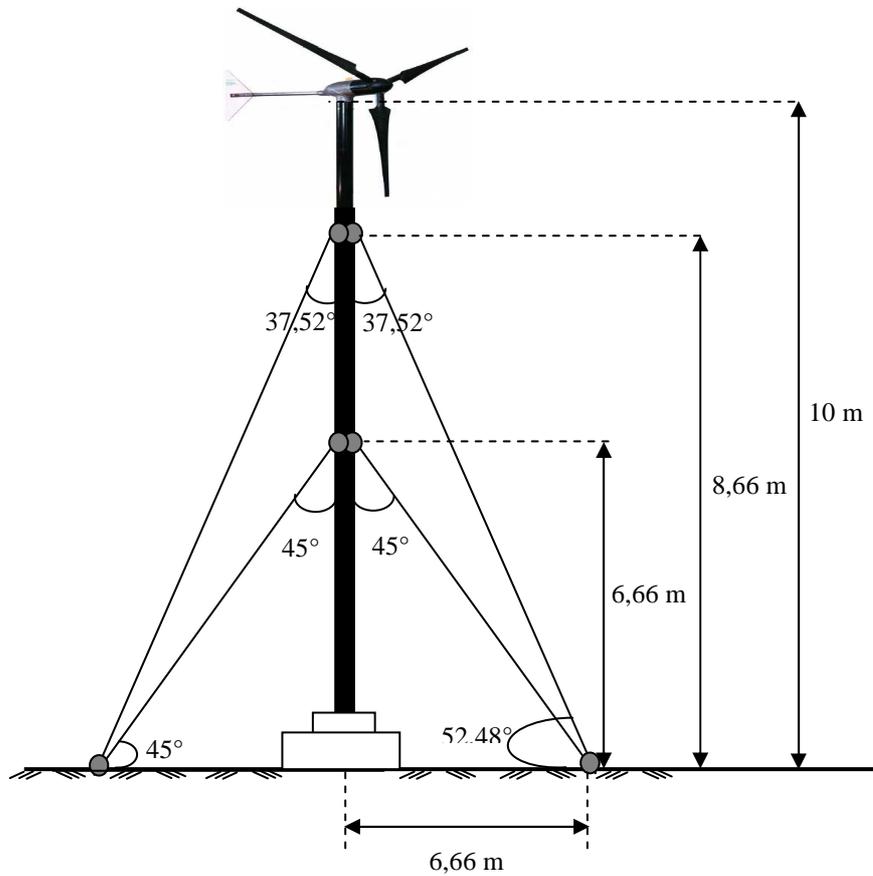


Fig. 6 : Présentation schématique des dimensions de l'installation

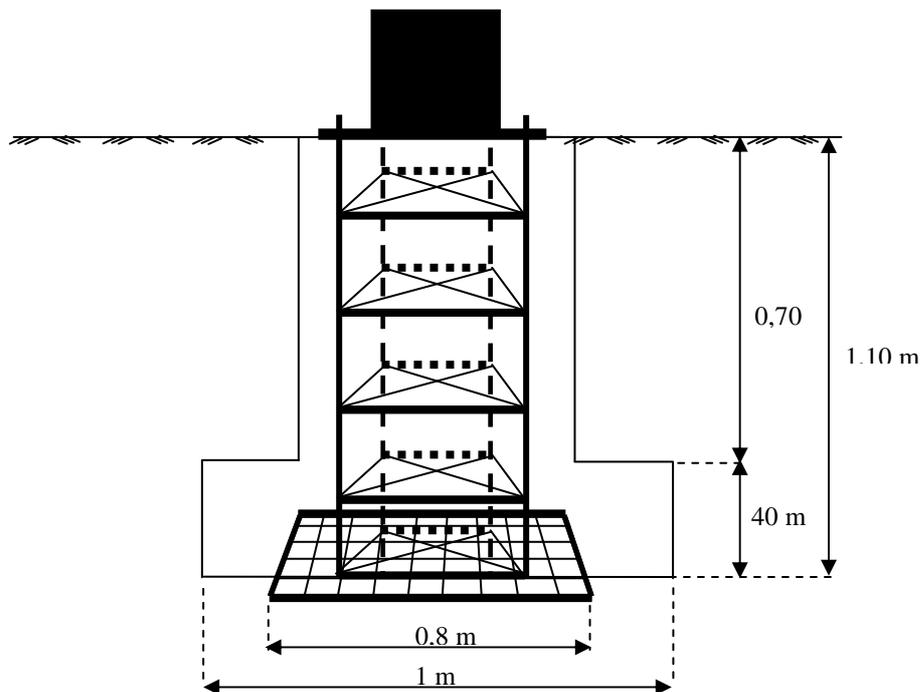


Fig. 7 : Présentation simplifiée des dimensions du pilier

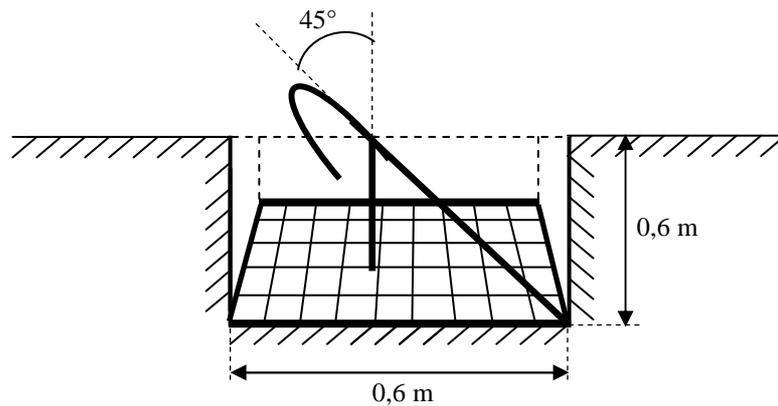


Fig. 8 : Ancrage en béton : Détail d'un ancrage type en béton pour le mât haubané d'une petite éolienne.

2.12. Montage du contrôleur Whisper

Le contrôleur de charge limite la tension dans les batteries, soit en déconnectant la turbine de la charge, soit en activant une charge de délestage lorsque la tension souhaitée dans la batterie est atteinte [2,3].

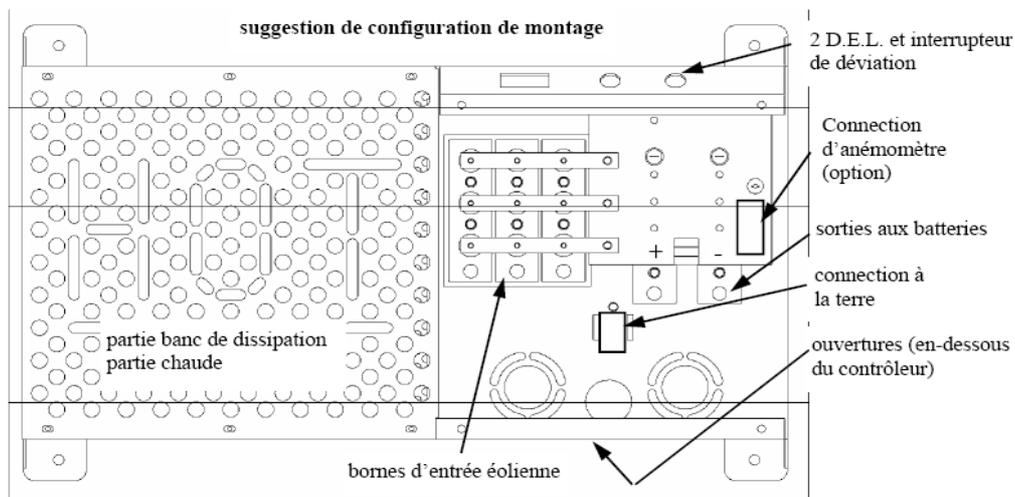


Fig. 9 : Montage du contrôleur Whisper

3. Le champ Photovoltaïque

Le champ PV est composé de 12 modules UDTS-50, le module solaire UDTS 50 est composé de 36 cellules solaires carrées au silicium monocristallin, de 10 cm de côté, connectées en série. Les cellules de ce module, laminées et dotées d'un revêtement antireflet, sont enrobées dans l'E.V.A. qui permet la dilatation thermique. L'encadrement assure en outre la protection contre l'humidité, la résistance aux UV, de même que l'isolation électrique. La plaque de recouvrement frontale en verre hautement transparent ayant subi une

trempe spéciale laisse particulièrement bien passer la lumière et est très robuste. La face arrière en Tedlar est durablement liée à la plaque de recouvrement en verre. Des profils en aluminium anodisés vissés forment le cadre rigide du module dans lequel le laminât est inséré. Le module solaire UDTS 50 dispose ainsi d'une protection contre les influences mécaniques et climatiques. Une destruction possible du module en cas d'occultation partielle est ainsi empêchée grâce aux diodes de protection [4-9].

Le tableau 2 résume quelques performances des modules UDTS-50 ont été testés sur le site d'expérimentation.

Tableau 2 : Caractéristiques outdoor (en fonctionnement réel) du module de type UDTS-50 à la température 33.2°C et l'éclairement solaire 874W/m² sur le site d'Adrar.

Température	[°C]	33.2
Eclairement solaire	[W/m ²]	874
Courant de court-circuit (I _{cc})	[A]	3.031
Tension du circuit ouvert (V _{co})	[V]	18.773
Puissance maximale (P _m)	[W]	37.720
Courant au point de puissance maximale (I _m)	[A]	2.685
Tension au point de puissance maximale (V _m)	[V]	14.051
Facteur de forme (FF)		0.663

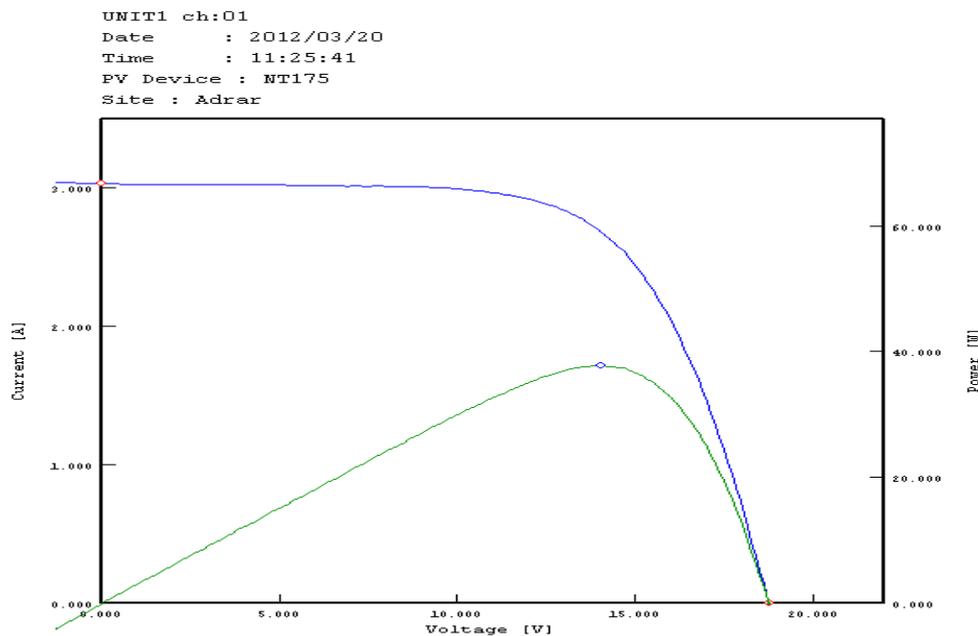


Fig. 10 : Caractéristique expérimentale (Courant-Tension I-V et Courant-Puissance I-P) du module UDTS-50 à la température 33.2°C et l'éclairement solaire 874W/m² sur le site d'Adrar.

4. Batteries SP100 :

Le tableau 3 présente des données techniques des batteries (SP 12V-100Ah) utilisée de notre projet [10].

4.1. Données techniques des batteries SP100 :

Tableau 3 : Données techniques des batteries SP100.

Durée de vie à 20 ⁰ C	10-12 ans
Qualité	Haute performance
Résistance interne (Fully charged - 25 ⁰ C)	5 mΩ
Courant de court-circuit	2100 A
Courant maximal de charge	30 A
Tension à la fin de décharge	1,60 V/cell
Auto décharge par mois à 20 ⁰ C	3%
Tension de charge recommandée à 20 ⁰ C	Utilisation en veille (V/cell): 2,25 à 2,30 Utilisation en marche (V/cell): 2,40 à 2,50
Matière du bac	ABS-UL94 HB
Type d'électrolyte	Acide sulfurique
Type de plaques / Alliage	Alliage de plomb-calcium-étain
Type du séparateur	Absorbant en verre
Type de soupape / Pression opérationnelle	Caoutchouc / 1-3 psi (70-200 mbar)
Zone de température de service	-20 à + 50°C
Temps de stockage à 20 ⁰ C	9 mois
Dimensions l x w x h	330 x 171 x 215 mm
Poids	32 kg

Pour le bon fonctionnement du système de stockage, le SOC ne peut évoluer que dans une plage admissible [SOC_{min} : SOC_{max}] et la variation de charge/décharge ne doit pas dépasser une limite. Pour notre système le SOC_{min} et le SOC_{max} sont respectivement (20% of SOC) et (100% of SOC).

4.2. Configuration et emplacement des batteries

Dans les systèmes à énergies renouvelables, des batteries assurent la continuité de l'alimentation entre deux pics de production électrique, entre une nuit sans vent et une journée ensoleillée par exemple.

Les batteries augmentent sensiblement le coût et la complexité d'un système énergétique, elles sont des objets sensibles, Elles n'apprécient ni les surcharges, ni les charges insuffisantes pour éviter les dégradations irréversibles [2,3].

Il est également conseillé d'éloigner les batteries des onduleurs, des interrupteurs et des tableaux électriques, cette précaution prolongera la vie des composants électriques et éliminera le risque qu'une étincelle enflamme l'hydrogène émis par les batteries en période de chargement intensif [2,3].

Les batteries doivent être placées dans un endroit sec, dans un bâtiment inoccupé à température ambiante modérément stable, parce que ces performances sont optimales à ces conditions. Si les batteries sont dans un bâtiment occupé, un boîtier ventilé vers l'extérieur est requis. Pour l'installation des batteries il faut respectées les codes et les règlements suivants [2,3] :

- Déterminez le câblage en série/parallèle pour la tension et la capacité du système et construisez un support avec du bois robuste ou un autre matériau adapté.
- Ménagez 5 cm de tous côtés pour la ventilation.
- Gardez 60 cm verticaux d'espace libre pour l'accès aux terminaux et pour vérifier l'eau.
- Enduisez toutes les connexions de graisse ou d'un produit de protection contre la corrosion.
- Installez le contrôleur Whisper et le fusible de l'onduleur (si utilisé) à la borne positive des batteries.
- Pour minimiser la possibilité d'interférence électromagnétique, la distance maximum entre les batteries et le contrôleur Whisper ne doit pas dépasser 3 m.

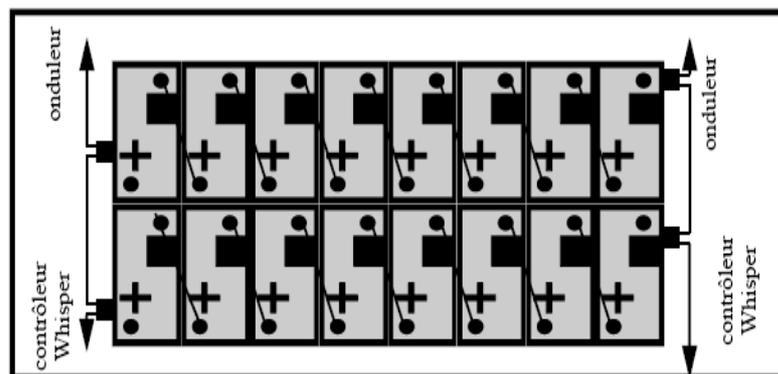


Fig. 11 : Schéma pour la configuration des batteries 24 V

4.3. Installation recommandée du fusible des batteries

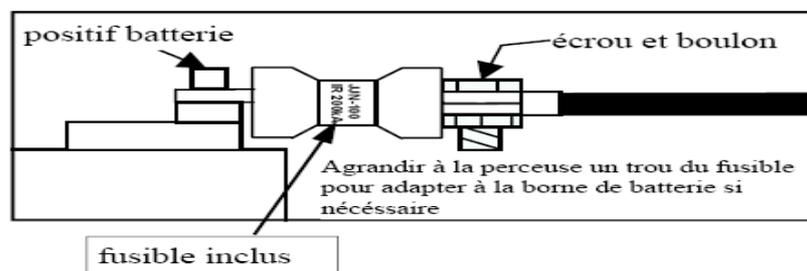


Fig. 12 : Installation du fusible [2,3].

5. Le régulateur de charge Steca Tarom 24 V :

Le Steca Tarom est un régulateur de charge solaire spécialement conçu pour les applications de télécommunications ou les systèmes hybrides photovoltaïques [11].

Le tableau 4 présente des données techniques du contrôleur Steca utilisé de notre projet.

Tableau 4 : Données techniques du contrôleur Steca (Tarom 245)

Tension de system	24 V
Tension d'entrée max.	48 V
Courant nominal de charge à 20°C	45 A
Courant nominal de décharge à 20°C	45 A
Courant max. pour 10s	58 V
Courant de mise en marche pour 0.5s	72 A
Courant d'impulsion max. (10ms)	180 A
Zone de température de service	-10 °C...+60 °C
Zone de température de stockage	-25 °C...+80 °C
Borne de raccordement	16/25mm ²
Poids	550 g
Dimensions l x w x h	188 x 128 x 49 mm
Autoconsommation de courant	14mA
Type de protection	IP32

6. Convertisseur d'onde carrée modulée CP 300



Fig. 13 : Convertisseur d'onde carrée modulée CP 300

Les convertisseurs d'onde carrée modulée CP 300 ont été conçus pour convertir le courant continu en courant alternatif 220V, 50Hz (autres tensions de fréquences disponibles sur demande), avec une puissance maximale en régime continu de 300W. La série CP intègre un circuit de réalimentation qui maintient la stabilité de la tension de sortie avec une marge de 6%, ce qui garantit en permanence le parfait fonctionnement des charges connectées, ainsi qu'un système de protection contre les surcharges et les courts-circuits. Dans le modèle CP 300, un temporisateur interne se déclenche qui garantit un fonctionnement normal du matériel pendant la période de surcharge détectée. En cas de court-circuit, le fonctionnement de l'étage de puissance s'arrête immédiatement [12,13].

Ce modèle est doté d'un système de protection pour éviter que la tension d'entrée soit inférieure à la valeur minimale autorisée, et d'un capteur permettant de détecter des variations de température interne supérieures aux valeurs admissibles.

Ce convertisseur dispose d'un système de démarrage automatique qui leur permet de rester déconnectés de l'étage de puissance lorsqu'il n'y a pas de consommation [12,13].

Tableau 5 : Les caractéristiques du convertisseur CP 300 [12,13].

CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES CP300	
Longueur	430 mm
Largueur	210 mm
Hauteur	190 mm
Poids	10 Kg
Carcasse en aluminium. Résine époxy noir	
CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES CP300	
Puissance nominale	300W
Tension nominale d'entrée	12, 24, 48V
Tension nominale de sortie	220 V
Fréquence nominale de sortie	50 Hz (ou 60 Hz dans les modèles de 12 V)
Intervalle du facteur de puissance	>0,8i...<0,9c
Variations de la tension d'entrée	+30%-16%
Variations de la tension de sortie	±6%
Intervalle de la fréquence de sortie	<±2%
Rendement à 100% de la puissance nominale (pour $\cos\varphi = 1$)	>90%
Capacité de pointe de démarrage	750 W
Surcharge admissible	500 W en 5 seg.
Intervalle de températures	-10... +40 °C
Indice de protection	IP 20

7. Câblage électrique :

7.1. Câblage du contrôleur Whisper

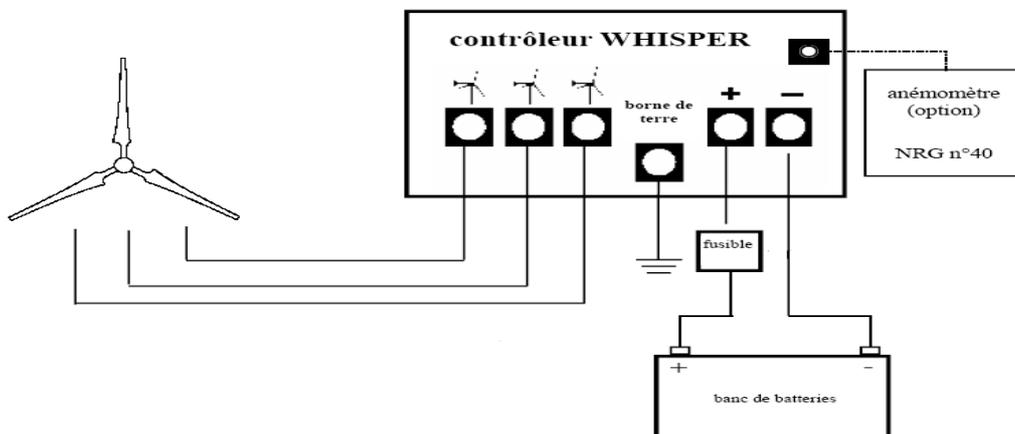


Fig. 14 : Raccordement de l'aéro-générateur avec le contrôleur Whisper et les batteries [2,3].

7.2. Les câbles électriques et la taille des fils de l'aéro-générateur au contrôleur Whisper

L'électricité produite par un aéro-générateur est rarement utilisée au sommet du mât, où se trouve la turbine. Elle doit être transférée à son point d'utilisation. C'est pourquoi les câbles qui relient l'éolienne à la charge font tout autant partie intégrante du système éolien que le mât qui supporte la turbine.

En pratique, aucun conducteur ne transmet la totalité l'électricité qui le traverse. Une partie est perdue sous l'effet de résistance. La longueur, le diamètre et le matériau des câbles

qui raccordent la turbine à la charge déterminent la quantité de puissance et d'énergie transmise et, inversement, la quantité perdue [2,3].

Les pertes sont proportionnelles au type de matériau (le cuivre offre une résistance moins élevée que l'aluminium), au diamètre (un câble épais offre moins de résistance qu'un câble fin) et à la distance parcourue jusqu'aux batteries (les câbles courts offrent moins de résistance que les câbles longs). Ces pertes dues à la résistance sont reflétées par la baisse de tension entre la turbine et la charge [2,3].

Le diamètre des câbles provoque des pertes d'énergie (chute de tension) du système, plus le diamètre des câbles est grand, plus la déperdition d'énergie est faible. Toutefois, des câbles de plus gros diamètres seront plus coûteux.

Le tableau suivant permet de déterminer la taille des fils selon la tension du système et la distance requise, en mètres, pour connecter la Whisper 100 au contrôleur Whisper Les distances (aller simple) sont des connections de l'éolienne aux bornes du contrôleur Whisper [2,3].

Tableau 6 : la taille des fils selon les caractéristiques du système [2,3]:

Tension (V)	12	24	30-36	48
Taille des fils de cuivre	Distance (m)			
AWG 12	xx	xx	xx	66
10	xx	xx	53	106
8	xx	42	84	168
6	xx	66	133	266
4	26	103	207	414
3	42	165	330	660
2	52	208	416	832
1	66	262	524	1048
0	82	335	669	1338
2/0	104	416	831	1662
3/0	132	528	1055	2110
4/0	166	664	1327	2654

*Avec du fil d'aluminium, les distances du tableau doivent être multipliées par 0,65.

Conversion AWG (American wire gauge) /mm

Taille AWG	14	12	10	8	6	4	3	2	1	0	2/0	3/0
Diamètre (mm)	1.628	2.057	2.591	3.277	4.115	5.182	5.817	6.553	7.341	8.255	9.271	10.389

7.3. Câblage des batteries au contrôleur Whisper

Taille des fils pour le câblage des batteries (3 mètres aller simple) [2,3]:

- Système 12 V : 1/0 AWG ou plus grand
- Système 24 V : 2 AWG ou plus grand
- Système 48 V : 6 AWG ou plus grand

8. Présentation des différentes étapes pour l'installation du système



Fig. 15 : Schémas représente les différentes étapes pour la fixation de la base du mât avec le pilier (fondation et Pilier en béton)



Fig. 16 : Fixation et installation des ancrages et les détendeurs



Fig. 17 : Schémas représente les différentes étapes pour le montage des pales avec l'aérogénérateur



Fig. 18 : Installation du mât sans la turbine



Fig. 19 : Elévation du rotor



Fig.20 : La turbine est installée et prête à fonctionner



Fig. 21 : Installation du contrôleur Whisper



Fig. 22 : Raccordement des batteries avec le convertisseur CP 300



Fig. 23 : Acquisition des données



Fig.24 : Photo du champ PV et de l'aérogénérateur



Fig. 25 : Photo du contrôleur Whisper et du contrôleur de charge et de décharge des batteries

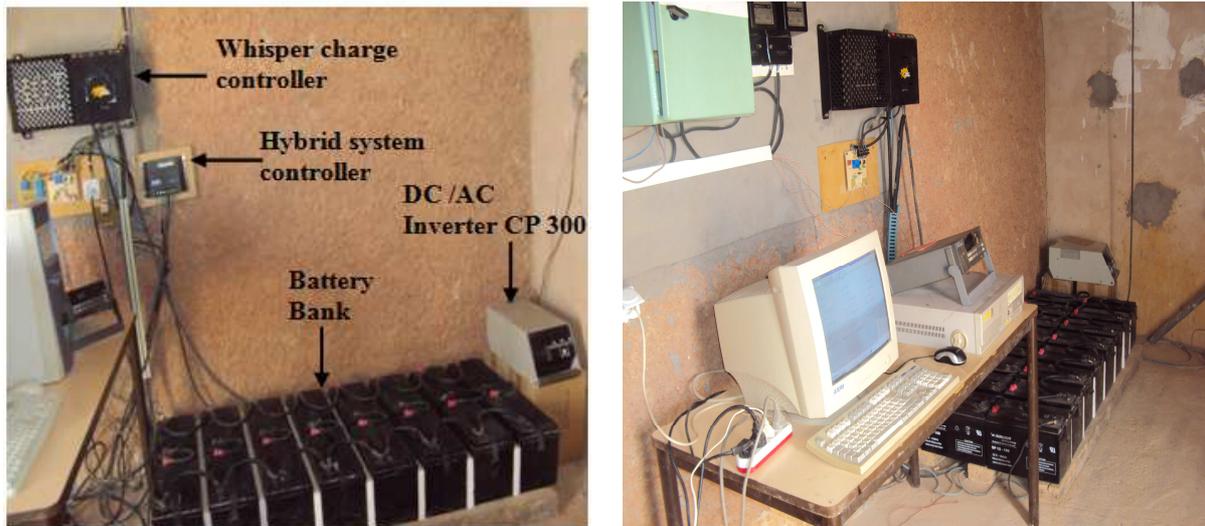


Fig.26 : Photos du banc d'essai

Le système hybride PV-éolien, objet de notre étude, a été installé à l'URER/MS à Adrar pour subir les tests préliminaires comme cela est montré sur la figure 26.

Nous présentons sur la figure 27 le diagramme du système hybride. Le système étudié est constitué d'un l'aérogénérateur de type Whisper 100 de 1kw, d'un générateur photovoltaïque de puissance 600W (UDTS50 silicium monocristallin 50W), un système de stockage est constitué par 16 batteries (SP 12V-100Ah) de type plomb-acide, de tension nominale de 12 V et de capacité nominale de 100Ah. Ces batteries sont chargées par le courant débiteur par chacun des systèmes, le contrôle de leur charge est assuré par un régulateur de charge.

Nous avons opté pour l'installation d'un champ photovoltaïque de six modules, orienté plein sud et incliné de 28° par rapport à l'horizontale (latitude du lieu).

Durant notre période des tests, les différents paramètres mesurés sont :

- L'éclairement solaire incident sur un plan incliné de 28° par un pyranometer CM 11 de type Kipp & Zonen.
- Mesure de la vitesse du vent à 10 m d'altitude.
- Mesure des températures : ambiante, du panneau solaire (à l'arrière des modules PV) et des batteries par des thermocouples J-.
- L'énergie produite par le champ PV et de l'aérogénérateur Whisper 100.
- Profil de consommation horaire et journalière de l'électricité.

Tous ces transducteurs sont reliés à une acquisition de données, qui fait des relevés à des intervalles de 30 secondes.

9. Description détaillée du banc d'essai

Le schéma général du banc d'essai, avec ces principaux composants, est présenté sur la figure 1

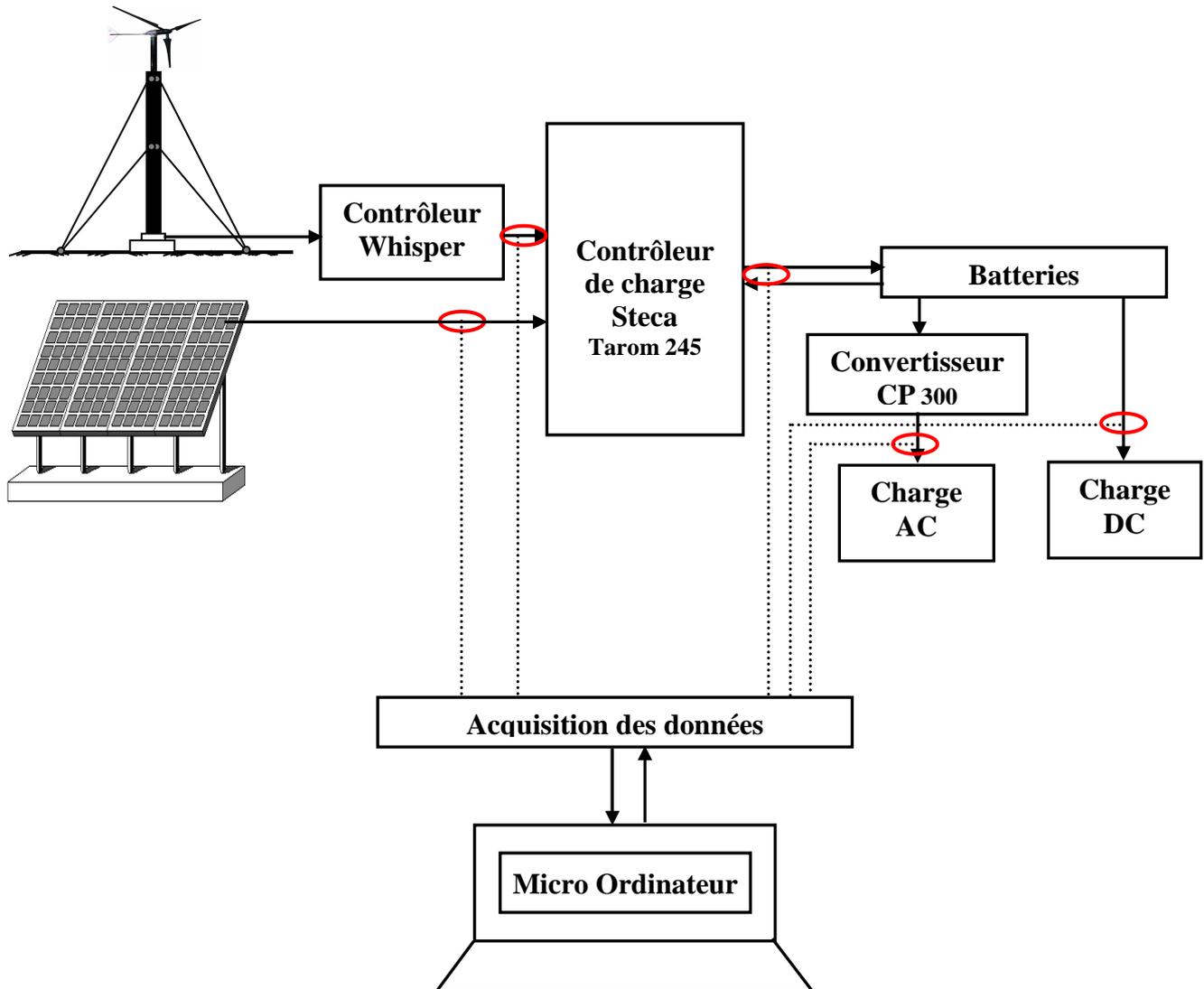


Fig.27 : Schéma général du banc d'essai

10. Résultats et discussion

Nous avons fait des testes du système sur deux types d'application :

- Alimentation d'une maison de consommation journalière 2384 Wh, du 31 Mars au 06 Avril 2012 (Fig.28).
- L'éclairage public de consommation journalière 2640 Wh, du 06 au 15 Mai 2012 (Fig.53).

a) Alimentation d'une maison de consommation journalière 2384 Wh, du 31 Mars au 06 Avril 2012.

La figure 27 illustre la demande en énergie électrique journalière d'une maison avec une consommation journalière 2384 Wh. La consommation électrique des équipements est présentée dans le tableau 3.

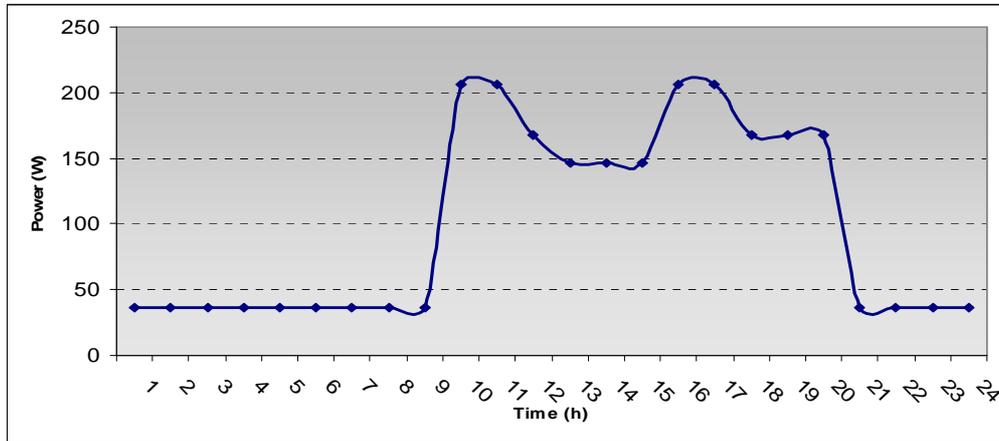


Fig. 28 : Le profil journalier de la charge

Tableau 7 : Calcul de la consommation horaire et journalière.

Application	Puissance [W]	Nombre d'heurs d'utilisation par jour [heurs]	Energie consommé /jour [Wh]
Éclairage	36	18.5*	648
Réfrigérateur	75	11*	825
LCD TV	75	08*	600
Aspirateur	38	04*	152
Ventilateur	53	03*	159
Total	277		2384

* temps discontinue

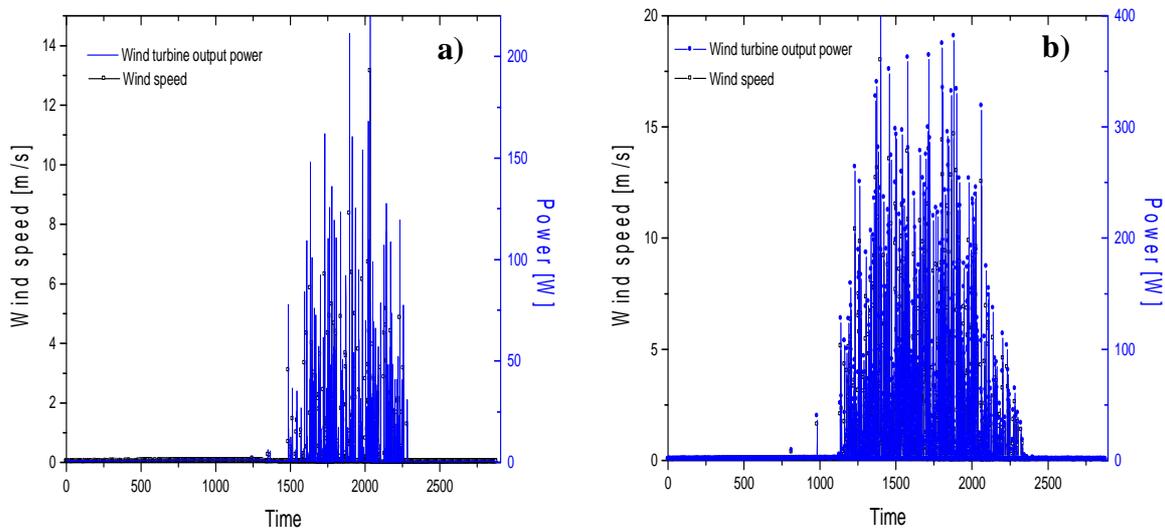


Fig.29 : variation (chaque 30 seconde) de la vitesse du vent et de la puissance produit par l'aérogénérateur : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

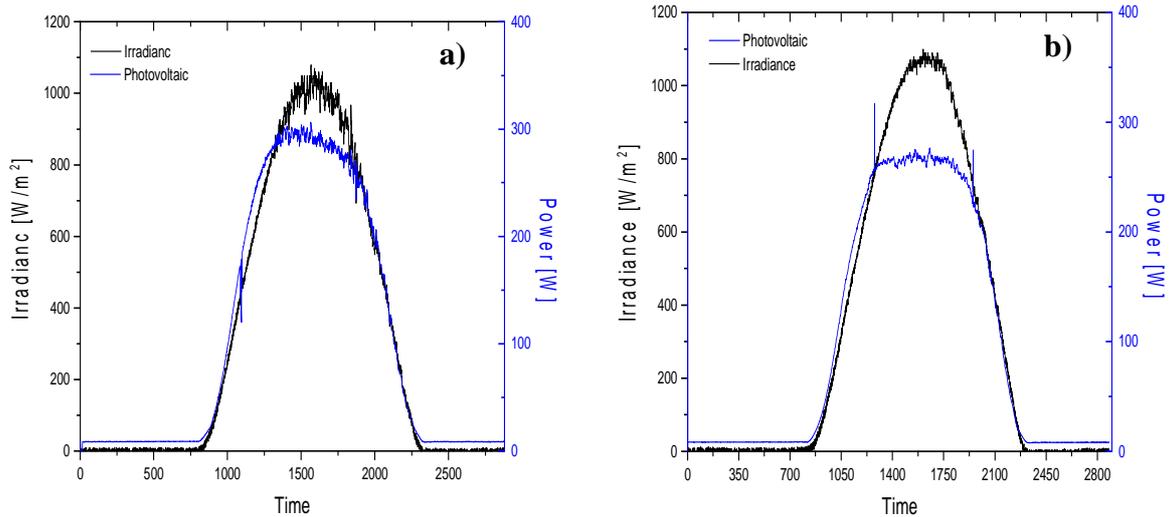


Fig.30 : Variation (chaque 30 seconde) de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

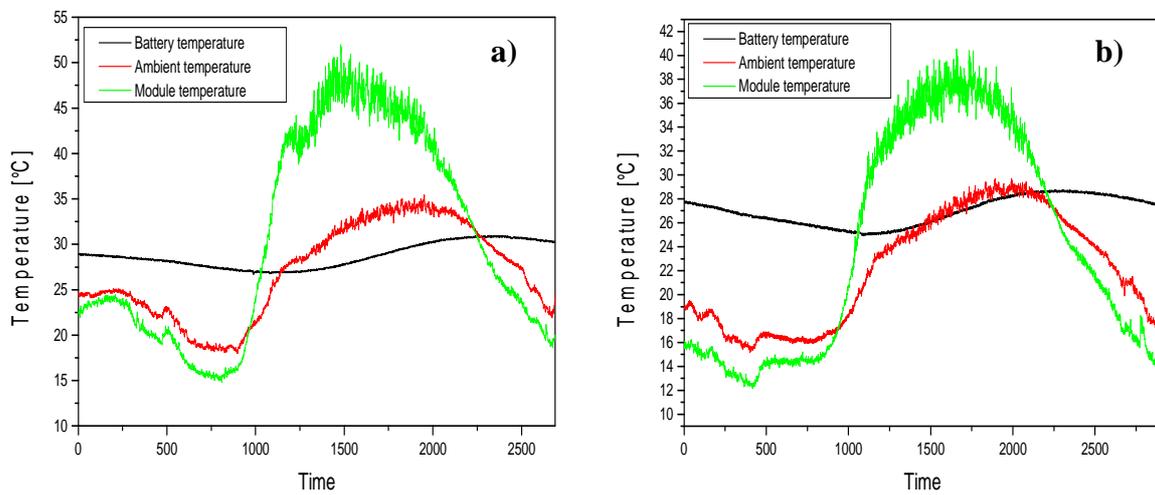


Fig.31 : Variation (chaque 30 seconde) de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

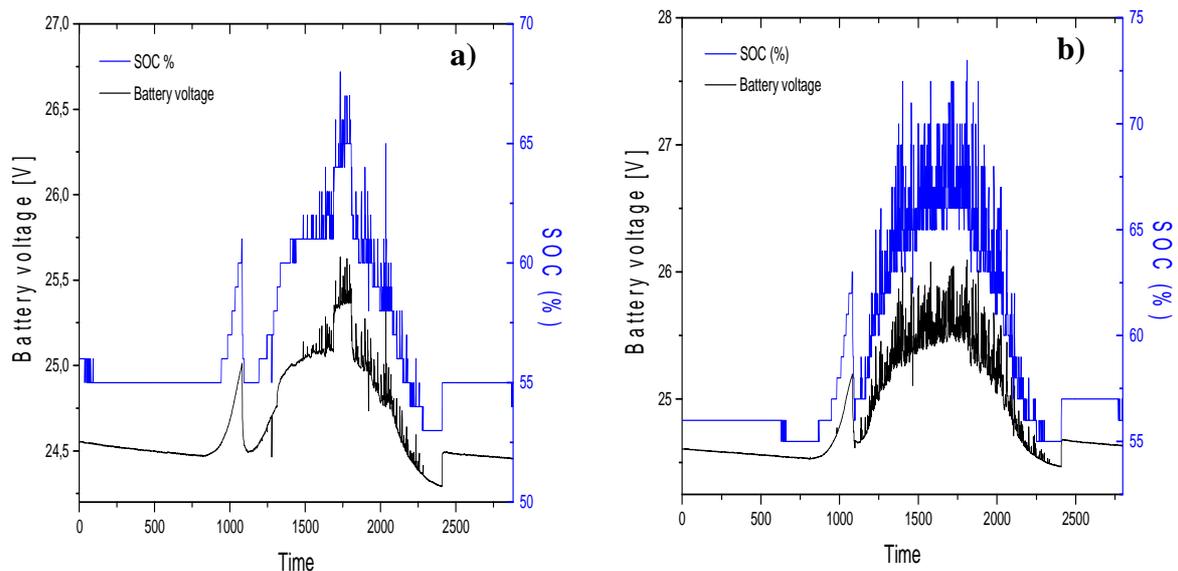


Fig.32 : Variation (chaque 30 seconde) de la tension et l'état de charge des batteries SOC (State of charge of the battery) : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

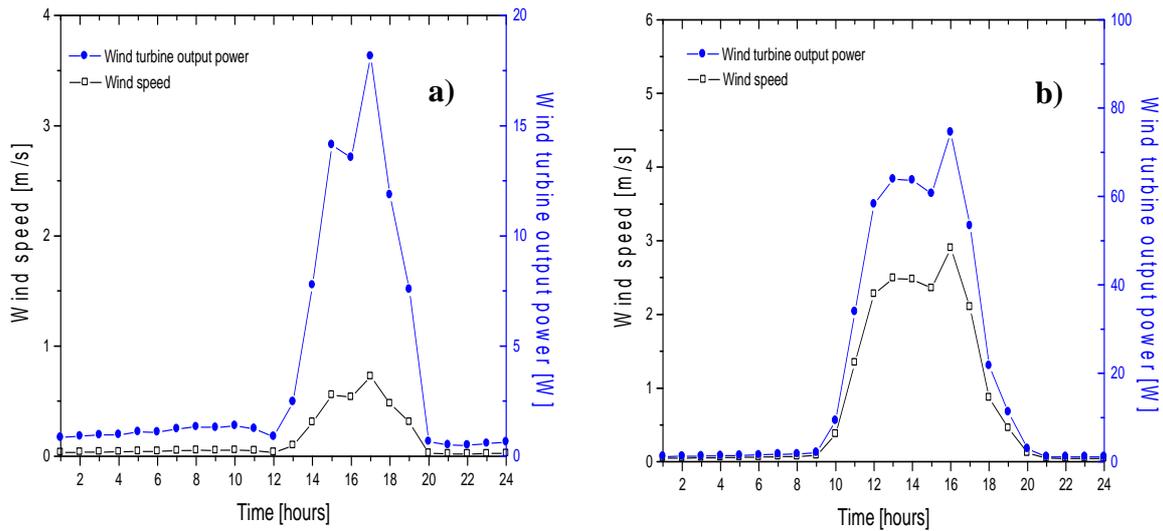


Fig. 33 : Variation horaire de la vitesse du vent et de la puissance produit par l'aérogénérateur : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

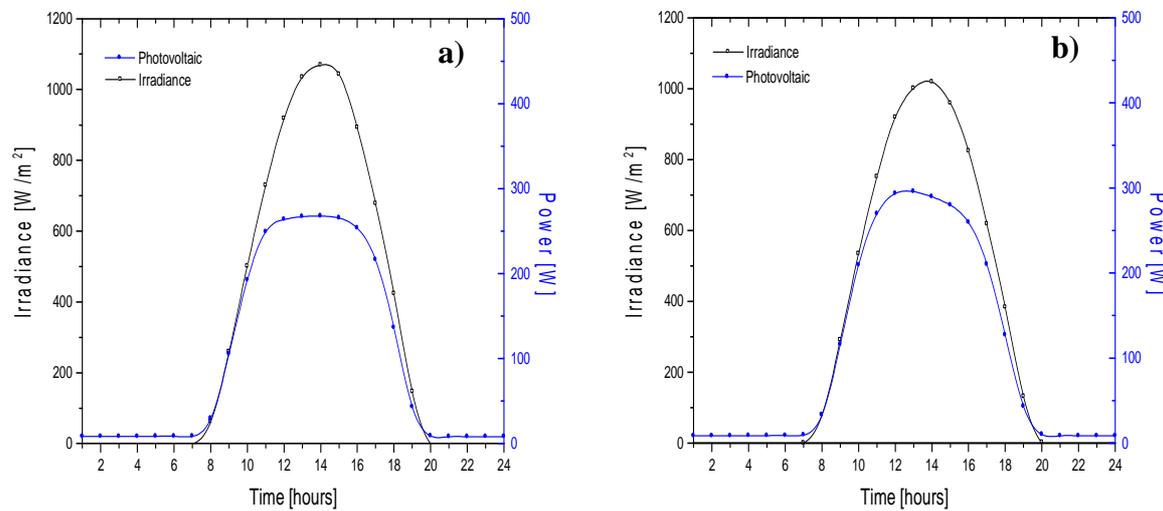


Fig.34 : Variation horaire de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

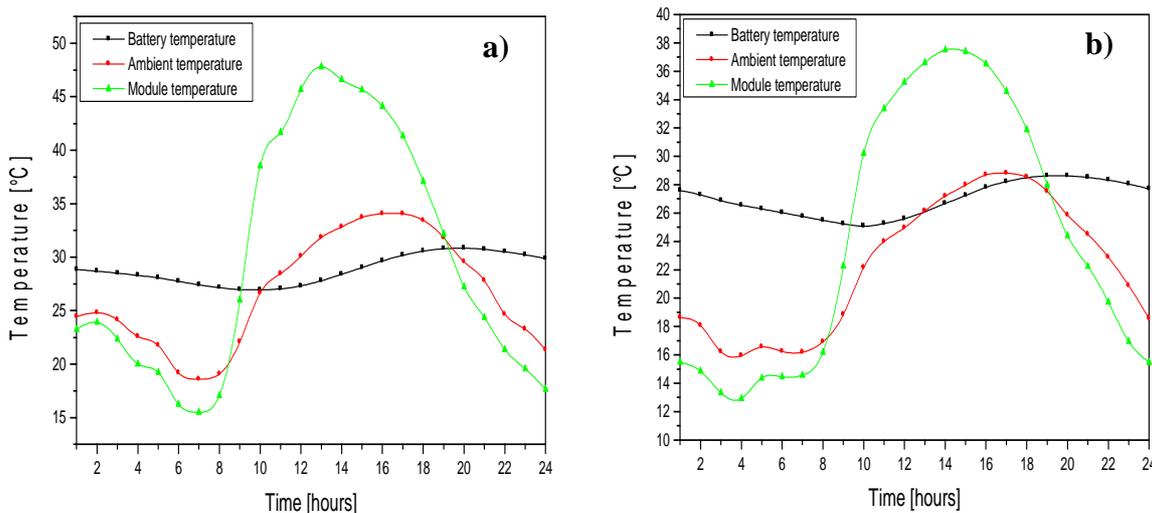


Fig.35 : Variation horaire de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

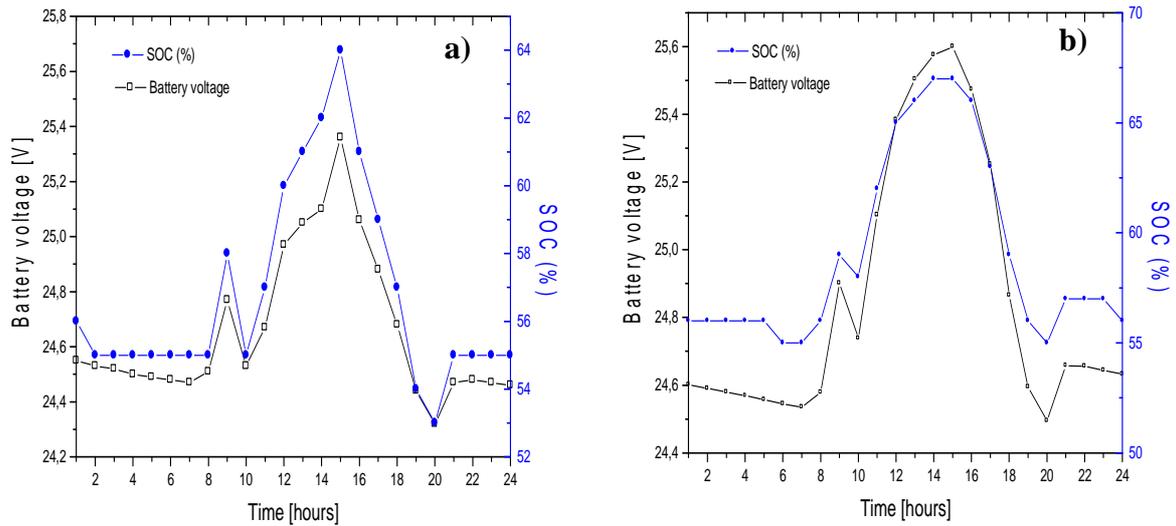


Fig.36 : Variation horaire de la tension et l'état de charge des batteries SOC (%) (State of charge of the battery) : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

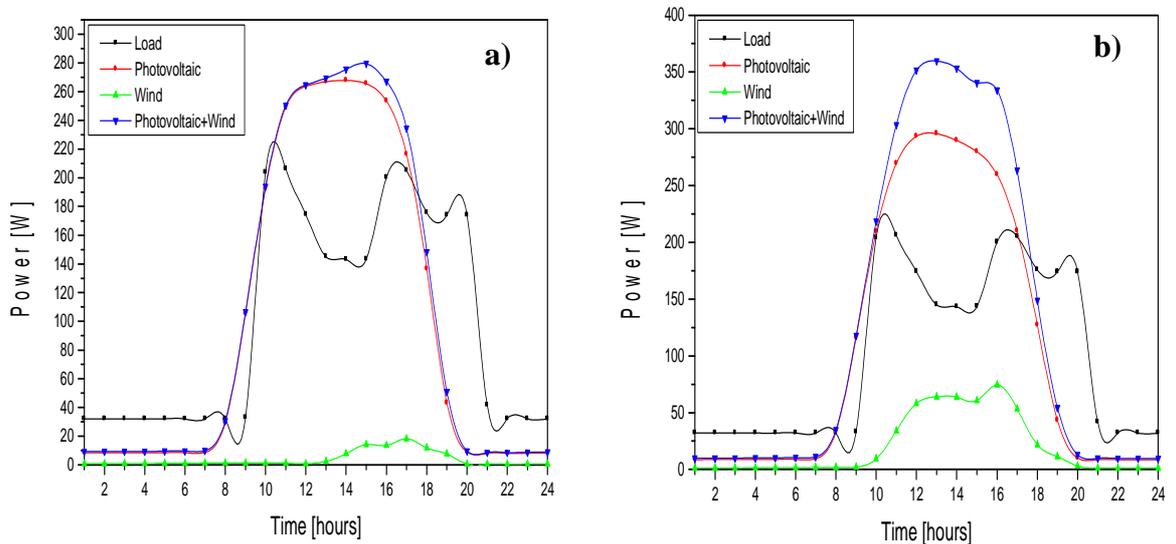


Fig. 37 : Distribution de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride : a) 31 Mars 2012; b) 06 Avril 2012.

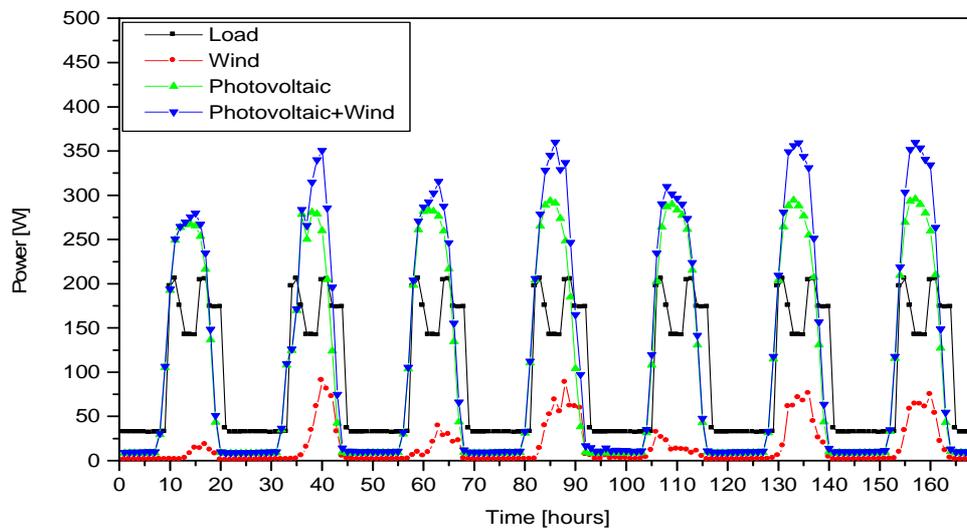


Fig. 38 : Variation horaire de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride du 31 Mars au 06 Avril 2012.

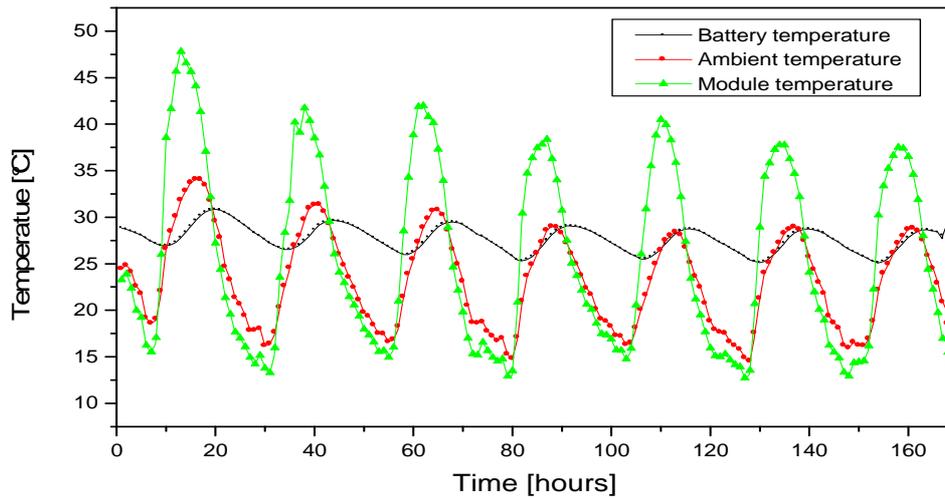


Fig. 39 : Variation horaire de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries du 31 Mars au 06 Avril 2012.

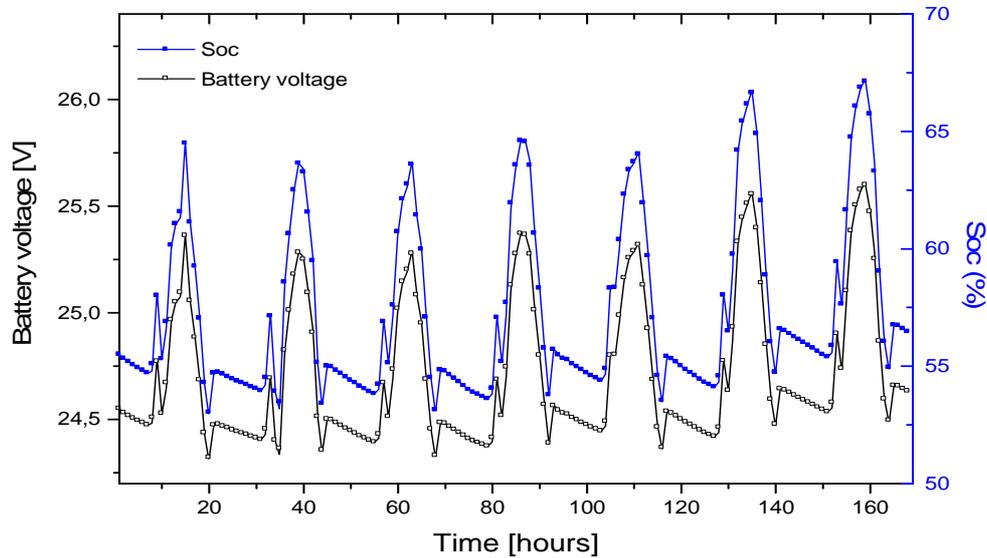


Fig. 40 : Variation horaire de la tension et l'état de charge des batteries SOC du 31 Mars au 06 Avril 2012.

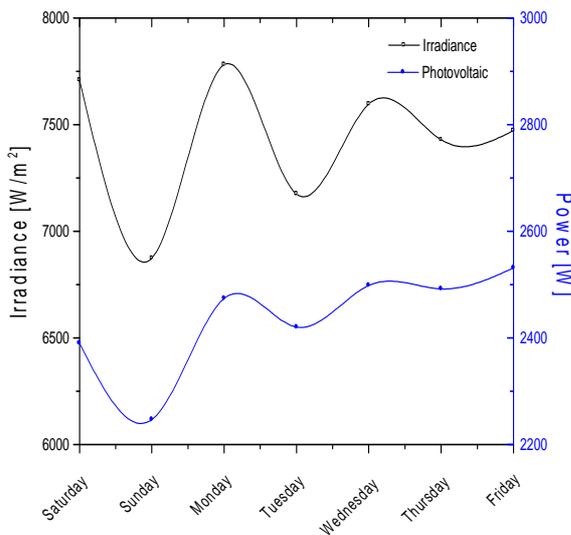


Fig. 41 : Variation journalière de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV du 31 Mars au 06 Avril 2012.

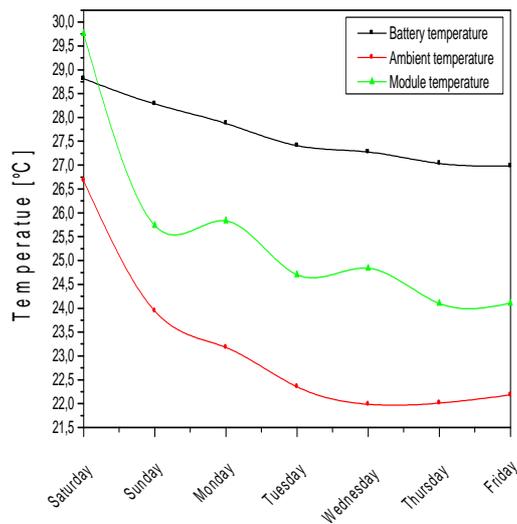


Fig. 42 : Variation journalière de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries du 31 Mars au 06 Avril 2012.

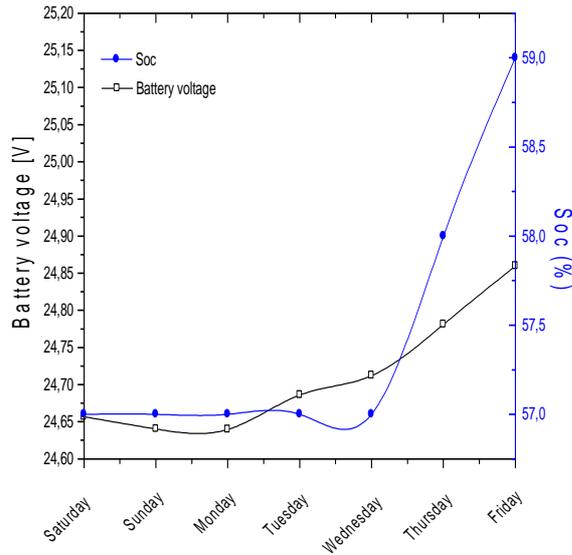


Fig. 43 : Variation journalière de la tension et l'état de charge des batteries SOC du 31 Mars au 06 Avril 2012.

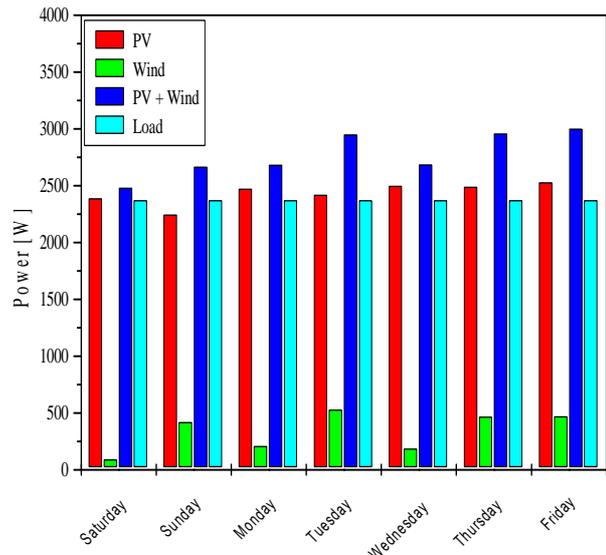


Fig. 44 : Variation journalière de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride du 31 Mars au 06 Avril 2012.

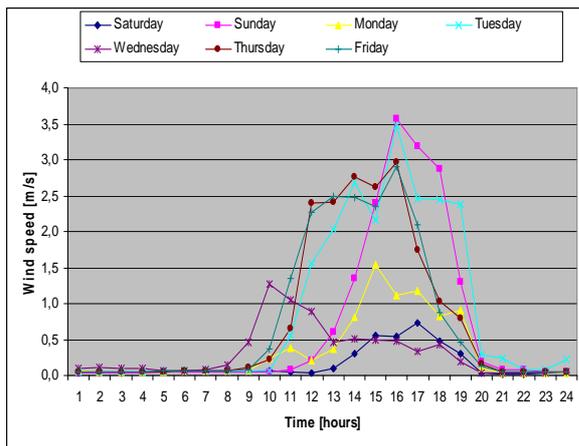


Fig.45 : Variation horaire de la vitesse du vent du 31 Mars au 06 Avril 2012.

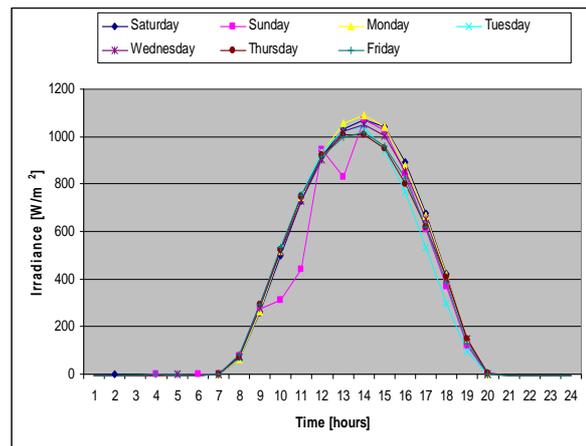


Fig.46 : Variation horaire de l'irradiation solaire du 31 Mars au 06 Avril 2012.

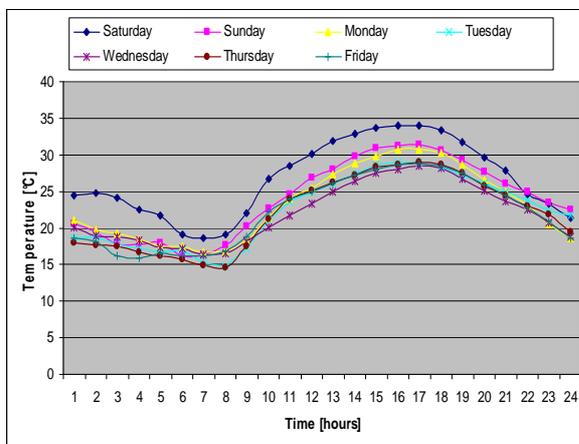


Fig.47 : Variation journalière de la température ambiante du 31 Mars au 06 Avril 2012.

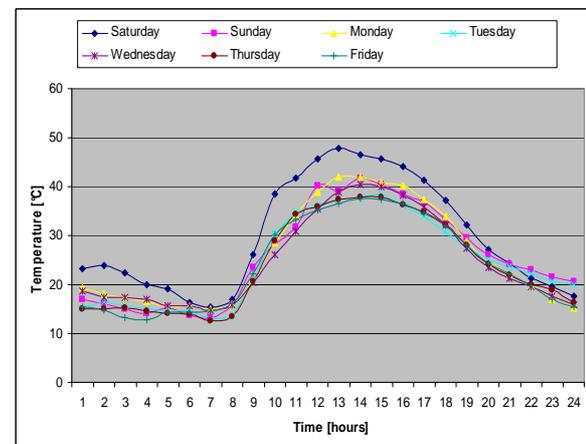


Fig. 48 : Variation journalière de la température des modules PV du 31 Mars au 06 Avril 2012.

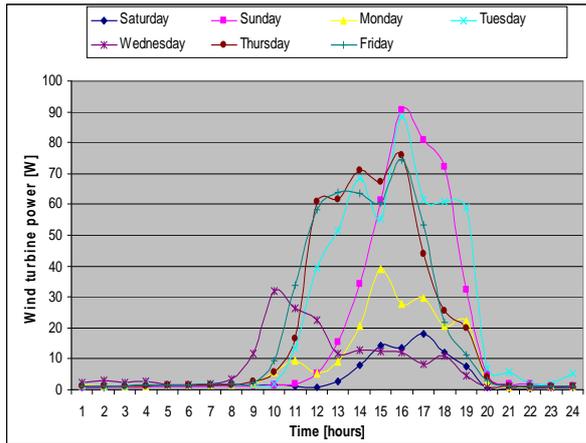


Fig. 49 : Variation horaire de la puissance produit par l'aérogénérateur du 31 Mars au 06 Avril 2012.

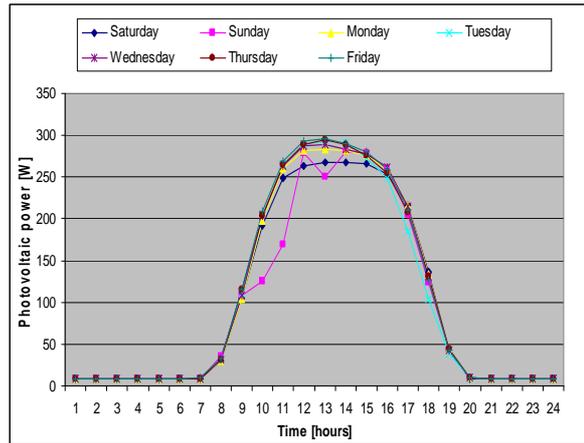


Fig. 50 : Variation horaire de la puissance produit par le champ PV du 31 Mars au 06 Avril 2012.

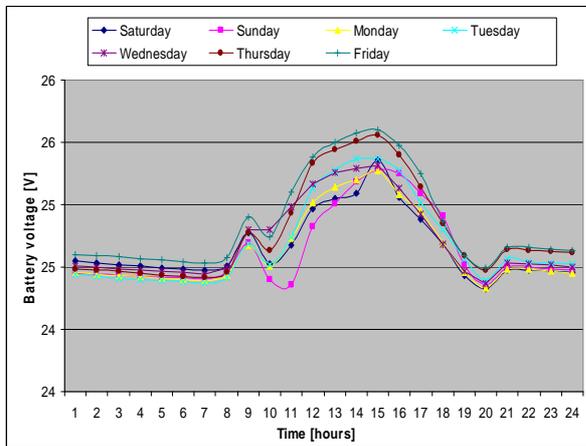


Fig. 51 : Variation journalière de la tension des batteries du 31 Mars au 06 Avril 2012.

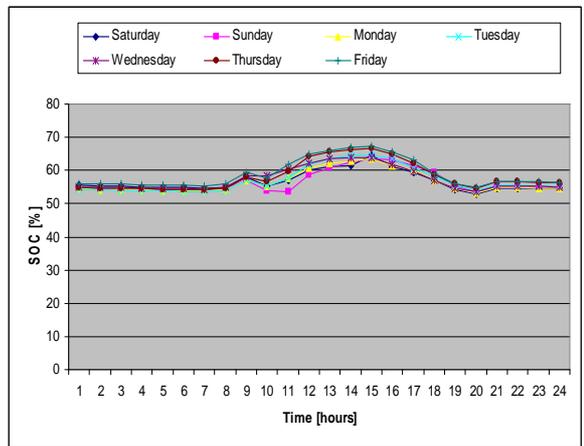


Fig. 52 : Variation journalière de l'état de charge des batteries SOC du 31 Mars au 06 Avril 2012.

Tableau 8 : Contribution de chaque sous-système PV et éolien à la production totale d'énergie du système hybride.

	Contribution du système PV	Contribution du système éolien	Hybrid système PV + éolien	Système PV (%)	Système éolien (%)	Total (%)
Samedi	2390,74	91,67	2482,41	96,31	3,69	100
Dimanche	2211,98	414,54	2626,53	84,22	15,78	100
Lundi	2474,64	208,30	2682,94	92,24	7,76	100
Mardi	2410,69	528,69	2939,38	82,01	17,99	100
Mercredi	2499,17	187,78	2686,95	93,01	6,99	100
Jeudi	2480,98	465,40	2946,39	84,20	15,80	100
Vendredi	2532,06	471,34	3003,40	84,31	15,69	100
Moy. Jour.	2428,61	338,25	2766,86	88	12	100

Le tableau 8 présente la contribution de l'énergie produite par les des deux sous systèmes PV et éolien à la production total du system hybride. La puissance fournie par le champ photovoltaïque (88 %) est plus importante que la puissance éolienne (12 %).

b) L'éclairage public de consommation journalière 2640 Wh, du 06 au 15 Mai 2012.

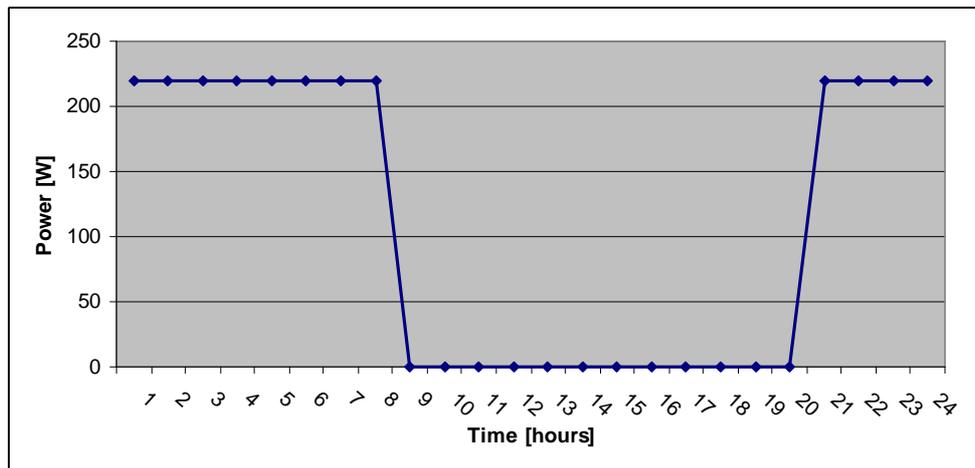


Fig. 53 : Le profil journalier de la charge

Tableau 9 : Calcul de la consommation horaire et journalière.

Application	Puissance [W]	Nombre d'heurs d'utilisation par jour [heurs]	Energie consommé /jour [Wh]
Éclairage	220	From 20 H –00 H = 4 H	880
		From 00 H –08 H = 8 H	1760
Total		12	2640

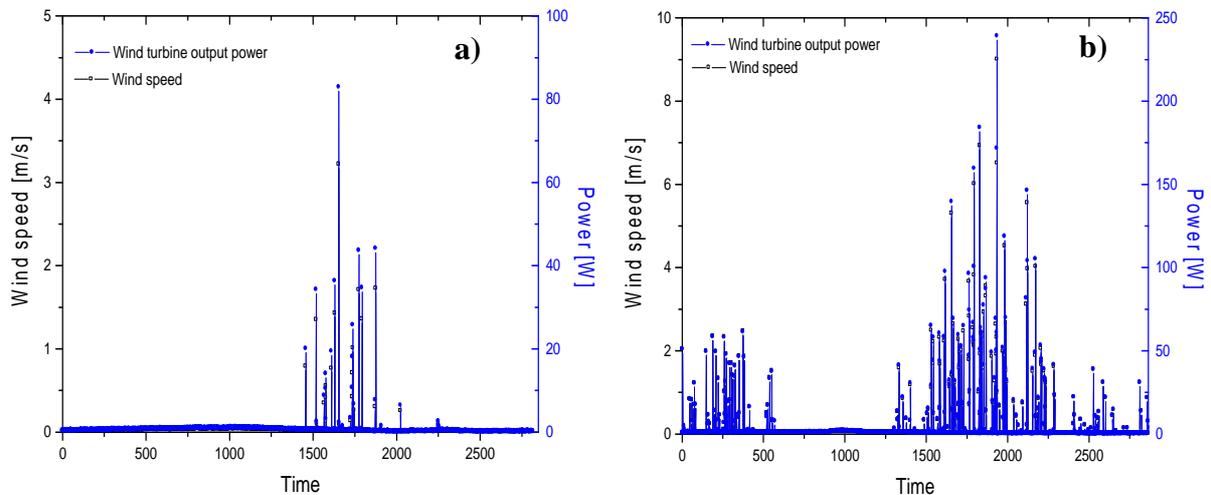


Fig. 54 : Variation (chaque 30 seconde) de la vitesse du vent et de la puissance produit par l'aérogénérateur : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

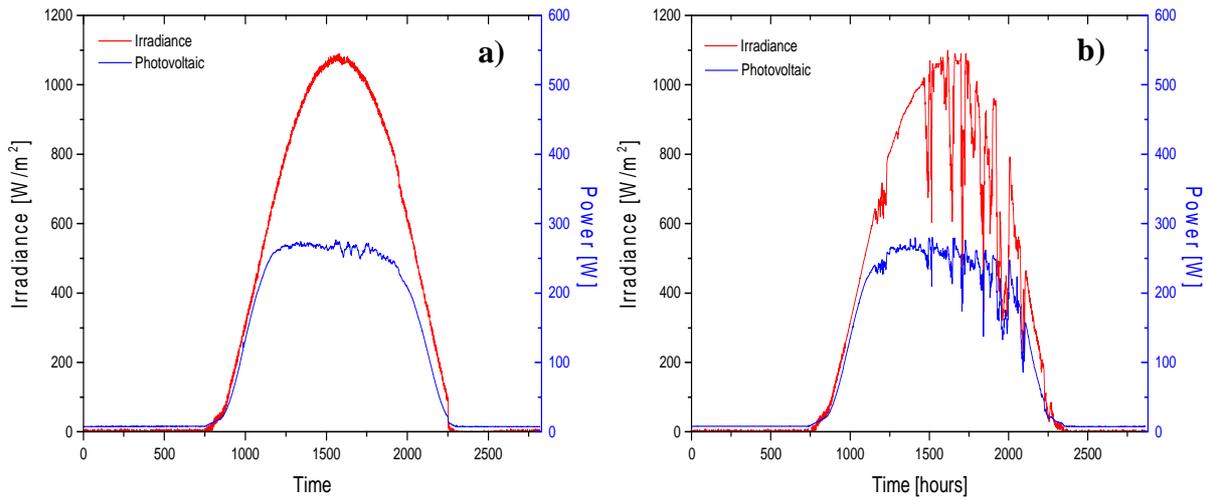


Fig. 55 : Variation (chaque 30 seconde) de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

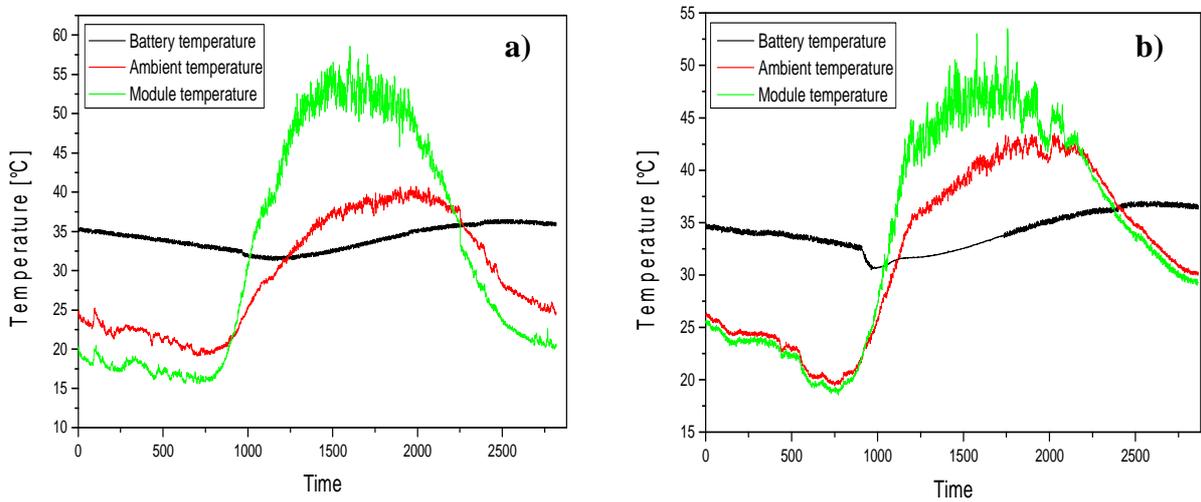


Fig.56 : Variation (chaque 30 seconde) de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

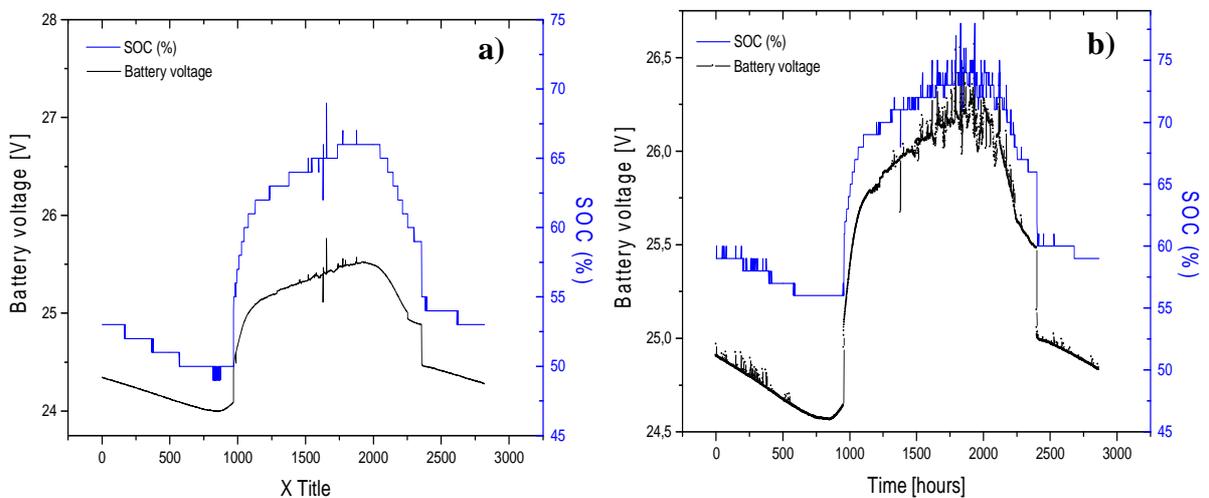


Fig.57 : Variation (chaque 30 seconde) de la tension et l'état de charge des batteries SOC (State of charge of the battery) : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

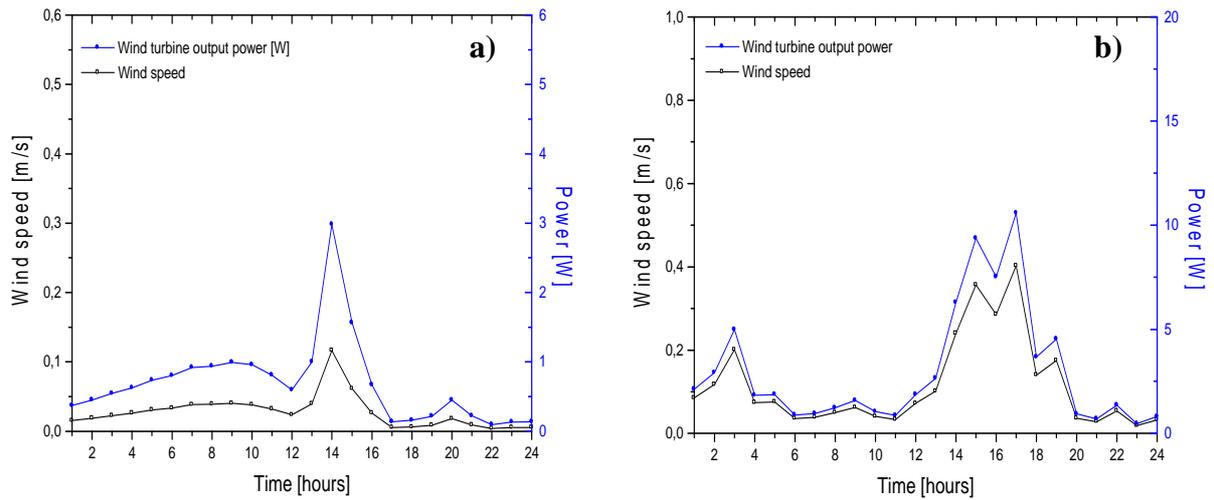


Fig. 58 : Variation horaire de la vitesse du vent et de la puissance produit par l'aérogénérateur : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

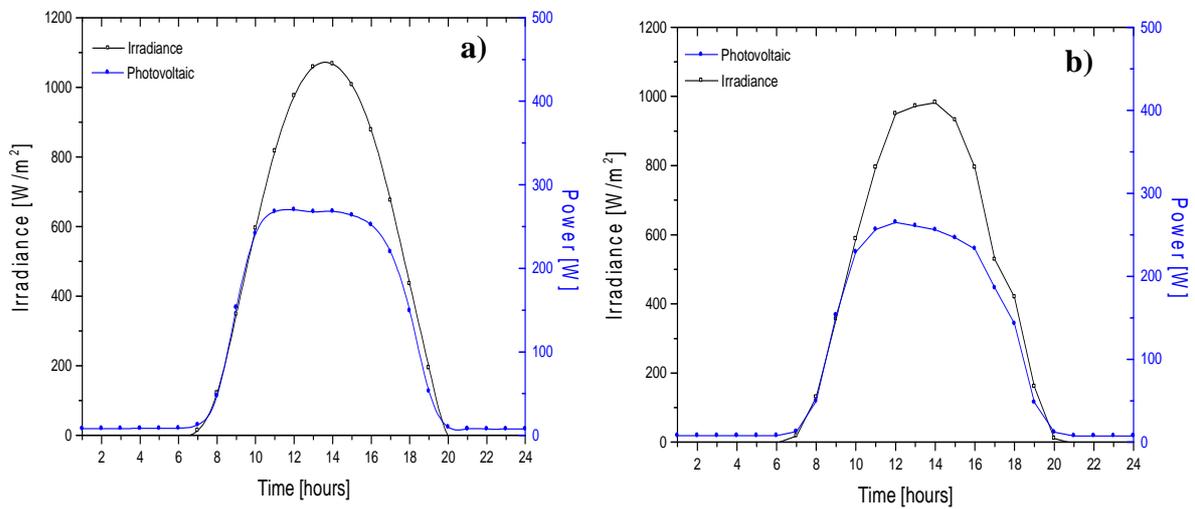


Fig.59 : Variation horaire de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

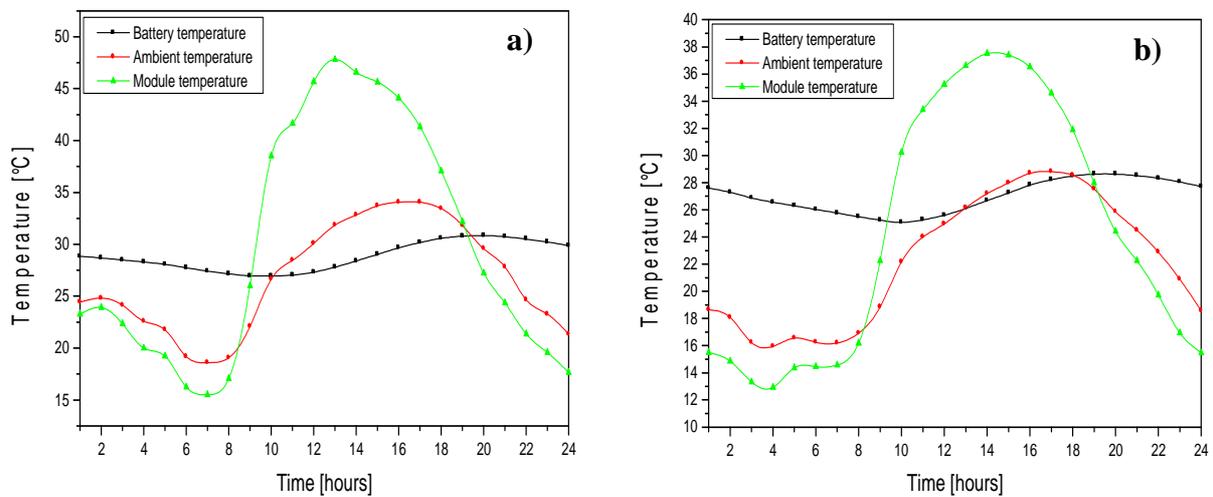


Fig.60 : Variation horaire de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

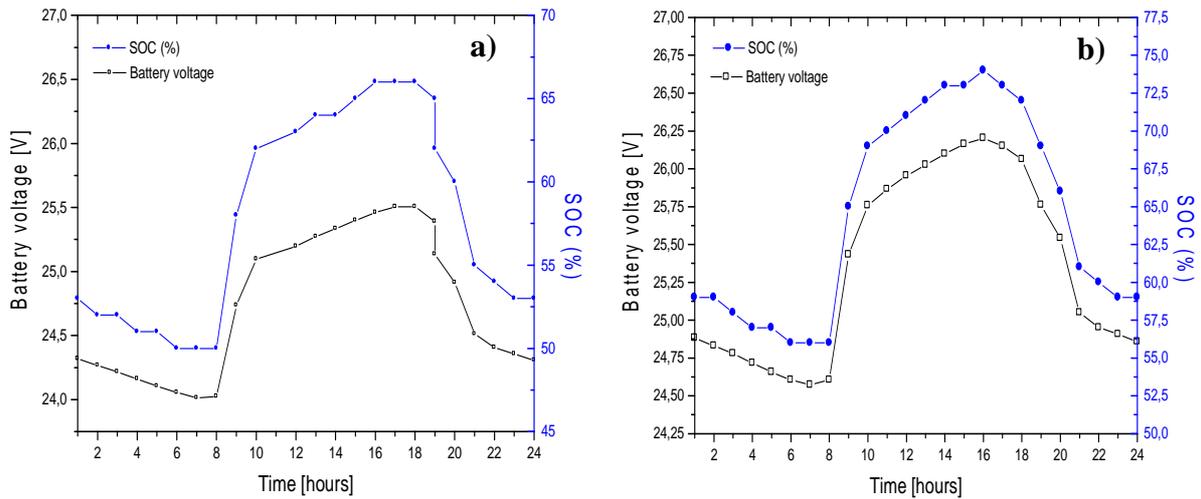


Fig.61 : Variation horaire de la tension et l'état de charge des batteries SOC (State of charge of the battery) : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

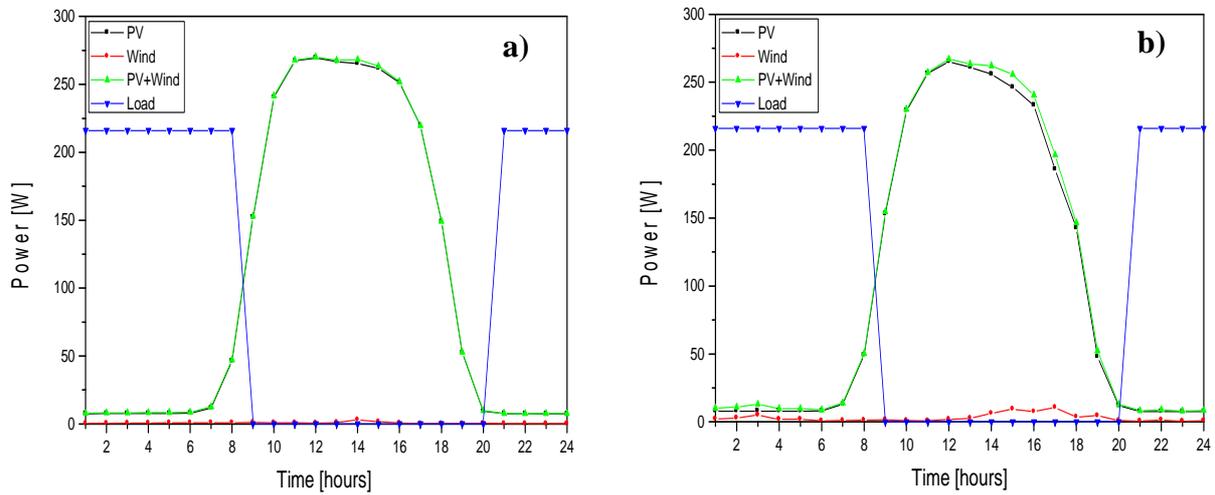


Fig. 62 : Distribution de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride : a) 06 Mai 2012; b) 15 Mai 2012.

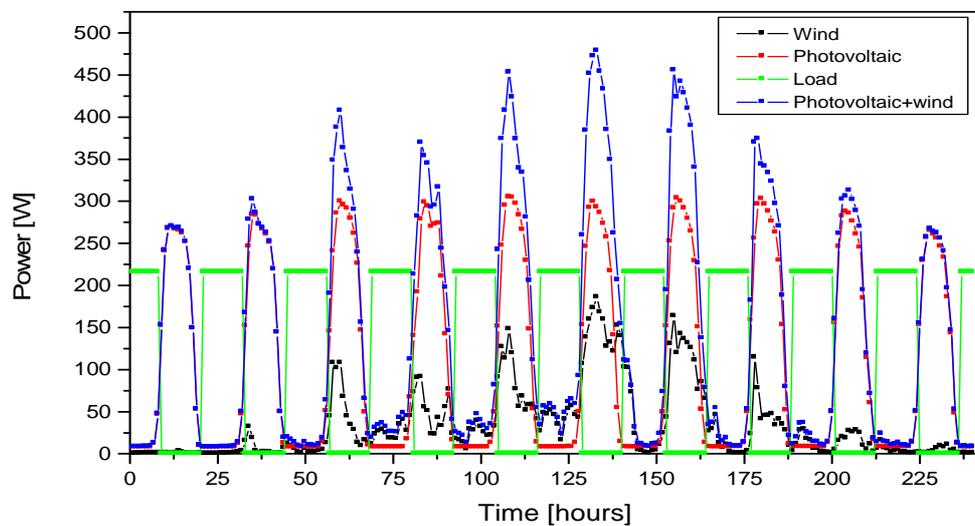


Fig. 63 : Variation horaire de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride du 06 au 15 Mai 2012.

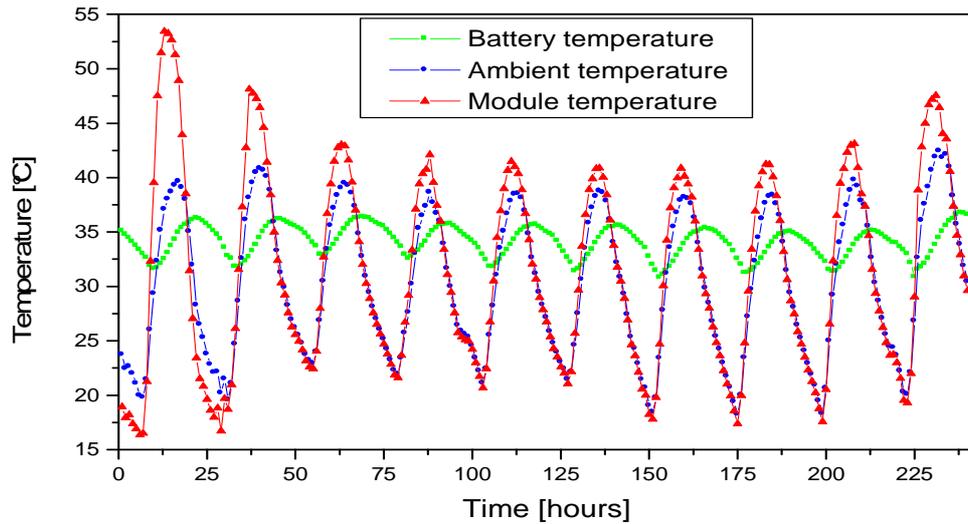


Fig. 64 : Variation horaire de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries du 06 au 15 Mai 2012.

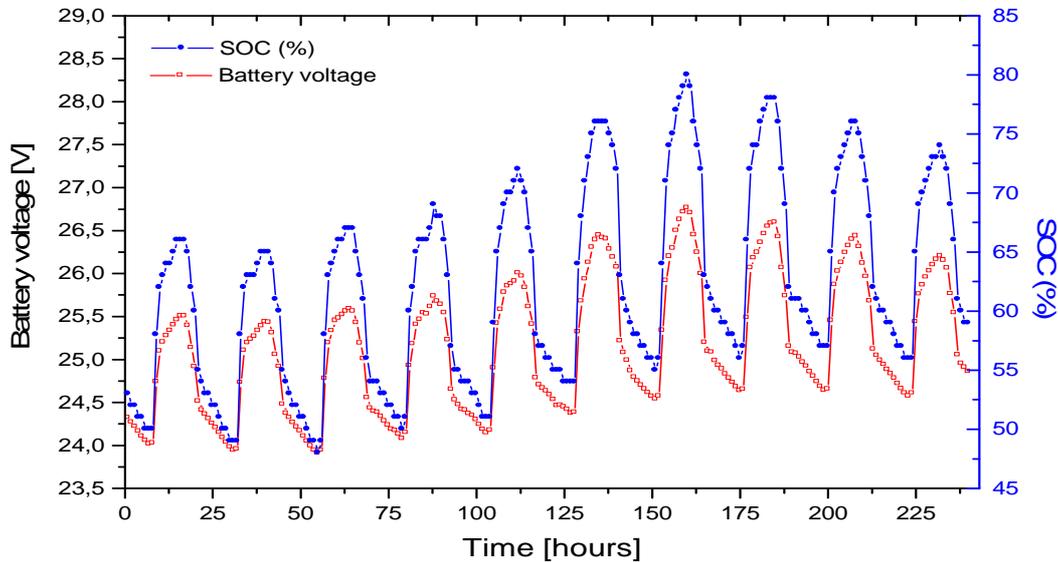


Fig. 65 : Variation horaire de la tension et l'état de charge des batteries SOC du 06 au 15 Mai 2012.

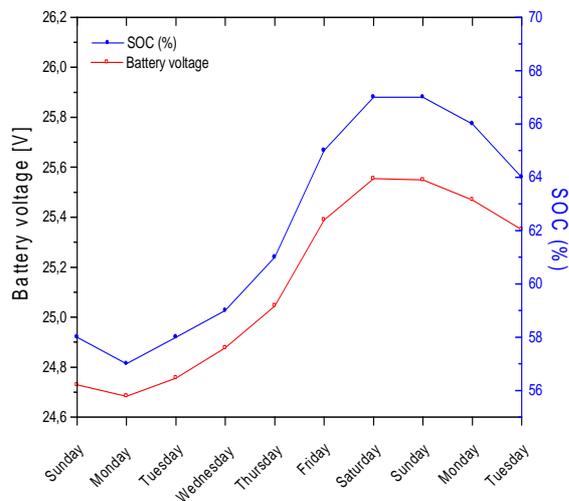


Fig. 66 : Variation journalière de la tension et l'état de charge des batteries SOC du 06 au 15 Mai 2012.

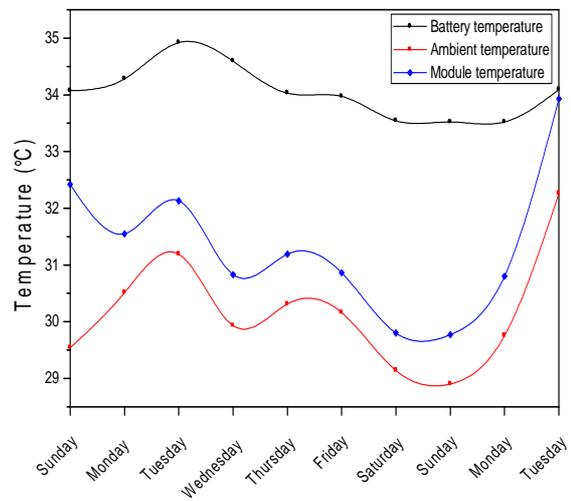


Fig. 67 : Variation journalière de la température ambiante, température des modules PV et la température des batteries du 06 au 15 Mai 2012.

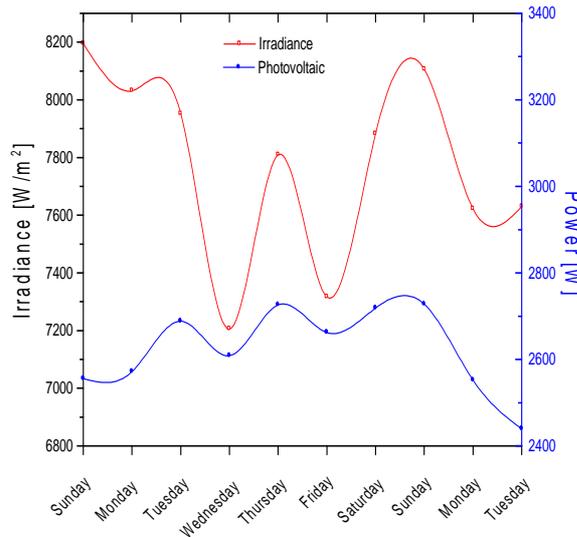


Fig. 68 : Variation journalière de l'irradiation solaire et de la puissance produit par le champ PV du 06 au 15 Mai 2012

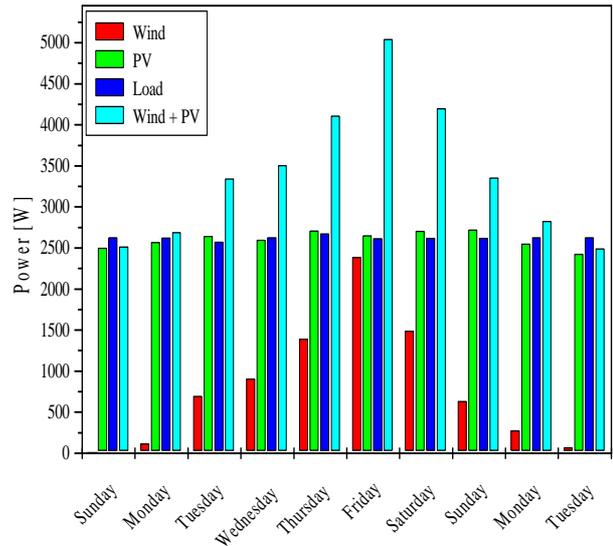


Fig. 69 : Variation journalière de la charge et des puissances produites par chacun des systèmes : aérogénérateur, PV et le système hybride du 06 au 15 Mai 2012.

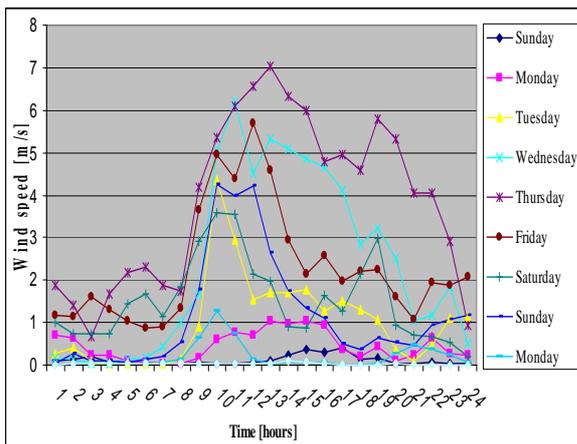


Fig. 70 : Variation horaire de la vitesse du vent du 06 au 15 Mai 2012.

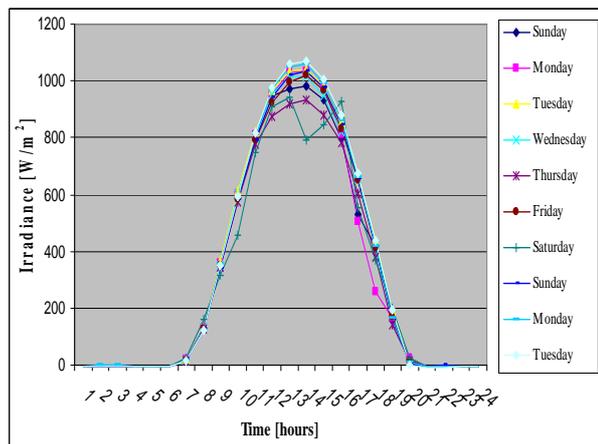


Fig. 71 : Variation horaire de l'irradiation solaire du 06 au 15 Mai 2012.

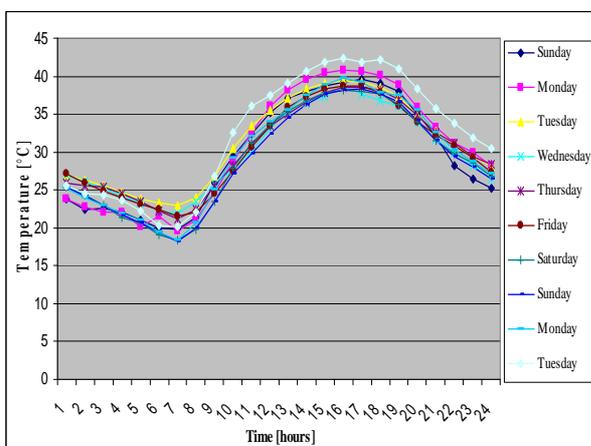


Fig. 72 : Variation journalière de la température ambiante du 06 au 15 Mai 2012.

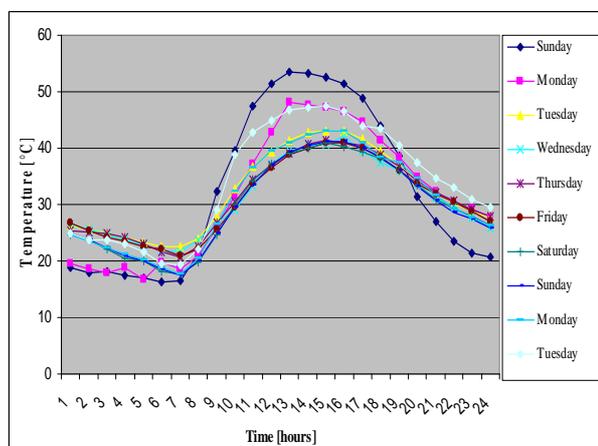


Fig. 73 : Variation journalière de la température des modules PV du 06 au 15 Mai 2012.

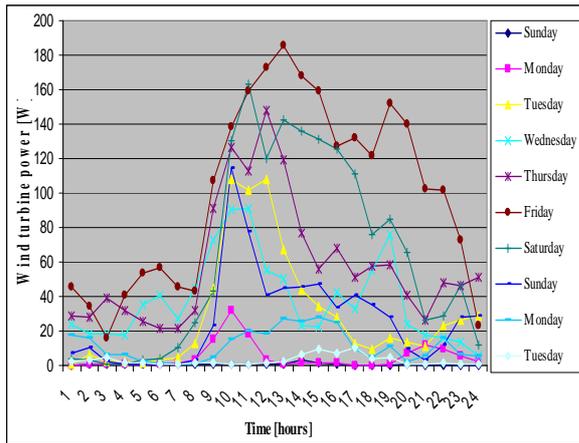


Fig. 74 : Variation horaire de la puissance produit par l'aérogénérateur du 06 au 15 Mai 2012.

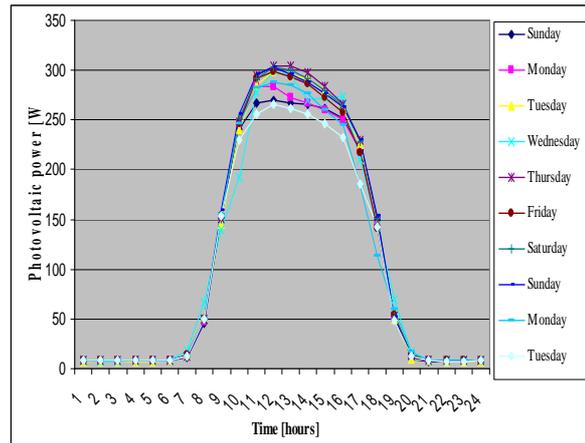


Fig. 75 : Variation horaire de la puissance produit par le champ PV du 06 au 15 Mai 2012.

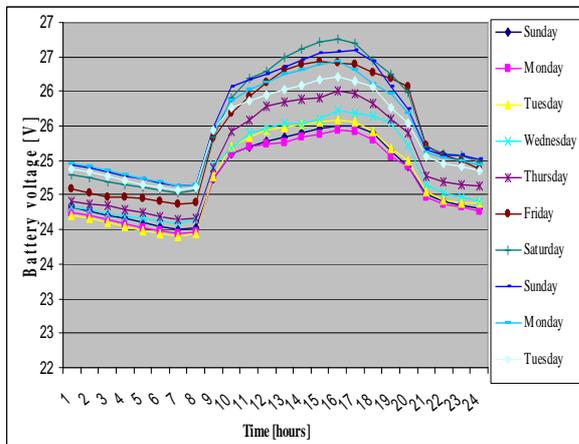


Fig. 76 : Variation journalière de la tension des batteries du 06 au 15 Mai 2012.

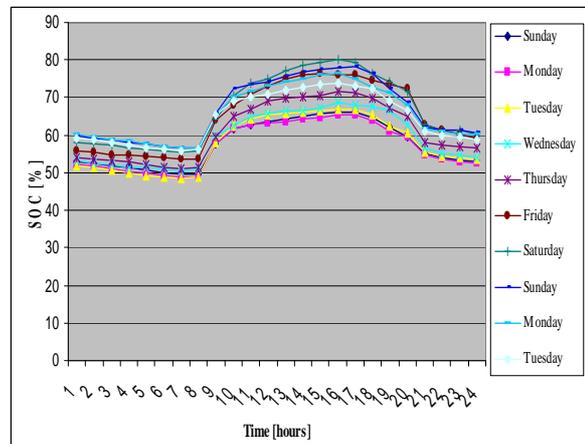


Fig. 77 : Variation journalière de l'état de charge des batteries SOC du 06 au 15 Mai 2012.

Tableau 10 : Contribution de chaque sous-système PV et éolien à la production totale d'énergie du système hybride.

	Contribution du système PV	Contribution du système éolien	Hybrid système PV + éolien	Système PV (%)	Système éolien (%)	Total (%)
Dimanche	2555,52	16,68	2572,20	99	1	100
Lundi	2572,07	120,53	2692,60	96	4	100
Mardi	2688,35	711,33	3399,68	79	21	100
Mercredi	2608,76	910,26	3519,03	74	26	100
Jeudi	2726,22	1403,70	4129,92	66	34	100
Vendredi	2662,33	2399,75	5062,08	53	47	100
Samedi	2718,72	1497,27	4215,99	64	36	100
Dimanche	2727,75	638,42	3366,17	81	19	100
Lundi	2552,07	277,76	2829,83	90	10	100
Mardi	2439,51	71,34	2510,85	97	3	100
Moy. Jour.	2616,95	634,33	3251,28	84	16	100

Le tableau 10 expose la contribution de l'énergie produite par les des deux sous systèmes PV et éolien à la production total du system hybride. La puissance fournie par le champ photovoltaïque représente 84% de la production totale le système éolien représente 16%.

Nous apercevons la complémentarité entre les deux sources de production de l'énergie, avec une énergie produite maximale par le champ photovoltaïque.

11. Conclusion :

D'après la période d'essai du système, nous pouvons noter que :

- La production d'électricité du champ photovoltaïque est plus importante que celle produite par l'aérogénérateur est représentée respectivement (88%) et (12%) de la production total du système hybride.
- Le SOC (%) des batteries est dominé par la production du champ photovoltaïque.
- La production totale d'électricité répond à la charge (la demande d'électricité) à tout moment de la journée.
- Il existe une relation de complémentarité entre l'énergie solaire et l'énergie éolienne.
- La production d'électricité maximale du système coïncide avec des pics de demande d'électricité.
- La vitesse moyenne du vent est plus élevée entre 10^h:00 et 18^h:00, par rapport les valeurs enregistrées pendant le reste de la journée.
- Les valeurs moyennes horaires du SOC (%) des batteries variées entre un maximum de 80 % et un minimum de 47 %.

12. Référence bibliographies :

- [1] Manuel de l'utilisateur Whisper 100, Installation, utilisation et entretien, 20 fév. 2006.
- [2] Whisper 100-200, Wind generator. 2006.
- [3] Paul Gipe. Le grand livre de l'éolien : Editions Le Moniteur. Paris. France. 2007.
- [4] K. Agroui. Etude du Comportement Thermique de Modules Photovoltaïques de Technologie Monoverre et Biverre au Silicium Cristallin. Revue Energie renouvelable: Valorisation (1999); 7-11.
- [5] SPI-LINE 1000 M.. Module Production Facility. Spire Corporation.
- [6] Y. Mesbahi, 'Algerian's Experience with Photovoltaic Module Production', 10Th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Lisbon (Portugal), 8-12 April 1991.
- [7] K. Agroui, Y. Mesbahi et F. Moussa, 'Etude des Effets de l'Encapsulation sur les Propriétés Physico-chimiques du Copolymère EVA durant le Procédé de Fabrication du Module PV UDTS 50', Colloque National sur l'Elaboration et la Caractérisation des Matériaux, ELACAM'96, Mostaganem, 1-3 Juin 1996.
- [8] K Agroui, 'Module photovoltaïque UDTS 50 : Technologie de Fabrication et Performances Electriques', Rapport interne 1995.

- [9] M. Sadok, A. Mehdaoui (2008). Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region, *Renewable Energy*, Vol 33, pp.2516-2524.
- [10] Sunlight creating energy, Manual Installation, Operation and Maintenance, Battery (SP 12V-100Ah).
- [11] Manuel de l'utilisateur et de montage Steca Tarom, pour des systèmes hybrides photovoltaïque/groupe électrogène/générateur éolien et pour des applications de télécommunications.
- [12] www.asif.org/files/6Convertidores.pdf
- [13] <http://www.servofluid.net/convertisseurs.html>

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Conclusions générales et perspectives

Ce travail de recherche comprend deux parties et porte sur l'étude et l'évaluation des performances d'un système hybride (Photovoltaïque - éolien) pour la production d'énergie électrique et disposant d'un système de stockage électrochimique. La première partie présente une modélisation et une simulation numérique des caractéristiques, des variations journalières, saisonnières et annuelles du rayonnement solaire et du vent dans 37 stations. La deuxième partie présente les différentes étapes de la réalisation, l'installation et l'expérimentation du système hybride (PV - éolien).

Les deux méthodes suscitées ont été comparées pour 37 sites Algérien. Ces sites ont été choisis suite à la variété que représentent les courbes de distribution (différence des facteurs de forme et d'échelle) ainsi que la différence des vitesses mensuelles moyennes pour deux sites. Pour une évaluation plus précise des performances des éoliennes, il est préférable d'utiliser la loi de distribution de Weibull. Cette méthode est basée sur l'utilisation de la vitesse moyenne du vent et les deux paramètres de Weibull (k et c), même la méthode de Rayleigh donne de bons résultats pour les sites caractérisés par un facteur de forme $k \approx 2$ comme le site de Tlemcen. Cependant, au niveau du site d'Adrar, on remarque un grand écart entre le modèle de Rayleigh et les autres modèles de calcul.

La présente recherche a montré que l'Algérie possède un gisement éolien considérable, dont le potentiel est surtout appréciable au sud avec des vitesses moyennes estimées de 4 à 6 m/s. Il constitue également une ressource appréciable pouvant alimenter des besoins domestiques dans les sites isolés alors que le nord du pays s'est avéré moins venté à l'exception des microclimats observés dans la région côtière d'Oran, la région de Tiaret ou encore la région s'étendant de Bejaia vers Biskra en passant par Sétif. Ainsi, l'étude de la variation du vent et de la puissance énergétique éolienne en fonction de la hauteur, a permis d'élargir les régions ventées.

En matière d'énergie solaire, l'Algérie est l'un des pays les plus ensoleillés du monde, elle possède un gisement considérable, réparti plus particulièrement au sud et dispose de 3000 heures d'ensoleillement par an, soit un potentiel d'environ 170.000 TWh par an, ou l'équivalent de 5000 fois la consommation algérienne en électricité et 60 fois la consommation de l'Europe des 15 estimée à 3000 TWh par an.

L'exploitation de l'énergie éolienne et PV en Algérie est favorable pour les groupes A et B pour des applications de faible puissance, tel que le pompage d'eau et la production d'électricité, et pour les groupes C et D favorable même pour les installations de grande puissance et pour les fermes éoliens.

Les travaux futurs qui pourraient être envisagés à partir des résultats obtenus de cette recherche sont :

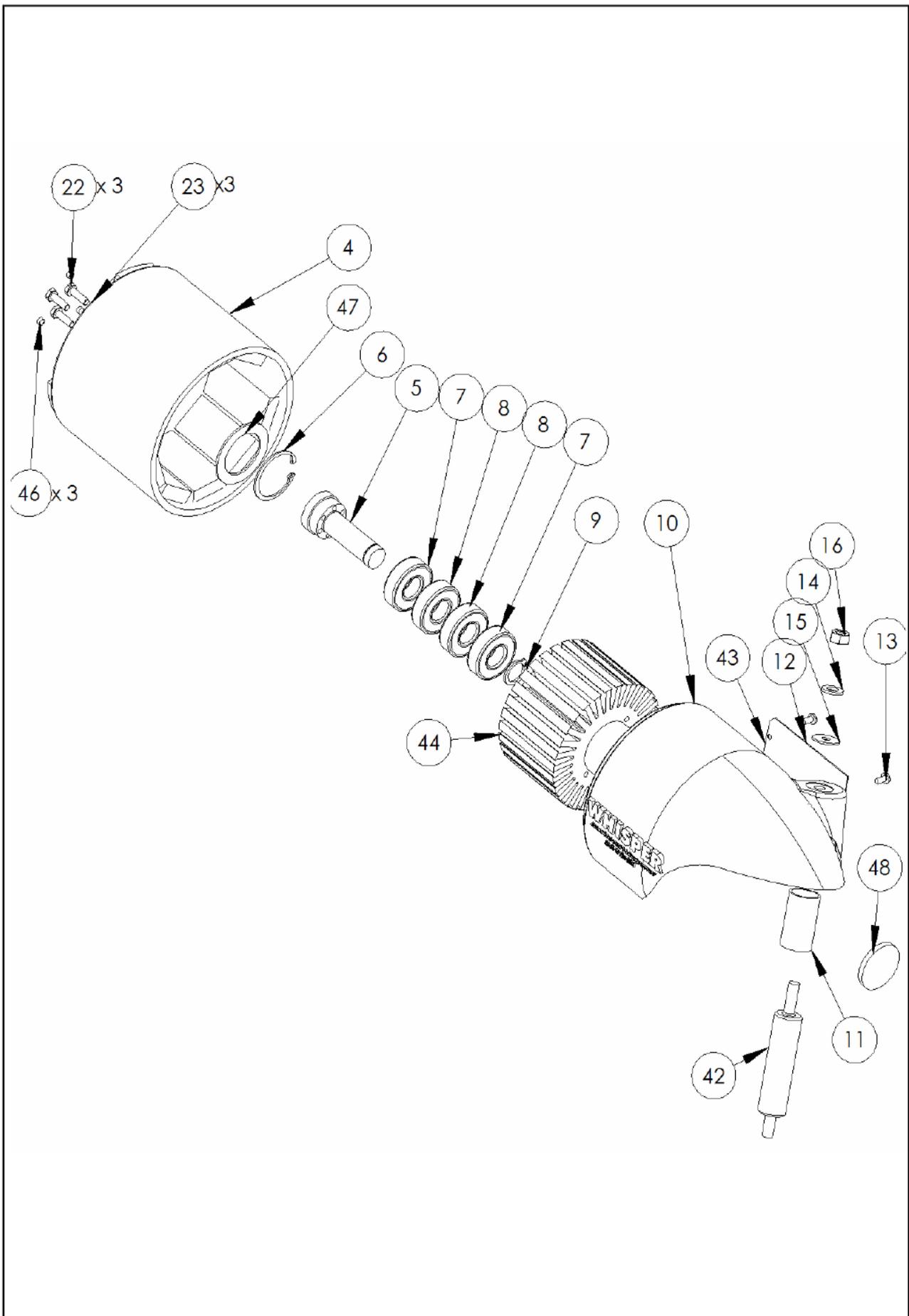
- 1 Modélisation, simulation et expérimentation d'un système de pompage à l'aide d'un aérogénérateur.
- 2 Etude, installation et expérimentation d'un système énergétique éolien raccordé au réseau et la création d'une banque de données.

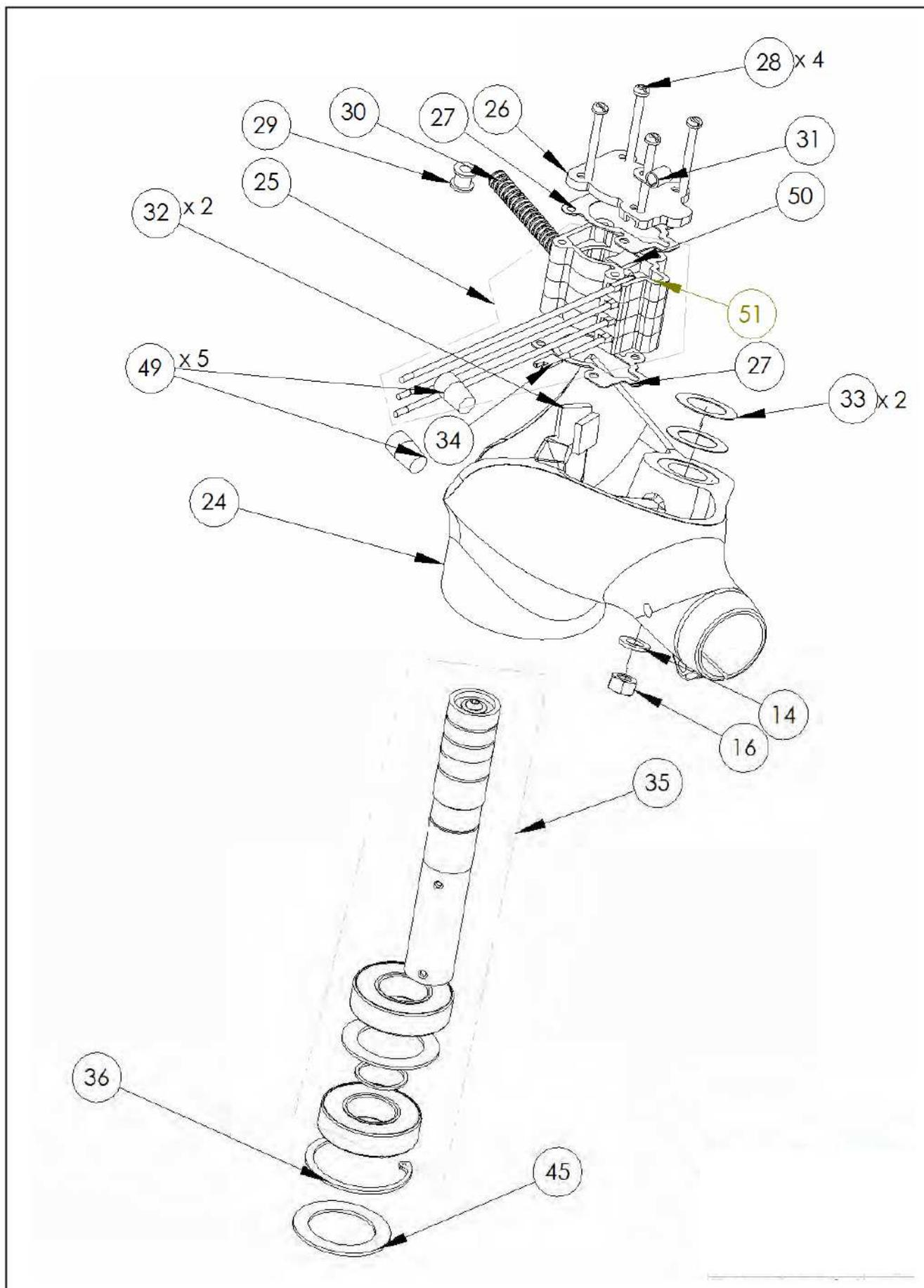
- 3 Etude de l'influence du profil de charge sur le dimensionnement d'un système hybride éolien-solaire - batteries.
- 4 Etude et expérimentation d'un système hybride (Photovoltaïque – Eolien) de production d'électricité décentralisé couplés au réseau
- 5 Une analyse technico-économique des différentes configurations des systèmes

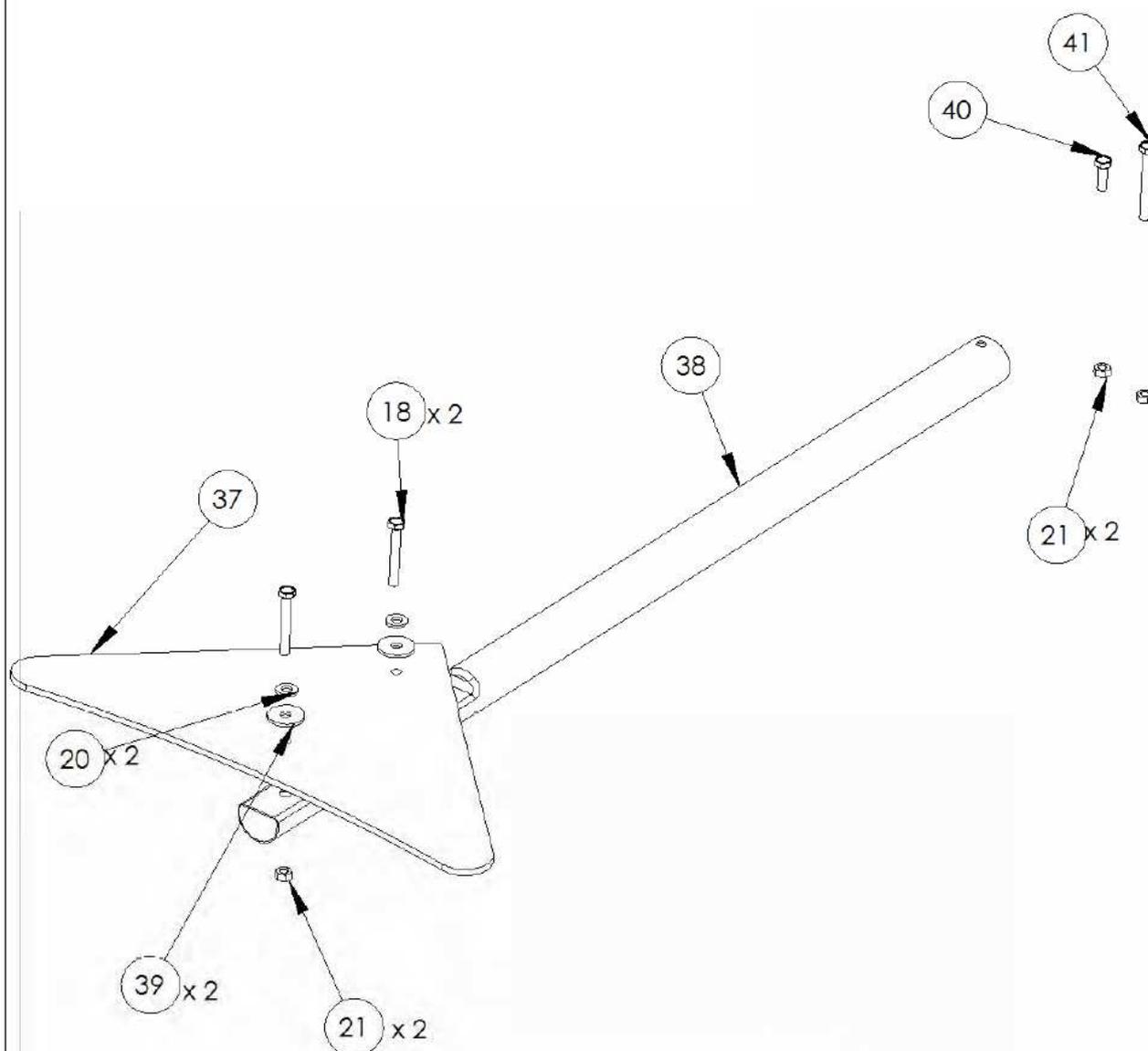
ANNEXES

Liste des pièces de la vue éclatée de la Whisper 100

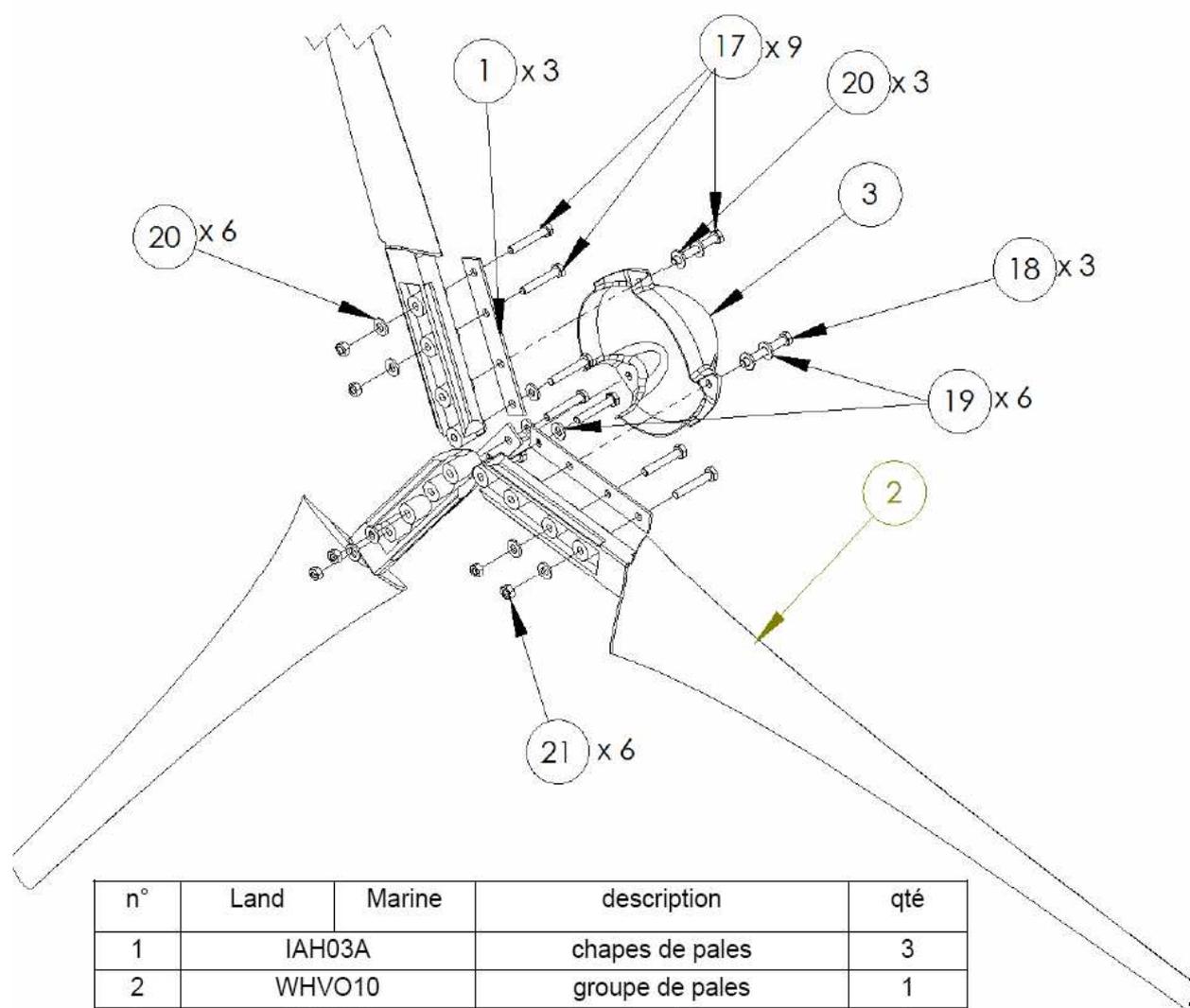
n°	LAND	MARINE	DESCRIPTION	qté
4	3-CMBP-1128-01		groupe cylindre rotor	1
5	3-CMBP-1139		arbre	1
6	3-CMBP-1139		anneau rapide	1
7	3-CABR-1003		roulement extérieur	2
8	3-CABR-1007		roulement intérieur	2
9	3-CAOT-1065		anneau rapide	1
10	3-CMBP-1225-01	3-CMBP-1225-03	corps supérieur	1
11	3-CAOT-1051		roulement en bronze	1
12	3-CMBP-1081		capot des fils	1
13	3-HDBT-2000—02		vis du capot des fils	2
14	3-HDWA-102-10		rondelle	2
15	3-CMBP-1233		rondelle nylon	1
16	3-HDNT-201-03		écrou à insert nylon M10	2
23	HDWA-200-07		rondelle de blocage M6	3
24	3-CMBP-1226-01	3-CMBP-1226-03	corps inférieur	1
25	3-CMBP-1228		groupe balais et soudure ultrasonique	1
26	3-CMBP-1055		capot du groupe balais	1
27	3-CMBP-1109		joint du groupe balais	2
28	HDBT-2001-027		vis M5 x 60	4
29	3-CAOT-1156		anneau de coutchouc	1
30	3-CAOT-1177		tube convoluté	1
31	3-CAOT-1160		serre-câble	1
32	3-CMBP-1177		coussin néoprène 6,35 mm	2
33	3-HDWA-904		rondelle de bronze	2
34	3-ELOT-1012		terminal fourché	1
35	3-CMBP-1194		groupe pivot	1
36	3-CAOT-1067		anneau rapide	1
42	3-CMBP-1122		arbre pivot	1
43	3-CMLB-1016		autocollant pour câblage	1
44	3-CMBP-1198-01	3-CMBP-1198-02	stator	1
45		3-CAOT-1068	joint de l'arbre pivot	1
46		3-HDBT-2003-031	vis de fermeture	3
47		3-CAOT-1076	joint de l'arbre	1
48		3-CAOT-1077	bouchon du stator	1
49	3-CAOT-1168		connecteurs des fils	5
50	3-CMBP-1054-01		balai avec joint	1
51	3-CAOT-1050		ressort de balai	1







n°	Land	Marine	description	qté
18	3-HDBT-2006-074		boulon M8 x 55	2
20	3-HDWA-201-09		rondelle inox M8 x 24	2
21	3-HDNT-201-02		écrou inox à insert Nylon M8	4
22	3-HDBT-2006-033		boulon M8 x 20	3
37	3-CMBP-1142		aileron caudal	1
38	3-CMBP-1180		tige caudale	1
39	3-HDWA-905		rondelle Nylon M8 x 31	2
40	3-HDBT-2004-069		boulon M8 x 25	1



n°	Land	Marine	description	qté
1	IAH03A		chapes de pales	3
2	WHVO10		groupe de pales	1
3	IAH08A		capuchon	1
17	IAR11		boulon M8 x 50	9
18	IRA12		boulon M8 x 55	3
19	IAR14		rondelle de blocage inox M8	6
20	IAR15		rondelle inox M8 x 24	6
21	IAR17		écrou inox à insert Nylon M8	6

1. Pays ayant signé et ratifié le protocole

En 2011, 191 Etats ont signé et rectifié le protocole de Kyoto de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Pays	CCNUCC	Annexe	% pour la ratification	Cible de réduction pour 2012	Signé	Ratifié/Accepté
Fidji	membre				17 septembre 1998	17 septembre 1998
Barbade	membre				16 mars 1998	3 novembre 1998
Tuvalu	membre				16 novembre 1998	16 novembre 1998
Maldives	membre				16 mars 1998	30 décembre 1998
Turkménistan	membre				28 septembre 1998	11 janvier 1999
Trinité-et Tobago	membre				7 janvier 1999	28 janvier 1999
Panama	membre				8 juin 1999	5 mars 1999
Bahamas	membre					9 avril 1999
Géorgie	membre					16 juin 1999
Micronésie	membre				17 mars 1998	21 juin 1999
Jamaïque	membre					28 juin 1999
Chypre	membre					16 juillet 1999
Paraguay	membre				25 août 1998	27 août 1999
Guatemala	membre				10 juillet 1998	5 octobre 1999
Ouzbékistan	membre				20 novembre 1998	12 octobre 1999
Nicaragua	membre				7 juillet 1998	18 novembre 1999
Bolivie	membre				29 juillet 1998	30 novembre 1999
Palaos	membre					10 décembre 1999
Mongolie	membre					15 décembre 1999
Equateur	membre				15 janvier 1999	13 janvier 2000
Salvador	membre				8 juin 1998	13 janvier 2000
Honduras	membre				25 février 1999	19 juillet 2000
Barbade	membre					7 août 2000
Guinée équatoriale	membre					16 août 2000
Lesotho	membre					6 septembre 2000
Guinée	membre					7 septembre 2000
Kiribati	membre					7 septembre 2000
Mexique	membre				9 juin 1998	7 septembre 2000
Azerbaïdjan	membre					28 septembre 2000
Samoa	membre				16 mars 1998	27 novembre 2000
Uruguay	membre				29 juillet 1998	5 février 2001
Roumanie	membre	I	1.24%	-8%	5 janvier 1999	19 mars 2001
Maurice	membre					9 mai 2001
Gambie	membre					1 ^{er} juin 2001
Vanuatu	membre					17 juillet 2001
Sénégal	membre					20 juillet 2001
Nauru	membre					16 août 2001
Argentine	membre				16 mars 1998	28 septembre 2001
Burundi	membre					18 octobre 2001
Bangladesh	membre					22 octobre 2001
Malawi	membre					26 octobre 2001
malte	membre				17 avril 1998	11 novembre 2001
République tchèque	membre	I	1.24%	-8%	23 novembre 1998	15 novembre 2001
Colombie	membre					30 novembre 2001
Maroc	membre					25 janvier 2002
République dominicaine	membre					12 février 2002
Bénin	membre					25 février 2002
Djibouti	membre					12 mars 2002
Ouganda	membre					25 mars 2002

Annexe B

Mali	membre				27 janvier 1999	28 mars 2002
Papouasie-Nouvelle-Guinée	membre				2 mars 1999	28 mars 2002
Cuba	membre				15 mars 1999	30 avril 2002
Islande	membre	I,II	0.02%	+10%		23 mai 2002
Norvège	membre	I,II	0.26%	+1%	29 avril 1998	30 mai 2002
Union européenne	membre	I,II	31.68%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Autriche	membre	I,II	0.4%	-8%	24 septembre 1998	31 mai 2002
Belgique	membre	I,II	0.8%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Danemark	membre	I,II	0.4%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Finlande	membre	I,II	0.4%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
France	membre	I,II	2.7%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Allemagne	membre	I,II	7.4%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Grèce	membre	I,II	0.6%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Irlande	membre	I,II	0.2%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Italie	membre	I,II	3.1%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Luxembourg	membre	I,II	0.1%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Pays-Bas	membre	I,II	1.2%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Portugal	membre	I,II	0.3%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Espagne	membre	I,II	1.9%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Suède	membre	I,II	0.4%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Royaume-Uni	membre	I,II	4.3%	-8%	29 avril 1998	31 mai 2002
Slovaquie	membre	I	0.42%	-8%	26 février 1998	31 mai 2002
Japon	membre	I,II	8.55%	-6%	28 avril 1998	4 juin 2002
Lettonie	membre	I	0.17%	-8%	14 décembre 1998	5 juillet 2002
Seychelles	membre				20 mars 1998	22 juillet 2002
Afrique du Sud	membre					31 juillet 2002
Slovénie	membre	I		-8%	21 octobre 1998	2 août 2002
Grenade	membre					6 août 2002
Costa Rica	membre				27 avril 1998	9 août 2002
Bulgarie	membre	I	0.6%	-8%	18 septembre 1998	15 août 2002
Hongrie	membre	I	0.52%	-6%		21 août 2002
Cambodge	membre					22 août 2002
Bésil	membre				29 avril 1998	23 août 2002
Bhoutan	membre					26 août 2002
Chili	membre				17 juin 1998	26 août 2002
Inde	membre					26 août 2002
Tanzanie	membre					26 août 2002
Cameroun	membre					28 août 2002
Thaïlande	membre				2 février 1999	28 août 2002
Chine	membre				29 mai 1998	30 août 2002
Sri Lanka	membre					3 septembre 2002
Malaisie	membre				12 mars 1999	4 septembre 2002
Pérou	membre				13 novembre 1998	12 septembre 2002
Viêt Nam	membre				3 décembre 1998	25 septembre 2002
Estonie	membre	I	0.28%	-8%	3 décembre 1998	14 octobre 2002
Liberia	membre					5 novembre 2002
Coré du Sud	membre				25 septembre 1998	8 novembre 2002
Pologne	membre	I	3.02%	-6%	15 juillet 1998	13 décembre 2002
Canada	membre	I,II	3.33%	-6%	29 avril 1998	17 décembre 2002
Nouvelle-Zélande	membre	I,II	0.19%	0%	22 mai 1998	19 décembre 2002
Lituanie	membre	I		-8%	21 septembre 1998	3 janvier 2003
Jordanie	membre					17 janvier 2003
Tunisie	membre					22 janvier 2003
Laos	membre					6 février 2003
Salomon	membre				29 septembre 1998	13 mars 2003
Moldavie	membre					22 avril 2003
Arménie	membre					25 avril 2003
Kirghizistan	membre					13 mai 2003

Annexe B

Ghana	membre					30 mai 2003
Suisse	membre	I,II	0.32%	-8%	16 mars 1998	9 juillet 2003
Guyana	membre					5 août 2003
Botswana	membre					8 août 2003
Marshall	membre				17 mars 1998	11 août 2003
Birmanie	membre					13 août 2003
Sainte-Lucie	membre				16 mars 1998	20 août 2003
Namibie	membre					4 septembre 2003
Madagascar	membre					24 septembre 2003
Belize	membre					26 septembre 2003
Philippines	membre				15 avril 1998	20 novembre 2003
Israël	membre				16 décembre 1998	15 mars 2004
Ukraine	membre	I		0%	15 mars 1999	12 avril 2004
Togo	membre					2 juillet 2004
Rwanda	membre					22 juillet 2004
Yémen	membre					15 septembre 2004
Niger	membre				23 octobre 1998	30 septembre 2004
Soudan	membre					2 novembre 2004
Russie	membre	I	17.4%	0%	11 mars 1999	18 novembre 2004
Macédoine	membre					18 novembre 2004
Indonésie	membre				13 juillet 1998	3 décembre 2004
Liechtenstein	membre	I	0.0015%	-8%	29 juin 1198	3 décembre 2004
Nigeria	membre					10 décembre 2004
Saint-Vincent-et-les-Grenadines	membre				19 mars 1998	31 décembre 2004
Pakistan	membre					11 janvier 2005
Qatar	membre					11 janvier 2005
Egypte	membre				15 mars 1999	12 janvier 2005
Mozambique	membre					18 janvier 2005
Oman	membre					19 janvier 2005
Dominique	membre					25 janvier 2005
Emirats arabes unis	membre					26 janvier 2005
Arabie saoudite	membre					31 janvier 2005
Algérie	membre					16 février 2005
Venezuela	membre					18 février 2005
Kenya	membre					25 février 2005
Koweït	membre					11 mars 2005
République démocratique du Congo	membre					23 mars 2005
Burkina Faso	membre					31 mars 2005
Albanie	membre					1 ^{er} avril 2005
Ethiopie	membre					14 avril 2005
Corée du Nord	membre					27 avril 2005
Haïti	membre					6 juillet 2005
Mauritanie	membre					22 juillet 2005
Erythrée	membre					28 juillet 2005
Iran	membre					22 août 2005
Biélorussie	membre	I				26 août 2005
Népal	membre					16 septembre 2005
Guinée Bissau	membre					18 novembre 2005
Swaziland	membre					13 janvier 2006
Syrie	membre					27 janvier 2006
Bahreïn	membre					31 janvier 2006
Cap- Vert	membre					10 février 2006
Monaco	membre	I	0.0015%	-8%	29 avril 1998	27 février 2006
Singapour	membre					12 avril 2006
Zambie	membre				5 août 1998	7 juillet 2006
Libye	membre					24 août 2006
Suriname	membre					25 septembre 2006

Sierre Leone	membre					10 novembre 2006
Liban	membre					13 novembre 2006
Gabon	membre					12 décembre 2006
République du Congo	membre					12 février 2007
Bosnie- Herzégovine	membre					16 avril 2007
Côte d'ivoire	membre					23 avril 2007
Croatie	membre	I		-5%	11 mars 1999	27 avril 2007
Angola	membre					8 mai 2007
Monténégro	membre					4 juin 2007
Serbie	membre					24 septembre 2007
Australie	membre	I,II	2.1%	+8%	29 avril 1998	3 décembre 2007
Tonga	membre					14 janvier 2008
République centrafricaine	membre					18 mars 2008
Saint-Christophe- et- Niévès	membre					8 avril 2008
Comores	membre					10 avril 2008
Sao Tomé-et-Principe	membre					24 juillet 2008
Timor oriental	membre					14 octobre 2008
Tadjikistan	membre					5 janvier 2009
Turquie	membre	I				5 février 2009
Kazakhstan	membre				4 juin 2008	19 juin 2009
Zimbabwe	membre				12 mars 1999	30 juin 2009
Irak	membre					28 juillet 2009
Tchad	membre					18 août 2009
Brunei	membre					20 août 2009
Saint-Marin	membre					28 avril 2010
Somalie	membre					26 juillet 2010
Total	membre	I: 39 II: 22	33		- %31 (24) 0 % 3 (5) + %1	

2. Pays n'ayant pas l'intention de la ratifier

Pays	CCNUCC	Annexe	% pour la ratification	Cible de réduction pour 2012	Signé	Ratifié/Accepté
Etats-Unis	membre	I, II	36.1 %	-7 %	12 novembre 1998	
Total	1 membre, aucun observateur	I: 1 II:2	1	- %: 1 0 %: 0 + %: 1		

3. Pays n'ayant aucune position

Pays	CCNUCC	Annexe	% pour la ratification	Cible de réduction pour 2012	Signé	Ratifié/Accepté
Afghanistan	membre					
Andorre	observateur					
Taiwan						
Sahara occidental						
Autorité palestinienne						
Vatican	observateur					
Total	1 membre, 2 observateurs, 3 autres	I: 1 II:2				