

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE DES FRERES MENTOURI CONSTANTINE
FACULTE DES SCIENCES EXACTES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE**

**N° D'ordre :
Série :**

THESE

Présentée pour obtenir le diplôme de Doctorat en sciences en physique

**Spécialité : Physique Energétique
Option : Photo -Thermique**

THEME

**ETUDE ET OPTIMISATION DES CARACTERISTIQUES DE FONCTIONNEMENT
D'UN SYSTEME DE DESSALEMENT HYBRIDE**

Présentée par :

Mr Mahmoud BOUBEKRI

Soutenu le :

Devant le jury:

Président :	M. DJEZZAR	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Rapporteur :	A. CHAKER	Pr. Université des Frères Mentouri Constantine
Examineurs:	B. AZOUI	Pr. Université de Batna
	A. CHAKER	Pr. Ecole nationale polytechnique Oran
	A. CHEKNANE	Pr. Université de Laghouat
	B. DRAOUI	Pr. Université de Bechar

Dédicace

Je dédie ce travail de recherche à :

*La mémoire de ma mère Rouba, qui fut pour
moi une source d'assurance et d'affection.*

*La mémoire de mon frère Mouloud, symbole de
fraternité et de générosité.*

*A mon père Tayeb signe de sagesse et de
patience.*

A ma chère femme,

Et à toutes les familles Boubekri et Saadi

A tous mes amis et collègues

Remerciements

Tout d'abord, Je remercie Dieu le tout puissant de m' avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme la présente thèse.

*Ce travail a été mené au laboratoire de Physique Energétique de l'Université Constantine 1, sous la direction de Madame **Abla Chaker**, Professeur au département de Physique, dont la disponibilité, la rigueur scientifique ont assurément contribué à la réalisation de cette thèse.*

*Je tiens à remercier vivement Monsieur **Mahfoud Djeddar**, Professeur au département de physique à l'Université Constantine 1, pour m' avoir fait l'honneur d'accepter la présidence du jury de ma soutenance.*

*Je remercie vivement Monsieur **Ali Cheknane**, professeur à l'Université de Amar Telidji de Laghouat pour l'intérêt qu'il a accordé à ce travail et d' avoir accepté de participer à ma soutenance de thèse.*

*Je voudrais également remercier Monsieur **Boubaker Azoui**, Professeur à l'Université de Hadj Lakhdar de Batna, pour son intérêt à ce travail et pour m' avoir fait l'honneur d'accepter de faire partie de ce jury de thèse.*

*J'adresse mes vifs remerciements à Monsieur **Belkacem Draoui** professeur à l'Université de Béchar pour l'intérêt qu'il a bien voulu accorder à cette thèse et de participer à la soutenance de thèse.*

*Mes remerciements s'adressent également à Monsieur **Abdelkader Chaker**,
Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Oran pour avoir bien voulu
examiner le contenu de ce travail et de participer à la soutenance.*

Nomenclature

Symboles

A	: Surface	m^2
C_p	: Chaleur spécifique	$J.kg^{-1}.K^{-1}$
D_i, D_e	: Diamètre intérieur et extérieur des tubes	m
E	: Puissance électrique	W
F_i^c	: Fonction de contrôle	
F_e	: Facteur d'emballage du panneau PV	
F_R	: Facteur de transfert thermique	
FF	: Facteur de forme	
G	: Intensité du rayonnement solaire globale	$W.m^{-2}$
G_{dr}	: Intensité du rayonnement solaire directe	$W.m^{-2}$
Gr	: Nombre de Grashof	
Gz	: Nombre de Graetz	
h_c	: Coefficient de transfert de chaleur par conduction	$W.m^{-1}.K^{-1}$
h_r	: Coefficient de transfert de chaleur par radiation	$W.m^{-2}.K^{-1}$
h_v	: Coefficient de transfert de chaleur par convection	$W.m^{-2}.K^{-1}$
h_{ev}	: Coefficient de transfert de chaleur par évaporation	$W.m^{-2}.K^{-1}$
k	: Conductivité thermique	$W.m^{-1}.K^{-1}$
l	: Longueur des tubes	m
l_{ba}	: Longueur du bassin	m
l_m	: Hauteur du réflecteur externe	m
I	: Courant	A
I_{cc}	: Courant de court-circuit	A
I_d	: Courant de la diode	A
I_{ph}	: Photo-courant	A

I_s	: Courant de saturation	A
M	: Masse	kg
\dot{m}	: Débit massique	$kg.s^{-1}$
n	: Facteur d'idéalité du module	
n_v	: Indice de réfraction de la vitre	
N	: Nombre total des tubes	
N_v	: Nombre total des vitres	
Nu	: Nombre de Nusselt	
q, Q	: Quantité de chaleur échangée	$W.m^{-2}$
q_e	: La charge d'électron	C
P_v	: Pression de saturation partielle à la température de la vitre	$N.m^{-2}$
P_e	: Pression de saturation partielle à la température de l'eau	$N.m^{-2}$
P_n	: Production nocturne	$kg.nuit^{-1}$
P_j	: Production journalière	$kg.jour^{-1}$
P_m	: Production chaque minute	$kg.min^{-1}$
Pr	: Nombre de Prandtl	
r	: Coefficient de réflexion	
R_p	: Résistance parallèle	Ω
R_s	: Résistance séries	Ω
T	: Température	K
t	: Temps	s
v	: Vitesse du vent	$m.s^{-1}$
V	: Tension	V
V_{co}	: Tension de circuit ouvert	V
w_t	: Espace entre les tubes	m
W	: Largeur du bassin et du réflecteur externe	m

Lettres Grecques

δ	: Épaisseur	m
δT	: Différence de température	K
α	: Absorptivité	
β	: Coefficient de dilatation thermique	
λ	: Coefficient d'extinction de la vitre	
τ	: Transmissivité	
ε	: Émissivité	
σ	: Constante de Stephan-Boltzman	$5.669 \cdot 10^{-8} W.m^{-2}.K^{-4}$
θ	: Angle d'inclinaison de la vitre du distillateur	deg
ϕ, φ	: Angle de l'altitude et de l'azimut du soleil	deg
ϕ'	: Inclinaison du capteur	deg
φ_c	: Coefficient de température de la cellule solaire	
η_0	: Efficacité électrique à la température de référence	
ρ	: Densité massique	$kg.m^{-3}$
ρ_{ext}, ρ_{int}	: Réflectances des réflecteurs externe et interne	
ν	: Viscosité cinématique	$m^2.s^{-1}$
μ	: Viscosité dynamique	$kg.m^{-1}.s^{-1}$
Δ	: Différence	

Indices

a	: Ambiant
b	: Ballon de stockage
ba	: Bassin
c	: Capteur
cl	: Ciel
d	: Distillateur
ext	: Extérieur

int : Intérieur
ev : Évaporation
v : Vitre
sl : Sol
i : Isolant

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I - SYSTEMES DE DESSALEMENT	
I. 1 - Introduction	4
I. 2 - Les systèmes conventionnels	5
I. 2.1 - Procédés membranaires	5
I. 2.1.1 - Osmose inverse (OI)	5
I.2.1.2 - Électrodialyse conventionnelle	8
I. 2.1.3 - Distillation membranaire (DM).....	9
I. 2.2 - Les procédés thermiques	10
I. 2. 2.1 - Distillation par détente à étages multiples (Distillation Multi stage.....	10
I. 2. 2.2 - Distillation à multi effets (MED)	11
I. 2. 2.3 - Distillation par compression mécanique de vapeur (MVC)	12
I. 2. 2. 4 - Procédé de congélation	13
I. 2. 3 - Distillation par l'énergie solaire	13
I. 2. 3.1 – Procédés directs	14
I. 2. 3.1.1 - Classification des distillateurs solaires	16
I. 2. 3.1.1.1 - Distillateur solaire passif	16
I. 2. 3.1.1.1.1 -Types de distillateurs passifs	20
I. 2. 3.1.1.1.1.1 - Distillateur solaire vertical	20
I. 2. 3.1.1.1.1.2 - Distillateur à mèche	21
I. 2. 3.1.1.1.1.3 - Distillateur incliné à cascade	22
I. 2. 3.1.1.1.1.4 - Distillateur solaire sphérique	22
I. 2. 3.1.1.2 - Distillateur solaire actif	23
I. 2. 3.1.1.2. 1 - Distillateur solaire actif à haute température	23

I. 2. 3.1.1.2. 2 - Distillateur solaire actif à eau préchauffée	27
I. 2. 3.1.1.2. 3 - Distillateur solaire actif à production nocturne	28
I.2. 3. 2 - Le procédé indirect	29
I.2. 3. 2.1 - Couplage membrane/solaire photovoltaïque	30
I.2. 3. 2.2 - Couplage distillation / solaire thermique	34
I.3 -Procédés hybrides de dessalement	36
I.3.1 – Couplage MSF/OI	37

Chapitre II - LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

II. 1 - Introduction	39
II. 2 - Historique	39
II. 3 - Le rayonnement solaire.....	40
II. 4 - Conversion photovoltaïque.....	42
II.4. 1 - L'effet photovoltaïque.....	42
II. 4. 2– Les matériaux semi-conducteurs	43
II. 4 .2 . 1 -Les semi-conducteurs intrinsèques.....	43
II .4 .2 . 2 - Les semi-conducteurs extrinsèques.....	43
II. 4 .2 . 2. 1 - Dopage de type N	43
II. 4 .2 . 2. 2 - Dopage de type P	44
II. 4. 3 - Interaction photon - électron	44
II. 4. 4 - La cellule photovoltaïque.....	47
II. 4. 5 - Principe de la conversion photovoltaïque	48
II. 5 - Les différents types de cellules solaires.....	50
II. 5. 1 - La filière à base de Silicium Cristallin.....	50
II. 5. 2 - Les cellules amorphes.....	50
II. 5. 3 -Technologie couche-mince	51
II. 6 - Modèle électrique de la cellule photovoltaïque	52
II. 6 .1 - Cas d'une cellule idéale.....	52

II. 6 .2 - Cas d'une cellule photovoltaïque réelle.....	53
II. 6 .2 . 1 -Modèle simplifié à une diode.....	54
II. 7 - Paramètres d'une cellule photovoltaïque.....	55
II. 7. 1 -La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire	55
II. 7. 2 - Courant de court-circuit	56
II. 7. 3 - Tension de circuit ouvert.....	57
II. 7. 4 -Facteur de forme.....	57
II. 8 - Influence de l'éclairement et de la température sur la caractéristique I (V).....	58
II. 9 - Association des cellules photovoltaïques.....	58
II. 9 .1 - Association en série.....	58
II. 9. 2 - Association en parallèle.....	59
II. 9 .3 - Association hybride (en série et en parallèle)	59
II. 10 -Le générateur photovoltaïque.....	60
II. 11 - Le système photovoltaïque.....	61

Chapitre III - MODELISATION MATHEMATIQUE

III. 1 - Introduction	62
III. 2 - Description du système.....	62
III. 3 - Modélisation mathématique du système.....	63
III. 3. 1 - Système chauffe-eau solaire photovoltaïque / thermique (PV/T-SHW)	65
III. 3. 1. 1- Capteur hybride Photovoltaïque / Thermique.....	68
III. 3. 1. 1. 1 - Description du système PV/T.....	70
III. 3. 1. 1. 2 - Bilan thermique	70
III. 3. 1. 1. 2. 1 - Expression des coefficients de transfert de chaleur.....	74
III. 3. 1. 1. 2. 2 - Les rendements thermique et électrique du capteur	76
III. 3. 1. 2 - Ballon de stockage	78
III.3. 1. 3 - Optimisation de la charge électrique	80
III. 3. 2 - Distillateur solaire actif amélioré couplé avec PV/T-SHW.....	82

III. 3. 2.1 - Bilan thermique.....	83
III. 3. 2. 2 - Evaluation des quantités de chaleur et des coefficients de transfert.....	84
III. 3. 2. 2. 1 -Transfert de chaleur externe.....	84
III. 3. 2. 2. 2 - Transferts de chaleur internes.....	85
III. 4 - Computation numérique.....	87
Chapitre IV - RESULTATS DE SIMULATION ET DISCUSSIONS	
IV. 1. Introduction.....	95
IV. 2. Capteur hybride PV/T.....	95
IV. 2. 1 – Performances thermique et électrique du capteur PV/T	95
IV. 2. 2 – Caractéristiques I-V du capteur PV/T	98
IV. 2. 3 – Effet du débit massique sur la température de sortie du capteur.....	101
IV. 3 – Distillateur solaire actif amélioré.....	102
IV. 3. 1 – Rayonnement solaire réfléchi par les réflecteurs.....	102
IV. 3. 2 – Température des différents composants du distillateur.....	104
IV. 3. 3 – Variation de l'écart de température et du coefficient d'évaporation.....	105
IV. 3. 4 – Production du distillateur.....	107
IV. 3. 5 – Corrélations	111
IV. 4 – Chauffe-eau solaire photovoltaïque/thermique.....	120
IV. 4. 1 – Choix des résistances.....	120
IV. 4. 2 – Température du ballon de stockage.....	123
IV. 5 – Couplage du distillateur solaire amélioré avec le chauffe-eau PV/T.....	127
IV. 5. 1 – Effet de l'écart de température et de la pression sur la production.....	127
IV. 5. 2 – Effet du débit massique du ballon sur la production.....	133
IV. 5. 3 – Effet de l'épaisseur de la couche d'eau et de mb sur la production nocturne.....	137
Conclusion générale.....	140
Annexe A	142
Annexe B	144

Références bibliographiques	145
--	-----

Introduction générale

Introduction générale

Le développement industriel et agricole qui s'est accompagné d'une exploitation intense des ressources naturelles d'eau et d'une modification profonde des conditions environnementales, associées à l'explosion démographique a fait que la demande en eau douce soit en continuelle augmentation [1,2].

L'épineux problème de l'eau, est sa répartition aussi bien à l'intérieur d'un pays qu'à travers le globe terrestre. En réalité, cette affaire mondiale est un problème non pas de quantité mais de qualité [1].

En effet, une quantité équivalant à 97.5% du stock d'eau de la planète est salée et seule une fraction correspondant à 2.5 % est de d'eau douce. De plus, environ 70 % de cette eau douce de la planète est fixée dans les calottes glaciaires des pôles et une partie importante des 30% restants est constituée par des nappes aquifères souterraines de régions reculées. En fait, seule une fraction insignifiante de l'eau douce (moins de 1% de l'eau douce totale, soit 0.007% du stock d'eau mondial) est disponible dans les cours d'eau, les lacs et les réservoirs et est facilement accessible à l'homme pour son utilisation directe. En outre, la répartition spatiale et temporelle du stock et du débit d'eau douce est très inégale [3].

De ce fait, le problème de l'approvisionnement de l'eau potable ne peut être solutionné que par le dessalement de l'eau de mer et l'eau saumâtre [4], dont les techniques sont opérationnelles depuis de nombreuses années [2]. Néanmoins, leur coût limite souvent leur utilisation aux pays riches. Lors de ces dernières années, il a été néanmoins constaté que la capacité des usines de dessalement s'est fortement accrue et les coûts de production par m³ ont connu une forte diminution [5].

Les processus de dessalement ont considérablement évolué ces 30 dernières années mais seules deux grandes technologies sont universellement reconnues, la distillation thermique et la technologie des membranes, qui représentent ensemble près de 98 pour cent de la capacité de dessalement mondiale actuelle, aujourd'hui supérieure à 35 millions de mètres cubes par jour. Il existe une troisième option prometteuse, recourant à l'énergie solaire pour le dessalement, mais qui est encore à un stade embryonnaire [6].

Dans le cas des procédés hybrides (mixtes), il y a lieu de produire l'eau douce et l'énergie. Certains types de procédés de dessalement, notamment par distillation, peuvent être agencés pour tirer parti d'une situation de production couplée. La plupart des usines de distillation installées au Moyen-Orient et en Afrique du Nord sont exploitées selon ce schéma depuis les

années 1960, et sont bien connues dans le domaine des usines à production couplée (eau + électricité). Du point de vue de la prospective énergétique, une usine à production couplée est une excellente combinaison [7].

Cependant, les procédés de dessalement conventionnels sont des techniques énergivores. De ce fait, le recours aux énergies renouvelables pour produire de l'eau douce doit être envisagé.

Les régions les plus nécessiteuses en matière d'eau douce, sont également celles qui ont le rayonnement solaire le plus intense et le potentiel éolien le plus considérable. Pour ces raisons, les procédés de dessalement par énergie solaire (thermique, photovoltaïque) et énergie éolienne, devraient être les applications les plus prometteuses des énergies renouvelables pour le dessalement de l'eau de mer [8-10]. La situation actuelle est cependant différente, puisque seulement 0.02 % de la capacité globale de dessalement est produite par les énergies renouvelables [11], de fait que les stations de dessalement par énergies renouvelables sont caractérisées par un coût d'opération insignifiant. Cette technologie est, mieux, appropriée à des stations de dessalement de petites tailles, particulièrement dans les régions arides éloignées et des îles, où l'approvisionnement en énergie conventionnelle est rare et onéreux [12, 13].

Dans le cadre d'un traitement efficace de la problématique de l'eau, et dans le but d'avoir une production continue de l'eau douce, qui s'effectue durant les 24 h du jour, nous avons proposé et étudié un système de dessalement hybride constitué d'un distillateur conventionnel simple bassin à une seule pente couplé à un capteur solaire hybride PV/Thermique, et des réflecteurs interne et externe. La puissance électrique générée par le capteur PV/T permet au distillateur actif de fonctionner en mode de circulation forcée par l'utilisation d'une pompe mécanique. L'emploi des réflecteurs a pour objectif d'augmenter le rayonnement solaire absorbé par le distillateur. Un autre système est intégré au système précédent qui est un chauffe-eau solaire thermique / photovoltaïque utilisé pour l'alimentation du distillateur en eau chaude durant la période nocturne est constitué d'un ballon de stockage connecté au capteur hybride PV/T (la puissance électrique générée par le capteur hybride permet au système capteur-ballon de fonctionner également en mode de circulation forcée). Un système électrique constitué d'un générateur photovoltaïque et de résistances ohmiques chauffantes est utilisé pour augmenter la température de l'eau dans le ballon.

Cette thèse est organisée en quatre chapitres, deux annexes, complétés par une introduction et une conclusion générales.

- Le chapitre 1 présente une synthèse bibliographique sur les procédés membranaires et les procédés thermiques. On y trouve également un état de l'art sur les systèmes de distillation les plus communément utilisés ainsi que sur les systèmes hybride de dessalement (couplage de procédés conventionnels avec les énergies renouvelables).
- Dans le second chapitre est dressé. Les différents types de cellules (Ms, Ps, As, GaAs, CdTe...etc.) sont largement exposés. Un modèle mathématique basé sur l'expression du courant de charge dans le cas d'une cellule réelle est établi.
- Le troisième chapitre est réservé à la modélisation numérique du distillateur amélioré couplé à un système chauffe-eau solaire photovoltaïque / thermique (SDWH-PV/T). Les équations régissant les transferts thermiques basées sur le premier principe de la thermodynamique et moyennant certaines hypothèses simplificatrices ont été établies pour chaque élément du système proposé (distillateur solaire actif amélioré, ballon de stockage et le capteur hybride PV/T). Le générateur photovoltaïque est modélisé par l'équation caractéristique I-V. La simulation numérique permet de suivre les évolutions temporelles des différents paramètres de fonctionnement du système proposé. L'ensemble des résultats obtenus et leur discussion font l'objet du dernier chapitre.

Chapitre I

Systèmes de dessalement

On présente dans cette partie une étude bibliographique concernant les différentes méthodes de dessalement, suivie par un bref historique sur la distillation solaire ainsi que sur les systèmes hybrides de dessalement.

I. 1 - Introduction

L'eau douce est une matière essentielle dans notre vie quotidienne. Sa disponibilité dans le monde diminue sous l'effet de la croissance démographique, du changement climatique et du développement agricole et industriel. Pour satisfaire la demande en eau douce dans des régions où les réserves sont insuffisantes, plusieurs pays ont fait appel au dessalement de l'eau de mer et/ou de l'eau saumâtre.

Les technologies actuelles de dessalement disponibles sur le marché se divisent en deux catégories, les technologies conventionnelles et les technologies hybrides (mixtes) [14].

Selon le principe appliqué les technologies conventionnelles sont classées en deux types, thermique (distillation) et membranaire (filtration) [7,8].

Le procédé par distillation reproduit le cycle naturel de l'eau puisqu'il consiste à chauffer de l'eau salée, avec production de vapeur d'eau qui est à son tour condensée pour former de l'eau douce [7]. L'inconvénient majeur de ce type procédé de distillation est sa consommation énergétique importante liée à la chaleur latente de vaporisation de l'eau. Les procédés thermiques couramment utilisés sont :

- Distillation à multi stage flash (MSF)
- Distillation à effets multiples (MED)
- Distillation par compression de la vapeur (VC)

La technique de dessalement de l'eau de mer par l'énergie solaire utilisant un distillateur simple, basée sur le principe de l'effet de serre n'est pas nouvelle; ce processus d'évaporation a été pour la première fois utilisée à grande échelle en 1872 à Las Salinas, au nord du désert chilien pour alimenter en eau potable les chantiers travaillant dans les mines de nitrates.

Les procédés membranaires quant à eux consistent à séparer les sels de l'eau de mer au moyen de membranes sélectives. Ils n'impliquent pas de changement de phase et peuvent fonctionner à température ambiante. Deux procédés membranaires sont actuellement utilisés en dessalement : l'osmose inverse et l'électrodialyse [15].

Le concept de dessalement par voie hybride combine deux ou trois procédés pour fournir une meilleure solution technico-économique [16,17].

Les trois éléments qui sont généralement associés sont une unité de distillation à multi stage flash (MSF), une unité d'osmose inverse (OI) et une centrale thermique.

I. 2 - Les systèmes conventionnels

I. 2.1 - Procédés membranaires

Les techniques dites de séparation par membranes, constituent une révolution dans le domaine du traitement de l'eau. Leur principe consiste non pas à éliminer chimiquement les microorganismes mais à les extraire physiquement. Elles n'utilisent aucun réactif chimique, sauf pour leur entretien. Très fiables, elles permettent de produire une eau très pure et de qualité constante [18]. L'utilisation des techniques à membranes connaît actuellement une croissance rapide, en raison notamment de la multiplication des domaines d'applications. Ce développement devrait s'amplifier, du fait de l'émergence des besoins de protection de l'environnement (dépollution des effluents, procédés propres,...) et grâce aux performances énergétiques et technico-économiques de plus en plus concurrentielles offertes par les procédés à membranes.

On distingue principalement :

I. 2.1.1 - Osmose inverse (OI)

Le procédé de l'osmose inverse est utilisé pour le dessalement des eaux saumâtres et de l'eau de mer [19] à la température ambiante. Il est basé sur la propriété des membranes semi-perméables de laisser passer l'eau tout en arrêtant les sels dissouts [20]. La figure I.1 illustre ce phénomène. Il s'agit de l'inverse du phénomène naturel de l'osmose, qui veut que, lorsque deux solutions de concentration saline différente sont séparées par une membrane, l'eau migre naturellement de la solution la moins concentrée vers la plus dense. L'osmose inverse consiste donc à appliquer à l'eau salée une forte pression pour la forcer à traverser une série de membranes semi-perméables. Les sels sont retenus par ces membranes qui sont généralement enroulées en spirale à l'intérieur d'un tube afin d'augmenter la surface de filtration, tandis que seules les molécules d'eau les traversent [21]. Une unité de la membrane OI (figure I.2) se compose de quatre éléments de base [7] :

- Prétraitement
- Pompes à haute pression
- Bloc membrane
- Post-traitement

Le Prétraitement a pour objectif la réduction du colmatage, l'augmentation de la durée de vie des membranes, l'amélioration de la qualité de l'eau produite et la maintenance des performances de l'osmose inverse. Les procédés de prétraitement peuvent être divisés en deux

catégories : les prétraitements physiques et les prétraitements chimiques. Les premiers incluent les pré-filtres mécaniques, les filtres à cartouche, la filtration à sable et la filtration membranaire. Le prétraitement chimique consiste en l'addition d'inhibiteurs d'entartrage, de coagulants, de désinfectants et de polyélectrolytes [22]. La pompe haute pression permet ensuite d'injecter l'eau de mer sous une pression de l'ordre de 50 à 80 bars qui dépend de la salinité et de la température de l'eau dans le module d'osmose inverse [14]. Les deux modules commerciaux les plus fréquents dans le marché sont les modules spiral et le à fibres creuse [23]. Au sein des modules spiraux (figure I.3), une membrane plane est enroulée sur elle-même autour d'un tube poreux (le collecteur du perméat) qui recueille le filtrat. On obtient ainsi un cylindre multicouche où le perméat s'écoule selon un chemin spiralé vers le tube poreux tandis que l'alimentation circule axialement dans les canaux [24].

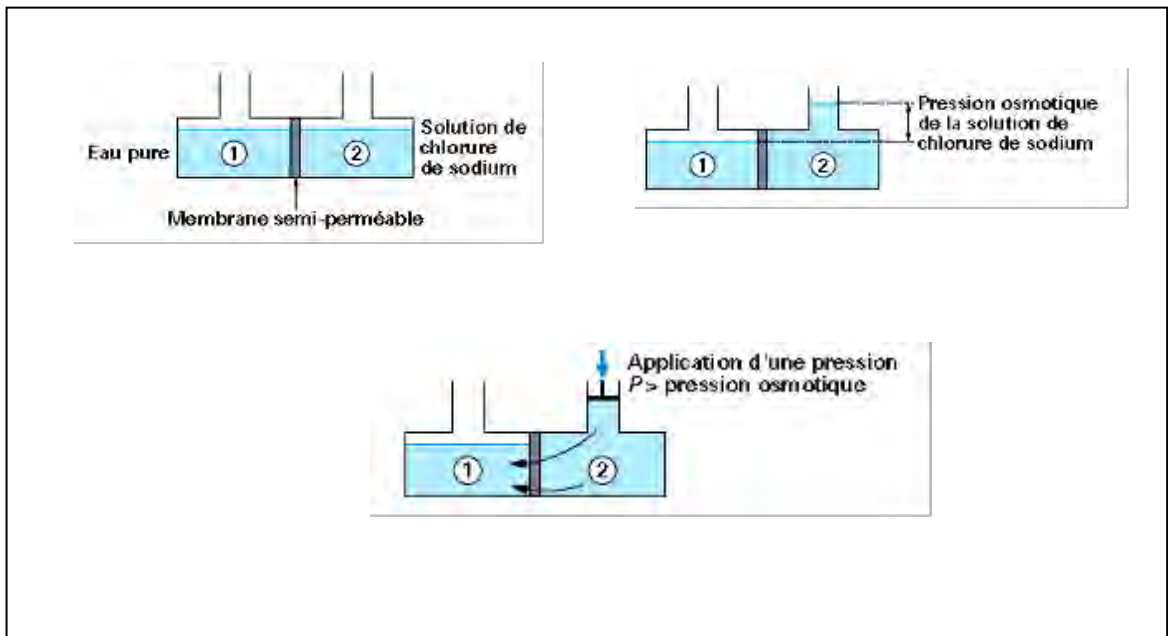


Figure I.1 : Principe de l'osmose [20]

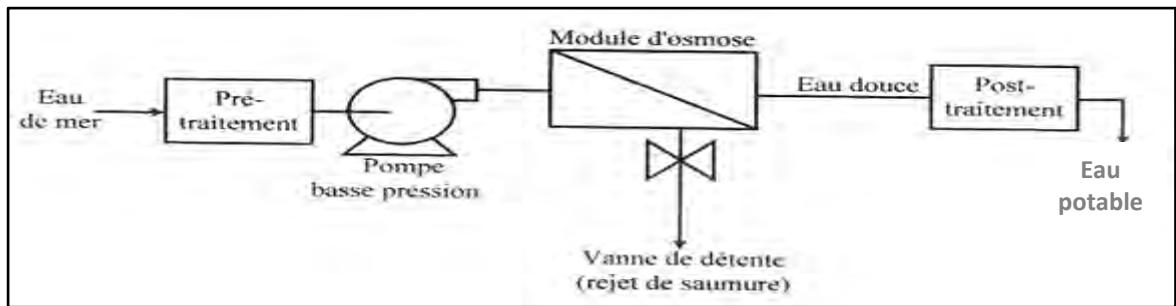


Figure I.2 : Schéma simplifié de la filière de dessalement par osmose inverse [23]

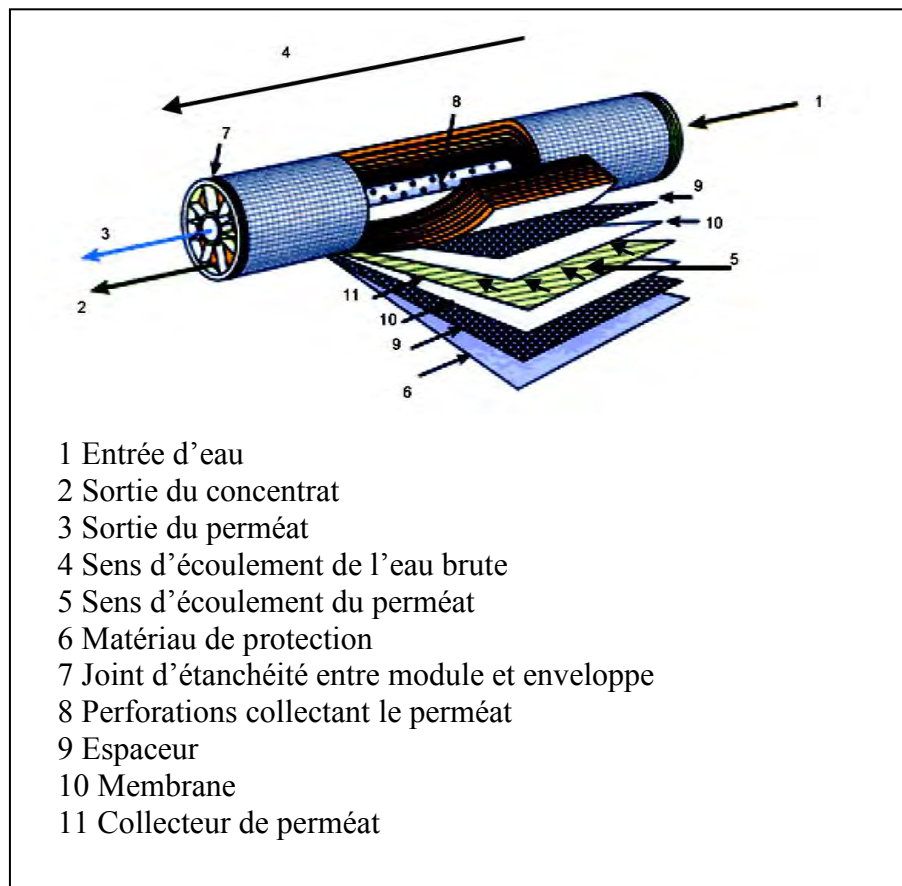


Figure I.3 : Structure interne d'une membrane à spirale [24]

I. 2.1.2 - Électrodialyse conventionnelle

L'électrodialyse est le procédé le plus largement appliqué parmi les techniques électromembranaires [25]. Il a été commercialisé dans les années 1960, environ dix ans avant l'introduction de l'osmose inverse pour le dessalement de l'eau de mer [26]. En termes d'installations actuellement implantées, la plus importante application de l'électrodialyse reste celle de la production d'eau potable à partir d'eau saumâtre [27]. C'est une technique utilisant un empilement de membranes échangeuses d'ions disposées en alternance orthogonalement à un champ électrique [28]. Les espèces ionisées, minérales ou inorganiques, dissoutes, telles que sels, acides ou bases, sont transportées à travers des membranes ioniques sous l'action d'un courant électrique. Dans une unité d'électrodialyse, les membranes cationiques (perméables aux cations) MEC et les membranes anioniques (perméables aux anions) MEA sont disposées parallèlement et de manière alternée (figure I.4). Sous l'action du champ électrique appliqué à l'aide d'une anode et d'une cathode, les MEC bloquent les anions et laissent passer les cations, tandis que les MEA bloquent les cations et laissent passer les anions. Il se crée alors, des compartiments de concentration (concentras) et d'autres de dilution (diluats). Les solutions sont renouvelées dans les compartiments par une circulation parallèle au plan des membranes. L'injection du courant dans le système est assurée par deux électrodes parallèles au plan des membranes et placées aux extrémités de l'électrodialyseur [25].

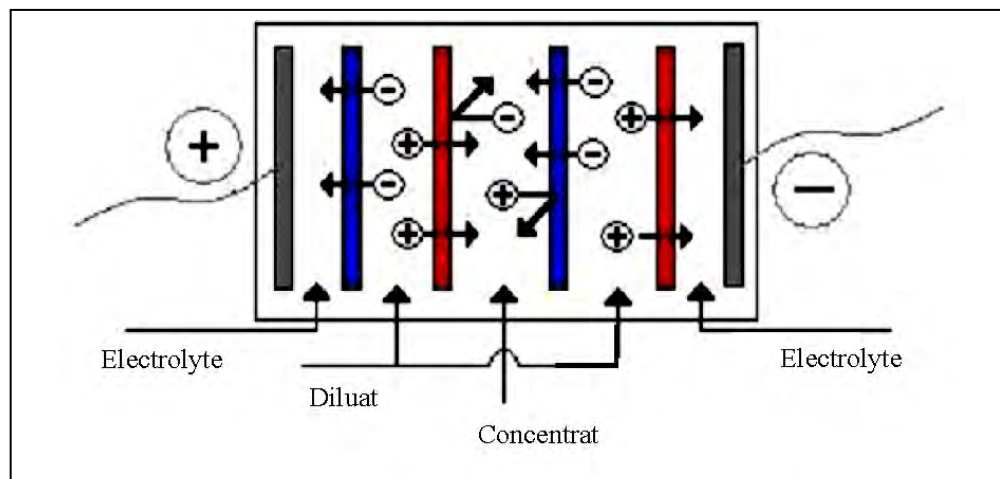


Figure I.4 : Principe de l'électrodialyse conventionnelle [25]

I. 2.1.3 - Distillation membranaire (DM)

La Distillation Membranaire (DM) est une combinaison de procédés thermique et membranaire. La membrane met en contact direct un liquide côté alimentation et une phase liquide ou gazeuse côté perméat. La force de transfert du procédé est la différence de pressions partielles entre les deux côtés de la membrane qui provoque une évaporation du côté alimentation. La membrane sert uniquement de support à l'interface liquide-gaz et n'intervient pas dans le procédé séparatif. La membrane macroporeuse doit être hydrophobe afin d'empêcher le liquide de pénétrer à l'intérieur des pores de la membrane (figure I.5) [13].

On recense quatre variantes principales du procédé DM [29]:

- Distillation membranaire directe (DMD)
- Distillation membranaire air gap (DMAC)
- Distillation membranaire sous vide (DMV)
- Distillation membranaire à entrainement gazeux (SGMD)

Dans la DMD, le condensat distillé refroidi est réinjecté du côté distillat de la membrane, de sorte que la vapeur passant à travers la membrane depuis le côté alimentation entre directement en contact avec le flux du liquide condensé où la vapeur se condense. A l'opposé, dans la DMAC les cuves d'eau d'alimentation et de refroidissement sont séparées par un entrefer où la vapeur s'accumule et se condense sur le mur extérieur du canal de l'eau de refroidissement. Pour la DMV, un vide d'air est créé du côté distillat de la membrane afin d'augmenter le flux de la vapeur distillée. Dans ce cas, le distillat s'accumule dans la phase vapeur puis se dirige sur un condensateur externe où a lieu la condensation pour produire l'eau distillée. La SGMD a le même objectif (augmenter le flux de vapeur distillée), mais dans ce cas, c'est un gaz qui entraîne cette dernière [30].

Le procédé de DM fut breveté pour la première fois en 1963 par B.R.R. Bodell aux USA et la première publication date de 1967 [31]. Cependant, les recherches furent rapidement abandonnées en raison des faibles productions de perméat comparées à l'OI et de l'absence de membranes adaptées et utilisables pour ce nouveau procédé. Dans les années 1980, les recherches sur la distillation membranaire connurent un renouveau avec l'apparition sur le marché de nouvelles membranes poreuses et hydrophobes qui conviennent parfaitement à la DM [32]. L'intérêt pour la DM a connu une envolée à partir des années 1990 avec un nombre toujours croissant de publications sur le sujet [13]. Certains aspects de la DM ont été largement étudiés, tel que l'influence des conditions opératoires tandis que d'autres comme le colmatage et les analyses énergétiques n'ont été abordés que rarement [32].

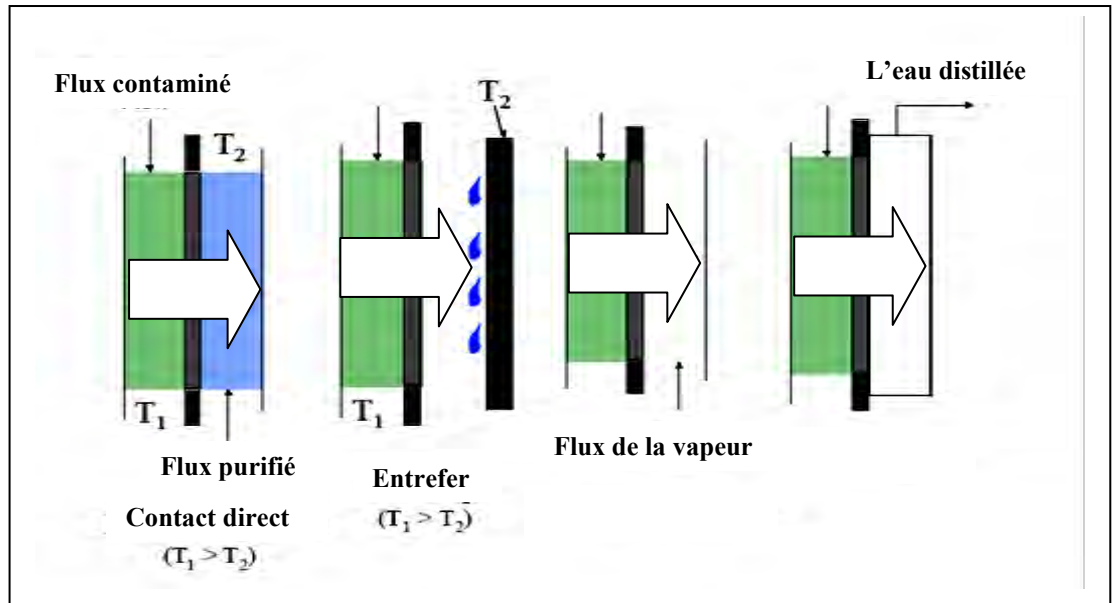


Figure I.5 : Procédés de distillation membranaire [30]

I. 2.2 - Les procédés thermiques

Ce sont principalement des procédés de distillation, dont le principe consiste simplement à évaporer l'eau de mer sous forme de vapeur d'eau qui est par la suite condensée. La distillation simple ou multiples effets, la distillation par détente successive appelée aussi multi flash ou flash et la distillation par compression de vapeur [13], sont les techniques les plus connues.

I.2.2.1 - Distillation par détente à étages multiples (Distillation Multi stages Flash (MSF))

Dans ce procédé, basé sur le principe de l'évaporation flash [14], l'eau de mer est maintenue sous pression pendant toute la durée du chauffage. Lorsqu'elle atteint une température de l'ordre de 90 à 120 °C [33], elle est introduite dans une enceinte (ou étage) où règne une pression réduite [14] (figure I.6). L'introduction soudaine de l'eau chauffée à chaque étage déclenche une détente et son évaporation instantanée est appelée flash [7]. Une petite fraction de cette eau est convertie en vapeur qui se condense sur les tubes du condenseur placés en haut de l'enceinte et l'eau liquide est recueillie en dessous des tubes. C'est l'eau de mer chaude qui se refroidit pour fournir la chaleur de vaporisation. L'ébullition s'arrête quand l'eau de mer a atteint la température d'ébullition correspondant à la pression régnant dans l'étage considéré. Le phénomène Flash est reproduit ensuite dans un deuxième étage où règne une

pression encore plus faible. La vaporisation de l'eau est ainsi réalisée par détentes successives dans une série d'étages où règnent des pressions de plus en plus réduites. On peut trouver jusqu'à 19 à 28 étages successifs dans une unité MSF industrielle moderne [34]. Les unités de MSF ont été construites depuis les années 1950 [35]. En 1953, la marine américaine a construit une usine MSF composée de cinq étages de $189 \text{ m}^3/\text{jour}$. En 1957, quatre unités de capacité de $2271 \text{ m}^3/\text{jour}$ ont été installées au Koweït [36]. L'unité Al-Jubail en Arabie Saoudite est la plus grande usine du monde avec une capacité de $815,120 \text{ m}^3/\text{jour}^{-1}$ [37]. Simultanément, le coût de la production des unités a été réduit à des prix compétitifs $0.5 \text{ USD}/\text{m}^3$ [38]. Ce procédé permet d'obtenir une production supérieure à $25\,000 \text{ m}^3/\text{jour}^{-1}$ avec une salinité de 50 à 100 mg.l^{-1} pour une consommation électrique de 1 à 3 kWh.m^{-3} d'eau produite [13].

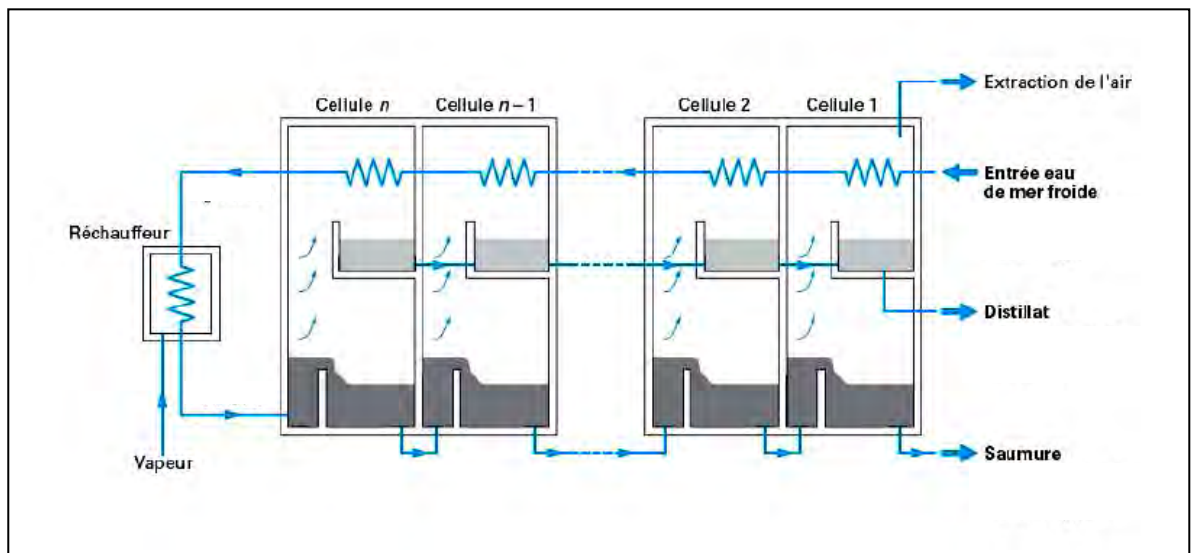


Figure I.6 : Distillation multi flash [20]

I. 2. 2.2 - Distillation à multi effets (MED)

C'est la méthode de dessalement la plus ancienne. Le procédé consiste en l'évaporation sous pression ambiante réduite [14] d'une partie de l'eau de mer préchauffée à une température variant entre 70 et 80°C dans une série d'évaporateur appelées "effet" (figure I.7). L'évaporation a lieu sur une surface d'échange, contrairement au procédé précédent, où elle est assurée par détente à travers les étages successifs. La chaleur transférée au travers de cette surface est apportée soit par une vapeur produite par une chaudière, soit par une eau chaude provenant d'un récupérateur de chaleur. La vapeur ainsi produite dans le premier effet à basse

pression (environ de 0.3 bar) [39] est condensée pour produire de l'eau douce dans le deuxième effet où règne une pression inférieure, et la chaleur de condensation qu'elle cède permet d'évaporer une partie de l'eau de mer contenue dans le deuxième effet et ainsi de suite [7]. L'économie des unités MED est proportionnelle au nombre d'effets [14] (limité par l'écart de température). La consommation d'énergie d'une usine de MED est significativement inférieure à celle d'une usine de MSF, alors que le ratio de performance est plus élevé [40]. Par conséquent le procédé MED est plus efficace que MSF, et permet d'obtenir une production journalière de 10 000 à 25 000 m³ avec une salinité de 1 à 50 mg.l⁻¹ pour une consommation énergétique de 1 à 2 kWh.m⁻³ d'eau produite [13].

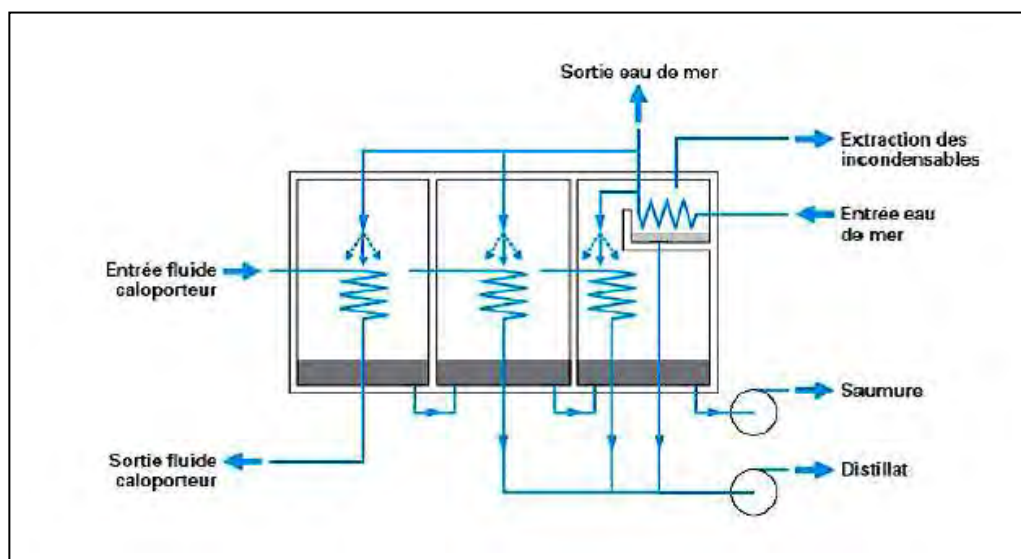


Figure I.7 : Procédé de la distillation multi effets [20]

I. 2. 2.3 - Distillation par compression mécanique de vapeur (MVC)

Le procédé de distillation par compression de vapeur (VC) est utilisé pour des installations de dessalement de petite ou moyenne capacités [7]. L'eau à dessaler est portée à ébullition dans une enceinte isolée thermiquement, et la vapeur produite est aspirée par un compresseur qui élève sa température de saturation. Cette vapeur traverse ensuite un faisceau tubulaire et se condense en provoquant l'ébullition de l'eau salée [14] (figure I.8). Ce procédé fonctionne uniquement avec de l'énergie électrique. Cependant, on peut lui associer un échangeur thermique pour récupérer la chaleur perdue par les gaz d'échappement, ou les fumées de combustion. On réchauffera ainsi à peu de frais, l'eau de mer avant son admission dans l'évaporateur [20]. Ce procédé permet d'obtenir une production maximale de 5000 m³.jour⁻¹

avec une salinité de 1 à 50 mg.l⁻¹ pour une consommation énergétique de 12 à 17 kWh.m⁻³ d'eau produite [13].

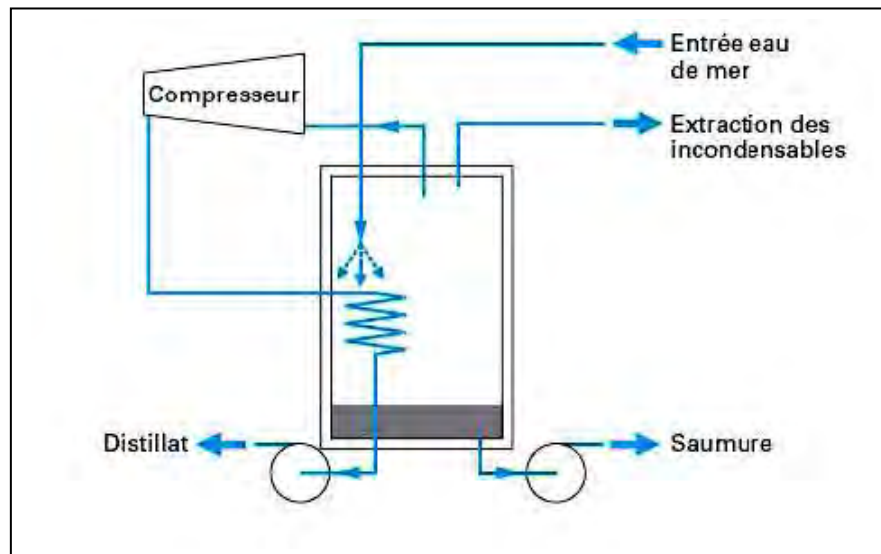


Figure I.8 : Distillation par compression de vapeur [20]

I. 2. 2.4 - Procédé de congélation

C'est une autre technique de dessalement, qui se base sur la différence entre les points de congélation de l'eau douce et de l'eau salée. Ce procédé est particulièrement intéressant dans les régions où la température de l'eau de mer est souvent inférieure à 0°C. Lorsque la température est suffisamment basse, on remplit des bassins à des profondeurs allant de 1 à 1,5 cm. Les cristaux de glace sont séparés de la saumure, lavés du sel puis fondus ; on obtient ainsi de l'eau douce [41].

I. 2. 3 - Distillation par l'énergie solaire

Compte tenu de l'importance de la consommation énergétique des technologies thermiques et membranaires et de leur dépendance des combustibles fossiles, l'attention se tourne aujourd'hui vers les sources d'énergies renouvelables et, en particulier, vers l'énergie solaire pour le dessalement [6]. Dans les pays à ensoleillement élevé tels que les pays du nord d'Afrique et ceux du Moyen-Orient (MENA) où l'irradiance solaire est de loin la plus grande ressource disponible, le dessalement solaire a suscité beaucoup d'intérêt. La région MENA présente un potentiel solaire 1000 fois plus grand que les autres sources renouvelables combinées et qui est largement supérieur à la demande mondiale actuelle d'électricité. Pour le

dessalement de l'eau de mer ou saumâtre, deux approches sont en lice. La première est l'utilisation directe de l'énergie solaire pour produire de la vapeur d'eau qui est ensuite condensée sur une surface froide fournissant ainsi de l'eau douce. La seconde consiste à capter l'énergie solaire puis à la convertir en énergie électrique pour alimenter des processus de dessalement thermiques et membranaires conventionnels [42] (figure I.9).

I. 2. 3.1 - Procédé direct

La distillation solaire directe est basée sur le principe de l'effet de serre [8]. L'augmentation de la température due à ce dernier chauffe l'eau qui s'évapore. La capacité d'évaporation croît au fur et à mesure que la température augmente jusqu'à ce que l'air atteigne sa saturation en vapeur d'eau, l'humidité relative est alors de 100%. La vapeur d'eau que contient l'air chaud est refroidie par l'ambiance et se condense sur le vitrage. Les gouttelettes d'eau formées s'écoulent à la partie inférieure du vitrage et sont récupérées dans une gouttière puis stockées dans un réservoir (figure I.10) [3]. Les distillateurs, peuvent être construits soit [43] :

- Sous forme de produits modulaires, il s'agit généralement d'un bac (plastic, tôle, bois...) isolé inférieurement et recouvert d'un vitrage. Plusieurs distillateurs peuvent être alimentés simultanément pour former une unité de distillation. Le nombre de distillateurs dépend de la capacité d'eau produite désirée. Ce modèle est utilisé pour de très petites capacités, (plusieurs dizaines de litres par jour).
- Quand les besoins sont plus importants, (plusieurs centaines de litres/jour), les distillateurs sont construits en maçonnerie/béton sous de grands bassins vitrés. La surface dépend de la quantité d'eau distillée voulue. Ils sont généralement employés dans les zones rurales où les surfaces au sol sont disponibles (figure I.11).

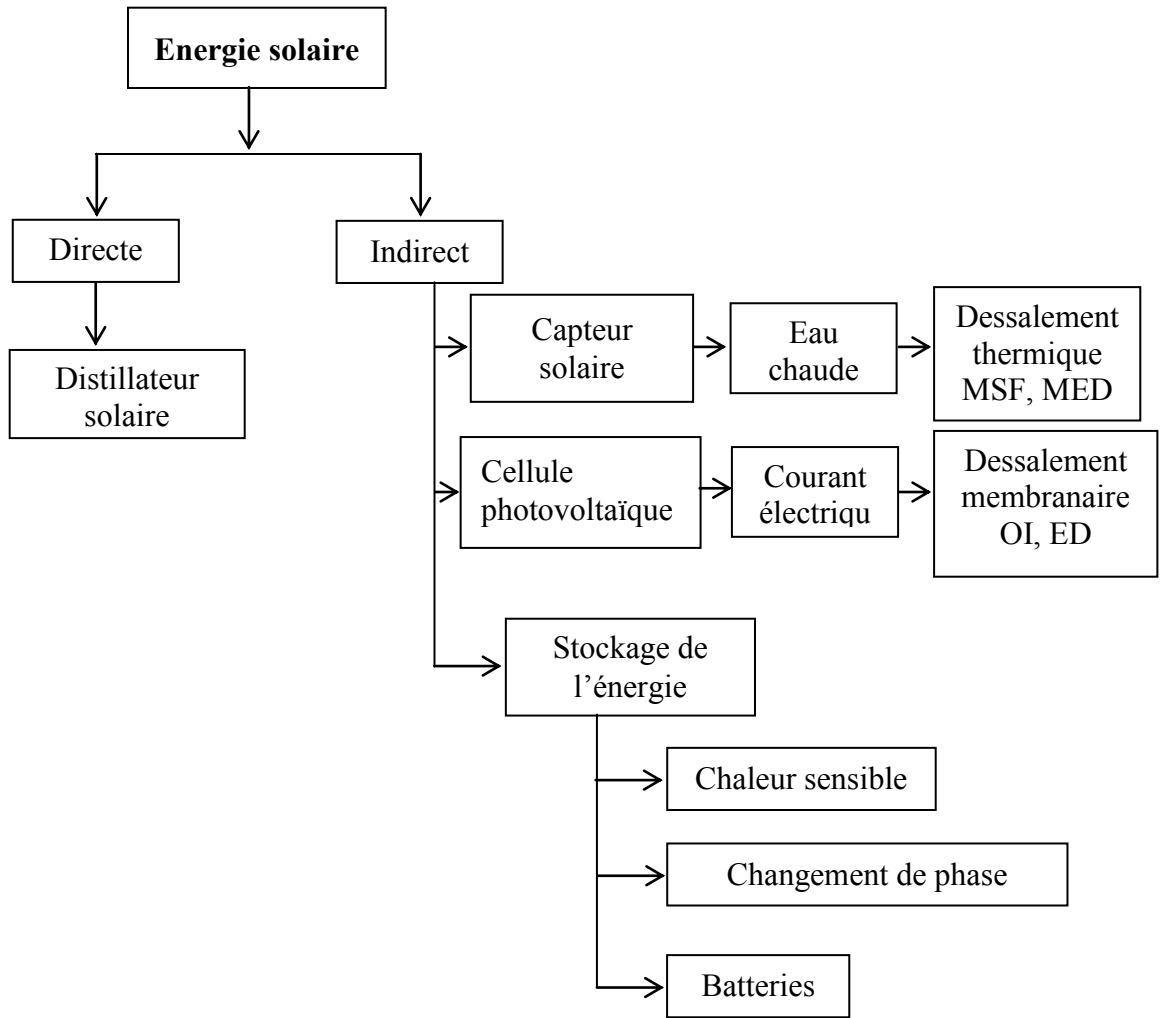


Figure I.9 : Dessalements solaires directs et indirect [19]

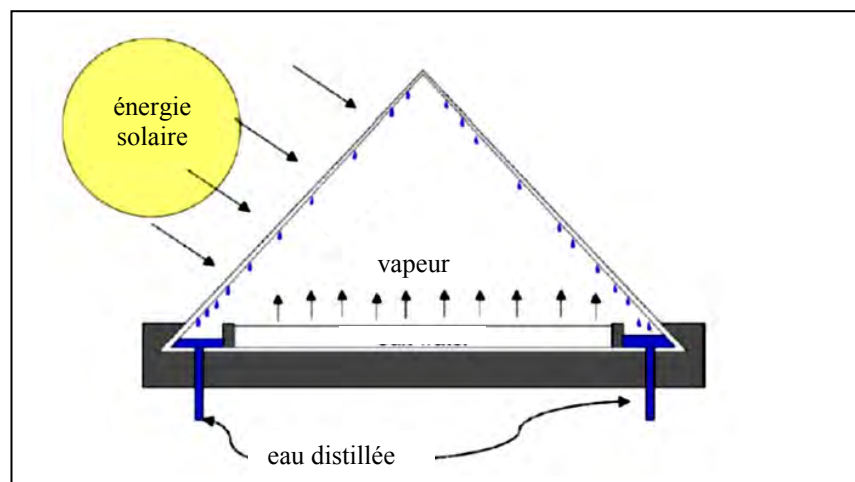


Figure I.10 : Procédé de distillation solaire

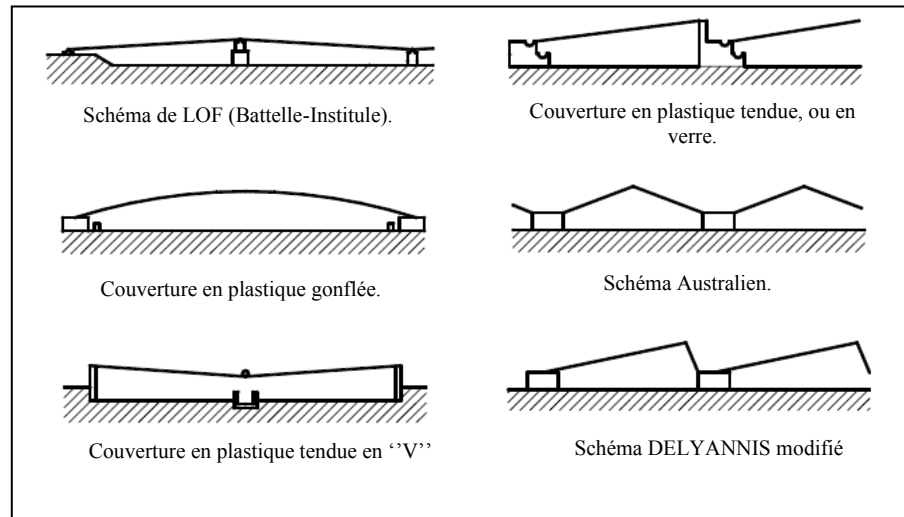


Figure I.11 : Différentes configurations des systèmes de distillateurs solaires [8]

I. 2. 3.1.1 - Classification des distillateurs solaires

Selon les modifications apportées aux distillateurs conventionnels et le mode de fonctionnement, on distingue deux catégories de distillateurs [44]. Dans le cas où l'énergie thermique est fournie par un système solaire externe (capteur /concentrateur), à l'eau contenue dans le bassin pour accélérer l'évaporation, le distillateur est dit actif. Dans le cas où aucun équipement externe n'est utilisé, le distillateur est alors passif [45].

I. 2. 3.1.1.1 - Distillateur solaire passif

La conception simple et la plus pratique pour un distillateur solaire passif est la conception de type simple bassin [46] (figure I.12). Il est alors composé d'un bassin muni d'une couche noire absorbante et d'un recouvrement transparent en verre ou parfois en plastique incliné [9]. Une grande partie de rayonnement solaire traverse la couverture verrière pour être absorbée par le bassin. Ce dernier transfère une partie de la chaleur à la nappe d'eau par conduction et par convection. L'échange thermique entre le couvercle et la nappe d'eau se fait par trois mécanismes (évaporation, convection et rayonnement). L'évaporation a un effet dominant, et est le responsable de la production de distillat [5]. Généralement, les distillateurs passifs n'exploitent qu'environ 50% du rayonnement incident, et par conséquent ils ont une efficacité inférieure à 50% [47]. Une règle générale de base est qu'environ 1 m² de surface produirait seulement 4 litres par jour de l'eau douce [48].

Plusieurs recherches expérimentales et théoriques ont porté sur l'effet de différents paramètres notamment, l'irradiation solaire, la vitesse du vent, l'épaisseur de l'eau dans le bassin...etc, sur l'efficacité et la production du distillateur.

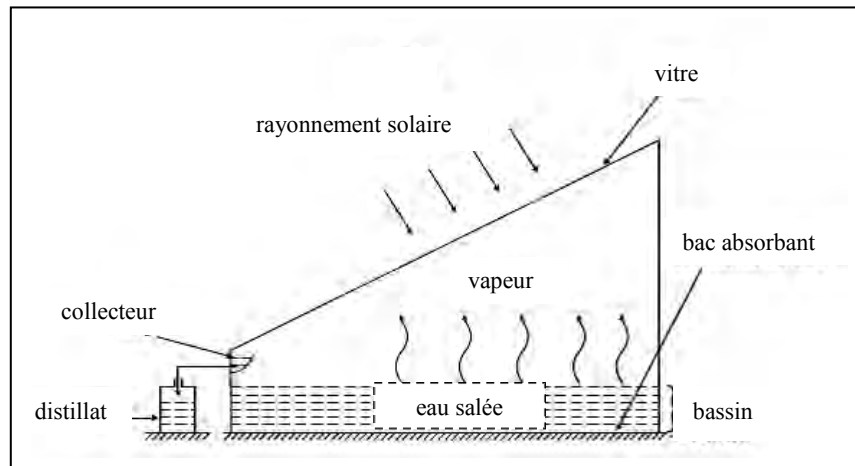


Figure I.12 : Distillateur solaire type bassin [49]

Il a été constaté que le transfert de chaleur par convection entre la couverture et l'ambiance croît avec la vitesse du vent pour des valeurs peu élevées. Les taux de condensation et d'évaporation et donc de la productivité du distillateur sont ainsi augmentés [50]. El-sebail [51] en examinant l'effet de la vitesse du vent sur la production journalière d'un distillateur passif, a noté que celle-ci augmente avec l'accroissement de la vitesse du vent jusqu'à une valeur de l'ordre de 10 m/s et 8 m/s pour l'été et l'hiver respectivement, au-delà de cette dernière, l'augmentation de la production est insignifiante.

Concernant l'inclinaison et l'orientation de la couverture, il a été montré qu'elles dépendent de la latitude du lieu [36]. En effet une couverture dont l'inclinaison est égale à la latitude du lieu recevra les rayons du soleil près de la normale tout au long de l'année. Le taux d'évaporation dépend de l'intensité du rayonnement solaire. La performance du distillateur solaire est ainsi optimale [52]. D'autres travaux ont permis d'observer que l'épaisseur de la couverture joue un rôle. Ainsi la production d'un distillateur dont l'épaisseur de la couverture est de 3 mm est meilleure (16.5% plus grande) que si une épaisseur de 6 mm était utilisée [53].

Par ailleurs, la profondeur de l'eau dans le bassin a un effet significatif sur la production [34]. Des études ont montré que la profondeur de l'eau est toujours inversement proportionnelle à la production [54]. La performance d'un distillateur incliné de 30° a été étudiée pour six profondeurs d'eau différentes. La profondeur minimum donne une meilleure production

annuelle. L'augmentation de la profondeur de l'eau jusqu'à une valeur d'environ 0.1 m diminue la production du distillateur. Au-delà de cette valeur, la production reste constante. La production journalière correspondant à une profondeur de 0.02 m est améliorée de 32.57% et 32.39% par rapport à celle obtenue pour une profondeur de 0.18 m en été, et en hiver respectivement [55].

L'amélioration de la production d'un distillateur a fait l'objet de plusieurs recherches. Rajvanshi [56] a utilisé diverses teintures sur le bassin du distillateur pour améliorer ses performances. Les teintures sombres permettent d'augmenter la capacité d'absorption du rayonnement solaire. L'utilisation de naphthalamine noire conduit à un accroissement du distillat, de l'ordre de 29%.

Par ailleurs, d'autres auteurs ont porté un intérêt à la géométrie du distillateur. Lobo et Araujo [57] ont développé un distillateur double bassins. L'idée consiste à placer deux distillateurs l'un sur l'autre, celui du haut étant entièrement réalisé en verre ou en plastique et séparé en petites partitions. La production obtenue est de l'ordre de 40 à 55%. Des résultats similaires ont été obtenus par Al-Karaghoul et Alnaser [58] qui ont comparé les performances d'un distillateur simple et d'un autre à double-bassin (figure I.13).

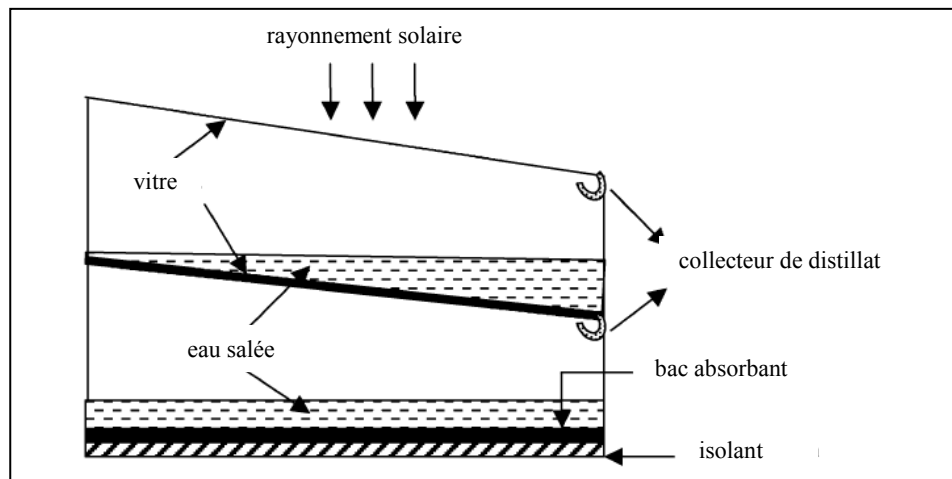


Figure I.13 : Section transversale de l'eau d'un distillateur solaire à double bassins [58]

L'effet du condenseur sur l'efficacité et la production du distillateur a été également étudié. [59] (figure I.14). La comparaison de la production journalière d'un distillateur conventionnel avec celle d'un distillateur avec condenseur montre que celle-ci est augmentée de 5.5 kg/m²/jour à 5.9 kg/m²/jour. L'utilisation d'un condenseur externe selon une expérience menée par

A. El-Bahi *et al.* (figure I.15) a conduit à une production journalière de 7 l/m² et une efficacité de 75% pendant les mois d'été [60].

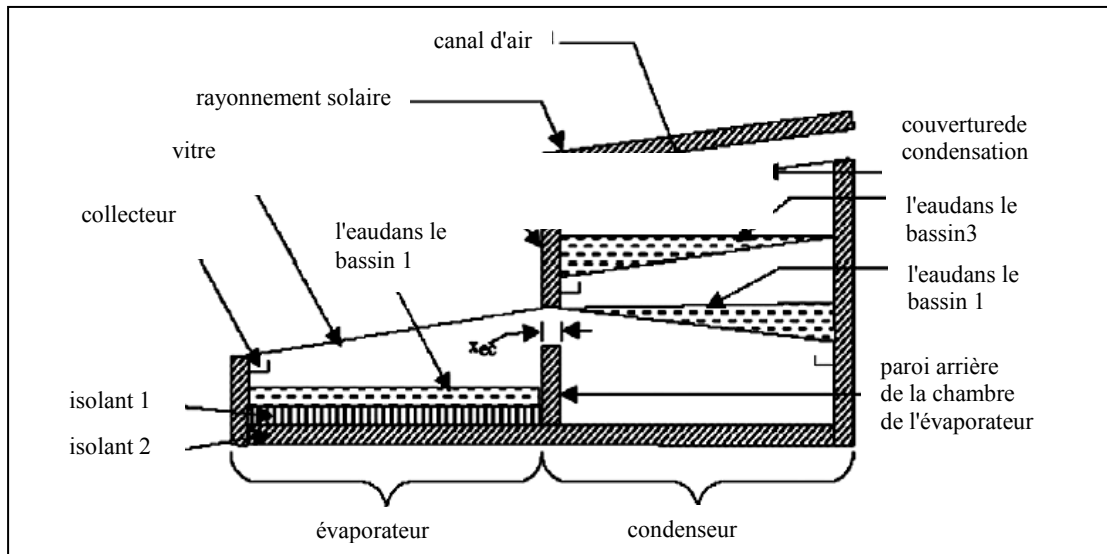


Figure I.14 : Distillateur solaire avec condenseur intégré [59]

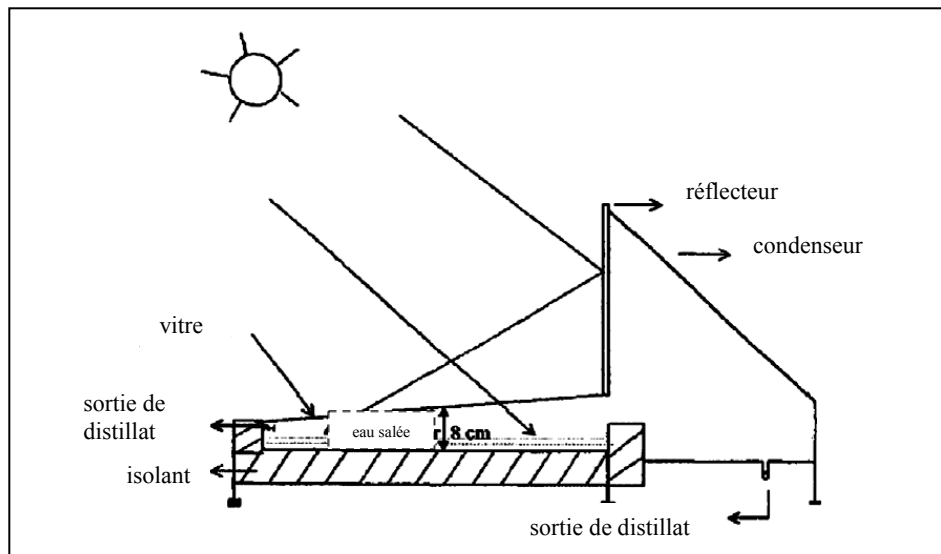


Figure I.15 : Distillateur solaire avec condenseur intégré [60]

L'utilisation de réflecteurs plans permet d'augmenter le flux solaire absorbé par le bassin et l'eau, ce qui engendre une amélioration de la production. Selon H. Tanaka *et al* [61] l'ajout de réflecteurs (interne et externe) (figure I.16) conduit à une production annuelle de 48%.

L'utilisation d'un réflecteur interne seul ne permet qu'une augmentation de 20% de la production.

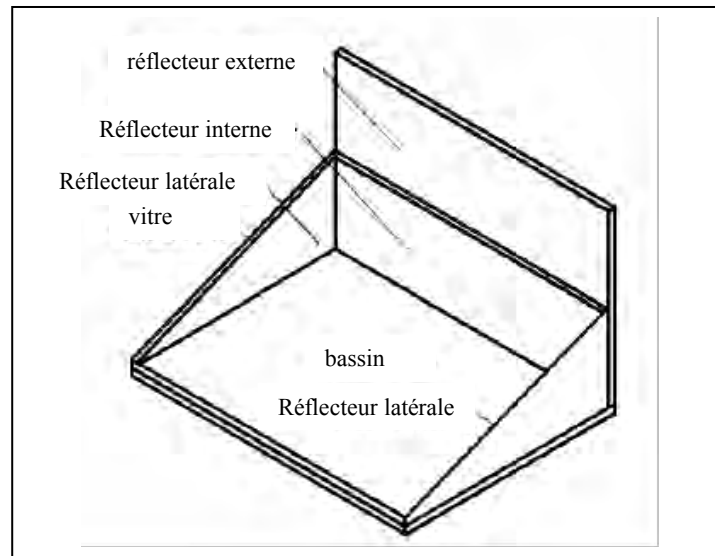


Figure I.16 : Distillateur solaire avec réflecteurs [61]

I. 2. 3.1.1.1.1 - Types de distillateurs passifs

I. 2. 3.1.1.1.1.1 - Distillateur solaire vertical

Il est constitué d'un couvercle en verre vertical avec une mèche noire fixée à l'intérieur. Le débit d'eau saumâtre à l'entrée du distillateur est régulé à l'aide d'une vanne, l'eau s'écoule sur la surface spongieuse à travers un tuyau de distribution. Une partie de cette eau s'évapore. La vapeur se condense sur le verre vertical et la saumure est évacuée en bas. Le distillateur solaire vertical est plus approprié dans les zones urbaines / rurales, où le coût du terrain est très élevé car il occupe une surface horizontale restreinte [51].

M. Boukar et A. Harmin [62] ont étudié l'effet de plusieurs paramètres sur la performance d'un distillateur vertical dans des conditions climatiques du désert algérien. Ils ont trouvé que la productivité du distillateur reste fortement dépendante du rayonnement solaire, de la température ambiante et de l'orientation. Tanaka et Nakatake [63] ont étudié un distillateur vertical multi-effet couplé avec un miroir plan (figure I.17) et montré que la production journalière augmente linéairement dans les quatre premiers effets, puis devient non-linéaire par la suite.

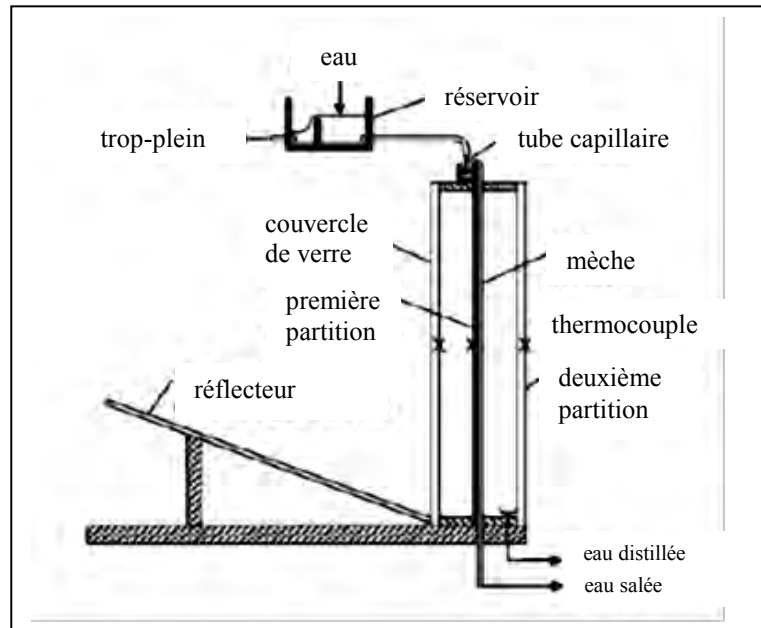


Figure I.17 : Distillateur solaire vertical avec réflecteur [63]

I. 2. 3.1.1.1.2 - Distillateur à mèche

Dans ce distillateur le bassin d'eau est remplacé par une mèche poreuse (figure I.18) [64]. L'effet de capillarité des fibres textiles est utilisé pour distribuer lentement l'eau saumâtre par gravitation sur la surface d'une couche mince de la mèche en contact avec une plaque jouant le rôle d'évaporateur. Les forces de tension inter faciales, nettement supérieures à celles de la pesanteur, jouent un rôle très important dans la formation du film capillaire, de faible inertie thermique, en empêchant toute formation de bulles d'air [65]. Tanaka et *al.* [66] ont montré que ce type de distillateur est plus efficace que le distillateur à bassin. La production est augmentée de 20 à 50%.

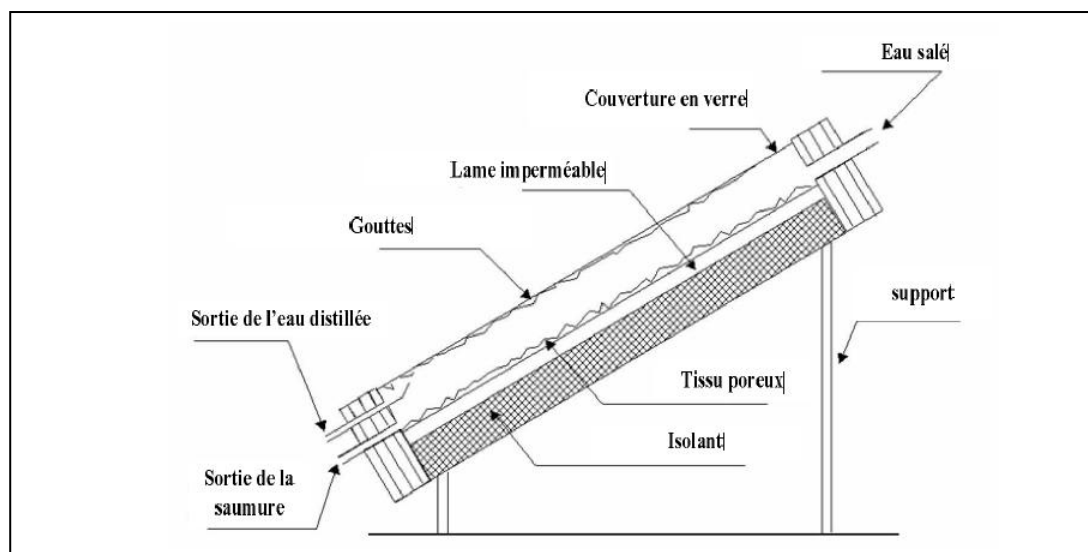


Figure I.18 : Distillateur à mèche [64]

I. 2. 3.1.1.1.3 - Distillateur incliné à cascade

Il consiste en une série de bassins noirs horizontaux enfermés dans un récipient étanche avec un vitrage transparent sur le dessus. Cet appareil présente deux avantages, la lame d'eau est très faible et l'orientation par rapport au rayonnement incident se rapproche davantage de l'optimum. Un modèle de ce type, représenté sur figure I.19, n'a été exécuté qu'en petites tailles. Ces appareils fonctionnent bien mais leur construction et leur entretien sont coûteux [67].

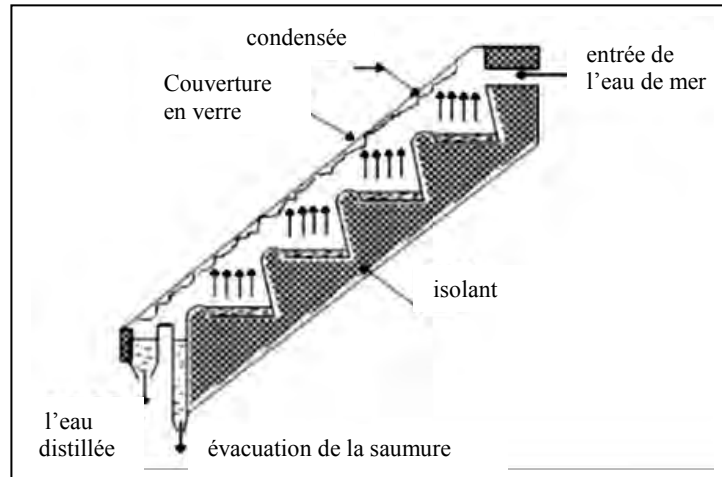


Figure I.19 : Distillateur a cascade [67]

I. 2. 3.1.1.1.4 - Distillateur solaire sphérique

Il est composé d'une demi sphère supérieure qui sert à transmettre le rayonnement solaire d'une part et joue le rôle de surface de condensation d'autre part ; d'une demi sphère inférieure qui récupère le distillat et d'un bac horizontal en métal noir contenant l'eau à distiller et qui se trouve dans le plan médian. Un essuie-glace entraîné par un moteur électrique, permet de maintenir la surface de condensation constamment transparente au rayonnement, et d'assurer un drainage rapide des gouttelettes [68] (figure I.20).

Le distillateur solaire sphérique est caractérisé par rapport à un distillateur plan par des pertes thermiques moindres et par une production et une efficacité meilleures.

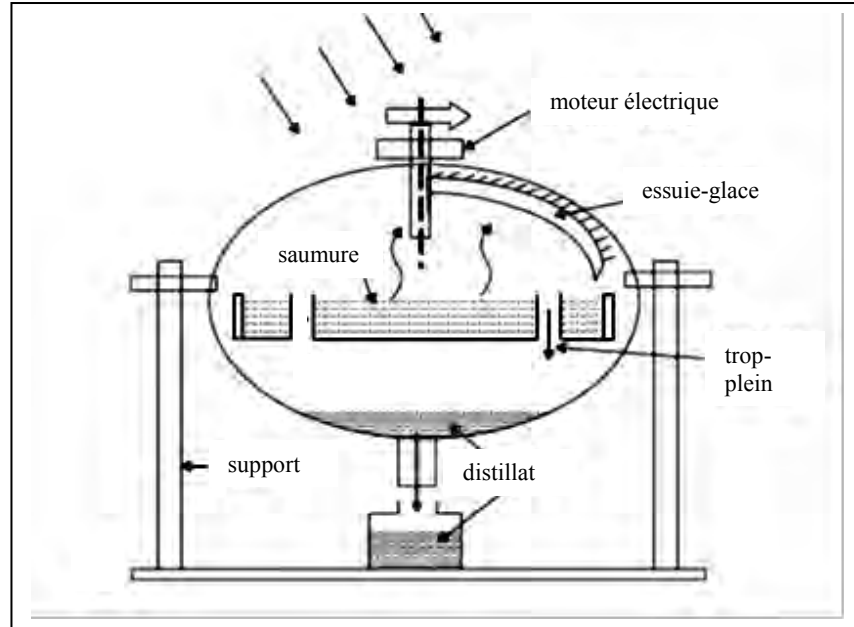


Figure I.20 : Distillateur solaire sphérique [49]

I. 2. 3.1.1.2 - Distillateur solaire actif

Dans les distillateurs solaires actifs, une quantité d'énergie thermique supplémentaire est introduite dans le bassin du distillateur à partir d'un système thermique externe pour augmenter l'évaporation et améliorer par conséquent la production [69]. Les distillateurs solaires actifs sont principalement classés comme suit [70]:

- Distillateur à haute température
- Distillateur à eau préchauffé
- production nocturne

I. 2. 3.1.1.2. 1 - Distillateur solaire actif à haute température

La température de l'eau dans le bassin d'un distillateur actif est augmentée par la fourniture d'une énergie thermique à travers des capteurs solaires. La température est augmentée de 20 - 50 °C à 70-80 °C. Le système couplé distillateur-capteur fonctionne soit en mode de circulation forcée en utilisant une pompe mécanique ou en mode de circulation naturelle où l'eau s'écoule en raison de la différence de densité (thermosiphon) [1].

De nombreuses recherches ont été menées pour les deux modes. Rai et Tiwari [69] ont constaté que la production journalière d'un distillateur couplé à un capteur en mode de circulation forcée est 24% plus élevée que celle d'un distillateur passif (figure I.21).

Kumar et Tiwari [71] ont observé que la température de l'eau et l'efficacité thermique diminuent avec l'augmentation de la surface du bassin résultant de l'inertie thermique. La production augmente avec le nombre de capteurs, et la surface optimale de capteurs pour une production maximale est de 8 m^2 .

Singh et Tiwari [72] ont montré que la production annuelle est à son maximum lorsque l'inclinaison de la couverture est égale à la latitude du lieu.

Le fonctionnement d'un distillateur couplé avec un capteur en mode thermosiphon est plus avantageux que le mode en circulation forcée en raison de sa simplicité et du moindre coût [2].

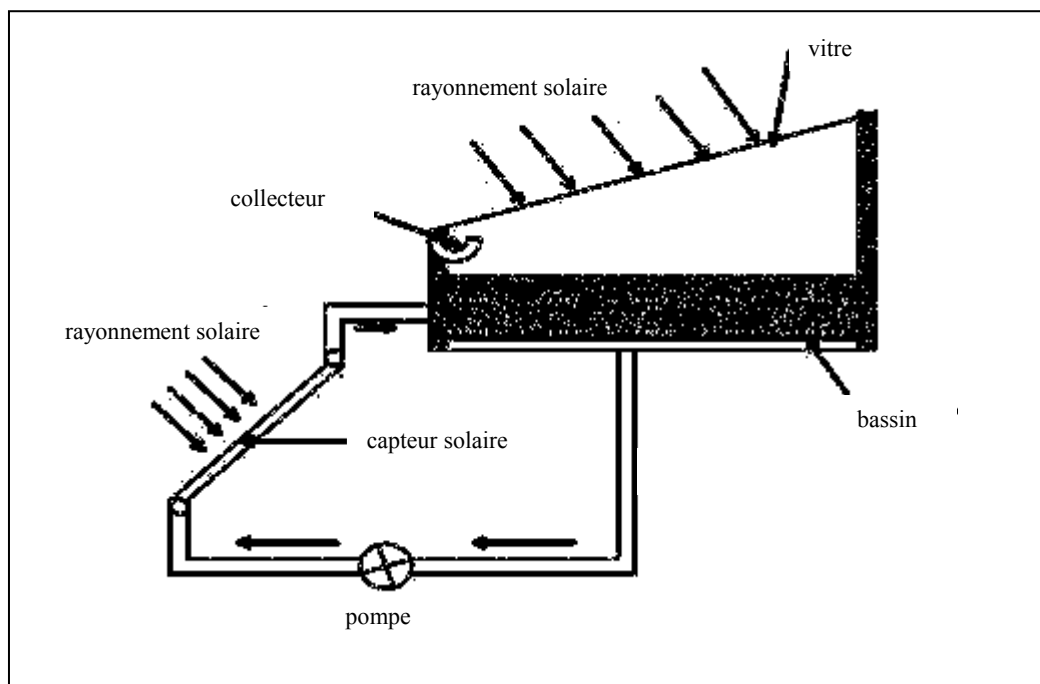


Figure I.21 : Distillateur solaire actif intégré à un capteur plan [69]

Une étude théorique sur un distillateur passif couplé avec un capteur plan en mode thermosiphon a été menée par Lawrence et Tiwari [73]. Les résultats montrent que l'efficacité du distillateur actif est inférieure à celle d'un distillateur passif. La production journalière de ce dernier diminue avec l'augmentation de la profondeur d'eau, l'inverse est démontré pour un distillateur actif.

Du fait de la chaleur latente de vaporisation de l'eau dans le bassin, la température de la couverture verrière augmente progressivement, et par conséquent, la différence de température entre le couvercle et l'eau du bassin diminue. Il en résulte une faible vaporisation d'où une production peu importante. Pour diminuer la température du couvercle, de l'eau

froide est amenée à écouler sur le couvercle de verre, la chaleur est transférée à partir du verre à l'eau s'écoulant qui à son tour maintient la différence de température. En outre, si la température de l'eau s'écoulant en sortie devient supérieure à la température de l'eau du bassin, elle peut être introduite dans le bassin pour améliorer la production. Ce système connu comme un système de récupération (régénération) de distillateur solaire actif [2] (figure I.22). Tiwari et Sinha [74] ont mené une étude expérimentale et observé que l'efficacité thermique d'un distillateur actif régénérateur est plus faible que celle d'un distillateur simple régénérateur. Les auteurs notent également que l'efficacité thermique pour les deux est améliorée par l'augmentation du débit d'eau qui s'écoule sur le couvercle.

La figure I.23 présente un distillateur solaire vertical multi-effets couplé avec un capteur plan. Ce système a fait l'objet de l'étude de Kiatsiriroat *et al.* [75]. Le distillateur est constitué de n plaques verticales et parallèles. La première est isolée sur sa surface frontale et la dernière est exposée à la température ambiante. Chaque plaque dans le distillateur est recouverte avec un tissu humide sur un côté. Les auteurs ont constaté que la production croit légèrement lorsque le numéro des plaques est supérieur à 5. On enregistre 34% et 15% respectivement pour les plaques d'évaporation 1 et 6.

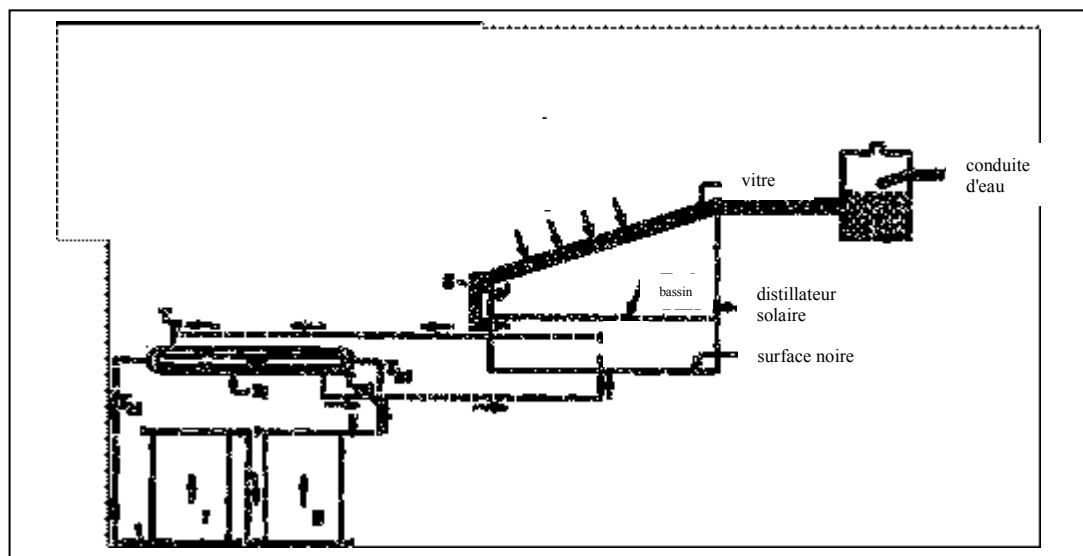


Figure I.22 : Coupe transversale d'un distillateur solaire à régénération actif [2]

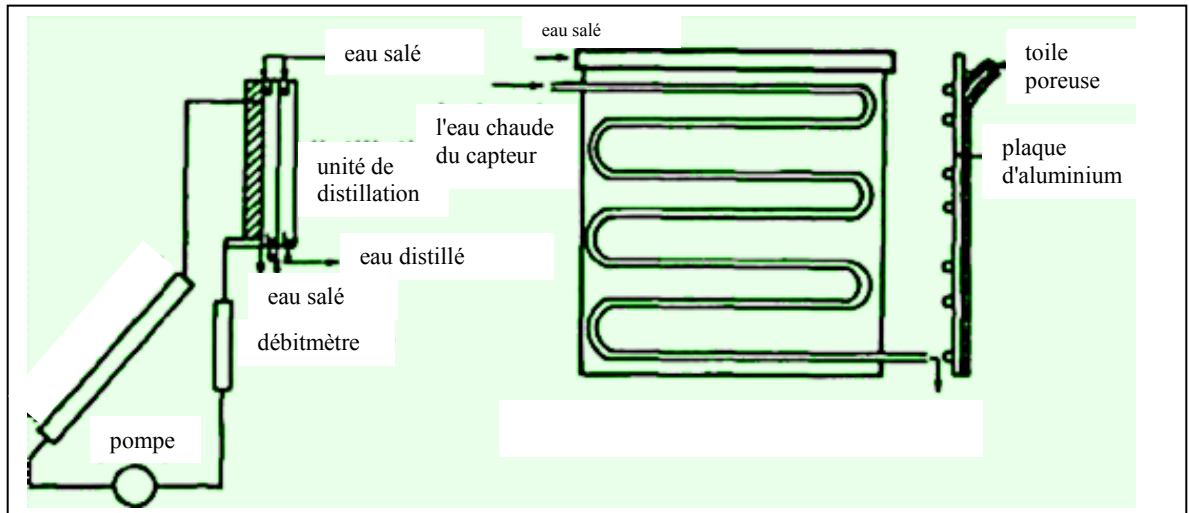


Figure I.23 : Distillateur multiple effets couplé à un capteur plan [75]

Le schéma de principe d'un distillateur solaire couplé avec un concentrateur parabolique qui concentre le rayonnement solaire sur l'absorbeur et permet d'atteindre une plus grande température que les capteurs plans est illustré par la figure I.24 [2].

Singh *et al.* [76] ont trouvé des expressions analytiques de la température de l'eau dans le bassin d'un distillateur couplé avec un capteur plan et de celui couplé avec un concentrateur parabolique en mode thermosiphon. Les résultats montrent que l'efficacité thermique et le coefficient de transfert de chaleur par évaporation du second système sont meilleurs.

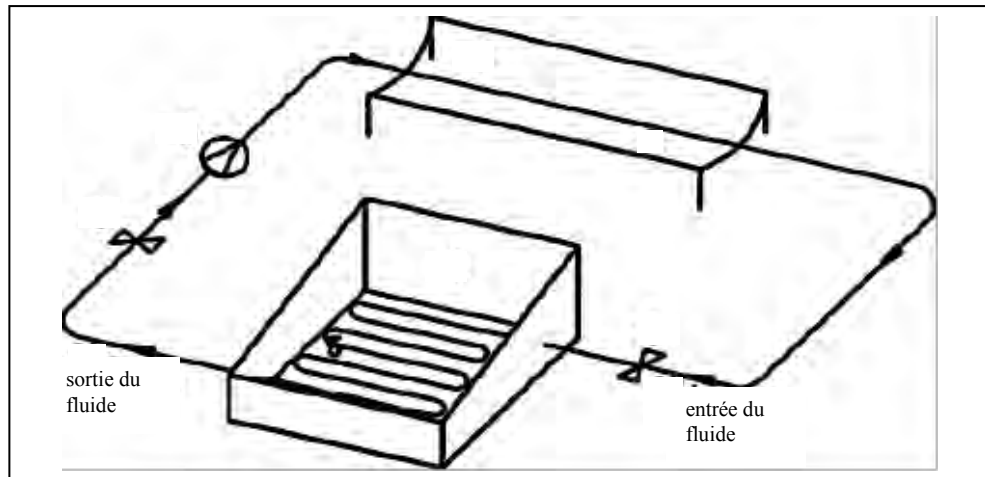


Figure I.24 : Distillateur solaire couplé avec concentrateur parabolique [2]

Théoriquement, le maximum de l'efficacité électrique d'une cellule solaire en silicium fonctionnant à une température de 0°C est de l'ordre 24%. Cette dernière diminue progressivement quand la température de la cellule augmente, atteignant seulement 14% à 100°C , ceci est dû au fait que la majeure partie de l'énergie solaire incidente sur la cellule est convertie en chaleur. En fait, cette chaleur perdue pourrait être utilisée, par exemple pour le chauffage d'eau, le chauffage des logements...etc. La combinaison d'un panneau PV avec un capteur thermique peut par conséquent être une solution optimale [77]. S. Kumar et A. Tiwari [78] ont réalisé une étude expérimentale d'un distillateur solaire couplé avec un capteur hybride photovoltaïque / thermique (PV / T) et constaté que la production augmenté de 3.5 plus que celle d'un distillateur passif. Dans une autre étude [79], les auteurs ont établi les coefficients de transfert de chaleur interne d'un distillateur solaire couplé avec un capteur hybride (PV / T) pour les conditions climatiques de New Delhi. Ils ont constaté que les valeurs moyennes annuelles du coefficient de transfert thermique par convection pour les distillateurs passif et actif sont respectivement de 0.78 et $2.41\text{Wm}^{-2}\text{k}^{-1}$ pour une profondeur d'eau dans le bassin de 0.05 m.

I. 2. 3.1.1.2.2 - Distillateur solaire actif à eau préchauffée

Dans ce procédé, de l'eau préchauffée par diverses sources (les industries du papier ou chimiques, centrales thermiques, déchets...etc.) est utilisée pour augmenter la température de l'eau dans le bassin (soit directement ou par l'intermédiaire d'échangeurs de chaleur) [2].

La technique de l'utilisation de la chaleur des déchets dans un distillateur solaire proposée par Proctor [80] a permis d'augmenter la production de 3.2 fois plus que celle d'un distillateur conventionnel.

La performance d'un distillateur solaire double bassin couplé à un échangeur de chaleur a été étudiée par Yadav [81]. L'auteur note que :

- l'efficacité du distillateur solaire, double bassin couplé à un échangeur de chaleur est inférieure à celle d'un distillateur sans échangeur de chaleur.
- la production de ce système est fortement liée à la longueur de l'échangeur de chaleur et au débit massique de l'eau.

I. 2. 3.1.1.2.3 - Distillateur solaire actif à production nocturne

La production nocturne est celle obtenue lors du fonctionnement d'un distillateur solaire en l'absence du rayonnement solaire. L'énergie utilisée dans ce cas peut provenir soit de l'énergie solaire stockée pendant la journée dans des masses d'eau relativement importantes ou de toute autre source [71].

La production nocturne d'un distillateur simple a été étudiée expérimentalement par Onyegegbu [82] pour des profondeurs d'eau dans le bassin de 0,178 m et de 0,076 m. Les résultats indiquent qu'en moyenne, la distillation nocturne représente 78% de la production journalière totale pour une profondeur de 0,178 m et environ 50% pour une profondeur de 0,076 m.

M. Boukar et A. Harmim [83] ont mené une étude expérimentale concernant la productivité nocturne d'un distillateur type hot-box à effet de serre couplé à un capteur solaire plan (figure I.25), pour l'amélioration de la productivité, en augmentant la température de la source chaude. Les auteurs remarquent que la production nocturne du système augmente avec l'accroissement de la masse de la saumure dans le bassin. La différence de productivité est due à la différence de l'épaisseur d'eau et par conséquent à sa capacité thermique.

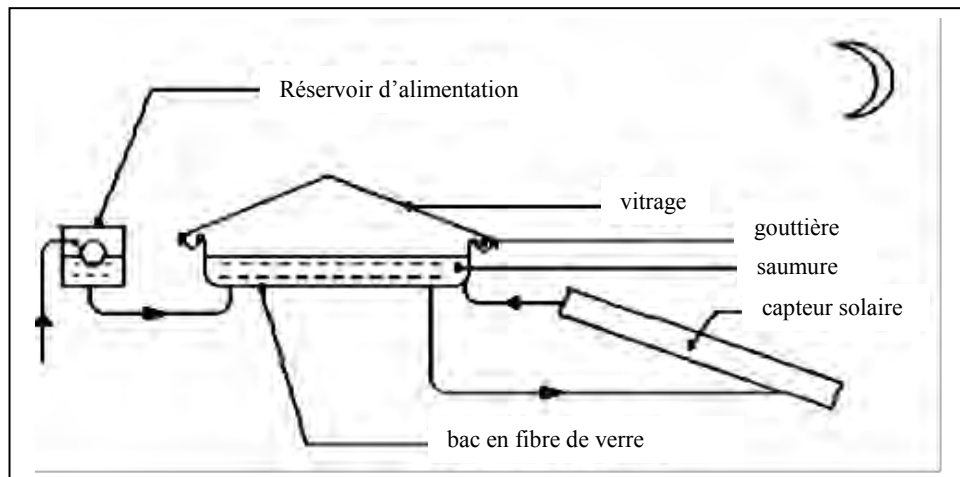


Figure I.25 : Vue d'ensemble du système de distillation [83]

I. 2. 3. 2 - Le procédé indirect

La réduction de la consommation énergétique des procédés conventionnels thermiques et membranaires (tableau I.1) pour le traitement de l'eau de mer et/ou de l'eau salée peut être envisagée par l'exploitation des énergies renouvelables. L'énergie solaire peut être utilisée soit en produisant de l'énergie thermique nécessaire pour conduire les procédés thermiques ou en produisant l'électricité nécessaire pour conduire les procédés membranaires [48] (tableau I.2). L'utilisation de l'énergie solaire dans les procédés thermiques (MSF, MED, VCD) peut se faire [43] :

- soit avec des capteurs solaires plans pour les petites unités allant jusqu'à plusieurs m³/jour
- soit avec des capteurs à concentration pour des capacités plus importantes

Un stockage thermique est souvent utilisé, sous forme de réserve d'eau chaude, pour permettre d'avoir une certaine autonomie de fonctionnement en régime permanent ou intermittent.

Par contre, les procédés à membranes nécessitent de l'énergie électrique qui peut être fournie par des panneaux photovoltaïques. L'osmose inverse étant faible consommatrice d'énergie est plus avantageuse que l'électrodialyse [43].

Procédé	Chaleur (MJ/m ³)	Electrique (kWh/m ³)	Équivalent électrique totale (kWh/m ³)
MSF	250-300	3.5-5	15-25
MED	150-220	1.5-2.5	8-20
VC			
Thermique (TVC)	220-240	1.5-2	
Mécanique (MVC)	/	11-12	11-12
OI			
Eau de mer	/	5-9	5-9
Eau saumâtre	/	0.5-2.5	0.5-2.5
ED	/	2.6-5.5	2.6-5.5

Tableau I. 1 : Consommation énergétique des principaux procédés de dessalement [8]

Energie solaire	l'eau d'alimentation	Procédé de dessalement
Thermique	eau de mer	distillation multi stages flash (MSF)
	eau de mer	distillation à multi effets (MED)
	eau de mer	distillation par compression mécanique de vapeur (MVC)
Photovoltaïque	eau de mer	osmose inverse (OI)
	eau saumâtre	osmose inverse (OI)
	eau saumâtre	électrodialyse (ED)

Tableau I. 2 : Combinaison des procédés de dessalement avec l'énergie solaire [19]

I. 2. 3. 2. 1 - Couplage membrane/solaire photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques convertissent directement l'énergie solaire en énergie électrique. Cette technologie est mieux adaptée pour être couplée avec les procédés membranaires [19]. La faisabilité des générateurs PV ou des systèmes OI et ED, comme meilleure solutions pour le dessalement dans les sites isolés, a été prouvée [84]. Néanmoins le principal problème de ces technologies est le coût relativement élevé [5]. L'osmose inverse

consomme généralement moins d'énergie que l'électrodialyse, pour cela elle est favorisée pour le couplage avec le photovoltaïque [19]. Le procédé OI utilise généralement le courant alternatif (AC) pour les pompes, par conséquent l'onduleur DC / AC doit être utilisé (figure I.26). Par contre le procédé ED utilise le courant continu pour les électrodes à la pile, et par conséquent, il peut donc utiliser l'approvisionnement énergétique à partir des panneaux photovoltaïques sans modification sauf pour une pompe à faible puissance (figure I.27) [85]. Deux types de systèmes PV/ OI sont disponibles sur le marché, le système PV/OI de dessalement de l'eau saumâtre et de l'eau de mer. L'eau saumâtre a une pression osmotique plus faible que celle de l'eau de mer, par conséquent, son dessalement nécessite moins d'énergie, donc un générateur photovoltaïque plus petit [85]. Les besoins énergétiques du dessalement de l'eau de mer ont été réduits à environ 5 kWh/m^3 pour les grandes unités avec des systèmes de récupération d'énergie, cependant, pour les petites unités (sans système de récupération d'énergie), les besoins énergétiques peuvent dépasser 15 kWh/m^3 . Pour le dessalement de l'eau saumâtre, l'énergie nécessaire varie entre 1 et 3 kWh/m^3 . La qualité de l'eau distillée varie entre 350 et 500 ppm pour les deux unités de dessalement de l'eau de mer et de l'eau saumâtre. Selon des rapports publiés [86], le coût de dessalement de l'eau de mer dans une unité qui utilise le procédé PV/OI, varie entre 7.98 et 29 USD / m^3 pour une capacité de production en eau distillée allant de 12 à 120 m^3 par jour. D'un autre côté, pour une unité de dessalement de l'eau saumâtre par procédé PV-OI, le coût est environ 7.25 USD/ m^3 pour une capacité de production de $250 \text{ m}^3/\text{jour}$ [86]. La consommation énergétique d'un système ED sous température ambiante, et une eau à 500 ppm, et environ de 1.5 et 4 kWh/m^3 pour une alimentation en eau à 1500-3500 ppm, respectivement. Le coût de production en eau distillée d'une unité de PV / ED varie entre 16 et 5.8 USD / m^3 [87,88]. Le tableau I.3 présente quelques unités PV/OI de l'eau de mer et de l'eau saumâtre [86].

lieu	concentration de sel	capacité	PV (kwp)
Cituis Ouest, Java, Indonésie	eau saumâtre	1.5 m ³ /h	25
del Oro, Mexique	eau saumâtre	1.5 m ³ /j	2.5
Doha, Qatar	eau de mer	5.7 m ³ /j	11.2
Érythrée	-	3 m ³ /j	2.4
Florida St. Lucie Inlet State Park, USA	eau de mer	2x0.3 m ³ /j	2.7 + générateur diesel
Hassi-Khebi, Algérie	eau saumâtre (3.2 g/l)	0.95 m ³ /h	2.59
Heelat ar camp Rakah du Ministère des ressources hydrauliques, Oman	eau saumâtre	5 m ³ /j	3250
INETI, Lisbonne, Portugal	eau saumâtre (environ 5000 ppm.)	0.1-0.5 m ³ /j	-
Jeddah, Arabie Saoudite	42800 ppm	3.2 m ³ /j	8
l'île de Lampedusa, Italie	eau de mer	3+2 m ³ /h	100
l'île de Lipari, Italie	eau de mer	2 m ³ /h	63
Nord de Java, Indonésie	eau saumâtre	12 m ³ /j	25.5
Nord-ouest de la Sicile, Italie	eau de mer	-	9.8 + 30 kW générateur diesel
Perth, Australie	eau saumâtre	0.5-0.1 m ³ /h	1.2
Pozo Izquierdo- ITC, Iles Canaries, Espagne	eau de mer	3 m ³ /j	4.8
mer rouge, Egypte	eau saumâtre	50 m ³ /j	19.84 (pompe) + 0.64 (contrôle)
désert du Thar, Inde	eau saumâtre	1 m ³ /j	0.45
Université d'Almería, Almería, Espagne	eau saumâtre	2.5 m ³ /h	23.5
Vancouver, Canada	eau de mer	0.5-1 m ³ /j	4.8
Wanoo road house, Australie	eau saumâtre	-	6

Tableau I. 3 : Quelques usines d'osmose inverse couplées avec les panneaux photovoltaïques

[19]

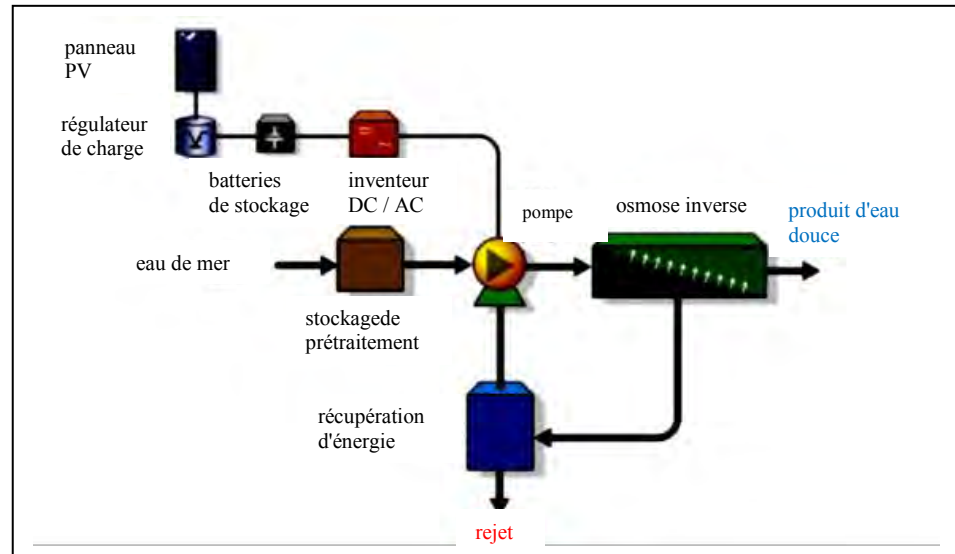


Figure I. 26 : Schéma d'un système PV/OI [85]

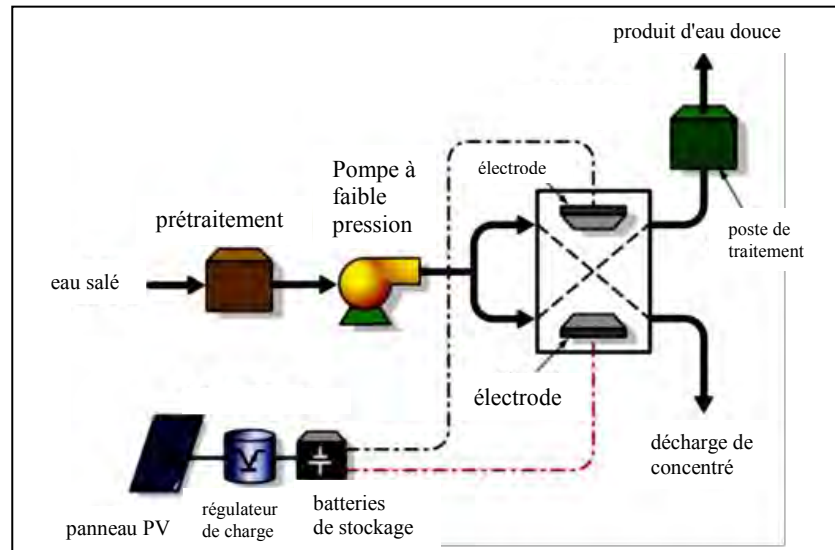


Figure I. 27 : Schéma d'un système PV/ED [85]

I. 2. 3. 2. 2 - Couplage distillation / solaire thermique

Les procédés de dessalement thermique MSF et MED couplés avec des capteurs solaires comme une forme indirecte de l'énergie solaire pour produire l'énergie thermique nécessaire pour conduire le processus de dessalement [89]. Les capteurs solaires doivent d'une part chauffer le fluide caloporteur à des températures moyennes de telle sorte que l'eau amenée à l'évaporateur atteigne des températures entre 70 et 120 °C et d'autre part, actionner des turbines à vapeur (par le biais de la chaleur produite) pour produire l'électricité nécessaire pour le pompage [90] (figure I.28). Une étude théorique menée par Sagie et *al.* [91] d'une unité MED couplée à un capteur solaire tubes sous vide montre que cette combinaison donne une amélioration spectaculaire du taux de production de l'eau avec une légère augmentation du coût de l'installation de dessalement. Un des types de capteurs solaires couplés avec MSF est le bassin solaire [8], (cas de l'usine de dessalement à Margarita de Savoya, en Italie, avec une capacité de 50 à 60 m³/jour [92], ou à El Paso, au Texas, avec une capacité de 19 m³/jour [93]). Le collecteur cylindro-parabolique est également utilisé dans une usine de dessalement MSF au Koweït pour un taux de production de 100 m³/jour [94]. Il existe aussi des centrales MED couplées avec des bassins solaires comme l'usine de dessalement proche de la mer morte, avec une capacité de 3000 m³/jour [94] et l'unité hybride de l'université de Ancona en Italie avec une capacité de 30 m³/jour (tableau I.4) [95].

lieu	Procédé de dessalement	Capacité (m ³ /j)	Capteur solaire
Île de La désiré, Caraïbes françaises	MED- 14 effets	40	tube sous vide
Abu Dhabi, U.A.E.	MED- 18 effets	120	tube sous vide
Koweït	MSF autorégulé	100	Cylindro-parabolique
La Paz, Méjico	MSF-10 stages	10	Capteur plan + Cylindro-parabolique
Golfe Arabe	MED	6000	Cylindro-parabolique
Al-Ain, U.A.E	MED- 55 stages MSF- 75 stages	500	Cylindro-parabolique
Île Takami, Japon	MED- 16 effets	16	Capteur plan
Berken, Alemania	MSF	20	-
Île Lampedusa, Italie	MSF	0.3	Basse concentration
PSA, Almería, Espagne	MED- Pompe à chaleur	72	Cylindro-parabolique
Iles Canaries, Espagne	MSF	10	Basse concentration
Université Al Azhar, Gaza	MSF	0.2	Capteur solaire + PV (énergie d'appoint)
Safat, Koweït	MSF	10	Capteur solaire

Tableau I. 4 : Quelques usines de procédé thermique couplées avec les capteurs solaires [19]

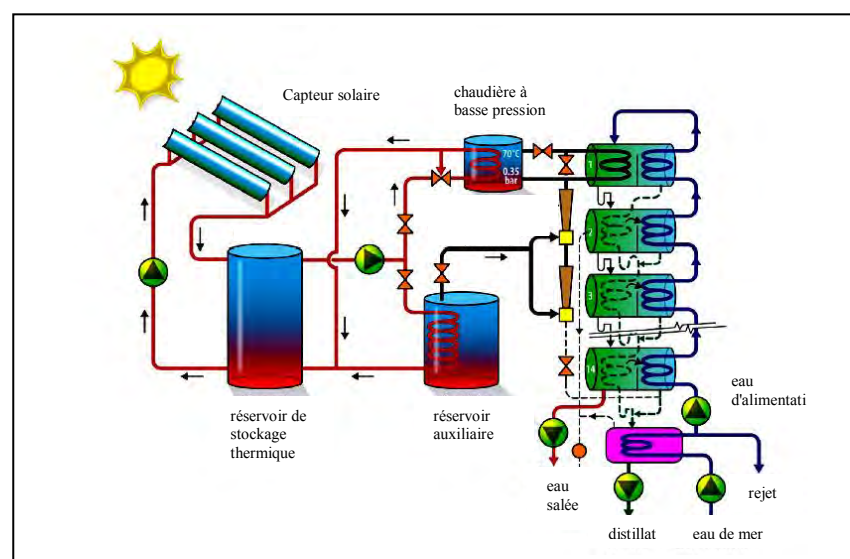


Figure I.28: Schéma d'une installation de dessalement par multiple-effets couplés à des capteurs solaires [90]

I. 3 - Procédés hybrides de dessalement

Du fait des réserves limitées en combustibles fossiles et des rejets des gaz à effets de serre engendrés par l'usage de ces combustibles, de plus en plus de projets, se tournant vers un dessalement durable, sont basés sur le concept de dessalement par voie hybride [96].

Le principe des procédés hybrides est de combiner deux ou trois techniques afin de satisfaire les demandes en eau et en électricité, à moindre coût. On peut associer par exemple (figure I.29) [97] :

- une unité de dessalement thermique
- une unité d'osmose inverse
- une centrale électrique

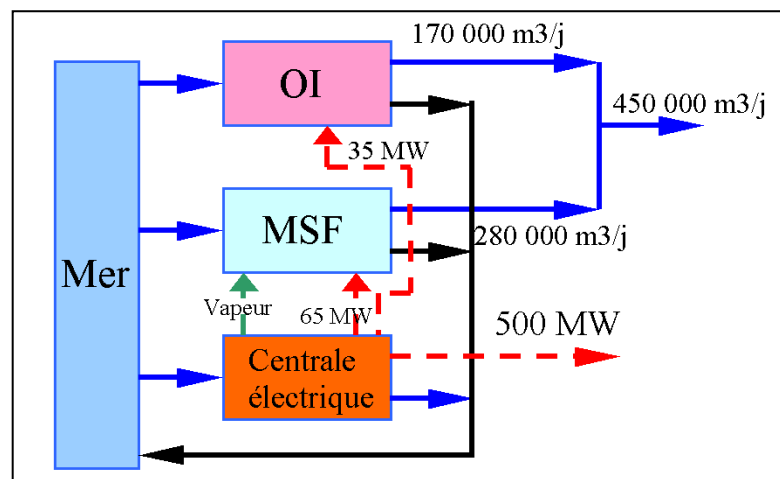


Figure I.29 : Installation hybride

Les usines à production hybride utilisent la vapeur pour actionner à la fois une génératrice au moyen d'une turbine à vapeur et fournir l'énergie thermique nécessaire à l'évaporation d'eau de mer dans le cadre du procédé de dessalement. Du point de vue de la prospective énergétique, une usine à production hybride est une excellente combinaison. Une partie de l'électricité produite peut servir à actionner une unité à membranes et le courant restant est vendu à une compagnie d'électricité locale, ou bien l'inverse. La chaleur dégagée par la turbine à gaz, ou la vapeur provenant de la turbine à vapeur sert à fournir de la chaleur pour actionner une unité de dessalement thermique. Le mérite des usines à production hybride tient au fait que, dans des situations où la demande en eau est maximale, l'unité à membranes peut être exploitée au maximum de sa capacité. Mais quand la demande en eau retombe, la production de l'unité à membranes sera réduite et davantage de courant électrique sera vendu

à la compagnie d'électricité, tandis que l'usine à dessalement thermique continuera à être exploitée à une capacité donnée. Une telle combinaison offre une souplesse optimale pour répondre aux fluctuations des demandes [7].

I. 3.1 – Couplage MSF/OI

La technologie MSF de dessalement a été améliorée pour être une technologie performante. De nos jours, 60% de la capacité de dessalement à travers le monde est fournie par des usines fonctionnant selon le principe de la distillation MSF dont 80% est produite par les pays du Moyen Orient [38]. L'osmose inverse présente l'intérêt de pouvoir fonctionner à température ambiante et de produire une eau de bonne qualité, constante quelles que soient les variations de la qualité de l'eau brute [15].

Les procédés MSF et OI sont à la fois adaptés à la coexistence et pour une intégration complète dans ce qui est connu sous le nom de systèmes de dessalement hybride MSF/OI [89].

Le système hybride de dessalement MSF/OI allie une haute performance des procédés de distillation à un besoin en énergie plus faible par rapport aux procédés membranaires. Il permet une meilleure adéquation entre les besoins en énergie et en eau et permet une meilleure utilisation de l'énergie produite à partir de MSF dans le OI. Le système MSF/OI a aussi des avantages potentiels tels que une faible demande en puissance, une meilleure qualité de l'eau et un coût moindre au cours d'exécution par rapport ou usines OI et MSF autonomes [98].

L'intégration des deux technologies MSF et OI dans certaines configurations de procédés de dessalement hybrides peut être bénéfique sur les plans technique et économique. Les schémas de dessalement hybride MSF/OI, NF/SWOI/MSF avec diverses configurations ont été étudiés théoriquement et expérimentalement [99].

La configuration hybride la plus faisable est la technologie MSF/OI qui est la plus simple des technologies existantes de son genre. Elle peut être facilement mise en pratique dans les usines existantes fonctionnant selon le principe de MSF. Elle utilise l'eau de mer refroidie et rejetée de la section de rejet de MSF pour alimenter les systèmes d'alimentation de OI [61].

Le couplage de la source de chaleur au système de dessalement MSF peut être obtenu à partir de la vapeur d'eau extraite d'échappement de l'extraction à condensation ou contre-pression turbine, respectivement. Le couplage de la source électrique du système de dessalement OI peut être obtenu à partir de l'électricité produite sur le réseau électrique local. Les avantages techniques et économiques des régimes correspondants mentionnés précédemment, restent en

vigueur. Cependant, en raison de l'hybridation MSF/OI, certains de ces avantages comprennent [89]:

- Une plus grande flexibilité dans la cogénération à double usage puissance électrique et eau.
- Une flexibilité opérationnelle maximale et une réponse maximale rapide aux variations de charge et l'alternance entre les différents modes de fonctionnement, en particulier dans le schéma de couplage du cycle de l'électricité combinées. Ceci est le résultat du possible rapide démarrage et d'arrêt de la turbine à gaz et systèmes d'osmose inverse [100]
- Une augmentation de la récupération de l'eau produite (accroissement de 40-45% de la production de l'eau liée au préchauffage de l'eau d'alimentation de l'usine OI jusqu'à 35 °C. Les usines situées dans les pays méditerranéens peuvent améliorer leur efficacité, en particulier durant le fonctionnement de l'hiver, lorsque la température de la mer rarement dépasse rarement 20-22 °C), avec des coûts de production réduits [99]
- Une consommation spécifique d'énergie plus faible pour la production d'eau [18]
- Une utilisation des systèmes d'admission d'eau de mer communs avec des capacités inférieures [99]
- Une basse consommation de produits chimiques et des taux de remplacement de membrane d'osmose inverse et de cycle de vie prolongée de ces membranes d'osmose inverse [48]
- Les réductions des coûts de l'eau produite par les systèmes hybrides MSF/RO sont garanties et significatives en raison des économies en termes d'investissement et des coûts d'exploitation grâce à la suppression des systèmes auxiliaires redondants et l'utilisation des installations communes pour l'énergie [99].

Chapitre II

La conversion photovoltaïque

Ce chapitre dresse un état des connaissances sur la physique des cellules photovoltaïques (physique des semi-conducteurs concerne la jonction PN pour deux cas : idéale et réelle) et les différents types de cellules photovoltaïques : Ms, Ps, As, GaAs, CdTe....etc. un modèle mathématique basé sur l'expression du courant de charge dans le cas d'une cellule réelle est établie .

II. 1 - Introduction

L'électricité est une des formes d'énergie les plus versatiles qu'il faut adapter au mieux à chaque nécessité. Son utilisation est si étendue, qu'aujourd'hui on pourrait difficilement concevoir une société techniquement avancée qui n'en fasse pas usage. Des milliers d'appareils fonctionnent grâce à l'énergie électrique, soit sous forme de courant continu de faible tension, soit à partir d'un courant alternatif de tension plus élevée [101]. La recherche des ressources d'énergie alternatives est devenue donc une question cruciale de nos jours. Beaucoup de recherches scientifiques ont été menées, non seulement, dans le domaine de la production d'énergie nucléaire, mais également dans le secteur des sources d'énergie propres, telles que la production d'électricité par le vent et la transformation d'énergie solaire [102]. Dans ce dernier cas, la conception, l'optimisation et la réalisation des systèmes photovoltaïques sont des problèmes d'actualité puisqu'ils conduiraient sûrement à une meilleure exploitation de l'énergie solaire [103]. A ce jour, le photovoltaïque a trouvé son utilité dans des applications à petites échelles et pour des systèmes de transmission isolés. L'énergie photovoltaïque 'PV' est une source d'énergie intéressante. Elle est renouvelable, inépuisable et non polluante. Afin d'élargir son domaine d'application et lever les contraintes de coût, le système devrait présenter une bonne exploitation des cellules photovoltaïques [104].

Etant donné que le système proposé comporte dans le cas de notre travail un panneau solaire photovoltaïque, nous avons dressé dans ce chapitre un état de l'art sur cette technologie en continue progression.

II. 2 - Historique

Le mot photovoltaïque vient de grec << photos >> qui signifie *lumière* et de << Volta >> du nom du physicien italien Alessandro Volta qui en 1800 découvrit la pile électrique [105].

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique [106]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{II.1})$$

où h est la constante de Planck, c la vitesse de la lumière et λ sa longueur d'onde. L'énergie d'un photon est d'autant plus grande que la longueur d'onde est courte. Cette découverte valut à Albert Einstein le prix Nobel en 1905 [107].

C'est en 1954, dans les laboratoires de la Bell Téléphone à New Jersey, que la première cellule ayant un rendement de 4 % a été mise au point en utilisant le processus de purification de monocristaux de silicium. En 1956, des tables de conversion de rendement photovoltaïque pour tous les matériaux semi-conducteurs ont été établies. Puis, c'est au début des années 70 que l'on a pu obtenir en laboratoire un rendement de 20 % en travaillant sur des cellules de monocristal d'arséniure de gallium (GaAs) [108]. Des expériences ont été faites également avec des cellules à deux couches, une de sulfure de cadmium (SCd) et l'autre couche de sulfure de cuivre (SCu₂). Ces cellules présentent l'avantage d'utiliser très peu de matière active et le processus de fabrication est plus simple. Cependant, leur faible rendement ne permet pas de les utiliser à l'échelle industrielle. La commercialisation de cellules solaires photovoltaïques a commencé dès l'apparition du silicium monocristallin. Plus tard, apparurent les matériaux polycristalins, de fabrication plus économique, mais présentant encore de faibles rendements. Ce n'est que récemment que sont commercialisées des cellules de silicium amorphe, utilisées pour des dispositifs de très faible puissance (calculatrices de poche, montres, radio portable, etc.), ont été commercialisées.

Les premières applications pratiques de l'électricité photovoltaïque ont été faites sur les véhicules spatiaux, permettant l'alimentation des équipements de commande, de mesure, ou de transmission de données. Ensuite, la production industrielle des premiers panneaux ayant des applications terrestres domestiques a débuté. Bien qu'au début des années 80 ces panneaux n'aient pas été suffisamment compétitifs pour la production à grande échelle, ils ont néanmoins permis l'électrification de logements isolés.

Les recherches pour fabriquer des produits plus efficaces et économiques continuent à persévérer même s'il existe peu d'entreprises au niveau mondial ayant la capacité de supporter des coûts élevés de recherche [101].

II. 3 - Le rayonnement solaire

Le soleil libère continuellement une énorme quantité d'énergie rayonnante dans le système solaire. En moyenne, 1350 W atteignent chaque mètre carré de la couche atmosphérique externe [109]. La surface du soleil se comporte comme un corps noir à la température d'environ 5800 K. ceci conduit à un pic d'émission situé à une longueur d'onde de $0.5 \mu\text{m}$ pour une puissance d'environ 60 MW.m^{-2} , soit un total de $9.5 \cdot 10^{25} \text{ W}$ [110]. En effet, en

traversant les différentes couches de l'atmosphère, une partie de l'énergie solaire s'atténue, certaines longueurs d'onde du spectre solaire sont absorbées par des composants tels que la couche d'ozone (absorption des rayons de l'UV jusqu'au visible) ou la vapeur d'eau qui possède plusieurs raies dans le visible et dans l'infrarouge. Néanmoins, la quantité d'énergie solaire qui atteint la surface de la terre en une heure est plus importante que la quantité totale d'énergie consommée par la population mondiale en une année [109]. On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en terme d'énergie émise [111, 112]. Elle correspond à la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. La masse d'air est exprimée comme un multiple du parcours traversé en un point au niveau de la mer, le soleil étant directement à l'aplomb [113].

En chaque point, la valeur de la masse d'air est donnée par:

$$AM \approx \frac{1}{\sin \theta} \quad (\text{II.2})$$

où l'angle θ est l'élévation solaire, c'est-à-dire l'angle en radian entre le rayonnement solaire et le plan horizontal. Le spectre solaire AM 0, correspond à une masse d'air nulle pour un éclairement solaire au-delà de l'atmosphère à incidence normale. Pour un ciel clair avec le soleil à l'aplomb, on a le rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM 1) (figure II.1). L'éclairement solaire arrivant sur la terre avec un angle de 48° est de 1000 W/m^2 (soit 100 mW/cm^2) avec une masse d'air AM 1.5 [111].

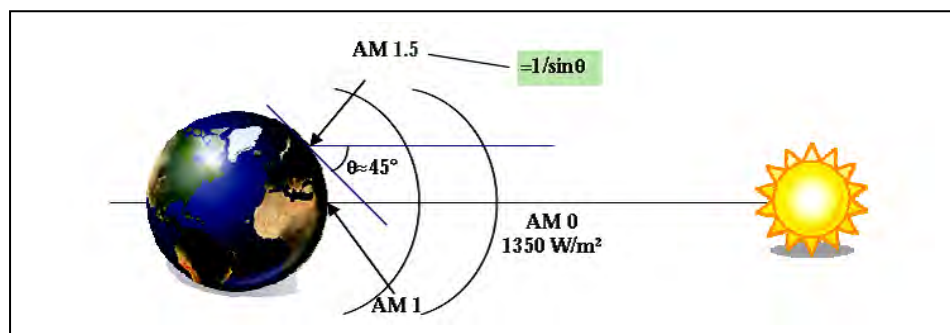


Figure II.1 : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil (notion de la convention AM) [107].

Le spectre solaire AM 1.5 est composé de 3 à 4 % de lumière ultraviolette ($< 390 \text{ nm}$), de 45 % de lumière visible ($390\text{-}750 \text{ nm}$) et de 52 % de lumière infrarouge [Proche IR ($750\text{-}1400 \text{ nm}$) = 38 % et IR Lointain ($> 1400 \text{ nm}$) = 14%] [114].

L'éclairement est maximal entre 450 et 700 nm (figure II.2). Parmi les facteurs majeurs qui sont impliqués dans une conversion photovoltaïque efficace, l'absorption de la lumière blanche reçue sur terre est un des plus importants, pour optimiser aussi les performances des dispositifs photovoltaïques, le choix d'un matériau possédant un spectre d'absorption qui correspond au mieux au spectre d'émission du soleil s'impose. Il faut également considérer sa capacité à absorber une grande quantité de lumière sur une faible épaisseur afin d'éviter la recombinaison des charges libres. Les caractéristiques photovoltaïques (PV) délivrées pour les cellules sont obtenues à partir de leur illumination sous AM 1.5 [109].

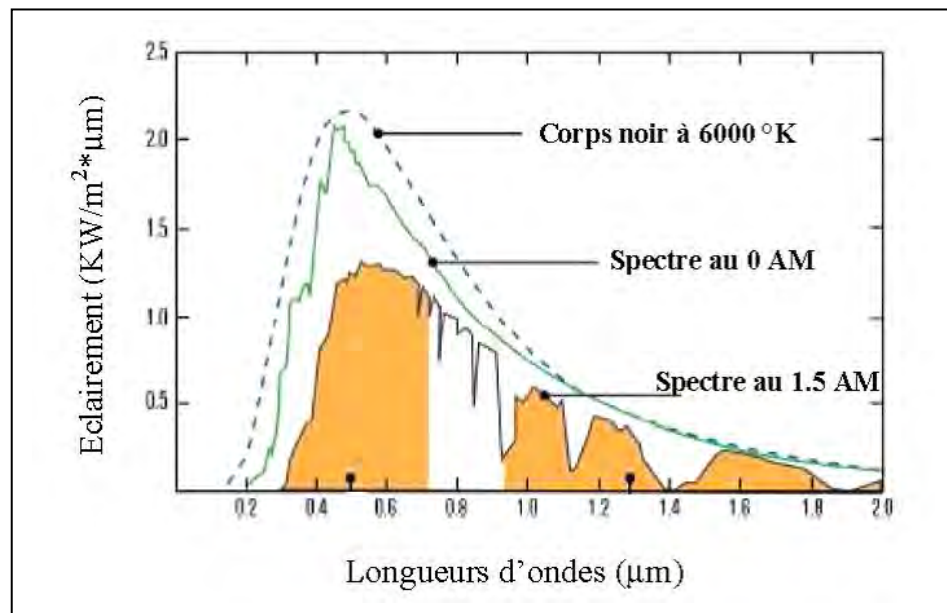


Figure II.2 : Spectre solaire sous diverses conditions selon la convention AM [115].

II. 4 - Conversion photovoltaïque

II. 4. 1 - L'effet photovoltaïque

L'effet "photovoltaïque" est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés "semi-conducteurs". Il implique la production et le transport de charges négatives (électrons) et positives (trous), sous l'effet de la lumière dans un matériau semi-conducteur. Les photons de la lumière incidente communiquent de l'énergie aux électrons du semi-conducteur, quelques électrons peuvent traverser la barrière de potentiel, en étant expulsés hors du semi-conducteur dans un circuit extérieur. Ceci génère un courant électrique mais très faible [116].

II. 4. 2 – Les matériaux semi-conducteurs [117]

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique. On distingue deux types de semi-conducteurs.

II. 4. 2 . 1 - Les semi-conducteurs intrinsèques

Les électrons situés sur la couche la plus éloignée du noyau, qui participent aux liaisons covalentes peuvent, sous l'effet de l'agitation thermique, devenir porteur de charge. Le diagramme énergétique est constitué de deux bandes (conduction et valence) séparées par une bande interdite (figure II.3). Pour franchir cette bande, l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon, ...), mais le nombre d'électrons libres dans un semi-conducteur intrinsèque reste très faible. Ici les nombre de trous et d'électrons sont égaux (figure II.4).

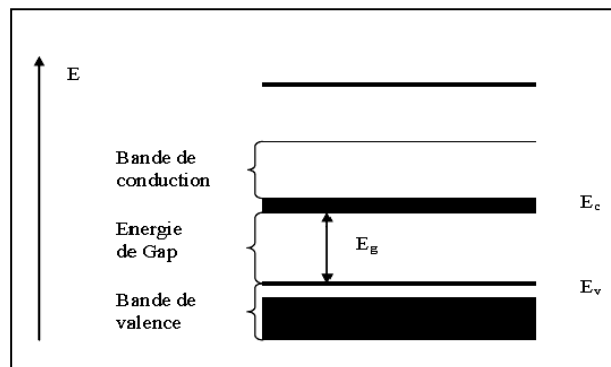


Figure II.3 : Diagramme des bandes d'énergie des semi-conducteurs [118]

II. 4. 2. 2 - Les semi-conducteurs extrinsèques

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage et peut être de type N ou P :

II. 4. 2 . 2. 1 - Dopage de type N

Dans ce cas un atome de silicium est remplacé par un atome pentavalent. Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. Le nombre

d'électrons libres va fortement augmenter et sera donc supérieur au nombre de trous. On obtient ainsi un cristal dopé N (figure II.5).

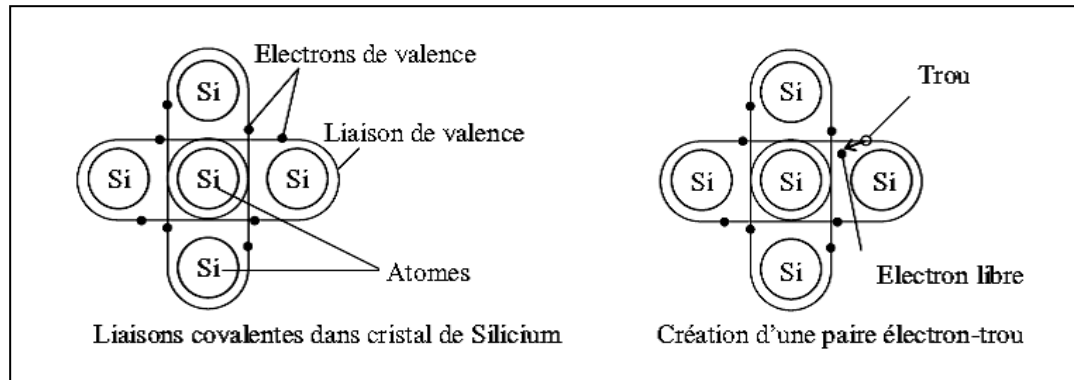


Figure II.4 : Semi-conducteur intrinsèque [119]

II. 4. 2. 2 - Dopage de type P

De la même façon que précédemment on introduit des atomes trivalents, ces trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laissent un trou au quatrième. Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant. Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient ainsi un cristal dopé P (positif). Les impuretés utilisées sont souvent du Bore (figure II.5).

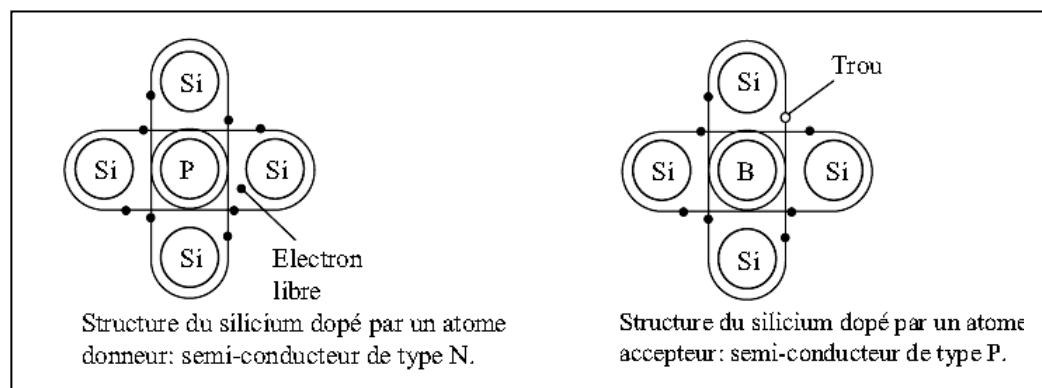


Figure II.5 : Semi-conducteur extrinsèque [119]

II. 4. 3 - Interaction photon - électron

L'interaction du rayonnement avec les électrons du semi-conducteur se manifeste selon trois processus distincts [120, 121]:

- un photon peut induire le saut d'un électron, d'un état occupé de la bande de valence vers un état libre de la bande de conduction, c'est l'absorption fondamentale. Ce processus est mis à profit dans les capteurs de rayonnement.

- un électron de la bande de conduction peut retomber spontanément sur un état vide de la bande de valence avec émission d'un photon, c'est l'émission spontanée.

Ce processus est utilisé dans les émetteurs de rayonnements tels que les diodes électroluminescentes

- un photon présent dans le semi-conducteur peut induire la transition d'un électron de la bande de conduction vers un état vide de la bande de valence, avec émission d'un deuxième photon de même énergie, c'est l'émission stimulée, généralement employée dans les lasers à semiconducteur.

L'écart entre les bandes de valence et de conduction, ou gap, représente une caractéristique fondamentale des semi-conducteurs. La figure II.6 présente les différentes transitions possibles selon la nature du gap. Quand le minimum de la bande de conduction et le maximum de la bande de valence coïncident dans l'espace des k , il s'agit d'un gap direct. Les transitions inter bandes s'effectuent verticalement, (figure II.6 a). Ceci illustre le fonctionnement des semi-conducteurs binaires III-V, tels que le Ga As, beaucoup utilisés en optoélectronique. Dans le cas du silicium, le gap est indirect, les transitions électroniques entre les extrema des bandes sont obliques, puisqu'elles impliquent un changement du vecteur d'onde de l'électron. Les électrons du sommet de la bande de valence peuvent toutefois être directement excités vers le minimum relatif central de la bande de conduction grâce à un photon de plus grande énergie. Pour que la transition s'effectue dans le gap indirect, il faut qu'un phonon soit au préalable absorbé (ou émis) par l'électron, afin que le vecteur d'onde de ce dernier corresponde au maximum de la bande de valence, pour absorber un photon (figure II.6 b). Notons que la valeur du gap indirect du silicium est de 1,12 eV à 300 K (ce qui correspond à une longueur d'onde de 1107 nm), mais celle du premier gap direct vaut 3,4 eV (soit 365 nm).

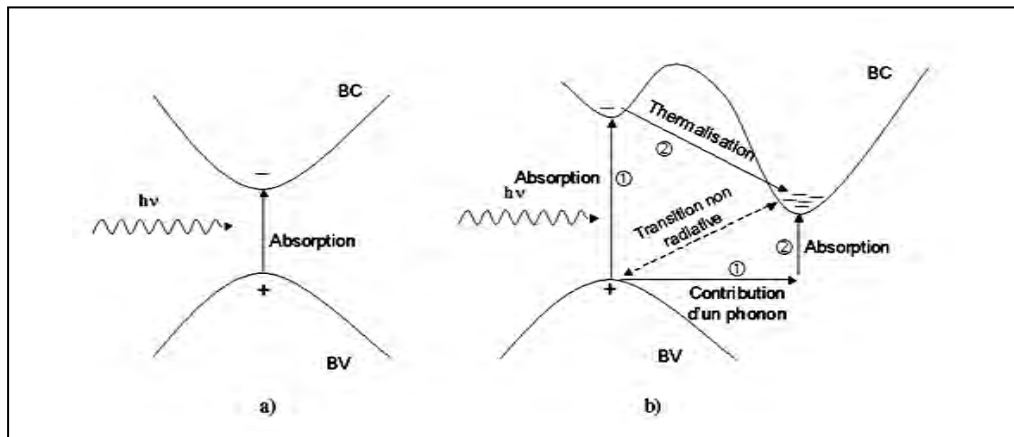


Figure II.6 : Transitions inter-bandes d'électrons dans un semiconducteur. a) semiconducteur à gap direct, b) semiconducteur à un gap indirect [121]

L'interaction entre les photons et un semi-conducteur se traduit par une caractéristique essentielle du matériau dans le domaine photovoltaïque c'est le coefficient d'absorption. Il traduit le nombre de photons absorbés par unité d'épaisseur du matériau en fonction de la longueur d'onde. La figure II.7 représente celui du silicium. Nous constatons que pour des longueurs d'ondes inférieures à $0,36 \mu m$, la majorité des photons incidents est absorbée dans les 100 premiers Å du matériau. Comme nous l'avons vu précédemment, ces transitions directes ne sont plus possibles pour des longueurs d'ondes plus grandes. Il faut alors qu'un phonon au moins vienne assister l'électron pour que ce dernier passe dans la bande de conduction. Ceci réduit la probabilité de transition. L'augmentation de la longueur d'onde des photons entraîne donc une diminution du coefficient d'absorption. Lorsque l'énergie du photon devient inférieure à celle du gap du matériau (à l'énergie d'un phonon près), la transition n'est plus possible et le photon n'est pas absorbé.

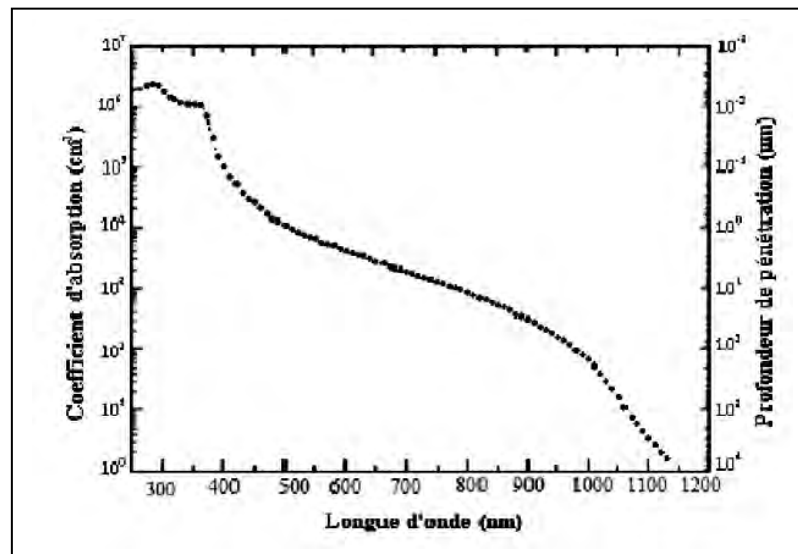


Figure II. 7 : Coefficient d'absorption du silicium et profondeur de pénétration des photons en fonction de la longueur d'onde [121].

L'interaction photon/électron au sein du semi-conducteur se traduit finalement par la génération d'une paire électron-trou, qui modifie localement la conductivité du matériau. Notons que nous sommes dans un régime de faible injection, c'est à dire que la densité de porteurs photo générés est faible devant celle des porteurs majoritaires au sein du matériau. Ainsi cet excès de porteurs est plus sensible dans le cas des porteurs minoritaires (trous dans la région dopée N et électrons dans celle dopée P). La cellule photovoltaïque se comportant comme un générateur, il s'agit à présent de séparer ces deux types de porteurs pour éviter qu'ils ne se recombinent entre eux, et de les collecter dans un circuit électrique extérieur.

II. 4. 4 - La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique [122].

La transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est basée sur les trois mécanismes suivants [123-125] (figureII.8):

- absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif
- conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/trou dans le matériau semi-conducteur
- collecte des particules générées dans le dispositif

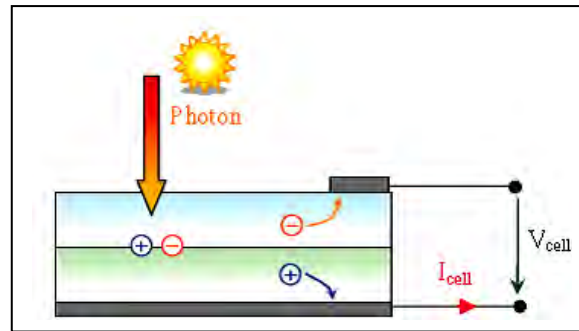


Figure II.8 : Schéma d'une cellule solaire [107]

II. 4. 5 - Principe de la conversion photovoltaïque

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré par la figure II.9. Les photons incidents créent des porteurs dans chacune des régions N, P, ZCE (zone de charge de l'espace). Le comportement de ces porteurs libres (électrons, trous) diffère suivant le lieu de leur création. La création d'une barrière de potentiel dans le semiconducteur permet de séparer les électrons et les trous qui sont générés par l'absorption de lumière dans le matériau. Dans les zones électriquement neutres P et N, les photoporteurs minoritaires diffusent, ceux qui atteignent la région de charge d'espace sont propulsés par le champ électrique vers la région où ils deviennent majoritaires. Ces photoporteurs contribuent donc au courant par leur diffusion, ils créent un photocourant de diffusion. Dans la zone de charge de l'espace, les paires électrons-trous créées par les photons sont dissociées par le champ électrique, l'électron est propulsé vers la région de type N et le trou vers la région de type P. Ces porteurs donnent naissance à un photocourant de génération. Ces deux contributions s'ajoutent pour créer un photocourant résultant qui contribue au courant inverse de la diode [126]. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même que, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doit être réuni pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [107]. La polarisation de la jonction en direct permet alors de diminuer la hauteur de la barrière de potentiel et donc l'intensité du champ électrique permettant le passage de porteurs. À l'opposé, une polarisation inverse augmentera la hauteur de barrière [127].

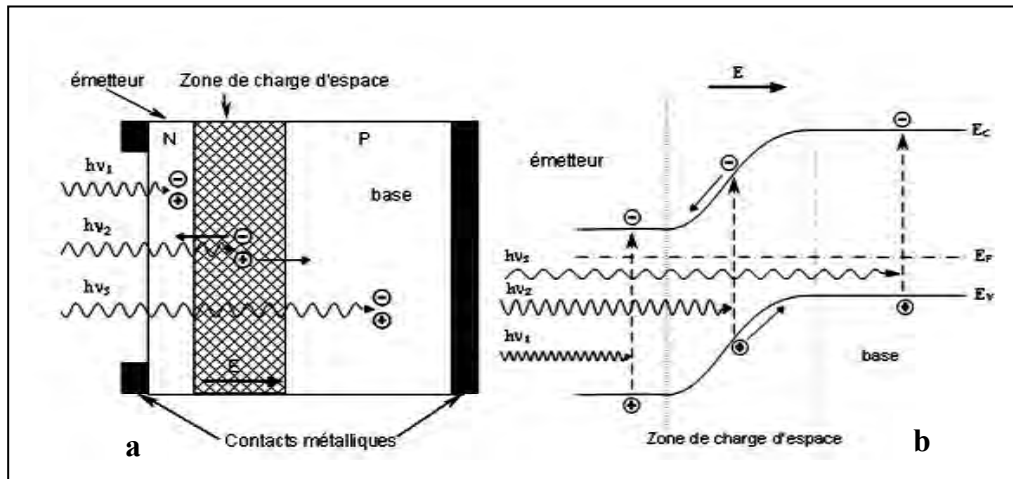


Figure II.9 : Structure (a) et diagramme de bande (b) d'une cellule [118]

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairement est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{co}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et nommé communément, courant de court-circuit (I_{cc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement [107]. La figure II.10 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [128].

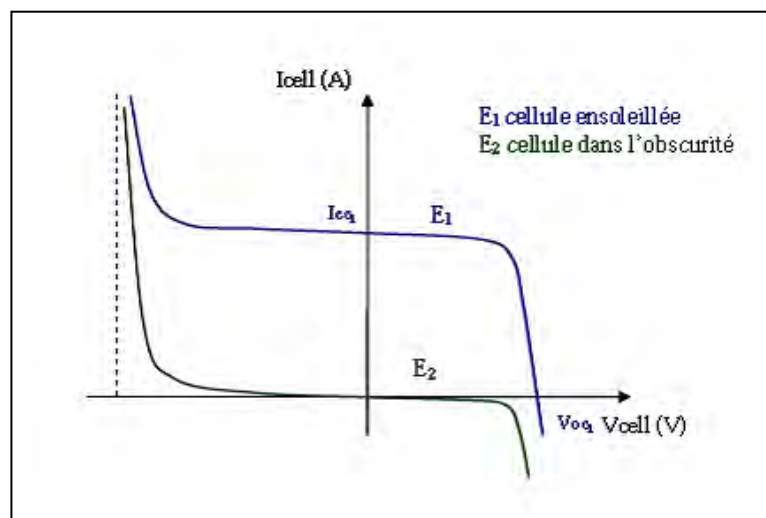


Figure II.10 : Caractéristiques $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque soumise à différents Eclairéments [107].

II. 5 - Les différents types de cellules solaires

La plupart des cellules solaires disponibles sur le marché mondial, sont à base de silicium, de type mono ou polycristallin. D'autres types de cellules solaires, qui peuvent être moins chères, ont été récemment développés ou en cours de développement. Il y a eu des avancées significatives du développement des techniques qui emploient les couches minces des matériaux de semi-conducteurs tels que le silicium amorphe. D'autres techniques efficaces utilisant des cellules de couche mince font l'objet de recherches intenses, de Cuivre-indium-Diselenide (CIS) ou de cadmium-telluride (CdTe). La technologie de PVP tirera bénéfice certainement de ces développements à l'avenir [129].

II. 5. 1 - La filière à base de Silicium Cristallin

Les modules photovoltaïques basés sur le silicium cristallin dominant depuis toujours le marché avec plus de 90% des ventes. Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium poly-cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin est le plus cher mais il permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [130] (figure II.11).

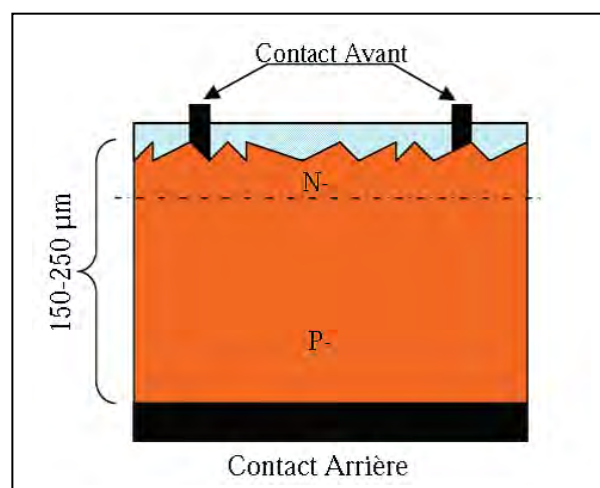


Figure II.11 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin [107].

II. 5. 2 - Les cellules amorphes

Le silicium amorphe, apparu en 1976, a une structure atomique désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant,

ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible) (figureII.12). Il est caractérisé par :

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionnent sous un très faible éclairement.

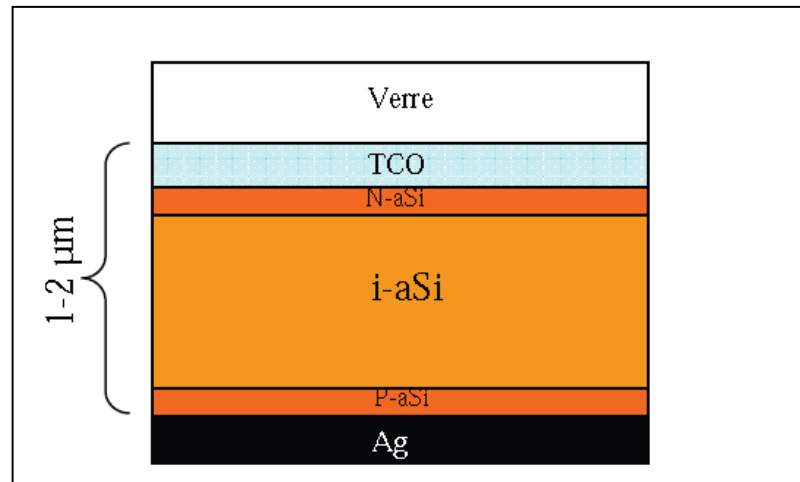


Figure II.12 : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe [107]

II. 5. 3 -Technologie couche-mince [107]

Les cellules PV, dites couches minces (Thin-film), constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de cette nouvelle technologie vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale (figureII.13).

Les trois technologies émergentes actuellement sont :

- le Silicium amorphe et microcristallin noté TFSi (Thin-Film Silicon en anglais).
- Le Semi-conducteur Poly-cristallin CdTe (Tellure de Cadmium).
- L'alliage Cu (In,Ga)Se₂ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

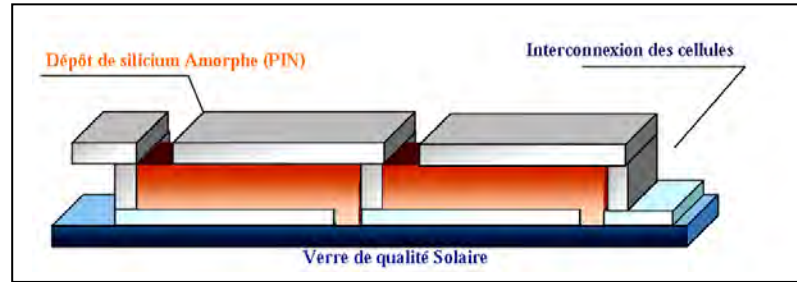


Figure II.13 : Schéma simplifié d'un module a-Si en couche mince [107]

II. 6 - Modèle électrique de la cellule photovoltaïque

II. 6.1 - Cas d'une cellule idéale

Dans le cas idéal, la jonction PN soumise à l'éclairement photovoltaïque connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant en parallèle avec une diode, délivrant un courant selon la figure II.14, qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale. Les équations régissant ce modèle sont [131]:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.3})$$

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.4})$$

Avec:

I_s : Courant de saturation inverse de la diode

q : Charge de l'électron ; la constante de Boltzman

n : Facteur de non idéalité de la jonction

T : température de la jonction en K

I : Courant de sortie

V : Tension de sortie.

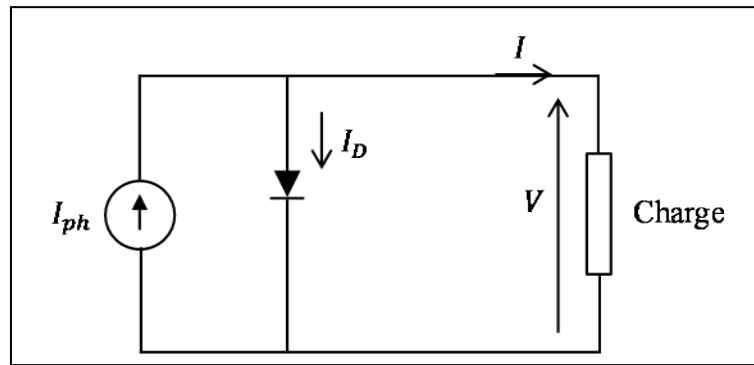
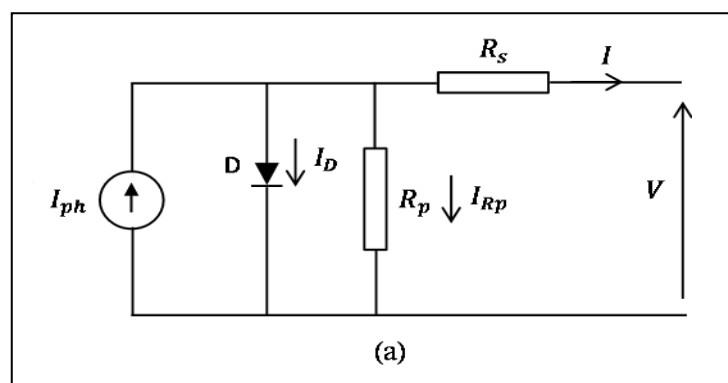


Figure II.14: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale

II. 6 .2 - Cas d'une cellule photovoltaïque réelle

Les circuits équivalents traditionnels de la cellule solaire réelle, représentés par une source de courant parallèlement à une ou deux diodes sont montrés sur la figure II.15. Le modèle simple de diode comprend quatre composants, une source de courant-photo, une diode parallèle à la source, une résistance en série R_s et une résistance de shunt R_p . Le modèle de doubles diodes inclut une diode additionnelle pour un meilleur ajustement de courbes (figure II.15 b). Ce modèle exige la connaissance de quatre paramètres aux conditions standards de l'ensoleillement et de la température. Les paramètres sont généralement donnés par le fabricant ou peuvent être obtenus à partir des essais de module sous trois conditions, courant à court-circuit I_{cc} , tension à circuit ouvert V_{co} , la tension $V_{P_{max}}$ et le courant $I_{P_{max}}$ au point maximum de puissance. Des coefficients de la température sont également nécessaires dans cette technique de modélisation pour considérer l'effet de la température sur les paramètres importants de la cellule solaire [129].



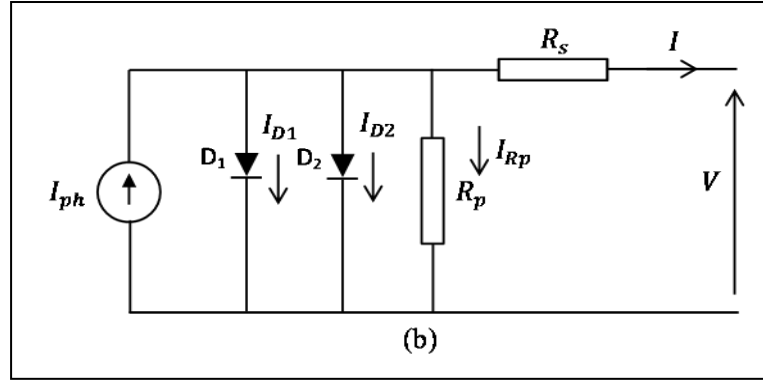


Figure II.15 : Circuits équivalents de cellules réelle :(a) modèle simple-diode; (b) modèle double-diode

II. 6. 2. 1 - Modèle simplifié à une diode

Une cellule PV (figure II.15 a) fait intervenir un générateur de courant. Pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes sont utilisées. Les résistances R_s et R_p permettent de tenir compte des pertes liées aux défauts de fabrication ; la première représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que la seconde caractérise les courants de fuite dus à la diode et aux effets de bord de la jonction.

A partir de la figure II.15 (a), la loi des nœuds nous permet d'écrire [132]:

$$I_{ph} = I_d + I_{Rp} + I \quad (\text{II.5})$$

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.6})$$

Le courant dans la résistance R_p a pour expression :

$$I_{Rp} = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (\text{II.7})$$

A partir de l'équation II.5, on obtient l'expression du courant I :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{Rp} \quad (\text{II.8})$$

En remplaçant I_d et I_{Rp} par leurs expressions respectives, l'équation II.8 prend la forme:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (\text{II.9})$$

où:

I : Courant de la cellule.

V : Tension de la cellule.

R_s : Résistance série de la cellule.

R_p : Résistance parallèle de la cellule.

T : Température de la cellule

q : Charge d'électron

I_s : Courant de saturation

k : Constante de Boltzman.

n : Facteur de non idéalité de diode.

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p \rightarrow \infty$), l'équation II.9 devient:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.10})$$

II. 7 - Paramètres d'une cellule photovoltaïque

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces derniers sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique.

II. 7. 1 - La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire [133]

L'enregistrement de la courbe caractéristique d'une cellule solaire représente la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule pour une illumination donnée (figure II.16). Cette mesure s'effectue sous un simulateur solaire dont le spectre d'illumination s'approche le plus précisément possible du spectre et sous des conditions ambiantes de fonctionnement ; une température et une vitesse d'air ambiant données. Chaque caractéristique courant-tension d'une cellule correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement.

Dans le laboratoire, les conditions de test standard (standard testing conditions STC) sont les suivantes :

- la répartition du rayonnement solaire est de type AM 1.5, correspondant au rayonnement solaire parvenant au sol après avoir traversé une atmosphère de masse de 1 à 45°
- le rayonnement incident est normal à la surface de la cellule
- la température de la cellule est égale à +25°C ($\pm 2^{\circ}\text{C}$)
- la vitesse de l'air circulant autour de la cellule est environ 2 m/s

La caractéristique typique d'une cellule solaire est représentée sur la figure II.16. Une cellule photovoltaïque idéale présenterait, pour un éclairement, une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant donné, une courbe en forme de marche. Le courant reste constant jusqu'à la tension de circuit ouvert, puis la tension demeure constante jusqu'à un courant nul, le courant passe brusquement du courant de court-circuit à 0.

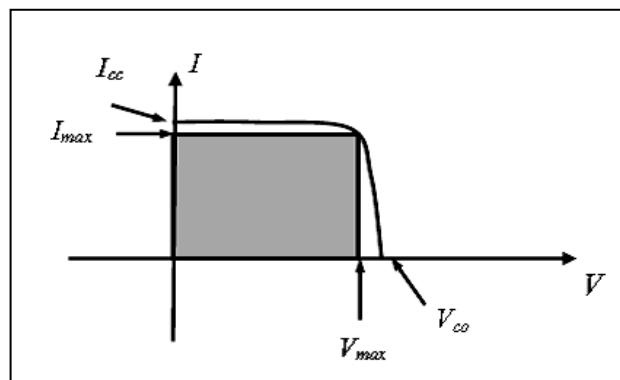


Figure II.16 : Caractéristique I-V de la cellule [118]

A partir de la caractéristique courant-tension de la cellule photovoltaïque on peut déterminer ses paramètres physiques à savoir, la tension de circuit ouvert, le courant de court-circuit, la puissance caractéristique, la puissance crête, le facteur de forme, et le rendement.

II. 7. 2 - Courant de court-circuit

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (nulle et infinie), ce courant se confond avec le photo courant, dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation II.9, on obtient:

$$I_{cc} = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(I_{cc}R_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{I_{cc}R_s}{R_p} \quad (\text{II.11})$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_s \left[\exp\left(\frac{q(I_{cc}R_s)}{nkT}\right) - 1 \right]$ par rapport I_{ph}

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right)} \quad (\text{II.12})$$

II. 7. 3 - Tension de circuit ouvert

C'est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule ou le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque)

$$0 = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV_{co}}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V_{co}}{R_p} \quad (\text{II.13})$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = \left(\frac{nkT}{q}\right) \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (\text{II.14})$$

II. 7. 4 - Facteur de forme

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule et la puissance formée par le rectangle (figure II.17). La puissance exploitable est d'autant plus grande que le facteur de forme est élevé. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible, les caractéristiques idéales. Le facteur de forme (FF) a pour expression :

$$FF = \frac{P_{\max}}{I_{cc}V_{co}} \quad (\text{II.15})$$

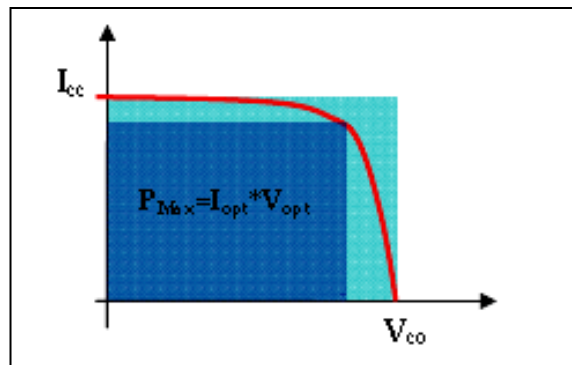


Figure II.17 : Facteur de forme pour une cellule photoélectrique [107]

II. 8 - Influence de l'éclairement et de la température sur la caractéristique I (V)

Le courant produit par la photopile I_{ph} est quasiment proportionnel au flux lumineux G_{dr} ; par contre, pour la tension V aux bornes de la jonction $N - P$ du matériau lui-même, sa dépendance est minimale. La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux (figure II.18). Ceci implique donc que :

- La puissance optimale de la cellule P_{max} est pratiquement proportionnelle à l'éclairement
- Les points de puissance maximale se situent presque à la même tension.

L'observation des courbes de la figure II.18 permet de noter que si l'effet de la température sur la tension de circuit ouvert est important, il est quasi négligeable sur le courant de court-circuit de la cellule. Pour le silicium, lorsque la température augmente, le courant augmente d'environ $0.025mA/cm^2 / ^\circ C$ alors que la tension décroît de $2.2mV / ^\circ C$. Cela se traduit par une baisse de puissance de $0.4\% / ^\circ C$ approximativement. Cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque [133].

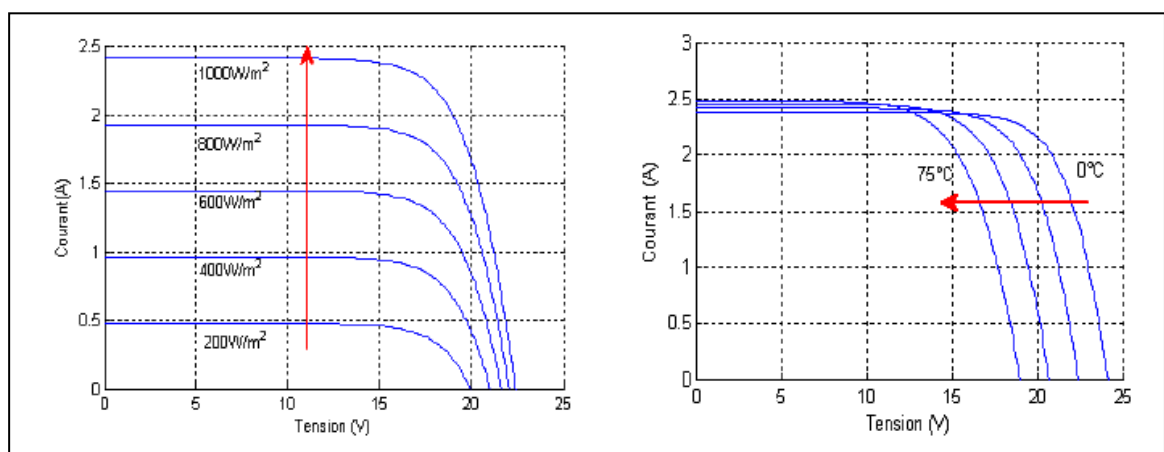


Figure II.18 : Influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques $I - V$ du module photovoltaïque [133]

II. 9 - Association des cellules photovoltaïques

II. 9. 1 - Association en série

Les tensions de circuit ouvert de n s modules peuvent être différentes mais le courant de court-circuit qui les traverse est le même. La tension de l'ensemble est égale à la somme des tensions de circuit ouvert.

La figure II.19 montre la caractéristique résultante obtenue en associant en série n s cellules identiques.

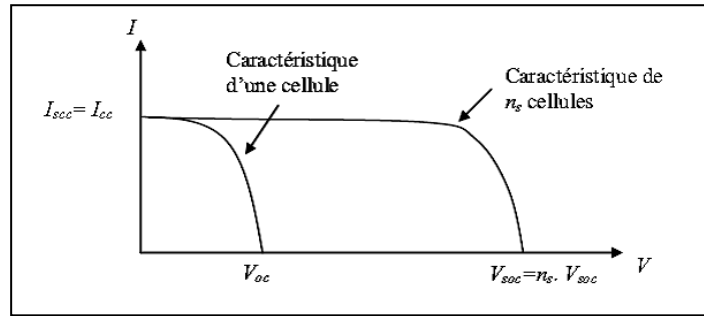


Figure II.19 : Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques [118]

II. 9. 2 - Association en parallèle

Dans un tel montage, les modules ont la même tension de circuit ouvert et des courants de court-circuit différents, on aura donc un courant égal à la somme des courants de chaque module alors que la tension sera celle du module

La caractéristique résultante obtenue en associant en parallèles n_p cellules identiques, est présentée par la figure II.20.

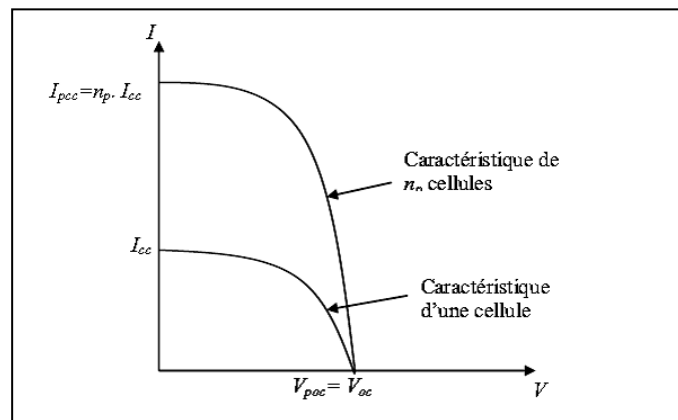


Figure II.20 : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques [118]

II. 9. 3 - Association hybride (en série et en parallèle)

La caractéristique résultante obtenue en associant, en série n_s et en parallèle n_p , cellules identiques, est illustrée par la figure II.21.

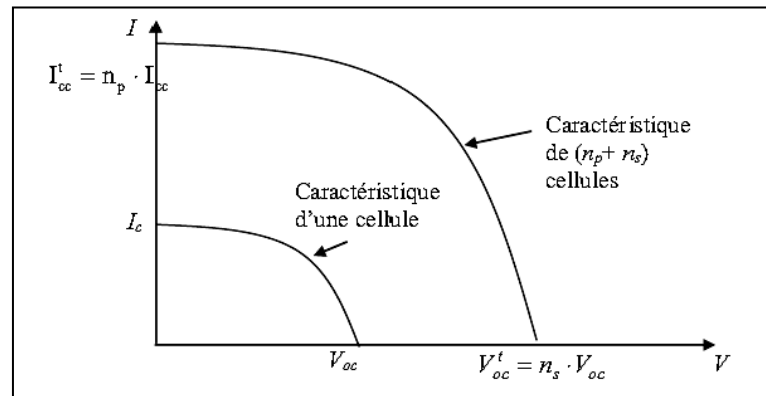


Figure II.21 : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de $(n_p + n_s)$ cellules identiques [118]

II. 10 - Le générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt typiquement liée à une tension de jonction PN.

Pour produire davantage de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie). Ainsi, la connexion en série de cellules identiques permet d'augmenter la tension de l'ensemble (figure II.22), tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série/parallèle est possible et souvent utilisé pour obtenir globalement un générateur PV aux caractéristiques souhaitées afin d'adapter théoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande [107].

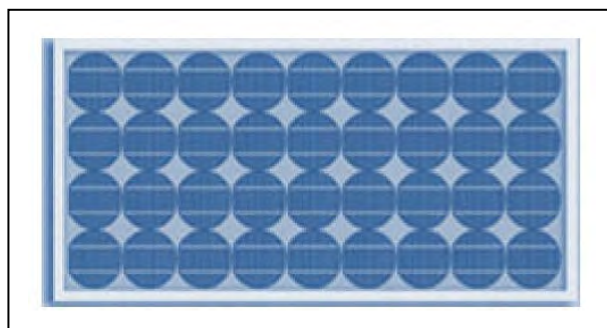


Figure II.22 : Module photovoltaïque [107]

II. 11 - Le système photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique. En général, on distingue deux types d'installations [134]:

- des installations non autonomes ou « grid connected » rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés au réseau, les consommateurs standards de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie produite par le générateur photovoltaïque est injecté au réseau public.

- Autonomes ou « stand-alone », qui sont l'objectif de cette étude. Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante pour satisfaire la demande de charge, aussi l'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie. En général ces installations comprennent quatre éléments (figure II.23) :

- un ou plusieurs modules PV.
- le système de régulation.
- une ou plusieurs batteries
- l'onduleur.

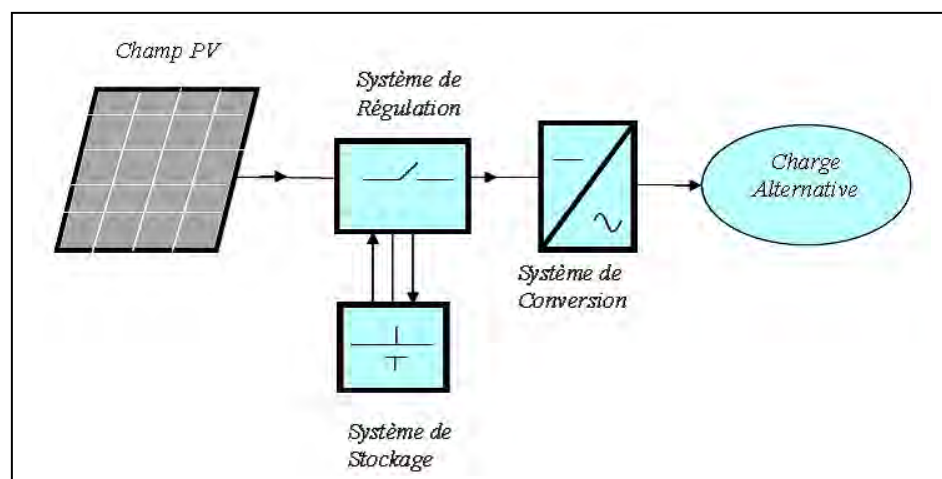


Figure II.23 : Schéma simplifié d'un système PV [134]

Chapitre III

Modélisation mathématique

Dans ce chapitre une modélisation numérique des équations régissant les transferts thermiques basée sur le premier principe de la thermodynamique a été entreprise pour chaque élément du système (distillateur solaire actif amélioré, ballon de stockage et capteur hybride PV/T), le générateur photovoltaïque est modélisé par l'équation caractéristique $I(V)$. La simulation numérique permet de suivre les évolutions temporelles des différents paramètres de fonctionnement du système.

III. 1 - Introduction

Établir le modèle d'une technologie énergétique donnée consiste à construire une représentation aussi fidèle que possible en rassemblant entre eux différents éléments essentiels contribuant à l'objectif du système global pour lequel il a été conçu [135].

Un modèle mathématique est composé de trois types d'éléments :

- a - les variables d'entrée (incontrôlables ou contrôlables par l'utilisateur) qui influent sur le comportement du système
- b - la structure du système et des paramètres qui fournissent la description physique ou empirique du système
- c - les variables de sortie qui décrivent la réaction du système sous les sollicitations des variables d'entrée.

La modélisation mathématique appliquée aux systèmes physiques consiste à déterminer les variables de sortie connaissant les variables d'entrées et la structure du système [136].

Après une description du système solaire que nous allons étudier, une analyse des équations régissant les transferts thermiques basée sur la première loi de la thermodynamique a été faite en considérant certaines hypothèses simplificatrices pour chaque élément du système (distillateur solaire actif amélioré, ballon de stockage et capteur hybride PV/T), le générateur photovoltaïque est modélisé par l'équation caractéristique $I(V)$.

La simulation numérique permet de suivre les évolutions temporelles des différents paramètres de fonctionnement du système.

III. 2 - Description du système

Le système étudié consiste en un distillateur conventionnel simple bassin à une seule pente couplé à un capteur solaire hybride PV/Thermique, et des réflecteurs interne et externe (figure III.1) L'absorbeur du distillateur solaire est fait de fer galvanisé choisi pour sa simplicité et son bas coût. Le système est couvert de verre ordinaire et isolé avec une couche de polystyrène. La puissance électrique générée par le capteur PV/T permet au distillateur actif de fonctionner en mode de circulation forcée par l'utilisation d'une pompe mécanique [137,138], qui permet d'améliorer les performances du distillateur solaire comparativement au mode de circulation naturelle [139]. L'emploi des réflecteurs a pour objectif d'augmenter le rayonnement solaire absorbé par le distillateur.

Le système chauffe-eau solaire thermique / photovoltaïque (figure III.2) utilisé pour l'alimentation du distillateur en eau chaude durant la période nocturne est constitué d'un ballon

de stockage connecté au capteur hybride PV/T (la puissance électrique générée par le capteur hybride permet au système capteur-ballon de fonctionner également en mode de circulation forcée). Un système électrique constitué d'un générateur photovoltaïque et de résistances ohmiques chauffantes permet d'accroître la température de l'eau dans le ballon (figure III.2). Ce système est appelé système solaire de chauffe eau photovoltaïque / thermique (PV/T-SHW).

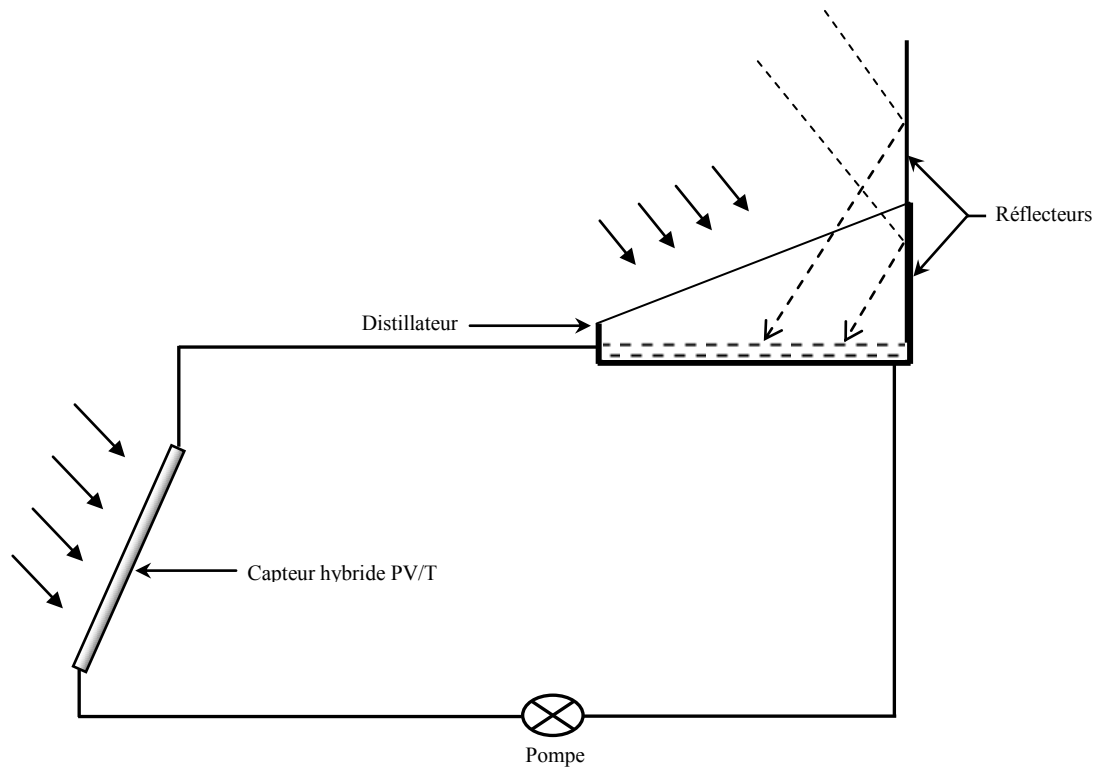


Figure III.1 : Distillateur solaire actif avec réflecteurs

III. 3 - Modélisation mathématique du système

Le modèle mathématique est établi en adoptant les hypothèses suivantes :

- pas de fuites de vapeur dans le distillateur.
- le gradient de température dans la vitre et dans la saumure d'eau est négligeable.
- le capteur hybride est déconnecté du distillateur et du ballon de stockage hors la période d'ensoleillement.
- le régime est transitoire.
- le ballon de stockage alimente le distillateur pendant la période nocturne

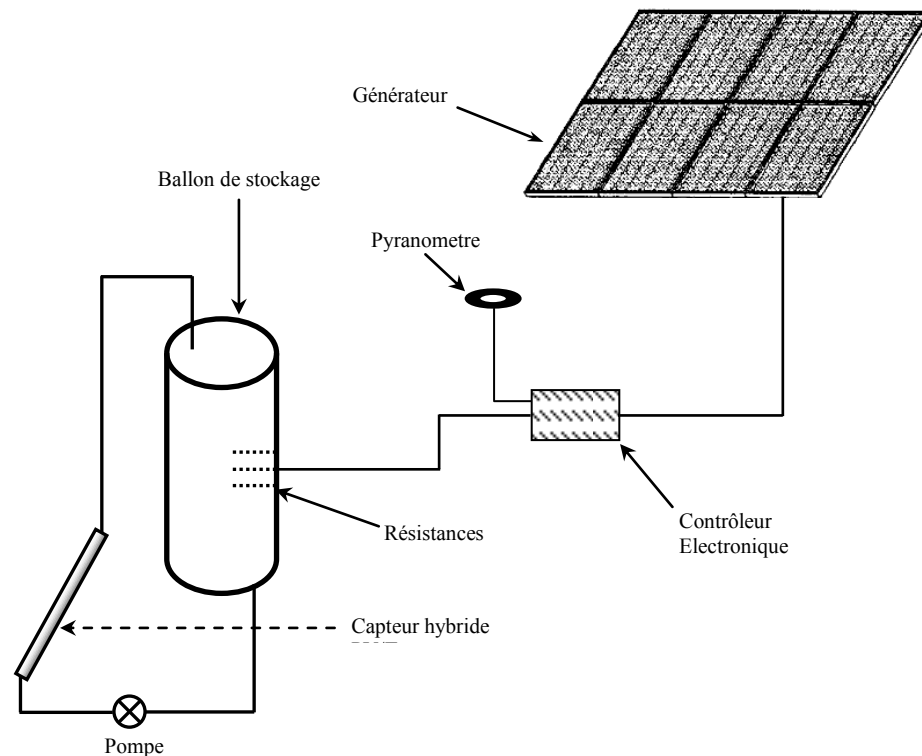


Figure III.2 : Système de chauffe-eau solaire thermique / photovoltaïque (PV/T-SHW)

Par ailleurs, deux types de paramètres qui peuvent influencer sur le système hybride seront pris en compte, à savoir :

Les paramètres externes liés au site et les principaux sont :

- paramètres géographiques tels que la longitude, la latitude et la hauteur du soleil
- paramètres météorologiques dont les plus fréquemment retenus sont, l'intermittence des nuages, l'intensité du rayonnement solaire, le vent et la température ambiante.

Les paramètres internes tels que :

- Insolation des faces latérales du capteur et du distillateur
- Propriétés physiques des parois internes
- Emplacement du capteur, distillateur et le PV, il doit être placé de façon à éviter les obstacles (effet de masque) qui empêche le rayonnement solaire d'atteindre la surface de captation
- Orientation : elle dépend du fonctionnement du capteur, du distillateur et du PV pendant la journée
- Inclinaison : elle dépend du fonctionnement du capteur, distillateur et PV pendant l'année
- Paramètres optiques (émissivité, absorptivité, réflectivité et transmissivité de la surface absorbante (panneaux PV + plaque) et de la couverture).

Dans ce qui suit, nous représentons successivement la modélisation du système chauffe-eau solaire photovoltaïque thermique, du capteur hybride PV/T et du distillateur amélioré.

III. 3. 1 - Système chauffe-eau solaire photovoltaïque / thermique (PV/T-SHW)

Le stockage est un élément essentiel de tout système solaire, du fait que les apports et les besoins sont généralement déphasés les uns par rapport aux autres. Ce qui est le cas avec les systèmes de chauffage. L'examen de tels systèmes à l'échelle de la journée, permet de noter qu'en moyenne, le besoin en chauffage augmente la nuit alors que les apports solaires n'existent que le jour [140].

Le stockage de la chaleur se pose dès qu'il faut adapter la production à la consommation. L'intermittence de l'énergie solaire incidente implique cette adaptation ou bien l'utilisation d'une source d'énergie d'appoint [141].

Plusieurs méthodes de stockage de chaleur existent [141] :

- le stockage sous forme de chaleur de réactions chimiques réversibles
- le stockage de chaleur sensible obtenu en chauffant un corps
- le stockage de chaleur latente obtenu en provoquant un changement de phase dans un matériau

Dans le cadre de ce travail, nous nous intéressons au stockage par chaleur sensible, qui reste encore de nos jours quasiment le seul à être utilisé.

Les chaleurs à basses températures sont généralement stockées sous forme de chaleur sensible. Les matériaux utilisés doivent posséder une capacité calorifique et une masse volumique élevées pour que le système de stockage soit de petites dimensions. L'eau et les cailloux, semblent bien convenir car ils sont tous les deux abondants, bon marché, non inflammables, non toxiques, non corrosifs et non volatils [141].

L'énergie stockée sous la forme d'une élévation de température du matériau de stockage est proportionnelle au volume, à l'élévation de température et à la capacité thermique du matériau de stockage.

L'énergie solaire peut être utilisée sous forme thermique (chauffage de l'eau) et sous forme électrique (solaire photovoltaïque). Les systèmes de chauffage de l'eau sont généralement dénommés dans le domaine industriel, « systèmes solaires de l'eau chaude domestiques (SDHW) » qui n'est pas une technologie totalement nouvelle [142].

Les technologies de chauffage solaire de l'eau pour l'usage ménager ont été étudiées durant plusieurs décennies.

Des méthodes d'estimation des performances de différents systèmes SDHW à court et à long terme ont été formulées et validées expérimentalement [143].

Duffie et Beckman [144] ont profondément étudié les systèmes SDHW. Cependant l'utilisation de ces systèmes reste limitée à seulement 1% des systèmes de chauffage de l'eau aux Etats Unis à cause de leur coût d'installation élevé.

Dans un système typique, l'eau est distribuée du bas d'un ballon de stockage pour traverser les capteurs quand l'énergie solaire est disponible. L'eau chauffée est ensuite réenvoyée vers le haut du réservoir de stockage afin d'être utilisée ultérieurement.

Dans le cas de la réfrigération, l'eau tirée du réservoir de stockage peut être chauffée par une solution antigel sortant d'un capteur solaire, en utilisant un échangeur de chaleur.

La figure III.3 illustre un diagramme schématique d'un système de SDHW se composant d'un ballon de stockage de préchauffement et d'un réservoir auxiliaire actionné par le réseau local [143].

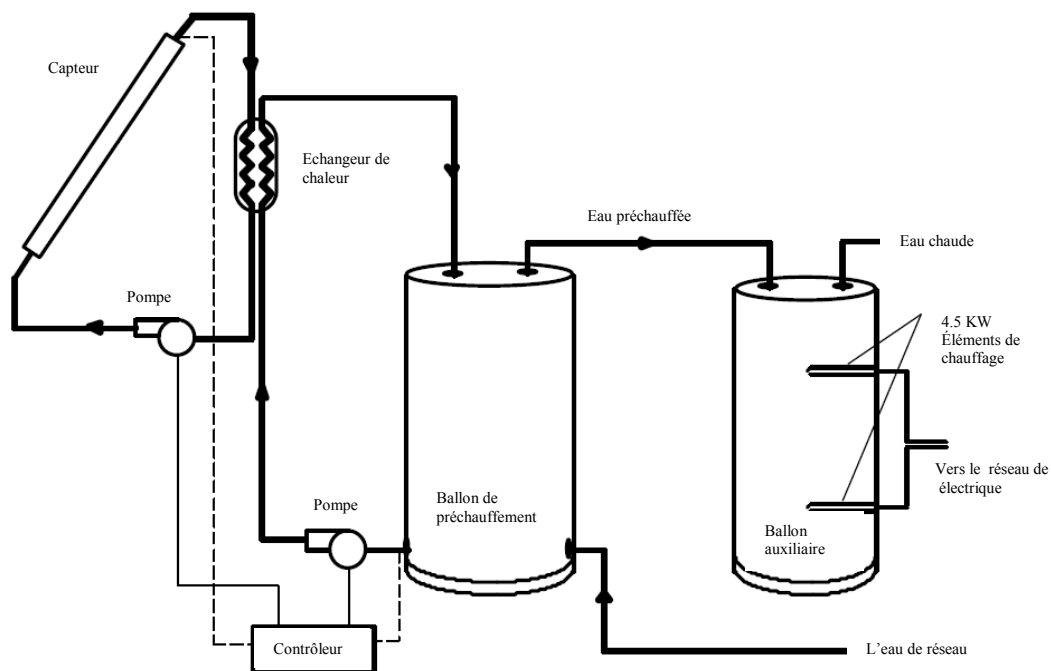


Figure III.3 : Système thermique de deux réservoirs typiques SDHW avec un échangeur de chaleur externe [9]

Il existe de nombreuses variétés de ce système [143], ils ont été conçus avec ou sans échangeurs de chaleur.

Des systèmes alternatifs pour le chauffage solaire de l'eau proposés par Fanney et Dougherty ont été brevetés en 1994 [145,146]. Le système solaire domestique de chauffe d'eau photovoltaïque PV-SDWH est constitué d'un panneau photovoltaïque connecté à plusieurs résistances chauffantes placées à l'intérieur du ballon de stockage. Le panneau PV produit un courant

électrique durant les périodes d'ensoleillement, qui est immédiatement transporté vers les résistances.

Plusieurs configurations du système PV-SDWH qui à l'origine est constitué de deux ballons de stockage (figure III.4) ont été proposés.

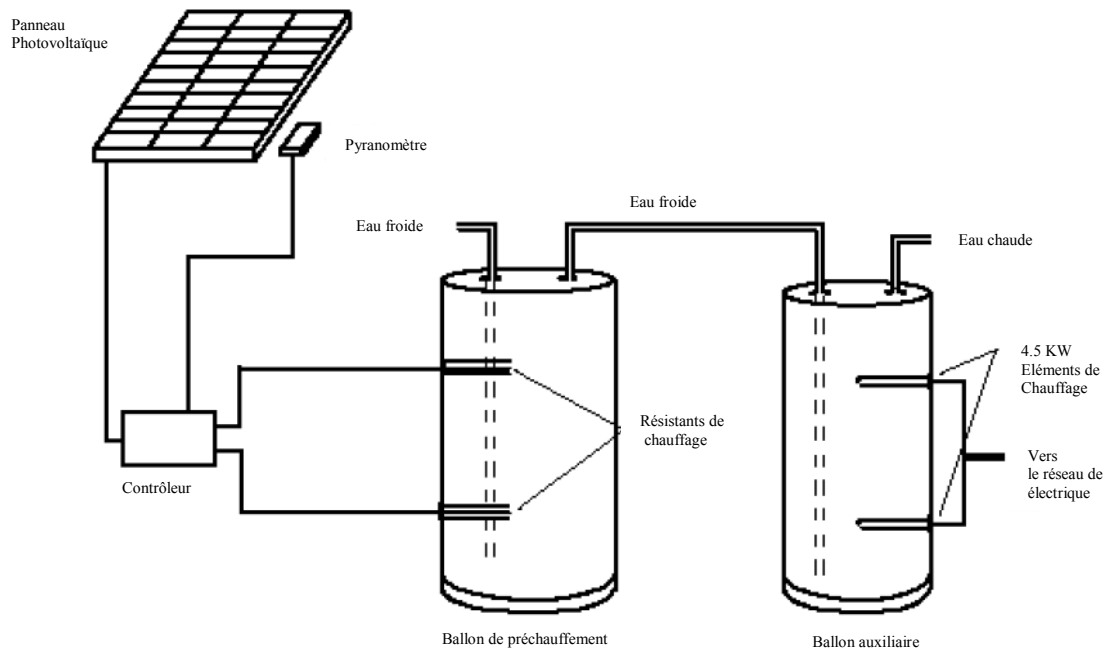


Figure III.4 : Système PV-SDWH à Deux réservoirs [143]

Le ballon de stockage de préchauffement emmagasine l'eau chauffée par les six résistances électriques connectées au panneau PV. Trois d'entre elles sont placées en haut du ballon et les trois autres sont placées au bas de celui-ci. Le ballon de stockage auxiliaire tire l'eau de ballon de préchauffement pour la chauffer avec deux éléments résistifs connectés au réseau électrique local dans le cas où un chauffage additionnel est nécessaire. D'autres configurations du réservoir de stockage sont actuellement proposées afin de réduire le coût du système global [143].

Le concept PV-SDWH a plusieurs avantages potentiels par rapport à ses rivaux thermiques solaires, à savoir [147]:

- le système PV-SDWH dans lequel la tuyauterie exigée dans un système thermique de SDHW est éliminée. Ces pipes peuvent être une source significative de pertes thermiques.
- le nouveau système n'exige aucun échangeur de chaleur qui réduisait l'efficacité des systèmes thermiques de SDHW.
- l'installation d'un système PV-SDWH est plus simple que pour un système thermique.

Il est à noter néanmoins que le système PV-SDWH possède également quelques inconvénients par rapport au système classique traditionnel SDWH, et qui sont :

- Pour le même rendement, le panneau PV d'un système PV-SDWH peut coûter deux à trois fois le coût d'achat et d'installation d'un système SDWH.
- La surface nécessaire pour placer un générateur PV dans un système PV-SDWH peut être trois à cinq fois plus importante que celle utilisée pour placer les capteurs dans un système SDWH, pour obtenir la même performance. La nécessité d'avoir une plus grande surface pour installer le PV revient à son faible rendement comparativement à celui des capteurs thermiques.

Dans ce qui suit notre intérêt portera sur les différents composants du système PV/T-SHW proposé qui rappelons-le est constitué principalement d'un ballon de stockage couplé avec un capteur hybride PV/T pour permettre au système capteur-ballon de stockage de fonctionner également en mode de circulation forcée. Le ballon de stockage est connecté à un générateur PV constitué de modules séries et en parallèles, le générateur relié à plusieurs résistances ohmiques chauffantes placées à l'intérieur du ballon de stockage.

III. 3. 1. 1 - Capteur hybride Photovoltaïque / Thermique

Les systèmes de conversion directe d'énergie solaire sont classés en deux catégories

- Les systèmes d'énergie thermique qui convertissent l'énergie solaire en énergie thermique et dont l'élément essentiel est le capteur thermique
- Les systèmes d'énergie photovoltaïque qui convertissent l'énergie solaire en énergie électrique.

Bien que l'utilisation directe de l'énergie solaire soit très prometteuse, il n'en demeure pas que les systèmes usuels de conversion directe de l'énergie solaire (capteurs et cellules photovoltaïques) ont toutefois des rendements médiocres. Ainsi, dans le but d'augmenter le taux de conversion, la combinaison des deux systèmes a été envisagée. Le capteur hybride photovoltaïque/thermique a fait l'objet de nombreuses recherches dans les 25 dernières années [148]. Florschuetz [149] a modifié le modèle analytique de Hottel et Willier concernant les performances thermiques d'un capteur thermique plan pour l'appliquer à des capteurs hybrides PV/T. Bergene et Lovvik [150] ont proposé un modèle pour la performance du capteur hybride PV/T, basé sur l'analyse du transfert d'énergie. Sandnes et Rekstad [151] ont développé un modèle analytique pour le capteur PV/T par la modification du modèle de Hottel et Willier pour les capteurs solaires plans. Les auteurs ont trouvé une bonne concordance entre la simulation et les résultats expérimentaux. Sopian *et al.* [152] ont étudié analytiquement les performances des capteurs hybrides PV/T à air simple et double passes. Ils ont trouvé que le rendement thermique

de ces systèmes PV/T était dans la gamme de 45 % à 65 %. Zondag *et al.* [153] ont développé quatre modèles numériques pour déterminer les performances du capteur hybride. T. T. Chow [154] propose un modèle dynamique explicite pour un capteur hybride simple vitrage. Ce modèle thermique se base sur la méthode des volumes finis et permet le calcul des performances horaires, des gains thermiques et électriques, des rendements et du comportement thermique des diverses couches de ce capteur solaire. Kalogirou et Tripanagnostopoulos [155] étudient le comportement de capteurs hybrides PV/T à eau comportant des panneaux PV à base de cellules en silicium poly-cristallin ou de cellules amorphes, sur trois sites. Ces composants ont été intégrés à des bâtiments industriels et ont chacun une surface totale de 300 m². Tripanagnostopoulos [156] a fait l'étude de capteurs solaires hybride PV/T, dont le fluide caloporteur est soit de l'air, soit de l'eau, et pouvant être intégrés au bâtiment. L'objectif de ces travaux était de réduire la température de fonctionnement des modules PV, d'accroître la production d'air préchauffé et de réduire les pertes thermiques à travers l'isolant en sous la face du composant. J. S. Coventry [157] a étudié le capteur hybride à concentration type CHAPS (combined heat and power solar) avec un panneau de cellules photovoltaïques de silicone monocristalline. Il trouve une efficacité thermique de l'ordre de 58% et une efficacité électrique approximativement égale à 11%. G. Notton *et al.* [158] ont développé un modèle de simulation pour un PV/T, double vitrages avec un module photovoltaïque de silicium multi cristallin. A. Joshi et A. Tiwari [159] étudient les rendements thermique et électrique d'un capteur hybride à air sans vitrage et comportant une couche de Tedlar, pour quatre états climatiques concernant le site de Srinagar en Inde. Les résultats validés expérimentalement indiquent que le rendement thermique du capteur solaire varie de 55 à 65 % et le rendement électrique de ce capteur solaire est compris entre 14 % et 15%. Jie Ji *et al.* [160] examinent l'effet du débit massique et du facteur d'emballage sur les performances thermiques et électriques du capteur. Bien que, et tel que nous l'avons succinctement exposé, de nombreux travaux ont été effectués, le système PV/T continue à susciter l'intérêt des chercheurs.

C'est dans ce sens que nous avons entrepris l'étude numérique des performances électriques et thermiques d'un capteur hybride PV/T à eau avec une attention particulière à l'effet l'éclairement du capteur et du débit massique d'eau sur l'efficacité totale du capteur.

III. 3. 1. 1 - Description du système PV/T

Le capteur hybride PV/T est constitué d'une plaque de verre, d'un panneau photovoltaïque PV composé de cellules de silicium polycristallin et d'une plaque métallique derrière laquelle ont été soudés à l'étain des tubes parallèles destinés à la circulation du fluide caloporteur (eau). Les cellules solaires sont insérées dans des matériaux encapsulés, qui ont inclus le TPT transparent (tedlar-polyestertedlar) et la couche EVA (éthylène–vinyl acetate) au-dessus, et par les couches EVA et le tedlar opaque en-dessous (figure III.5).

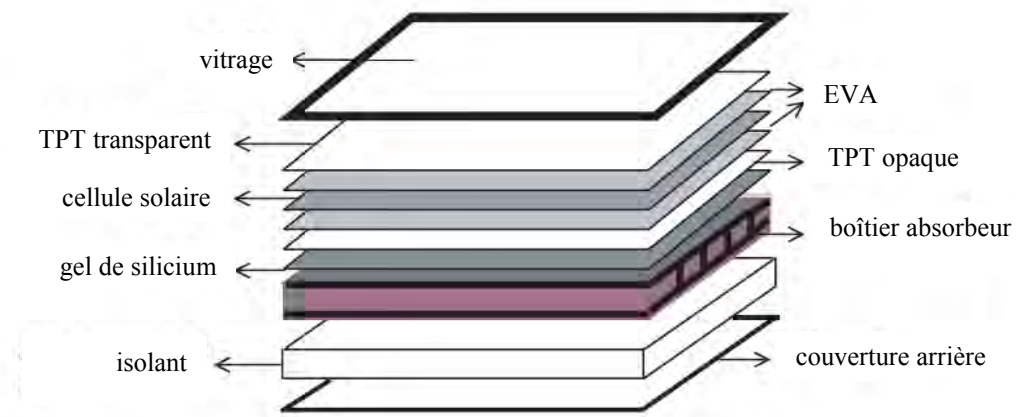


Figure III.5 : Capteur hybride PV/T [161]

III. 3. 1. 1. 2 - Bilan thermique

Le modèle thermique développé est basé sur le phénomène de transfert d'énergie dans les différents composants du capteur. Ce dernier est découpé en tranches fictives égales (mailles) (figure III.6). Cette coupe est faite dans le sens de l'écoulement du fluide caloporteur sur une longueur Δx :

- Vitre côté extérieur

$$\left(\delta \rho \frac{C_p}{2} \right)_v \frac{\partial T_{ve}}{\partial t} = \frac{G \alpha_v}{2} + h_{r,v-cl} (T_{cl} - T_{ve}) + h_{v,v-a} (T_a - T_{ve}) + h_{c,v} (T_{vi} - T_{ve}) \quad (\text{III. 1})$$

G étant l'intensité de l'irradiation solaire globale ; $\delta_v, \rho_v, C_{p_v}$ et α_v respectivement l'épaisseur, la densité massique, la chaleur spécifique et l'absorptivité de la vitre ; T_{cl}, T_a les températures du ciel et de l'ambiance ; $h_{r,v-cl}$ le coefficient de transfert de chaleur par radiation entre la vitre et le

ciel ; $h_{v,v-a}$ le coefficient de transfert de chaleur par convection due au vent ; $h_{c,v}$ le coefficient de transfert de chaleur par conduction dans la vitre.

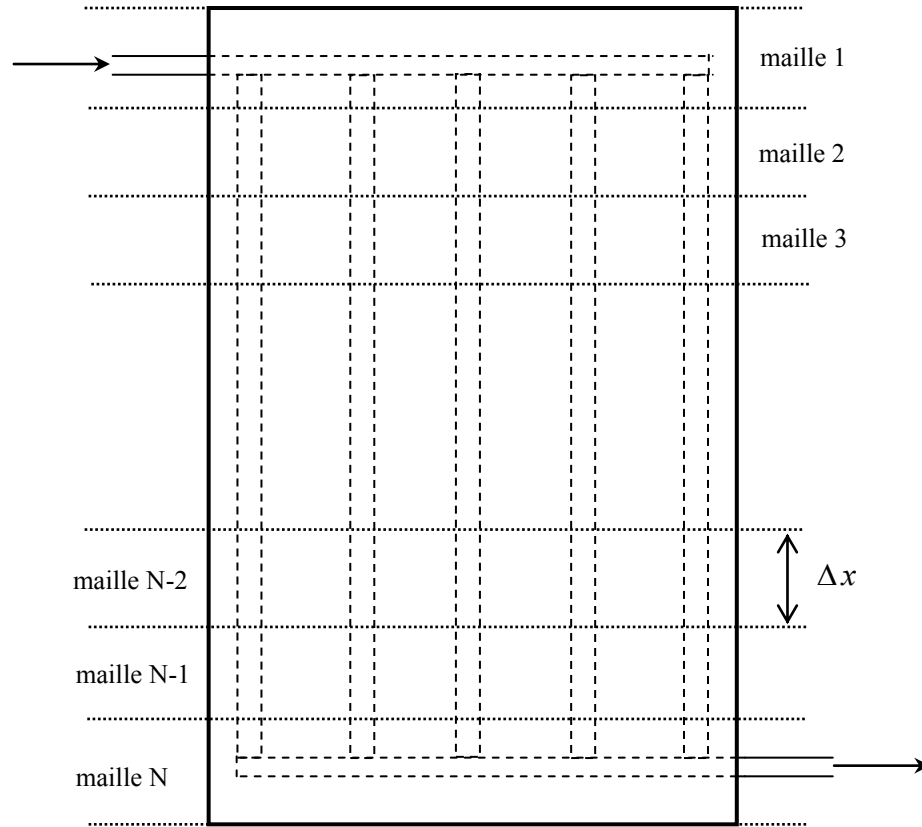


Figure III.6 : Découpage du capteur en mailles

α_v , dépend de l'angle d'incidence du rayonnement solaire θ_1 et peut être obtenu par la relation :

$$\alpha_v = 1 - \tau_v \quad (\text{III.2})$$

τ_v est la transmission de la vitre déterminée par :

$$\tau_v = e^{-\lambda \delta_v / \cos \theta_2} \quad (\text{III.3})$$

$$\theta_2 = \arcsin \left(\frac{\sin \theta_1}{n_v} \right) \quad (\text{III.4})$$

avec :

θ_2 : angle de réfraction

n_v : indice de réfraction de la vitre

λ : coefficient d'extinction de la vitre

- Vitre côté intérieur

$$\left(\delta \rho \frac{C_p}{2} \right)_v \frac{\partial T_{vi}}{\partial t} = \frac{G \alpha_v}{2} + (h_{v,pv-v} + h_{r,pv-v})(T_{pv} - T_{vi}) + h_{c,v}(T_{ve} - T_{vi}) \quad (\text{III.5})$$

$h_{v,pv-v}, h_{r,pv-v}$, étant respectivement les coefficients de transfert de chaleur par convection et par rayonnement entre la vitre et le panneau PV.

- Panneau PV

$$\left(\delta \rho C_p \right)_{pv} \frac{\partial T_{pv}}{\partial t} = G(\alpha \tau)_p - E + h_{c,p-pv}(T_p - T_{pv}) + (h_{v,pv-v} + h_{r,pv-v})(T_{vi} - T_{pv}) \quad (\text{III.6})$$

Où E est la puissance électrique, δ_{pv} l'épaisseur du panneau PV ; $\rho_{pv}, C_{p,pv}$ respectivement la densité massique et la chaleur spécifique du panneau PV.

$(\alpha \tau)_p$ le coefficient d'absorption solaire effectif, est donné par la relation :

$$(\alpha \tau)_p = \frac{\tau_v \tau_r \alpha_p}{1 - (1 - \alpha_p)r} \quad (\text{III.7})$$

τ_r et r , respectivement les coefficients de transmission (dû à la réflexion partielle du rayonnement incident) et de réflexion :

$$\tau_r = \frac{1-r}{1+r} \quad (\text{III.8})$$

et

$$r = \frac{1}{2} \left[\frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} + \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \right] \quad (\text{III.9})$$

La puissance électrique E dépend de la température des cellules T_{pv} . Elle est calculée par la formule:

$$E = G_{dr} F_e \tau_v \eta_0 [1 - \varphi_c (T_{pv} - 25)] \quad (\text{III.10})$$

où :

η_0 : efficacité électrique à la température de référence $T_r = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$

φ_c : coefficient de température de la cellule solaire, égal à $0.0045 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

F_e : facteur d'emballage de la cellule

$h_{c,pv-p}$: coefficient de transfert de chaleur par conduction dans la couche adhésive.

- La plaque absorbante

$$\left(\delta \rho C_p\right)_p \frac{\partial T_p}{\partial t} = h_{c,p-pv} (T_{pv} - T_p) + \frac{A_{pt}}{A_p} h_{c,p-t} (T_t - T_p) \quad (\text{III.11})$$

où : δ_p, ρ_p, A_p sont respectivement l'épaisseur, la densité massique et la chaleur spécifique de la plaque ; $h_{c,p-t}$ le coefficient de transfert par conduction entre la plaque et les tubes ; A_{pt} la surface entre la plaque et les tubes, donnée par la relation suivante :

$$A_{pt} = \frac{\pi}{4} N D_e l \quad (\text{III.12})$$

avec :

N : nombre total des tubes

D_e : diamètre extérieur des tubes

l : longueur des tubes

- Les tubes

$$\left(\delta \rho C_p\right)_t \frac{\partial T_t}{\partial t} = \frac{A_{pt}}{A_p} h_{c,p-t} (T_p - T_t) + \frac{A_f}{A_t} h_{v,t-f} (T_f - T_t) + \frac{A_i}{A_t} h_{c,i-t} (T_{ii} - T_t) \quad (\text{III.13})$$

Où δ_t, ρ_t et C_{p_t} sont respectivement l'épaisseur, la densité massique et la chaleur spécifique des tubes ; $h_{v,t-f}$ le coefficient de transfert de chaleur entre les tubes et le fluide caloporteur.

A_f la surface de contact tube-fluide, donnée par la relation :

$$A_f = \pi D_i l \quad (\text{III.14})$$

A_i étant la surface de l'isolant.

- Le fluide caloporteur

$$\dot{m} \frac{C_{p_f}}{A_f} (T_f - T_f^*) = \frac{A_f}{A_t} h_{v,t-f} (T_t - T_f) + \frac{A_f}{A_i} h_{v,i-f} (T_{ii} - T_f) \quad (\text{III.15})$$

avec :

\dot{m} le débit massique du fluide ; C_{p_f} la chaleur spécifique du fluide ; $h_{v,i-f}$ le coefficient de transfert de chaleur par convection entre l'isolant et le fluide et T_f^* la température du fluide de la tranche précédente.

A_{if} la surface fictive de l'écoulement de l'eau sur l'isolant a pour expression:

$$A_{if} = ND_i l \quad (\text{III.16})$$

- L'isolant côté intérieur

$$\left(\delta \rho \frac{C_p}{2} \right)_i \frac{\partial T_{ii}}{\partial t} = \frac{A_{if}}{A_i} h_{v,i-f} (T_f - T_{ii}) + h_{c,i} (T_{ie} - T_{ii}) + \frac{A_t}{A_i} h_{c,i-t} (T_t - T_{ii}) \quad (\text{III.17})$$

Où δ_i, ρ_i et C_{p_i} sont respectivement l'épaisseur, la densité massique et la chaleur spécifique de l'isolant ; $h_{c,i}$ le coefficient de transfert par conduction dans l'isolant.

- L'isolant côté extérieur

$$\left(\delta \rho \frac{C_p}{2} \right)_i \frac{\partial T_{ie}}{\partial t} = h_{r,i-s} (T_s - T_{ie}) + h_{c,i} (T_{ii} - T_{ie}) + h_{v,i-a} (T_a - T_{ie}) \quad (\text{III.18})$$

$h_{r,i-sl}$ est le coefficient de transfert de chaleur par radiation entre l'isolant et le sol.

III. 3. 1. 1. 2. 1 - Expression des coefficients de transfert de chaleur

Le coefficient de transfert de chaleur par convection du au vent est donné selon McAdams par la relation [162]:

$$h_{v,v-a} = 5.7 + 3.8v \quad (\text{III.19})$$

v , étant la vitesse du vent

Les coefficients de transfert de chaleur par rayonnement entre la vitre côté extérieur et le ciel d'une part et entre l'isolant côté extérieur et le sol d'autre part, sont respectivement [162]:

$$h_{r,v-cl} = \varepsilon_v \sigma (T_{cl}^2 + T_{ve}^2) (T_{cl} + T_{ve}) \quad (\text{III.20})$$

$$h_{r,i-s} = \varepsilon_t \sigma (T_{sl}^2 + T_{ie}^2) (T_{sl} + T_{ie}) \quad (\text{III.21})$$

Le coefficient de transfert de chaleur par convection naturelle entre la vitre et le PV a par expression :

$$h_{v,v-pv} = \frac{Nu k_{air}}{b} \quad (\text{III.22})$$

b : distance entre la vitre et le PV

Nu : nombre de Nusselt calculé par l'utilisation des corrélations suivantes [163]:

$$Gr < 1700 + 47.8\phi \quad Nu = 1.013 \quad (\text{III.23})$$

$$Gr > 80000 \quad Nu = 2.5 + 0.0133(90 - \phi) \quad (\text{III.24})$$

$$\text{autrement} \quad Nu = [0.06 + 3.10^{-4}(90 - \phi)] Gr^{0.33} \quad (\text{III.25})$$

Gr est le nombre de Grashof, défini par :

$$Gr = \frac{g \beta \Delta T b^3}{\nu^2} \quad (\text{III.26})$$

β étant le coefficient de dilatation thermique ; pour l'air $\beta \approx T^{-1}$

Le transfert de chaleur entre les tubes et le fluide caloporteur se fait par convection forcée. Pour les conduites circulaires, on peut utiliser les corrélations suivantes pour déterminer les coefficients de transfert de chaleur par convection entre le fluide et les tubes $h_{v,t-f}$, d'une part et entre le fluide et l'isolant $h_{v,i-f}$, d'autre part [164].

Dans le cas d'un écoulement laminaire $Re < 2100$

-pour $Gz < 100$

$$Nu = 3.66 + \frac{0.085 Gz}{1 + 0.047 Gz^{2.3}} \left[\frac{\mu_f}{\mu_p} \right]^{0.14} \quad (\text{III.27})$$

-pour $Gz > 100$

$$Nu = 1.86 Gz^{1/3} \frac{0.085 Gz}{1 + 0.047 Gz^{2.3}} \left[\frac{\mu_f}{\mu_p} \right]^{0.14} + 0.87 \left(1 + 0.015 Gz^{1/3} \right) \quad (\text{III.28})$$

Dans le cas d'un écoulement transitoire : $2100 < Re < 10000$

$$Nu = 0.116 \left(Re^{2/3} - 125 \right) Pr^{1/3} \left[1 + \left(\frac{D}{L} \right)^{2/3} \right] \left(\frac{\mu_f}{\mu_p} \right)^{0.14} \quad (\text{III.29})$$

Dans le cas d'un écoulement turbulent : $Re > 10000$

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{1/3} \left[\frac{\mu_f}{\mu_p} \right]^{0.14} \quad (\text{III.30})$$

μ : viscosité dynamique du fluide à la température considérée.

Re , Pr , Gz , respectivement les nombres de Reynolds, de Prandtl et de Graetz.

$$h_{v,t-f} = \frac{Nu k_t}{\delta_t} \quad (\text{III.31})$$

$$h_{v,i-f} = \frac{Nu k_i}{\delta_i} \quad (\text{III.32})$$

- Les coefficients de chaleur par conduction dans les différentes couches du capteur sont obtenus par la relation générale :

$$h_{c,n} = \frac{k_n}{\delta_n} \quad (\text{III.33})$$

k_n : conductivité thermique de la couche n

δ_n : épaisseur de la couche n

pour $\delta_i \gg D_e$, supposons l'approximation [154] : $h_{c,i-t} \approx h_{c,i}$

III. 3. 1. 1. 2. 2 - Les rendements thermique et électrique du capteur

Le rendement thermique du capteur est donné par la relation :

$$\eta_t = \frac{Q_u}{A_c G} \quad (\text{III.34})$$

La puissance utile Q_u a pour expression :

$$Q_u = \dot{m} C_p (T_{fs} - T_{fe}) \quad (\text{III.35})$$

T_{fe} , T_{fs} , étant les températures d'entrée et de sortie du fluide caloporteur.

On peut évaluer Q_u en fonction de la température moyenne de la plaque $T_{p,m}$ par la relation [148] :

$$Q_u = A_c [S - U_L (T_{p,moy} - T_a)] \quad (\text{III.36})$$

avec :

$$S = G(\alpha\tau)_p \quad (\text{III.37})$$

U_L est le coefficient des pertes totales

Hottel et Willer [165] modifient la relation précédente et proposent l'expression :

$$Q_u = A_c F_R [S - U_L (T_{fe} - T_a)] \quad (\text{III.38})$$

F_R : facteur de transfert thermique

Le coefficient des pertes totales U_L est calculé à l'aide de la relation [166] :

$$U_L = U_b + U_t + U_{lat} \quad (\text{III.39})$$

Les pertes par arrières sont données par:

$$U_b = \frac{k_i}{\delta_i} \quad (\text{III.40})$$

Les pertes latérales sont calculées par la relation :

$$U_{lat} = \frac{(UA)_{lat}}{A_c} \quad (\text{III.41})$$

avec :

$$(UA)_{lat} = \frac{k_e}{\delta_e} Pe l \quad (\text{III.42})$$

k_e, δ_e, Pe sont respectivement la conductivité thermique, l'épaisseur et périmètre du boîtier.

Les pertes avant sont calculées par l'expression [166]:

$$U_t = \frac{1}{\frac{c}{T_{p,moy} \left(\frac{T_{p,moy} - T_a}{N_v + f} \right)^e + \frac{1}{h_{v,v-a}}} + \frac{\sigma (T_{p,moy} + T_a) (T_{p,moy}^2 + T_a^2)}{\frac{1}{\varepsilon_{pv} + 0.00591 N_v h_{v,v-a}} + \frac{2 N_v + f - 1 + 0.133 \varepsilon_{pv} - N_v}{\varepsilon_v}} \quad (\text{III.43})$$

avec :

$$c = 520 \left(1 - 0.000051 \phi^2 \right) \quad (\text{III.44})$$

$$f = \left(1 + 0.089 h_{vent} - 0.1166 h_{v,v-a} \varepsilon_{pv} \right) \left(1 + 0.07866 N_v \right) \quad (\text{III.45})$$

$$e = 0.430 \left(1 - \frac{100}{T_{pm}} \right) \quad (\text{III.46})$$

Le facteur de transfert thermique est donné par l'équation :

$$F_R = \frac{1/U_L}{w_t \left[\frac{1}{U_L(D_i + (w_t - D_i)F)} + \frac{1}{w_t h_{c,pv-p}} + \frac{1}{\pi D_i h_{v,f-i}} \right]} \quad (\text{III.47})$$

avec :

$$F = \frac{\tanh \left[m \frac{w_t - D_e}{2} \right]}{m \frac{w_t - D_e}{2}} \quad (\text{III.48})$$

$$m = \sqrt{\frac{U_L}{k_{pv} \delta_{pv} + k_p \delta_p}} \quad (\text{III.49})$$

- le rendement électrique s'écrit [167] :

$$\eta_e = \eta_0 [1 - \varphi_c (T_{pv} - 25)] \quad (\text{III.50})$$

- la distribution de la température dans un panneau photovoltaïque constitué par des cellules de silicium polycristallin est donnée par [155] :

$$T_{pv} = 30 + 0.0175 (G_{dr} - 150) + 1.14 (T_a - 25) \quad (\text{III.51})$$

III. 3. 1. 2 - Ballon de stockage

Pour le ballon de stockage, le modèle de stratification est utilisé [144]. Le ballon est divisé verticalement en N couches (figure III.7) de volumes égaux et la première loi de thermodynamique est appliquée dans chaque couche pour obtenir le bilan énergétique (figure III.8). Pour modéliser correctement le ballon, un grand nombre de nœuds (couches) est considéré pour assurer une solution stable de la température [145,146]. Dans notre étude le ballon est divisé en 50 nœuds. L'eau est injectée par le capteur dans le ballon au niveau du premier nœud et sort du ballon vers le capteur au niveau du dernier nœud. Si la température au bas du ballon ($N^{\text{ème}}$ nœud) est égale ou supérieure à la température de sortie du capteur, ce dernier est alors

déconnecté du ballon. La résistance électrique est placée au milieu du ballon et occupe dans notre configuration 5 nœuds.

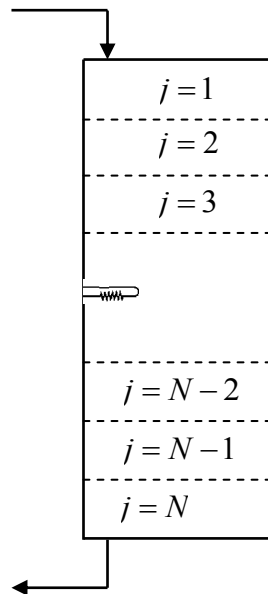


Figure III.7 : Stratification du ballon de stockage muni des résistances intermédiaires

Le bilan énergétique de la $i^{\text{ème}}$ couche est :

$$M_i C_p \frac{\partial T_i}{\partial t} = Q_{env} + F_i^c Q_c + Q_{sup} \sum_{j=1}^{i-1} F_j^c + Q_{cond} + Q_{elec} \quad (\text{III.52})$$

M_i est la masse du volume i ; Q_{env} , la quantité de chaleur échangée par convection avec l'ambiance ; Q_{cond} , la quantité de chaleur échangée par conduction entre les couches ; Q_{elec} , la quantité de chaleur apportée par la résistance électrique ; Q_c , la quantité de chaleur provenant du capteur ; Q_{sup} , la quantité de chaleur provenant des couches supérieures.

La fonction de contrôle F_i^c qui caractérise chaque couche est définie d'après Beckmen. [144].

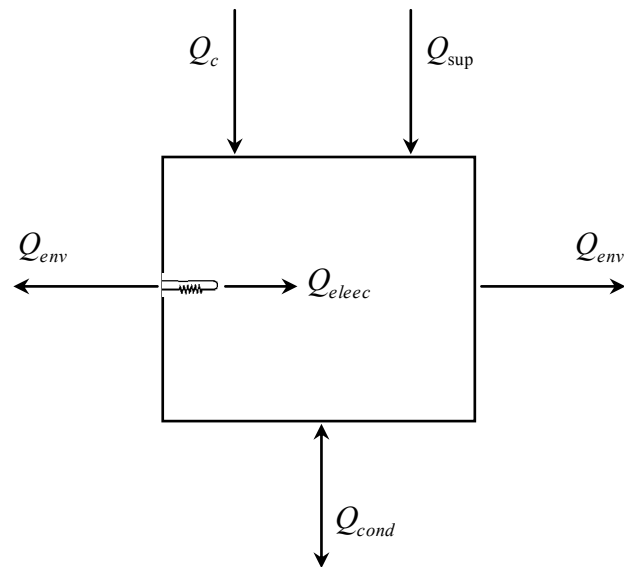


Figure III.8 : Les différents échanges thermiques dans la $i^{\text{ème}}$ couche

III. 3. 1. 3 - Optimisation de la charge électrique

Un panneau photovoltaïque, sous un ensoleillement constant et uniforme, a une caractéristique courant-tension de telle sorte que pour chaque ensoleillement il n'y a qu'un seul point de fonctionnement qu'on l'appelle le point de puissance maximale, MPP (Maximum Power Point). Pour ce dernier, le panneau fonctionne au rendement maximal et produit sa puissance maximale. Quand on lie une charge directement à un panneau photovoltaïque, ce point de fonctionnement n'est pas forcément le MPP mais sera l'intersection de la caractéristique courant-tension et la caractéristique de charge. Tel que présentée sur la figure III.9.

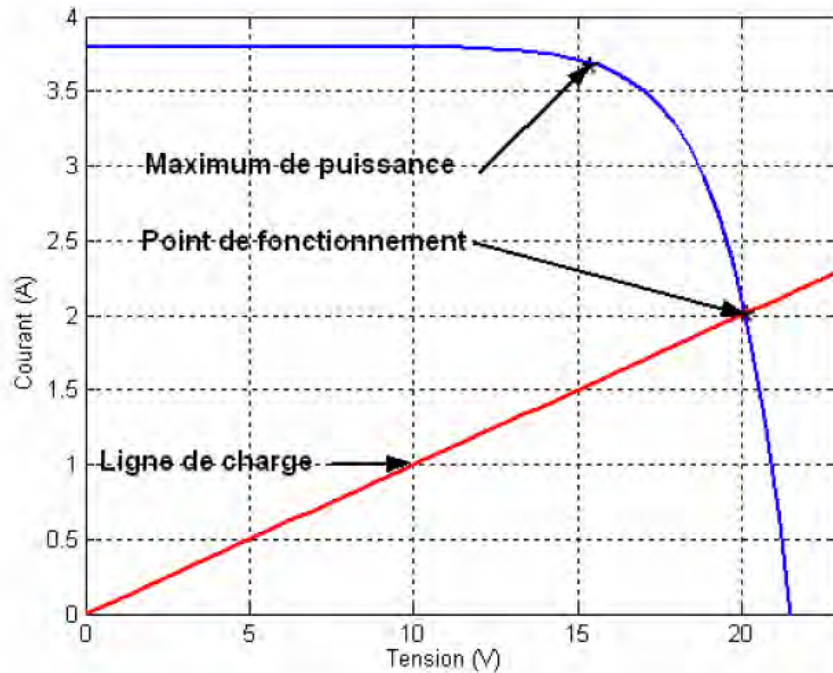


Figure III.9 : Point de fonctionnement d'un module photovoltaïque en couplage direct [168].

En général le point de fonctionnement n'est donc pas au MPP du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont alors souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Le MPPT fait ceci en contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du MPP dans la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu à priori. Cependant, en fonction de l'intelligence de l'algorithme de tracking, le MPP peut être localisé et suivi soit par des calculs de modèle ou par un algorithme de recherche. La situation est encore plus compliquée du fait que le MPP dépend d'une manière non linéaire de l'ensoleillement et de la température [168].

Il est impossible d'avoir une résistance optimale pour chaque valeur d'éclairement, aussi, nous avons subdivisé l'éclairement solaire en plusieurs intervalles, chacun est associé à une valeur de résistance qui peut être obtenue par une configuration préétablie de connexion de résistances en parallèle.

Pour calculer la puissance de sortie du générateur photovoltaïque, le modèle analytique à cinq paramètres a été utilisé. La relation entre le courant I et la tension V du module photovoltaïque est donnée par la relation [144] :

$$I = I_d - I_s \left(\exp \left[\frac{q_e (V + R_s I)}{nKT} \right] - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (\text{III.53})$$

Le générateur photovoltaïque se compose de 10 modules UDTS-50 (tableau III.1) connectés en 2 branches de 2 modules en série et de 5 modules en parallèles. Chaque module se compose de 36 cellules monocristallines de silicium.

Eclairement standard (W/m ²)	1000
Température standard (°C)	25
I _{cc} [A]	3.43
V _{co} [V]	21.28
V _{max} [V]	16.65
P _{max} [W]	52.66
FF [%]	72
η [%]	11
R _s [Ω]	0.9
S [cm ²]	10x10
N _s	36

Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module UDTS 50 [169]

III. 3. 2 - Distillateur solaire actif amélioré couplé avec PV/T-SHW

Le système de distillation proposé (tel que décrit au paragraphe III. 2) est constitué d'un distillateur conventionnel amélioré couplé avec un capteur hybride photovoltaïque/ thermique pour assurer le fonctionnement d'un distillateur au mode de circulation forcée. L'amélioration de la production des distillateurs fait encore l'objet de nombreuses recherches [170 - 175]. Une des techniques employées qui donne un bon rendement durant la période hivernale [176, 177], consiste en l'utilisation de réflecteurs pour augmenter le flux solaire absorbé par le bassin et la saumure.

III. 3. 2. 1 - Bilan thermique

Les différents modes de transferts thermiques sont représentés sur la figure III.10. Les équations régissant le bilan thermique au niveau de chaque partie du distillateur, s'écrivent comme suit :

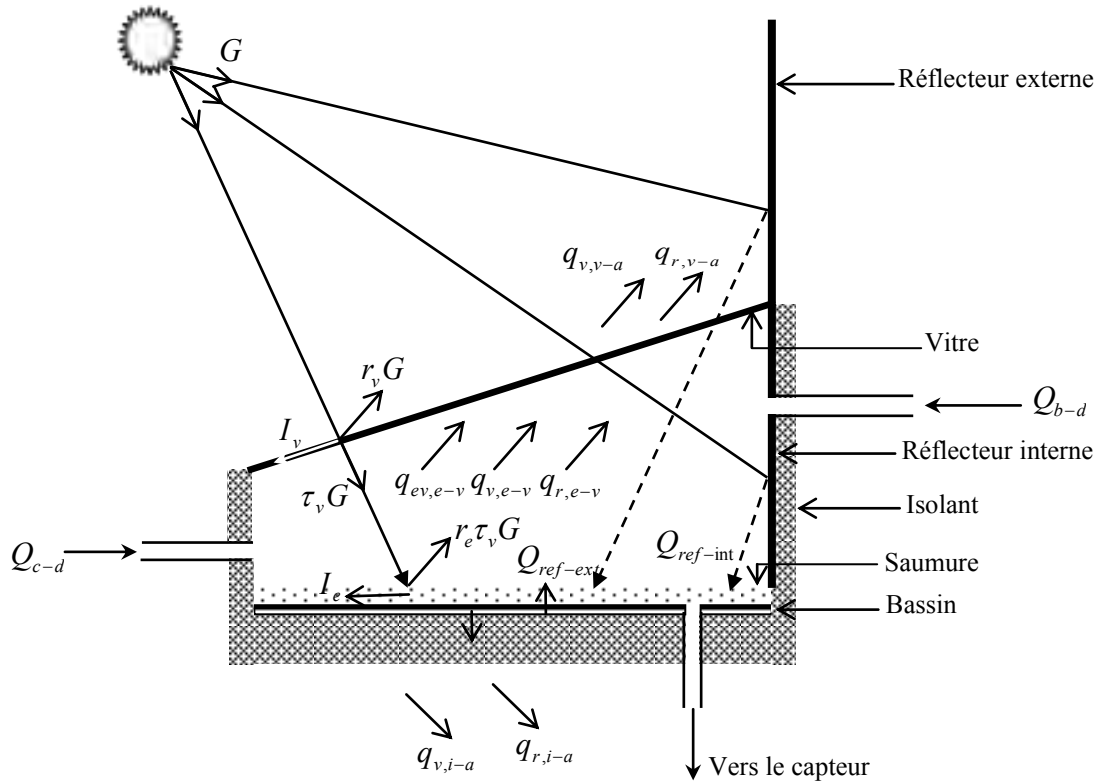


Figure III.10 : Transferts thermiques dans le distillateur

- la vitre

$$(\delta \rho C_p)_v \frac{\partial T_v}{\partial t} + q_{v,v-a} + q_{r,v-cl} = q_{ev,v-e} + q_{v,v-e} + q_{r,v-e} + q_{v-ext} + G \alpha_v \tag{III.54}$$

$q_{v,v-a}$, $q_{v,v-e}$, respectivement les quantités de chaleur échangées par convection entre les systèmes vitre-ambiance et vitre-eau; $q_{r,v-cl}$, $q_{r,v-e}$, respectivement les quantités de chaleur échangées par rayonnement entre les systèmes vitre-ciel et vitre-eau; $q_{ev,v-e}$, la quantité de chaleur échangée par évaporation entre la vitre et l'eau ; q_{v-ext} , le taux de rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur externe et absorbé par la vitre.

- la saumure

$$\left(\delta \rho C_p\right)_e \frac{\partial T_e}{\partial t} + q_{ev,e-v} + q_{v,e-v} + q_{r,e-v} = q_{c,e-ba} + Q_{c-d} + Q_{b-d} + q_{e-ext} + q_{e-int} + G \alpha_e \tau_v \quad (\text{III.55})$$

$q_{c,ba-e}$ est la quantité de chaleur échangée par conduction entre la saumure et le bassin; Q_{c-d}, Q_{b-d} sont respectivement les quantités de chaleur échangées entre les systèmes distillateur - capteur et distillateur - ballon de stockage; q_{e-ext}, q_{e-int} sont respectivement les taux de rayonnement solaire réfléchi par les réflecteurs externe et interne et absorbés par la saumure

- le bassin

$$\left(\delta \rho C_p\right)_{ba} \frac{\partial T_{ba}}{\partial t} + q_{c,ba-e} + q_{c,ba-i} = q_{ba-ext} + q_{ba-int} + G \alpha_{ba} \tau_v \tau_e \quad (\text{III.56})$$

$q_{c,ba-i}$, la quantité de chaleur échangée par conduction entre le bassin et l'isolant; q_{ba-ext}, q_{ba-int} sont respectivement les taux de rayonnement solaire réfléchi par les réflecteurs externe et interne et absorbés par la saumure.

- l'isolant

$$\left(\delta \rho C_p\right)_i \frac{\partial T_i}{\partial t} + q_{v,i-a} + q_{r,i-sl} = q_{c,ba-i} \quad (\text{III.57})$$

$q_{v,i-a}, q_{r,i-sl}$ respectivement les quantités de chaleurs échangées par convection entre l'isolant et l'ambiance et par rayonnement entre l'isolant et le sol

III. 3. 2. 2 - Evaluation des quantités de chaleur et des coefficients de transfert

III. 3. 2. 2. 1 -Transfert de chaleur externe

Le transfert de chaleur externe représente les pertes thermiques par convection et radiation du distillateur vers le milieu externe. Les quantités de chaleur échangées entre la vitre et l'ambiance par convection et entre la vitre et le ciel par radiation ont respectivement pour expression:

$$q_{v,v-a} = h_{v,v-a} (T_v - T_a) \quad (\text{III.58})$$

$$q_{r,v-cl} = h_{r,v-cl} (T_v - T_{cl}) \quad (\text{III.59})$$

avec [178]:

$$h_{v,v-a} = \begin{cases} 5.7 + 3.8v & \text{pour } v \leq 5 \text{ m/s} \\ 6.15 v^{0.8} & \text{pour } v > 5 \text{ m/s} \end{cases} \quad (\text{III.60})$$

$$h_{r,v-cl} = \frac{\varepsilon_g \sigma (T_v^4 - T_{cl}^4)}{T_v - T_a} \quad (\text{III.61})$$

et :

$$T_{cl} = T_a - 6 \quad (\text{III.62})$$

D'autre part, les quantités de chaleur échangées entre la face externe de l'isolant par convection avec l'ambiance et par radiation avec sol sont données par les relations :

$$q_{v,i-a} = h_{v,i-a} (T_i - T_a) \quad (\text{III.63})$$

$$q_{r,i-a} = h_{r,i-a} (T_i - T_a) \quad (\text{III.64})$$

avec :

$$h_{r,i-a} = \varepsilon_i \sigma (T_i^2 - T_a^2) (T_i - T_a) \quad (\text{III.65})$$

et :

$$h_{v,i-a} = h_{v,v-a} \quad (\text{III.66})$$

III. 3. 2. 2. 2 - Transferts de chaleur internes

Les transferts de chaleur interne représentent les gains et les pertes thermiques dans la saumure et le bassin. Les pertes résultent des transferts de chaleur vers la vitre côté intérieur par convection, radiation et évaporation d'une part et par conduction dans le bassin vers l'isolant d'autre part.

Les gains représentent la quantité de chaleur résultante du rayonnement solaire et absorbée par les différents composants du distillateur et les quantités de chaleur injectées par le capteur et le ballon de stockage dans la saumure

Les quantités de chaleur échangées par convection, radiation et évaporation entre la saumure et la vitre sont respectivement :

$$q_{v,e-v} = h_{v,e-v} (T_e - T_v) \quad (\text{III.67})$$

$$q_{r,e-v} = h_{r,e-v} (T_e - T_v) \quad (\text{III.68})$$

$$q_{ev,e-v} = h_{ev}(T_e - T_v) \quad (\text{III.69})$$

Le coefficient de transfert thermique par convection a pour expression [178] :

$$h_{v,e-v} = 0.884 \left[(T_e - T_v) + \frac{(P_e - P_v) T_e}{268.9 \cdot 10^3 - P_e} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (\text{III.70})$$

Les pressions partielles de la vapeur aux températures de la vitre T_g , et de la saumure T_w sont respectivement [178]:

$$P_v = \exp\left(25.317 - \frac{5144}{T_v}\right) \quad (\text{III.71})$$

$$P_e = \exp\left(25.317 - \frac{5144}{T_e}\right) \quad (\text{III.72})$$

Le coefficient de transfert de chaleur par évaporation est [178]:

$$h_{ev} = 16.273 \cdot 10^{-3} h_{v,e-v} \frac{P_e - P_v}{T_e - T_v} \quad (\text{III.73})$$

Le coefficient de transfert thermique par convection entre le bassin et la saumure est calculé par les corrélations suivantes [179]:

$$h_{v,b-e} = \frac{Nu k_e}{\delta_e} \quad (\text{III.74})$$

$$\text{pour } Gr < 10^5, Nu = 1 \quad (\text{III.75})$$

$$\text{pour } 10^5 < Gr < 2 \cdot 10^7, Nu = 0.54 (Gr Pr)^{0.25} \quad (\text{III.76})$$

$$\text{pour } Gr > 2 \cdot 10^7, Nu = 0.14 (Gr Pr)^{0.33} \quad (\text{III.77})$$

La quantité de l'énergie injectée par le capteur durant la période d'ensoleillement est [175] :

$$Q_{c-d} = \dot{m}_c C_p (T_c - T_e) \quad (\text{III.78})$$

dans la période nocturne :

$$Q_{c-d} = 0 \quad (\text{III.79})$$

La quantité de l'énergie injectée par le ballon de stockage durant la période nocturne est :

$$Q_{b-d} = \dot{m}_b C_p (T_b - T_e) \quad (\text{III.80})$$

$$\text{Pendant la durée d'ensoleillement : } Q_{b-d} = 0 \quad (\text{III.81})$$

Le calcul du rayonnement solaire réfléchi est basé sur l'analyse théorique effectuée par Tanaka et al. [176,177]

Le taux de rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur externe et absorbé par la saumure (q_{e-ext}) est donné par l'expression :

$$q_{e-ext} = G_{dr} \tau_v \rho_{ext} \alpha_e l_m \frac{\cos \varphi}{\tan \phi} \left[W - \frac{1}{2} l_m \frac{\sin |\varphi|}{\tan \phi} \right] \quad (\text{III.82})$$

Le rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur externe et absorbé par la vitre q_{v-ext} et par l'absorbeur q_{b-ext} est:

$$q_{v-ext} = \frac{\alpha_v}{\alpha_e} \left(q_{e-ext} / \tau_v \right) \quad (\text{III.83})$$

$$q_{b-ext} = \frac{\alpha_{ba}}{\alpha_e} (q_{e-ext} \tau_e) \quad (\text{III.84})$$

Le taux du rayonnement solaire réfléchi par le réflecteur interne et absorbé par la saumure q_{w-int} et par l'absorbeur q_{ba-int} est:

$$q_{e-int} = G_{dr} \tau_v \rho_{int} \alpha_e l_{ba} \tan \theta \frac{\cos \varphi}{\tan \phi} \quad (\text{III.85})$$

$$q_{ba-int} = \frac{\alpha_b}{\alpha_e} (q_{e-int} \tau_e) \quad (\text{III.86})$$

où: $\rho_{int} = \rho_{ext} = 0.85$, $l_m = 0.5$, $l_{ba} = 1m$, $W = 1m$ [177]

III. 4 - Computation numérique

La discrétisation des équations de transferts thermiques est effectuée par la méthode des différences finies. Le système d'équations est résolu par une approche numérique basée sur la méthode du gradient (annexe A). Pour l'évaluation des paramètres de fonctionnement, un code de calcul est établi et développé en langage Fortran pour la résolution des équations de bilan thermique pour les différents éléments du distillateur, du capteur hybride PV/T et du ballon de stockage. Les valeurs des résistances optimisées, sont déterminées dans le code qui simule le fonctionnement du générateur photovoltaïque en fonction de l'éclairement et de la température

ambiante, l'équation I-V est résolue par la méthode de Newton-Raphson (annexe B). Les paramètres d'entrée du code de simulation incluent les conditions climatiques concernant le site de Ksar Challala (35.10N, 2.19E, Altitude 800m) en Algérie pour trois jours typiques de l'année, un pour l'été, un au printemps et un en hiver. Les mesures ont été relevées chaque minute. La température initiale de chaque composant du distillateur, capteur hybride et du ballon est égale à la température de l'ambiance. Avec un pas du temps $\Delta t = 1mn$, la marche dans le temps continue pour un intervalle du temps égal à 24 heures (équivalent à 1440 minutes) jusqu'à l'évaluation de tous les paramètres de fonctionnement du système. Les paramètres de configuration et thermophysiques pour le système sont affichés dans les tableaux III.2, III.3 et III.4.

Le rayonnement solaire global (figure III.11) est mesuré en utilisant un pyranomètre (figure III.12) avec la thermopile de type noir et blanc composée de 64 thermocouples en série et disposées dans une étoile. Il est associé à une station automatique CIEMEL là où il mesure le rayonnement solaire global entre $0.3\mu m$ à $2.5\mu m$ avec une sensibilité approximative de $100 mV / mW / cm^2$ et un temps de réponse à 99% égal à 30s. Un pyréliomètre (figure III.13) de type CE183 est utilisé pour mesurer avec une précision le rayonnement solaire direct (figure III.14) s'étendant entre $0.3 \mu m$ et $2 \mu m$ avec une sensibilité de $20 mV / W / m^2$ et une précision de 0.5° . La température ambiante (figure III.15) est mesurée par une sonde de résistance platine du type CE185C avec une précision de $0.1^\circ C$. D'autre part, la vitesse du vent est mesurée avec un anémomètre de type CE155, qui peut mesurer des vitesses de vent entre 0.3 et 50 m/s. Les mesures obtenues sont représentées sur les figures III.16, III.17 et III.18.

<u>Pour le panneau</u>	
nombre des modules en série	2
nombre des modules en parallèle	5
<u>Pour le ballon de stockage</u>	
volume	0.2 m ³
coefficient global des pertes thermique	0.24 W.m ⁻² .k ⁻¹

Table III.2 : Paramètres de configuration des panneaux photovoltaïques et du ballon de stockage

Composant	Grandeur	Valeur
Vitre	épaisseur	0.003 m
	densité massique	2530 Kg.m ⁻³
	chaleur spécifique	836 J.K ⁻¹ .m ⁻¹
	conductivité thermique	0.93 W.K ⁻¹ .m ⁻¹
	coefficient d'extinction	0.2 cm ⁻¹
	absorptance	0.99
	transmittance	0.88
	émissivité	0.83
	indice de réfraction	1.5
	distance entre la vitre et le PV	0.045 m
Panneau PV	épaisseur	0.002 m
	densité massique	2702 Kg.m ⁻³
	chaleur spécifique	903 J.K ⁻¹ .m ⁻¹
	conductivité thermique	237 W.K ⁻¹ .m ⁻¹
	absorptance	0.85
	émissivité	0.95
	facteur d'emballage	0.97
La plaque	épaisseur	0.003 m
	densité massique	8940 Kg.m ⁻³
	chaleur spécifique	38 J.K ⁻¹ .m ⁻¹
	conductivité thermique	300 W.K ⁻¹ .m ⁻¹
Les tubes	densité massique	8940 Kg.m ⁻³
	chaleur spécifique	38 J.K ⁻¹ .m ⁻¹
	conductivité thermique	300 W.K ⁻¹ .m ⁻¹
	diamètre extérieur	0.028 m
	diamètre intérieur	0.018 m
	nombre des tubes	10
	longueur	1 m
L'isolant	épaisseur	0.03 m
	densité massique	24 Kg.m ⁻³
	chaleur spécifique	919 J.K ⁻¹ .m ⁻¹
	conductivité thermique	0.039 W.K ⁻¹ .m ⁻¹
	émissivité	0.11

Tableau III.3 : Paramètres d'entrée du modèle de simulation pour le capteur PV/T

verre	bassin	L'eau dans le bassin	isolation
$\alpha_v = 0.05$	$\alpha_b = 0.95$	$\alpha_e = 1 - \tau_e$	$\alpha_i = 0.05$
$\varepsilon_v = 0.88$	$A_b = 1 \text{ m}^2$	$\varepsilon_e = 0.96$	$\varepsilon_i = 0.11$
$\tau_v = 0.90$	$\delta_b = 0.002 \text{ m}$	$\tau_e = 0.36 - 0.08 \ln \delta_e$	$\delta_i = 0.05 \text{ m}$
$A_v = 1.46 \text{ m}^2$	$k_b = 49 \text{ W k}^{-1}\text{m}^{-1}$	$k_e = 0.6405 \text{ W k}^{-1}\text{m}^{-1}$	$k_i = 0.045 \text{ W k}^{-1}\text{m}^{-1}$
$\delta_v = 0.004 \text{ m}$			
$k_v = 0.78 \text{ W k}^{-1}\text{m}^{-1}$			

Tableau III.4 : Paramètres de configuration et thermophysique du distillateur [174, 181]

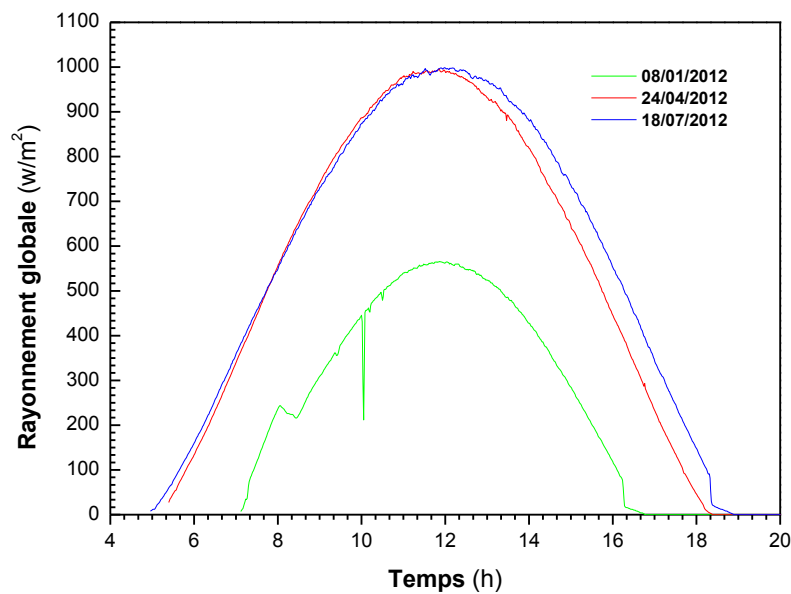


Figure III.11 : Rayonnement global pour les trois jours choisis



Figure III.12: Pyranomètre



Figure III.13: Pyrhéliomètre

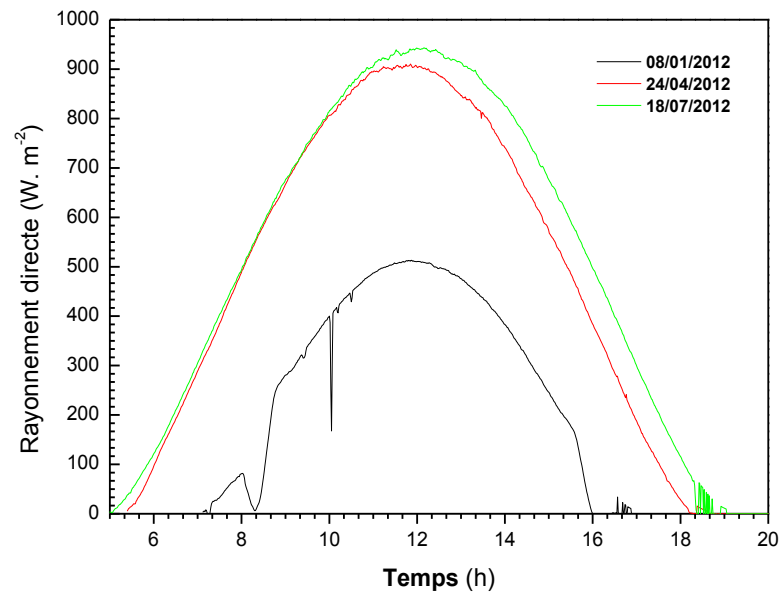


Figure III.14 : Rayonnement direct pour les trois jours choisis

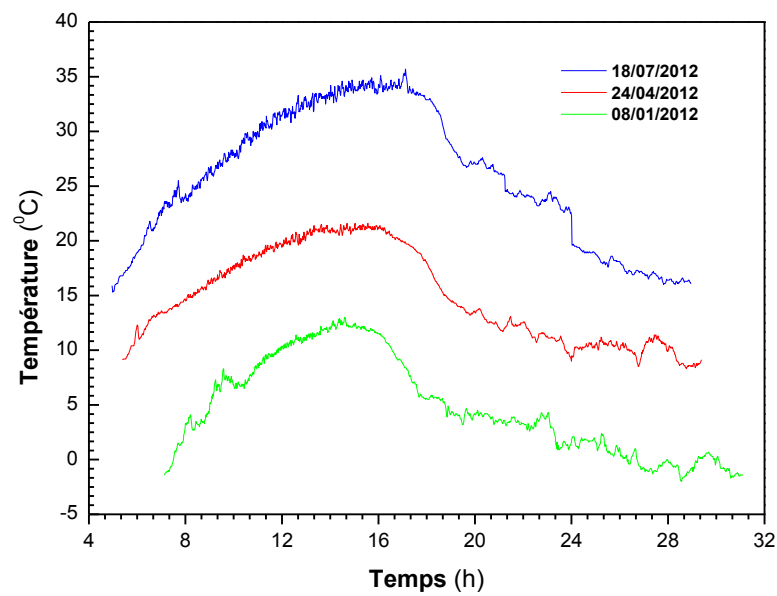


Figure III.15 : Température ambiante pour trois jours de l'année

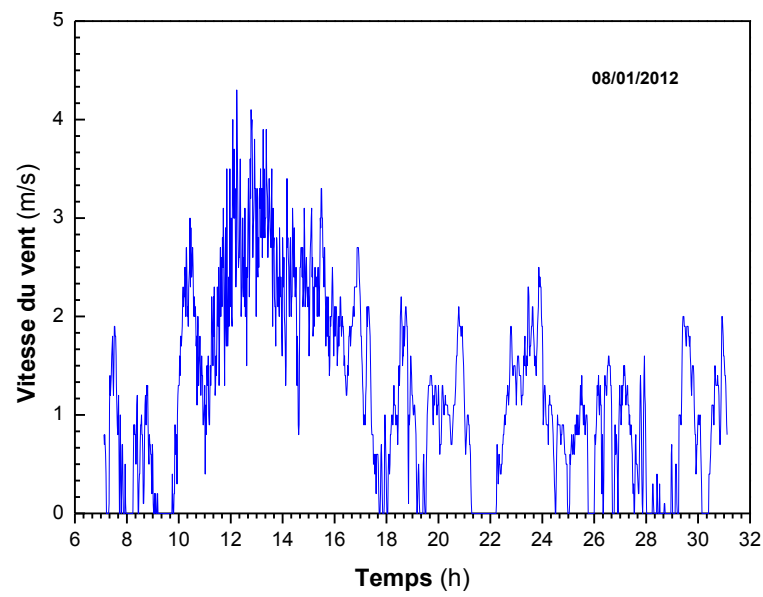


Figure III.16: Variation temporelle de la vitesse du vent pour le 08/01/2012

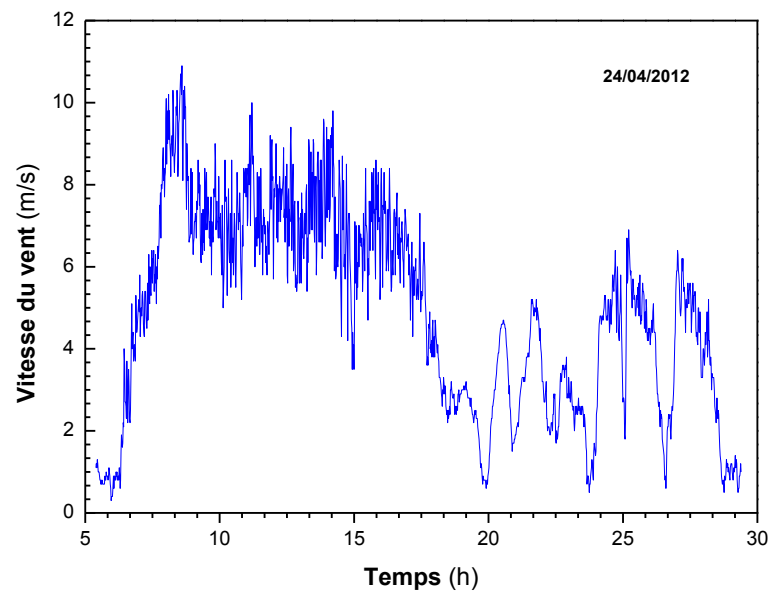


Figure III.17: Variation temporelle de la vitesse du vent pour le 24/04/2012

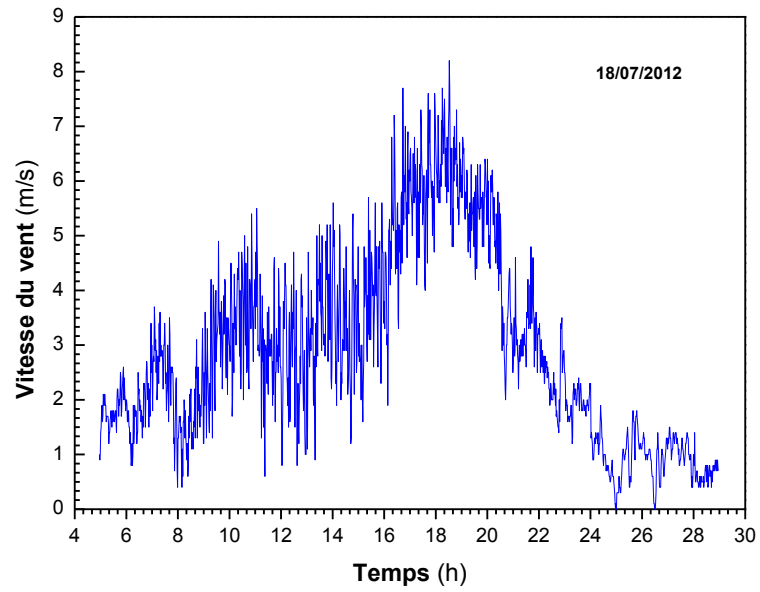


Figure III.18: Variation temporelle de la vitesse du vent pour le 18/07/2012

Chapitre IV

Résultats de simulation et discussions

L'ensemble des résultats de la simulation obtenus sont présentés dans le cadre du quatrième chapitre, où nous avons exposé les résultats du capteur hybride PV/T, du distillateur actif amélioré et ceux du système proposé.

IV. 1 - Introduction

Ce dernier chapitre qui constitue la partie la plus importante de notre travail de thèse sera consacré dans un premier temps à l'optimisation du fonctionnement des différents systèmes, capteur hybride PV/T, distillateur solaire actif amélioré, chauffe-eau solaire photovoltaïque thermique puis du système global de dessalement constitué par l'ensemble de tous les systèmes cités précédemment. Cette optimisation sera réalisée à partir du modèle mathématique développé dans le chapitre précédent qui permet de simuler l'ensemble des composants du système proposé par l'utilisation des données météorologiques d'un site choisi (dans notre cas, celles de Ksar Challala). Trois jours de l'année ont été choisis.

Pour mettre en évidence l'évolution des performances énergétiques pour chacun des systèmes et du système global, une étude paramétrique comme nous l'exposerons par la suite est menée.

Pour exécuter les calculs itératifs, un PC I3 avec un processeur d'une fréquence de 2.27 GHz et une mémoire RAM de 4 Go a été utilisé. Les logiciels de graphisme ORIGIN 6.0 et l'Excel 2010 ont été utilisés pour la représentation graphique de l'ensemble des résultats obtenus.

IV. 2 – Capteur hybride PV/T

IV. 2. 1 – Performances thermique et électrique du capteur PV/T

Les fluides caloporteurs (air, eau) utilisés habituellement dans les capteurs solaires ne donnent que des rendements médiocres. Dans le but d'obtenir des performances énergétiques élevées, la combinaison du capteur avec un panneau de cellules solaires paraît être une solution intéressante. Pour aller dans ce sens, nous avons mené une étude des performances électriques et thermiques d'un capteur hybride PV/T à eau.

La variation temporelle de la température des cellules photovoltaïques de silicium polycristallin pour le système $(PV/T)_{sv}$ (sans vitre), le système PV/T et le panneau PV avec une couche d'isolation de tedlar est illustrée par les courbes de la figure IV.1. Il est aisé de constater que la température des cellules photovoltaïques du module PV est supérieure à celle du système $(PV/T)_{sv}$ avec un débit massique d'eau égal à $0.02 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$ [182] qui permet de refroidir le fluide dans les tubes, empêchant ainsi l'élévation de la température dans le module PV. Pour le système PV/T il est évident que la présence de la couverture en verre provoque une augmentation de la température (effet de serre) dans les cellules solaires contrairement au système $(PV/T)_{sv}$ qui est ventilé naturellement.

L'observation des courbes de la figure IV.2 permet de noter que pour tous les systèmes étudiés, le rendement électrique est très important. Il est néanmoins plus élevé dans le système (PV/T)_{sv}. Pour une intensité du rayonnement solaire maximale de l'ordre de 910 W.m⁻² il varie entre 15.31 % et 16.36 % résultant du fait que l'efficacité électrique d'un module PV dépend de la température de fonctionnement. Rappelons que l'efficacité diminue linéairement avec l'augmentation de la température de cellule [162].

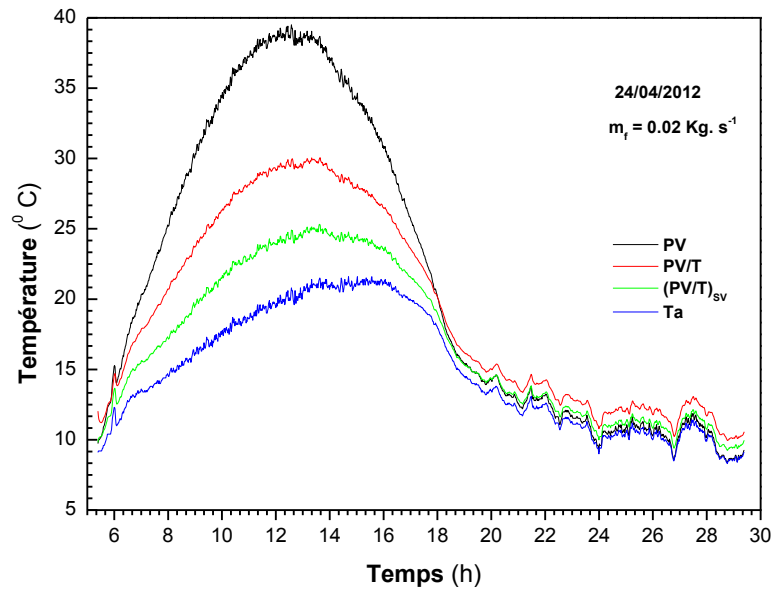


Figure IV.1 : Variation journalière de la température pour les trois systèmes

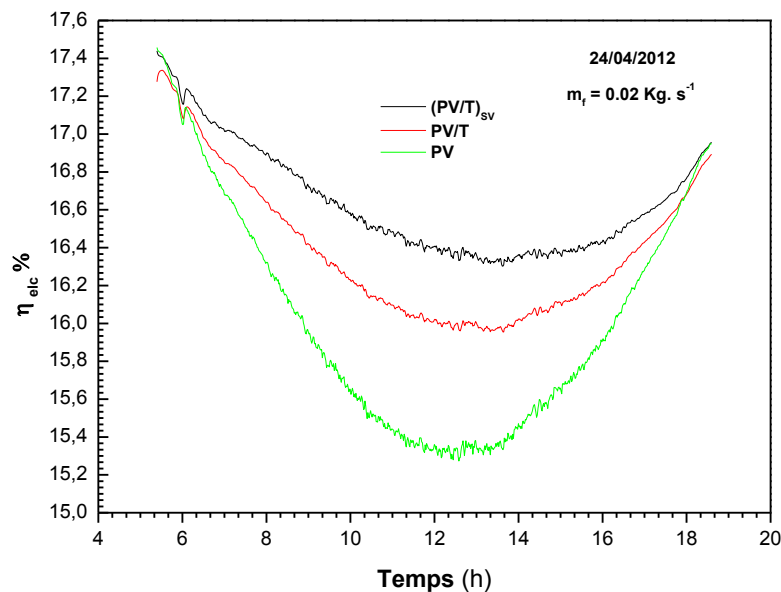


Figure IV.2 : Variation journalière de l'efficacité électrique pour les trois systèmes

L'évolution du rendement thermique en fonction du débit massique pour différents coefficients de transfert de chaleur par conduction $h_{c,pv-p}$ dans la couche adhésive (entre le PV et la plaque) et pour une intensité de rayonnement solaire maximale (910 W.m^{-2}) est illustrée par la figure IV.3. Nous pouvons remarquer que pour tous les cas étudiés, le rendement thermique subit des variations importantes pour un débit massique compris entre 0.001 kg.s^{-1} et 0.04 kg.s^{-1} et atteint son maximum pour la valeur de 0.1 kg.s^{-1} [182]. Au-delà de cette valeur, le rendement demeure presque constant. L'analyse des courbes de la figure IV.3 permet en outre de constater que le rendement thermique maximal est de l'ordre de 42 à 60% pour des valeurs de $h_{c,pv-p}$ respectivement égales à 25 et $1000 \text{ W.m}^{-1}.k^{-1}$.

Concernant le maximum de l'efficacité électrique, la figure IV.4 montre que pour la valeur de débit de 0.2 kg.s^{-1} ce dernier varie entre 14.2% et 15.5% pour les quatre valeurs de $h_{c,pv-p}$ considérées. Il apparaît ainsi clairement que les propriétés thermiques de la couche adhésive joue un rôle important sur les efficacités thermique et électrique du capteur et par conséquent l'utilisation de matériaux de bonne conductivité thermique conduit à une augmentation de la conversion solaire.

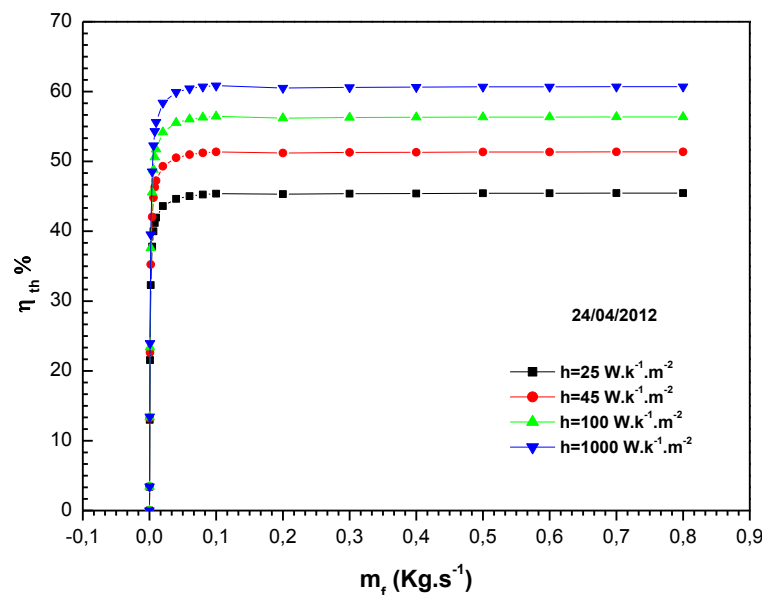


Figure IV.3 : Variation du rendement thermique en fonction du débit massique

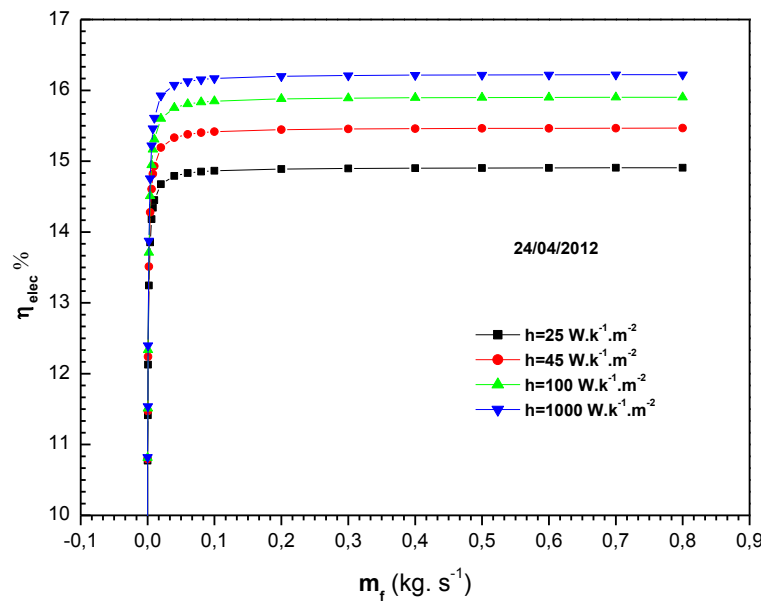


Figure IV.4 : Variation du rendement électrique en fonction du débit massique

IV. 2. 2 - Caractéristiques I-V du capteur PV/T

L'effet de l'irradiation et du débit massique sur les caractéristiques courant-voltage ($I-V$) et puissance-voltage ($P-V$) a été également examiné. Les courbes des figures IV.5 et IV.6 montrent que lorsque l'irradiation varie, les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du capteur changent considérablement. Ainsi et comme on peut le constater sur ces figures l'augmentation de l'irradiation conduit à un accroissement de la puissance électrique et du courant en court-circuit I_{cc} (figure IV.6), alors que la tension en circuit ouvert V_{co} est presque constante. Par ailleurs, l'augmentation du débit massique conduit à une diminution de la température des cellules, il en résulte un accroissement de la puissance maximale (figure IV.8) avec une augmentation de la tension en circuit ouvert V_{co} entre 29 et 32 volts. Le courant en court-circuit I_{cc} (figure IV.7) est presque constant.

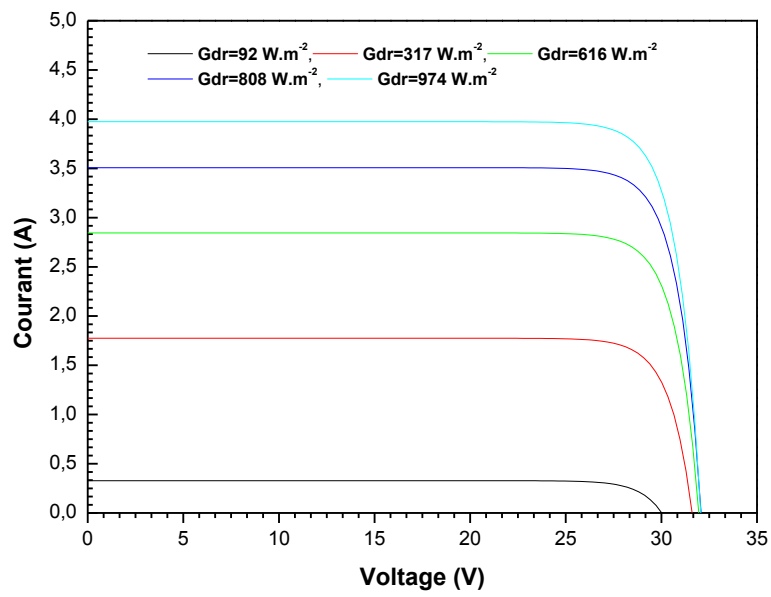


Figure IV.5 : Caractéristique I-V en fonction de l'éclairement

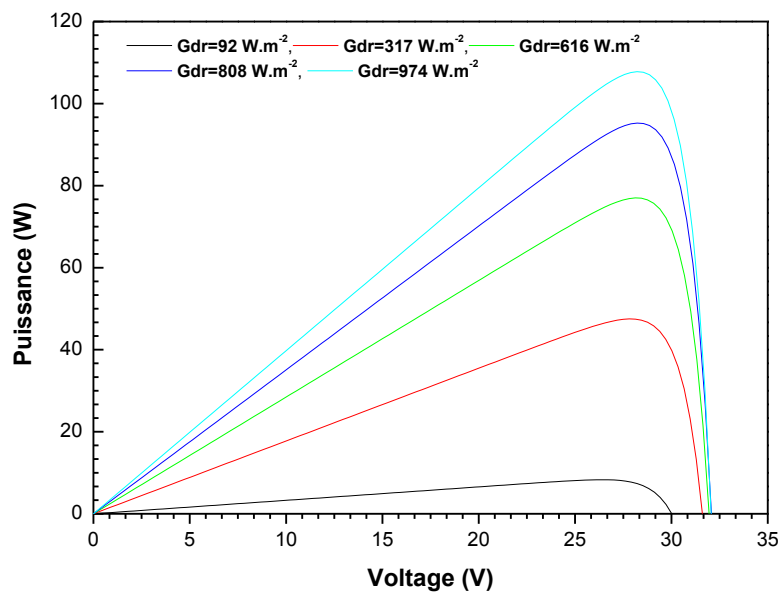


Figure IV.6 : Caractéristique P-V en fonction de l'éclairement

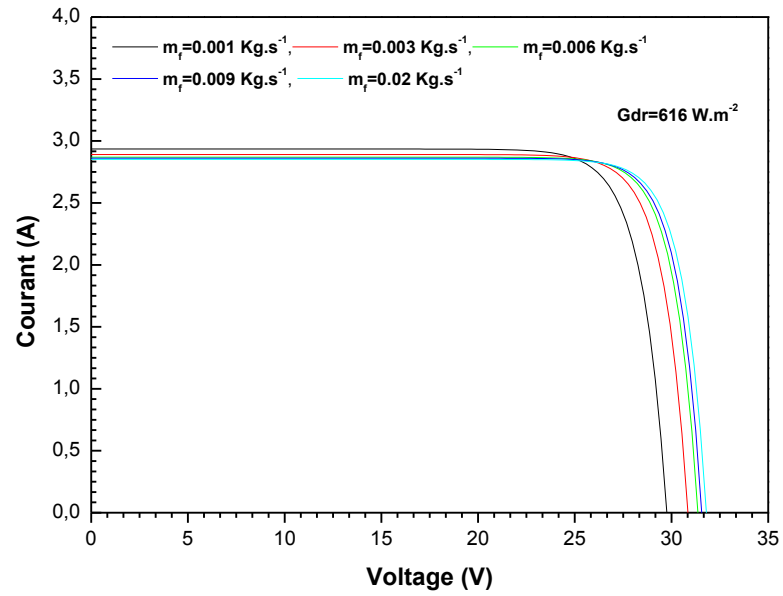


Figure IV.7 : Caractéristique I-V en fonction du débit massique

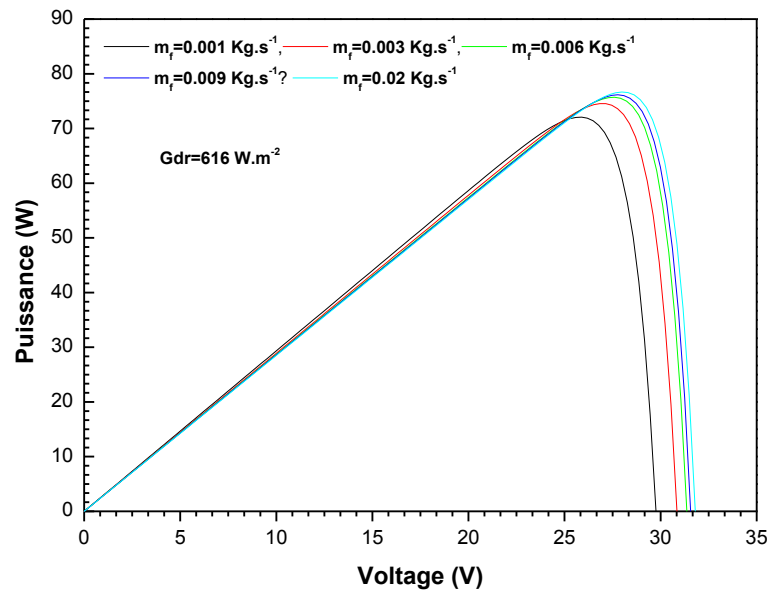


Figure IV.8 : Caractéristique P-V en fonction du débit massique

IV. 2. 3 – Effet du débit massique sur la température de sortie du capteur

Les courbes de la figure IV.9 représentent l’effet de la variation du débit massique m_f du fluide caloporteur sur la température de ce dernier, toutes les dix mailles. Il apparait clairement que l’augmentation du débit massique engendre une diminution de la température du fluide et le rapprochement des températures des mailles.

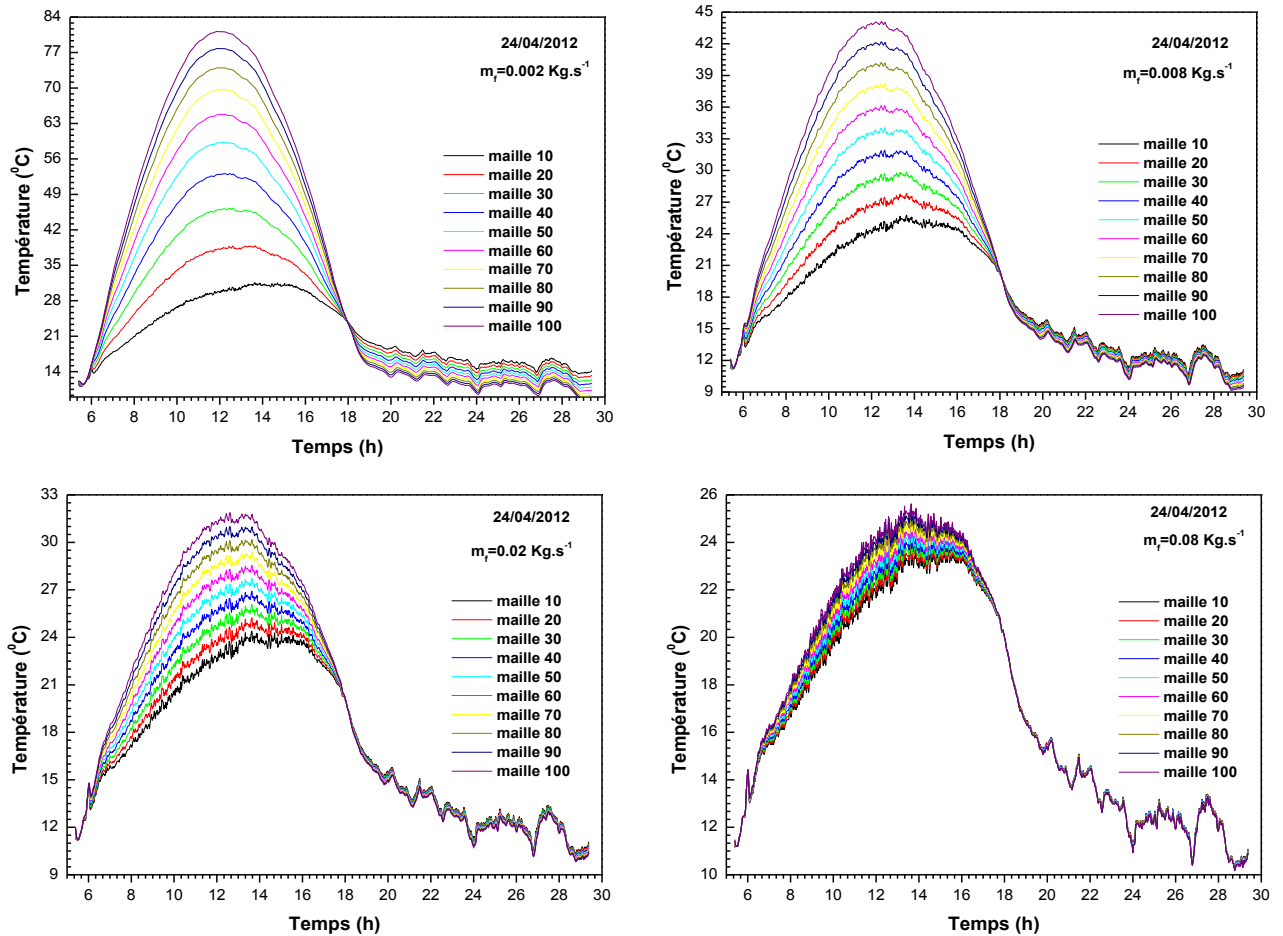


Figure IV.9 : Variation temporelle de la température de fluide caloporteur en différentes mailles pour divers débits massiques

La figure IV.10 montre un accroissement de la température du fluide avec le nombre des mailles (variant de 1 à 100) pour les trois jours choisis de l’année tout en gardant un débit massique invariable ($m_f = 0.002 \text{ kg/s}$). D’après la même figure, nous constatons aussi que la température la plus élevée du fluide caloporteur est celle obtenue période estivale.

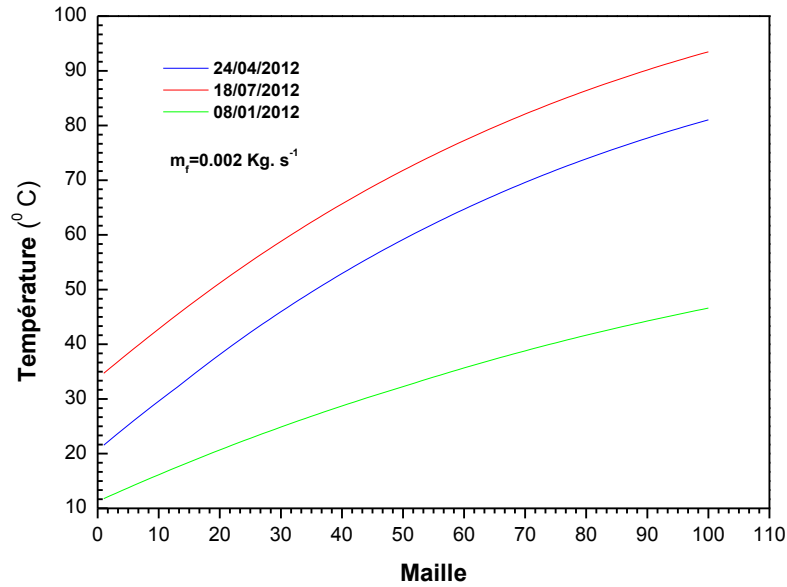


Figure IV.10 : Variation du fluide caloporteur pour chaque maille pour les trois jours choisis

IV. 3 – Distillateur solaire actif amélioré

L'étude de l'effet de la vitesse du vent, du débit massique du capteur et de l'épaisseur de la couche d'eau dans le bassin δ_e , sur les performances d'un distillateur solaire actif amélioré fait l'objet de cette partie. Nous nous sommes particulièrement attachés à la corrélation de la production journalière P_j avec la vitesse du vent V , d'une part pour différentes valeurs de la profondeur de l'eau dans le bassin δ_e et d'autre part pour divers débits massiques m_j du capteur PV/T.

IV. 3. 1 – Rayonnement solaire réfléchi par les réflecteurs

La fraction du rayonnement solaire réfléchi par les réflecteurs interne et externe (R_{int} et R_{ext}) pour les trois jours choisis est illustrée respectivement par les figures IV.11 et IV.12. L'analyse des courbes permet de constater que la fraction réfléchi est considérable pour la période hivernale comparativement au printemps et à l'été, ce qui peut être expliqué par la hauteur angulaire du soleil qui, en hiver est plus basse [176]. En outre, nous remarquons que le flux réfléchi est important entre 9h00 et 15h00 pour les journées du 08/01/2012 et du 24/04/2012 et entre 11h00 et 13h00 pour la journée du 18/07/2012. Il en résulte que la fraction de la quantité d'énergie réfléchi absorbée par la saumure et le bassin diminue de l'hiver à l'été. La

comparaison entre les deux figures montre clairement que l'effet du réflecteur externe (RE) est plus important que celui du réflecteur interne (RI)

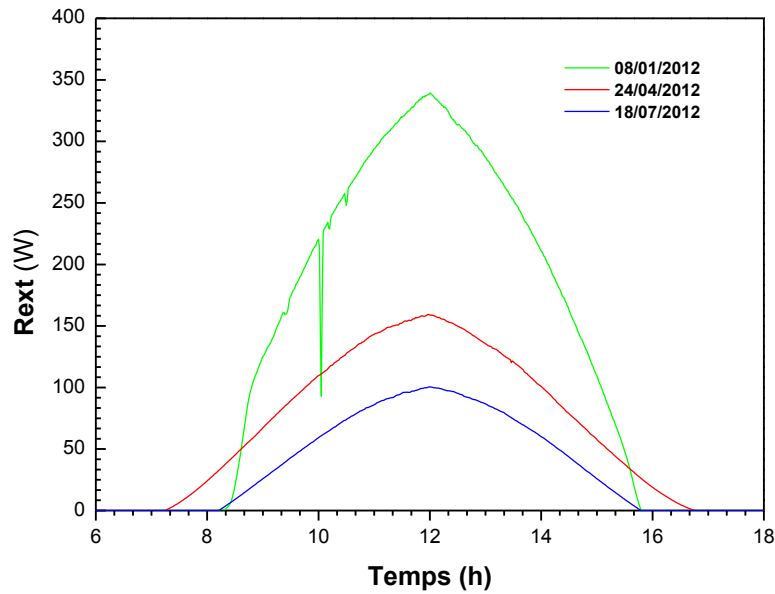


Figure IV.11 : Variation temporelle de R_{ext} pour les trois jours

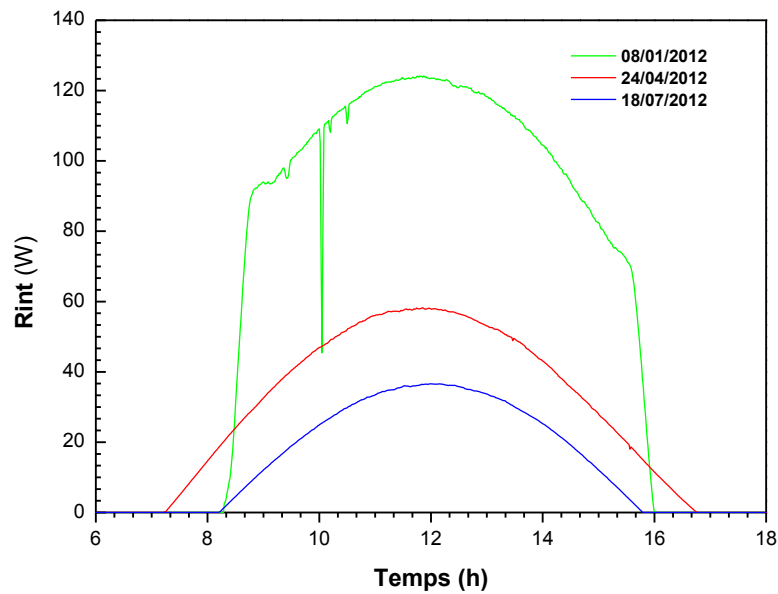


Figure IV.12 : Variation temporelle de R_{int} pour les trois jours

IV. 3. 2 – Température des différents composants du distillateur

Concernant la variation temporelle des températures des différents composants du distillateur nous pouvons remarquer sur la figure IV.13 que la température du bac T_b atteint une valeur maximale de 80 °C, ceci s'explique par le coefficient d'absorption assez élevé de la peinture noire. La température de l'eau T_e est proche de celle du bac, cette dernière est chauffée surtout par convection et d'un degré moindre par conduction. La valeur de la température de la vitre T_v moins élevée que celle de l'eau s'explique par l'échange convectif avec l'ambiance. Ceci permet à la vapeur d'eau de se condenser sur la face intérieure de la vitre.

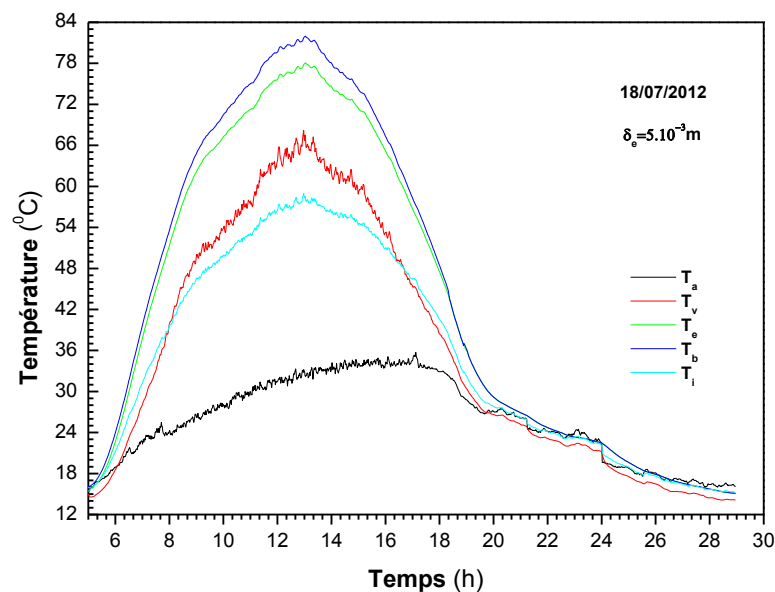


Figure IV.13 : Variation temporelle de la température des éléments du distillateur

Nous avons comparé la température de l'eau saumâtre dans le bassin du distillateur solaire pour six configurations différentes du distillateur, distillateur passif (DP), distillateur actif (DA), distillateur passif muni d'un réflecteur interne (DP+RI), distillateur passif muni d'un réflecteur externe (DP+RE), distillateur passif muni de réflecteurs interne et externe (DP+RIE), distillateur actif muni de réflecteurs interne et externe (DA+RIE), lors de la journée du 08/01/2012 (figure IV.14).

Nous remarquons aisément que l'effet des réflecteurs interne ou/et externe sur la température de l'eau dans le bassin est plus significatif que celui du capteur solaire sur la température de l'eau dans le bassin.

L'addition des réflecteurs au distillateur conduit par conséquent à une production meilleure que celle fournie par le capteur solaire.

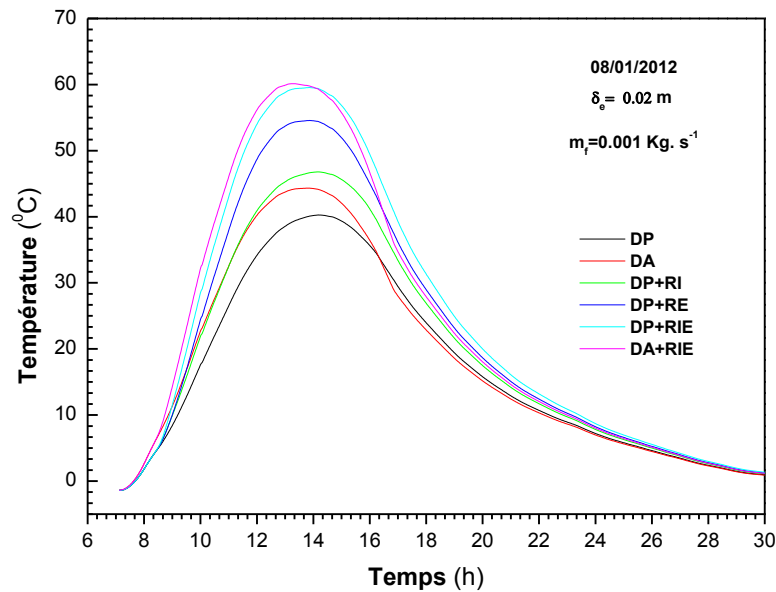


Figure IV.14 : Evolution temporelle de la température de l'eau saumâtre pour différentes configurations du distillateur

IV. 3. 3 – Variation de l'écart de température et du coefficient d'évaporation

L'évolution temporelle de l'écart de température δT_{v-s} entre la saumure et la vitre en fonction de la vitesse du vent V pour la journée du 24/04/2012 et une valeur de la profondeur de l'eau dans le bassin égale à $0.015m$ est représentée sur la figure IV.15. Nous pouvons constater que l'effet de la vitesse du vent sur la variation de l'écart δT_{v-s} est très important pendant la période d'ensoleillement à l'opposé de la phase nocturne. En effet, l'augmentation de la vitesse du vent V provoque une augmentation de δT_{v-s} du fait que la vitesse du vent refroidit le côté extérieur de la vitre par convection forcée diminuant ainsi la température de la vitre, il en résulte une augmentation de δT_{v-s} .

La variation temporelle de δT_{v-s} en fonction de la profondeur de l'eau dans le bassin δ_e est représentée sur la figure IV.16 pour la journée du 24/04/2012 et un débit massique de $0.001 kg.s^{-1}$. Il est aisé de remarquer que l'effet de δ_e sur δT_{v-s} est très important pendant la période nocturne. L'augmentation de δ_e dans cette phase provoque une augmentation de δT_{v-s} .

résultant de l'inertie thermique de l'eau dans le bassin. En effet, l'énergie thermique stockée est d'autant plus grande que δ_e est plus importante.

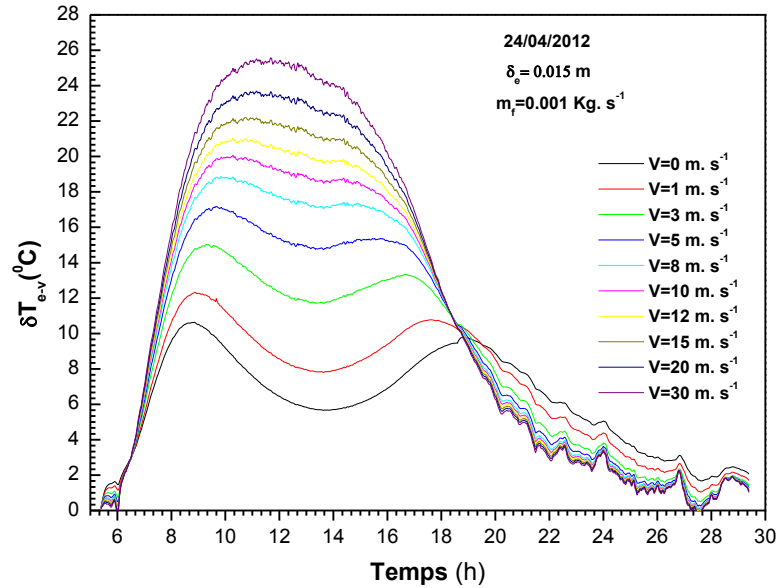


Figure IV.15 : Variation temporelle de l'écart de la température pour différentes valeurs de la vitesse du vent

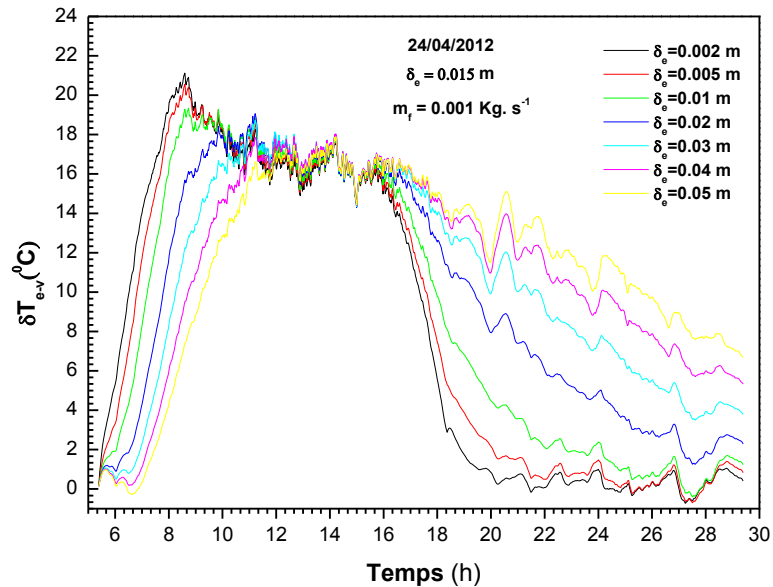


Figure IV.16 : Variation temporelle de l'écart de la température pour différentes valeurs de l'épaisseur d'eau

Les courbes de la figure IV.17 mettent en évidence l'effet de la vitesse du vent sur le coefficient de transfert thermique par évaporation h_{ev} en fonction de δ_e .

Nous pouvons observer que le coefficient d'évaporation h_{ev} subit des variations importantes pour V comprise entre $0-10 \text{ m.s}^{-1}$. Pour $V > 10$ la variation de h_{ev} est faible pour toute épaisseur de la couche d'eau dans le bassin δ_e , cela est dû au fait que l'écart δT_{v-s} est petit dans le cas où $V \leq 10$. Nous pouvons également remarquer que le maximum de h_{ev} diminue avec l'augmentation de δ_e (figure IV.17).

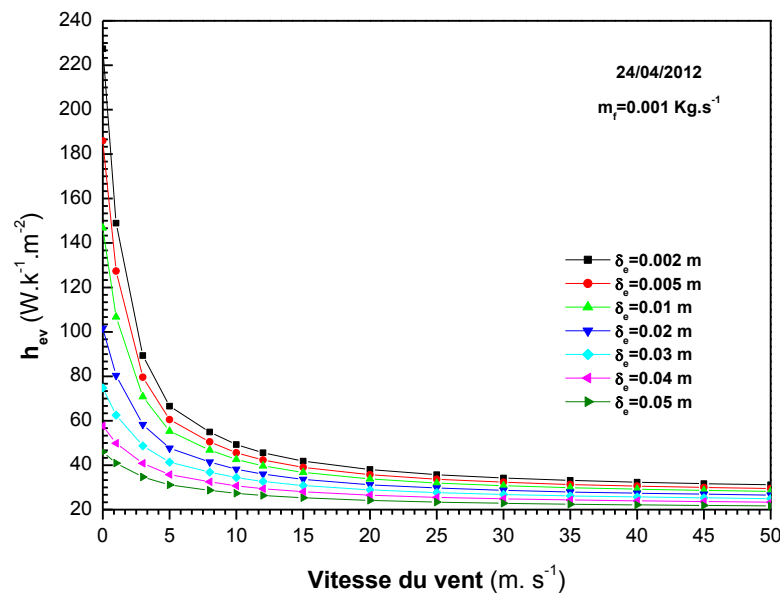


Figure IV. 17 : Variation du coefficient de transfert de chaleur par évaporation h_{ev} en fonction de la vitesse du vent

IV. 3. 4 – Production du distillateur

L'effet du débit massique m_j pour différentes profondeurs de l'eau δ_e sur la production journalière P_j lors de la journée du 24/04/2012 est mis en évidence par la figure IV.18. Il apparaît sur celle-ci que la production atteint son maximum pour m_j compris entre $10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$ et $2.10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$, Au-delà de cette valeur la production diminue progressivement. Cela est dû au fait que la température de sortie du capteur thermique est plus basse que celle de l'eau dans le bassin, ce qui diminue l'écart δT_{v-s} et se traduit par conséquent par une baisse de la production.

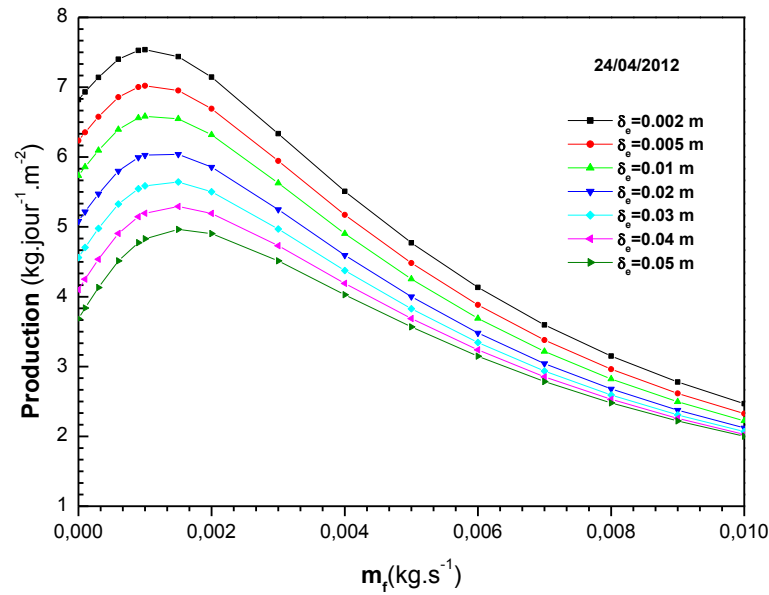


Figure IV. 18 : Variation de la production journalière en fonction du débit massique

Les productions à chaque minute P_m , des différents distillateurs (passif (DP), actif (DA), passif muni de réflecteurs interne et externe (DP+RIE) et un autre actif muni de réflecteurs interne et externe (DA+RIE) pour un débit massique m_f de 0.001 kg/s, lors de la journée du 08/01/2012 ont été comparées (figure IV.19).

Il est aisé de noter sur la figure IV.20, l'effet positif des réflecteurs sur la production journalière du distillateur passif comparativement à celui d'un distillateur actif (la production du premier est améliorée de 2 kg/jour par rapport au second).

La production journalière des différentes configurations de distillateurs étudiées, pour les journées du 08 janvier, du 24 avril et du 18 juillet est illustrée par la figure IV.21. Il apparaît que l'effet des réflecteurs est plus important que celui du capteur solaire durant la période hivernale comparativement aux autres périodes. L'augmentation de la production est respectivement de l'ordre de 150,23 % en l'hiver, 47,63 % en printemps et 31,45 % en l'été pour DA+RIE comparaison à DP.

L'influence du capteur solaire sur la production journalière est qu'ant à elle significativement plus grande que l'effet des réflecteurs durant les périodes printanière et estivale par rapport à la période hivernale.

Pour cette raison, il est préférable d'utiliser les réflecteurs durant l'hiver, et d'intégrer le capteur solaire pendant le printemps et l'été.

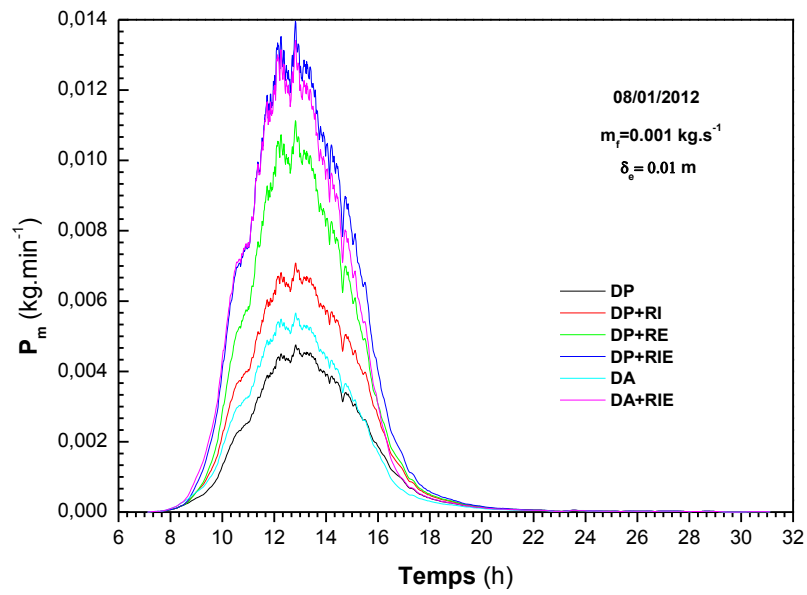


Figure IV.19 : Variation temporelle de P_m pour différentes configurations du distillateur

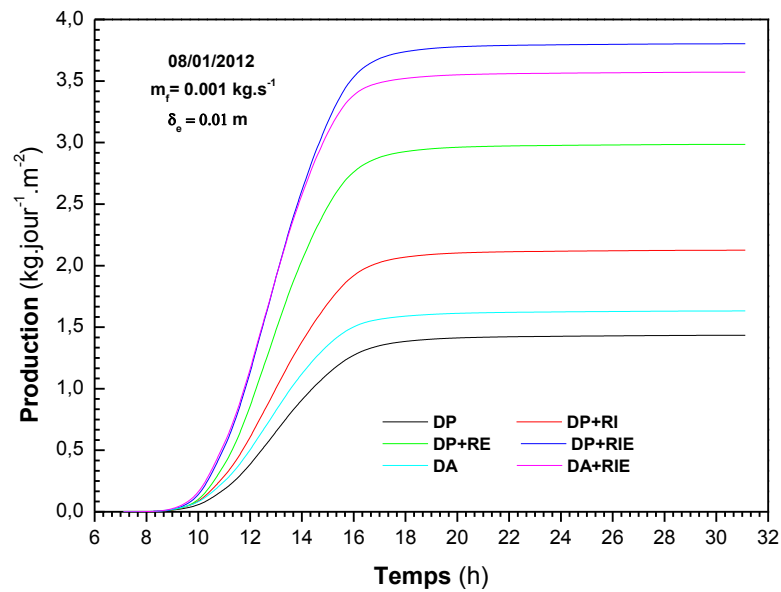


Figure IV.20 : Variation temporelle de la production journalière pour différentes configurations du distillateur

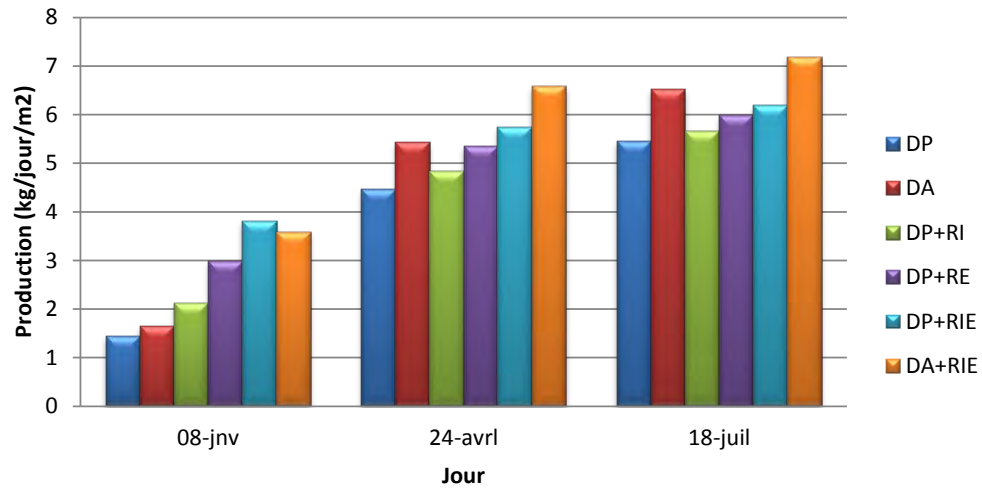


Figure IV. 21 : Production journalière pour différentes configurations du distillateur pour les trois jours choisis

L'effet d'épaisseur de la nappe d'eau sur la production instantanée P_m (chaque minute) en maintenant un débit de 0.002 kg/s est mis présent sur la figure IV.22. L'examen des différentes courbes permet de noter que la production est d'autant plus importante que l'épaisseur de la couche d'eau est plus faible, atteignant une valeur maximale à midi pour une profondeur d'eau égale à 5.10^{-3} m. Nous pouvons néanmoins observer que le maximum de production se décale avec l'épaisseur et se produit aux environs de 16h00 pour une profondeur de la couche d'eau de 0.15 m.

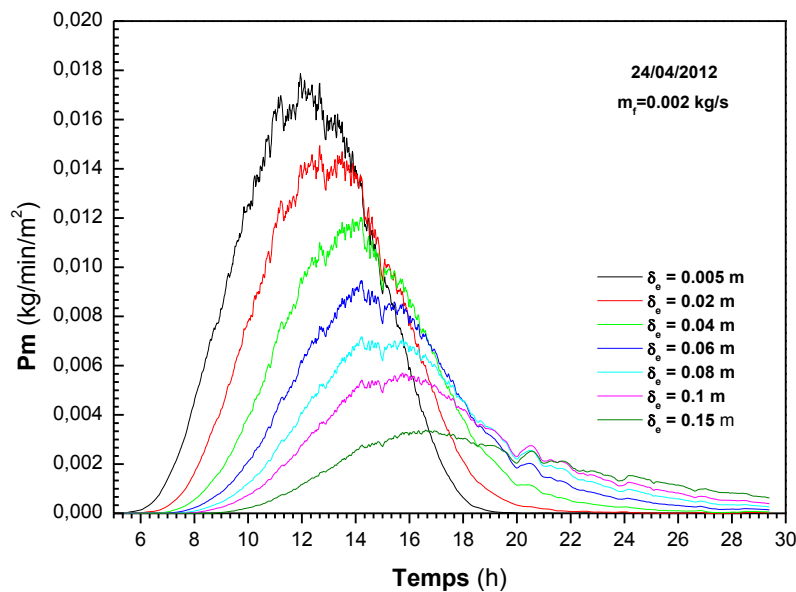


Figure IV. 22 : Profils temporels de la production pour différentes épaisseurs de la couche d'eau dans le bassin

L'observation des courbes de la figure IV.23 permet d'avancer que la production nocturne P_n est d'autant plus importante que l'épaisseur est grande. Cela est dû au phénomène de l'inertie thermique à savoir que la capacité calorifique d'une grande masse d'eau est plus élevée que celle d'une masse plus petite.

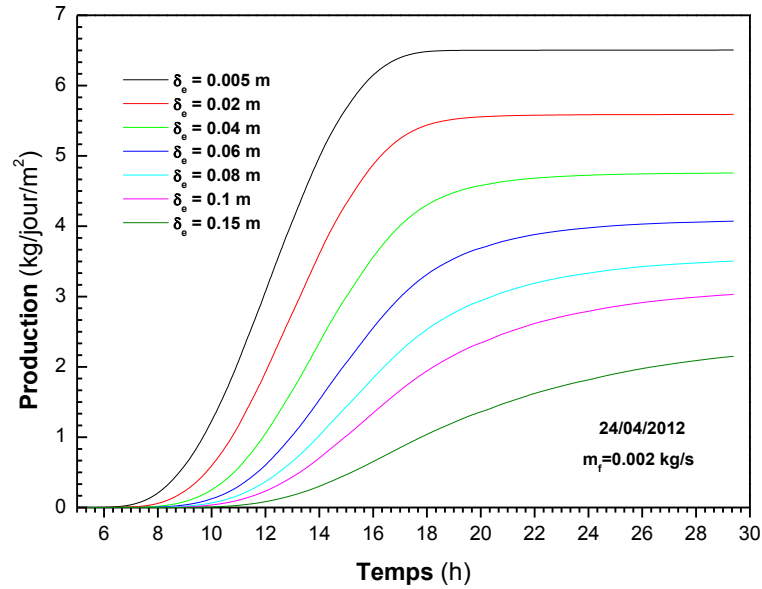


Figure IV. 23 : Profils temporels de la production journalière pour différentes épaisseurs de l'eau dans le bassin

IV. 3. 5 – Corrélations

Des corrélations entre la production journalière P_d , la vitesse du vent V et la profondeur de l'eau dans le bassin δ_e d'une part et entre la production, le débit massique m_f et la vitesse du vent d'autre part peuvent être proposées:

$$P_d = a \delta_e^b V^c \tag{IV.1}$$

$$m_f = cte$$

$$P_d = a m_f^b V^c \tag{IV.2}$$

$$\delta_e = cte$$

Les constantes a , b et c peuvent être calculées à partir des résultats numériques en utilisant la méthode des moindres carrés. Les étapes de calcul sont similaires à celles de El-sebaili [51]. L'ensemble des figures IV.24 à IV.29 présentent les calculs pour obtenir les corrélations pour les jours choisis de l'année.

- détermination de la constante c :

L'introduction de la fonction logarithmique à l'équation (IV.1) a été faite. On obtient ainsi l'équation suivante :

$$\ln P_d = \ln(a \delta_e^b) + c \ln V \quad (\text{IV.3})$$

Par la suite, On a tracé la courbe $\ln P_d = f(\ln V)$ pour différentes valeurs de δ_e (figures : IV.24, IV.25, IV.26) où la moyenne des pentes représente la constante c .

- détermination de a et b :

A partir de l'équation (IV.3), on a obtenu l'équation suivante :

$$\ln\left(\frac{P_d}{V^c}\right) = \ln a + b \ln \delta_e$$

L'intersection entre l'axe (oy) et la courbe permet de calculer $\ln a$, d'où l'évaluation de la constante a . Quant à la constante b , elle est obtenue par la pente de la courbe représentative de l'équation :

$$\ln\left(\frac{P_d}{V^c}\right) = f(\ln \delta_e) \quad (\text{IV.4})$$

De la même manière, nous pouvons déterminer les constantes de l'équation (IV.2) qui décrit la production journalière P_d en fonction du débit massique de l'eau m_f et la vitesse du vent V

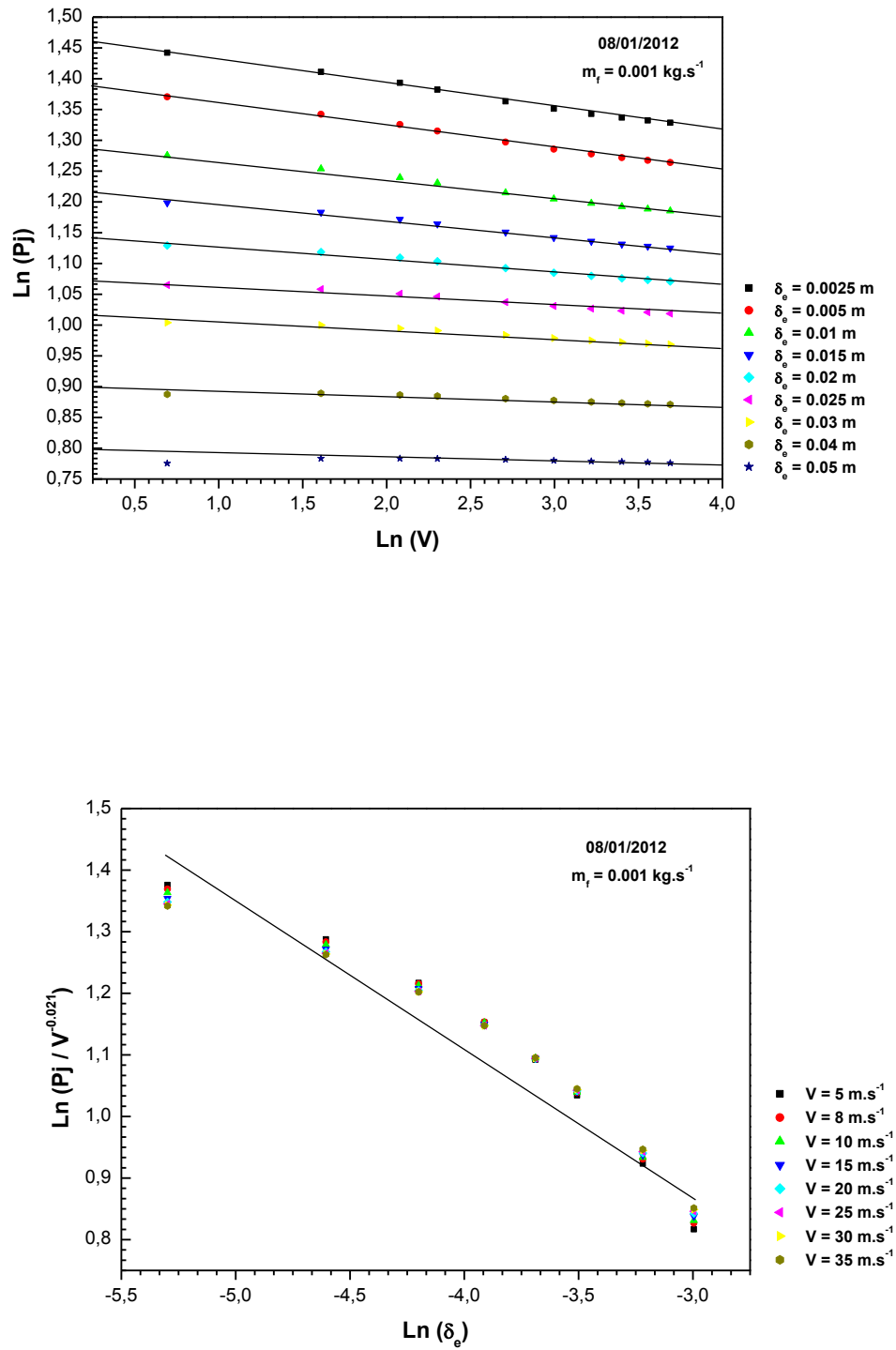


Figure IV. 24 : Corrélation de la production avec la vitesse du vent pour différentes valeurs de l'épaisseur de l'eau pour le jour d'hiver.

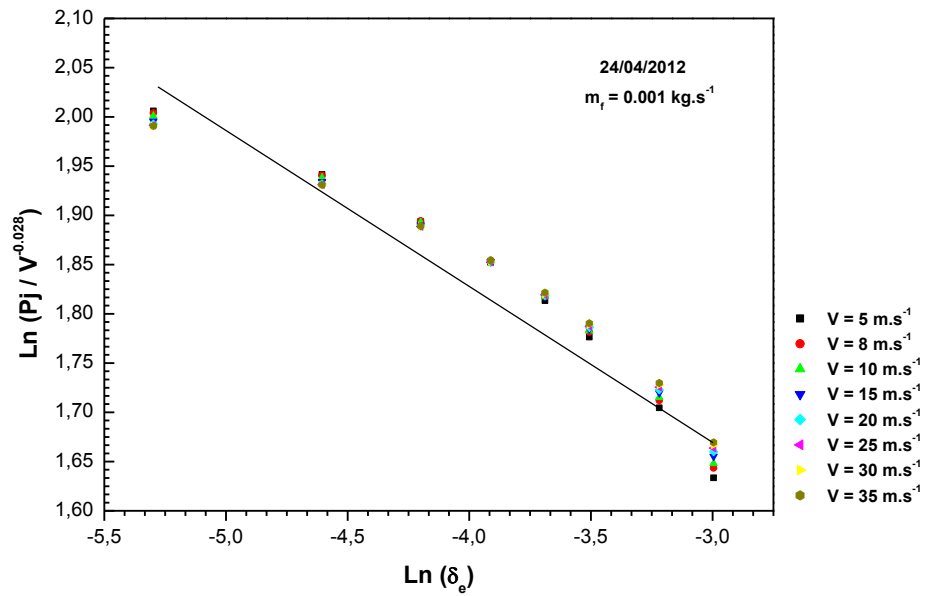
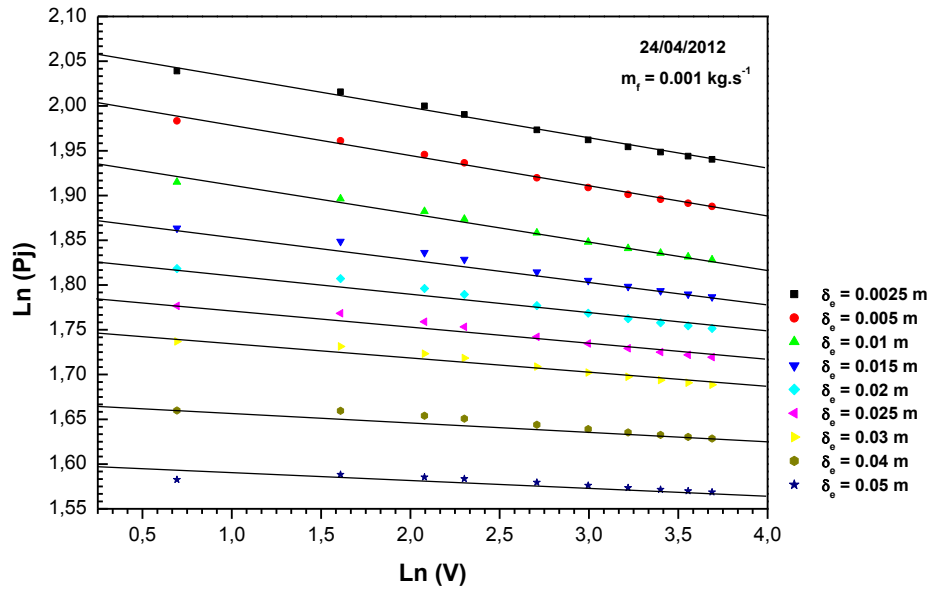


Figure IV. 25 : Corrélation de la production avec la vitesse du vent pour différentes valeurs de l'épaisseur de l'eau pour le jour du printemps.

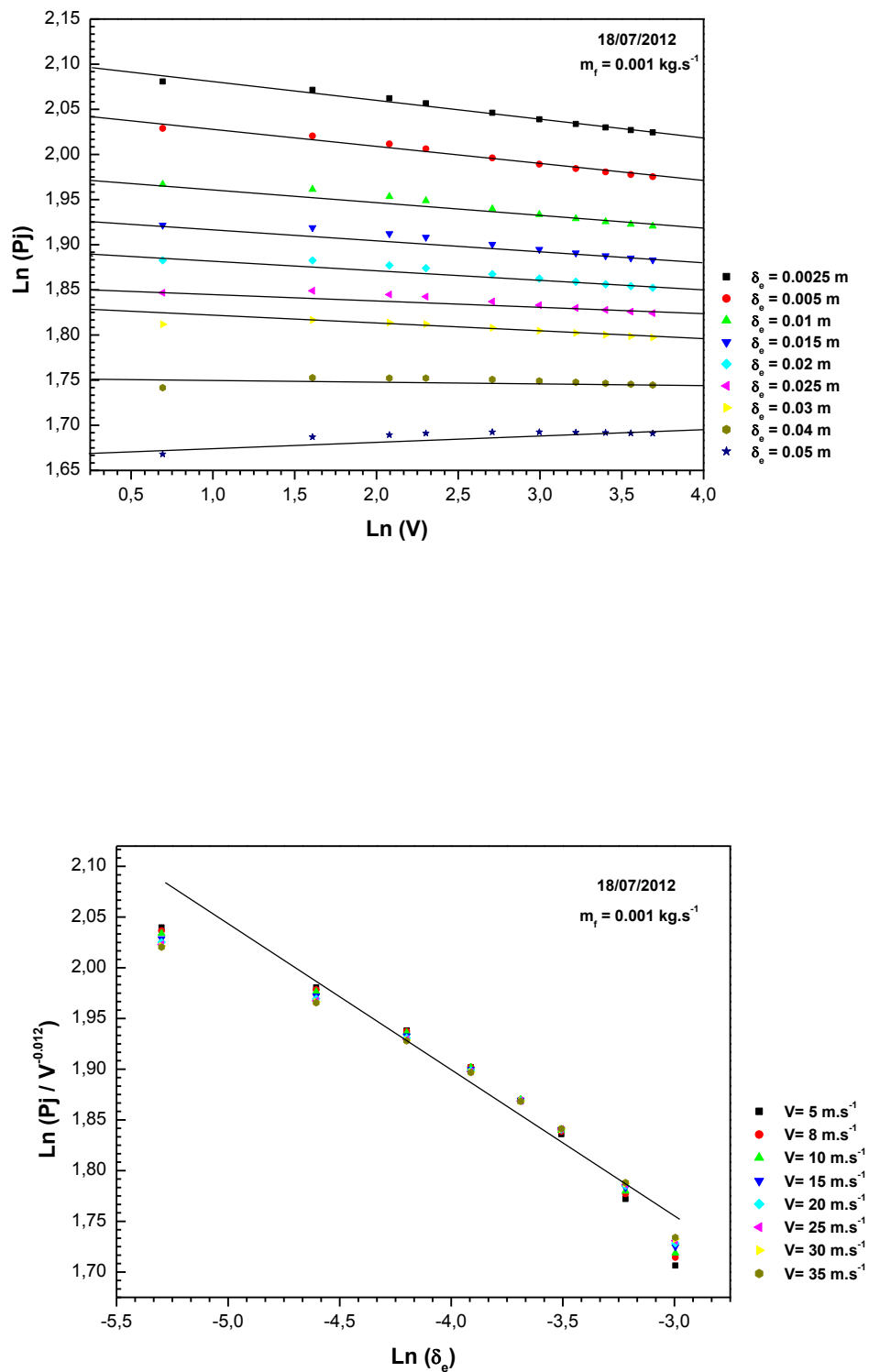


Figure IV. 26 : Corrélation de la production avec la vitesse du vent pour différentes valeurs de l'épaisseur de l'eau pour le jour d'été.

Les corrélations obtenues pour les jours choisis sont :

- Pour le jour d'été :

$$P_d = 8.24 \delta_e^{-0.154} V^{-0.012} \quad \text{pour} \quad \dot{m}_f = 0.001 \text{ kg.s}^{-1}, \quad 2.510^{-3} \text{ m} \leq \delta_e \leq 5.10^{-2} \text{ m}$$

$$\text{et} \quad 5 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 35 \text{ m.s}^{-1}$$

$$P_d = 6.311 m_f^{0.064} V^{-0.03} \quad \text{pour} \quad \delta_e = 0.01 \text{ m}, \quad 10^{-4} \text{ kg.s}^{-1} \leq m_f \leq 10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$$

$$\text{et} \quad 2 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 40 \text{ m.s}^{-1}$$

- Pour le jour d'hiver :

$$P_d = 4.3633 \delta_e^{-0.244} V^{-0.021} \quad \text{pour} \quad \dot{m}_f = 0.001 \text{ kg.s}^{-1}, \quad 2.510^{-3} \text{ m} \leq \delta_e \leq 5.10^{-2} \text{ m}$$

$$\text{et} \quad 5 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 35 \text{ m.s}^{-1}$$

$$P_d = 3.484 m_f^{0.0162} V^{-0.043} \quad \text{pour} \quad \delta_e = 0.01 \text{ m}, \quad 10^{-4} \text{ kg.s}^{-1} \leq m_f \leq 6.10^{-4} \text{ kg.s}^{-1}$$

$$\text{et} \quad 2 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 40 \text{ m.s}^{-1}$$

- Pour le jour du printemps :

$$P_d = 7.93 \delta_e^{-0.162} V^{-0.028} \quad \text{pour} \quad \dot{m}_f = 0.001 \text{ kg.s}^{-1}, \quad 2.510^{-3} \text{ m} \leq \delta_e \leq 5.10^{-2} \text{ m}$$

$$\text{et} \quad 5 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 35 \text{ m.s}^{-1}$$

$$P_d = 6.192 m_f^{0.054} V^{-0.042} \quad \text{pour} \quad \delta_e = 0.01 \text{ m}, \quad 10^{-4} \text{ kg.s}^{-1} \leq m_f \leq 10^{-3} \text{ kg.s}^{-1}$$

$$\text{et} \quad 2 \text{ m.s}^{-1} \leq V \leq 40 \text{ m.s}^{-1}$$

Les corrélations précédentes sont valables pour δ_e en cm et m_f en g/s.

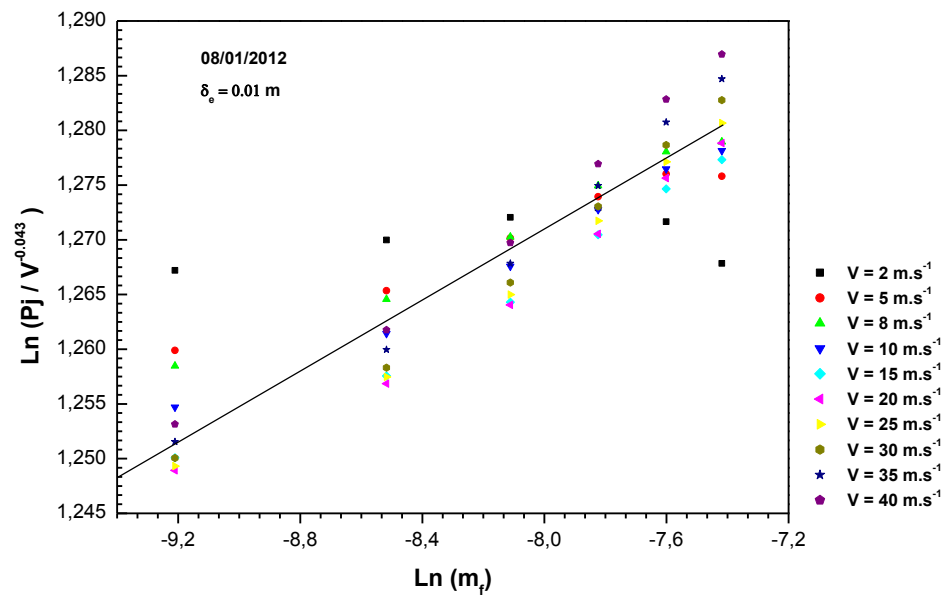
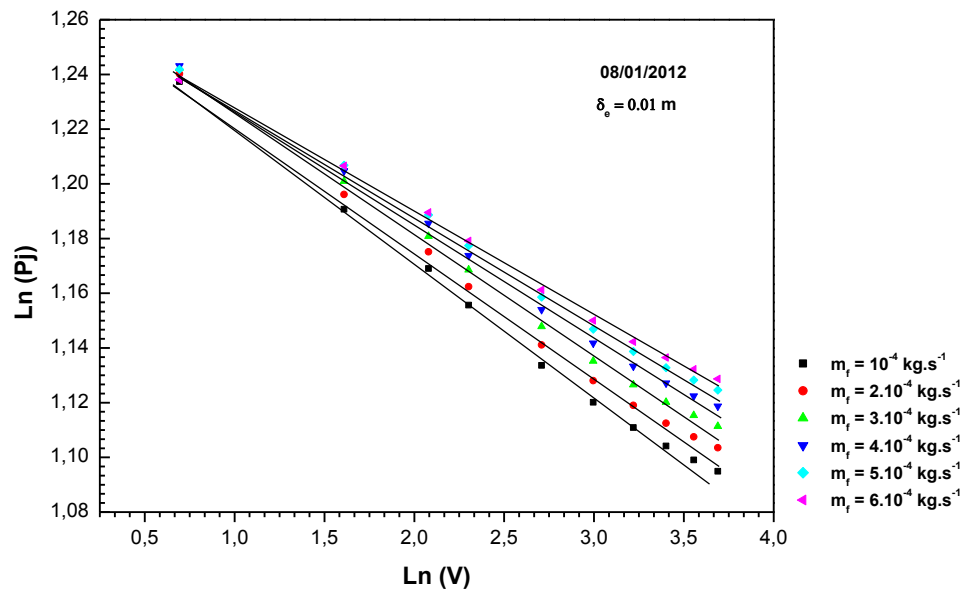


Figure IV. 27 : Corrélation de la production avec le débit massique pour différentes valeurs de la vitesse du vent pour le jour d'hiver.

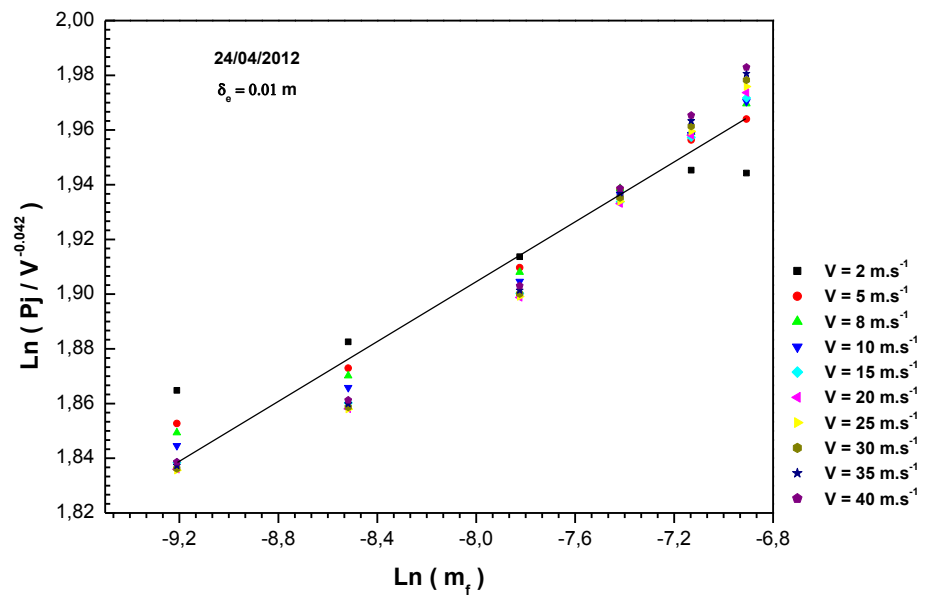
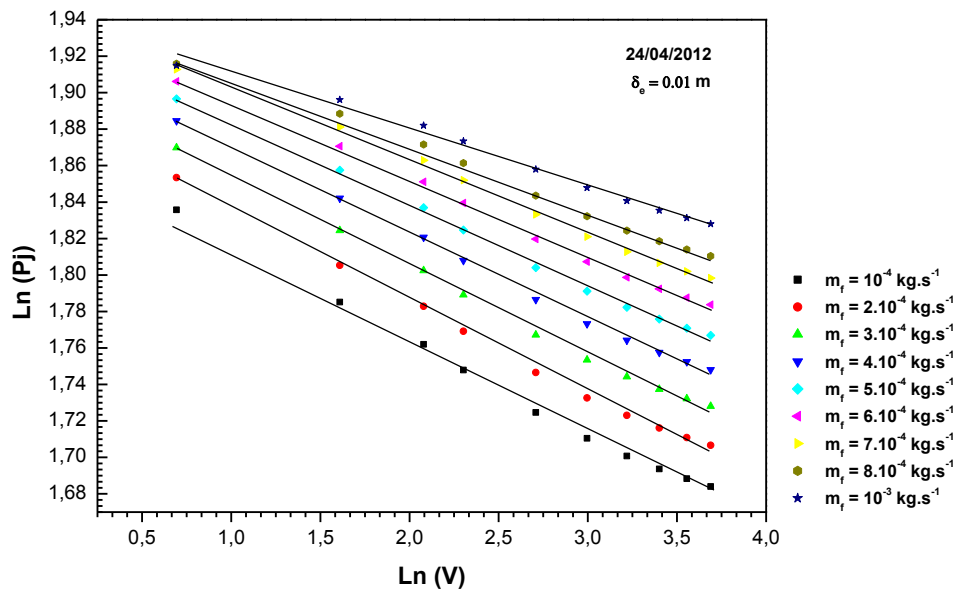


Figure IV. 28 : Corrélation de la production avec le débit massique pour différentes valeurs de la vitesse du vent pour le jour du printemps.

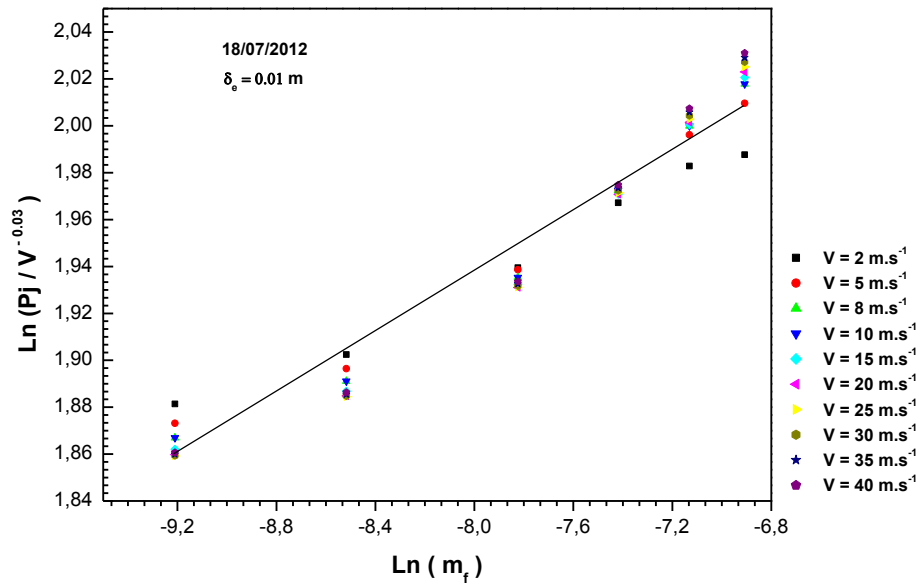
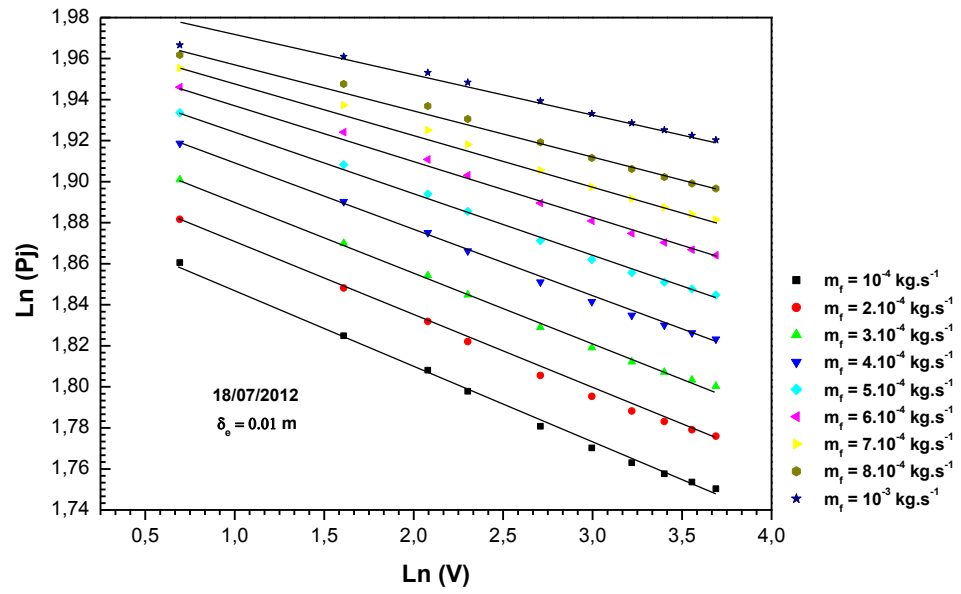


Figure IV. 29 : Corrélation de la production avec le débit massique pour différentes valeurs de la vitesse du vent pour le jour d'été.

IV. 4 – Chauffe-eau solaire photovoltaïque/thermique

IV. 4. 1 – Choix des résistances

Le choix approprié des résistances qui vont être liées au générateur PV, demeure un des éléments majeurs à prendre en considération lors de la conception d'un système PV-SDHW.

La résistance optimale de la charge du générateur PV qui correspond à la puissance maximale, varie constamment avec l'éclairement et la température du générateur PV. En utilisant un nombre fini de résistances avec le générateur PV, le défi devient celui de déterminer quelles sont celles qui pourraient le plus possible tendre vers une résistance maximale sans interruption variable de puissance.

Fanny et Dougherty (1996) ont mené des investigations sur la puissance annuelle du générateur PV. Deux prototypes du système PV-SDHW qui ils ont construits à N.I.S.T (institut of standards and technologie) et à F.S.E.C (florid solar energy centre) ont été choisis. Les auteurs ont prouvé expérimentalement que le nombre optimal de résistances ohmiques est six.

Comme il est discuté dans le chapitre précédent, nous avons subdivisé l'éclairement solaire sur plusieurs intervalles, où chacun est associé à une valeur de résistance qui peut être obtenue par une configuration préétablie de connexion de résistances en parallèle.

La figure IV.30 illustre la variation des résistances optimales en fonction de l'éclairement pour le site de ksar challala durant l'année.

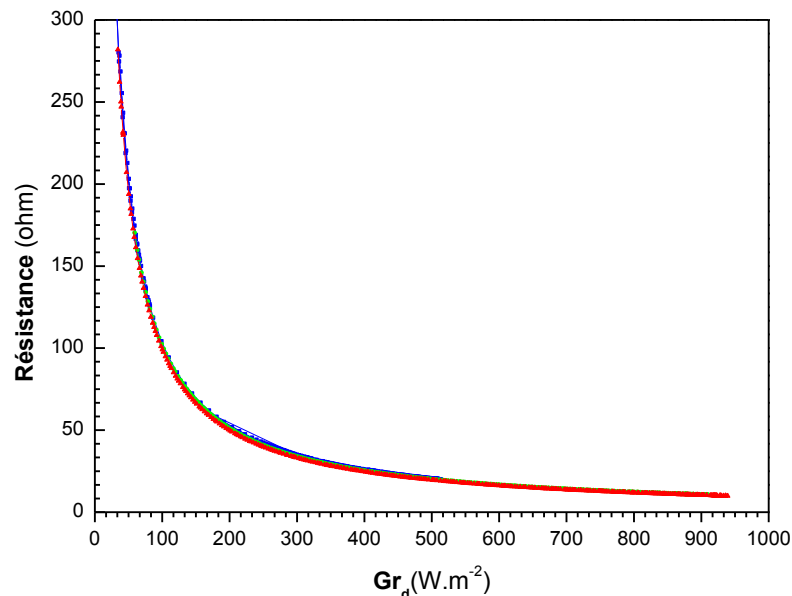


Figure IV. 30 : Résistance optimale en fonction de l'éclairement durant l'année pour le site de Ksar Challala

Les résultats de la résistance optimale en fonction de l'éclairement, obtenus en utilisant les données de Ksar Challala, ont permis d'établir des intervalles d'éclairement solaire associés à des valeurs de la résistance qui donnent la meilleure optimisation durant une année de fonctionnement (tableau IV.1).

Les valeurs nominales des résistances qui permettent de déterminer la résistance optimale de chaque intervalle sont consignées dans le tableau IV.2

Rayonnement direct (W/m ²)	Resistance (Ω)	Combinaison des resistances
$0 \leq G_{dr} < 180$	78.00	R1
$180 \leq G_{dr} < 360$	39.08	R1//R2
$360 \leq G_{dr} < 510$	23.59	R2//R4
$510 \leq G_{dr} < 680$	17.11	R4//R5
$680 \leq G_{dr} < 870$	13.05	R3//R4//R5
$870 \leq G_{dr}$	10.97	R2//R3//R5//R6

Tableau IV. 1: Résistances optimales calculées en fonction des intervalles de l'éclairement

Resistances	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Valeur (Ω)	78	78	54	34	34	11

Tableau IV. 2: Valeurs nominales des éléments chauffants

Les puissances électriques de fonctionnement du chauffe-eau, en utilisant les six résistances nominales, et maximale du générateur photovoltaïque en fonction de l'éclairement sont représentées sur la figure IV.31. L'examen des résultats montre qu'il existe une bonne adaptation de la charge avec la puissance maximale du générateur.

Le facteur d'adaptation CPI (rapport entre les puissances utile et optimale du générateur photovoltaïque) est un excellent indice pour mesurer l'adaptation du générateur avec la charge. Ce facteur a été calculé pour tester l'utilisation des six résistances nominales et les résultats obtenus (figure IV.32) montre qu'excepté pour les faibles valeurs d'éclairement solaire (inférieurs à 200 W/m²), le facteur d'adaptation est quasiment de 100% notamment entre 500 et 900 W/m².

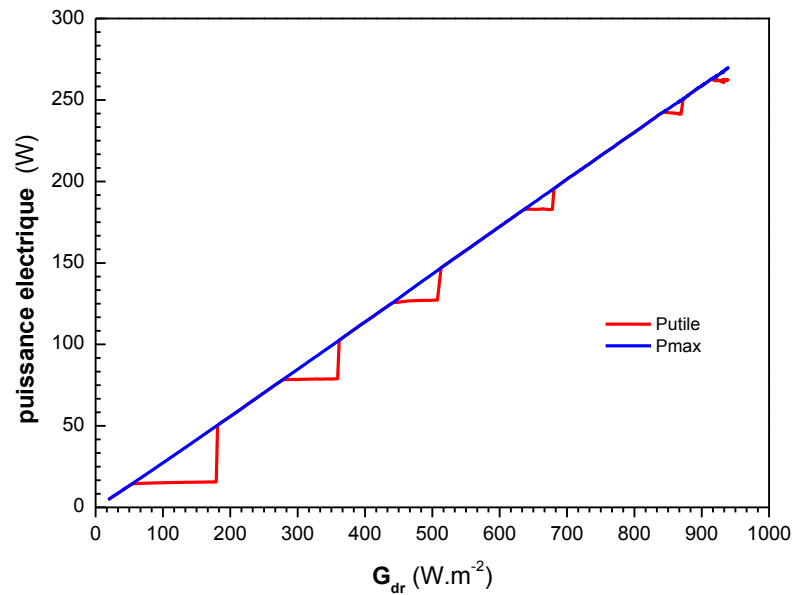


Figure IV. 31: Puissances utile et maximale du générateur photovoltaïque en fonction de l'éclairement.

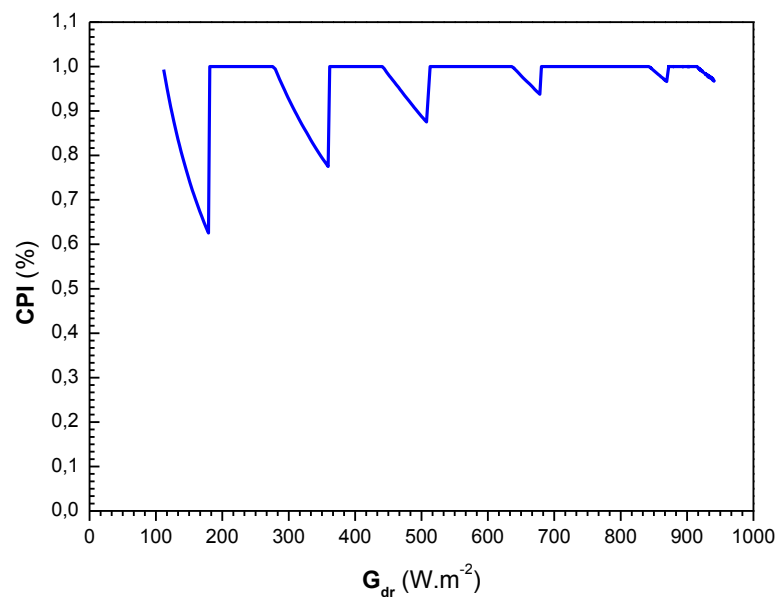


Figure IV. 32 : Facteur d'adaptation de la charge par rapport à la puissance maximale

IV. 4. 2 – Température du ballon de stockage

Les puissances électrique et thermique injectées dans le ballon de stockage respectivement par les résistances chauffantes et le capteur thermique pour les trois jours choisis de l’année sont illustrées par la figure IV.33. Il apparaît nettement que la puissance thermique est quasiment constante durant toute l’année et que la puissance électrique est largement dominante, ce qui se traduit par l’importance du rôle de cette dernière pour augmenter la température de l’eau dans le ballon (figure IV.34).

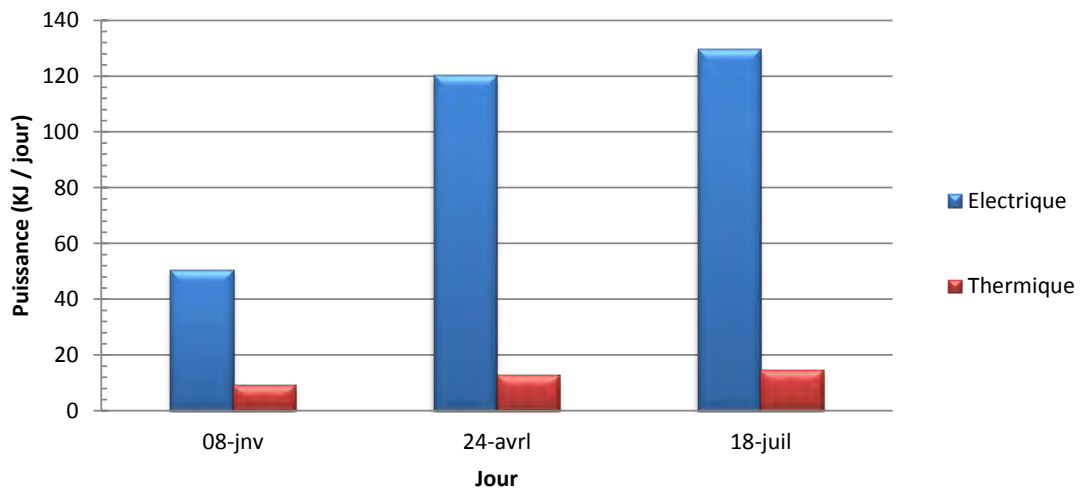


Figure IV. 33 : Puissances électrique et thermique injectées dans le ballon

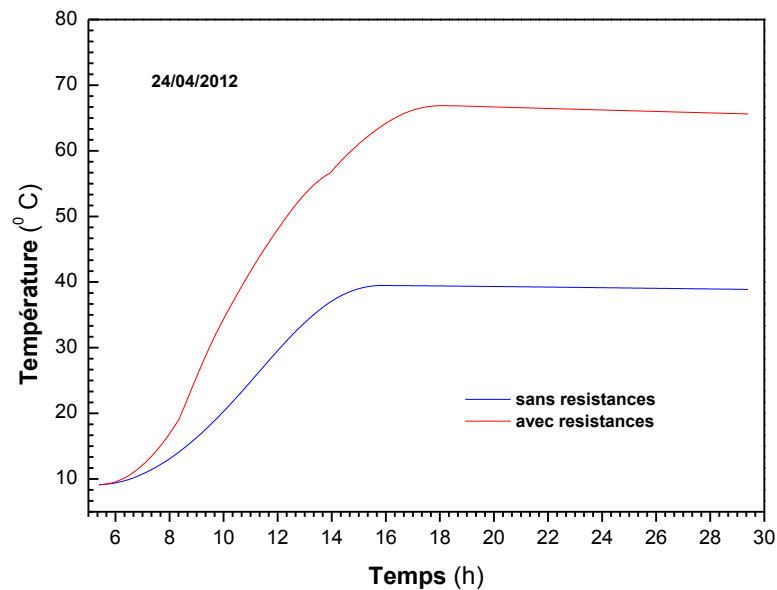


Figure IV. 34 : Variation temporelle de la température du ballon sans et avec les résistances

L'effet de la stratification sur la température moyenne du ballon de stockage pour la journée du 24/04/2012 est clairement mis en évidence sur la figure IV.35. La précision des résultats dépend du nombre de nœuds utilisés. Quand la solution numérique converge vers les résultats stables, le nombre de nœuds n'influe plus sur la solution (c'est le cas où l'erreur entre les solutions consécutives tend vers zéro).

Le comportement thermique du ballon de stockage a été simulé en utilisant respectivement 5, 10, 20, 30, 40, 50 et 60 nœuds.

Selon le nombre de nœuds, la température moyenne du ballon de stockage augmente avec l'accroissement du nombre de nœuds de 5 jusqu'à 60, pour lesquels la température moyenne du ballon est égale à celle obtenue dans le cas de 50 nœuds. Aussi le nombre de 50 nœuds est suffisant.

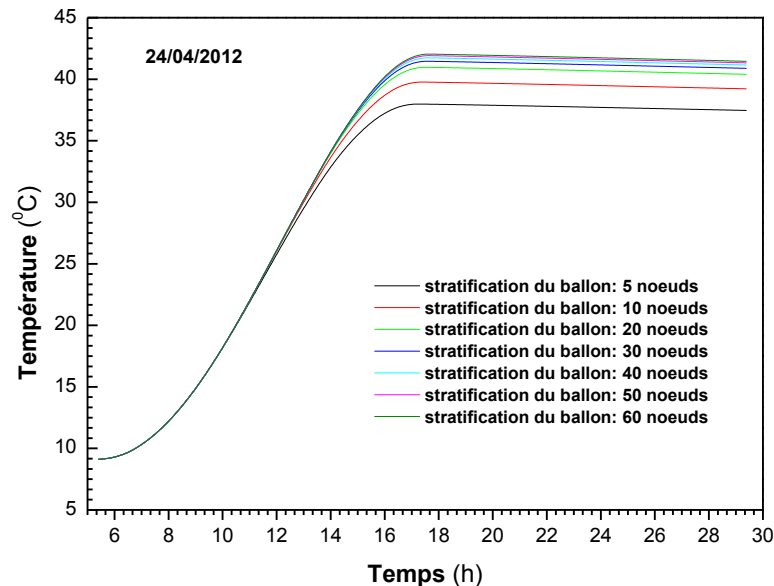


Figure IV. 35 : Effet de la stratification sur la température moyenne du ballon de stockage

L'examen des courbes de la figure IV.36, d'allure similaire pour les trois jours de l'année choisis, permet de constater que la température moyenne du ballon de stockage conventionnel augmente avec l'accroissement du débit massique, atteignant des valeurs maximales de 55°C, 42°C et 21.5°C, respectivement pour l'été et le printemps (pour un débit de 0.005 kg/s pour ces deux périodes) et pour l'hiver (pour un débit de 0.008 kg/s). Au-delà de ces valeurs de débit, la température régresse malgré l'augmentation du débit et ce jusqu'à une valeur de 0.07 kg/s, à partir de laquelle les températures restent constantes pour les trois jours considérés.

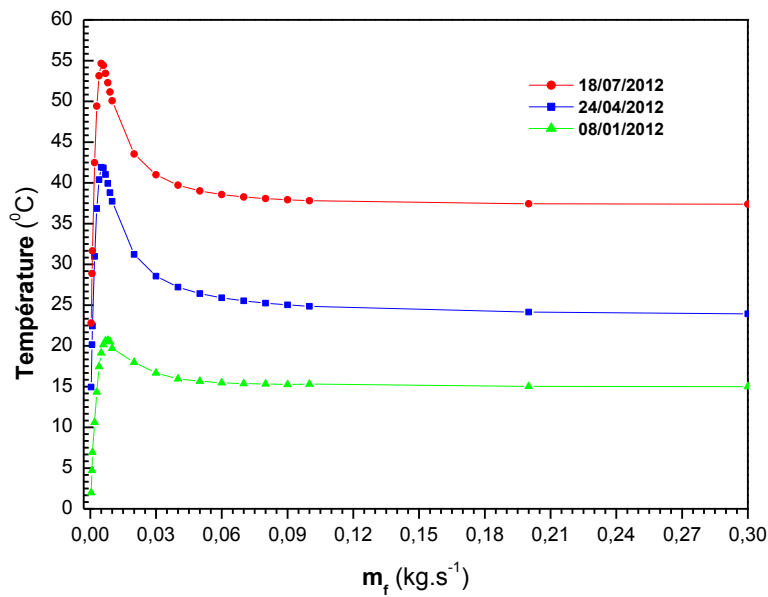


Figure IV. 36 : Variation de la température moyenne du ballon en fonction du débit massique du capteur solaire pour les trois jours choisis

Les températures du ballon de stockage pour les trois jours considéré de l’année dans le cas d’un ballon conventionnel et celui muni de résistances de chauffage, sont représentées respectivement sur les figures IV.37 et IV.38.

Il apparait dans les deux cas, que le maximum de température est obtenu en été. Par ailleurs, l’ajout des résistances de chauffage au ballon de stockage augmente significativement sa température moyenne.

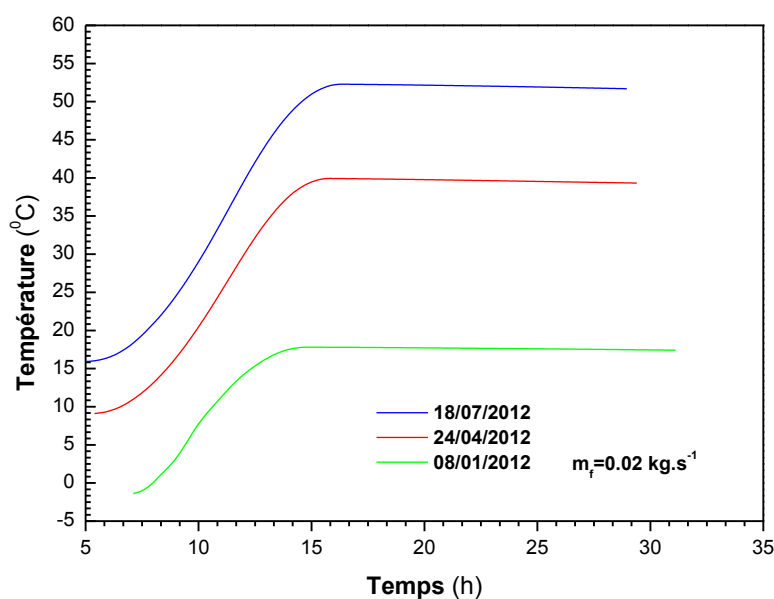


Figure IV. 37 : Température moyenne du ballon conventionnel pour trois jours de l’année

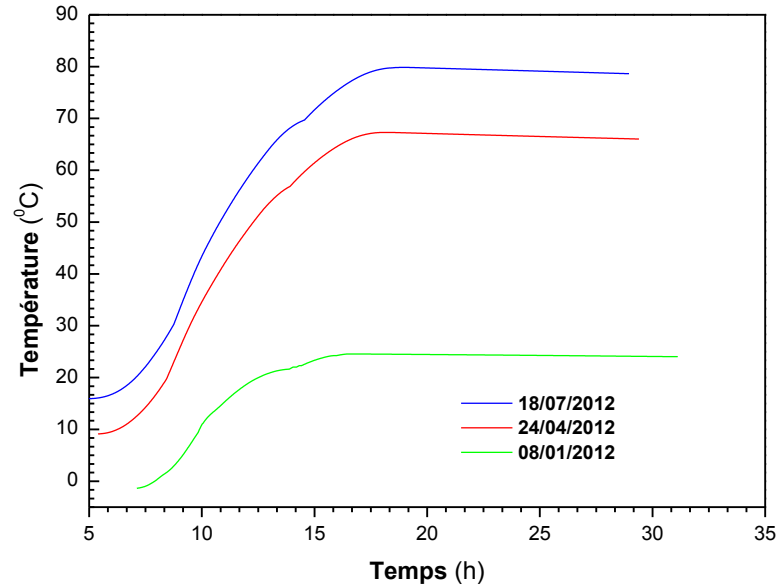


Figure IV. 38 : Température moyenne du ballon couplé avec le générateur PV pour trois jours de l'année

Une étude comparative des températures moyennes du ballon de stockage et de la sortie du capteur hybride PV/T durant la journée du 24/04/2012 est présentée par la figure IV.39.

Nous remarquons que les températures maximales pour les deux cas précités sont largement décalées dans le temps. En effet, la température du capteur atteint sa valeur maximale pendant la période d'ensoleillement (entre 9h00 et 16h00), alors que la température maximale du ballon de stockage est atteinte lors de la période nocturne.

Ce qui permet de déduire que l'alimentation du distillateur solaire par l'eau extraite du capteur hybride durant la période diurne et par l'eau emmagasiné dans le ballon de stockage durant la période nocturne, permettra une production continue (durant les 24h de la journée) conduisant ainsi à une production meilleure.

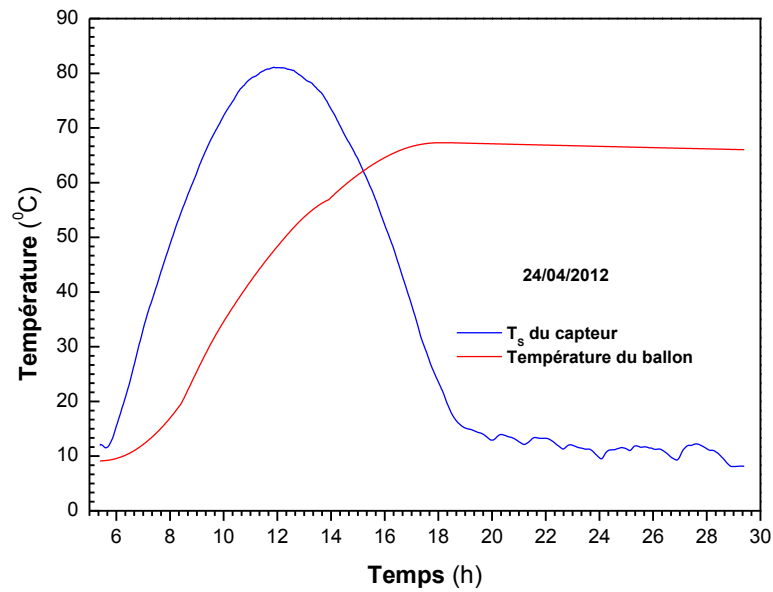


Figure IV. 39 : Evolutions temporelles des températures moyennes du ballon et de la sortie du capteur solaire

IV. 5 – Couplage du distillateur solaire amélioré avec le chauffe-eau PV/T

Dans cette partie, notre intérêt porte sur l'étude du couplage du distillateur solaire amélioré avec le PV-SHW.

Le ballon de stockage muni de résistances chauffantes et couplé à un champ de distillateurs solaires pour avoir une production continue (24h/24h) peut être simultanément couplé à un système de chauffage domestique. Un système hybride (distillation/chauffage) est ainsi obtenu.

IV. 5. 1 – Effet de l'écart de température et de la pression sur la production

L'amélioration du rendement du distillateur en l'intégrant à un ballon de stockage muni de résistances chauffantes est réalisée durant la période nocturne où la température ambiante est basse, ce qui permet d'augmenter la condensation de la vapeur sur la face interne de la vitre.

L'énergie thermique emmagasinée dans le ballon de stockage sous forme d'eau chaude accélère le processus d'évaporation dans le bassin durant la période nocturne. L'amélioration des processus (évaporation/condensation) qui se produisent dans le distillateur permet d'augmenter la quantité d'eau distillée produite.

Les variations temporelles des écarts de température δT_{v-s} pour différentes épaisseurs de l'eau dans le bassin pour la journée du 24/04/2012 et pour un débit massique de l'eau dans le ballon de

stockage mb de l'ordre de 0.085 kg/s, sont représentées sur la figure IV.40. Il apparait deux phases bien distinctes (diurne et nocturne).

Dans la période diurne, la variation temporelle de δT_{v-s} en fonction de l'épaisseur est significative. De plus, cet écart est d'autant plus important que pour les épaisseurs sont faibles (petites masses).

Durant la période nocturne, nous pouvons remarquer que l'épaisseur a peu d'effet sur l'écart de température (courbes quasi-superposées) de plus et à l'inverse de la période diurne, c'est les grandes épaisseurs (grandes masses d'eau) qui conduisent aux plus importants écarts de températures (figure IV.41).

Ce qui peut être expliqué d'une part par le fait que le distillateur est alimenté par l'eau chaude contenue dans le ballon de stockage et d'autre part que la capacité calorifique d'une masse d'eau est d'autant plus importante que cette dernière est grande.

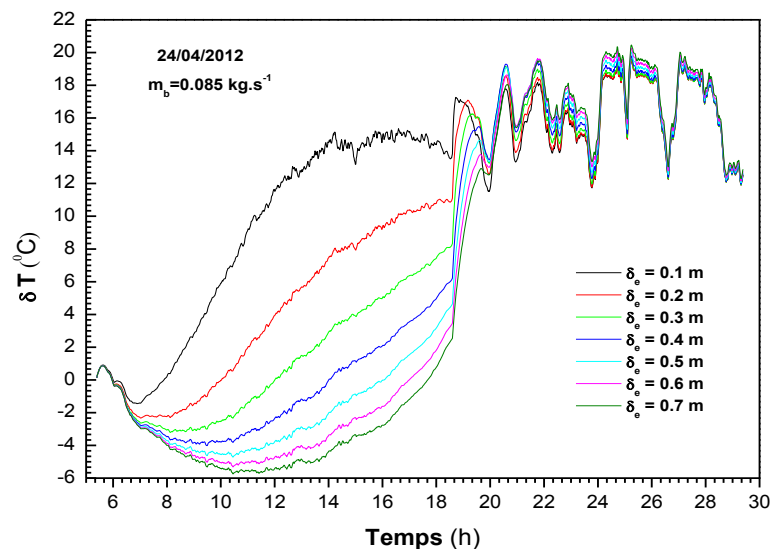


Figure IV. 40 : Variation temporelle de l'écart de température pour différentes épaisseurs de l'eau saumâtre

Ainsi, l'utilisation d'un ballon de stockage pour améliorer la production nocturne est une solution intéressante. La production du distillateur est étroitement liée à l'écart de température entre la saumure et la vitre [51] et à l'écart de pression de saturation de la vapeur d'eau dans le distillateur. Ces deux paramètres interviennent de manière significative dans le coefficient d'évaporation h_{ev} . L'augmentation de l'un ou de ces deux à la fois entraîne un accroissement du coefficient d'échange par évaporation, ce qui conduit à la plus production d'une plus grande quantité d'eau distillée. L'alimentation du distillateur par l'eau chaude stockée dans le ballon

pendant la période nocturne où la température ambiante est basse donne un écart de pression important conduisant à une augmentation de la production.

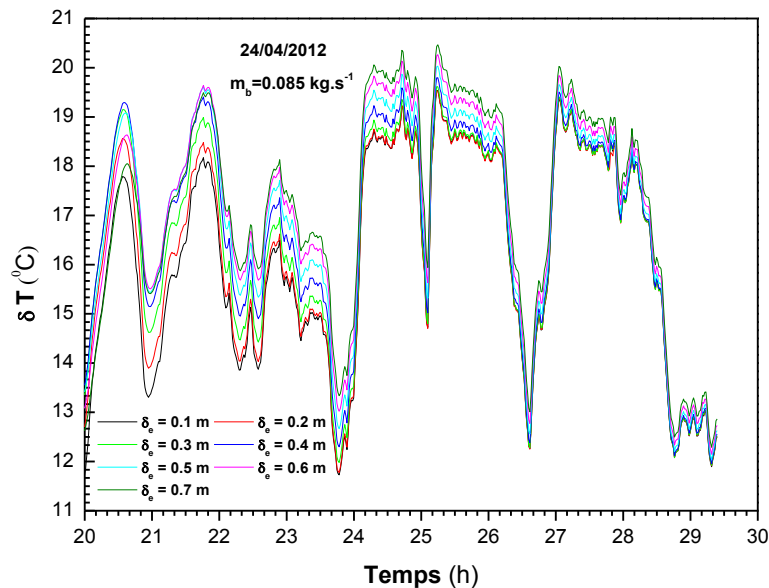


Figure IV. 41 : Variation temporelle de l'écart de la température pour différents épaisseur de l'eau saumâtre pendant la période nocturne

L'écart de pression δP entre la saumure et la vitre au cours de la journée du 24/04/2012 pour différents systèmes, distillateur sans ballon, avec ballon thermique (b_T), avec ballon thermique/PV (b_T/PV) est représenté sur la figure IV.42. Il apparait clairement que pendant la phase nocturne, l'écart de pression du distillateur sans stockage est faible. Par contre, l'écart de pression est important dans le cas où un système de stockage (b_T ou b_T/PV) est utilisé. En effet, deux facteurs engendrent la hausse de l'écart de pression, d'une part la pression de vapeur est augmentée par l'alimentation du distillateur en chaude du système de stockage (équation (III.71)), et d'autre part, la pression de vapeur est diminuée à la température de la vitre basse durant la phase nocturne (équation (III.72)).

L'évolution temporelle de l'écart de la température δT entre la saumure et la vitre pour les systèmes cités précédemment est similaire à celle de l'écart de pression δP (figure IV.43). Ainsi, et comme le montre cette figure, l'écart de température le plus important correspond au système b_PV/T. L'augmentation de δP et δT pendant la phase nocturne conduit à un coefficient d'évaporation h_{ev} plus important (figure IV.44) et par conséquent à une plus grande production (figure IV.45). Il apparait clairement que la production nocturne du distillateur couplé

à un ballon de stockage thermique/photovoltaïque (b_PV/T) est nettement supérieure à celle des autres systèmes.

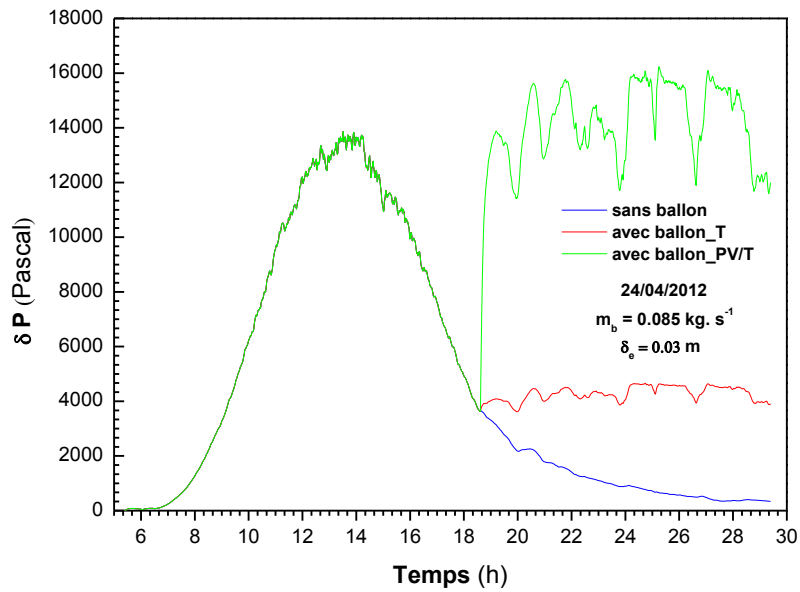


Figure IV. 42 : Ecart de la pression pendant la période nocturne pour les trois systèmes étudiés

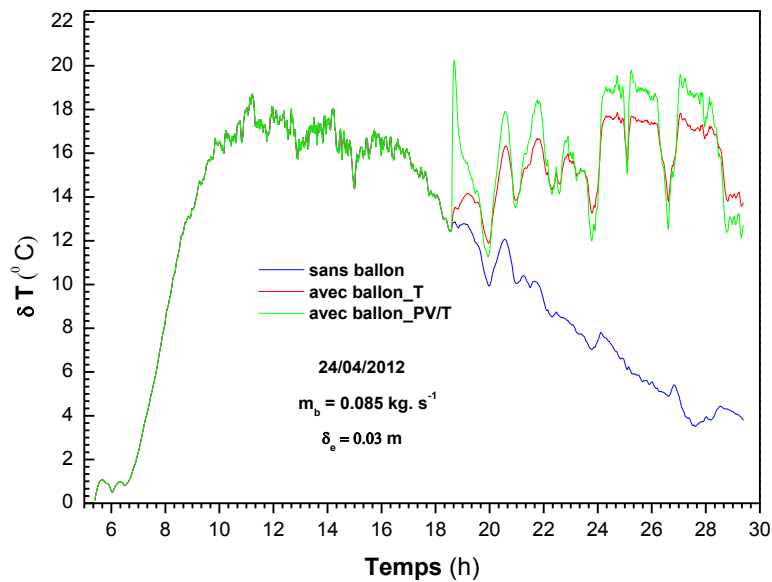


Figure IV. 43 : Ecart de la température pendant la période nocturne pour les trois systèmes étudiés

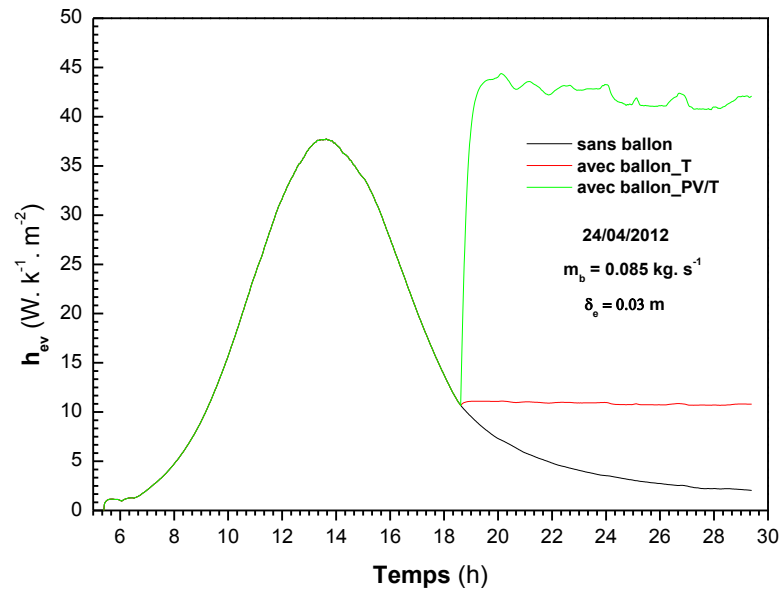


Figure IV. 44 : Coefficient d'évaporation pendant la période nocturne pour les trois systèmes

L'allure des courbes est similaire à celle trouvée dans la littérature [183]. Ces résultats sont confirmés en outre par ceux relatifs à la production pendant la période nocturne des trois systèmes, distillateur sans ballon, avec ballon_T et avec ballon_PV/T lors de la journée du 24/04/2012, pour un débit m_b de 0.085 kg/s et une épaisseur d'eau saumâtre de 0.03 m (figure IV.45).

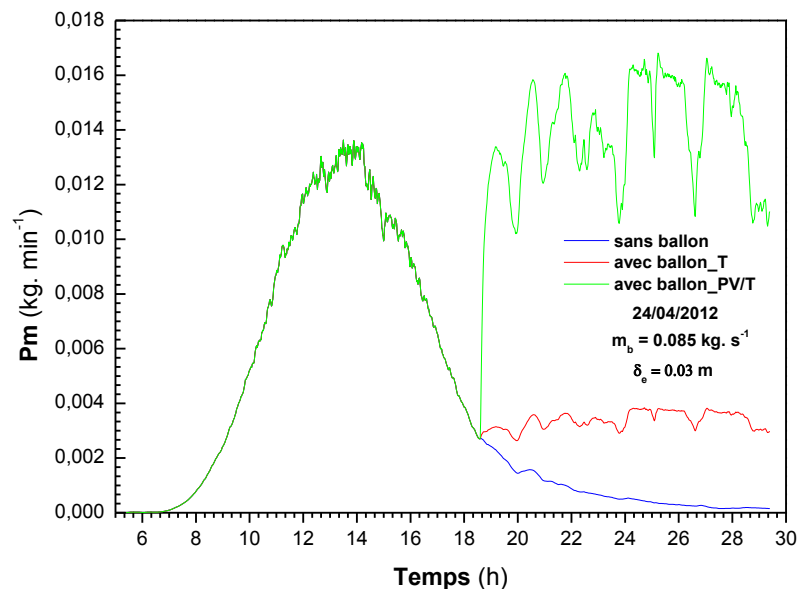


Figure IV. 45 : Production pendant la période nocturne pour les trois systèmes

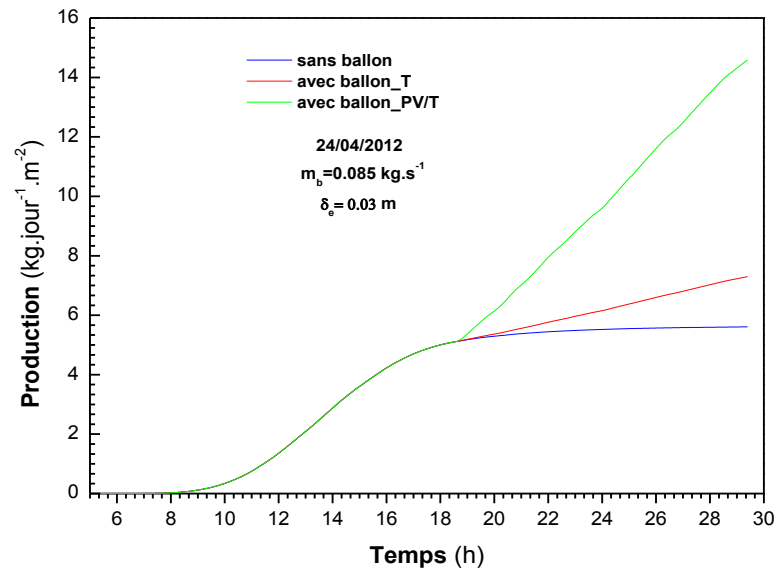


Figure IV. 46 : Production journalière dans la période nocturne pour les trois systèmes

L'alimentation d'un distillateur par l'eau chaude d'un ballon de stockage (qu'il soit thermique ou thermique/photovoltaïque) lorsque la température de la saumure est inférieure à celle de l'eau du ballon a de toute évidence un effet positif sur la production. Ainsi et comme nous pouvons l'observer sur la figure IV.47, l'utilisation d'un ballon b_T/PV conduit à une amélioration significative de la production de l'eau distillée pendant la période nocturne. On enregistre une augmentation de près de 41,65 % en hiver, de 160,67 % au printemps et de 149,97 % en été. Un accroissement de la production est également obtenu quand un ballon thermique est utilisé, avec néanmoins des valeurs moins importantes, de l'ordre de 36,17 % pour l'été, 30,20 % au printemps et 8,17 % en l'hiver.

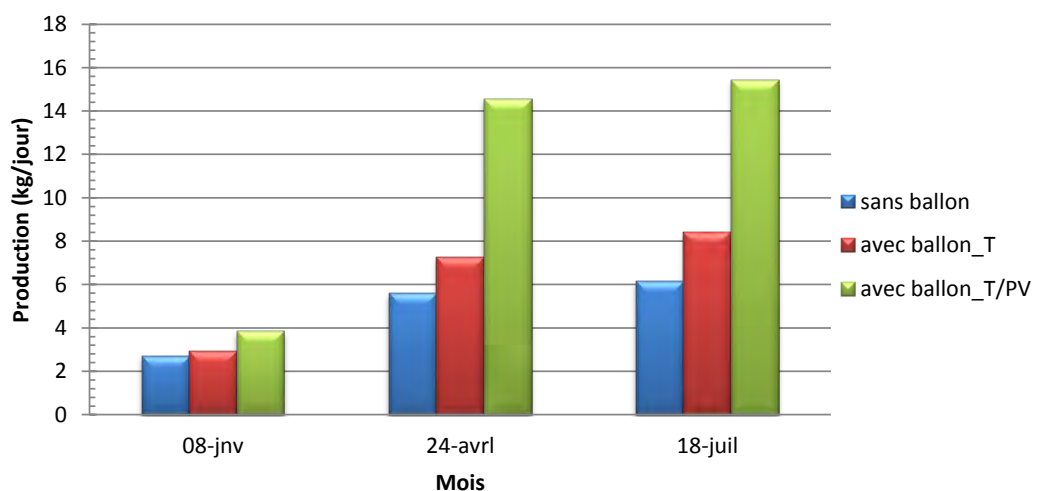


Figure IV. 47 : Production journalière des trois systèmes étudiés pour trois jours choisis de l'année

IV. 5. 2 – Effet du débit massique du ballon sur la production

L'effet du débit massique m_b de l'eau emmagasinée dans le ballon de stockage sur la production du distillateur solaire durant la période nocturne du 24/04/2012 pour une épaisseur de l'eau saumâtre étant de 0.05 m est illustré par la figure IV.48.

L'augmentation du débit massique m_b est accompagnée par une croissance significative de la production du distillateur cela est dû à l'accroissement de la quantité de chaleur débitée du ballon au bassin ce qui accélèrera le processus d'évaporation.

La hausse du coefficient d'évaporation de l'eau du bassin h_{ev} engendrée par l'accroissement du débit m_b comme illustre la figure IV.49, est le facteur principal qui amélioré la production.

Il est connu auparavant, tel que exposé dans l'équation III.70 que le coefficient h_{ev} dépend de deux variables : l'écart de température δT et l'écart de la pression de vapeur δP dans le distillateur, cette dernière résulte de l'accroissement du débit massique m_b (figure IV.50), ce qui conduit à des valeurs de h_{ev} plus élevés.

Néanmoins et contrairement à cette attente, l'écart de température δT diminue avec l'augmentation du débit m_b (figure IV.51) cela est dû principalement à la croissance du coefficient de convection $h_{v,e-v}$ entre l'eau saumâtre et la vitre (figure IV.52), ceci entrainera la diminution de la valeur δT avec l'augmentation de m_b . Par la suite, on en déduit que l'accroissement de la pression de vapeur dans le distillateur est le responsable sur l'amélioration de la production et non pas l'écart de la température (figure IV.53).

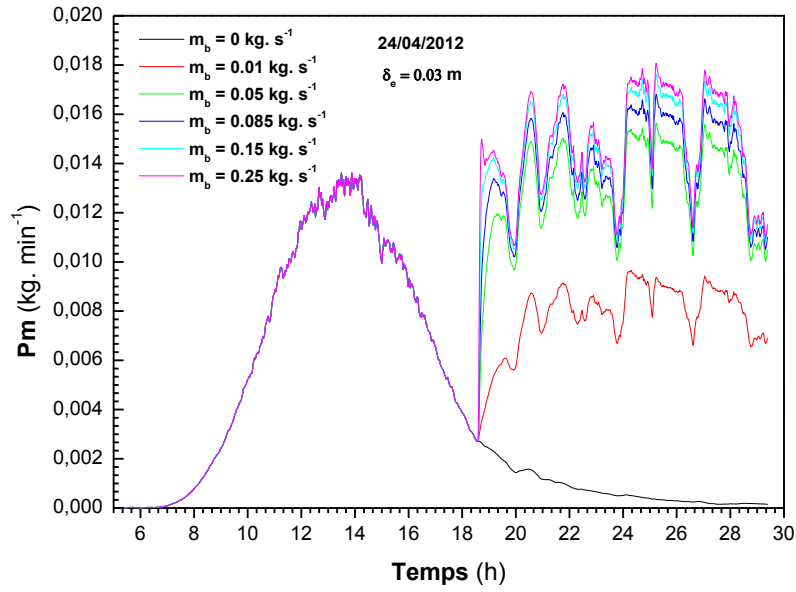


Figure IV. 48 : Evolution temporelle de la production dans la période nocturne pour différentes valeurs de m_b

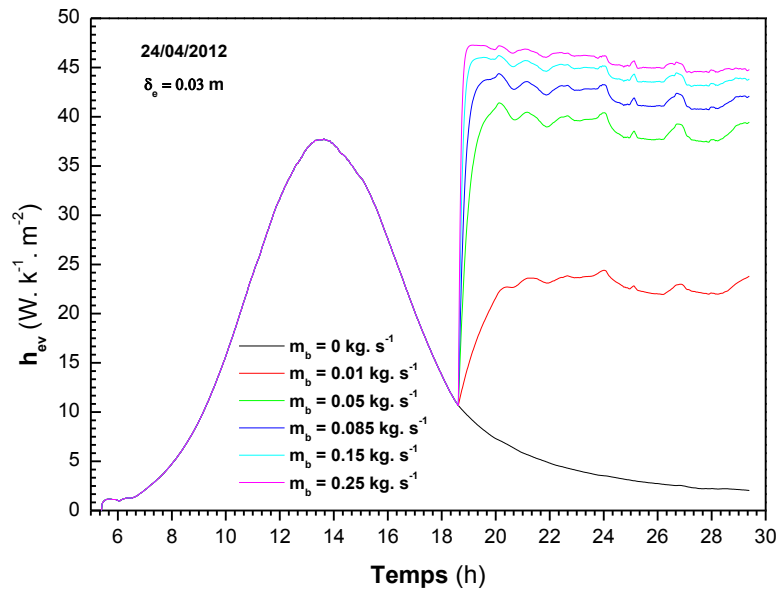


Figure IV. 49 : Coefficient h_{ev} dans la période nocturne pour différentes valeurs de m_b

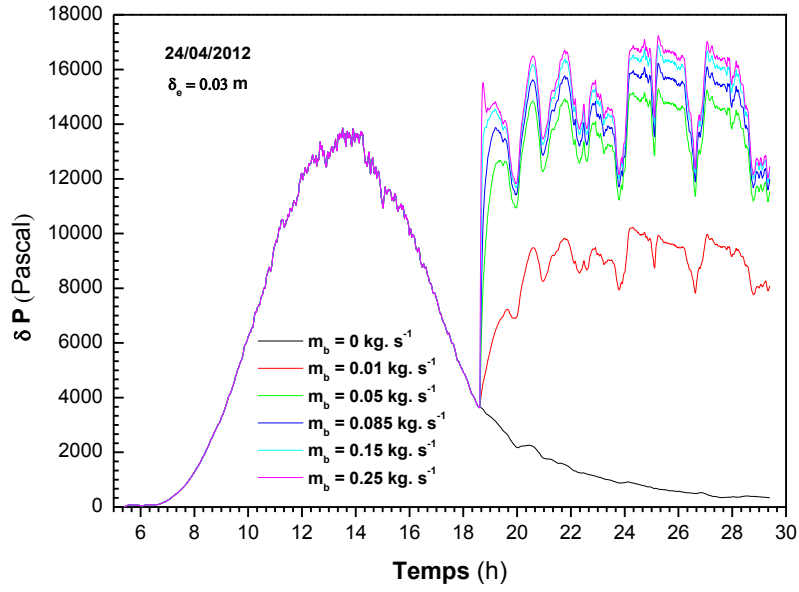


Figure IV. 50 : Variation temporelle de δP dans la période nocturne pour différentes valeurs de m_b

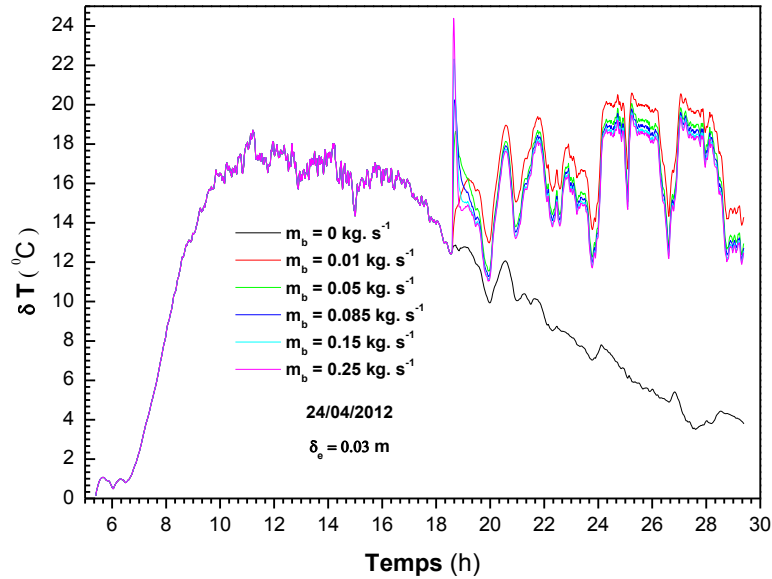


Figure IV. 51 : Variation temporelle de δT dans la période nocturne pour différents valeurs de m_b

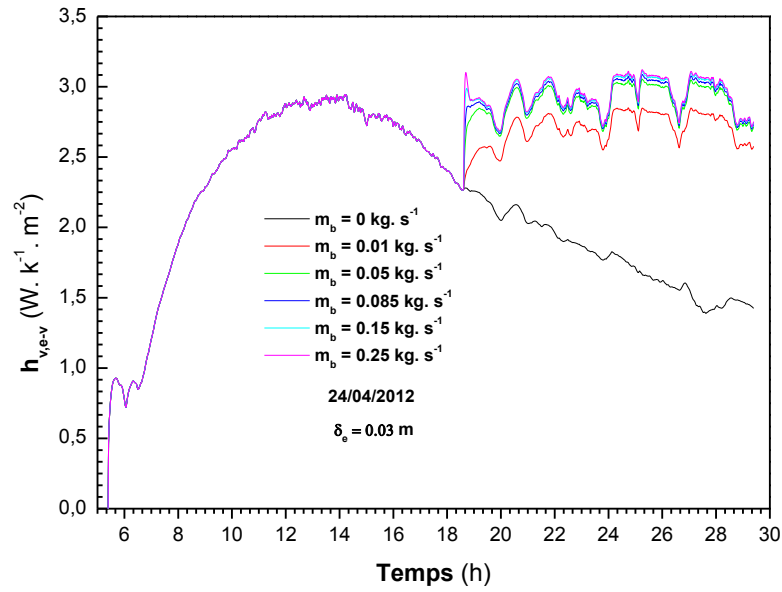


Figure IV. 52 : Variation temporelle du coefficient $h_{v,e-v}$ dans la période nocturne pour différentes valeurs de m_b

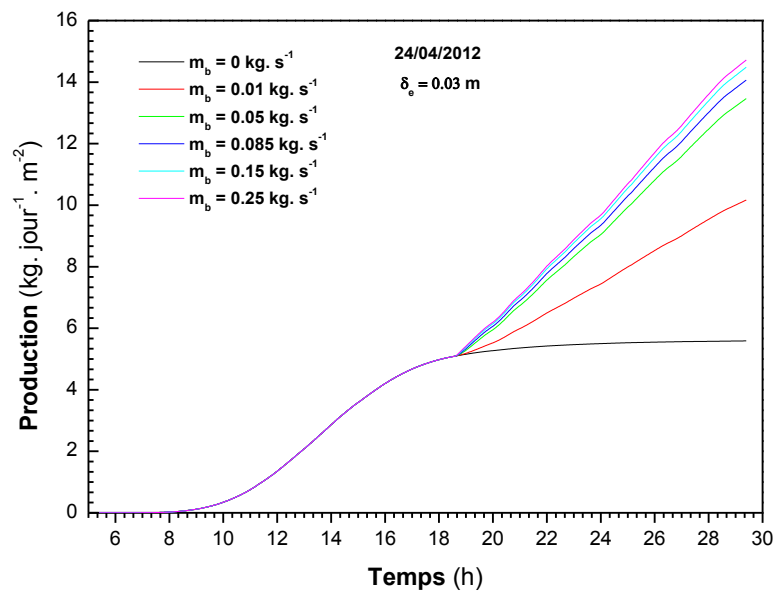


Figure IV. 53 : Variation temporelle de la production journalière dans la période nocturne pour différentes valeurs de m_b

IV. 5. 3 – Effet de l'épaisseur de la couche d'eau et de m_b sur la production nocturne

Les productions nocturnes en fonction de l'épaisseur de la couche d'eau ont été comparées pour trois jours de l'année (figure IV.54).

Il en ressort que, les courbes relatives aux trois jours sont d'allure similaire et présentent un maximum pour une épaisseur de 0.005 m, par la suite elles sont décroissantes, puis une croissance est de nouveau observée jusqu'aux valeurs d'épaisseurs de 0.38 m et de 0.5m respectivement en l'été et au printemps. Au-delà de ces valeurs, une légère baisse de production est de nouveau observée. Pour l'hiver, nous remarquons que l'augmentation de P_n continue légèrement avec l'épaisseur.

Ce qui peut être attribué d'une part, à l'inertie thermique des grandes masses d'eau et d'autre part à la baisse importante en hiver de la température ambiante qui conduit à une chute de la température de la vitre ce qui favorise par conséquent la condensation de la vapeur d'eau.

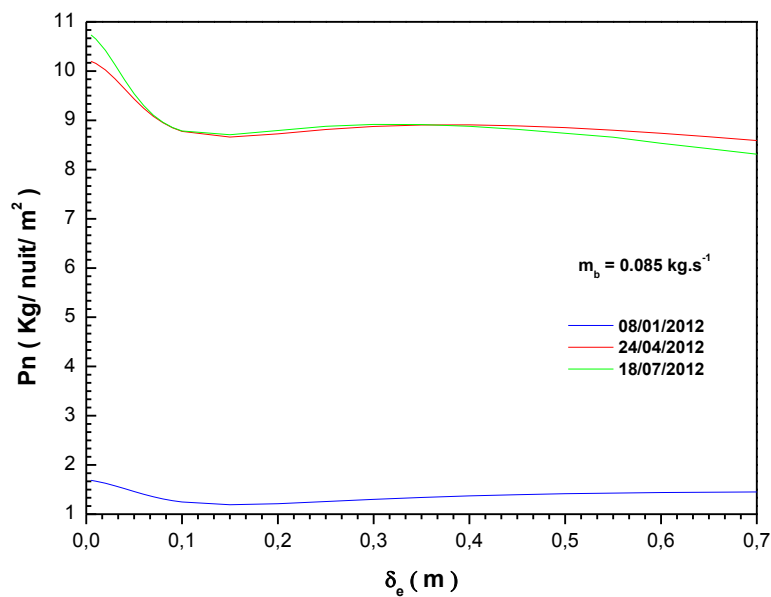


Figure IV. 54 : Variation de la production nocturne en fonction de l'épaisseur d'eau pour trois jours de l'année

La production journalière P_j du distillateur non couplé au ballon de stockage et la production nocturne P_n du même distillateur couplé avec le ballon, en fonction de l'épaisseur d'eau dans le bassin (le débit massique de l'eau sortant du ballon de stockage m_b , et celui de l'eau du capteur

solaires m_j étant respectivement égaux à 0.085 kg/s et 0.005 kg/s) sont présentées sur la figure IV.55. (Les productions P_j et P_n sont relatives au 24/04/2012).

Nous pouvons observer que l'écart entre les productions journalière et nocturne est d'autant plus important que l'épaisseur est grande. Cet écart est de 5.8 kg/m² pour une épaisseur de 0.005 m.

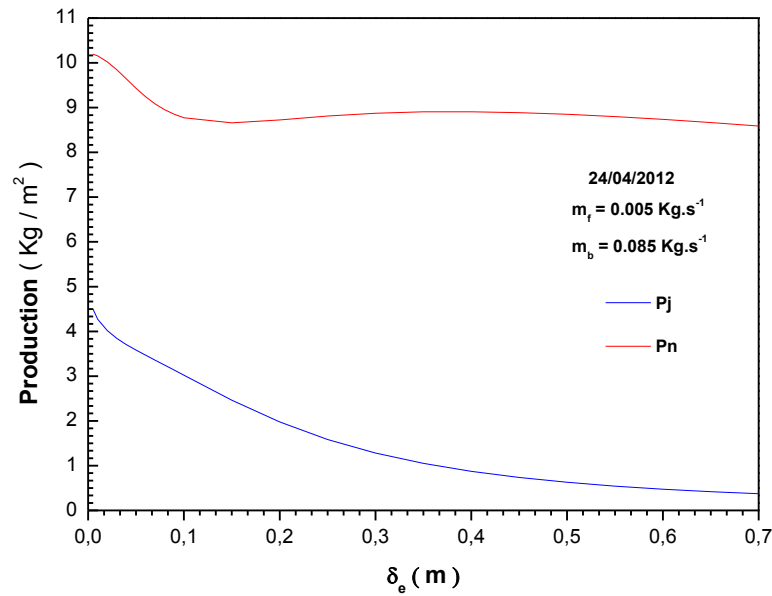


Figure IV. 55 : Productions nocturne et journalière en fonction de l'épaisseur d'eau

L'évolution de la production nocturne P_n en fonction du débit massique pour les trois jours choisis et pour une profondeur d'eau dans le bassin égale à 0.03 m est illustrée par la figure IV.56. Il est aisé de remarquer que la production P_n atteint son maximum à un débit massique de 0.085 kg/s, au-delà de cette valeur, P_n reste quasi constante.

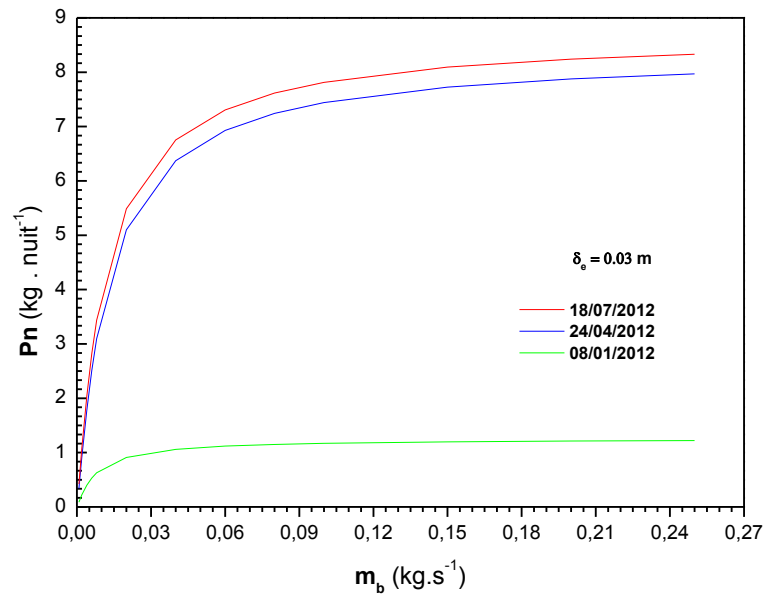


Figure IV. 56 : Production nocturne en fonction du débit massique du ballon pour les trois jours choisis

La variation de la production nocturne P_n avec la puissance électrique produite par le générateur PV et fournie aux résistances chauffantes et pour différentes épaisseurs de l'eau dans le bassin, pour la journée du 24/04/2012 et un débit m_b égal à 0.085 kg/s est représentée sur la figure IV.57. Nous pouvons aisément remarquer que tous les courbes de cette figure ont la même allure croissante. En outre, elles se rapprochent les unes des autres excepté celle relative à 0.001 m.

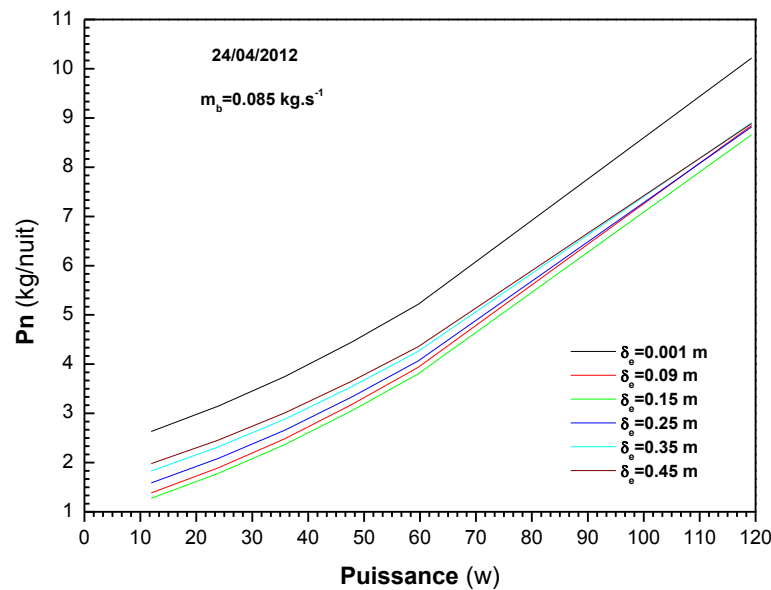


Figure IV. 57 : Variation de la production nocturne en fonction de la puissance électrique pour différentes épaisseurs de l'eau saumâtre

Conclusion générale

Conclusion générale

Bien que les réserves d'eau sur la terre soient gigantesques, seules 2.5 % sont sous forme d'eau douce, le reste étant de l'eau salée. Le problème de l'approvisionnement de l'eau potable ne peut être donc être solutionné que par le dessalement. Néanmoins le coût de la majorité des procédés conventionnels de dessalement demeure encore trop élevé. Le dessalement par voie solaire est envisageable.

C'est dans cette vision que nous avons entrepris ce travail dont l'objectif est l'amélioration de la production d'un distillateur solaire actif sous les conditions climatiques du site de Ksar Challala (35.10N, 2.19E, Altitude 800m) en Algérie. Deux configurations ont été étudiées, la première consiste en l'utilisation de réflecteurs plans interne et externe pour augmenter le flux solaire durant la période d'ensoleillement et la seconde est le stockage de l'énergie solaire sous forme d'eau chaude par l'utilisation d'un ballon de stockage qui alimenterait le distillateur en eau chaude durant la période nocturne

Le système étudié consiste en un distillateur conventionnel simple bassin à une seule pente couplé à un capteur solaire hybride PV/Thermique, et des réflecteurs interne et externe. La puissance électrique générée par le capteur PV/T permet au distillateur actif de fonctionner en mode de circulation forcée par l'utilisation d'une pompe mécanique. Le système chauffe-eau solaire thermique / photovoltaïque utilisé pour l'alimentation du distillateur en eau chaude durant la période nocturne est constitué d'un ballon de stockage connecté au capteur hybride PV/T. Un système électrique constitué d'un générateur photovoltaïque et de résistances ohmiques chauffantes est utilisé pour augmenter la température de l'eau dans le ballon.

Le modèle mathématique du système proposé a été établi, et les équations de transfert thermique ont été discrétisées par la méthode des différences finies. Par la suite, le système d'équations est résolu par une approche numérique basée sur la méthode du gradient. L'équation I-V est résolue par la méthode de Newton-Raphson. Les paramètres d'entrée du code de simulation incluent les conditions climatiques concernant le site de Ksar Challala pour trois jours choisis de l'année, un pour l'été, un au printemps et un en hiver. Les mesures expérimentales qui concernent le rayonnement global, direct, la vitesse du vent et la température ambiante ont été relevées chaque minute.

Afin de mettre en évidence l'évolution des performances énergétiques de chaque système (capteur hybride PV/T, distillateur amélioré, système de chauffe-eau solaire PV/T) et le système global, une étude paramétrique a été menée.

Dans l'étude de capteur hybride PV/T, notre attention a porté sur les performances thermiques et électriques. Un intérêt particulier a été accordé à l'effet de l'irradiation, du débit massique d'eau et du coefficient de transfert de chaleur par conduction dans la couche adhésive, sur l'efficacité totale du capteur. Il ressort de cette étude que l'augmentation de l'irradiation conduit à un accroissement de la puissance électrique. Concernant l'effet du débit massique d'eau, il apparaît qu'en augmentant ce dernier, la température des cellules diminue et il en résulte un accroissement de la puissance maximale. Les résultats obtenus ont permis également de constater que l'utilisation de matériaux de bonne conductivité thermique pour la couche adhésive permet d'améliorer nettement le rendement total (thermique et électrique) du système PV/T.

Les résultats obtenus du distillateur actif amélioré, mettent clairement en évidence l'impact direct de l'effet de la vitesse du vent, du débit massique du capteur et de la profondeur de l'eau dans le bassin sur les performances et la production du distillateur. La vitesse du vent provoque une augmentation importante sur l'écart de la température entre la saumure et le vitre durant la période de l'ensoleillement alors l'épaisseur de nappe d'eau dans le bassin influence l'écart de la température pendant la phase nocturne. L'effet de ces paramètres sur le coefficient de transfert thermique par évaporation h_{ev} a été également examiné. Le coefficient h_{ev} diminue progressivement avec l'augmentation de la vitesse du vent jusqu'à 10 m/s pour l'été, au-delà de cette valeur la variation de h_{ev} est faible, d'autre part h_{ev} décroît avec l'augmentation de δ_e .

Pour le système proposé l'effet des réflecteurs sur la production journalière du distillateur est plus important pendant la période hivernale comparativement au printemps et à l'été. L'augmentation de la production est respectivement de l'ordre de 150.23 % en l'hiver, 47.63% en printemps et 31.45 % en l'été. Par ailleurs il apparaît clairement que la production nocturne du distillateur augmente quand ce dernier est couplé à un ballon de stockage soit thermique ou thermique / Photovoltaïque hors de la durée de l'ensoleillement. L'accroissement pour le distillateur couplé avec un ballon de stockage thermique est de l'ordre de 8.17 %, 30.20 % et 36.17 % respectivement pour l'hiver, le printemps et l'été. Pour le distillateur couplé avec un ballon de stockage thermique/ Photovoltaïque l'accroissement est très important et de l'ordre de 41.65 %, 160.67 % et 149.97 % respectivement pour l'hiver, le printemps et l'été.

Annexe A

Annexe A

Méthode du gradient [185]

Soit le système linéaire $Ax = b$, à matrice A symétrique, définie positive (si A n'est pas définie positive on se ramène à un système à matrice symétrique définie positive par prémultiplication par A^t : $A^t Ax = A^t b$) dont x^* est le vecteur solution.

Définissons le résidu $r = b - Ax$ et la forme quadratique de la manière suivante:

$$E(x) = \frac{1}{2}(x - x^*)^t = \frac{1}{2}x^t Ax - x^t b + \frac{1}{2}x^{*t} Ax^* \quad (A.1)$$

qui vaut aussi par $x = A^{-1}(b - r)$ et $x^* = A^{-1}b$:

$$E(x) = \frac{1}{2}r^t A^{-1}r \quad (A.2)$$

La fonctionnelle (A.1) est une forme quadratique définie positive dont le minimum unique se trouve au point annulant le gradient de $E(x)$. Or de l'équation (A.1) nous avons :

$$\nabla E(x) = \frac{\partial E(x)}{\partial x} = -(b - Ax) = -r \quad (A.3)$$

Donc le minimum de $E(x)$ correspond au point x où $b - Ax = 0$

Autrement dit, la solution x^* du système $Ax = b$ correspond au vecteur minimisant $E(x)$. On peut donc ramener la résolution du système $Ax = b$ à celui de la minimisation de la forme quadratique :

$$E(x) = \frac{1}{2}r^t A^{-1}r$$

La forme la plus générale de la méthode du gradient est la suivante :

$$x^{k+1} = x^k + \frac{r^{k^t} r^k}{r^{k^t} A r^k}, (k = 0, 1, 2, \dots, kmax) \quad (A.4)$$

avec :

$$r^k = b - Ax^k \quad (A.5)$$

On arrête quand

$$\left| \frac{r^{k+1} - r^k}{r^k} \right| < \varepsilon \quad (A.6)$$

Annexe B

Annexe B

Méthode de Newton-Raphson

La méthode de Newton-Raphson, également appelée méthode des tangentes a été exposée par Newton vers 1669 et complétée par Joseph Raphson (1648 -1715) en 1690 [184]. C'est une méthode par approximations successives fondée sur le théorème suivant [185] :

Si la fonction $f(x)$ est continue et continument dérivable dans le voisinage de x^* , le développement en série de Taylor autour d'un estimé $x^{(n)}$ s'écrit alors:

$$f(x^*) = f(x^{(n)}) + f'(x^{(n)})(x^* - x^{(n)}) + \frac{(x^* - x^{(n)})^2}{2!} f''(x^{(n)}) + \dots \quad (B.1)$$

Si $x^{(n)}$ est un estimé proche de la solution x^* de $f(x) = 0$, alors le carré de l'erreur $\varepsilon^{(n)}$ ($\varepsilon^{(n)} = x^* - x^{(n)}$) et les termes de degré supérieur sont alors négligeables.

Sachant que $f(x^*) = 0$, on obtient la relation approximative :

$$f(x^{(n)}) + f'(x^{(n)})(x^* - x^{(n)}) = 0 \quad (B.2)$$

et une approximation de l'erreur est donc :

$$\varepsilon^{(n)} = -\frac{f(x^{(n)})}{f'(x^{(n)})} \quad (B.3)$$

On peut donc considérer qu'un meilleur estimé de x^* serait :

$$x^{(n+1)} = x^{(n)} + \varepsilon^{(n)} \quad (B.4)$$

Des équations (B.3) et (B.4), on obtient l'algorithme de Newton-Raphson :

$$x^{(n+1)} = x^{(n)} - \frac{f(x^{(n)})}{f'(x^{(n)})}, (n = 0, 1, 2, \dots, n_{max}) \quad (B.5)$$

Références

Références bibliographiques

- [1] C. Paton, P. Davies, « The seawater greenhouse cooling, fresh water and fresh produce from seawater », 2^{ème} Conférence internationale sur les ressources en eau dans les zones arides, Riyad 2006.
- [2] K. kumar, T. Arjunan, P. Pitchandi, P. kumar, « Active solar distillation - a detailed review », Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol.14 ,2010, pp.1503–1526.
- [3] « The Geothermal Desalination », European Geothermal Energy Council, September 2007.
- [4] M. Eltawil, Z. Zhengming, L. Yuan, « A review of renewable energy technologies integrated with desalination systems », Renewable & Sustainable Energy Reviews Vol.13 ,2009, pp.2245–2262.
- [5] G. Rodriguez, « Renewable energy applications in desalination: state of the art », Solar Energy Vol.75 ,2003, pp.381–393.
- [6] « Dessalement de l'eau à des fins agricoles », trentième conférence régionale de la FAO pour le proche-orient, Khartoum, 4-8 décembre 2010.
- [7] « dessalement de l'eau de mer dans les pays méditerranéens : évaluation des impacts sur l'environnement et lignes directrices proposées pour la gestion de la saumure », Réunion des Points Focaux du PAM Athènes, Programme des nations unies pour l'environnement, 11-14 septembre 2001.
- [8] S. A. Kalogirou, « Seawater desalination using renewable energy sources », Progress in Energy and Combustion Science Vol.31 ,2005, pp.242–281.
- [9] A. Kaushal, Varun, « Solar stills: a review », Renewable & Sustainable Energy Reviews Vol.14 ,2010, pp.446–453.
- [10] J.R. Vaillant, « Accroissement et gestion des ressources en eau », Paris, 1977.
- [11] M.A.S. Malik, G.N. Tiwari., A. Kumar, M.S. Sodha , « Solar distillation », Indian Institute of Technology, New Delhi, India, Pergamon Press, 1^{ère} Edition ,1982.
- [12] Monod-Mémento, « Technique de l'eau (tome I) », Dégagement, 9^{ème} Edition du Cinquantenaire ,1989.
- [13] J. P. Méricq, « Approche intégrée du dessalement d'eau de mer : Distillation membranaire sous vide pour la réduction des rejets salins et possibilités de couplage avec l'énergie solaire », Thèse de doctorat, Université de Toulouse ,2009.
- [14] A. D. Khawaji, I. K. Kutubkhanah, J. M. Wie, « Advances in seawater desalination technologies », Desalination Vol.221 ,2008, pp.47–69.

- [15] O. A. Hamed, « Overview of hybrid desalination systems - current status and future prospects », *Desalination* Vol.186 ,2005, pp.207–214.
- [16] M. G. Marcovecchio, S. F. Mussati, P. A. Aguirre, J. Nicola's, « Optimization of hybrid desalination processes including multi stage flash and reverse osmosis systems », *Desalination* Vol.182 ,2005, pp.111–122.
- [17] B. Dawoud, Y.H. Zurigat, B. Klitzing, T. Aldoss, G. Theodoridis, « On the possible techniques to cool the condenser of seawater greenhouse », *Desalination* Vol.195 ,2006, pp.119-140.
- [18] F. T. Ducru, « Dessalement de l'eau de mer : bilan des dernières avancées technologiques ; bilan économique ; analyse critique en fonction des contextes », agence française de développement, Janvier 2009.
- [19] L. Rizzuti, H. M. Ettouney, A. Cipollina, « Solar Desalination for the 21st Century », Edition Springer, 2006.
- [20] P. Danis, « Dessalement de l'eau de mer », *Techniques de l'Ingénieur, traité Génie des procédés*.
- [21] C. Tansakul, « Procédés hybrides à membranes pour le prétraitement d'eau de mer avant dessalement par osmose inverse », Thèse de doctorat, INSA Toulouse ,2009.
- [22] J. M. Berland , C. Juery, « Les procédés membranaires pour le traitement de l'eau, Office International de l'Eau SNIDE, Décembre 2002.
- [23] C. Bakhta, « Dessalement de l'eau de mer à la station de MAINIS et son impact sur l'environnement », Document technique, Département d'hydraulique. Université de Chlef, 2008.
- [24] H. Boulehdid, « Elaboration et caractérisation d'une membrane cationique monosélective par modification chimique d'un film ETFE », Thèse de doctorat, université libre de Bruxelles, 2008.
- [25] E. Singlande, « procédés intégrés couplant l'électrodialyse et le traitement biologique : influence de la composition ionique et application au traitement des effluents salins », Thèse de doctorat, université Paul Sabatier, Toulouse III ,2006.
- [26] D. J. Mehta, A. V. Rao , K. P. Govindan, « Water Desalination a perspective for membrane processes in India », *Desalination*, Vol.30, 1979, pp. 325-332.
- [27] H. Balmann, « Electrodialyse », *Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie des Procédés*, n° J2840, 2006.
- [28] A. Bushnak, « Évaluation des meilleures technologies disponibles pour le dessalement en zones rurales/locales », *Gestion Intégrée Durable de l'Eau – Mécanisme de Soutien (SWIM - SM) Projet financé par l'Union européenne*
- [29] M.E. Findley, « Vaporization through porous membranes », *Industrial Engineering Chemical* Vol.6 ,1967, pp.226-230.

- [30] D.W. Gore, « Gore-Tex membrane distillation », Proceedings of the 10th Annual Convention of the Water Supply Improvement Association, Honolulu, USA ,1982.
- [31] A.D. Khawaji, J.M. Wie and T. Khan, « Operating Experience of the royal Commission Acid-Dosed MSF Seawater Desalination Plant », in: Proceedings of IDA World Congress on Desalination and Water Reuse, , Madrid, Spain, Vol. 2, October 6–9 1997, pp. 3–19.
- [32] F.I. Jambi , J.M. Wie, « The royal Commission Gas Turbine/HRSG/Desalination Cogeneration Plant », 1989 ASME COGEN-TURBO, 3rd International Symposium on Turbomachinery, Combined-Cycle and Cogeneration, American Society of Mechanical Engineers, New York, 1989, pp. 275–280.
- [33] O.K. Buros, « The U.S.A.I.D. Desalination Manual », International Desalination and Environmental Association, 1980.
- [34] K.S Spiegler, A.D.K. Laird, « Principles of Desalination », 2nd edition, Academic Press, New York, 1980.
- [35] A.M. Al Mudaiheem, H. Miyamura, « Construction and Commissioning of Al Jobail Phase II Desalination Plant », in: Proceedings of the Second IDA World Congress on Desalination and Water Re-use, Bermuda, Vol. 2, November 17–22, 1985, pp. 1–11.
- [36] R. Borsani, and S. Rebagliati, « Fundamentals and costing of MSF desalination plants and comparison with other technologies », Desalination Vol.182, 2005, pp.29–37.
- [37] « Desalination and water purification technologies », technical information document, Department of atomic energy, government of India, 2010.
- [38] M.A. Darwish, « Desalination Process: A Technical Comparison », in: Proceedings of IDA World Congress on Desalination and Water Sciences, Abu Dhabi, United Arab Emirates, Vol. 1, November 18–24, 1995, pp. 149–173.
- [39] M. Al-Shammiri and M. Safar, « Multiple-effect distillation plants: state of the art », Desalination, Vol.126 ,1999, pp.45–59.
- [40] A. Ophir and F. Lokiee, « Advanced MED process for most economical sea water desalination », Desalination, Vol.182 ,2005, pp.187–198.
- [41] A. R. Garcia, « étude de la congélation comme technique de traitement des eaux : applications spécifiques », Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Toulouse, 2004.
- [42] « Renewable Energy Desalination, An Emerging Solution to Close Middle East and North Africa's Water Gap », the World Bank, December 23, 2011.
- [43] A. Sadi, « Le Dessalement Solaire - Considérations Techniques », Revue des Energies Renouvelable : Chemss ,2000, pp.91-97.

- [44] G.N. Tiwari , H.N. Singh, R. Tripathi, « Present status of solar distillation », *Solar Energy* Vol.75 ,2003, pp.367–373.
- [45] Y.P. Yadav, G.N. Tiwari, « Monthly comparative performance of solar stills of various designs », *Desalination* Vol.67 ,1987, pp.215–223.
- [46] A.E. Kabeel , S.A. El-Agouz, « Review of researches and developments on solar stills », *Desalination* Vol.276 ,2011, pp.1–12.
- [47] K.S. Spiegler, Y.M. El-Sayed, « A desalination primer », Santa Maria Imbaro, Italy: Balaban Desalination Publications; 1994.
- [48] O.K. Buros, « The ABCs of desalting », second edition, Topsfield, International Desalination Association; 2000.
- [49] C. Ray, R. Jain, « Drinking Water Treatment », Springer 2011.
- [50] H. Yousef, M. Abu-Arabi, « Modelling and performance analysis of a regenerative solar desalination unit », *Applied Thermal Engineering* Vol.24 ,2004, pp.1061–1072.
- [51] A.A. El-Sebaili, « Effect of wind speed on some designs of solar stills », *Energy Conversion and Management* Vol.41 ,2000, pp.523–538.
- [52] S. Aboul-Enein, A.A. El-Sebaili, E. El-Bialy, « Investigation of a single-basin solar still with deep basins », *Renewable Energy* Vol.14 ,1998, pp.299 – 305.
- [53] A.L. Ghoneyem, A. Ileri, « Software to analyze solar stills and an experimental study on the effects of the cover », *Desalination* Vol.114 ,1997, pp.37– 44.
- [54] A.K. Tiwari, G.N. Tiwari, « Effect of water depths on heat and mass transfer in a passive solar still: in summer climatic condition », *Desalination* Vol.195 ,2006, pp.78–94.
- [55] R. Tripathi, G.N. Tiwari, « Thermal modeling of passive and active solar stills for different depths of water by using the concept of solar fraction », *Solar Energy* Vol.80 ,2006, pp.956–967.
- [56] A. K. Rajvanshi, « Effects of various dyes on solar distillation », *Solar Energy* Vol.27 ,1981, pp.51–65.
- [57] P.C. Lobo, S.R. Araujo, « A simple multi-effect basin type solar still. SUN, Proceedings of the international solar energy society », vol. 3. Oxford, UK/New Delhi, India,: Pergamon Press, 1978, pp. 2026–2030.
- [58] A.A. Al-Karaghoul, W.E. Alnaser, « Experimental comparative study of the performances of single and double basin solar stills », *Applied Energy* Vol.77, 2004, pp.317–25.
- [59] S.T. Ahmed, « Study of single-effect solar still with an internal condenser », *Solar Wind Technology* Vol.5 ,1988, pp.637–643.

- [60] A. El-Bahi, D. Inan, « A solar still with minimum inclination, coupled to an outside condenser », *Desalination* Vol.123 ,1999, pp.79–83.
- [61] H. Tanaka, Y. Nakatake, « Theoretical analysis of a basin type solar still with internal and external reflectors », *Desalination* Vol.197 ,2006, pp.205–216.
- [62] M. Boukar, A. Harmim, « A Parametric study of vertical solar still under desert climatic conditions », *Desalination* Vol.168 ,2004, pp.21–28.
- [63] H. Tanaka, Y. Nakatake, « A simple and highly productive solar still: a vertical multiple effect diffusion-type solar still coupled with a flat-plate mirror », *Desalination* Vol.173 ,2005, pp.287–300.
- [64] M. Telkes, « Research on methods for solar distillation », US Office of Saline Water, Washington, 1956.
- [65] Jassim talib Mahdi, « An experimental and theoretical investigation of a wick-type solar still for water desalination », Thèse de doctorat, université de Brunel,1992.
- [66] K. Tanaka, A. Yamashita, K. Watanabe, « Experimental and analytical study of the tilted wick type solar still », International Solar Energy Congress, Brighton ,1981.
- [67] S. Fedali, « modélisation et conception d'un distillateur solaire des eaux saumâtres à bas coût pour les communautés rurales », Thèse magister , université Batna, 2008.
- [68] A.Chaker , N. Boukerzaza, « Caractéristiques de fonctionnement d'un distillateur solaire », 12^{èmes} Journées Internationales de Thermique, Tanger, Maroc du 15 au 17 Novembre 2005.
- [69] S.N. Rai, G.N. Tiwari, « Single basin solar still coupled with flat plate collector », *Energy Convers Manage* Vol.23, 1982, pp.145–149.
- [70] G.N. Tiwari, A.K. Tiwari, « Solar distillation practice for water desalination systems », New Delhi: edition Anamaya, 2008.
- [71] S. Kumar, G.N.Tiwari, « Optimization of collector and basin areas for a higher yield for active solar stills », *Desalination* Vol.116, 1998, pp.1–9.
- [72] H.N. Singh, G.N. Tiwari, « Monthly performance of passive and active solar stills for different Indian climatic condition », *Desalination* Vol.168, 2004, pp.145–150.
- [73] A.S. Lawrence, G.N. Tiwari, « Theoretical evaluation of solar distillation under natural circulation with heat exchanger », *Energy Convers Manage* Vol.30, 1990, pp.205–213.
- [74] G.N. Tiwari, S. Sinha, « Parametric studies of active regenerative solar still », *Energy Conversion and Management* Vol.34, 1993, pp.209–218.
- [75] T. Kiatsiriroat, S.C. Bhattacharya, P. Wibulswas, « Performance analysis of multiple effect vertical solar still with a flat plate solar collector », *Solar and Wind Technology* Vol.4,1987, pp. 451–457.

- [76] S.K. Singh, V.P. Bhatnagar, G.N. Tiwari, « Design parameters for concentrator assisted solar distillation system », *Energy Conversion and Management* Vol.37,1996, pp.247–252.
- [77] J. Ji, T. T. Chow, W. He, « Dynamic performance of hybrid photovoltaic/thermal collector wall in Hong Kong », *Building and Environment* Vol.38 ,2003, pp.1327 – 1334.
- [78] S. Kumar, A. Tiwari, « An experimental study of hybrid photovoltaic thermal (PV/T) active solar still », *International Journal of Energy Research* Vol.32, 2008, pp. 847–858.
- [79] S. Kumar, G.N. Tiwari, « Estimation of internal heat transfer coefficients of a hybrid (PV/T) active solar still », *Solar Energy* Vol.83, 2009, pp.1656–1667.
- [80] D. Proctor, « The use of waste heat in a solar still », *Solar energy* Vol.14,1973, pp.433–449.
- [81] Y.P. Yadav, « Performance analysis of a solar still coupled to a heat exchanger », *Desalination* Vol.91, 1993, pp.135–44.
- [82] S.O. Onyegegbu, « Nocturnal distillation in basin type solar stills », *Applied Energy* Vol.24, 1986, pp.29–42.
- [83] M. Boukar, A. Harmim, « Production Nocturne d'un Distillateur Solaire Couplé à un Capteur Plan en Milieu Saharien », *Revue des Energies Renouvelable : Valorisation* ,1999, pp.91-96.
- [84] « VARI-OI Solar Powered Desalting Study », *Rapport MEDRC, USA, 2000.*
- [85] A. Al-Karaghoul, D. Renne, L. Kazmerski, « Technical and economic assessment of photovoltaic-driven desalination systems », *Renewable Energy* Vol.35 ,2010, pp.323–328.
- [86] A. Hafez, S.El-Manharawy, « Economics of seawater OI desalination in the Red Sea region, Egypt. Part 1: a case study », *Desalination* Vol.153, 2003, pp.335–347.
- [87] M.R. Adiga, S.K. Adhikary, P.K. Narayanan, W.P. Harkare, S.D. Gomkale, K.P. Govindan, « Performance analysis of photovoltaic electro dialysis desalination plant at Tanote in the Thar desert », *Desalination* Vol.67, 1987, pp.59–66.
- [88] O. Kuroda, S. Takahashi, S. Kubota, K. Kikuchi, Y. Eguchi, Y. Ikenaga, « An electro dialysis seawater desalination system powered by photovoltaic cells », *Desalination* Vol.67, 1987, pp.161–169.
- [89] V. G. Gude , N. Nirmalakhandan , S. Deng, « Renewable and sustainable approaches for desalination », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol.14 ,2010, pp.2641–2654.
- [90] A. Al-Karaghoul, D. Renne, L. Kazmerski, « Solar and wind opportunities for water desalination in the Arab regions », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol.13 ,2009, pp.2397–2407.
- [91] D. Sagiea, E. Feinermanb, E. Aharonib, « Potential of solar desalination in Israel and in its close vicinity », *Desalination* Vol.139, 2001, pp.21–33.

- [92] E. E. Delyannis, « Status of solar assisted desalination: a review », *Desalination* Vol.67, 1987, pp.3–19.
- [93] H. Lu, J.C. Walton, A.H.P. Swift, « Zero discharge desalination », *International Desalination Water Reuse* Vol.10, 2000, pp.35–43.
- [94] European Commission, « Desalination guide using renewable energies », 1998.
- [95] G. Caruso, A. Naviglio, « A desalination plant using solar heat as a heat supply, not affecting the environment with chemicals », *Desalination* Vol.122,1999, pp.225–34.
- [96] www.tpeorbleu.wordpress.com/recherche-et-innovation/procede-hybride/.
- [97] A.M. Helal, « Optimal design of hybrid OI/MSF desalination plants », *Desalination* Vol.160,2004, pp.13-27.
- [98] I. S. Al-Mutaz, « Hybrid OI/ MSF Desalination: Present Status and Future Perspectives, 2nd Forum on: Water Desalination and Purification Technology Outlook for the Arab World and Non-Governmental Organizations Forum », Université de Sharjah, UAE, 8 - 10 May, 2005.
- [99] O.A. Hamed, A.M. Hassan, K. Al-shail, M.A. Farooque, « Performance analysis of a trihybrid NF/OI/MSF desalination plant », *Desalination Water Treat* Vol.1,2009, pp.215–222.
- [100] E. Cardona, A. Piacentino, « Design of cogeneration plants for seawater desalination », *Desalination* Vol.166, 2004, pp.411–26.
- [101] C. Nichita, « Energie solaire photovoltaïque », Université du Havre, Décembre 2012.
- [102] C. I. Yousif, « Recent Developments of Applying Solar Photovoltaic Technologies in Malta », *Proceedings of the 'Enemalta' 25th Anniversary Conference on Energy Efficiency, Mediterranean Conference Centre, 18-19 October, Valetta, Malta, 2002.*
- [103] K. Kassmi, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10,2007, pp.451 – 462.
- [104] F.Z. Zerhouni, M. Zegrar, S. Kaddour Brahim et A. Boudghène Stambouli, « Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11,2008, pp.41 – 49.
- [105] A. Labouret, M. Viloz, « Energie solaire photovoltaïque », 3^{ème} édition, DUNOD.
- [106] E. Becquerrel, « Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires », *Les Comptes Rendus de l'Académie des sciences, Paris, Vol.9, 1839, pp.561-567.*
- [107] M. S. Petibon, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat, Université de Toulouse 2009.
- [108] L. Protin, S. Astier, « Convertisseur photovoltaïque », *Techniques de l'ingénieur, Ref. D3360.*

- [109] H. Derbal, « cellules solaires photovoltaïques plastiques nanostructures », Thèse de Doctorat, Université d'Angers , 2009.
- [110] N. Oliksiy, « Simulation, fabrication et analyse de cellules de photovoltaïques à contacts arrières interdigités », Thèse de doctorat, INSA de Lyon , 2005.
- [111] « American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, ASTM G173-03 Tables: Extraterrestrial Spectrum, Terrestrial Global 37 deg South Facing Tilt & Direct Normal + Circumsolar », <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>
- [112] C. Riordan, R.Hulstron, « What is an air mass 1.5 spectrum? [solar cell performance calculations] », Photovoltaic Specialists Conference, 1990, Conference Record of the Twenty First IEEE, Vol.2, 21-25 May 1990 ,pp.1085 – 1088.
- [113] J. Metzdorf, S. Winter, T. Wittchen, « Metrologia », 2000.
- [114] R.J. Komp, « Pratical Photovoltaics », Publications aatec, 1981.
- [115] M. Belhadj, « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome », thèse de Magister, Universitaire de Bechar, 2008.
- [116] A. C. Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », Thèse de doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [117] M. Dietschy, « Les cellules photovoltaïques », Institution des Chartreux, 2004-2005.
- [118] N. Benahmed, « Propriétés physiques des semi-conducteurs (Si monocristallin et Ge) et Simulation des cellules solaires à base de Si et SiGe », Thèse de magister, Université Abou belkaid, Tlemcen, 2006.
- [119] H. Mathieu, « physique des semiconducteurs et des composants électriques », 3^{ème} édition, MASSON.
- [120] Z. Bendjellouli, « Contribution à la modélisation d'une cellule solaire », Thèse de magister, Université de Bechar, 2009.
- [121] N. Koleksey, « simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités », Thèse de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.
- [122] « Energie photovoltaïque », Guide d'énergie renouvelable 2002.
- [123] F.Z Zerhouni, « Adaptation Optimale d'une Charge à un Générateur Photovoltaïque ; Thèse de Magister, Institut d'Electronique, USTO, 1996.
- [124] K. Khouzam, L. Khouzam, P. Groumos, « Optimum Matching of Ohmic Loads to the PV Array », Solar Energy, Vol. 46, 1991, pp.101 – 108.

- [125] F.Z. Zerhouni, M. Zegrar et A. Boudghène Stambouli, « Amélioration de l'Adaptation d'un Générateur Photovoltaïque à une Charge avec Implémentation Pratique », *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 10, 2007, pp. 551 – 560.
- [126] S. Bensalem, « Effets de la température sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires », Thèse de magister 2011, Université ferhat abbas – Setif.
- [127] A. Yazid, « Optimisation des cellules solaires conventionnelles à base de silicium de type N », Thèse de magister, Université de Tlemcen , 2011.
- [128] D. Zaouk, Y. Zaatari, A. Khoury, C. Llinares, J.-P. Charles, J. Bechara, M. Ajaka, « Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure », *Environment and Solar*, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 November 2000, pp.93 – 95.
- [129] M. Arrouf, « optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branche sur un générateur photovoltaïque », Thèse de doctorat , Université de Constantine , 2007.
- [130] J. Zhao, W. Aihua, P. Campbell, M.A. Green, « A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping », *Electron Devices, IEEE Transactions* , Vol. 46, 1999, pp.1978–1983.
- [131] H. Derbal, « Cellules solaires photovoltaïques plastiques nanostructures », Thèse de Doctorat, Université d'Angers, 2009.
- [132] A. Bouraiou, « Elaboration et caractérisation des couches minces CuInSe₂ par électrodéposition », Thèse de doctorat en sciences, Université de Constantine, 2009.
- [133] S. Belakehal, « Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables », Thèse doctorat , Université de Constantine, 2010.
- [134] A. Sarr, « Simulation du système hybride Photovoltaïque », Thèse de doctorat, canada ,1998.
- [135] R. Gicquel, « Systèmes énergétique - Tome 1 », Ecole des Mines de Paris, pp. 264, 2001.
- [136] B. Filliard, « Etude des possibilités de récupération de chaleur par voie thermodynamique pour la réhabilitation des maisons individuelles », Thèse de doctorat, l'école nationale supérieure des mines de Paris, 2009.
- [137] S. Kumer, G.N. Tiwari, M.K. Gaur, « Development of empirical relation to evaluate the heat transfer coefficients and fractional energy in basin liner type hybrid (PV/T) active solar still », *Desalination* Vol.250 ,2010, pp.214–221.
- [138] R. Dev, G.N. Tiwari, « Characteristic equation of a hybrid (PV–T) active solar still », *Desalination* Vol.254 ,2010, pp.126–137.
- [139] Y.P. Yadav, « Transient analysis of double-basin solar still integrated with collector », *Desalination* Vol.71, 1989, pp.151–164.

- [140] A. Sfeir, G. Guarracino, « Ingénierie des systèmes solaires : applications à l'habitat », Technique et documentation, 1981.
- [141] M. Daguenet, « Les séchoirs solaires : théorie et pratique », Unesco, Paris, France, 1984.
- [142] I. Grigorios, « Flat-Plate Solar Collectors for Water Heating with Improved Heat Transfer for Application in Climatic Conditions of the Mediterranean Region », Thèse de doctorat, Université de Durham, 2009.
- [143] P. M. Williams, « Development and analysis tool for photovoltaic-powered solar water heating systems », Thèse de master en science, Université de Wisconsin-Madison, 1996.
- [144] J.A. Duffie, W.A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes », 2^{ème} édition Wiley, New York, 1991.
- [145] A.H. Fannek, B.P. Dougherty, « The thermal performance of residential electric water heaters subjected to various off-peak schedules », Journal of Solar Energy Engineering. Vol.118, 1996, pp.73-80.
- [146] A.H. Fannek, B.P. Dougherty, « A photovoltaic solar water heating system », Journal of Solar Energy Engineering. Vol.119, 1997, pp.127-133.
- [147] A. Betka, « Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south », Thèse de doctorat, Université de Batna, 2002.
- [148] P. G. Charalambous, G. G. Maidment, S. A. Kalogirou, K. Yiakoumetti, « Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review », Applied Thermal Engineering Vol.27, 2007, pp.275–286.
- [149] L. W. Florschuetz, « Extension of the Hottel–Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collector », Solar Energy Vol.22, 1979, pp.361–366.
- [150] T. Bergene, O. M. Lovvik, « Model calculations on a flat plate solar heat collector with integrated solar cells », Solar Energy Vol.55, 1995, pp.453–462.
- [151] B. Sandnes, J. Rekstad, « A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with a polymer absorber plate: Experimental study and analytical model », Solar Energy Vol.72, 2002, pp.63–73.
- [152] K. S. Sopian, H.T. Yigit, H.T. Liu, S. Kakac, T.N. Veziroglu, « Performance analysis of photovoltaic/thermal air heaters », Energy Conversion and Management Vol.37, 1996, pp.1657–1670.
- [153] H. A. Zondag, D.W. Vries, W.G.J. Van Hendel, R.J.C. Van Zolingen, A.A. Van Steenhoven, « The thermal and electrical yield of a PV–thermal collector », Solar Energy Vol.72, 2002, pp.113–128.
- [154] T. T. Chow, « Performance analysis of photovoltaic–thermal collector by explicit dynamic model », Solar Energy Vol.75, 2003, pp.143–152.
- [155] S. A. Kalogirou, Y. Tripanagnostopoulos, « Industrial application of PV/T solar energy systems », Applied Thermal Engineering Vol.27, 2007, pp.1259–1270.

- [156] Y. Tripanagnostopoulos, T. Nousia, M. Souliotis, P. Yianoulis, « Hybrid photovoltaic/thermal solar systems », *Solar Energy* Vol.72 ,2002, pp.217–234.
- [157] J. S. Coventry, « Performance of a concentrating photovoltaic/thermal solar collector, *Solar Energy* Vol.78 ,2005, pp.211–222.
- [158] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei, P. Poggi, « Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences, *Applied Thermal Engineering* Vol.25 ,2005, pp.2854–2877.
- [159] A. S. Joshi, A. Tiwari, « Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic–thermal (PV/T) air collector », *Renewable Energy* Vol.32 ,2007, pp.2223–2241.
- [160] J. Ji, J. Lu, T. Chow, W. He, G. Pei, « A sensitivity study of a hybrid photovoltaic/thermal water-heating system with natural circulation », *Applied Energy* Vol.84 ,2007, pp.222–237.
- [161] T.T. Chow, W. He, J. Ji, « Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application », *Solar Energy* Vol.80 ,2006, pp.298–306.
- [162] J. Ji, T. Chow, W. He, « Dynamic performance of hybrid photovoltaic/thermal collector wall in Hong Kong », *Building and Environment* Vol.38 ,2003, pp.1327 – 1334.
- [163] J. Bernard, « Energie solaire ; calculs et optimisation », Ellipses, 2004.
- [164] N. Bellel, « Contribution à la réalisation et simulation d'un capteur plan a eau type collecteur », Thèse de magister, Université de Constantine, 1989.
- [165] H. C. Hottel, A. Willier, « Evaluation of flat-plate solar collector performance», *Transactions of the Conference on the Use of Solar Energy*, vol. 2, University of Arizona Press, Tucson, Arizona, 1958.
- [166] G. Vokas, N. Christandonis, F. Skittides, « Hybrid photovoltaic–thermal systems for domestic heating and cooling—A theoretical approach », *Solar Energy* Vol.80 ,2006, pp.607–615.
- [167] A. Tiwari, M. S. Sodha, « Performance evaluation of solar PV/T system: an experimental validation », *Solar Energy* Vol.80 ,2006, pp.751–759.
- [168] A. Borni, « Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire », Thèse de magister, Université de Constantine, 2009.
- [169] D.Saheb-Koussa, M.Haddadi, « Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement « Matlab » », 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP'2007, 03-04 November 2007.
- [170] Akash, M.S. Mohsen, W. Nayfeh, « Experimental study of the basin type solar still under local climate condition », *Energy Conversion and Management* Vol.41 ,2000, pp.883–890.
- [171] S. Aboul-Enein, A.A. El-sebaili, E. El-Bialy, « Investigation of a single-basin liner solarstill with deep basin liners, *Renewable Energy* Vol.14 ,1998, pp.299–305.

- [172] M. Boukar, A. Harmim, « Effect of climatic conditions on the performance of a simple basin liner solar still: a comparative study », *Desalination* Vol.137 ,2001, pp.15–22.
- [173] O.O. Badran, H.A. Al-Tahaineh, « The effect of coupling a flat-plate collector on the solar still productivity », *Desalination* Vol.183 ,2005, pp.137–142.
- [174] A.A. El-Sebaï, M.R.I. Ramadan, S. Aboul-Enein, N. Salem, « Thermal performance of a single-basin liner solar still integrated with a shallow solar pond », *Energy Conversion and Management* Vol.49 ,2008, pp.2839–2848.
- [175] A.A. El-Sebaï, « Effect of wind speed on some designs of solar stills », *Energy Conversion and Management* Vol.41 ,2000, pp.523–538.
- [176] H. Tanaka, Y. Nakatake, « Theoretical analysis of a basin liner type solar still with internal and external reflectors », *Desalination* Vol.197 ,2006, pp.205–216.
- [177] H. Tanaka, Y. Nakatake, « Effect of inclination of external flat plate reflector of basin liner type still in winter », *Solar Energy* Vol.81 ,2007, pp.1035–1042.
- [178] O.O. Badran, M.M. Abu-Khader, « Evaluating thermal performance of a single slop solar still », *Heat Mass Transfer* Vol.43 ,2007, pp.985–995.
- [179] R. Tripathi, G.N. Tiwari, « Performance evaluation of a solar still by using the concept of solar fractionation », *Desalination* Vol.169 ,2004, pp.69–80.
- [180] M.A.S. Malik, G.N. Tiwari, A. Kumar, M.S. Sodha, « *Solar Distillation* », Pergamon Press, Oxford, 1985.
- [181] H.M. Yeh, N.T. Ma, « Energy analysis for upward type double-effect solar stills », *Energy* Vol.15 ,1990, pp.1161–1196.
- [182] J. Ji, J. Han, T. T. Chow H. Yi, J. Lu, W. He, W. Sun, « Effect of fluid flow and packing factor on energy performance of a wall-mounted hybrid photovoltaic/water-heating collector system », *Energy and Buildings* Vol.38 ,2006, pp.1380–1387.
- [183] A.A. El-Sebaï, A.A. Al-Ghamdi, F.S. Al-Hazmi, A.S. Faidah, « Thermal performance of a single basin liner solar still with PCM as a storage medium », *Applied Energy* Vol.86 ,2009, pp.1187–1195.
- [184] F. Jędrzejewski, « *Introduction aux méthodes numériques* », deuxième édition, Springer, 2005.
- [185] A. Gaurdin, M.Boumahrat, « *Méthodes numériques appliquées, Avec de nombreux problèmes résolus en Fortran 77* », Office de publication universitaire, Alger, 1993.

دراسة وتحسين خصائص تشخيص لنظام تقطير هجين

ملخص

يتمسك مضموع الراتسث زلساسح وراخ حقق طش شمفكپالر ز ضتس ط مم آزد مض د تهل اذكها كسر ه داخج خاسج، مرصتس خان ماى كيش ض ى كرشاس .
 نامكطاخ انمقذفج تشواملخس سابان كذذ دخص لظش فانها خ انمدهح فمق غق "صشان شلاله"
 (2.19E، 35.10N Altitude 800m) ان اقل غظلاى ش خلاله الش أيلو ملسج م لوسوح كم آزد
 ال فصم مك ه (18/07/2012، 24/04/2012، 08/01/2012)
 أخشيد دزى اونداس سراسر خذو وم رچ س ياضن مس الكسلسه لى سل شراس ان كشتاى آلوظم لثكح
 انمقش زح لدمق ط ل شمس ان د ه كيش ض ى كرشاس نطق طش اش مس نلمس ه ، س خان ل مء
 كيش ض ى كرشاس (ارى ظلو ل ك ام . كم اقمى لتوناس لى ك ام اش شق ج زو ض ر نطس ان مش دد ان طق
 نكم م ه ظلمح ان لثكح ارى ظلو ان كه .
 ذطش ت ض ذو حطان مس الكاج از لثش لولاش ش نم خر مفلوك ام و ن ش ج كه ندمق ط ل شمس ان كيش ض ى /
 سل شراس ، م ثل ل ش كاع ل شمس م كذل نفق كرح ل م اعلونف كپان ح كح ندمق ط ل شمس .
 م ه خ خاش خنوا أنض لى دمق طش ل شمس تان ش لآن ك كسر ه ال داخج الخاسج يحسه خه ام ه
 لوراخ انمخالل فصم ان شراء ، زب ولاحظاس نفكف الوراچ يصل الى % 150.23 قان شج
 ان شريه % 47.63 تلت غ % 31.45 ال ان صف . م ه خلو قاش فل ست لى دمق طش سل شراس
 م غض ان انم ل شراس يقو ت دس يت شفغ الوراچ سل شراس موق طش تس ان % 8.17 % 30.20
 % 36.17 ن شراء ن لث غ ان صف كمان ران .
 نللمل سى شج موق طش اش مس نام ش ثط بس خان ل مء كيش ض ى كرشاس فى ان الوراچ يكى م كوشا . زب
 يكى ن فا ز د % 41.65 يصل الى % 160.67 % 149.97 ان سى شج نشت غ ان صف كه
 ان رشذ ه .

ربغش نلش ان ش لآن ك كسر ه كه صيادة الوراچ ان نمء انمق طش ثم كبا خال ان ش راعق اسوح م غ
 نلث غ ان صرف تى م لثوش ست طان ض ان م غمق طش تش كم كتش خال ل نلث غ ان صرف ككس ان شراء .

الكلمات المفتاحية: ق طش، لوراچ ن ه، لدمق ط ل شمس ان د ه كيش ض ى كرشاس ، ش اياك الكسج،
 س خان ل مء كيش ض ى كرشاس

STUDY AND OPTIMIZATION OF OPERATING CHARACTERISTICS OF AN HYBRID DESALINATION SYSTEM

Abstract

The aim of this work is the study of the productivity of an active solar still with a single basin and a simple slope, provided with two reflectors internal and external, coupled with a photovoltaic/thermal solar heater system.

The simulation input parameters include the climatic conditions concerning the site Ksar Challala (35.10 N, 2.19 E, Altitude: 800 m) in Algeria, for three chosen days each one by season (08/01/2012, 24/04/2012 and 18/07/2012).

This study is carried out using a mathematical model to simulate the thermal and electrical behavior of the three proposed systems (hybrid collector PV / T, improved active solar still, photovoltaic / thermal solar water heater) and the global system. A parametric study is conducted to highlight the evolution of the energetical performance of each system and the overall system.

The simulation results of the hybrid PV/Thermal collector show clearly the direct impact of different parameters, such as solar radiation and the water mass flow rate on the total efficiency of the collector.

Furthermore, it appears that adding reflectors to the solar still improves the daily production during the winter period significantly. There is an increase in production of about 150.23 % in winter, from 47.63 % in spring and 31.45 % in the summer.

Furthermore, the coupling of the solar still with a thermal storage tank also led to an increase in the thermal productivity approximately equal to 8.17 %, 30.20 % and 36.17 % respectively for winter, spring and summer.

For the solar still coupled with a thermal / solar storage tank, the increase in the productivity is much more important. It is of the order of 41.65 % in winter and reaches high values of 160.67% and 149.97 % in spring and summer, respectively.

The effect the of reflectors on increasing the daily production of the distillate is considerable during the winter compared to spring and summer, against the effect of the storage tank is much more important in spring and summer than in the winter.

Key words : distillation, nocturnal production, hybrid PV/Thermal collector, PV-SDHW

Résumé

L'objectif de ce travail est l'étude de la productivité d'un distillateur solaire actif simple bassin à une seule pente muni de deux réflecteurs interne et externe, couplé avec un système de chauffe-eau solaire photovoltaïque/thermique.

Les paramètres d'entrée du code de simulation incluent les conditions climatiques concernant le site de Ksar Challala (35.10N, 2.19E, Altitude 800m) en Algérie, pour trois jours choisis un par saison (08/01/2012, 24/04/2012 et 18/07/2012).

La présente étude est réalisée à partir d'un modèle mathématique permettant de simuler les comportements thermique et électrique de trois système (capteur hybride PV/T, distillateur solaire actif amélioré, chauffe-eau solaire photovoltaïque/thermique) et du système global proposé. Une étude paramétrique est menée afin de mettre en évidence l'évolution des performances énergétiques de chaque système et du système global.

Les résultats de simulation du capteur PV/T mettent clairement en évidence l'impact direct de différents paramètres, notamment l'irradiation solaire et le débit massique d'eau sur l'efficacité totale du capteur.

En outre, il apparait que l'ajout des réflecteurs au distillateur améliore nettement sa production journalière pendant la période hivernale. On note une augmentation de la production de l'ordre de 150.23 % en l'hiver, de 47.63 % au printemps et de 31.45 % en été.

Par ailleurs, Le couplage du distillateur avec un ballon de stockage thermique conduit également à un accroissement de la production thermique approximativement égal à 8.17 %, 30.20 % et 36.17 % respectivement pour l'hiver, le printemps et l'été.

Pour le distillateur couplé avec un ballon de stockage thermique/photovoltaïque l'accroissement est beaucoup plus important. Il est de l'ordre de 41.65 % en hiver et atteint les valeurs élevées de 160.67 % et 149.97 % respectivement au printemps et en été.

L'effet des réflecteurs sur l'augmentation de la production journalière du distillat est considérable pendant la période hivernale comparativement au printemps et à l'été, par contre l'effet du ballon de stockage est beaucoup plus important au printemps et en l'été qu'en l'hiver.

Mots clés : distillation, production nocturne, capteur hybride PV/T, réflecteurs, PV-SDHW