



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

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN

MEMOIRE

Présenté à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

MASTER EN PHYSIQUE

Spécialité : Physique Energétique et Energies Renouvelables

Par :

Mlle ZENATI Ouafa

Sur le thème

Etude et Dimensionnement d'un système Photovoltaïque de pompage d'eau à différentes profondeurs dans la Wilaya de Tlemcen

Soutenu publiquement le 18 juin 2022 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr AMARA Sofiane	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mme MAMOUNE Souheyla	MCB	Université de Tlemcen	Encadrante
Mr KARA-ZAITRI Kamel	MCB	Université de Tlemcen	Examineur
Mr MERAD Abdelkrim	Professeur	Université de Tlemcen	Co-encadrant

Année Universitaire : 2021 ~ 2022



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

« وَأَنْزَلْنَا مِنَ السَّمَاءِ مَاءً بِقَدَرٍ فَأَسْكَنْتُهَا فِي الْأَرْضِ وَإِنَّا عَلَىٰ خَلْقِهَا بِهٍ لَقَادِرُونَ »

سورة المؤمنون 18



Remerciements

Au terme de la rédaction de ce mémoire, c'est un agréable plaisir d'exprimer en quelques mots, et en tout premier lieu, mes sincère gratitude que doit à « ALLAH » le tout-puissant et miséricordieux qui m'a donné la patience, le courage et la volonté pour avoir accomplir ce modeste travail, ainsi que l'audace pour franchir tout empêchements.

Ce travail a été élaboré à la faculté des sciences de l'Université Abou-Bekr BELKAÏD de Tlemcen, sous la supervision de mon encadrante Madame **MAMOUN Souheyla**, maitre de conférences 'B au département de Physique Université de Tlemcen, que je tiens à exprimer mes profondes gratitudes et reconnaissance pour sa patience, sa disponibilité et ses judicieux conseils que j'avais l'honneur de suivre, ainsi la confiance qu'elle m'a accordée.

Je remercie en 2ème lieu mon Co-encadrant Monsieur **MERAD Abdelkrim Elhasnaine Kheirallah**, Professeur au département de Physique Université de Tlemcen, pour son accompagnement, ses conseils et ses orientations qui ont beaucoup contribué à l'aboutissement de ce travail.

J'adresse également mes vifs remerciements aux membres de jury, Monsieur **AMARA Sofiane**, professeur au département de Physique de la faculté des sciences à Tlemcen qui nous a fait l'honneur de présider le jury. Ainsi que l'examineur Monsieur **KARA ZAITRI Kamel**, maitre de conférences 'B au département de Physique Université de Tlemcen pour avoir sacrifié de leurs temps pour examiner ce travail.

Mes vifs remerciements vont également à Madame **N. BELHADJI**, Responsable de l'équipe endoscopie à l'Algérienne des eaux (ADE), à Monsieur **A. BOUANANI**, Professeur au département d'Hydraulique de la Faculté de Technologie Université de Tlemcen, à Monsieur **A. R. ROSTANE**, Ingénieur d'état en hydrogéologie et Chef de bureau des ressources en eau souterraines à la Direction des Ressources en Eau de la Wilaya de Tlemcen et à Monsieur **M. A. MOUMENE**, Directeur de la Piscine Semi Olympique de Sebdou (Tlemcen), qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce travail.

Les remerciements ne s'arrêtent bien évidemment pas là, je tiens à remercier toutes les enseignantes et tous les enseignants qui m'ont formé pour réussir mon parcours académique.

Je tiens à remercier vivement tous mes camarades de ma promo Physique Energétiques et Energies Renouvelables Université de Tlemcen pour leurs partages et encouragements.

Enfin, un vif merci pour tous ceux qui m'ont apporté et contribué de près ou de loin le soutien moral et intellectuel tout au long de mon parcours pédagogique.



Dédicaces

*Au nom du dieu le clément et le miséricordieux louange à « ALLAH » le tout-puissant
Je dédie ce lapidaire travail de l'accomplissement de longues années d'études, en signe
de respect, de reconnaissance et de remerciement ;*

*À la femme la plus chère de ma vie, mon bonheur, la meilleure maman au
monde TACHEFINI Ammaria. Quoi que je fasse que je dise, je ne saurai point de
remercier comme il se doit. C'est ton amour, ton soutien et tes conseils qui mon permis
d'atteindre cette étape de ma vie. Que Dieu te protège*

*À mon très cher père Nor Eddine. Tu as toujours été pour moi le père
exemplaire, je tiens à honorer l'homme que tu es. Grâce à toi papa j'ai appris le sens
du travail et de la responsabilité, je voudrais te remercier pour ton amour, ta
générosité, ta confiance. Que Dieu te protège*

*À mes chers frères, Ahmed et Amine pour leurs soutien inconditionnel. Merci
d'être à mes côtés et de m'avoir donné le courage et la force. Que Dieu vous protège.*

À tous les membres de la famille en Algérie et à l'étranger.

Aux nobles enseignantes et enseignants rencontrés tout au long de ma scolarité.

Zenati Ouafa



Sommaire

Remerciements	II
Dédicace	III
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	X
Glossaire	XI
Introduction générale	2
Chapitre 1 : Principe et composition d'un système de pompage PV	7
1. Pompage photovoltaïque	8
2. Fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque	9
2.1. Système de captage	9
2.1.1. Photopile	9
2.1.1.1. Effet photovoltaïque	10
2.1.1.1.1. Principe de fonctionnement	11
2.1.2. Modules photovoltaïques.....	11
2.1.2.1. Paramètres d'un module photovoltaïque	12
2.1.2.2. Association dans un module PV	13
2.1.2.2.1. Association en série.....	13
2.1.2.2.2. Association en parallèle	13
2.1.2.2.3. Association hybride.....	14
2.1.2.3. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV	14
Ø L'ensoleillement.....	14
Ø La température.....	15
2.1.2.4. Protection des modules photovoltaïques	15
2.1.3. Générateur photovoltaïque	16
2.3.3.1. Condition d'installation d'un générateur PV	17
2.3. Système d'adaptation	19
2.3.1. Convertisseur.....	19
2.3.1.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs).....	19
2.3.1.1.1. Convertisseurs de type BUCK (abaisseurs).....	20
2.3.1.1.2. Convertisseurs de type BOOST (élevateurs)	20
2.3.1.1.3. Convertisseurs de type BUCK-BOOST.....	20
2.3.1.2. Convertisseur DC-DA	20
2.3.2. Régulateur.....	21
2.4. Système motopompe	21

2.4.1.	Moteur	21
2.4.1.1.	Moteur à courant continu MCC	21
2.4.1.2.	Moteur à courant alternatif.....	22
2.4.1.3.	Avantages et inconvénients du moteur à courant continue et moteur à courant alternatif.....	22
2.4.2.	Pompe.....	23
2.4.2.1.	Classification des pompes.....	23
2.4.2.1.1.	Classification selon la position de la pompe	23
2.4.2.1.2.	Classification selon la conception de la pompe.....	24
2.4.2.2.	Avantages et inconvénients de la pompe volumétrique et la pompe contrefugue.....	26
2.5.	Système de stockage	27
2.5.1.	Méthodes de pompage photovoltaïque.....	27
2.5.1.1.	Pompage « au fil du soleil »	28
2.5.1.2.	Pompage avec stockage électrique	28
2.5.1.3.	Avantages et inconvénients des deux techniques de pompage photovoltaïques.....	29
2.6.	Système de protection	29
2.6.1.	Parafoudre.....	30
2.6.2.	Prise de terre.....	30
2.6.3.	Disjoncteur.....	31
2.6.4.	Fusible.....	31
Conclusion.....		32
REFERENCES		33

Chapitre 2 : Dimensionnement d'un système de pompage PV à Tlemcen38

1.	Situation géographique	39
2.	Etapas de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque	39
2.1.	Estimation du besoin d'eau journalier	40
2.2.	Evaluation de l'irradiation solaire	41
2.2.1.	Source d'énergie	41
2.2.2.	Rayonnement solaire sur notre planète	42
2.2.2.1.	Le rayonnement direct.....	42
2.2.2.2.	Le rayonnement diffus.....	42
2.2.2.3.	Le rayonnement réfléchi.....	42
2.2.2.4.	Le rayonnement global	42
2.2.3.	Potentiel solaire de l'Algérie.....	43
2.2.4.	Optimisation du potentiel solaire de Tlemcen.....	45
2.2.5.	Autres conditions météorologiques de Tlemcen	46
2.2.5.1.	Climatologie	46
2.2.5.2.	Température.....	47
2.2.5.3.	Pluviométrie.....	47
2.2.5.4.	Humidité.....	47

2.2.5.5.	Vents	48
2.2.5.6.	Nébulosité	49
2.3.	Calcul de la hauteur manométrique totale.....	49
2.3.1.	Hauteur géométrique totale (Ht).....	50
2.3.1.1.	Cas de pompe superficielle.....	50
2.3.1.2.	Cas de pompe immergée.....	50
2.3.2.	Les pertes de charges (Pc)	51
2.3.2.1.	Pertes de charge linéaire.....	52
2.3.2.1.1.	Calcul de coefficient de perte de charge (λ)	53
2.3.2.2.	Perte de charge singulière	55
2.4.	Calcul de l'énergie hydraulique.....	56
2.5.	Calcul de la puissance électrique de la pompe.....	57
2.6.	Calcul de la puissance crête	58
2.7.	Calcul du nombre de panneau	59
2.8.	Choix de composantes de l'installation	60
2.8.1.	Choix de la pompe.....	60
2.8.2.	Choix du module photovoltaïque.....	60
2.8.3.	Choix de l'onduleur	62
2.8.4.	Choix de câble	63
2.8.5.	Capacité de réservoir	64
	Conclusion.....	65
	REFERENCES.....	66

Chapitre 3 : Résultats de Dimensionnement : Analyse et Discussion..... 70

1.	Ressources en eau souterraines	71
1.	Principe de notre étude	72
1.1.	Données à considérer	73
1.2.	Résultats et discussion.....	74
	Conclusion :.....	89
	REFERENCES.....	90

Chapitre 4 : Etude de Cas : Piscine Semi Olympique à Sebdou (Tlemcen)..... 92

1.	Présentation de cas d'étude.....	93
1.1.	Présentation du système d'alimentation en eau actuelle	94
1.2.	Ressources en eau	95
2.	Dimensionnement de système de pompage solaire.....	96
2.1.	Estimation du potentiel d'énergie solaire	97
2.1.1.	Estimation de l'ensoleillement.....	97
2.1.2.	L'orientation et l'angle d'inclinaison.....	97

2.2.	Estimation des besoins en eau	97
2.3.	Calcul de la hauteur manométrique totale.....	98
2.4.	Calcul de la puissance électrique nécessaire par jour.....	99
2.5.	Calcul de la puissance crête du champ PV.....	99
2.6.	Choix de composantes	100
2.6.1.	Pompe.....	100
2.6.2.	Convertisseur DC/DA (Onduleur)	101
2.6.3.	Générateur photovoltaïque	101
2.6.4.	Câble électrique	103
2.6.5.	Choix d'équipement de protection.....	104
2.6.5.1.	Fusible.....	104
2.6.5.2.	Mise à la terre.....	105
2.6.5.3.	Disjoncteur.....	105
2.6.5.4.	Parafoudre.....	105
3.	Coût du système de pompage PV.....	106
4.	Comparaison entre le coût du système photovoltaïque et les énergies fossiles	107
	Conclusion.....	109
	REFERENCES.....	110
	Conclusion générale	112
	Annexes	114

Liste des figures

Chapitre 1

Figure 1 : Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.	11
Figure 2 : Constitution d'un module photovoltaïque.....	12
Figure 3 : Caractéristique courant-tension $I(V)$: (a) pour N_s cellule en série et (b) pour N_p cellule en parallèle	14
Figure 4 : Influence de l'éclairement (a) et la température (b) sur la caractéristique $I(V)$	15
Figure 5 : Protection des modules par les diodes anti retour et by-pass.....	16
Figure 6 : Composants d'un GPV.....	16
Figure 7 : Système d'adaptation d'un générateur PV – charge	19
Figure 8 : Schéma conventionnel d'un convertisseur DC-DC.....	19
Figure 9 : Schéma conventionnel d'un convertisseur DC-AC.....	20
Figure 10 : Fonctionnement d'une pompe volumétrique.....	24
Figure 11 : Schéma illustratif de fonctionnement de la pompe centrifuge à étage unique	26
Figure 12 : Photos des deux types pompes centrifuges	26
Figure 13 : Schéma de pompage photovoltaïque au fil du soleil.....	28
Figure 14 : Schéma de pompage photovoltaïque avec batterie.....	28

Chapitre 2

Figure 1 : Situation géographique de la ville de Tlemcen	39
Figure 2 : Spectre du rayonnement solaire.....	42
Figure 3 : Les différentes composantes du rayonnement solaire.....	43
Figure 4 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur un plan incliné à la latitude de lieu période 1992-2002	44
Figure 5 : Moyenne annuelle de la durée d'insolation mesurée (SS) période 1992-2002	44
Figure 6 : Variation du rayonnement solaire global mensuel : (a) sur un plan incliné de 45° – (b) sur un plan horizontal	46
Figure 7 : Variation de la durée d'ensoleillement mensuelle.	46
Figure 8 : Variations journalières des températures à Tlemcen.....	47
Figure 9 : Répartitions mensuelles des précipitations à Tlemcen	48
Figure 10 : Variation mensuelle de l'humidité relative (%) du site de Tlemcen.....	48
Figure 11 : Capture de direction du vent à Tlemcen (mois de mars 2022)	49
Figure 12 : Schéma de pompage d'eau – cas de pompe en surface- (panneaux PV non représentés).....	50
Figure 13 : Schéma de pompage d'eau – cas de pompe immergée- (panneaux PV non représentés).....	51
Figure 14 : Types des pertes de charges	52
Figure 15 : Diagramme de Moody représentant le coefficient de perte de charge linéaire λ en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité relative	55
Figure 16 : Diagramme pour déterminer la taille du générateur photovoltaïque nécessaire pour couvrir une demande d'énergie hydraulique	59

Chapitre 3

Figure 1 : Cartographie de point de forages opérationnel dans la wilaya de Tlemcen.....	72
Figure 2 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen...	80
Figure 3 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (petite consommation)	81
Figure 4 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (moyenne consommation)	83

Figure 5 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (moyenne consommation).....	84
Figure 6 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (grande consommation).....	85
Figure 7 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (grande consommation).....	86
Figure 8 : Puissance crête en fonction de niveau dynamique pour les trois modes de consommation : (a) petite consommation (b) moyenne consommation (c) grande consommation	87
Figure 9 : Nombre de panneaux en fonction de niveau dynamique pour les trois modes de consommation : (a) petite consommation (b) moyenne consommation (c) grande consommation.....	88

Chapitre 4

Figure 1 : Localisation de la piscine semi olympique Sebdou.....	93
Figure 2 : Vue en plan de la piscine semi olympique à Sebdou.....	94
Figure 3 : Piscine semi olympique à Sebdou	94
Figure 4 : Pompe utilisé actuellement pour pomper l'eau de forage de la piscine semi olympique de Sebdou.....	95
Figure 5 : Localité de forage de la piscine semi olympique Sebdou (Tlemcen)	96
Figure 6 : Schéma de circuit hydraulique globale de l'installation de pompage.....	98
Figure 7 : Schéma de raccordement de panneau de notre installation PV	103
Figure 8 : Coût annuel d'électricité pour les systèmes PV et réseau direct.....	108

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1 : Analogie entre les 3 types des cellules solaires à base de silicium	10
Tableau 2 : Majeurs avantages et inconvénients pour les moteurs MCC et MAS	23
Tableau 3 : Photos des différents types de pompes volumétriques	25
Tableau 4 : Comparaison entre les caractéristiques d'une pompe volumique et d'une pompe contrefugue.....	27
Tableau 5 : Avantages et inconvénients des pompages au fil du soleil et avec batteries	29
Tableau 6 : Equipement de système de pompage à mettre à la terre.....	30

Chapitre 2

Tableau 1 : Potentiel solaire en Algérie	43
Tableau 2 : Moyenne mensuelle de la vitesse du vent à Tlemcen.....	48
Tableau 3 : Pourcentage mensuel de la couverture nuageuse du ciel à Tlemcen	49
Tableau 4 : Valeurs de coefficient des pertes de charge singulières de quelque type d'accessoire	56
Tableau 5 : Rendements des motopompes et de l'onduleur	57
Tableau 6 : Extrait de fiche technique du module de type IF-P340-72.....	61
Tableau 7 : Extrait de fiche technique du module de type IF-P165-36.....	61
Tableau 8 : Tensions du système correspondantes à chaque intervalle de la puissance crête du GPV à installer	62
Tableau 9 : Résistivité de quelque conducteurs donnée par les fabricants.....	63

Chapitre 3

Tableau 1 : Données considérées dans notre calcul : données relatives au fonctionnement et l'emplacement de(s) pompe(s) à envisager	74
Tableau 2 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Petite consommation)	75
Tableau 3 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Moyenne consommation)	76
Tableau 4 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Grande consommation)	77
Tableau 5 : Nombre de module nécessaire pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemce	78

Chapitre 4

Tableau 1 : Caractéristique de forage Seb Piscine	95
Tableau 2 : Irradiation solaire moyenne journalière enregistrée à une année (Sebdou)	97
Tableau 3 : caractéristiques techniques de la pompe PEDROLLO 4SR842FK.....	101
Tableau 4 : caractéristiques techniques de l'onduleur HSPH7500H.....	101
Tableau 5 : caractéristiques techniques de module solaire IF-P340-72	102
Tableau 6 : Résultats de calcul de la section du câble.....	104
Tableau 7 : Justification du choix du fusible.....	105
Tableau 8 : Totale d'investissement du système de pompage PV pour la piscine semi olympique de Sebdou.....	107

Glossaire

Nomenclature :

g	Accélération de la pesanteur (9.81 m/s ²)
ΔU_{max}	Chute de tension maximale entre panneaux, onduleur (3%)
λ	Coefficient de perte de charge (sans unité)
ξ	Coefficient de perte de charge singulière (sans unité)
γ	Coefficient de température des cellules
h	Constante de Planck égale à 6,62.10 ⁻³⁴ Js ⁻¹
C_h	Constante hydraulique (kg.s.h/m ²)
I_{pv}	Courant aux bornes du module photovoltaïque (A)
I_{cc}	Courant de court-circuit (A)
C_{PV}	Cout annuel de pompage en utilisant l'énergie photovoltaïque (DZD)
C_{EF}	Cout annuel de pompage en utilisant les énergies fossiles
C	Cout d'investissement initial (DZD)
C_M	Cout de maintenance (DZD)
Q	Débit (m ³ /s)
Q_h	Débit horaire (m ³ /h)
ρ	Densité de l'eau (1000kg/m ³)
D_h	Diamètre de la conduite (m)
t	Durée de fonctionnement (h)
E_{ph}	Energie de photon (Joule)
E_h	Energie hydraulique (Wh)
E_e	Energie spécifique journalière de système de pompage d'eau (Wh)
F_m	Facteur de couplage
γ	Fréquence de l'onde électromagnétique associé au photon considéré (Hz)
H_a	Hauteur entre le niveau d'eau et l'aspiration de la pompe (m)
H_r	Hauteur entre le refoulement et le point d'utilisation (m)
h	Hauteur entre le sol et le point d'utilisation (m)
H_t	Hauteur géométrique totale (m)
HMT	Hauteur manométrique totale (m)
I_R	Intensité de courant de retour (A)
I_{RM}	Intensité de courant maximal de module (A)
I_{max}	Intensité de courant maximale (A)
I'_{max}	Intensité de courant maximale (A)
I'_{cc}	Intensité de court-circuit totale dans une association hybride (A)
P_{sol}	Irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules utilisés (kWh/m ² /j)
λ	Longueur d'onde lié à l'énergie de chaque photon (m)
l	Longueur de câble électrique (m)
L	Longueur de la tuyauterie (m)
ρ	Masse volumique (kg/m ³)
N_d	Niveau dynamique de la nappe pour un débit moyen (m)
N_s	Niveau statique de la nappe au repos (m)
N_c	Nombre de branche
N_p	Nombre de module en parallèle
N_s	Nombre de module en série
Re	Nombres de Reynolds (sans unité)
P_m	Périmètre mouillé (m)
P_l	Perte de charge linéaire (m)
P_s	Perte de charge singulière (m)
P_c	Pertes de charges
P_{max}	Point de puissance maximal (W)
P_r	Pression de refoulement à la sortie (10 mCE)
C_{kWh}	Prix d'un kilowattheure d'électricité (DZD)

P_c	Puissance crête (W_c)
P_i	Puissance d'éclairement aux conditions STC ($P_i = 1\text{kW/m}^2, 25^\circ\text{C}$)
P_{inc}	Puissance des radiations incidentes (W)
P_e	Puissance électrique (W)
P_h	Puissance hydraulique (W)
R_m	Rabattement maximal avant d'arrêter la pompe (m)
η_{MP}	Rendement de groupe motopompe (%)
η_g	Rendement du générateur à la température de référence (25°C) (%)
η	Rendement maximal (%)
η_{PV}	Rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation (%)
R	Résistance du câble (Ω)
ρ	Résistivité de conducteur ($\Omega \cdot m$)
ε	Rugosité absolue
k	Rugosité relative
S	Section de tuyaux (m^2)
S	Section du câble (m^2)
A	Surface active de générateur (m^2)
T_c	Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement ($^\circ\text{C}$)
V_{co}	Tension à vide (V)
V'_{co}	Tension de circuit ouvert totale dans une association hybride (V)
V_{pv}	Tension générée par le module photovoltaïque (V)
V_{max}	Tension maximale (V)
V_{mp}	Tension nominale de l'onduleur (V)
V_m	Tension nominale du module (V)
γ	Viscosité cinématique (m^2/s)
μ	Viscosité dynamique (Pa.s ou kg/m.s)
c	Vitesse de propagation égale à 3.10^8ms^{-1}
v	Vitesse moyenne du fluide (m/s)
V	Volume journalier d'eau (m^3/j)

Abréviations :

AC : Courant Alternatif

ADE : direction des ressources en eau de la willaya de Tlemcen

CREG : Organisme en charge de la régulation du marché énergétique

CSTC : Systèmes photovoltaïques à concentration

CV : Cheval-Vapeur (Unité de puissance)

DC : Direct Current (courant continue)

DSA : direction des services agricoles de la willaya de Tlemcen

DZD : Dinar Algérien

EVA : Ethylene Vinyl Acetate

GPV : Générateur Photovoltaïque

HMT : Hauteur Manométrique Totale

IR : Infrarouge

MAS : Moteur à courant Alternatif Snychrone

MCC : Moteur à Courant Continu

MPPT : Maximum Power Point Tracking

PV : Photovoltaïque

SDA : Société de distribution d'électricité et de gaz d'Alger

SDC : Société de distribution d'électricité et de gaz du Centre et Sud

SDE : Société de distribution d'électricité et de gaz d'Est

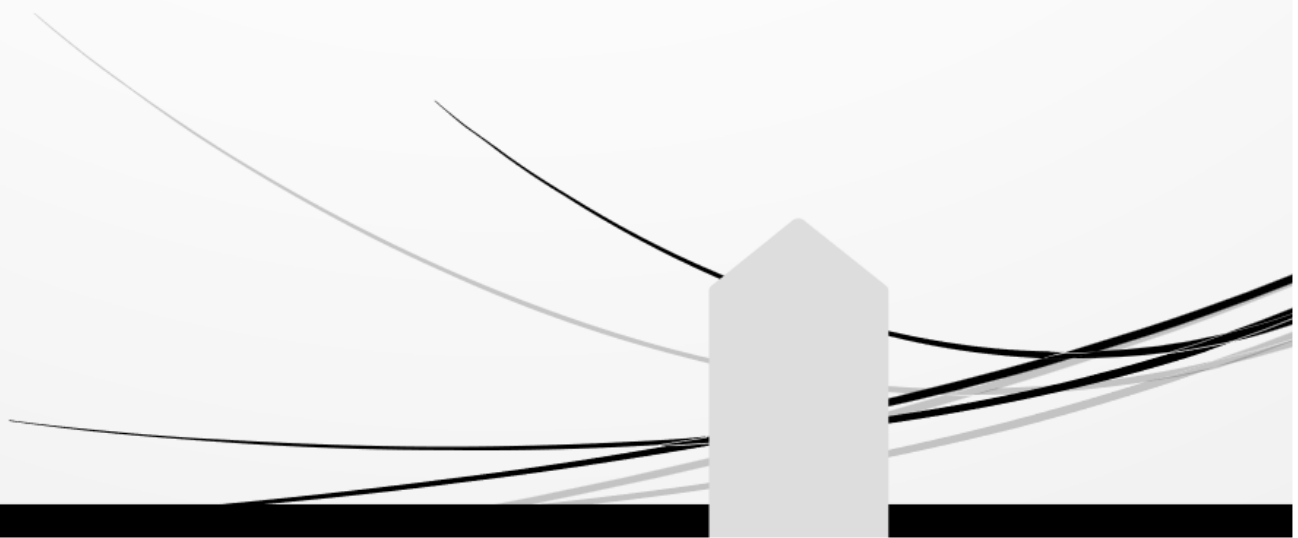
SDO : Société de distribution d'électricité et de gaz d'Ouest

UTM : Universal Transverse Mercator

UV : Ultraviolet



INTRODUCTION GENERALE



Introduction Générale



L'énergie et l'eau sont deux notions liées entre eux d'une façon inséparable. Ils ont toujours été nécessaires à l'homme pour vivre et assurer son développement économique et industriel sur tous les plans. En effet, la demande en eau et en énergie ne cesse pas d'augmenter à cause de la croissance élevée de la population et l'amélioration du niveau de vie des pays.

Pour répondre aux exigences des besoins énergétiques, une utilisation massive et exhaustive des combustibles fossiles (Pétrole, charbon et gaz) était et est toujours envisagée. Ceci a non seulement peut conduire à l'épuisement de ces fossiles mais aussi influe négativement sur système écologique et environnemental. D'autre part, la situation climatique actuelle : la sécheresse, le réchauffement et le manque de pluie ont des conséquences néfastes vis-à-vis la quantité des eaux de surfaces (rivières et lacs) ; ainsi les humains vont être de plus en plus dépendants des ressources en eau souterraines pour assurer leur besoin en eau, surtout dans les zones rurales et éloignées de la mer. Par ailleurs, les puits fournissent déjà 36% de l'eau potable dans le monde [Valo M 2022].

En effet, le pompage des eaux souterraines est une activité en pleine expansion : des chercheurs de nombreux pays développent des composantes de plus en plus puissantes, afin de pomper une grande quantité d'eau. L'augmentation de la puissance des composantes de pompage se traduira par une augmentation de l'énergie électrique nécessaire.

Donc, face à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et aux problèmes environnementaux causés par l'utilisation des combustibles fossiles qui libèrent les gaz carboniques, lors de l'exploitation de ces ressources dans le pompage d'eau et connaissant l'influence de la hausse des prix des combustibles sur le prix de l'eau produite, le monde s'affronte, actuellement, à un double défi : l'approvisionnement en électricité et en eau d'une façon propre et durables.

Cet enjeu est à la portée de tous les pays du monde, y compris l'Algérie, car la lutte contre le changement climatique suppose un repérage des meilleurs solutions sociales, économiques et technologiques majeurs, respectant l'environnement. Donc, Il est incontestable de conduire des efforts dans la recherche pour l'intégration des sources

Introduction Générale



d'électricité renouvelables comme le solaire photovoltaïque¹ pour fournir une alternative d'approvisionnement en énergie fiable et durable pour le pompage des eaux souterraines.

Une installation photovoltaïque destinée au pompage d'eau peut être soit raccordée au réseau électrique ou autonome. Dans la majorité des cas, ce système est utilisé dans les zones éloignées de la mer², zones rurales et sites isolés où il serait trop coûteux de raccorder le système de pompage au réseau direct. Cette installation se compose donc d'un ou plusieurs modules, d'un onduleur, d'un système motopompe, d'un régulateur si on utilise les batteries pour le stockage (cas de pompage avec stockage électrique) et un réservoir d'eau utilisé dans la majorité de temps pour un système de pompage dit au fil solaire. La différence majeure de ce dernier avec le pompage avec stockage électrique, c'est l'absence des batteries.

Parmi les principaux avantages d'une installation de pompage photovoltaïque, c'est qu'elle peut être installée pour assurer le besoin à petite et à grande échelle de consommation, il permet de pomper de l'eau même à très grande profondeur et surtout, il nécessite peu de maintenance avec un petit frais d'investissement.

En Algérie, pays possédant un gisement solaire important, des nouvelles prévenances³ qui favorise et valorise l'exploitation et le développement des ressources énergétiques renouvelables sont envisageable notamment dans l'énergie photovoltaïque.

L'idée de notre travail présenté dans ce mémoire de fin d'étude s'inscrit donc, dans ce contexte, et face à tous ces atouts majeurs cités ci-dessus, nous voudrions contribuer par la présente étude à l'exploitation de cette énergie propre et durable en Algérie, et notamment dans notre wilaya de Tlemcen. Notre étude consiste à dimensionner des systèmes de pompes PV pour pomper de l'eau à différentes profondeurs de la nappe d'eau souterraine de wilaya de Tlemcen.

Dans le but d'atteindre nos objectifs, notre mémoire de fin d'étude sera structuré comme suit :

¹ Le mot photovoltaïque est souvent abrégé PV.

² La majorité de ces zones basent sur la technique de dessalement de l'eau de mer pour produire de l'eau potable

³ Le nouveau programme des énergies renouvelables lancé par l'Algérie comprend l'installation d'environ 22000 mégawatts d'électricité d'origine renouvelable pour le marché nationale d'ici 2030 [Ministère de l'Énergie et des Mines]

Introduction Générale



- Le premier chapitre expose et définit les différents composants nécessaires pour un système de pompage avec leurs caractéristiques et leur principe de fonctionnement, ainsi, les deux méthodes de pompage d'eau par l'énergie solaire photovoltaïque.
- Le deuxième chapitre est consacré à la méthode de dimensionnement (comprenant 7 étapes) basée sur les données météorologiques réelles du site de Tlemcen.
- Le troisième chapitre présente une étude de dimensionnement large couvrant plusieurs forages opérationnels de différentes profondeurs à Tlemcen où nous déterminons la puissance crête et le nombre des panneaux PV à envisager pour pomper de l'eau de ces forages.
- Le quatrième chapitre est dédié à une présentation détaillée d'une étude de dimensionnement d'un cas : il s'agit de l'alimentation PV d'une piscine à Sebdou (Tlemcen) où nous fournissons aussi un devis quantitatif et estimatifs pour prouver la nécessité d'adopter une telle énergie plus propre et rentable.

Enfin, on clôturera ce modeste travail par une conclusion générale de ce sujet.

Introduction Générale



REFERENCES :

[Ministère de l'Energie et
des Mines]

[Valo M 2022]

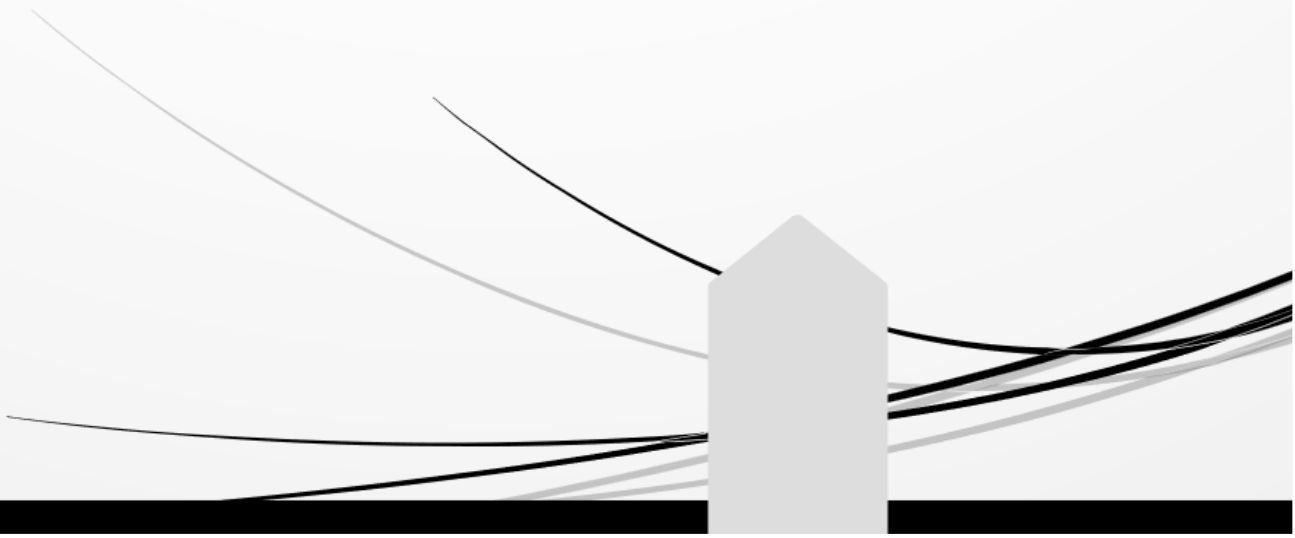
Web site : <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>

Valo Martine (21 mars 2022), « Les eaux souterraines, une ressource ‘mal gérée, voire gaspillée’ », Journal Le Monde, France

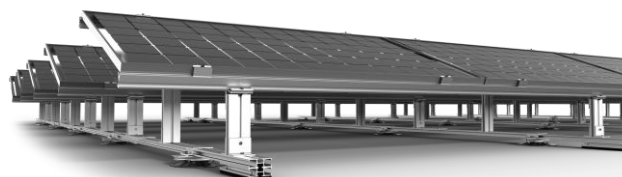
Chapitre 1



PRINCIPE ET COMPOSITION D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PV



Chapitre 1



PRINCIPE ET COMPOSITION D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications PV¹ qui rend le plus de services dans les pays chauds où l'alimentation en eau potable n'est pas aisée et le besoin d'eau est plus important ; et ça été aussi l'une des toutes premières utilisations de l'énergie solaire largement disponible dans tels pays. Donc la production de l'énergie solaire coïncide avec le besoin d'eau dans les périodes les plus sèches et les plus ensoleillées à la fois : la pompe solaire est donc née de cette convergence.

En fait, on ne saurait réduire cette application à la seule fonction de pompage : une installation d'adduction en eau potable est tout un ensemble de composants qu'on doit étudier avec soin.

L'objectif de ce chapitre bibliographique introductif est de donner un aperçu général sur les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque, leurs principes de fonctionnement et leurs rôles.

¹ Les habitats ruraux autonomes, habitats partiellement connectés aux réseaux, le pompage d'eau PV, les électrifications rurales, les signalisations routières, les relais de télécommunications, les satellites spatiaux, ... peuvent être tous des applications photovoltaïques.

1. Pompage photovoltaïque

Au cours des dernières décennies, les systèmes de pompes d'eau par l'énergie photovoltaïque sont devenus les systèmes les plus répandus au monde. En effet, ils sont plus fiables, plus rentables et surtout économiques², notamment dans les régions rurales où le réseau électrique est lointain. Lorsque ces systèmes sont bien étudiés et bien installés, ils deviennent plus fiables et nécessitent moins d'entretien [Mostefaoui Z].

En fait, une adduction en eau potable est tout un ensemble qui comporte, principalement, une source d'eau (un puits ou un forage), une pompe mécanique (pompe de surface pour les puits allant jusqu'à 6 m de profondeur, et pompe émergée pour les forages ayant des profondeurs plus que 6 m [Anne L et al 2006] , un générateur photovoltaïque (ensemble de panneaux photovoltaïques) et des infrastructures : un réservoir d'eau placé en hauteur (ou un château d'eau en cas des cités ou des villages) et un réseau de canalisation. Le réservoir d'eau joue le rôle de stockage³ d'eau et d'alimentation par gravité⁴, donc généralement, dans un tel système de pompage au fil du soleil⁵, on n'a pas besoin d'envisager des batteries.

Les performances du pompage solaire PV dépendent particulièrement des caractéristiques du site (ensoleillement, température, conditions météorologiques), de la profondeur de puits ou du forage, du besoin en eau et aussi des caractéristiques des autres équipements (modules PV, onduleurs, etc) [Bensoltane I et al 2019].

Par ailleurs, on note que le système de pompage photovoltaïque a une large gamme d'utilisation que ce soit à petit ou à grand échelle : il peut être installé pour le pompage d'eau à usage domestique (pour une alimentation locale d'eau), comme, il peut être installé pour alimenter les fermes agricoles en sites isolés ou encore pour approvisionner une cité ou un village en eau potable.

² Auparavant, le coût des combustibles fossiles était moins cher par rapport à celui des panneaux photovoltaïques. Alors qu'aujourd'hui, le coût du carburant est en hausse continue et celui de la technologie PV est devenue plus abordable [Hassanien R et al 2016].

³ Le stockage de l'eau est pour faire tampon entre les périodes de pompage et les périodes de soutirage de l'eau.

⁴ Comme le réservoir est placé en hauteur, l'alimentation en eau est assurée que la pompe soit en fonctionnement ou non : c'est le principe de tout château d'eau

⁵ Nous reviendrons à ce point, une fois que nous présentons la totalité des constituants du système de pompage PV (dans 2.5.1.1)

2. Fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque

Un système de pompage photovoltaïque est constitué des parties suivantes :

- Le système de captage
- Le système d'adaptation
- Le système de motopompe
- Le système de stockage
- Le système de protection

2.1. Système de captage

Le système de captage se compose d'un générateur photovoltaïque GPV formé par plusieurs panneaux photovoltaïques appelés aussi modules photovoltaïques. Ces derniers sont formés à leurs tours par l'association des cellules photovoltaïques.

2.1.1. Photopile

La photopile, connu couramment par cellule solaire ou cellule photovoltaïque, est l'unité minimale d'un générateur photovoltaïque. Elle est fabriquée, généralement, par des matériaux semi-conducteurs⁶ [Jemmy R et al 1998] qui possèdent la particularité de produire l'électricité quand ils sont éclairés grâce à un phénomène appelé l'effet photovoltaïque⁷ [Debili N 2015].

Il existe une grande variété des technologies des cellules solaires, dont la plupart des cellules commercialisées sont à base du le silicium⁸ : polycristallin, monocristallin ou amorphe.




On donne, dans le tableau 1 ci-dessous, une analogie entre les trois types de cellules solaires à base de silicium et leurs caractéristiques physiques.

⁶ Un semi-conducteur est un matériau isolant à une température de 0K qui devient conducteur lorsque la température augmente au-delà de cette température [Chabane Sari N 2021].

⁷ Nous donnons une brève description de l'effet photovoltaïque dans la section suivante (2.1.1.1).

⁸ Le silicium (¹⁴Si) est un élément de la famille des cristallogènes d'origine chimique. C'est l'élément le plus abondant dans la croute terrestre après l'oxygène. Il n'existe pas à l'état libre, mais sous forme de composés : la silice (dans le sable, le quartz...) [Chabane Sari N 2021].

Tableau 1 : Analogie entre les 3 types des cellules solaires à base de silicium [Kiran R et al, Camille E 2020, Mokdadi N et al 2011]

Types de cellules	Monocristallines	Polycristallines	Amorphes
Image pour identification			
Aspect de la cellule	Cellules bleu foncé et uniforme	Cellules bleu clair et laissant apparaitre des cristaux)	Cellules gris foncé
Rendement ⁹	26.1%	27.6%	14.5%
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Durée de vie longue 	<ul style="list-style-type: none"> • Moins cher et largement commercialisés • Peu sensibles aux variations de la température 	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibles et légères
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Cher • Rendement bas à température élevé 	<ul style="list-style-type: none"> • Rigides et plus au moins lourdes 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement faible • Durée de vie courte

2.1.1.1. Effet photovoltaïque

C'est un phénomène physique : il s'agit de convertir l'énergie contenue dans la lumière solaire en électricité grâce à un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur sensible à l'énergie contenue dans les photons.

L'effet photovoltaïque a été observé pour la première fois par le physicien français Edmund Becquerel¹⁰ en 1839 [Becquerel A.E 1839]. Cependant, ce n'est que dans l'année 1954 que des chercheurs dans les laboratoires Bell¹¹ aux États-Unis [Chapin D M et al 1954] ont réussi la conception de la première cellule solaire : l'élément principal de la conversion photovoltaïque [Debili N 2015].

⁹ Les valeurs des rendements indiqués sont les dernières valeurs record mises à jour le NREL en 2022 (le principal laboratoire des énergies renouvelables aux états unis)

¹⁰ Le physicien français Alexandre Edmond Becquerel était le premier qui a aperçu qu'il se produit un courant électrique, qu'il avait détecté par le biais d'un galvanomètre, lorsqu'une électrode en platine vêtue d'argent, est immergée dans une solution électrolytique conductrice et connectée à une contre-électrode sous illumination solaire.

¹¹ Les Laboratoires Bell fondés en 1925 sont devenue Alcatel-Lucent Bell Labs en 2009 puis Nokia Bell Labs en 2016.

2.1.1.1. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque peut être simplement défini par la transformation directe de l'énergie lumineuse des rayons solaires en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque dans des matériaux semi-conducteurs.

Les cellules photovoltaïques sont constituées de deux couches semi-conductrices, l'une dopée P et l'autre dopée N¹², formant ainsi une jonction PN¹³ avec une barrière de potentiel (voir figure 1). Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transfèrent de l'énergie aux atomes de la jonction PN ; ainsi des paires électron-trou se créent : des électrons (chargés négativement) et des trous (chargés positivement). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches donnant lieu à un courant continu. Cette différence de potentiel est mesurable entre les bornes positive et négative de photopile dites aussi électrodes.

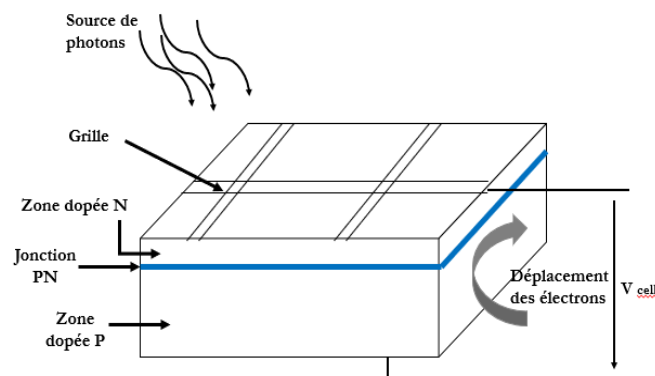


Figure 1 : Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

2.1.2. Modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque est un rassemblement des cellules en série/parallèle. Ces dernières sont interconnectées et emballées dans une résine transparente, l'EVA¹⁴. L'avant et l'arrière de ces cellules sont recouverts, respectivement, par une plaque de verre et une feuille multicouche étanche [El Amrani A et al 2007]. L'ensemble est ensuite muni d'un

¹² La couche dopée N constitue la couche supérieure de la cellule : c'est la couche exposée aux rayonnements solaires.

¹³ La jonction PN est la surface de contact des deux couches de semi-conducteurs dopés différemment, l'une subit un dopage négatif et l'autre un dopage positif.

¹⁴ La protection des cellules photovoltaïques (humidité, champignons, oxydation) est le secret d'une production d'électricité stable. Dans la composition des panneaux solaires, l'enveloppe en EVA (Ethylène Vinyl Acetate) assure cette protection. L'EVA est une résine chimique très collante ; elle ne conduit pas le courant, garantit la haute qualité des panneaux PV, prolonge leur durée de vie et optimise la production de l'énergie.

cadre et d'une boîte de jonction électrique¹⁵ [Nakoul Z 2010]. La figure 2 illustre la composition du module solaire.

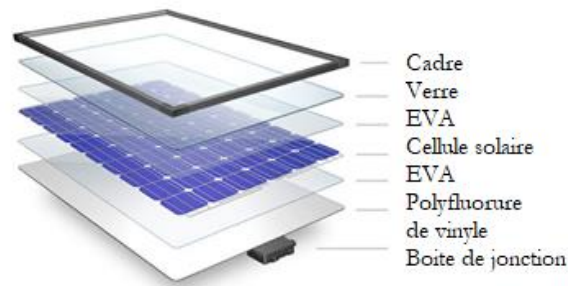


Figure 2 : Constitution d'un module photovoltaïque

2.1.2.1. Paramètres d'un module photovoltaïque

Voici la description des paramètres d'un module photovoltaïque : [Xueyang J 2019] [Ghaitaoui A et al 2021]

- **La puissance crête P_c** : puissance électrique maximale que peut fournir le module dans la condition standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- **La caractéristique $I(V)$** : c'est une courbe représentant le courant I fourni par le module PV en fonction de la tension à ces bornes. Cette courbe est de nature non linéaire et possède un point important appelé point de puissance maximale.
- **Tension à vide V_{co}** : tension aux bornes du module PV éclairé non raccordée.
- **Courant de court-circuit I_{cc}** : c'est la plus grande valeur de courant générée par la cellule sous les conditions de court-circuit où $V = 0$.
- **Point de puissance maximal P_{max}** : c'est le point de fonctionnement optimal pour lequel la puissance électrique maximale que peut fournir le module, est égale au produit de la tension maximale V_{max} et de l'intensité de courant maximale I_{max} :

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} \quad (1)$$

- **Rendement maximal** : rapport entre la puissance électrique optimale P_{max} et la puissance des radiations incidentes P_{inc} , exprimé en pourcentage (%) :

¹⁵ Le boîtier de jonction électrique, connue aussi par boîtier de connexion électrique est généralement fixé sous les modules quel que soit leurs types, en partie basse. Il représente aussi un point critique, parce qu'il constitue un endroit favorable à l'accumulation d'eau de condensation, d'insectes et de la poussière.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} \quad (2)$$

Avec P_{inc} est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale du panneau.

2.1.2.2. Association dans un module PV

Il existe trois types d'association des cellules solaires dans un module PV :

2.1.2.2.1. Association en série

Dans une connexion en série (voir figure 3-a), les tensions s'additionnent¹⁶. Par conséquent, le courant total dans une chaîne des cellules solaires est égal au courant généré par une seule cellule solaire [Smets A et al 2016].

Donc pour l'association de N_s cellules solaires en série, on a : [Adada M et al 2020]

$$V_{pv} = N_s \times V_{co} \quad (3)$$

$$I_{pv} = I_{cc} \quad (4)$$

Avec :

V_{pv} : la tension générée par le module photovoltaïque de N_s cellules en série.

I_{pv} : le courant aux bornes du module photovoltaïque de N_s cellules en série.

2.1.2.2.2. Association en parallèle

Dans une connexion en parallèle (voir figure 3-b), la tension est la même pour toutes les cellules solaires, tandis que les courants des cellules solaires s'additionnent. [Smets A et al 2016] ;

Donc pour l'association de N_p cellules solaires en parallèle, on a : [Adada M et al 2020]

$$V_{pv} = V_{co} \quad (5)$$

$$I_{pv} = N_p \times I_{cc} \quad (6)$$

Avec :

V_{pv} : la tension générée par le module photovoltaïque de N_p cellules en parallèle.

I_{pv} : le courant aux bornes du module photovoltaïque de N_p cellules en parallèle.

¹⁶ Par exemple, si la tension en circuit ouvert d'une cellule est égale à 0,6 V, une chaîne de trois cellules identiques produira une tension en circuit ouvert de 1,8 V.

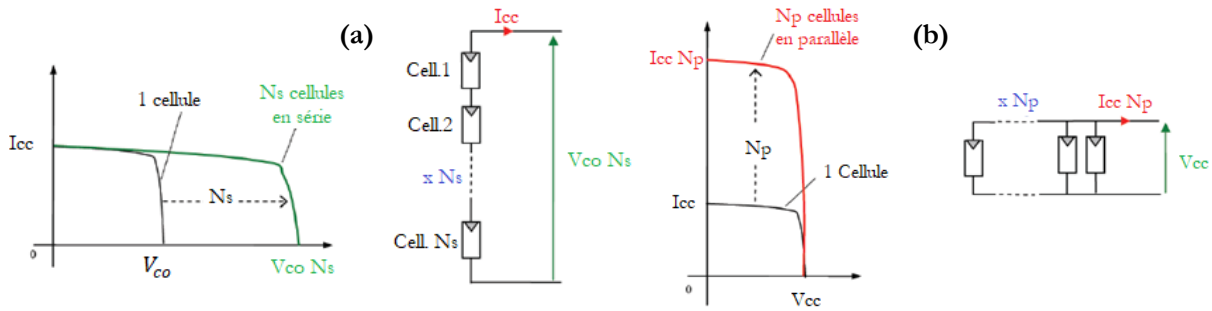


Figure 3 : Caractéristique courant-tension $I(V)$: (a) pour N_s cellule en série et (b) pour N_p cellule en parallèle [Adada M et al 2020]

2.1.2.2.3. Association hybride

Pour atteindre une puissance élevée, il faut associer plusieurs cellules identiques (les cellules doivent être de la même marque et avoir les mêmes caractéristiques) en série et en parallèle. De telles cellules sont interconnectées pour former des modules photovoltaïques [Boudjadar S et al 2021, Mekki A et al 2016].

L'interconnexion des cellules se fait, premièrement, à travers l'association des cellules en série pour obtenir la valeur de la tension souhaitée, et à travers l'association en parallèle de plusieurs associations en série pour obtenir l'intensité de courant souhaité [Manuel de formation pour l'installation et la maintenance de petits systèmes photovoltaïques].

Les valeurs de courant de court-circuit total (I'_{cc}) et de la tension de circuit ouvert totale (V'_{co}) sont données par les relations respectives suivantes :

$$I'_{cc} = N_p \times I_{cc} \tag{7}$$

$$V'_{co} = N_s \times V_{co} \tag{8}$$

2.1.2.3. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV

Les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques varient en fonction de l'ensoleillement et de la température. Ces concepts sont en effet, nécessaires pour la compréhension du comportement des modules photovoltaïques soumis à diverses contraintes, puis effectuer des optimisations de fonctionnement.

➤ L'ensoleillement

Pour voir l'impact de l'ensoleillement sur un module photovoltaïque, on maintient la température constante à 25°C pour différents éclairagements [Sebbagh T et al 2014].

On observe à travers la caractéristique $I(V)$ présentée dans la figure 4-a, qu'une baisse de l'ensoleillement provoque une baisse du courant (I_{cc}) accompagnée d'une légère

diminution de la tension (V_{co}) d'où un décalage du point de la puissance maximale du panneau vers des puissances inférieures [Arab S et al 2017].

➤ La température

Cette fois ci, pour analyser l'effet de la température, on maintient l'éclairement constant, soit 1000 W/m^2 , pour plusieurs valeurs de température (voir la figure 4-b) [Sebbagh T et al 2014]. On remarque, que lorsque la température augmente, le courant augmente très légèrement alors que la tension de circuit ouvert diminue considérablement, d'où un décalage du point de la puissance maximale du panneau vers des puissances inférieures [Arab S et al 2017].

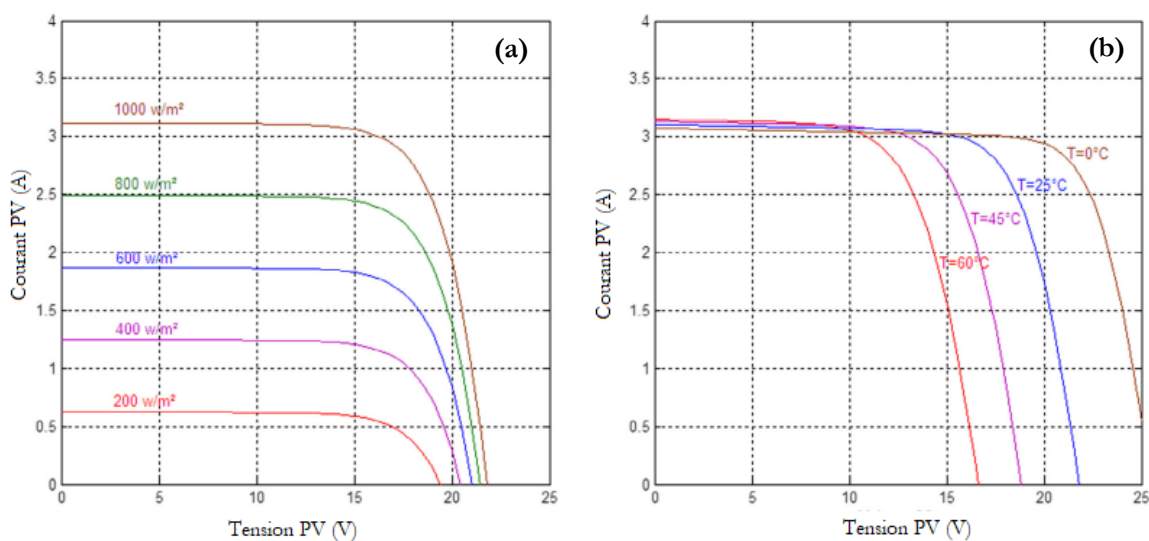


Figure 4 : Influence de l'éclairement (a) et la température (b) sur la caractéristique $I(V)$ [BelliaH et al 2014]

2.1.2.4. Protection des modules photovoltaïques

Le module lui-même doit être protégé pour prolonger sa durée de vie en évitant notamment les pannes destructrices liées au rassemblement des cellules solaires et de leur fonctionnement à l'ombre. Les deux types de protection qui sont généralement indispensables au bon fonctionnement d'un module PV : [Debili N 2015, energieplus]

- **La protection par diode parallèle (ou by-pass)** : destinée pour protéger une série de cellules (empêchant tout courant ou tension inverses) dans le cas d'un déséquilibre lié à une défectuosité d'une ou plusieurs des cellules de cette série à raison des erreurs de fabrication, défaillance ou d'un ombrage non uniforme de module.

- **La diode série** : placée entre la batterie et le module pour empêcher le retour de courant vers le module dans l'obscurité. Dans ce cas on parle de diode anti-retour.

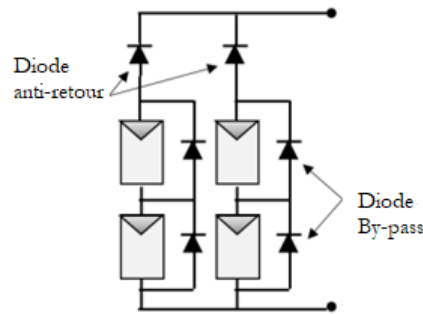


Figure 5 : Protection des modules par les diodes anti retour et by-pass [Mahammedi A 2020].

2.1.3. Générateur photovoltaïque

Pour former une unité qui produit une puissance continue élevée et compatible avec les équipements électriques couramment utilisés, les modules PV sont généralement connectés en série et en parallèle pour augmenter la tension et le courant de sortie du générateur GPV (voir figure 6) [Touama T et al 2019].

Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés à l'angle souhaité en fonction de l'emplacement. Nous notons que la production d'électricité dans l'ensemble des composants du générateur PV dépend de [Benyarou F 2004] :

- Besoins en électricité.
- Taille du panneau.
- Ensoleillement du lieu d'utilisation.
- Saison d'utilisation.

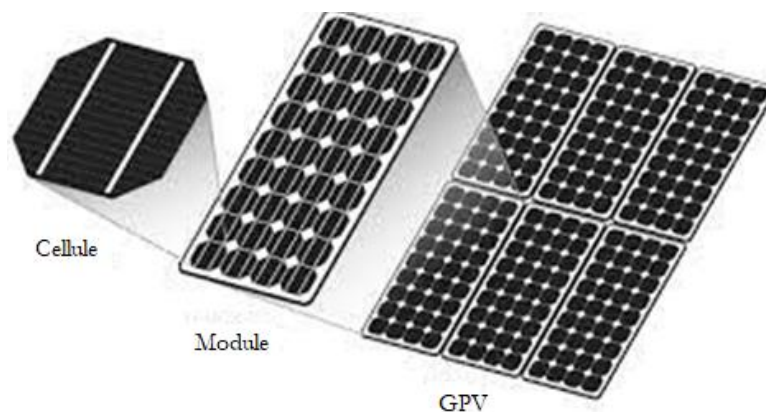


Figure 6 : Composants d'un GPV

2.3.1.1. Condition d'installation d'un générateur PV

Avant d'installer le générateur photovoltaïque sur l'endroit choisi, il est nécessaire de vérifier :

a- Orientation

L'installation d'un générateur photovoltaïque peut se faire sur le toit ou même au sol si le lieu d'implantation est propre, aéré (espace recommandé de 10 cm sous le module) et protégé. Il est également important que les modules soient orientés vers l'équateur (vers le sud pour les pays situés dans l'hémisphère nord et vers le nord pour les pays situés dans l'hémisphère sud) pour une production maximale d'énergie électrique, quelle que soit la saison [Word Bank 2018, Nakoul Z 2010].

Il existe aussi des structures beaucoup plus complexes qui suivent le soleil, tel que le système de poursuite ; un tel système permet d'avoir toujours un rendement élevé (car il s'adapte à la saison et récupère toujours le maximum des rayonnements solaires) mais il est coûteux. Une telle structure est principalement utilisée dans les systèmes photovoltaïques à concentration¹⁷(CSTC) [Word Bank 2018, Nakoul Z 2010].

b- Inclinaison de panneau

L'angle d'inclinaison des modules PV dépend de la latitude du lieu, de la période et du mode d'application de cette énergie photovoltaïque (application autonome, application estivale, etc...) [Brignad S 2011].

Pour les systèmes PV implémentés dans les régions proches de l'équateur (régions de faibles latitudes entre 15° sud et 15° nord), les panneaux PV doivent être quasiment horizontaux¹⁸, mais pour ceux qui sont installés dans les régions situées au nord ou au sud de l'équateur et ayant des fortes latitude (supérieures à 15°), les panneaux PV doivent être inclinés, afin d'exploiter au mieux les rayons solaires [Anne L et al 2006].

Pour les applications autonomes, la consommation en énergie est considérée presque constante au long de l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie reçue sur le plan de module PV dans le mois le plus défavorable (Décembre) est égale à la latitude du lieu à laquelle on ajoute 10° pour une orientation vers le sud [Brignad S 2011].

¹⁷Les CSTC utilisent des lentilles ou des miroirs pour concentrer la lumière du soleil sur un fluide caloporteur. Ce fluide chauffé à une température de l'ordre de 250°C à 1000°C produit de l'électricité à l'aide d'une turbine à vapeur.

¹⁸ On évite la position 100% horizontale, en inclinant légèrement les panneaux PV afin d'évacuer les eaux de pluie qui peuvent se cumuler sur la surface des panneaux PV dans les saisons hivernales.

Quant aux applications qui fonctionnent uniquement en période estivale (en été), l'exposition horizontale est plutôt favorable pour maximiser l'énergie solaire reçue dans le mois le plus favorable [Anne L et al 2006].

c- Disposition de panneau

La structure de dépôt de panneau doit être rigide entourée d'un cadre en aluminium et bien fixée au sol pour résister aux vents. De plus, elle doit être fiable dans le temps : elle doit être formée par des matériaux de bonne fiabilité (aluminium anodisé, visserie inox inoxydable, ...) [Nakoul Z 2010].

d- Fixation des panneaux

La fixation des panneaux doit répondre aux fonctions suivantes : [Nakoul Z 2010]

- La bonne orientation qui convient au site choisi.
- Résister aux intempéries ; il sera donc nécessaire d'utiliser de la boulonnerie galvanisée.
- Eviter les ombrages partiels.
- Ventiler les panneaux pour limiter leur échauffement.

e- Câblage

Les systèmes photovoltaïques doivent être conçus pour permettre une installation dans les conditions de meilleure sécurité. En conséquent, le câble électrique doit être un câble de qualité par exemple, le cuivre étamé offrant le meilleur rapport prix/qualité du marché [Ghaitaoui A et al 2021, Moine G 2012]

La longueur du câble est bien sûr l'aspect le plus important à prendre en compte. En effet, des câbles trop courts ou trop longs peuvent provoquer diverses pannes et pertes. Ils peuvent provoquer une surchauffe qui peut endommager l'installation PV ou une chute de tension qui réduit l'efficacité énergétique. Pour choisir la bonne longueur, il faut tenir compte de la distance entre les différents composants installés ainsi que de la tension et de l'intensité du courant transporté [Ghaitaoui A et al 2021].

La section du câble est calculée en fonction de l'intensité du courant et de la distance à parcourir. La section standard des câbles solaires est généralement comprise entre 4 et 6 mm². Cela fonctionne pour la plupart des installations [Ghaitaoui A et al 2021].

2.3. Système d'adaptation

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, le générateur photovoltaïque présente des caractéristiques $I(V)$ sensibles face aux conditions climatiques (ensoleillement et température) qui provoquent une variation de la production de puissance. Puisque les générateurs photovoltaïques sont à courant continu, donc ils ne peuvent pas être connectés à une charge alternative. [Telidjane M 2017]

Pour cela, des techniques courantes incluant l'utilisation d'un système d'adaptation entre le générateur PV et la charge doivent être envisagées. Ce système d'adaptation joue le rôle d'interface entre la production et la charge, il contient un convertisseur et un régulateur de charge :

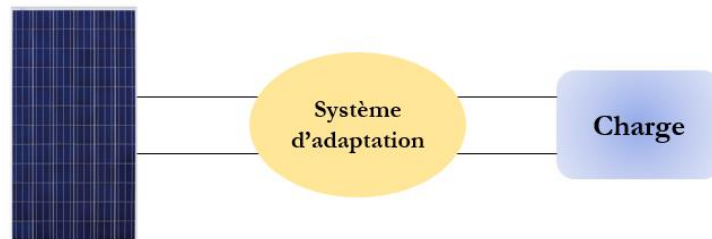


Figure 7 : Système d'adaptation d'un générateur PV – charge

2.3.1. Convertisseur

Un convertisseur (ou onduleur) est un dispositif qui permet de transformer le courant continu produit par le générateur photovoltaïque ou stocké dans les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit en tension continue différente, soit en tension alternative. [Mokdadi N et al 2011, Wikipédia].

2.3.1.1. Les convertisseurs DC-DC (hacheurs)

Les hacheurs ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe, ou de réguler une tension de sortie à partir d'une tension d'entrée variable [Adada M et al 2020].

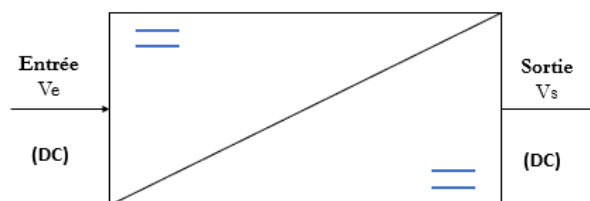


Figure 8 : Schéma conventionnel d'un convertisseur DC-DC

Les convertisseurs utilisés dans les systèmes PV pour générer les courants et les tensions souhaités sont [Boudjadar S et al 2021] :

2.3.1.1.1. Convertisseurs de type BUCK (abaisseurs)

Un convertisseur abaisseur ou hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur inférieure ($V_s < V_e$). [Goar N et al 2017]

2.3.1.1.2. Convertisseurs de type BOOST (élevateurs)

Un convertisseur élévateur (Step-Up en anglais) ou hacheur parallèle, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur supérieure ($V_s > V_e$). On utilise ce type de convertisseur lorsqu'on désire augmenter la tension disponible d'une source continue [Goar N et al 2017].

2.3.1.1.3. Convertisseurs de type BUCK-BOOST

Hacheur dévolteur-survolteur (Buck-Boost), ou abaisseur-élévateur, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité opposée [Goar N et al 2017].

2.3.1.2. Convertisseur DC-DA

Un convertisseur alternatif – continu, appelé un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance utilisé pour générer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie à courant continu pour faire fonctionner la pompe [Boudjadar S et al 2021].

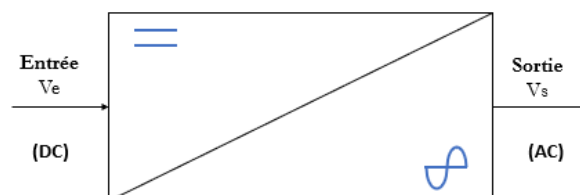


Figure 9 : Schéma conventionnel d'un convertisseur DC-AC

2.3.2. Régulateur

Il existe un point de fonctionnement où la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque est maximale¹⁹. En fait, selon les conditions météorologiques durant la journée (Température et ensoleillement) cette puissance peut être très variable. L'optimisation consiste à une adaptation de la charge à l'aide de la commande MPPT (en anglais Maximum Power Point Tracker).

Par définition, la commande MPPT, dit aussi contrôleur ou régulateur est un dispositif électronique associé au système d'adaptation, permet de faire fonctionner le GPV pour produire le maximum de sa puissance en permanence quel que soit les conditions météorologiques [Oudiai F et al 2019, Chekroun A 2011].

Une seconde fonctionnalité de régulateur est de protéger la batterie du stockage de la surcharge et les décharges profondes afin de ne pas l'endommager [Manuel de formation pour l'installation et la maintenance de petits systèmes photovoltaïques].

2.4. Système motopompe

2.4.1. Moteur

La pompe nécessite une source d'énergie mécanique en entrée. Cette énergie mécanique est fournie par le moteur dans la plupart des cas. On distingue deux types de moteurs : moteurs à courant continu et moteurs asynchrones [Jean-Loup P et al 2006].

2.4.1.1. Moteur à courant continu MCC

Un moteur à courant continu est connu pour sa double fonction ; il peut fonctionner en moteur ou en générateur. L'usage de ce moteur est avantageux dans le pompage photovoltaïque car son utilisation élimine celle de l'onduleur ce qui permet de réduire le coût de l'installation PV [Amani A et al 2018].

a- Moteur à courant continu avec balais

Les moteurs à courant continu pour les applications de pompage solaire sont des moteurs placés en série avec un couple de démarrage suffisant pour surmonter la résistance de démarrage de la pompe et bien réagir aux variations de courant [Louazene M 2008]. Les moteurs à balais sont les plus répons, mais leurs balais doivent être changés régulièrement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas de couple pompe-

¹⁹ Nous avons donné dans la section précédente une description du point de puissance maximal P_{max} (voir la section 2.1.2.1 : paramètres d'un module photovoltaïque).

moteur immergé, où la pompe doit être retirée du forage pour remplacer les balais. Certains fabricants proposent des moteurs à balais ayant une longue durée de vie qui réduisent cet entretien à toutes les 5 000 heures de fonctionnement [Jemmy R et al 1998].

b- Moteur à courant continu sans balais (Brushless)

Ce type de moteur présente d'avantages non seulement pour les moteurs à courant continu, mais aussi pour les moteurs à courant alternatif ; ils se caractérisent par un couple de démarrage élevé et une longue durée de vie (du fait de l'absence de roulements et de balais), mais leur utilisation est encore limitée à faible puissance [Louazene M 2008].

2.4.1.2. Moteur à courant alternatif

➤ Moteur asynchrone MAS

C'est un moteur à courant alternatif. La signification du terme asynchrone est que la vitesse de ce type des moteurs n'est pas nécessairement proportionnelle à la fréquence du courant qui les traverse [Boubacar H 2010]. Les moteurs à courant alternatif pour le pompage de l'eau solaire sont généralement de type de rotor asynchrones, triphasés et à court-circuit (rotors à cage). Celui-ci entoure deux roulements, qui sont lubrifiés par le liquide de refroidissement qui remplit le moteur. Le stator est noyé dans de la résine avec une bonne résistance mécanique, une bonne dissipation thermique et une étanchéité parfaite. Ces moteurs sont conçus pour être immergés dans de l'eau à une température maximale d'environ 35°C. En raison de leur robustesse, de leur rendement élevé et de leur faible coût, les moteurs asynchrones constituent une solution efficace pour les installations de pompage photovoltaïques [Amani A et al 2018, Jemmy R et al 1998].

2.4.1.3. Avantages et inconvénients du moteur à courant continue et moteur à courant alternatif

Les avantages et les inconvénients des moteurs à courant continue et moteurs à courant alternatif (Moteur asynchrone) sont résumés dans le tableau 2.

Tableau 2 : Majeurs avantages et inconvénients pour les moteurs MCC et MAS [Bessoltane I et al 2019]

Types de moteur	Avantages	Inconvénients
Moteur à courant continu (MCC)	<ul style="list-style-type: none"> • Facile à régler (changements de vitesse, couple, etc.) • Rendement 90% 	<ul style="list-style-type: none"> • Investissement important et maintenance coûteuse
Moteur à courant alternatif (MAS)	<ul style="list-style-type: none"> • Construction simple • Fiabilité, nécessite peu d'entretien 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement un peu plus faible (75% à 80%)

2.4.2. Pompe

La pompe est l'élément central à prendre en compte dans le système de pompage PV. La pompe est une machine hydraulique utilisée pour déplacer les fluides d'une zone à basse pression vers une zone à haute pression. D'un point de vue physique, une pompe convertit l'énergie mécanique en énergie hydraulique [Adada M et al 2020, Krishnappa M et al 2021]. Cette transformation se fait en deux temps :

- a- **Aspiration** : c'est l'action mécanique qui crée un vide partiel à l'entrée de la pompe, permettant à la pression atmosphérique dans le réservoir de forcer le fluide de réservoir dans la conduite d'aspiration ou d'alimentation.
- b- **Refoulement** : Le liquide qui émerge le corps de la pompe est transporté puis refoulé en réduisant le volume de la chambre contenant le liquide, ou par centrifugation, puis vidange.

2.4.2.1. Classification des pompes

2.4.2.1.1. Classification selon la position de la pompe

En fonction de l'emplacement physique de la pompe, on distingue :

- a- **Pompes de surface** : (ou hors d'eau) la pompe doit être installée en dehors de liquide à pomper. Généralement, elle permet une aspiration allant jusqu'à quelques mètres de profondeur (maximum 6 mètres de profondeur [Anne L et al 2006])
- b- **Pompes immergées** : Ces pompes peuvent être avec moteur immergé c'est-à-dire la pompe et le moteur sont intégrés dans l'eau (pompe monobloc), soit le moteur en surface. Il existe une large gamme de ces pompes pour tous les débits et toutes

les profondeurs²⁰. Elles sont constituées soit en fonte, inox ou noryl ; et elles sont idéales pour des ressources en eau très profonde [Guide Technique 2010].

2.4.2.1.2. Classification selon la conception de la pompe

Devant la grande diversité de situations possibles, il existe un grand nombre de pompes qu'on peut classer en deux grandes catégories [Bensoltane I et al 2019] :

a- Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques où les pompes à déplacement positive permettent de déplacer une certaine quantité de fluide rétentat et forcés vers la sortie. Le principe de fonctionnement de ce type de pompe consiste à actionner des éléments mobiles²¹ qui communique au fluide de l'énergie mécanique, pour crée un changement de volume occupé par le fluide entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement (représentée par la pression). Dans la figure 10, on représente le fonctionnement d'une pompe volumétrique [Boudjadar S 2021, techniquesfluides, Manuel des pompes].

Les pompes volumétriques comprennent les pompes à vis (ou les pompes hélicoïdales), les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à membranes (voir Tableau 3). Les deux derniers sont destinés aux forages profonds de plus de 100 mètres [Terki Hassaine T 2020]. L'entraînement est généralement assuré par un très long arbre d'entraînement à partir d'un moteur électrique monté en surface [Adada M et al 2020].

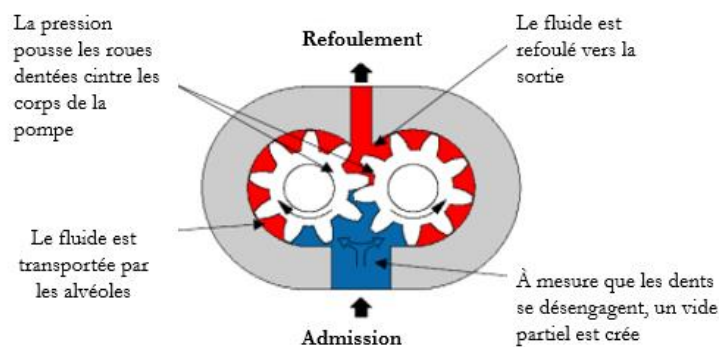

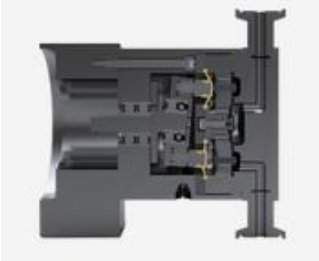
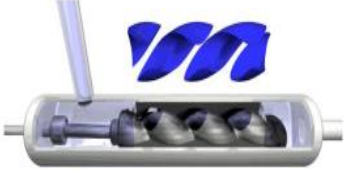





Figure 10 : Fonctionnement d'une pompe volumétrique. [Boudjadar S 2021]

²⁰ Nous citons à titre d'exemple le site de la bonne pompe.fr, qui propose une large gamme des pompes électriques de hautes performances.

²¹ Les dispositifs mobiles au sein d'une pompe volumétrique peuvent être un piston, engrenage, des lobes ou des vis.

Tableau 3 : Photos des différents types de pompes volumétriques [techniquesfluides]

Pompes volumétriques		
Pompes à lobes	Pompe à membranes	Pompes à vis
		
Pompe à engrenages	Pompe à palettes	Pompe à pistons
		

b- Pompes centrifuges

Les pompes centrifuges transfèrent l'énergie cinétique du moteur au fluide par le mouvement de rotation de la roue à aubes ou des pales. L'eau pénètre au centre de la pompe et est poussée vers le haut par la force centrifuge²² des aubes. Pour augmenter la pression et donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubes peuvent être juxtaposés sur un même arbre d'entraînement. Chaque étage fait passer l'eau au suivant, augmentant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant ainsi une certaine quantité d'eau à haute pression. Ces pompes comprennent des pompes aspirantes submersibles, superficielles rotatives avec des moteurs de surface ou submersibles [Boudjadar S 2021].

Les pompes centrifuges sont utilisées dans la plupart des applications industrielles car elles sont disponibles pour une large gamme de débit. Sur la figure 11, on illustre la pompe centrifuge à un seul étage (roue) [Le manuel des pompes, Frédéric F et al 2019] et sur la figure 12, on représente la pompe centrifuge surfacique (a) et la pompe centrifuge émergée (b).

²²La force centrifuge est causée par un mouvement de rotation et provoque la tendance d'un objet à s'éloigner du centre de rotation.

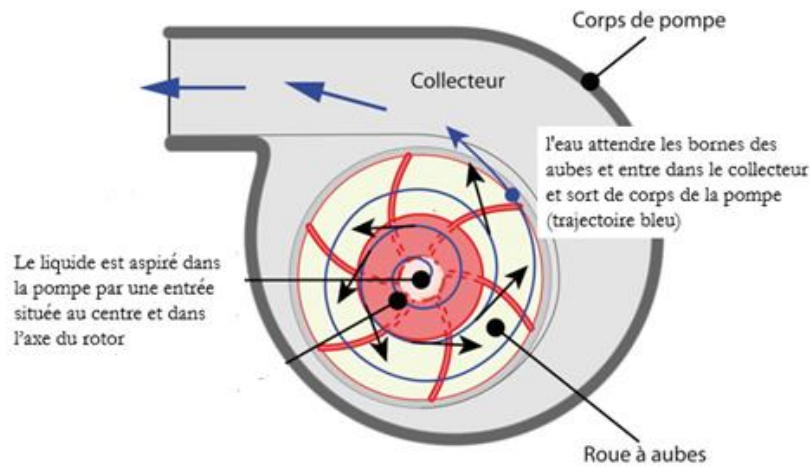


Figure 11 : Schéma illustratif de fonctionnement de la pompe centrifuge à étage unique



(a) Pompe centrifuges surfacique

(b) Pompe centrifuges immergées

Figure 12 : Photos des deux types pompes centrifuges

Les modèles les plus courants pour le pompage PV sont les pompes à piston, les pompes à membranes, les pompes à vis, les pompes centrifuges. Pour l'installation de pompes submersibles dans les forages, les deux pompes les plus couramment utilisées sont les pompes centrifuges et les pompes à vis.

2.4.2.2. Avantages et inconvénients de la pompe volumétrique et la pompe centrifuge

Les avantages et les inconvénients de la pompe volumétrique et la pompe centrifuge sont résumés dans le tableau 4.

Tableau 4 : Comparaison entre les caractéristiques d'une pompe volumique et d'une pompe contrefugue [Bigot Pascal, Ben Salaheddine F et al 2018, Boudjadar S et al 2021]

Types de pompes	Avantages	Inconvénients
Pompe volumétrique	<ul style="list-style-type: none"> • Débit de refoulement indépendant de la hauteur de refoulement • Capacité de pomper des liquides à hautes viscosité. • Forte puissance d'aspiration. • Débit de refoulement ajustable de manière exacte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Matériels plus lourds et encombrants. • La nécessité de l'installation d'appareils spéciaux pour avoir un débit continu. • Faibles débits sous faible pression • Le rendement diminue avec l'augmentation de la viscosité • La pression de refoulement ne peut pas être limitée donc une soupape de sécurité²³ est obligatoire.
Pompe centrifuge	<ul style="list-style-type: none"> • Structure simple, peu de pièces mobiles et longue durée de vie. • Facilité d'ajuster le débit de refoulement par une soupape à la sortie de la pompe. • Fonctionnement très silencieux grâce à l'absence de masses oscillantes • Convient à des puissances élevées • Petit espace de construction. • Rendement très stable et constant 	<ul style="list-style-type: none"> • Risque de cavitation dû à l'eau chaude ou à une faible pression d'aspiration. • Une pression de refoulement élevée nécessite plusieurs étages.

2.5. Système de stockage

Le stockage de l'énergie présente plusieurs attraits importants pour le domaine énergétique, par exemple une installation de stockage d'énergie est utile pour conserver le surplus d'énergie générée durant les périodes creuses de consommation ou quand la production dépasse la consommation afin de la restituer lors des fortes demandes. Le stockage d'énergie permet aussi de fournir de l'énergie de soutien en cas de panne de réseau [Fellah B 2019, Bernard M et al 1996].

Dans un système de pompage PV, on peut distinguer deux façons de stockage : le stockage électrique ou le stockage d'eau [Louazene M 2008]. Donc, la façon de stockage est la responsable de déterminer la méthode de pompage qui convient.

2.5.1. Méthodes de pompage photovoltaïque

Il existe deux méthodes pour pomper de l'eau à l'aide d'un système photovoltaïque:

²³ La soupape de sécurité, est un dispositif de protection devant les fortes pressions.

2.5.1.1. Pompage « au fil du soleil »

Dans ce cas, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, l'eau est pompée et stockée dans des réservoirs (ou des bassins) au fil de la journée (sans stockage électrique) jusqu'au moment de son utilisation. C'est ce qu'on appelle le stockage hydraulique. L'eau stockée sera distribuée selon le besoin [Hamdi A 2018, Hamidat A et al 2005].

Les réservoirs d'eau peuvent souvent être construits localement et la capacité de stockage peut varier d'un jour à plusieurs jours. Le réservoir ne nécessite pas d'entretien compliqué et est facile à réparer sur place [Louazene M 2008].

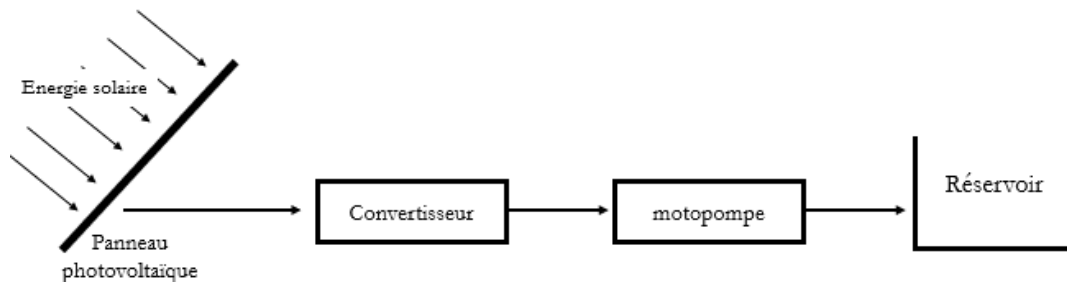


Figure 13 : Schéma de pompage photovoltaïque au fil du soleil

2.5.1.2. Pompage avec stockage électrique

Dans ce cas, l'eau peut être pompée même lorsqu'il n'y a pas de soleil. C'est l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque qui sera stockée dans les batteries d'accumulateurs, souvent dénommées simplement batteries. Ce sont des systèmes qui permettent de convertir de l'énergie chimique en énergie électrique ; de stocker de l'électricité quand on les charge et de la restituer, à la décharge. Ils sont constitués de couples électrochimiques à deux électrodes séparées par un électrolyte, où se produisent des réactions électrochimiques. Lors de ces réactions, le déplacement d'ions dans le milieu provoque la génération d'énergie électrochimique [Schwarz V et al 2005].

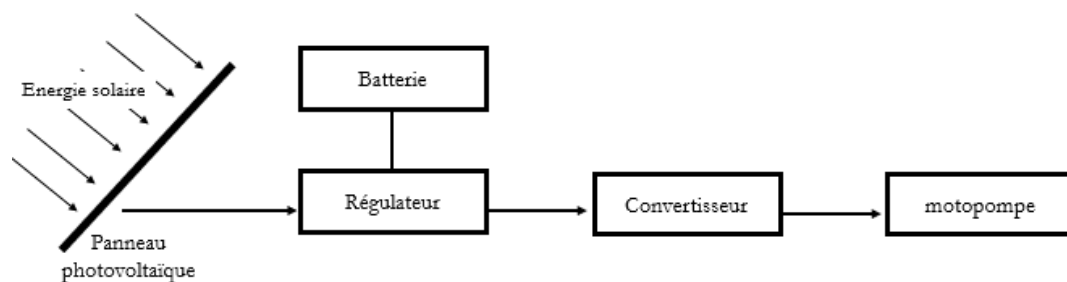


Figure 14 : Schéma de pompage photovoltaïque avec batterie

Compte tenu de problème majeur des batteries qui est l'obligation de les remplacer après 5 à 7 ans d'usage, une telle méthode de pompage PV devient plus coûteuse que la méthode citée précédemment (le pompage « au fil du soleil ») en raison de leur courte durée de vie [Hamidi A 2018, Louazene M 2008].

2.5.1.3. Avantages et inconvénients des deux techniques de pompage photovoltaïques

Les avantages et inconvénients des deux techniques de pompage photovoltaïque sont résumés dans le tableau (5).

Tableau 5 : Avantages et inconvénients des pompages au fil du soleil et avec batteries [Bensoltane I et al 2019, Suzauddin Sk Y el al 2017, Krishnappa M et al 2021, Eker B 2005]

Méthodes de pompage	Avantages	Inconvénients
Pompage au fil du soleil	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite peu de maintenance • Système PV plus simple, moins coûteux et plus fiable. • Meilleur efficacité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> • Perte d'énergie au début et à la fin de la journée • Variation de débit de la pompe • Entretien permanent des pompes • Pertes peuvent se produire si l'eau est stockée à l'air libre
Pompage avec batterie	<ul style="list-style-type: none"> • Débit régulier de la pompe et pression fixe. • Possibilité de pomper l'eau même en absence de soleil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Courte durée de vie des batteries • Batteries causent des pertes de rendement d'environ 20% à 30% de la production d'énergie. • Coût élevé du système PV

2.6. Système de protection

Quand nous concevons une installation photovoltaïque, il est indispensable d'éviter les pannes et assurer sa fiabilité pour prolonger au maximum sa durée de vie [Telidjane M 2017].

Donc, tous les équipements des systèmes de pompages photovoltaïques (onduleurs, module PV...) doivent être impérativement protégés contre les différents phénomènes qui pouvant en intégrant des équipements spécifiques [Anne L et al 2006, Guide d'exploitation des installations photovoltaïque 2017].

Le système de protection sert à protéger l'installation des surcharges (fusibles/disjoncteurs), le système des impacts de foudre et des surtensions (parafoudre/prise de terre) et le système des couts indirects (prise de terre).

2.6.1. Parafoudre

Le phénomène atmosphérique de la foudre correspond à la décharge naturelle d'électricité accumulée à l'intérieur des nuages orageux [Guide d'exploitation des installations photovoltaïque 2017].

Le parafoudre, dit aussi parasurtenseur, est un élément de protection électronique limitant la tension au-dessous d'une valeur déterminée. En l'absence de la surcharge, le parafoudre est vu comme un circuit ouvert par le reste de l'installation (sans effet sur l'installation). Au moment du coup de foudre, le parafoudre limite la surtension pendant toute la durée de perturbation aux bornes de récepteurs. Les paramètres du parafoudre sont déterminés en fonction de la nature des équipements à protéger et du niveau d'exposition du site aux surtensions [Louis-Paul H et al 2008].

Le montage des parafoudres dans les installations PV doit respecter la symétrie du câblage. Ils seront montés avant les appareils à protéger à une distance d'au moins 50 cm [Anne L et al 2006].

2.6.2. Prise de terre

Le réseau de terre sert à évacuer le courant vers la terre pour éviter le risque d'électrocution ou d'électrisation mais surtout le risque d'incendie, et doit être équipotentiel pour ne pas créer de surtension locale lorsqu'il transporte un impact [Anne L et al 2006].

Les équipements de système de pompage qui doivent être reliés à la prise de terre sont [Camille E et al 2020] regroupés dans le tableau 6:

Tableau 6 : Equipement de système de pompage à mettre à la terre [Camille E et al 2020]

Equipement à mettre à la terre	Section et type de câble
Les panneaux solaires	Section identique aux câbles des panneaux PV
Les supports des panneaux solaires et tout châssis métalliques présent	Cuivre isolé ou nu (section 16 mm ²)
Le parafoudre	Cuivre isolé (section 16mm ²)
L'onduleur	Section identique aux câbles d'alimentation
La pompe	Section identique aux câbles d'alimentation

2.6.3. Disjoncteur

Le disjoncteur a pour rôle de protéger l'installation contre les surcharges ainsi que le courant de court-circuit. Dès qu'un problème est détecté, le disjoncteur coupe le courant pour éviter les risques de surchauffe et d'incendie [legrand].

Ce disjoncteur peut être disjoncté manuellement : on peut le faire systématiquement avant toutes interventions sur notre installation.

2.6.4. Fusible

Un fusible est un petit dispositif utilisé pour protéger les modules PV et l'onduleur contre les surcharges électriques. Lorsque Le courant de retour (courant inverse) traverse entièrement le fusible, et ce courant dépasse le calibre, c'est-à-dire atteint une valeur spécifique dans un délai spécifique, la partie conductrice du fusible est fondu et le circuit est ouvert [Louis-Paul H et al 2008].

Chaque installation photovoltaïque est devisée en plusieurs chaînes de modules PV et chaque module doit être protégé contre l'effet des courants inverses. Donc, l'installation doit posséder des fusibles sur chaque chaîne dont l'intensité correspond à celle que la chaîne peut supporter [Louis-Paul H et al 2008].

Bien souvent que l'onduleur possède déjà un fusible interne, mais pas très accessible, et comme il n'est pas conseillé d'ouvrir cet appareil en cas de panne, il vaut mieux mettre un fusible externe sur l'entrée DC. Il doit être calibré à la valeur maximale du courant d'entrée [Benmaddi A et al 2017].

Conclusion

A la fin de ce chapitre, après avoir défini le système photovoltaïque destiné au pompage d'eau et comprendre le fonctionnement des composants de chaque partie de ce dernier, nous pouvons ainsi l'adapter et optimiser son fonctionnement selon notre besoin en eau et selon les conditions météorologiques de notre emplacement.

Nous avons aussi décrit les deux méthodes de pompage solaire : pompage au fil du soleil et pompage PV avec batterie. Nous allons opter, dans notre étude de dimensionnement que nous présenterons dans les chapitres à venir, la première méthode puisqu'elle est basée sur la prise en compte de potentiel solaire et la quantité d'eau nécessaire et qui demande une méthode moins coûteuse que l'autre méthode.

Quant aux choix des équipements, nous favorisons l'utilisation des modules PV à base de silicium polycristallin puisqu'ils sont largement commercialisés (même au marché algérien), résistants aux températures élevées et moins chers. Nous favoriserons aussi l'utilisation des pompes centrifuges car elles se caractérisent par une longue durée de vie, un rendement stable, elles conviennent aux puissances élevées et ne nécessitent pas d'entretien. Nous allons plutôt opter pour des pompes centrifuges émergées, puisque la majorité des forages opérationnelles à Tlemcen ont plus de 6 m de profondeur.

Donc afin de penser à des solutions plutôt économiques et durables, le pompage photovoltaïque reste toujours la meilleure solution à y penser de points de vue de ces avantages offerts.

REFERENCES :

- [Adada M et al 2020] Adada Mohamed-El Amine, Boudieb Kamel, « Simulation d'un système de pompage photovoltaïque », mémoire master 2020, Centre Universitaire Belhadj Bouchaïb d'Ain-Temouchent (Algérie)
- [Amani A et al 2018] Amani Aissa, Arab Karim, « Etude Et Dimensionnement D'un Système De Pompage Photovoltaïque », Mémoire de master soutenue 26 septembre 2018, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Anne L et al 2006] Anne Labouret, Michel Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », 3^{ème} Edition DUNOD, 8 juin 2006
- [Arab S et al 2017] Arab Salim, Dalila Toudert, « Etude d'un Système Photovoltaïque », mémoire master soutenue en 2017, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Becquerel A.E 1839] Becquerel A.E, « Effet électrique sous influence des radiations solaires », Comptes rendues de l'Académie des sciences, vol 9, 1839, p711-714
- [Bellia H et al 2014] Habbati Bellia, Ramdani Youcef, Moulay Fatima, « A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB », NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, 2014
- [Ben Salaheddine F et al 2018] Ben Salaheddine Faouzi, Ouahrani Houda, « Mise au point d'un banc d'essai d'une Motopompe centrifuge », mémoire de master soutenue en 2018, Université A. Mira-Bejaia (Algérie)
- [Benmaddi A et al 2017] Benmaddi Azzedine et Mohamdi Meziane, « Dimensionnement et conception d'une installation photovoltaïque pour la FGEI et optimisation de la consommation », mémoire de master soutenue le 06 juillet 2017, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Bessoltane I et al 2019] Bessoltane Ismail et HamitIssakaDoudoua, « Etude technico-économique de système de pompage photovoltaïque, en comparaison aux autres productions d'eau, cas de la région de Mostaganem », thèse de doctorat soutenue en juillet 2019, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem (Algérie)
- [Benyarou F 2004] Benyarou Fethi, « conception assister par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », thèse de doctorat soutenue le 7 juillet 2004, Université Abou BekrBelkaid Tlemcen (Algérie)
- [Bernard M et al 1996] Bernard Multon, Jean-Marie Peter, « Le stockage de l'énergie électrique. Moyens et applications », Revue 3E.I n°6 juin 1996, pp.59-64
- [Bigot Pascal] Bigot Pascal « Cours CIRA 1 ère année sur les pompes »
- [Boubacar H 2010] Boubacar Housseini, « Prototypage Rapide à Base De FPGA d'un Algorithme de Controle Avancé Pour Le Moteur à Induction », mémoire soutenue en décembre 2010, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC (Canada)
- [Boudjadar S et al 2021] Boudjadar Seyyidali, Boulmenkhar Yasser, « Simulation Des Défauts D'une Chaîne De Pompage Photovoltaïque », mémoire master soutenue en 2021, Université Mohamed Seddik Ben Yahia – Jijel (Algérie)

- [Brigand S 2011] Sylvain Brigand « Installations Solaires Photovoltaïque (dimensionnement de l'installation et mise en œuvre maintenance) », Edition le Moniteur, 2011
- [Camille E et al 2020] Camille Evain, Jean Lapègue, « pompage solaire conception et réalisation de la partie électrique de pompage », guide Action contre la Faim International Mars 2020
- [Chabane Sari N 2021] Chabane Sari Nasr Edinne, Cours de Physique des semiconducteurs, Université de abouBekrBelkaid Tlemcen, 2021
- [ChapinD.M et al 1954] ChapinD.M, Fuller C.S, Pearson G.L, "A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power", J. Appl. Phys. 25 (1954) 676–677
- [Chekroun A 2011] Chekroun Mohamed Akram, « Adaptation d'un système de pompage photovoltaïque pour trois cultures différentes à Tlemcen », mémoire de master soutenue en 2011, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [Debili N 2015] Debili Narimene, « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage Photovoltaïque », mémoire de magister soutenue en 2015, Université Constantine (Algérie)
- [Eker B 2005] Eker B, « Solar Powered Water Pumping Systems », Trakia Journal of Sciences, Vol. 3, No. 7, pp 7-11, 2005
- [El Amrani A et al 2007] A.El Amrani, A.Mahrane, F.Y.Moussa, Y.Boukennous, « Solar Module Fabrication », Hindawi Publishing Corporation International Journal of Photoenergy Volume 2007, Article ID 27610 Doi :10.1155/2007/2761
- [energieplus] Web site : <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/>
- [Fellah B 2019] Fellah Boumediene, « aspects énergétiques et économiques de dessalement de l'eau de mer par le procédé d'Osiose Inverse, en utilisant un système d'énergie Hybride : Photovoltaïque-Eolien », Thèse de doctorat en avril 2019, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [Frédéric F et al 2019] Frédéric Falcotet, Fabrice Donnet-Monay, « Pompage des liquides », Publication educarre mai 2019
- [Ghaitaoui A et al 2021] Ghaitaoui Abd El kader, Hadji Mohamed El Amine, « Extraction des Paramètres du Module Photovoltaïque installé dans un site saharien », mémoire master soutenue en 2021, Université Ahmed Draia Adrar (Algérie)
- [Goar N et al 2017] Goar Noureddine, Mahmoudi Abdelkader, « Réalisation d'un convertisseur DC/DC dans une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque », mémoire de master soutenu en juin 2017, Université Larbi Ben M'Hidi - Oum El Bouaghi – (Algérie)
- [Guide d'exploitation des installations photovoltaïque 2017] « Guide d'exploitation des installations photovoltaïque Gestion technique de l'ordinaire et de l'extraordinaire », Publication HESPUL, décembre 2017
- [Guide Technique 2010] Guide Technique « INSTALLATIONS DE POMPAGE D'EAU [les professionnels du pompage] », Edition SNECOREP les professionnels du pompage, 2010
- [Hamdi A 2018] Hamdi Abderrazak, « Conception et dimensionnement d'un Système Photovoltaïque pour habitation et pompage », mémoire de master soutenue le

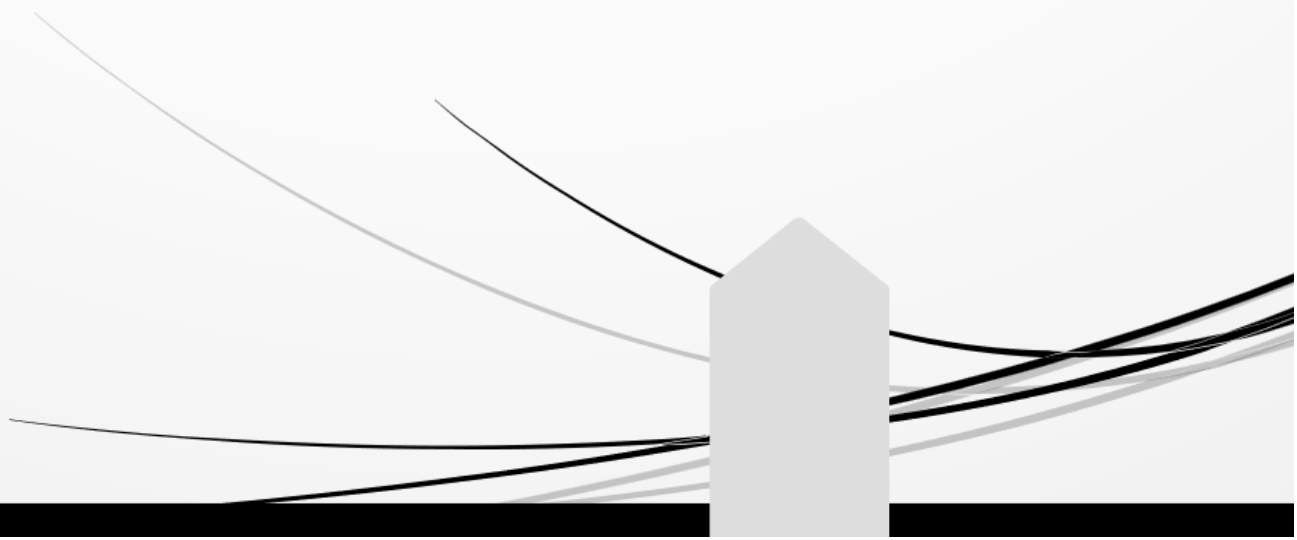
- 25 juin 2018, Université Mohamed Khider de Biskra (Algérie)
- [Hamidat A et al 2005] A.Hamidat, A.Hadj Arab, M.T.Boukadoum, « Performances et couts des systèmes de pompage PV en algérie », Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 157 - 166
- [Hassanien R et al 2016] Reda Hassanien Emam Hassanien, Ming Li, Wei Dong Lin, « Advanced applications of solarenergy in agricultural greenhouses », Renewable and Sustainable Energy Reviews 54 (2016) : 989-1001
- [Jean-Loup P et al 2006] Jean-Loup Prensier, Christophe Daux, « La chaîne d'énergie du pompage de l'eau », Edition CACHAN ENS, <https://eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr.sti/files/ressources/pedagogiques/5596/5596-la-chaine-denergie-du-pompage-de-leau-ensps.pdf> 17juillet 2006
- [Jemmy R et al 1998] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Sy, « le pompage photovoltaïque manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Publication IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA, 1998
- [Kiran R et al] Kiran Ranabhat, Leev Patrikeev, Aleksandra Antal'evnaRevina, KirillAndrianov, ValeriiLapshinsky Elena Sofronova, «An Intoduction To Solar CellTechnology », DOI: 10.5937/jaes14-10879
- [Krishnappa M et al 2021] KrishnappaMuralidhar, NatarajanRajasekar, « A review of various components of solar water-pumpingsystem: Configuration, characteristics, and performance », 13 juin 2021 DOI: 10.1002/2050-7038.13002
- [Le manuel des pompes] Le manuel des pompes, « Principes fondamentaux de la technologie des pompes », Edition Wilo
- [legrand] Web Site : <https://www.legrand.fr/questions-frequentes/que-protège-un-disjoncteur>
- [Louazene M 2008] Louazene Mohamed Lakhdar, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », Mémoire de Magister soutenu le 12 juin 2008, Université Ek Hadj Lakhdar – Batna (Algérie)
- [Louis-Paul H et al 2008] Lois-Paul Hayoun et AurianArrigoni, « les installations photovoltaïque-conception et dimensionnement des installations raccordées au réseau », Edition de Eyrolles, 2008
- [Louis-Paul H et al 2008] Lois-Paul Hayoun et Aurian Arrigoni, « les installations photovoltaïque-conception et dimensionnement des installations raccordées au réseau », Edition de Eyrolles, 2008
- [Mahammedi A 2020] Mahammedi Abdellatif, « Contribution à la Commande d'un Convertisseur de Puissance aux Topologies Améliorées Associé à un Générateur Photovoltaïque Basée sur les Techniques Avancées », thèse de doctorat soutenue en 2020, Université Ziane Achour de Djelfa (Algérie)
- [Manuel de formation pour l'installation et la maintenance de petits systèmes photovoltaïques] Manuel de formation pour l'installation et la maintenance de petits systèmes photovoltaïques, Foundation Ingenieros ICAI, esf. SunEdison.<https://genieelectromecanique.com/manuel-de-formation-pour-linstallation-et-la-maintenance-de-petits-systemes-photovoltaïques/>
- [Mekki A et al2016] Mekki Addou, Abderrahim Beddiaf, « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme », mémoire master soutenue en 2016, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [Moine G 2012] Moine Gérard, « spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA », Guide pratique à l'usage des installateurs, des bureaux d'études et des porteurs de projets, Edition Syndicat Des Energies Renouvelables / ADEME, 23 janvier 2012
- [Mokdadi N et al 2011] Mokdadi mohammed najib, Bakhouche Hocine, « Etude et dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque », mémoire soutenue en 2011, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Mostefaoui Z] Mostefaoui Zineb, « Etude de comportement d'un système d'apport énergétique, destiné à alimenter une ferme agricole pilote », Thèse de doctorat,

- [Nakoul Z 2010] Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
Nakoul Zakia, « Optimisation D'une Centrale Solaire A Base D'un Generateur PV [Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah] », mémoire magister soutenue en 2010, Université Abou BekrBelkaid Tlemcen (Algérie)
- [Oudiai F et al 2019] Oudiai F, Lagha-Mrnouer K, Hajd Arab A et Zirmi R, « Commande MPPT et contrôle d'un système photovoltaïque par incrément de la conductance », 2nd international Seminar on Fossil, New ans Renewable Energy, 13-14 November 2019, Boumerdes, Algeria
- [Schwarz V et al 2005] Schwarz Virginie, Bernard Gindroz, « Le Srockage Electrochimique », MINES-ENERGIE, Janvier 2005
- [Sebbagh T et al 2014] Sebbagh Toufik, Abdelouahed Assia, « Etude de l'impact des facteurs climatique (Température, ensoleillement) sur la puissance des cellules Photovoltaïques », Ecole Normle Supérieure d'Enseignement technologique de Skikda, Skikda, Algérie, Decembre 2014
- [Smets A et al 2016] Smets Arno HM, Klaus Jäger, Olindo Isabella, René ACMM van Swaij, Miro Zeman, « Solar Energy The Physics and Ennergining Of Photovoltaic Convention Technologies And Systems », publication UIT Cambridge LTD, 2016
- [SuzauddinSk Y et al 2017] Sk.Suzauddin Yusuf, Md.Shariful Islam, Robiul Islam Rubel, Md. Abu ShaidSujon, Mohd.Rafiquel Alam Beg, « Design, construction, and performance test of Portable Solar Photovoltaic Water Pumping Sysytem for irrigation and Household Water Supply », International Conference on Mechanical, Industrial and Materials Engineering (ICMIME2017) 28-30 December, 2017, RUET, Rajshahi, Bangladesh.
- [techniquesfluides] Web Site : <https://www.techniquesfluides.fr/>
- [Telidjane M 2017] Telidjane Mohammed, « modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationarité pour le diagnostic », Thèse de doctorat soutenue le 13 juillet 2017, Université de Lyon (France)
- [Terki Hassaine T 2020] Terki Hassaine Taha El Amine, Manuel de cour sur : « Technologie des pompes », faculté de technologie université de Tlemcen, 2022
- [Touama T et al 2019] Touama Tariq, Hafidi Nouh, « Commande d'un MPPT avec un convertisseur DC/DC pour un système photovoltaïque », mémoire master soutenue en 2019, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA (Algérie)
- [Wikipédia] Web Site : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Onduleur>
- [Word Bank 2018] Word bank, « Solar Pumping: The basics », nternational Bank for Reconstruction and Development, 2018
- [Xueyang J 2019] Xueyang Jiang, « Etude Comparative De Structures De Convertisseurs Pour Les Systèmes Photovoltaïques Connectés à Un Réseau Électrique Moyenne Tension », mémoire soutenue en 2019, Université du Québec à Trois-Rivières (Canada)

Chapitre 2



DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PV À TLEMCEN



Chapitre 2

DIMENSIONNEMENT D'UN SYSEME DE POMPAGE PV A TLEMCEN



Le recours aux combinaisons des systèmes de pompage d'eau à l'énergie solaire photovoltaïque sans utilisation de batteries, sera sans doute un bon choix en termes de cout, de disponibilité, de protection de l'environnement, et du développement économique des différentes régions. Cependant, l'utilisation de ces systèmes dépend de plusieurs facteurs tels que la quantité d'eau à pomper (besoin en eau), la présence du potentiel solaire et le stockage hydraulique. En outre certaines sont adaptés pour des installations de petite taille, tandis que d'autres sont utiles pour des installations de grande taille.

Dans ce contexte, dans ce deuxième chapitre, nous décrivons en détail, la méthodologie de dimensionnement du système de pompage d'eau photovoltaïque pour la ville de Tlemcen, en faisant exposer toutes les étapes nécessaires à la détermination de la taille des éléments du système PV satisfaisant les besoins en eau quotidiens.

1. Situation géographique

La wilaya de Tlemcen est située à l'extrême ouest du pays (à la frontière du Maroc). C'est une ville du nord-ouest de l'Algérie, à 580 kilomètres de la capitale, Alger avec une latitude¹ de 34.89° , une longitude² de -1.19° et une altitude³ de 830 m. Elle est bordée par la mer Méditerranée au nord, la wilaya de Sidi Bel Abbès à l'est, la wilaya de Naâma au sud et la wilaya d'Ain Témouchent au nord-ouest.

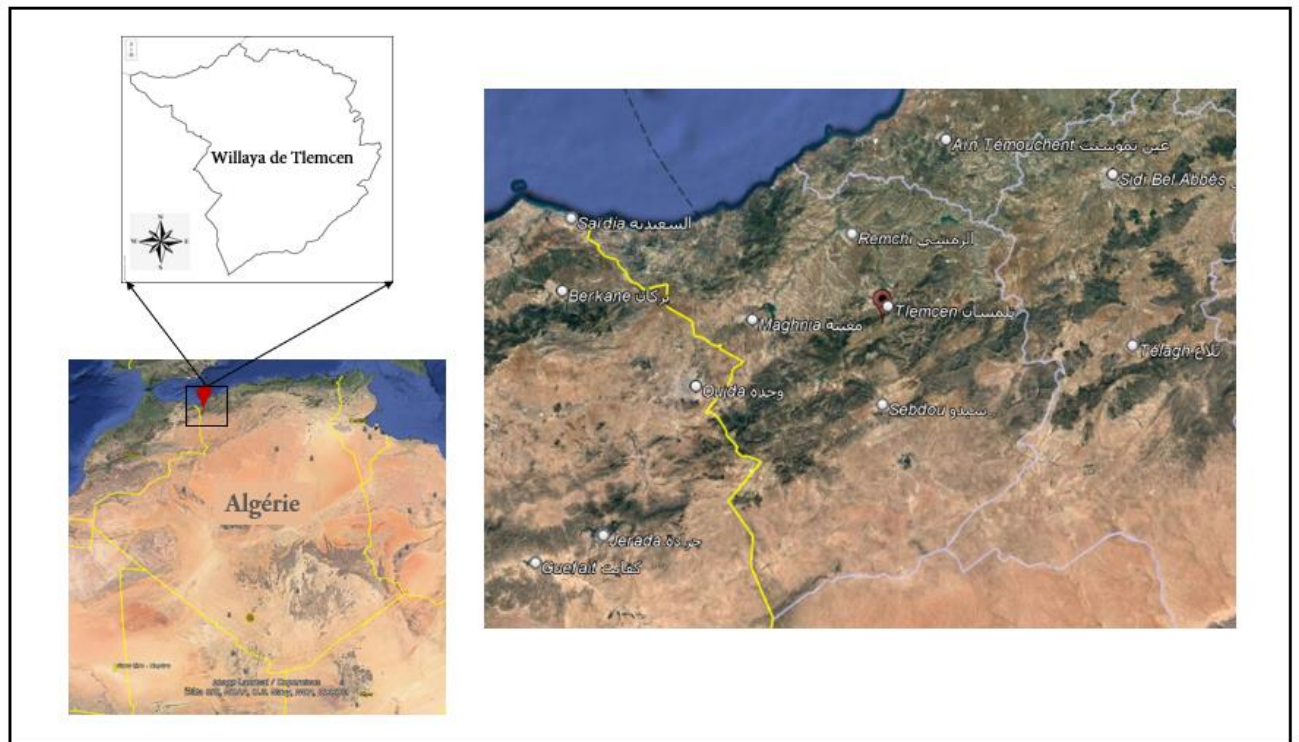


Figure 1 : Situation géographique de la ville de Tlemcen (Source : Google Earth Pro 2022)

2. Etapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

Pomper l'eau pendant un certain moment d'utilisation par un système photovoltaïque est primordiale pour une production rentable. Pour ce faire, nous devons considérer les sept (7) étapes de dimensionnement suivantes :

¹ La latitude est une valeur angulaire qui exprime la position d'un point par rapport à l'équateur. La valeur de la latitude est comprise entre 0 et 90° avec un signe positif vers le pôle nord et un signe négatif vers le pôle sud.

² La longitude est une valeur angulaire, qui représente l'angle formé par le plan méridien² contenant un point de surface sur la terre avec un plan méridien pris comme origine (Greenwich). Cette valeur est comptée de 0° à 180° , positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

³ L'altitude d'un point est la distance verticale qui sépare ce point d'une surface théorique de référence (généralement c'est le niveau de la mer qui est pris comme référence). Cette valeur est mesurée en mètre (m).

ETAPE 1 : estimation du besoin d'eau journalier

ETAPE 2 : détermination de l'irradiation solaire

ETAPE 3 : calcul de la hauteur manométrique total (HMT)

ETAPE 4 : calcul de l'énergie hydraulique

ETAPE 5 : calcul de la puissance de panneaux solaire à installer

ETAPE 6 : calcul de nombre de panneaux solaire à installer

ETAPE 7 : choix de composantes de l'installation

2.1. Estimation du besoin d'eau journalier

Afin de déterminer les besoins en eau (soit par litre ou par mètre cube), il est nécessaire de prendre en compte les facteurs météorologiques de site (l'humidité, la température, la vitesse du vent et la saison), l'utilisation finale et les besoins d'eau des utilisateurs en cas des domiciles, des écoles, des mosquées, de l'agriculture, des postes de soins ou des cliniques, ou pour les besoins du bétail [Rosa J et al 2018].

Si on prend le cas d'un domicile, le besoin en eau dépend de la préférence, du nombre de personnes et du type d'activité journalière (vaisselle, linge, sanitaire...). Des experts ont estimé la consommation de 15 à 20 litres par personnes par jour. Cette valeur diminue à 3 litres par jour dans le cas des écoles pour chaque élève [Erik van G et al].

Pour l'élevage, on note qu'une chèvre ou une brebis a besoin de 5 à 15 litres, et une vache consomme de 50 à 160 litres d'eau par jour. De plus, les ruminants doivent pouvoir boire de grandes quantités d'eau à la fois, environ 50l pour les bovins et environ 5l pour les petits ruminants [Mohamed L 2008].

Dans le cas d'irrigation, l'âge, la nature des cultures agricoles et la méthode (irrigation du micro asperseur, goutte à goutte ou les tubes perforés) doivent être prises en compte. Par exemple, dans le cas des cultures basses (comme les betteraves) le besoin en eau par jour est estimé en fonction de la surface à irriguer, par contre dans le cas des cultures espacées (comme les arbres fruitiers) le besoin en eau par jour dépend au nombre de ces cultures [PHYTO Consulting].

Dans le pompage photovoltaïque, le besoin journalier en eau dépend aussi des heures d'ensoleillement surtout dans le cas de l'utilisation direct (absence de stockage).

2.2. Evaluation de l'irradiation solaire

2.2.1. Source d'énergie

Le Soleil⁴ est une étoile comme toutes les étoiles qu'on peut observer la nuit, mais beaucoup plus proche de nous : il est situé à près de 150 millions de kilomètres de la Terre. Le soleil est le cœur de notre système solaire, fournissant à notre planète suffisamment de chaleur pour que la vie puisse prospérer. Pendant plus de 4,5 milliards d'années, cette boule de feu et de plasma⁵ ardent a déterminé le temps, le climat et la vie sur Terre [Organisation météorologique mondiale 2019].

Le soleil émet en permanence un rayonnement électromagnétique composé de "graines" lumineuses appelées photons⁶ dans toutes les directions de l'espace. L'énergie de chaque photon E_{ph} est inversement proportionnelle à la longueur d'onde [Bebili N 2015] :

$$E_{ph} = h \times \gamma = \frac{h c}{\lambda} \quad (1)$$

Avec :

h : la constante de Planck égale à $6,62 \cdot 10^{-34} \text{ Js}^{-1}$

γ : la fréquence de l'onde électromagnétique associée au photon (Hz)

c : la vitesse de propagation égale à $3 \cdot 10^8 \text{ ms}^{-1}$

λ : la longueur d'onde liée à l'énergie de chaque photon (m)

Par conséquent, le rayonnement le plus énergétique est le rayonnement à courte longueur d'onde (ou à haute fréquence). La figure 2 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

Ce rayonnement solaire se décompose en [Abraham K et al 2012] :

- ❖ Ultraviolet UV ($< 400 \text{ nm}$)
- ❖ Visible ($400 - 800 \text{ nm}$)
- ❖ Infrarouge IR ($> 800 \text{ nm}$)

⁴ Le Soleil est une pseudosphère composée de 80 % d'hydrogène et de 19 % d'hélium ; le 1 % restant étant un mélange de plus de 100 éléments chimiques connus [Gisement solaire 2012].

⁵ Le plasma est un état de la matière comme le solide, le liquide ou le gaz, bien qu'il n'y ait pas de transition brusque de l'un de ces états au plasma et vice versa

⁶ Ces photons transportent de l'énergie libérée des réactions de fusion nucléaire qui ont lieu au cœur du soleil pour atteindre notre atmosphère dans une moyenne temporelle de 499 secondes ou 8 minutes 19 secondes à la vitesse de la lumière C [Pierre B et al 2000].

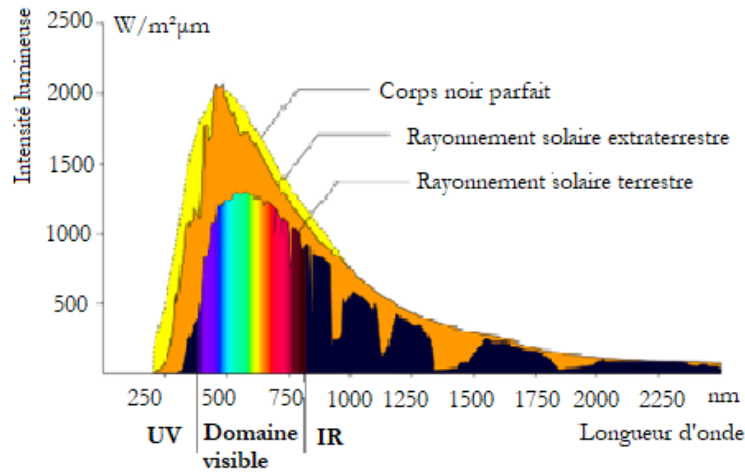


Figure 2 : Spectre du rayonnement solaire

2.2.2. Rayonnement solaire sur notre planète

L'atmosphère terrestre reçoit une puissance rayonnée égale à 1366.1 W/m^2 avec une variation de 3% tout dépend la distance Terre-Soleil. [Pierre B et al 2000, Thomas M 2014].

Cette valeur ne nous parvient pas complètement, elle varie avec la couverture nuageuse (celle-ci réduit à 50 % l'énergie solaire) et les autres constituants de l'atmosphère (les aérosols, les gaz, la vapeur d'eau) qui absorbent une partie de ce rayonnement [Lucien W 2020]. Par conséquent, l'énergie atteignant la surface de la Terre dépasse rarement $1,2 \text{ kW/m}^2$ [Pierre B et al 2000].

La lumière reçue à la surface de la terre, peut être constituée de différentes composantes dont les proportions et les intensités varient selon la journée, la saison et le lieu [TrahiF 2011, Bachsais I et al 2017, Thomas M 2014] :

2.2.2.1. Le rayonnement direct

C'est le rayonnement reçu directement du soleil (en ligne droite), sans diffusion. Il est donc nul lorsque le soleil est obscurci par les nuages.

2.2.2.2. Le rayonnement diffus

C'est le rayonnement diffusé soit par les différents constituants de l'atmosphère ou par la couverture nuageuse.

2.2.2.3. Le rayonnement réfléchi

Aussi connu sous le nom d'albédo, c'est la partie du rayonnement réfléchi par le sol.

2.2.2.4. Le rayonnement global

C'est la somme des trois composants énumérés ci-dessus. Les stations météo mesurent systématiquement ce dernier.

La figure 3 représente l'ensemble des rayonnements solaires reçus sur la surface terrestre.

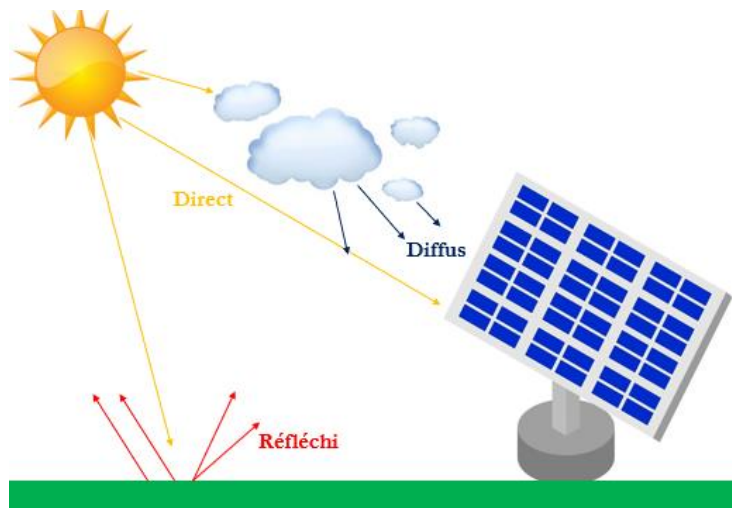


Figure 3 : Les différentes composantes du rayonnement solaire

2.2.3. Potentiel solaire de l'Algérie

Grace à sa situation géographique, l'Algérie possède l'un des gisements solaires les plus importants au monde. Presque la quasi-totalité du territoire national bénéficie plus de 2 000 heures d'ensoleillement par an, atteignant 3 900 heures dans les hautes terres et le désert du Sahara (voir figure 4 et figure 5). L'énergie solaire reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est au bout de 5kWh [Fellah B 2019].

Le tableau 1 représente la répartition de l'énergie solaire moyenne reçue par région climatique et la durée moyenne d'ensoleillement reçu annuellement au niveau du territoire Algérien.

Tableau 1 : Potentiel solaire en Algérie [Benatlallah D 2019]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

A travers les cartes illustrées dans les figures 4 et 5 et le tableau 3, on relève les constatations suivantes [Kabouche N et al 2021] :

- L'irradiation solaire est plus importante dans le sud (Djanet et Tamanrasset) que dans le nord (les plus basses valeurs sont autour de Skikda et Annaba).

- Le pourtour méditerranéen présente une irradiation environ deux fois moins faible que le sud.
- Pour la zone d'étude, Tlemcen, l'irradiation solaire globale journalière varie entre 4900 et 5300 Wh/m² ; ce qui représente une moyenne annuelle de la durée d'insolation comprise dans l'intervalle de [8-8,5] heures par jour.

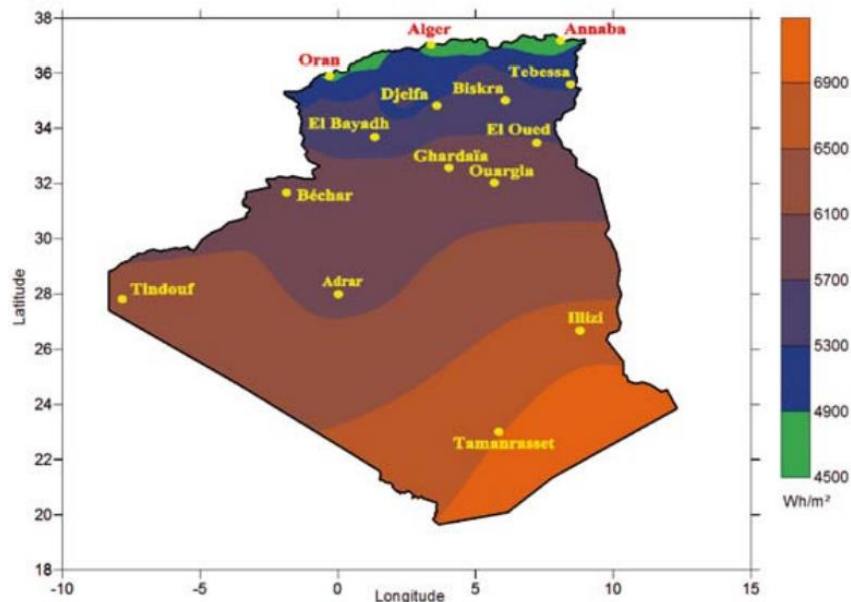


Figure 4 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur un plan incliné à la latitude de lieu période 1992-2002 [CDER⁷]

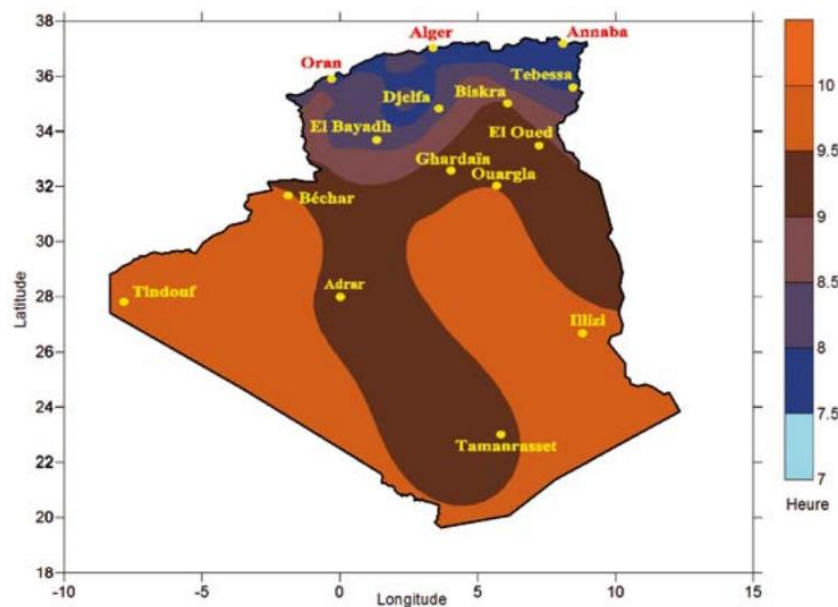


Figure 5 : Moyenne annuelle de la durée d'insolation mesurée (SS) période 1992-2002 [CDER]

⁷ Ces cartes sont produites par l'équipe d'instrumentation du CDER (Centre de Développement des Energies Renouvelable à Alger) qui s'attèle à tracer des cartes du gisement solaire à partir des données mesurées sur un nombre limité de sites en Algérie.

2.2.4. Optimisation du potentiel solaire de Tlemcen

Nous notons que dans les régions de faible latitude (entre 15° sud et 15° nord), le calcul de dimensionnement se fait en se basant sur la valeur d'ensoleillement annuelle moyenne. Mais lorsque le contraste été /hiver s'accroît à plus forte latitude, on doit dimensionner en fonction de l'ensoleillement global le plus pessimiste de l'année [Anne L et al 2006, Mamoun S et al 2008].

D'après cette dernière référence, la meilleure inclinaison des panneaux PV pour un usage à long terme est celle de la latitude de l'endroit plus dix degrés (latitude +10°)⁸.

Afin de vérifier cette hypothèse et retrouver l'angle d'inclinaison optimal, l'angle qui permet la récolte du maximum d'ensoleillement pour le site de Tlemcen, nous nous référons à la toute nouvelle base des données d'ensoleillement récemment implémentée dans le logiciel de dimensionnement Meteonorm (version 8.1.1) [Meteonorm 2022]. Nous notons qu'on doit se baser sur l'ensoleillement le plus défavorable (c.à.d celui du mois de Décembre), puisque nous envisageons, dans les chapitres 3 et 4) le fonctionnement de pompe durant toute l'année : ainsi nous faisons maximiser la valeur d'ensoleillement minimale reçue dans l'année.

C'est à $\beta = 45^\circ$ que nous obtenons le résultat désiré : une irradiation solaire global mensuel égale à 153 kWh/m² (soit 4,94 kWh/m²/j) pour le mois de décembre (voir la figure 6-a), nettement supérieur à celle reçue sur un plan horizontal pour le même mois (voir la figure 6-b). La valeur de l'irradiation global obtenue vérifie bien l'intervalle publié par le CDER (voir l'intervalle en bleu dans la figure 4).

Donc 45° est l'inclinaison optimale pour la latitude de notre site (34.89° +10°) qu'il faut adopter pour positionner les panneaux PV à Tlemcen.

Dans la figure 7, nous reportons la variation de la durée de l'ensoleillement mensuelle à Tlemcen, obtenue à partir du logiciel Meteonorm.

Le nombre d'heures d'ensoleillement maximum est durant le mois de Juillet, avec une moyenne journalière de 11 heures d'ensoleillement. Le nombre d'heures d'ensoleillement quotidien le plus bas est mesuré en décembre et janvier ; il est estimé, en moyenne à 6⁹ heures d'ensoleillement par jour.

⁸ Voir la section 2.3.1.1 (conditions d'installation d'un générateur PV) du chapitre 1, où nous présentons plus d'informations concernant l'inclinaison à adopter dans les installations PV.

⁹ C'est cette valeur du mois de décembre que nous allons adopter dans notre dimensionnement en chapitre 3 et 4 afin de s'assurer de se disposer d'assez de puissance en toute saison.

Donc Tlemcen bénéficie d'environ 2978,3 heures d'ensoleillement tout au long de l'année. Il y a en moyenne 248,2 heures d'ensoleillement par mois. La moyenne de nombre d'heure d'ensoleillement par jour est 8 heures conformément aux résultats de CDER représentés dans la figure 5.

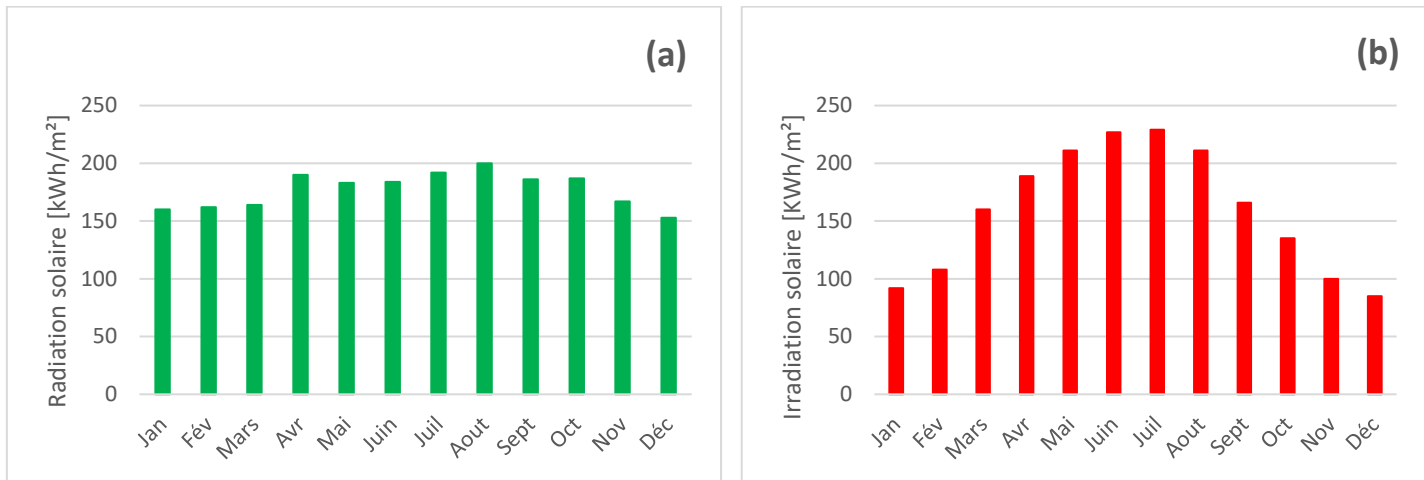


Figure 6 : Variation du rayonnement solaire global mensuel : (a) sur un plan incliné de 45° – (b) sur un plan horizontal [Meteonorm 2022].

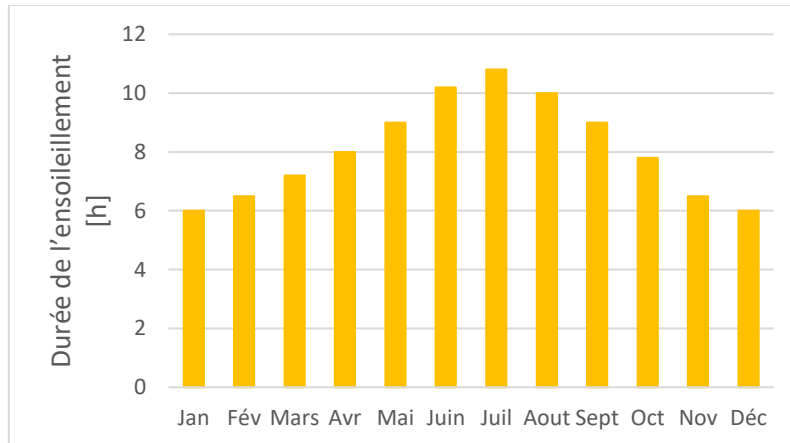


Figure 7 : Variation de la durée d'ensoleillement mensuelle [Meteonorm 2022].

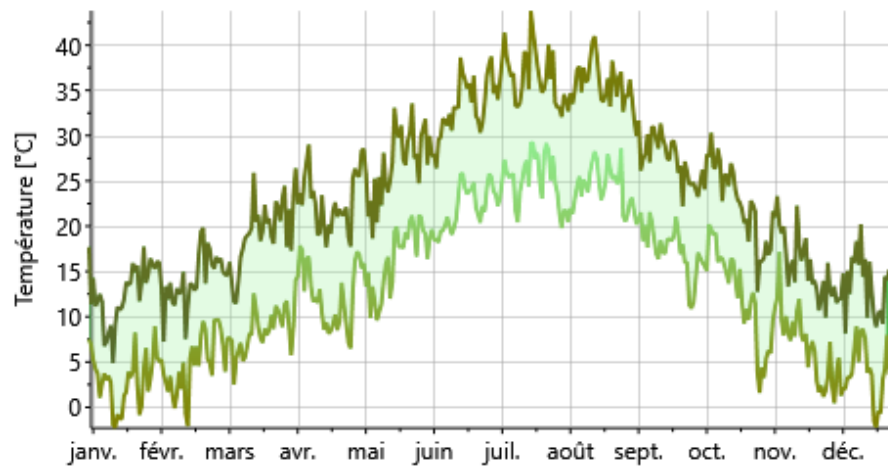
2.2.5. Autres conditions météorologiques de Tlemcen

2.2.5.1. Climatologie

La région de Tlemcen se caractérise par un climat de type méditerranéen (la mer méditerranéenne, tout proche à 45 km) avec des étés chauds et secs et des hivers froids, rigoureux et partiellement nuageux [Amara S 2009].

2.2.5.2. Température

La figure 8 représente la variation des températures maximale et minimale mensuelles de la wilaya de Tlemcen¹⁰. La saison la plus chaude s'étend de juin à septembre dans la température dépasse les 30°C.



— Températures journalières maximales [°C] — Températures journalières minimales [°C]

Figure 8 : Variations journalières des températures à Tlemcen [Meteonorm 2022]

2.2.5.3. Pluviométrie

Tlemcen connaît une variation saisonnière modérée des précipitations mensuelles. L'analyse de la figure 9 montre que la période pluvieuse de l'année dure à peu près 9 mois, de la fin août à la fin mai. Le mois le plus pluvieux à Tlemcen est octobre, avec une chute moyenne de 47 millimètres de pluie. La période sèche de l'année dure du début juin à la fin d'août. Le mois le moins pluvieux à Tlemcen est juin, avec une chute de pluie moyenne de 7 millimètres¹¹ (voir la représentation donnée en figure 9).

2.2.5.4. Humidité

La ville de Tlemcen se caractérise par des variations saisonnières en ce qui concerne l'humidité. La figure 10 montre les valeurs mensuelles moyennes de l'humidité relative pour le site de Tlemcen. On remarque que la valeur maximale est observée entre décembre et janvier, avec une légère diminution de janvier à mars. En revanche, minimum est noté durant le mois de juillet. La valeur annuelle moyenne de l'humidité relative pour le site de Tlemcen est de 66% [Amara S 2009].

¹⁰ Nous avons représenté la variation des températures journalières de chaque saison pour la ville de Tlemcen, en utilisant le logiciel Meteonorm version 8.1.1.

¹¹ De même, les données de la pluviométrie de Tlemcen ont été aussi reportées à partir de Meteonorm version 8.1.1.

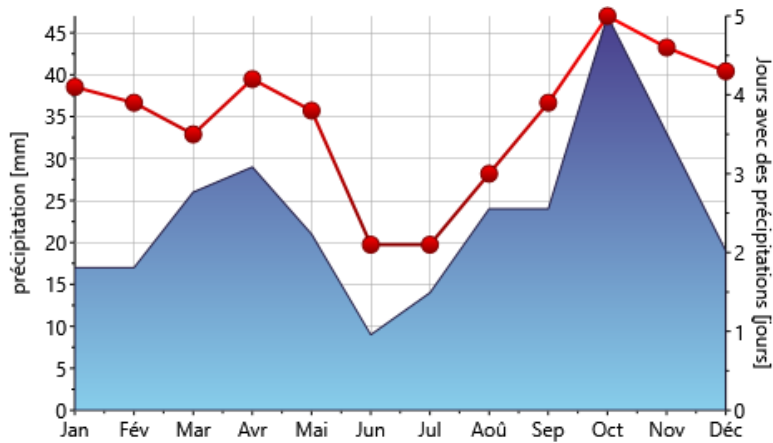


Figure 9 : Répartitions mensuelles des précipitations à Tlemcen [Meteonorm 2022]

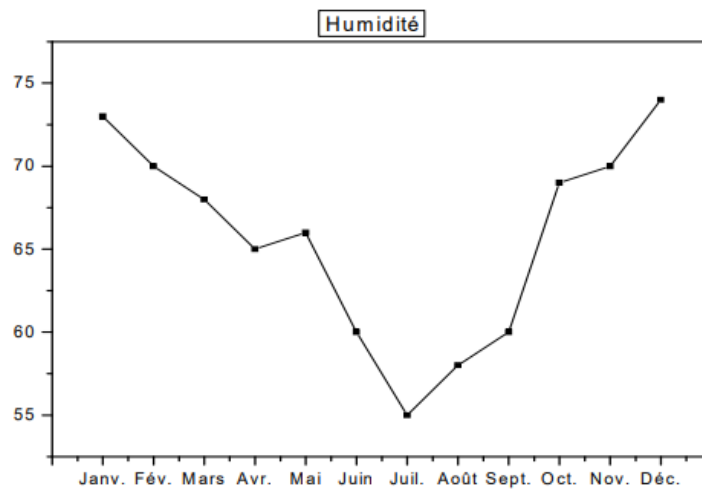


Figure 10 : Variation mensuelle de l'humidité relative (%) du site de Tlemcen [Amara S 2009]

2.2.5.5. Vents

Les vents à Tlemcen, ont une vitesse moyenne de 13 km/h (Tableau 2). Cette vitesse est plus élevée pendant l'hiver (décembre, janvier, février) avec plus de 15,5 km/h. Elle est cependant moins élevée durant les mois d'été avec une vitesse moyenne de 12,1 km/h. La direction moyenne des vents dominants pour la région (Tlemcen) varie au cours de l'année. Il vient généralement du nord pendant l'été, et de l'ouest pendant le reste de l'année (Figure 11). Le tableau 2 représente les variation moyenne mensuelle de vent pendant une année de référence, de la wilaya de Tlemcen [Weather Spark].

Tableau 2 : Moyenne mensuelle de la vitesse du vent à Tlemcen [Weather Spark]

Mois	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Vitesse du vent (km/h)	15.7	15.8	15.0	14.9	13.5	12.5	11.9	11.8	12.2	12.9	15.1	15.8

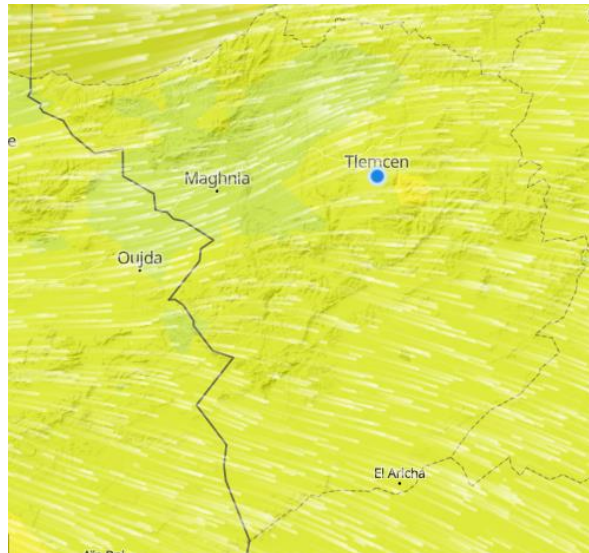


Figure 11 : Capture de direction du vent à Tlemcen (mois de mars 2022) [meteobleu]

2.2.5.6. Nébulosité

A Tlemcen, le pourcentage de nébulosité (couverture nuageuse) connaît une variation saisonnière importante tout le long de l'année. La période la plus claire de l'année (journée ensoleillée) commence de juin et dure toute l'été ; elle se termine aux débuts du septembre, où commence la période nuageuse qui dure plus de 9 mois. Les mois les plus nuageux de l'année sont octobre et novembre, période durant laquelle le ciel est généralement nuageux ou couvert, par contre juillet et le mois le plus dégagé [Weather Spark].

Tableau 3 : Pourcentage mensuel de la couverture nuageuse du ciel à Tlemcen [Weather Spark]

Fraction	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep.	Oct.	Nov.	Déc.
Plus nuageux (%)	40	39	37	36	37	23	9	14	34	42	42	42
Plus dégagé (%)	60	61	63	64	63	77	91	86	66	58	58	58

2.3. Calcul de la hauteur manométrique totale

La HMT est la hauteur manométrique totale. C'est la pression que doit fournir la pompe entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement, exprimée en mètres de colonne d'eau (mCE). Elle peut être calculé par l'expression suivante [Chekroun M A 2011] :

$$HMT = H_t + P_c + P_r \tag{2}$$

Tel que :

H_t : hauteur géométrique totale

P_c : pertes de charges

P_r : pression de refoulement à la sortie (environ 1 bars soit 10 mètres de colonne d'eau)

2.3.1. Hauteur géométrique totale (H_t)

La hauteur géométrique totale est la distance entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation (réservoir, citerne, robinet). Elle se calcule différemment selon l'usage d'une pompe immergée et d'une pompe superficielle [Michaud Chailly].

2.3.1.1. Cas de pompe superficielle

Lorsqu'une pompe est en surface (en dehors de l'eau) comme représente la figure 12, la hauteur géométrique totale est calculée par la formule suivante :

$$H_t = H_r + H_a \quad (3)$$

H_r : hauteur entre le refoulement et le point d'utilisation (m).

H_a : hauteur entre le niveau d'eau et l'aspiration de la pompe (m).

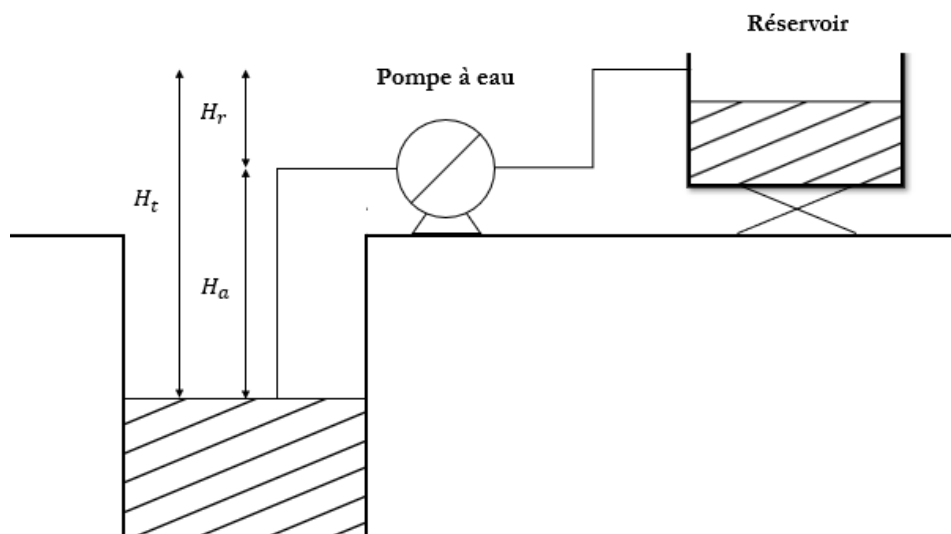


Figure 12 : Schéma de pompage d'eau – cas de pompe en surface- (panneaux PV non représentés)

2.3.1.2. Cas de pompe immergée

Lorsqu'une pompe est immergée dans l'eau, c'est-à-dire la hauteur d'aspiration est nulle ($H_a = 0$), la hauteur géométrique totale peut être calculée par la formule suivante :

$$\begin{aligned} H_t &= h + N_d \\ &= h + N_s + R_m \end{aligned} \quad (4)$$

h : hauteur entre le sol et le point d'utilisation (m)

N_d : niveau dynamique de la nappe pour un débit moyen (m)

N_s : niveau statique de la nappe au repos (m)

R_m : rabattement maximal avant d'arrêter la pompe (m)

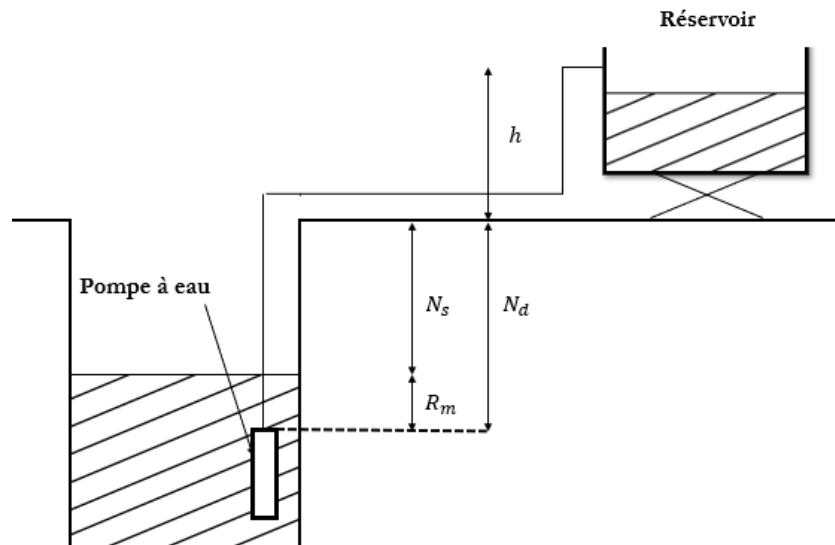


Figure 13 : Schéma de pompage d'eau – cas de pompe immergée- (panneaux PV non représentés)

- **Niveau statique :**

Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage [Jemmy R et al 1998].

- **Niveau dynamique :**

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement.

- **Rabattement :**

Un rabattement (R_m) représente la baisse du niveau maximal acceptable d'une nappe phréatique provoquée par le pompage. (R_m) est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe [Jemmy R et al 1998]

2.3.2. Les pertes de charges (P_c)

La perte de charge lors du mouvement d'un fluide correspond à l'énergie mécanique dissipée par frottement ou modification de la géométrie de la conduite (changement de direction, variation de section, vannes...) [Idel'cik E I 1969].

Il existe deux types de pertes de charges (Figure 14) :

- Les pertes de charge linéaires
- Les pertes de charge singulières

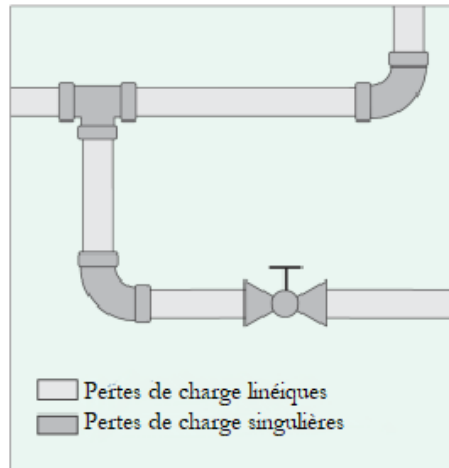


Figure 14 : Types des pertes de charges

Pour calculer les pertes de charge totale d'un circuit (P_c), en additionne les pertes de charge linéaires (P_l) et les pertes de charge singulières (P_s):

$$P_c = P_l + P_s \quad (5)$$

2.3.2.1. Pertes de charge linéaire

Les pertes de charge linéaires, connues aussi par pertes de charge régulières, ce sont des pertes d'eau dans la tuyauterie. Elles sont données par la formule de Darcy-Weisbach [Hadj Arab A et al 2005, Boukhers D 2007] :

$$P_l = \lambda \frac{L}{D_h} \frac{v^2}{2g} \quad (6)$$

Où :

λ : coefficient de perte de charge (sans unité)

L : longueur de la tuyauterie (m)

g : accélération de la pesanteur (m/s^2)

D_h : diamètre hydraulique de la conduite (m), donner par :

$$D_h = \frac{4S}{P_m} \quad (7)$$

Avec : S est la section des tuyaux et P_m est le périmètre mouillé.

v : vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4Q}{\pi D_h} \quad (8)$$

Tel que Q est le débit (m^3/s).

Donc, l'expression des pertes de charge linéaires (6) devient (en tenant en compte de la relation (8)) :

$$P_l = \lambda \frac{L}{D_h} \left(\frac{8 Q^2}{\pi^2 D_h^4 g} \right) \quad (9)$$

De cette dernière formule (formule (9)), on remarque qu'il y a une proportionnalité entre les pertes de charge linéaires, le débit et longueur de la canalisation. Par contre, ces pertes sont inversement proportionnelles au diamètre de la canalisation utilisée.

2.3.2.1.1. Calcul de coefficient de perte de charge (λ)

Deux méthodes sont utilisées pour déterminer la valeur du coefficient de perte de charge : une méthode analytique et une méthode graphique. C'est deux méthodes sont basés sur la connaissance de la valeur du nombre de Reynolds et de la rugosité absolue de la conduite.

❖ Méthode analytique

Analytiquement, le coefficient de perte de charge (λ) peut être évalué par diverses relations ; tout dépend la nature de régime de l'écoulement¹² du fluide caractérisé par le nombre de Reynolds et la rugosité des canalisations [Doninelli M et al 2005].

Le nombres de Reynolds (R_e) est un nombre sans dimensions (sans unité), qui représente le rapport entres les forces d'inertie et les forces visqueuses. Il combine trois paramètres importants de l'écoulement d'un fluide : la vitesse, la densité et la viscosité [Mansouri S].

Il est défini soit en fonction de la viscosité dynamique ou la viscosité cinématique par :

$$R_e = \frac{\rho v D_h}{\mu} = \frac{v D_h}{\gamma} \quad (10)$$

Avec :

ρ : masse volumique (kg/m³)

v : vitesse moyenne du fluide (m/s)

D_h : diamètre hydraulique de la conduite (m)

μ : viscosité dynamique (Pa.s ou kg/m.s)

γ : viscosité cinématique (m²/s)

¹² Régime d'écoulement du fluide peut être :

Laminaire : quand les particules du fluide ont des trajectoires ordonnées et parallèles (mouvement régulier)

Turbulent : quand les particules du fluide se déplacent de façon irrégulière et variable (mouvement désordonné)

Critique : quand le mouvement n'est pas clairement laminaire ou turbulent

- **En régime laminaire $R_e < 2300$** : le coefficient de perte de charge est donné par la formule suivante :

$$\lambda = \frac{64}{R_e} \quad (11)$$

- **En régime turbulent $R_e > 2300$** : le coefficient de perte de charge est donné par la formule de Colebrook (même pour le calcul des pertes de charges linière au régime critique) :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{k}{3,7} + \frac{2,51}{R_e \sqrt{\lambda}} \right) \quad (12)$$

Avec : k est la rugosité relative le rapport entre la rugosité absolue¹³ et le diamètre de la conduite ($k = \frac{\varepsilon}{D}$).

Si on néglige l'effet de la rugosité de la conduite (tuyau lisse $\frac{\varepsilon}{D} \rightarrow 0$), le coefficient de perte de charge est donnée par la formule de Prandtl-Von Karman :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{2,51}{R_e \sqrt{\lambda}} \right) \quad (13)$$

On constate que c'est une formule implicite en λ , pour faciliter la résolution sachant que les nombres de Reynolds sont comprises dans l'intervalle allant de 4 000 à 100 000 ; on peut utiliser la corrélation de Blasius :

$$\lambda = 0,3164 R_e^{-0,25} \quad (14)$$

❖ Méthode graphique

Une fois le nombre de Reynolds (R_e) et de la rugosité absolue (ε) de la conduite sont connus, le calcul de coefficient des pertes de charge peut être effectuer de deux manières : soit par des expressions analytiques comme celles données si haut (relations (11) et (14)) ; ou bien en utilisent le diagramme de Moody, illustré dans la figure 15. Ce dernier est assez pratique, il résume l'équation de Colebrook et permet de définir le coefficient des pertes de charge (λ) en fonction de la rugosité relative (k) et du nombre de Reynolds (R_e) [Monfront L. 2009, Wikipédia].

¹³ La rugosité absolue représente l'épaisseur moyenne des aspérités de surface du matériau composant la conduite ; on la note ε et elle est exprimée le plus souvent en millimètres. Plus la rugosité est élevée, plus la perte de charge est élevée.

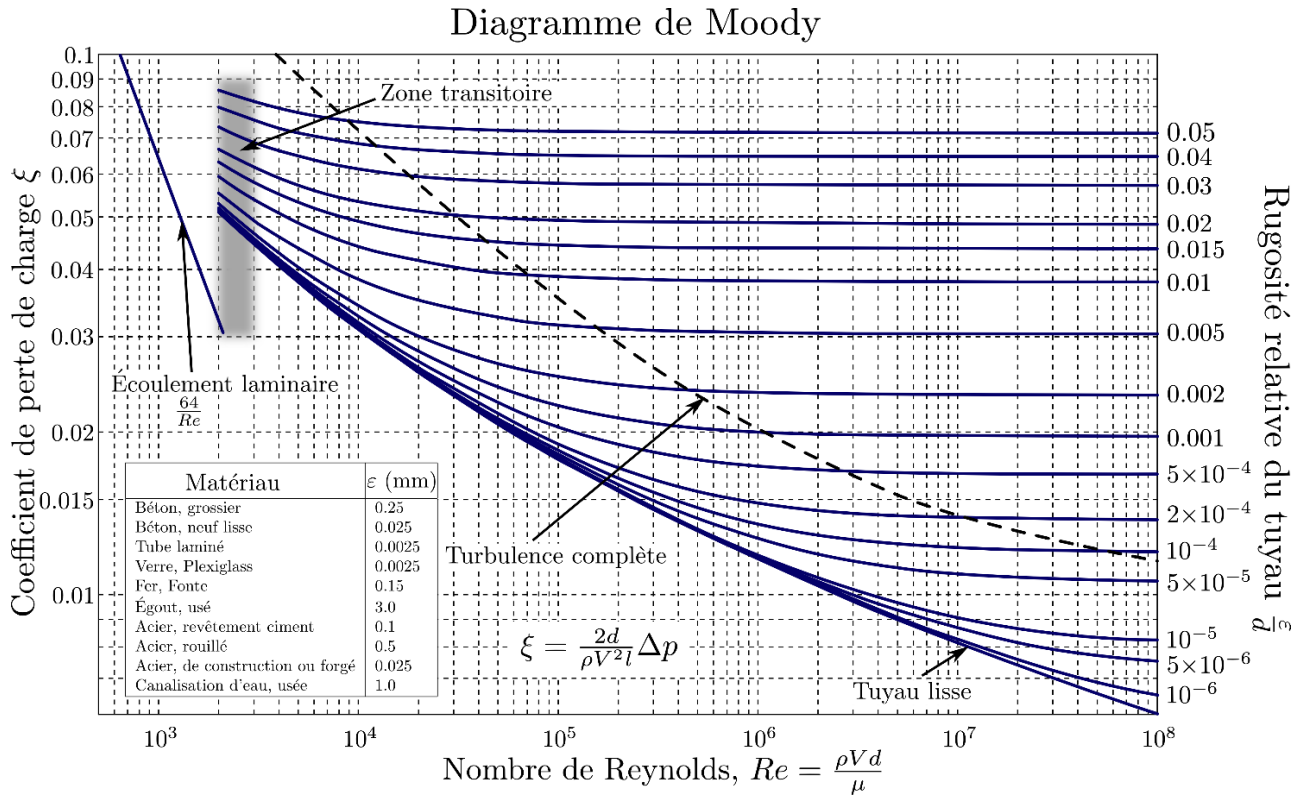


Figure 15 : Diagramme de Moody représentant le coefficient de perte de charge linéaire λ en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité relative [Wikipédia]

2.3.2.2. Perte de charge singulière

Les pertes de charge singulières, connues aussi par pertes de charge locales, sont des pertes dues aux divers changements de la géométrie de la canalisation ou par changement de la direction (coudes, raccords en T) d'eau dans la tuyauterie (comme il est représenté dans la figure 14). Elles sont données par la formule suivante [Hadj Arab A et al 2005, Boukhers D 2007] :

$$P_s = \xi \frac{v^2}{2g} \tag{15}$$

P_s : Perte de charge singulière (m)

ξ : Coefficient de perte de charge singulière (sans unité) dépendant du type d'accessoire.

g : Accélération de la pesanteur (m/s^2)

v : Vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donnée par :

$$v = \frac{4 Q}{\pi D_h} \tag{16}$$

En tenant en compte de la relation (16) ; la relation (15) devient :

$$P_s = \xi \left(\frac{8 Q^2}{\pi^2 D_h^4 g} \right) \tag{17}$$

On donne dans le tableau ci-dessous les valeurs de coefficient des pertes de charge singulières de quelque type d'accessoires de tuyauterie couramment utilisés.

Tableau 4 : Valeurs de coefficient des pertes de charge singulières de quelque type d'accessoire
[Hadj Arab A et al 2005]

Accessoires	Coefficient ξ
Coude 90°	0.50-0.75
Coude 45°	0.35-0.45
Tés	1.50-2.00
Vanne de contrôle	3.00
Jonction de connexion tuyauterie-réservoir	1.00

Une autre méthode pour tenir compte des pertes de charges régulières et singulières pour toutes les formes de canalisation et d'écoulement : il existe des nombreux logiciels qui réunissent tous les équations des pertes, les abaques avec les caractéristiques du fluide et des canalisation (rugosité). Ces pertes peuvent être importantes si la conduite est très longue et si plusieurs coudes sont utilisés. Afin de réduire ces pertes, il faut installer le réservoir le plus près possible et le relier le plus directement possible à la pompe. En général, on note que la totalité de ces pertes ne dépasse pas 10% de la hauteur totale de pompage [Tafat Bouzid A 2015, Hadj Arab A et al 2005].

2.4. Calcul de l'énergie hydraulique

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année sont déterminés et les caractéristiques de puits sont défini, nous pouvons clairement calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation suivante [Hadj Arab A et al 2005] :

$$E_h = C_h \cdot V \cdot HMT \quad (18)$$

Avec :

E_h : Energie hydraulique (Wh)

HMT : Hauteur manométrique totale (m)

V : Volume journalier d'eau (m³/j)

C_h : Constante hydraulique (kg.s.h/m²) où :

$$C_h = \frac{g \times \rho}{3600} \quad (19)$$

g : gravité terrestre (9,81 m/s²)

ρ : Densité de l'eau (1000 Kg/m³).

Nous pouvons alors écrire la relation finale :

$$E_h = \frac{g \cdot \rho \cdot V \cdot HMT}{3600} \quad (20)$$

Cependant, si l'énergie hydraulique varie d'un jour à l'autre ou d'un mois à l'autre, etc., en raison de la variation de la demande en eau, le système de pompage photovoltaïque doit être conçu pour la pire combinaison d'énergie de rayonnement solaire et de demande en eau c'est-à-dire le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable [Chilundo R J et al 2018]. C'est ce que nous avons considéré aussi dans notre dimensionnement.

2.5. Calcul de la puissance électrique de la pompe

La puissance électrique nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau à une certaine hauteur donnée pendant une journée peut être calculée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{P_h}{\eta_{MP}} \quad (21)$$

Avec :

P_e : Puissance électrique (W)

P_h : Puissance hydraulique où :

$$P_h = \frac{E_h}{t} \quad (22)$$

t : Durée de fonctionnement (h)

η_{MP} : rendement de groupe motopompe exprimé en pourcentage (%) où :

$$\eta_{MP} = \eta_{Moteur} \times \eta_{pompe} \quad (23)$$

Le rendement de groupe motopompe (η_{MP}) est défini comme le rapport entre la puissance hydraulique de sortie nécessaire pour soulever un volume d'eau et la puissance électrique d'entrée du système. Le rendement de groupe motopompe est déterminé selon le type de la pompe et du moteur. Dans le tableau 5, nous donnons les valeurs de rendement de la pompe et du moteur [Chilundo R J et al 2018].

Tableau 5 : Rendements des motopompes et de l'onduleur

Rendement de moteur	80 %
Rendement de pompe	45 – 65 %

En substituant les équations (22) et (23) dans l'équation (21), nous obtenons la relation de la puissance électrique de la pompe :

$$P_e = \frac{E_h}{t \times \eta_{Moteur} \times \eta_{pompe}} \quad (24)$$

2.6. Calcul de la puissance crête

Une fois que l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan de générateur et l'énergie hydraulique sont connues, on passe à chercher, dans les données du constructeur, la puissance nominale et le rendement du modèle de panneau photovoltaïque à utiliser. La puissance crête à installer est donnée par [Hadj Arab A et al 2005] :

$$P_c = \eta_g \times A \times P_i \quad (25)$$

Avec :

P_c : puissance crête (Wc)

η_g : rendement du générateur à la température de référence (25°C)

A : surface active de générateur (m²)

P_i : puissance d'éclairement aux conditions STC ($P_i = 1\text{kW/m}^2$, 25°C)

L'énergie électrique journalière (E_{ele}) est donnée par :

$$E_{ele} = \eta_{PV} \times A \times P_{sol} \quad (26)$$

Où :

η_{PV} : rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation

P_{sol} : irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules utilisés (kWh/m²/j)

Le rendement (η_{PV}) est calculé par la formule suivante [Hadj Arab A et al 2005] :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T_c - T_r)] \eta_g \quad (27)$$

Où :

F_m : Facteur de couplage, défini comme étant le rapport entre l'énergie électrique générée dans les conditions d'exploitation et l'énergie électrique générée quand le système travaille au point de puissance maximale. Généralement il prend la valeur de 0,9.

γ : Coefficient de température des cellules. γ prend des valeurs entre 0,004 et 0,005 /°C pour les modules au silicium mono et polycristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

T_c : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

En substituant les équations (26) et (27) dans l'équation (25), nous pouvons alors écrire l'équation finale de la puissance crête du générateur à envisager :

$$P_c = \frac{P_i}{F_m [1 - \gamma(T_c - T_r)] \times P_{sol}} \frac{2.725 \times V \times HMT}{\eta_{MP}} \quad (28)$$

Donc, la puissance crête du générateur photovoltaïque peut être calculée par les formules donnée si haut, ou bien par une autre manière en utilisant les abaques (figure 16). Ces dernières sont à lecture directe facilitant les calculs numériques et résumant les performances du système motopompe en fonction des conditions d'utilisation.

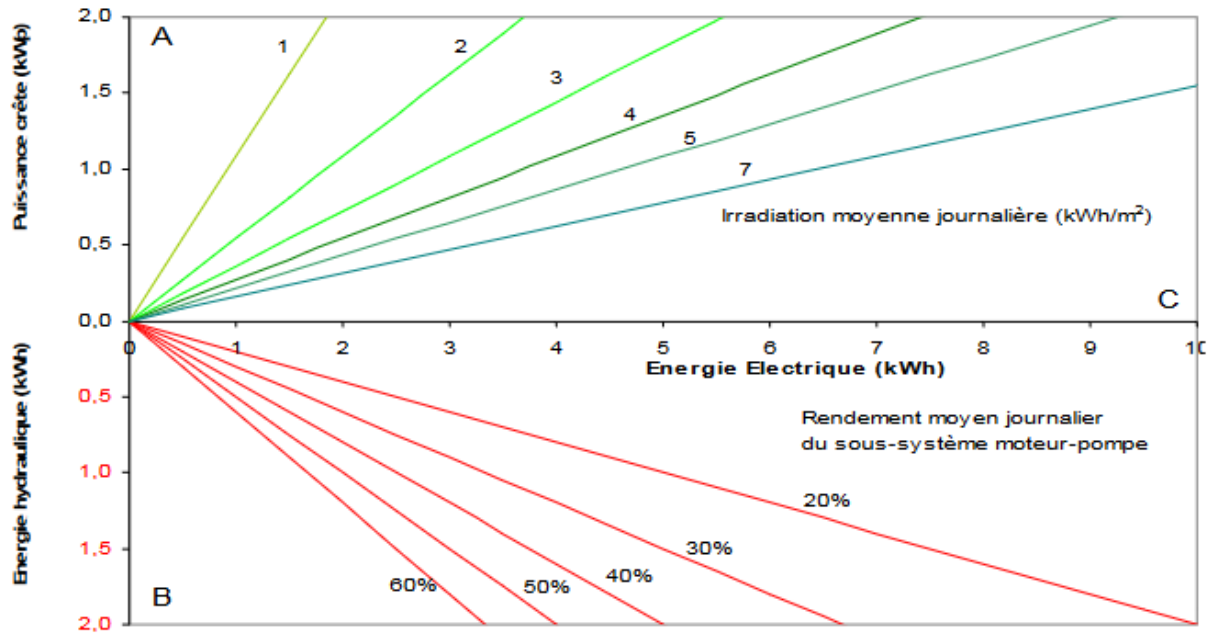


Figure 16 : Diagramme pour déterminer la taille du générateur photovoltaïque nécessaire pour couvrir une demande d'énergie hydraulique [Hadj Arab A et al 2005]

2.7. Calcul du nombre de panneau

Une fois la puissance photovoltaïque nécessaire est bien établie, on compose un champ de panneau en série et en parallèle. Bien entendu, le nombre de modules doit être arrondi à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux [Azouaou S et al 2017].

On peut calculer le nombre total des modules PV à installer à l'aide de l'expression suivante :

$$N_p = \frac{P_c}{P_m} \quad (29)$$

Avec :

P_c : la puissance crête nécessaire totale

P_m : la puissance nominale du module

➤ Détermination de nombre de module en série

Le nombre de modules solaires en série doit être choisi à conditions que la tension à vide de l'ensemble de ces modules ne dépasse pas la valeur de la tension d'entrée maximale de l'onduleur, en même temps, la tension nominale de ces modules ne doit pas être inférieure à la tension d'entrée minimale de l'onduleur.

Le nombre de module maximale en série peut être calculer par la formule suivante :

$$N_s = \frac{V_{co}(\text{onduleur})}{V_{co}(\text{panneau})} \quad (30)$$

Et le nombre de module minimale en série peut être calculer par la formule suivante :

$$N_s = \frac{V_{mp}(\text{onduleur})}{V_m(\text{panneau})} \quad (31)$$

Avec :

V_{mp} : la tension nominale de l'onduleur

V_m : la tension nominale du module

➤ Détermination de nombre de module en parallèle

Le nombre de module en parallèle peut être calculer par la formule suivante :

$$N_p = \frac{I_{max}(\text{onduleur})}{I_{cc}(\text{panneau})} \quad (32)$$

2.8. Choix de composantes de l'installation

2.8.1. Choix de la pompe

Nous choisissons la pompe qui convient aux conditions d'installation selon la valeur de débit horaire et la hauteur manométrique totale [Hadj Arab A et al 2005].

Le débit horaire Q_h (m³/h) est calculé par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{Q}{t} \quad (32)$$

Avec :

Q : le débit journalier estimé (m³/jours)

t : durée de fonctionnement (pompage)(h)

2.8.2. Choix du module photovoltaïque

Il est important de choisir des modules PV adaptés au système de pompage parmi les solutions proposées par les fournisseurs algériens.

Le fournisseur algérien Lagua Solaire¹⁴ est spécialisé très récemment en 2021, dans la commercialisation, la gestion et la réalisation des projets basées sur l'énergie solaire quelques. Il propose plusieurs services : éclairage solaire, chauffe-eau solaire, chambres froides solaire... En effet, Lagua Solaire donne de nouvelles formes organisationnelles et possède toutes les capacités nécessaires pour faciliter la fourniture du produit nécessaire aux installations solaires [Lagua Solaire].

Nous présentons dans les tableaux 6 et 7, des extraits des fiches techniques correspondantes aux deux types de module proposés par le fournisseur « Lagua solaire ».

Tableau 6 : Extrait de fiche technique du module de type IF-P340-72

Type	IF-P340-72	
Caractéristiques électriques	Puissance nominale P_{mpp} (Wc)	340
	Tension nominale U_{mpp} (V)	37.33
	Courant nominale I_{mpp} (A)	9.11
	Courant de court-circuit I_{cc} (A)	9.64
	Tension circuit ouvert V_{co} (A)	46.11
Caractéristiques structurelles	Nombre de cellules en série N_s	72
	Dimension	1977mm×1002mm ×35mm
	Poids (kg)	23,5
	Boitiers de connexion	IP-68 avec trois diode by-pass de protection

Tableau 7 : Extrait de fiche technique du module de type IF-P165-36

Type	IF-P165-36	
Caractéristiques électriques	Puissance nominale P_{mpp} (Wc)	165
	Tension nominale U_{mpp} (V)	19.94
	Courant nominale I_{mpp} (A)	8.49
	Courant de court-circuit I_{cc} (A)	8.96
	Tension circuit ouvert V_{co} (A)	23.14
Caractéristiques structurelles	Nombre de cellules en série N_s	36
	Dimension	1480mm × 674mm × 35mm
	Poids (kg)	12,5
	Boitiers de connexion	IP-65 avec deux diode by-pass de protection

¹⁴ Lien de la page : <https://www.laguasolair.com/>

Ainsi, en connaissant les conditions spécifiques du site et la taille de générateur photovoltaïque destiné au système de pompage, nous pouvons déduire rapidement l'un des deux technologies proposées si haut qui répondra le plus au besoin d'eau demandés.

2.8.3. Choix de l'onduleur

Nous rappelons que lorsque le système de pompage contient un moteur qui fonctionnent en courant alternatif (AC), il est nécessaire de convertir l'électricité produite en continu par le générateur photovoltaïque en électricité alternative en utilisant cet appareil.

Le dimensionnement de l'onduleur diffère selon l'installation, si c'est une installation autonome ou installation reliée au réseau.

Pour les installations autonomes, l'onduleur est dimensionné en fonction des caractéristiques des modules et des récepteurs fonctionnant uniquement sur courant alternatif.

Les critères de dimensionnement sont [Brignad S 2011, Trahi F 2011, Arrigoni A 2015] :

- **La tension d'entrée (Partie CC) :** c'est la tension continue délivrée par le générateur photovoltaïque. Les fabricants prévoient généralement des tensions d'entrée de 12V, 24V ou 48V.

Tableau 8 : Tensions du système correspondantes à chaque intervalle de la puissance crête du GPV à installer [Anne L et al 2006]

Puissance Crête (W_c)	<500 W_c	500 W_c – 2k W_c	>2 k W_c
Tension du système (V)	12 V DC	24 V DC	48 V DC

- **La tension de sortie (Partie CA) :** selon la nature de l'appareil sur lequel le récepteur doit fonctionner, la forme de l'onde peut être sinusoïdale, carrée ou même pseudo-sinusoïdale. Par conséquent, le choix de la technologie dépend des caractéristiques du récepteur. En Algérie, la tension alternative de fréquence de 50Hz et la valeur de la tension efficace est 220V.
- **La puissance nominale :** elle correspond à la puissance que peut fournir l'onduleur en fonctionnement permanent, c'est-à-dire la somme des puissances de toutes les charges électriques pouvant être utilisées en même temps. En pratique, il est défini en fonction de la valeur moyenne du profil de consommation, en courant alternatif, majoré de 20 %.

2.8.4. Choix de câble

Une fois les différentes composantes de système de pompage photovoltaïque sont déterminées, il reste seulement de relier la source de production avec la charge en utilisant des câbles de raccordement. Le choix de câble doit être prudent pour éviter les pertes de tension plus précisément les pertes ohmiques¹⁵ liées aux caractéristiques du câble (longueur, section, ampérage) [Louis-Paul H et al 2008].

Pour cela, nous allons utiliser une méthode simplifiée pour le calcul de la section du câble. Tout d'abord, il faut déterminer la résistivité de conducteur (ρ). Le tableau 9 donne quelques résistivités de conducteurs [Louis-Paul H et al 2008].

Tableau 9 : Résistivité de quelques conducteurs donnée par les fabricants

Conducteurs	Résistivité ($\Omega \cdot m$)
Cuivre	$1,8 \cdot 10^{-8}$
Aluminium	$29 \cdot 10^{-9}$
Plomb	$15 \cdot 10^{-9}$
Fer	$85 \cdot 10^{-9}$

La section de câble est donnée par la relation suivante [Mamoun S et al 2013, Ben Khemmou T 2017, Louis-Paul H et al 2008] :

$$S = \rho \frac{l}{R} \quad (33)$$

Avec :

S : la section du câble

l : la longueur de câble

ρ : la résistivité de conducteur

R : la résistance du câble, où :

$$R = \frac{\Delta U_{max}}{I_{max}} \quad (34)$$

Avec :

ΔU_{max} : Chute de tension maximale entre panneaux, onduleur (avec $\Delta U_{max} = 3\%$).

I_{max} : intensité de courant maximale

¹⁵ Les pertes ohmiques se produisent lors du fonctionnement dans un conducteur reliant deux composants, sont égales au produit de la résistance du conducteur par le courant au carré traversant le conducteur.

En substituant l'équations (34) dans l'équation (33), la section de câble est donnée par [Mamoun S et al 2013] :

$$S = \rho l \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} \quad (35)$$

En règles générale, il est préférable que la section de câble soit importante (élevée) pour réduire les risques d'échauffement et les chutes de tension [Brignad S 2011].

2.8.5. Capacité de réservoir

Le stockage d'eau présente plusieurs attraits importants pour la génération, la distribution et l'utilisation de cette eau. Pour un domicile, par exemple, un réservoir de stockage d'eau est utile pour conserver l'eau pompée durant les périodes creuses de la consommation afin de le restituer lors des fortes demandes. Le stockage d'eau permet de fournir de soutien en cas de panne de réseau.

Ainsi, comme le rayonnement solaire n'est pas constant, tous les systèmes de pompage comprennent un réservoir de stockage pour recevoir l'eau pompée lorsqu'elle est disponible et la distribuer aux utilisateurs finaux. La capacité de ce dernier est calculée pour assurer la continuité de l'alimentation en eau pendant les jour de mauvais temps ou au moment de l'absence de soleil [Erik van de Giessen et al].

Le volume de stockage du réservoir dépend de diamètre du réservoir (si rectangulaire) et de la hauteur de la cuve bien que cette hauteur fait partie de la hauteur manométrique totale.

Conclusion

La méthode de dimensionnement d'un système de pompage solaire comprend 07 étapes : estimation de besoin en eau, optimisation du rayonnement global, calcul de la hauteur manométrique totale, calcul de l'énergie hydraulique et détermination de la puissance électrique nécessaire, dimensionnement du générateur photovoltaïque et le choix des composants.

Le dimensionnement d'un système de pompage solaire est, donc la recherche de l'équilibre entre la satisfaction de la demande énergétique estimée et la puissance électrique à installer. A partir des asservissements présentés par les fournisseurs des composants PV en Algérie, nous avons sélectionné les composants adaptés à notre disposition. D'autres configurations d'installation seraient possibles, bien évidemment avec d'autres modules, batteries, régulateurs et onduleur.

REFERENCES :

- [Abraham K et al 2012] Abraham Kanmogne, Guy Edgar Ntamack, Boaz Wadawa, « Energie solaire pour le développement de télécommunication ‘ Etude des facteurs d’amélioration du rendement énergétique d’un télécentre communautaire solaire photovoltaïque » , Editions Universitaires Européennes, 2012
- [Amara S 2009] Amara Sofiane, « Optimisation des apports d’énergies hybrides dans l’habitat economie », Thèse de doctorat soutenue le 11 juin 2009, Université Abou Bekr Belkaid– Tlemcen (Algérie)
- [Anne L et al 2006] Anne Labouret, Michel Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », Edition DUNOD, 2006
- [Arrigoni A 2015] Arrigoni Aurian, « Installations photovoltaïques autonomes- les clés de la conception et du dimensionnement », édition de connaissance Aldeau, 2015
- [Azouaou S et al 2017] Azouaou Samar et Lamri Ammouche, « Dimensionnement et Etude Técnico-Economique d’un Système Photovoltaïque Autonome », mémoire soutenue le 11 septembre 2017, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Bachsais I et al 2017] Bachsais Iméne, Sebbagh Asma, « Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque pour l’irrigation d’un hectare de palmier dattier en utilisant les méthodes Métaheuristiques », mémoire soutenue en 2017, Université M’Hamed Bougara-Boumerdes (Algérie)
- [Bebili N 2015] Bebili Narimene, « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d’un système de pompage Photovoltaïque », mémoire soutenue en 2015, Université Constantine I (Algérie)
- [Ben Khemmou T 2017] Tounsia Ben Khemmou, « Etude et dimensionnement d’une installation photovoltaïque intégrée au bâtiment : Cas d’un laboratoire au CDER », mémoire soutenue le 8 septembre 2014, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Benatallah D 2019] Djelloul Benatallah, « Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d’information géographique pour le sud d’Algérie », Thèse soutenue le 21 octobre 2019, Université Africaine Ahmed Draia Adrar (Algérie)
- [Boukhers D 2007] Boukhers Djamil, « Optimisation d’un système d’énergie photovoltaïque application au pompage », mémoire soutenue le 28 novembre 2007, Université Mentouri de Constantine (Algérie)
- [Brignad S 2011] Sylvain Brigand « Installations Solaires Photovoltaïque (dimensionnement de l’installation et mise en œuvre maintenance) », Edition le Moniteur, 2011
- [CDER] Web site : Centre de Développement des Energies Renouvelables
<https://www.cder.dz/spip.php?article40>
- [Chekroun M A 2011] Chekroun Mohamed Akram, « Adaptation d’un système de pompage photovoltaïque pour trois cultures différentes à Tlemcen », mémoire soutenue en 2011, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Aalgérie)
- [Chilundo R J et al 2018] Rosa J. Chilundo, Urânio S. Mahanjane et Diana Neves, « Design and Performance of Photovoltaic Water Pumping Systems: Comprehensive Review towards a Renewable Strategy for Mozambique », Journal of Power and Energy Engineering, DOI: [10.4236/jpee.2018.67003](https://doi.org/10.4236/jpee.2018.67003)
- [Doninelli M et al 2005] Doninelli Mario, Doninelli Marco, Claudio Ardizzoia, Jérôme Carlier et Roland Meskel, « Hydraulique- les pertes de charges dans les installation », Edition Caleffi France, Paris, 2005

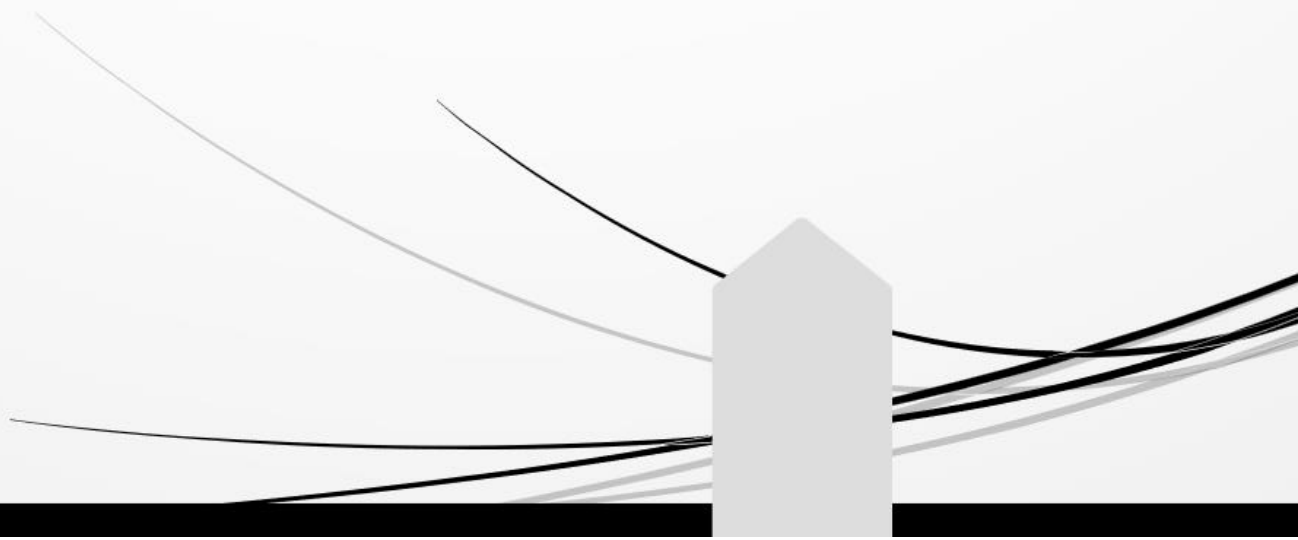
- [Erik van de Giessen et al] Erik van de Giessen, Gertjan Bom, Stéphan Abric et Robert Vuik, « le pompage solaire appliqué aux adductions d'eau potable en milieu rural », Manuel de formation
- [Fellah B 2019] Fellah Boumediene, « aspects énergétiques et économiques de dessalement de l'eau de mer par le procédé d'Osmose Inverse, en utilisant un système d'énergie Hybride : Photovoltaïque-Eolien », Thèse de doctorat soutenue en Avril 2019, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [Hadj Arab A et al 2005] Hadj Arab A, Benganem M et Gharbi A, « Dimensionnement de système de pompage photovoltaïque », Rev.Energ.Ren.Vol. 8(2005) 19-26
- [Idel'cik E I 1969] Idel'cik E I, « Coefficients des pertes de charges singulières et des pertes de charges par frottement », Eyholles éditeur de Paris, 1969
- [Jemmy R et al 1998] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Sy, « le pompage photovoltaïque manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Publication IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA, 1998
- [Kabouche N et al 2021] Nourdine Kabouche, Farouk Chellali et Abdelmadjid Recioui, « A Review on Solar Radiation Assessment and Forecasting in Algeria », Vol. 6, Issue 2, Month-2021
- [Lagua Solaire] Web site : <https://www.laguasolaire.com/apropos/#>
- [Louis-Paul H et al 2008] Lois-Paul Hayoun et Aurian Arrigoni, « les installations photovoltaïque-conception et dimensionnement des installations raccordées au réseau », Edition de Eyrolles, 2008
- [Lucien W 2020] Lucien Wald, « Introduction au rayonnement solaire », collection Sciences de la Terre et de l'environnement, Edition Presses des Mines - Transvalor, Paris, 2020
- [Mamoun S et al 2008] Souheyla Mamoun, Hana Ibtissam Bensefia, AbdelKrim Merad Dimensionnement d'une Installation Photovoltaïque d'une maison autonome appliquée au site de Tlemcen, Mémoire de fin d'étude soutenu en Juin 2008, Université Abou-Baker BELKAID-TLEMEN. (Algérie)
- [Mamoun S et al 2013] Souheyla Mamoun, AbdelKrim Merad, « dimensionnement d'une installation photovoltaïque d'un site isolé, Cas d'un chabanon situé à Marsat Ben M'Hidi-Tlemcen », Edition Universitaires Européennes, 2013
- [Mansouri S] Mansouri Samire, « Elaboration d'un logiciel pour le calcul des écoulements en charge », mémoire de master, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [meteobleu] Web site : https://www.meteobleu.com/fr/meteo/semaine/tlemcen_alg%20a9rie_2475_687
- [Meteonorm 2022] Web site : <https://meteonorm.com/en/download>
- [Michaud Chailly] Web site : <https://www.michaud-chailly.fr/fr/pompe-gamme/>
- [Mohamed L 2008] Mohamed Lakhdar Louazene, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », mémoire soutenue le 12 juin 2008, Université El Hadj Lakhdar – Batna (Algérie)
- [Monfront L 2009] Lionel Monfront, « Dimensionner les canalisations d'assainissement pour assurer leur performance hydraulique, Design the sewer pipelines to ensure their hydraulic performance », Edition CERIB, 2009
- [Organisation météorologique mondiale 2019] Organisation météorologique mondiale, « le soleil, la Terre et la temps », journée météorologique mondiale, 23 mars 2019
- [PHYTO Consulting] Web site : <http://www.phytoconsulting.com/index.php/fr/>

- [Pierre B et al 2000] Pierre Bessemoulin, Jean Oliviéri, « Le Rayonnement Solaire et sa Composante Ultraviolette », La Météorologie 8, série - n° 31 -2000
- [Rosa J et al 2018] Rosa J. Chilundo, Urânio S. Mahanjane, Diana Neves, « Design and Performance of Photovoltaic Water Pumping Systems: Comprehensive Review towards a Renewable Strategy for Mozambique », Journal of Power and Energy Engineering, (2018) DOI: [10.4236/jpee.2018.67003](https://doi.org/10.4236/jpee.2018.67003)
- [Tafat Bouzid A 2015] Tafat Bouzid Anis, « Synthèse des formules de calcul des pertes de charges et analyse de l'incertitude sur le choix de la rugosité », mémoire soutenue en Mars 2015, Ecole Nationale Supérieur d'Hydraulique -Arbaoui Abdellah (Algérie)
- [Thomas M 2014] Thomas Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », thèse soutenue le 16 décembre 2014, Université de Paris Sud (France)
- [Trahi F 2011] Trahi Fatiha, « prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiel » mémoire soutenue en 2011, Tizi Ouzou (Algérie)
- [Trahi F 2011] TRAHI Fatiha, « Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA », mémoire soutenue le 2011, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou (Algérie)
- [Weather Spark] Web site : <https://fr.weatherspark.com/y/40174/M%C3%A9t%C3%A9o-moyenne-%C3%A0-Tlemcen-Alg%C3%A9rie-tout-au-long-de-l'ann%C3%A9e>
- [Wikipédia] Web site : https://fr.wikipedia.org/wiki/Diagramme_de_Moody

Chapitre 3

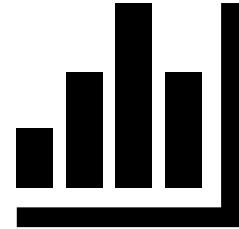


RESULTATS DE DIMENSIONNEMENT : ANALYSE ET DISCUSSION



Chapitre 3

RESULTATS DE DIMMENTIONNEMENT : ANALYSE ET DISCUSSION



Une fois que nous avons préparé le cadre physique de notre étude dans le chapitre 1 et le chapitre 2 (nous avons présenté les divers constituants d'un système de pompage photovoltaïque, nous avons rassemblé les différentes lois et principes de son dimensionnement ainsi que les données météorologiques du site de Tlemcen), il est temps de passer à l'application de ces informations acquises.

Dans ce chapitre, nous allons établir une étude de dimensionnement PV exhaustive : nous déterminons la puissance PV crête à envisager pour pomper de l'eau de plusieurs forages opérationnels situés dans treize communes¹ de la wilaya de Tlemcen. Nous analyserons donc l'effet de la profondeur sur l'estimation de la puissance crête à installer et le nombre de panneaux à envisager.

¹ Les communes contenant les forages que nous étudions ici sont : Mansourah, Ain Ghoraba, Térny Béni Hdiel, Béni Mester, Tlemcen, Chetouane, Ain Fezza, Amieur, Sebdou, El Aricha, Maghnia, HemameBougrara, Hennaya.

1. Ressources en eau souterraines

Grâce au bassin versant de Tafna², la wilaya de Tlemcen est située dans une zone favorable à l'accumulation des ressources en eau souterraines. Ce bassin comprend de grandes nappes qui se présentent comme suit :

- **La nappe Karstique des Monts de Tlemcen** : la structure géologiques³ de ces monts a des implications pour des aquifères karstiques très développés, ou des forages très productifs. Cette nappe a une capacité importante varie de 200 à 400 mm³ [Bensaoula F 2007].
- **La nappe de Maghnia** : d'une superficie de 351 km² et moyennement profonde [Bemoussat A 2012].
- **La nappe d'Hennaya** : d'une superficie d'environ 22,3 km², elle est peu profonde [Bemoussat A 2012]
- **La nappe aluviale de Sebdou** [Bemoussat A 2012].

Toutefois, la direction des services agricoles de la wilaya de Tlemcen (DSA) et la direction des ressources en eau de la wilaya de Tlemcen (ADE) assure la répartition de cette eau d'une façon intégrale par la disponibilité d'une large gamme des forages à travers la wilaya (Annexe 1 et 2).

Dans la figure 1, nous indiquons l'emplacement des différents forages opérationnels (soit 76 forages) de la wilaya de Tlemcen. Nous notons, ici que nous les avons représentés en se servant du logiciel MapInfo⁴ : nous nous sommes basées sur les coordonnées UTM⁵ de chaque point du forage sur la carte géographique de Tlemcen.

² Le bassin versant de Tafna est situé au Nord-Ouest du territoire Algérien. Il s'étend sur une grande partie de Tlemcen (sur 37 communes soit 77 % de sa superficie), et sur une partie de Oujda (Maroc). Sa source se trouve dans les monts de Tlemcen et coule initialement sous terre, en bordure du haut de Sebdou, jaillissant à la hauteur des grottes de GharBoumaza qui composent les hauteurs de Tafna [Dahmani B et al 2002].

³ La Structure géologique des monts de Tlemcen constitue le massif carbonaté (roches très karstifiées) qui est favorable à l'infiltration des précipitations et elle recèle des aquifères très productifs [Collignon B 1986, Bensaoula F 2007].

⁴MapInfo (version 2017) est un logiciel de cartographie de l'analyse géographique édité par la société Precisely, du groupe Syncsort, qui permet de modéliser les cartographies en 2D puis établir divers documents nécessaires à apporter sur ces cartes (liste de noms, liste de projections...)

⁵ UTM est l'abréviation anglaise de Universal Transverse Mercator. Les coordonnées UTM représente un système de projection cartographique qui divise le globe en 60 fuseaux de 6° de longitude chacun.

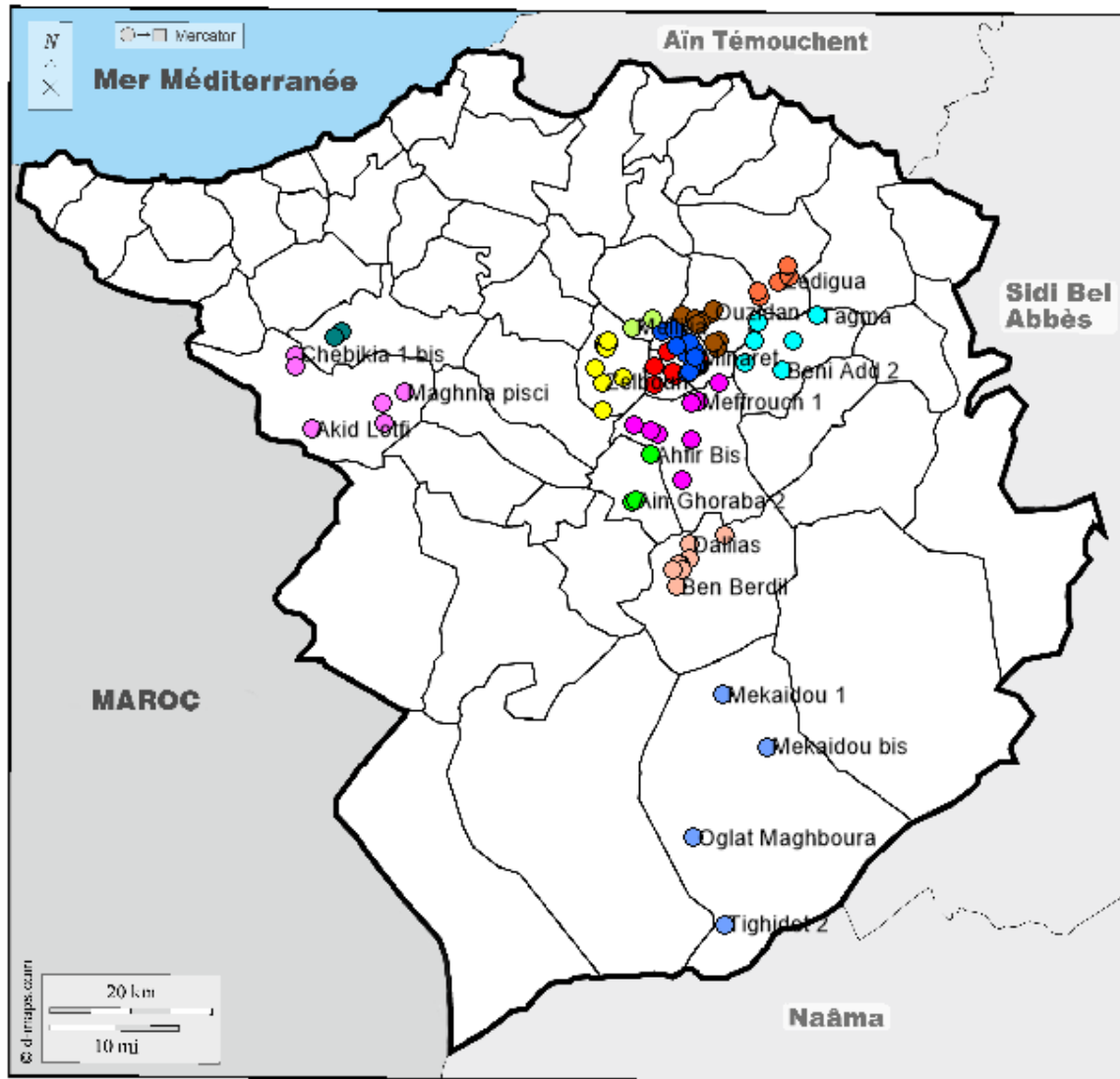


Figure 1 : Cartographie de point de forages opérationnel dans la wilaya de Tlemcen

2. Principe de notre étude

Après que nous avons rassemblé et établi le lien entre les différentes lois et relations de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque dans le chapitre 2, nous les avons programmées sous Microsoft Excel. Ainsi, nous avons conçu notre propre programme de dimensionnement des systèmes PV incluant les deux types de pompes :

superficielle et émergée. La figure dans l'annexe 3 représente l'interface de notre logiciel, que nous avons testé au préalable⁶, avant de réaliser notre étude.

Nous ciblons donc, dans cette étude, de déterminer la puissance électrique crête à installer pour pomper de l'eau souterraine de chacun des forages indiqués dans la figure 1, situés à différentes profondeurs. Ceci nous permettra donc d'estimer le nombre de panneaux qui peuvent assurer cette puissance. Nous essayons au cours de cette étude de proposer les références des pompes optimales à adopter pour chaque forage en se référant à la hauteur manométrique totale que nous calculons pour chaque forage, et au débit horaire que nous estimons⁷.

Pour atteindre notre cible, nous tiendrons en compte trois catégories de consommations :

- **1^{er} cas** : petite consommation

Par exemple un domicile alimenté par un réservoir de capacité de 1000 litres/jour.

- **2^{eme} cas** : moyenne consommation

Par exemple une ferme alimentée par un bassin de capacité de 10 000 litres/jour.

- **3^{eme} cas** : grande consommation

Par exemple un village alimenté par un château d'eau de capacité de 100 000 litres/jour.

2.1. Données à considérer

Nous exploitons, dans notre étude les données des irradiances de Tlemcen, que nous avons obtenues à partir de la base des données météorologiques mondiale Meteonorm version 8.1.1 (voir la section 3.2.4 du chapitre 2 où nous fournissons plus d'informations) : l'irradiation moyenne journalière qui reçoit un plan incliné de 45°, dans le site de Tlemcen, est de 4,94 kWh/m²/j⁸ et la durée d'ensoleillement moyenne journalière correspondante est 6 h/j.

Pour l'étude de la variation de la puissance crête en fonction de la profondeur, nous devons prendre en compte le choix de la pompe (superficielle ou émergée), la hauteur de son

⁶ Nous avons refait le dimensionnement du système de pompage PV de la référence suivante [Resfa A 2017], et nous avons reproduit leurs résultats.

⁷ Comme nous l'avons mentionné dans la section 3.8.1 du chapitre 2.

⁸ Rappelons que nous nous basons sur l'irradiation maximale reçue sur un plan incliné de 45° par rapport au plan horizontal dans le mois le moins ensoleillé de l'année. Donc cette valeur correspond à la moyenne des irradiances journalières du mois de Décembre où la durée d'ensoleillement moyenne journalière est estimée de 6 h/j (d'après le logiciel de dimensionnement Meteonorm 8.1.1).

refoulement par rapport au sol, les caractéristiques de la tuyauterie et la durée de pompage⁹. Dans le Tableau 1, nous rassemblons les valeurs que nous avons considéré pour ces paramètres.

Nous notons que les profondeurs des forages fonctionnelles dans Tlemcen varient de 4.5 m (Ksar Chaara) à 249 m (Ahfir Bis). Le forage ayant une profondeur de 4.5 m (Ksar Chaara) est en utilisation régulière et il est daté de 1998. Tenons en compte du rabattement et du fait que l'utilisation des pompes superficielle est déconseillée au-delà de 6 m (d'après les fiches techniques des pompes disponibles [labonnepompe], et l'ouvrage de base de dimensionnement des installations PV [Anne L et al 2006]), donc nous considérons, plutôt que les pompes émergées dans notre dimensionnement.

Nous notons, aussi, que généralement, le diamètre de la canalisation adoptée dans le pompage d'eau est 125 mm¹⁰.

Tableau 1 : Données considérées dans notre calcul : données relatives au fonctionnement et l'emplacement de(s) pompe(s) à envisager

Durée de fonctionnement de la pompe	6 heures
Hauteur sol-point de refoulement	4mètres

2.2. Résultats et discussion

Nous reportant, dans les Tableaux 2, 3 et 4, les résultats de calcul de la hauteur manométrique (HMT), de l'énergie hydraulique (E_h) et la puissance électrique (P_e) correspondants aux profondeurs de quelques forages¹¹ à travers la wilaya de Tlemcen et pour chacune des 3 catégories considérées (petite consommation : Tableau 2, moyenne consommation : Tableau 3 et grande consommation : Tableau 4).

Nous proposons aussi dans ces trois tableaux, les références des pompes émergées qui peuvent être utilisées en fonction des profondeurs et des débits estimés. D'autres choix peuvent être aussi valables en fonction de leurs disponibilités dans le marché de leurs prix.

Dans les cas de petite et de moyennes consommations, une large gamme des pompes peut être envisagée, tandis que dans le cas de la grande consommation, nous estimons qu'une seule pompe de référence LORENTZ PS2-4000 peut répondre à ce besoin.

⁹ Durée de fonctionnement de la pompe est estimée de 6h et c'est le nombre d'ensoleillement moyen dans le mois le plus défavorable (Décembre).

¹⁰ Donnée confirmée par la Direction des Ressources en Eaux de Tlemcen.

¹¹ Puisque nous avons 76 forages à étudier, nous nous contentons de présenter, dans les tableaux 2, 3 et 4, les résultats de quelques forages à titre d'exemple (nous présentons 2 forages par commune : le moins et le plus profond). Par contre, dans les Figures 1-6, nous présentons les résultats de tous les forages dans les 13 communes.

Tableau 2 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Petite consommation)

Petite consommation : Besoin journalier de 1000 litres						
Débit horaire	0,17 m ³ /h					
Commune	Nom du forage	N_d (m)	HMT (m)	E_h (Wh)	P_e (W)	Références de pompe
Mansourah	Imama	42	56	152,6	57,8	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Béni Boublène	110	124	337,9	127,99	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Ain Ghoraba	Ain Ghoraba 1	102	116	316,1	119,74	
	Ahfir Bis	249	263	716,68	271,47	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Terny Béni Hdiel	Moutas M01	48	62	168,95	64	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Meffrouch1	158	172	468,7	177,54	Pedrollo 4SR642PS ¹⁵
Béni Mester	BM3	38	52	141,7	53,67	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Zelboun	153	167	455,08	172,38	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Tlemcen	Ksar Chaara	4,5	18,5	50,41	19,1	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Les Oliviers	199	213	580,43	219,86	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Cheteouane	A.el Houtz 2	10	24	65,4	24,77	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Cheteouane01	189	203	553,18	209,54	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Ain Fezza	Ouchba	5	19	51,78	19,61	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Tizi	84	98	267,05	101,16	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Amieur	Chelaida 1	66	80	218	82,58	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Azaiza Reprise	154	168	457,8	173,41	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Sebdou	Dermane 3	35	49	133,53	50,58	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Dallias	132	146	397,85	150,7	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
El Aricha	Oglat Maghboura	111	125	340,63	129,02	
	Mekaidou bis	221	235	640,38	242,57	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Maghnia	Maghnia Pisci	35	49	133,53	50,58	Pedrollo4SR414PD ¹²

¹² <https://www.labonnepompe.com/1875-pompe-immeree-4-pouces-pedrollo-4sr414pd-1-10-kw-jusqu-a-6-m3-h-de-debit-moteur-bain-d-huile-4pd-triphase-380v.html>

¹³ <https://www.labonnepompe.com/1985-pompe-immeree-4-pouces-pedrollo-4sr1030nps-4-kw-jusqu-a-15-m3-h-de-debit-moteur-bain-d-eau-4ps-triphase-380v.html>

¹⁴ <https://www.labonnepompe.com/1938-pompe-immeree-4-pouces-pedrollo-4sr656fk-7-50-kw-jusqu-a-9-m3-h-de-debit-moteur-bain-d-eau-franklin-4fk-triphase-380v.html>

¹⁵ <https://www.labonnepompe.com/1925-pompe-immeree-4-pouces-pedrollo-4sr642ps-5-50-kw-jusqu-a-9-m3-h-de-debit-moteur-bain-d-eau-4ps-triphase-380v.html>

¹⁶ <https://www.labonnepompe.com/131-pompe-immeree-4-pouces-pedrollo-4sr2-moteur-bain-huile-4pd-triphase-380v.html>

	M'Samda	93	107	291,58	110,45	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
H.Boughrara	Maaziz 01	98	112	305,2	115,61	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
	Maaziz 02	103	117	318,83	120,77	
Hennaya	Ain El Hadjer	40	54	147,15	55,74	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Mellilia	56	70	190,75	72,25	

Tableau 3 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Moyenne consommation)

Moyenne consommation : Besoin journalier de 10000 litres						
Débit horaire	1,67 m ³ /h					
Commune	Nom du forage	N_d (m)	HMT (m)	E_h (Wh)	P_e (W)	Références de pompe
Mansourah	Imama	42	56	1526,02	578,04	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Béni Boublène	110	124	3379,04	1279,94	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Ain Ghoraba	Ain Ghoraba 1	102	116	3161,04	1197,36	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
	Ahfir Bis	249	263	7166,84	2714,71	
Terny Béni Hdiel	Moutas M01	48	62	1689,53	639,97	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Meffrouch1	158	172	4687,06	1775,4	Pedrollo 4SR642PS ¹⁵
Béni Mester	BM3	38	52	1417,02	536,75	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Zelboun	153	167	4550,81	1723,79	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Tlemcen	Ksar Chaara	4,5	18,5	504,14	190,96	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Les Oliviers	199	213	5804,32	2198,61	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Cheteouane	A.el Houtz 2	10	24	654,01	247,73	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Cheteouane01	189	203	5531,82	2095,39	Pedrollo4SR656FK ¹⁴
Ain Fezza	Ouchba	5	19	517,76	196,12	Pedrollo4SR27PDT ¹⁶
	Tizi	84	98	2670,54	1011,57	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Amieur	Chelaida 1	66	80	2180,03	825,77	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Azaiza Reprise	154	168	4578,06	1734,11	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
Sebdou	Dermane 3	35	49	1335,27	505,78	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Dallias	132	146	3978,55	1507,03	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
El Aricha	Oglat Maghboura	111	125	3406,3	1290,26	
	Mekaidou bis	221	235	6403,83	2425,69	Pedrollo4SR656FK ¹⁴

Maghnia	Maghnia Pisci	35	49	1335,27	505,78	Pedrollo4SR414PD ¹²
	M'Samda	93	107	2915,79	1104,47	Pedrollo4SR1030NPS ¹³
H.Bougrara	Maaziz 01	98	112	3052,04	1156,08	
	Maaziz 02	103	117	3188,29	1207,69	
Hennaya	Ain El Hadjer	40	54	1471	557,4	Pedrollo4SR414PD ¹²
	Mellilia	56	70	1907,53	722,55	

Tableau 4 : Résultats du calcul pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Grande consommation)

Grande consommation : Besoin journalier de 100000 litres						
Débit horaire	16,67 m ³ /h					
Commune	Nom du forage	N_d (m)	HMT (m)	E_h (Wh)	P_e (W)	Références de pompe
Mansourah	Imama	42	56	15262,47	5781,24	LORENTZ PS2-4000 ¹⁷
	Béni Boublène	110	124	33794,53	12800,96	
Ain Ghoraba	Ain Ghoraba 1	102	116	31614,29	11975,11	
	Ahfir Bis	249	263	71676,25	27150,09	
Terny Béni	Moutas M01	48	62	16897,65	6400,63	
Hdiel	Meffrouch1	158	172	46875,99	17756,06	
Béni Mester	BM3	38	52	14172,35	5368,31	
	Zelboun	153	167	45513,34	17239,9	
Tlemcen	Ksar Chaara	4,5	18,5	5042,58	1910,07	
	Les Oliviers	199	213	58049,73	21988,54	
Cheteouane	A.el Houtz 2	10	24	6541,5	2477,84	
	Cheteouane01	189	203	55324,43	20956,22	
Ain Fezza	Ouchba	5	19	5178,85	1961,58	
	Tizi	84	98	26708,74	10116,95	
Amieur	Chelaida 1	66	80	21803,2	8258,79	
	Azaiza Reprise	154	168	45785,87	17343,13	
Sebdou	Dermane 3	35	49	13354,76	5058,62	
	Dallias	132	146	39790,2	15072,05	
El Aricha	Oglat Maghboura	111	125	34067,06	12904,19	

¹⁷ <https://www.solaris-store.com/1746-pompe-immersée-lorentz-ps2-4000.html>

	Mekaidou bis	221	235	64045,4	24259,62
Maghnia	Maghnia Pisci	35	49	13354,76	5058,62
	M'Samda	93	107	29161,52	11046,03
H.Bougrara	Maaziz 01	98	112	30524,17	11562,19
	Maaziz 02	103	117	31886,82	12078,34
Hennaya	Ain El Hadjer	40	54	14717,41	5574,78
	Mellilia	56	70	19077,89	7226,48

▪ Calcul de nombre de panneau pour chaque cas

Nous avons choisi, pour notre dimensionnement, un panneau (IF-P165-36), un panneau souvent utilisé par la société algérienne LaguaSolaire. Ce dernier est caractérisé par une puissance nominale de $165 W_c$; donc il faut diviser la puissance crête totale de chaque niveau dynamique de chaque forage par la puissance nominale du module choisi pour assurer le nombre de panneau requis.

Les résultats de calcul du nombre de panneau pour les trois catégories (petite, moyenne et grande consommation) sont donnés dans le tableau ci-dessous (tableau 5) :

Tableau 5 : Nombre de module nécessaire pour les forages de treize communes de la wilaya de Tlemcen

Commune	Nom du forage	1ere catégorie : Petite consommation		2eme catégorie : Moyenne consommation		3eme catégorie : Grande consommation	
		$P_c (W_c)$	N_p	$P_c (W_c)$	N_p	$P_c (W_c)$	N_p
Mansourah	Béni Boublène 2	167,77	2	1677,75	11	16779,49	102
	Imama	75,77	1	757,69	5	7578,04	46
Ain Ghoraba	Ain Ghoraba 1	156,95	1	1569,5	10	15696,97	96
	Ahfir Bis	355,84	3	3558,44	22	35588,33	216
Terny Béni Hdiel	Moutas M01	83,89	1	838,88	6	8389,94	51
	Meffrouch 1	232,72	2	2327,2	15	23274,63	142
Béni Mester	Zelboun	225,95	2	2259,54	14	22598,05	137
	BM3	70,36	1	703,57	5	7036,78	43
Tlemcen	Ksar Chaara	25,03	1	250,31	2	2503,72	16
	Les oliviers	288,19	2	2881,93	18	28822,56	175
Cheteouane	Cheteouane 01	274,66	2	2746,63	17	27469,41	167
	A. El Houtz 2	32,47	1	324,73	2	3247,95	20

Ain Fezza	Tizi	132,59	1	1325,96	9	13261,29	81
	Ouchba	25,71	1	257,08	2	2571,38	16
Amieur	Azaiza Reprise	227,3	2	2273,07	14	22733,37	138
	Chelaida 1	108,24	1	1082,42	7	10825,61	66
Sebdou	Dallias	197,54	2	1975,41	12	19756,43	120
	Dername 3	66,3	1	662,98	5	6630,84	41
El Aricha	Mekaidou bis	317,96	2	3179,6	20	31799,5	193
	OglatMaghboura	169,13	2	1691,28	11	16914,81	103
Maghnia	M'Samda	144,77	1	1447,73	9	14479,13	88
	Maghnia pisci	66,3	1	662,98	5	6630,84	41
H. Boughrara	Maaziz 01	151,54	1	1515,38	10	15155,71	92
	Maaziz 02	158,3	1	1583,04	10	15832,28	96
Hennaya	Mellilia	94,71	1	947,12	6	9472,46	58
	Ain El Hadjer	73,06	1	730,63	5	7307,41	45

Nous représentons dans la figure 2, en histogrammes et par commune les puissances crêtes correspondants aux profondeurs des forages dans le cas de la petite consommation. Dans la figure 3, nous représentons les nombres des panneaux relatifs à ces profondeurs. Nous constatons que, dans les communes de Hennaya, Meghnia et Ain Fezza, les profondeurs des forages ne dépassent pas les 100 m. Donc les puissances crêtes sont aux alentours de $160 W_c$ ce qui peut être assurée par un seul panneau ayant une puissance nominale de $165 W_c$.

Bien évidemment, les forages les plus profonds nécessitent des puissances plus en moins élevées tel qu'il est le cas du forage Ahfir Bis (commune de Ain Ghoraba) ce qui amène à l'utilisation de 3 panneaux maximale.

Donc dans le cas de petite consommation de 1000 l/j, l'installation de 3 panneaux seulement (de $165 W_c$) sera suffisante pour assurer le pompage d'eau même pour les forages les plus profonds de Tlemcen.



Figure 2 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (Petite consommation)

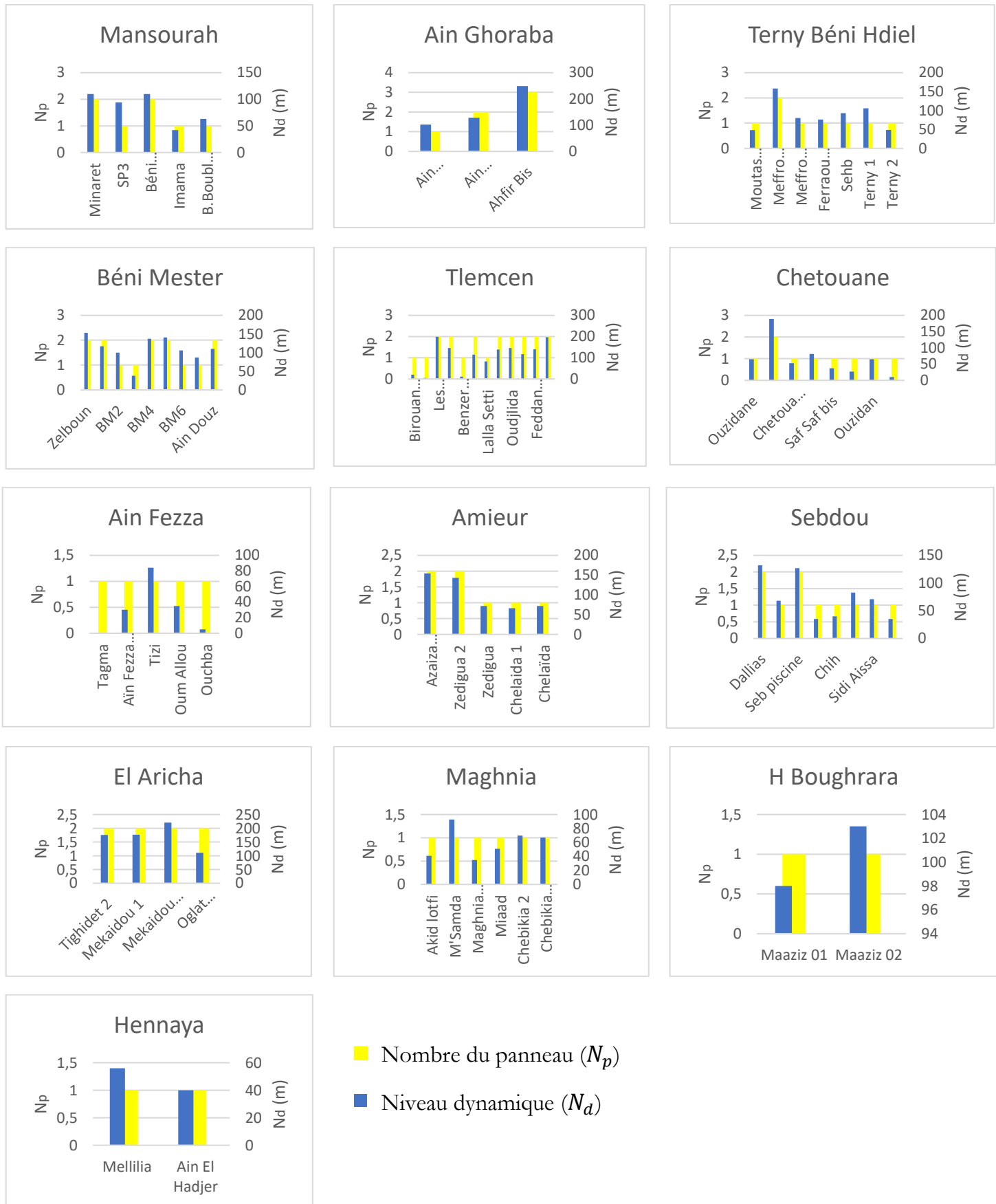


Figure 3 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (petite consommation)

De même nous représentons dans la figure 4 et la figure 6, en histogrammes les puissances crêtes correspondants aux profondeurs des mêmes forages dans le cas de la moyenne et la grande consommation, respectivement. Dans les figures 5 et 7, nous représentons les nombres des panneaux correspondants à ces profondeurs.

Nous avons choisi 1000 l/j, 10 000 l/j et 100 000 l/j dans le but de garder une proportionnalité de consommation. Donc il est évident d'obtenir cette proportionnalité entre les puissances crêtes des panneaux obtenues :

Examinons à titre d'exemple, le forage le plus profond, Ahfir Bis (situé à la commune de Ain Ghoraba) ; Il nécessite 3 panneaux assurant une puissance crête de 355.84 W_c pour la consommation de 1000 l/j, 22 panneaux assurant la puissance une 3558.44 W_c pour la consommation de 10 000 l/j et 216 panneaux assurant une puissance de 35588.33 W_c pour la consommation de 100 000 l/j.



Figure 4 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (moyenne consommation)

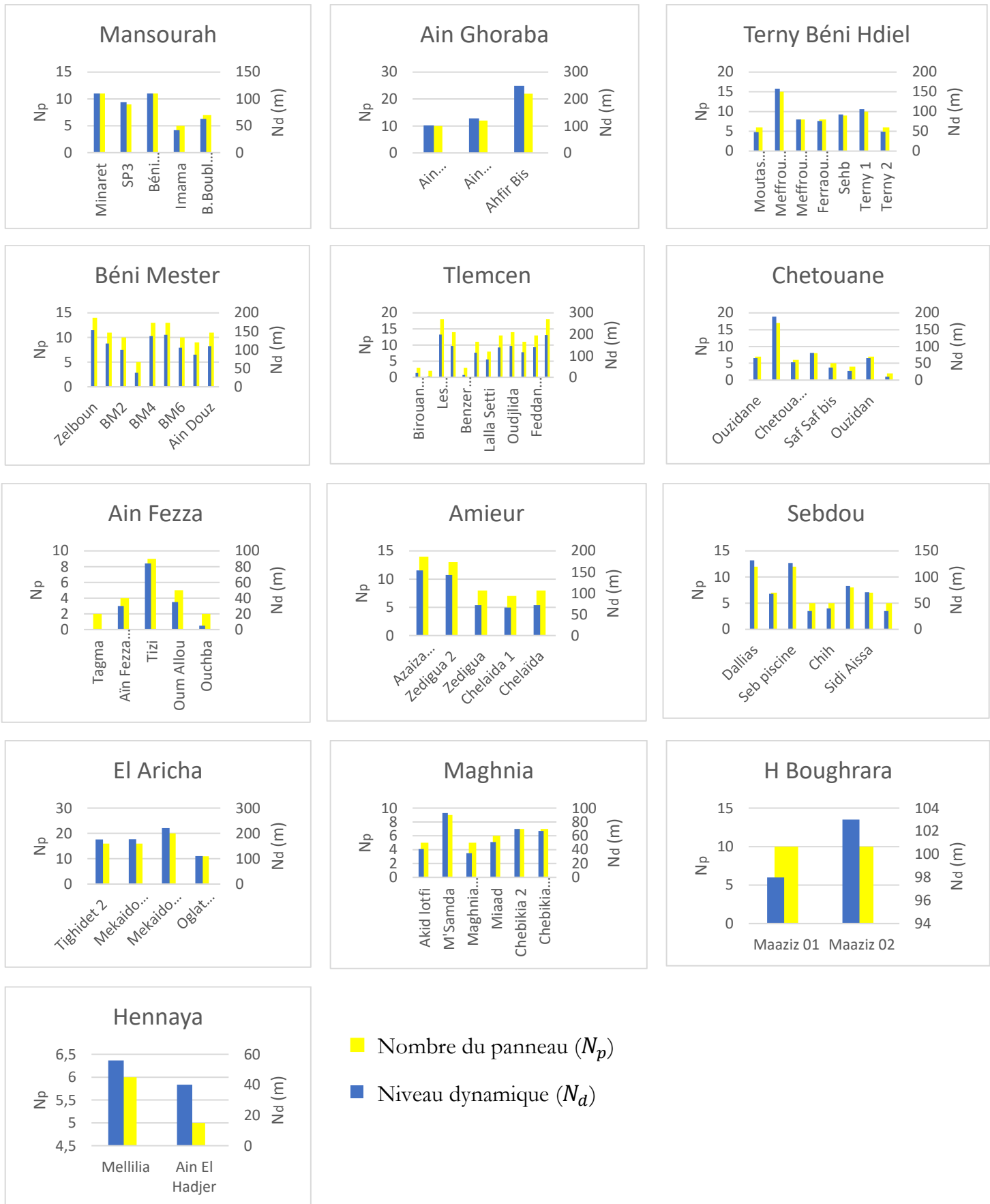


Figure 5 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (moyenne consommation)

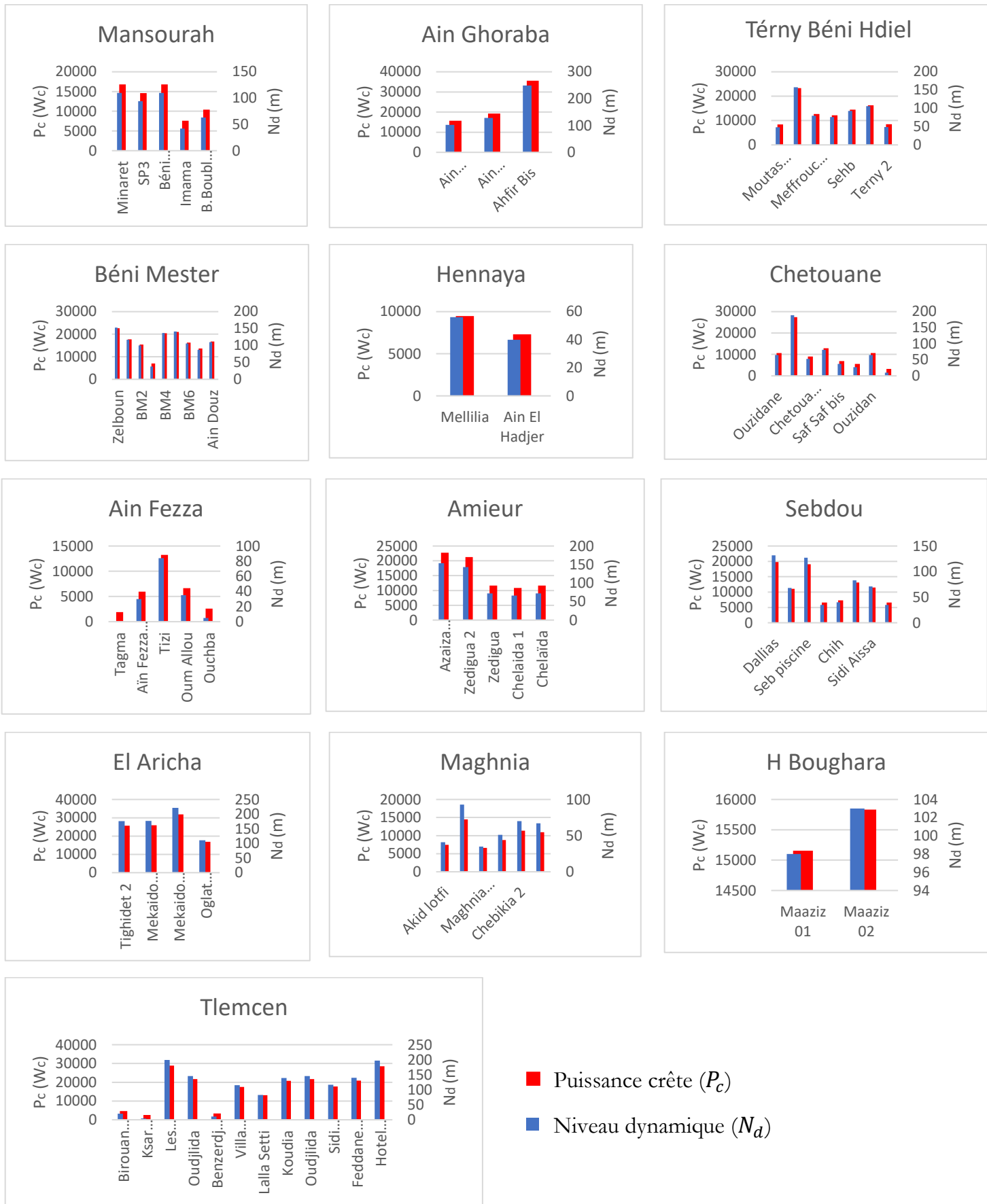


Figure 6 : Puissance crête nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (grande consommation)

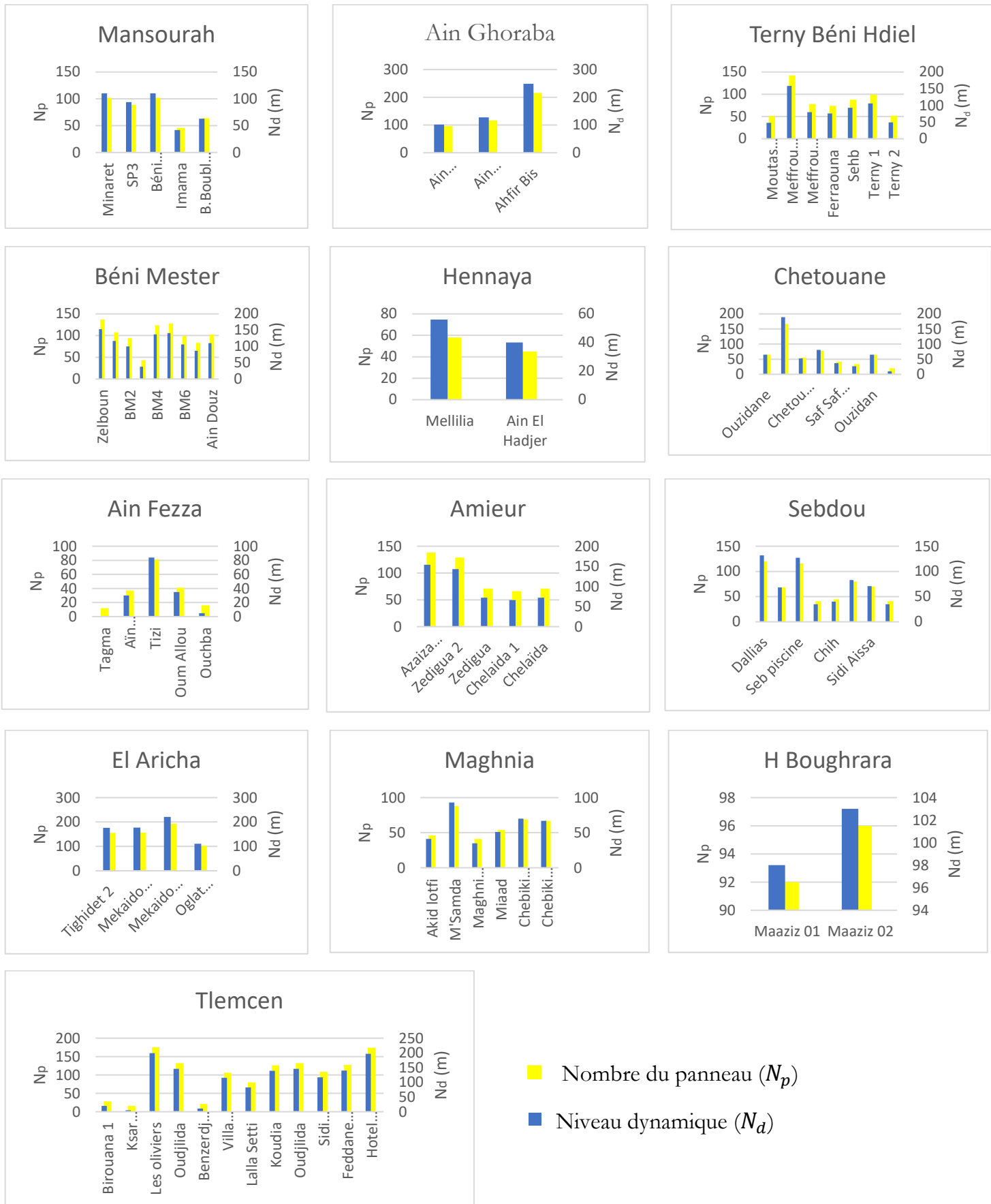


Figure 7 : Nombre du panneau nécessaire pour chaque forage de treize communes de la wilaya de Tlemcen (grande consommation)

Nous avons tracé, dans la Figure 8, les puissances crêtes obtenues en fonction des données des profondeurs (tableau 5) : (a) correspondant à la petite consommation, (b) à la moyenne consommation et (c) à la grande consommation). De même, nous avons aussi tracé, dans la Figure 9, le nombre de panneau en fonction des profondeurs.

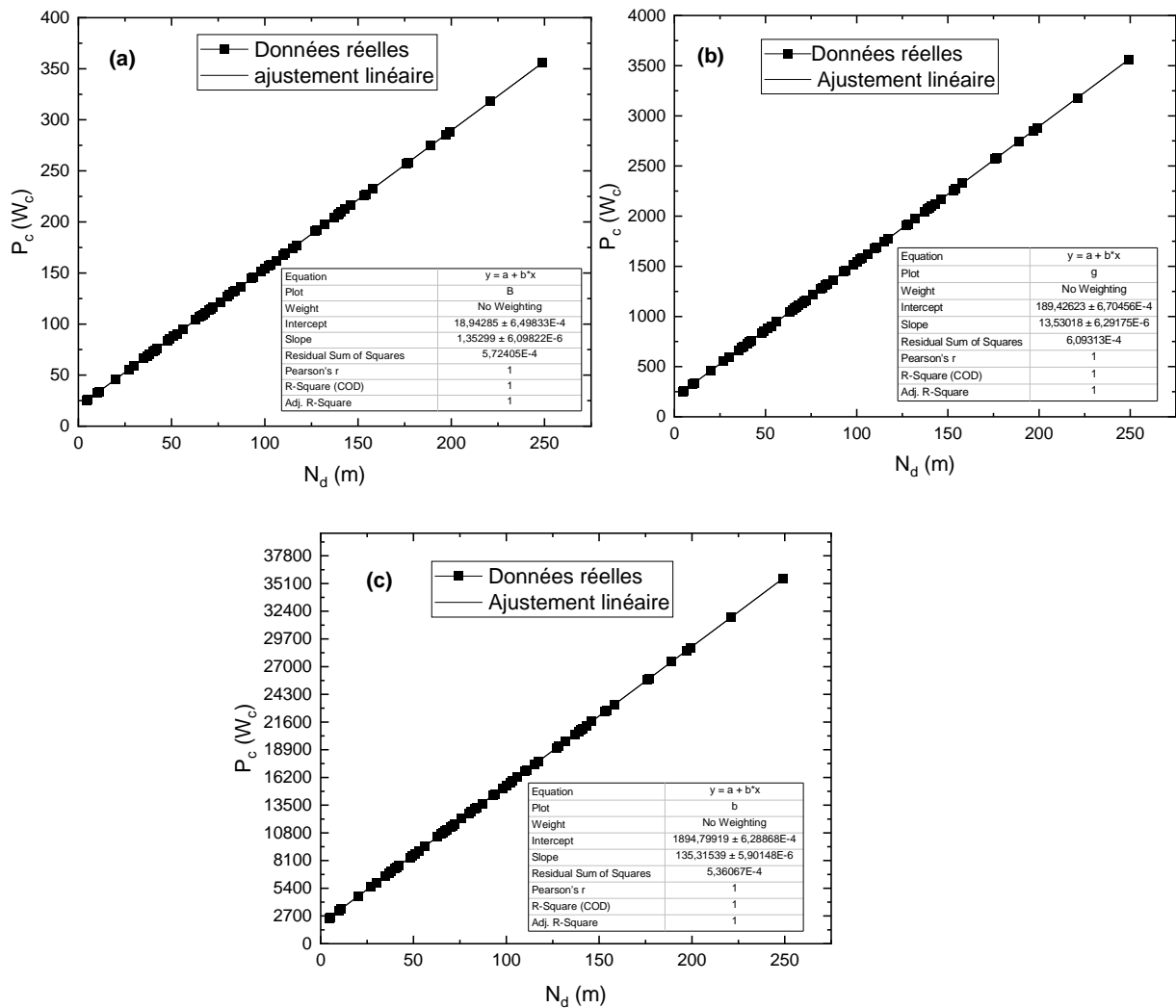


Figure 8 : Puissance crête en fonction de niveau dynamique pour les trois modes de consommation : (a) petite consommation (b) moyenne consommation (c) grande consommation

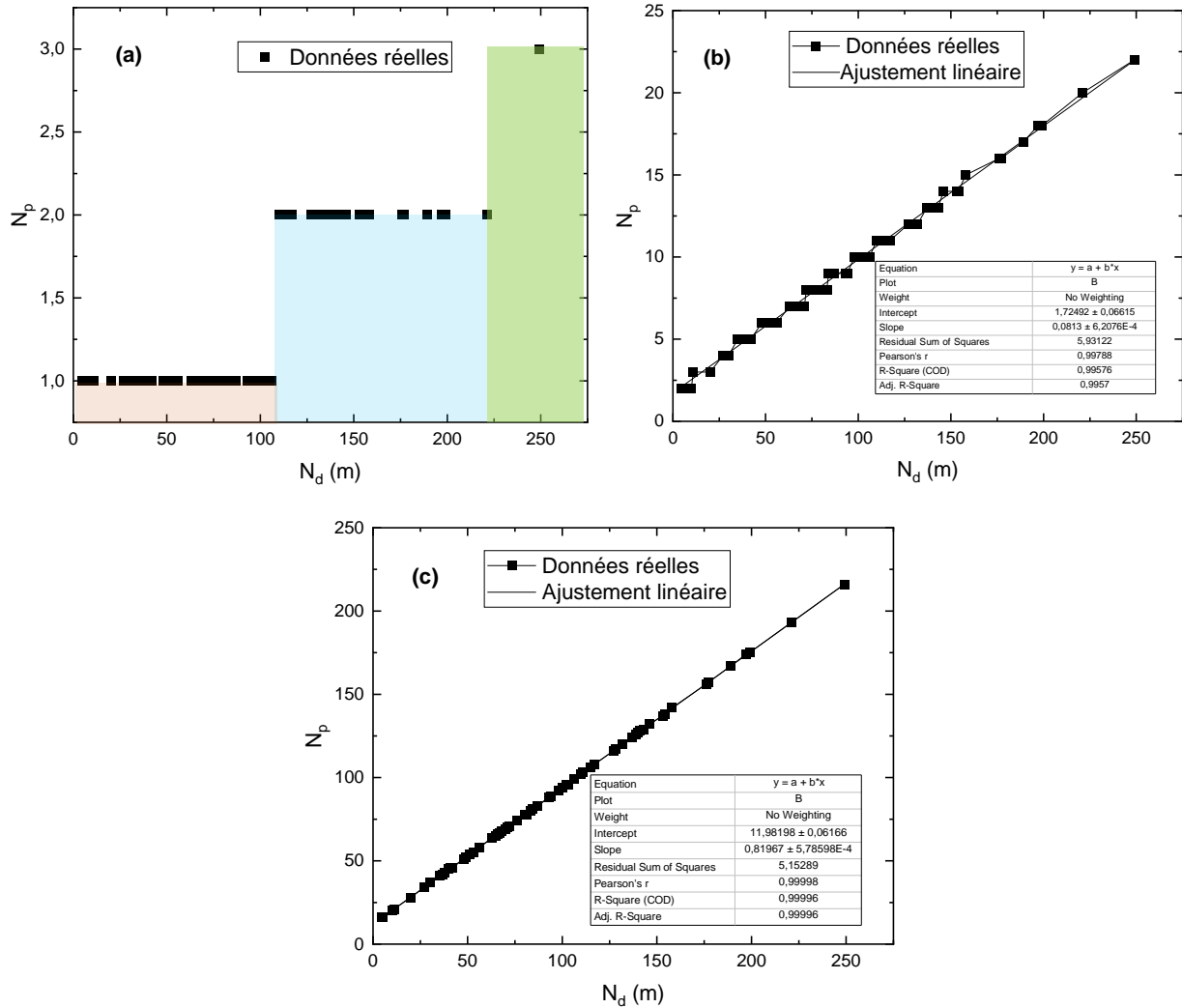


Figure 9 : Nombre de panneaux en fonction de niveau dynamique pour les trois modes de consommation : (a) petite consommation (b) moyenne consommation (c) grande consommation

Nous avons ajusté linéairement, les courbes obtenues qui sont des droites de pentes positives et qui ne passent pas par l'origine, et ainsi nous avons eu les relations empiriques suivantes :

- dans le cas d'une consommation d'eau de 100000 l/j

$$P_c = 135,315 N_d + 1894,799 \quad (1)$$

$$N_p = 0,820 N_d + 11,982 \quad (2)$$

- dans le cas d'une consommation d'eau de 10000 l/j

$$P_c = 13,530 N_d + 189,426 \quad (3)$$

$$N_p = 0,081 N_d + 1,725 \quad (4)$$

- dans le cas d'une consommation d'eau de 1000 l/j

$$P_c = 1,353 N_d + 18,943 \quad (5)$$

Pour la détermination du nombre des panneaux à envisager dans le cas de la consommation de 1000 l/j, nous constatons les intervalles suivants :

$$\text{Moins de 100m de profondeur} \rightarrow 1 \text{ panneau} \quad (6)$$

$$\text{De 100 à 225m de profondeur} \rightarrow 2 \text{ panneaux} \quad (7)$$

$$\text{Plus de 225m de profondeur} \rightarrow 3 \text{ panneau} \quad (8)$$

A travers ces relations, nous pouvons, désormais, fournir les puissances crêtes ainsi que les nombres des panneaux à mettre en œuvre pour n'importe quelle profondeur à la wilaya de Tlemcen. Nous rappelons que nous avons basé nos calculs de dimensionnement sur un panneau ayant une puissance de 165 W_c .

Donc, nous avons ainsi étalé notre étude pour qu'elle soit générale et les lois empiriques obtenues peuvent constituer des lois de références pour la détermination de la taille du champ PV nécessaire au pompage d'eau à Tlemcen.

Conclusion :

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté une étude générale de 76 forages opérationnels de treize communes de la province de Tlemcen. Nous avons dimensionné la puissance crête nécessaire à installer, ainsi que le nombre de module qui convient pour pomper l'eau de ces forages.

A cet effet, nous avons établi un modèle d'équation linéaire pour les trois catégories de consommation. A l'aide de ces équations, on peut déduire directement les puissances crêtes et le nombre du panneau pour n'importe quel forage de n'importe quelle profondeur dans la région de Tlemcen.

L'étude fournie dans ce chapitre, et l'élaboration de notre propre logiciel de dimensionnement, pourront contribuer à la conception des futures installations de pompage PV puisqu'elles sont basées sur des données réelles de Tlemcen.

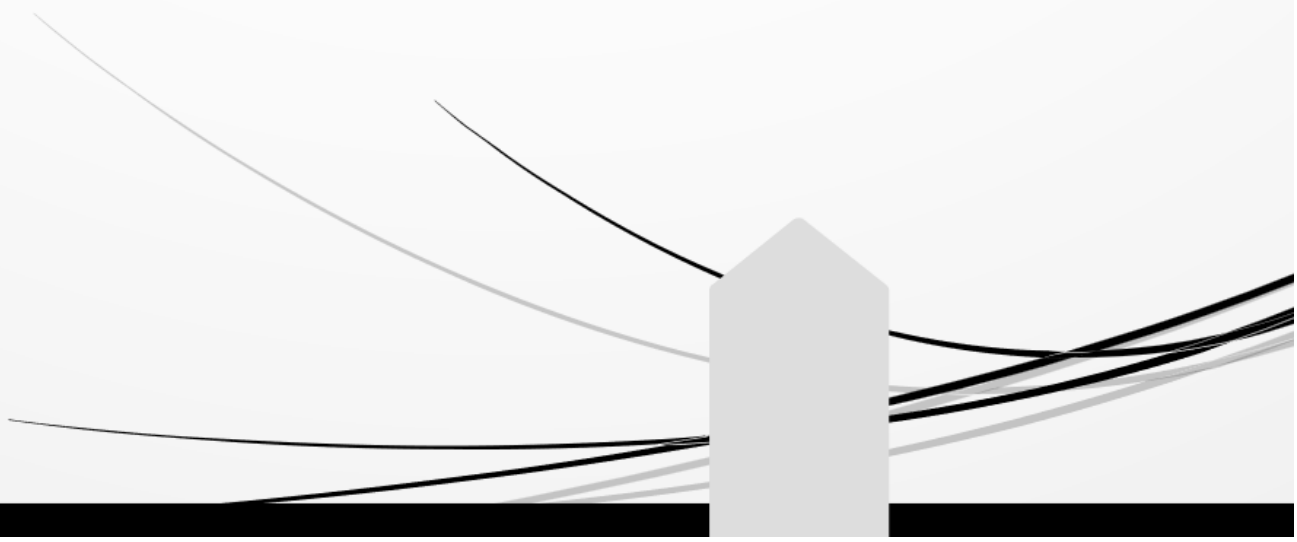
REFERENCES :

- [Anne L et al 2006] Anne Labouret, Michel Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », 3^{ème} Edition DUNOD, 8 juin 2006
- [Bemoussat A 2012] Bemoussat Abdelkader, « impact d'activité agricole sur la qualité des eaux souterraines à travers le bassin de la Tafna », mémoire de magister soutenu en 2012, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen (Algérie)
- [Bensaoula F 2007] Bensaoula Fouzia. Etude de la karstification à partir des données de forages : le cas des Monts de Tlemcen (Algérie). In: Karstologia : revue de karstologie et de spéléologie physique, n°49, 1^{er} semestre 2007. Formations superficielles du Causses de Sauveterre (Aveyron, Lozère) et Le karst ennoyé d'Aroca (Pays basque) pp. 15-24; doi : <https://doi.org/10.3406/karst.2007.2596>
- [Collignon B 1986] Collignon Bernard, « Hydrogéologie appliquée des aquifères des monts de Tlemcen (Algérie) », thèse de doctorat d'hydrogéologie soutenue en 1986 Faculté des Sciences
- [Dahmani B et al 2002] Dahmani Benamar, Fatima Hadjib, Farouk Allal, « Traitement des eaux du bassin hydraulique de la Tafna (N-W Algeria) », Elsevier 152 (2002) 113-124
- [labonnepompe] Web site : <https://www.labonnepompe.com/>
- [Resfa A 2017] Resfa Amel, « Étude d'un système de pompage photovoltaïque », mémoire de master soutenu le 28 juin 2017, Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen (Algérie)

Chapitre 4



ETUDE DE CAS : PISCINE SEMI OLYMPIQUE A SEBDOU (TLEMCEEN)



Chapitre 4

ETUDE DE CAS : PISCINE SEMI OLYMPIQUE A SEBDOU (TLEMCCEN)



Dans ce chapitre, nous allons décrire et présenter la piscine semi olympique à Sebdoou wilaya de Tlemcen, en faisant exposé tous ces besoins en eau, afin de ressortir un résultat qui donne une estimation sur son alimentation par l'énergie solaire photovoltaïque. Notre objectif de cette étude de cas se focalise sur la diminution du coût de système de pompage, en remplaçant la source d'alimentation actuel (réseau direct) par le solaire photovoltaïque.

1. Présentation de cas d'étude

Sebdo est une commune située au centre de la province de Tlemcen, distante de 38 km du chef-lieu de la wilaya du Tlemcen.

La commune est limitée dans son ensemble :

- Au nord par la commune de Terny Beni Hdiel.
- Au sud par El Aricha.
- A l'Est par la commune d'El Gor.
- A l'Ouest par la commune d'Azaïls.

Cette commune est caractérisée par des étés très chaud, sec et des hivers frisquets, venteux ; elle est également située sur un bon potentiel de ressources en eau souterraines (Annexe 1 et 2).

Pour bénéficier de ce potentiel important, nous avons projeté¹ notre choix de cas d'étude sur la piscine semi olympique² « Mahi Aïssa ». Nous avons programmé une réunion avec son Directeur pour connaître les besoins nécessaires en eau et les principales données pour effectuer notre dimensionnement. La figure 1 montre la localisation de la piscine sur le site de Sebdo (Tlemcen).



Figure 1 : Localisation de la piscine semi olympique Sebdo [Google Earth Pro 2022]

¹ Le cas d'étude de la piscine semi olympique de Sebdo a été choisi en concertation avec mes encadreurs, dans le cadre de remplacer l'installation de pompage actuelle par une installation de pompage par l'énergie photovoltaïque.

² Piscine semi olympique est un type de piscine dont les dimensions conviennent aux compétitions organisées dans des grands bassins (50 mètres de longueur), en particulier l'épreuve de natation, des jeux olympiques aussi des championnats du monde de natation, par opposition au petit bassin de 25 mètres.

La superficie de cette piscine est d'environ 1500 m² où se trouvent un hall d'entrée public, accès au gradin, sanitaires, bassin de compensation et la plus grande superficie étant destinée au bassin de natation. Comme indiqué dans les figures ci-dessous.

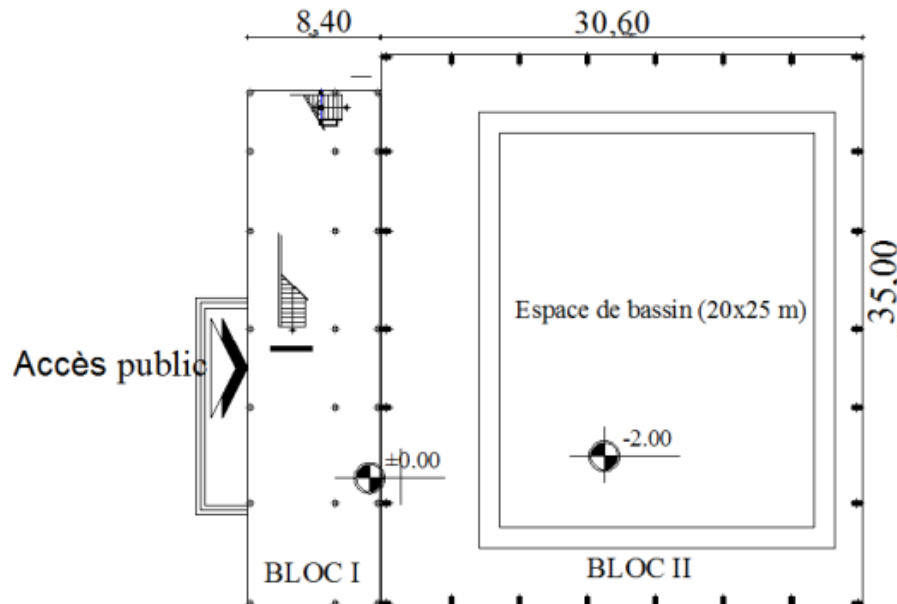


Figure 2 : Vue en plan de la piscine semi olympique à Sebdo



Figure 3 : Piscine semi olympique à Sebdo

1.1. Présentation du système d'alimentation en eau actuelle

L'alimentation en eau de la piscine semi olympique de Sebdo est assurée par une pompe immergée de la marque PANELLI de 25 CV raccordée aux réseau direct (Sonelgaz), placée à 126 mètres de profondeur sur un forage³. L'eau asservie par le forage alimente deux

³ Les caractéristiques de ce forage sont données dans un tableau dans la partie 1.2

bâches d'eau du volume de $3,6 \text{ m}^3$ pour chacune, un bassin de compensation de 672 m^3 et le bassin de natation de 1000 m^3 . La figure 4 représente la pompe utilisé actuellement pour pomper l'eau de forage de la piscine semi olympique de Seb dou.



Figure 4 : Pompe utilisé actuellement pour pomper l'eau de forage de la piscine semi olympique de Seb dou

1.2. Ressources en eau

Pour notre cas d'étude, la piscine dispose actuellement d'un forage privé, qui est utilisé depuis 2010 révèle un débit de 21 l/s sur une profondeur de 300 m . Le tableau ci-dessous donne plus de détail sur les caractéristiques de ce forage. La figure 5 illustre la localité de ce forage (Seb Piscine)

Tableau 1 : Caractéristique de forage Seb Piscine

Nom de forage	Seb Piscine		
Coordonnées UTM	X	Y	Z
	130,050	149,850	950
Niveau piézométrique	300 m		
Niveau Dynamique	127 m		
Année de réalisation	2009		

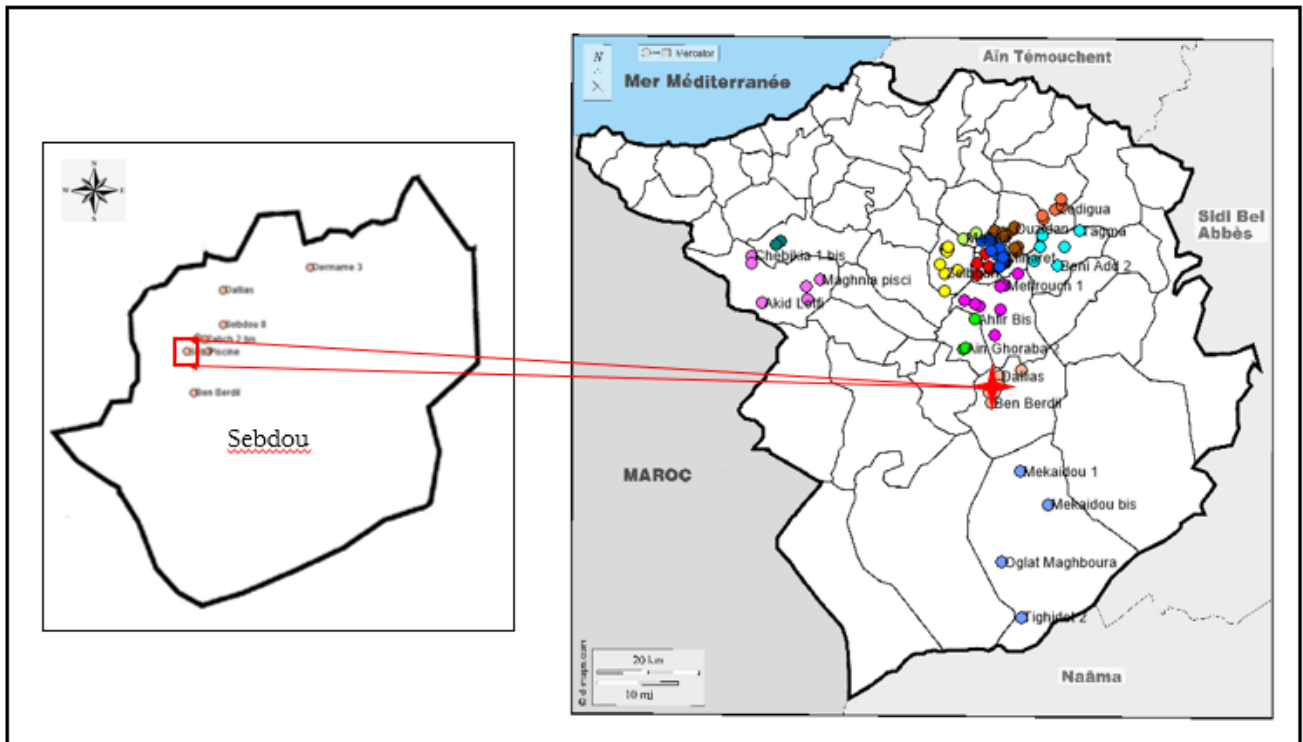


Figure 5 : Localité de forage de la piscine semi olympique Sebdou (Tlemcen)

2. Dimensionnement de système de pompage solaire

Nous avons bien signalé dans le paragraphe ci-dessus, que les besoins d'eau pour la piscine semi olympique sont bien évidemment très fort. En plus, la région de Sebdou est caractérisée par un important gisement solaire.

Pour bénéficier de ce gisement important, il est nécessaire d'effectuer un dimensionnement optimal de l'installation PV appliquée pour satisfaire les besoins en eaux de la piscine semi olympique de Sebdou.

Et puisque on a estimé que l'installation de pompage dépend totalement du champ PV installé (installation autonome), nous devons suivre le processus de dimensionnement cité dans le chapitre précédent (chapitre 2), car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération :

- La durée d'ensoleillement journalière
- L'irradiation solaire journalier reçu par le générateur PV
- La latitude de site de Sebdou
- L'orientation et l'inclinaison de la surface de captage
- Le besoin journalier d'eau
- La hauteur manométrique totale

- Le choix des composants du système de pompage PV
- La capacité financière

Le dimensionnement a pour but, la détermination de la puissance crête (P_c) du champ photovoltaïque nécessaire à installer, le type de pompe et le type de l'onduleur, à partir des données d'ensoleillement du site de Sebdou d'une part, et des besoins en eau de la piscine semi-olympique d'autre part.

2.1. Estimation du potentiel d'énergie solaire

2.1.1. Estimation de l'ensoleillement

Afin d'appliquer un dimensionnement bien approprié à notre cas, nous nous proposons de présenter les données d'irradiation moyenne journalière propre au site de Sebdou. Nous allons appliquer la méthode de mois le plus défavorable, c'est-à-dire on estime l'énergie récupérable journalière moyenne pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois ayant une irradiation mensuelle la plus faible de l'année (Décembre pour Sebdou, l'irradiation moyenne journalière égale à 5,32 kWh/m²).

Tableau 2 : Irradiation solaire moyenne journalière enregistrée à une année (Sebdou)

Site	Irradiation (kWh/m ² /jour)											
	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc
Sebdou	5,42	6,04	6,61	6,6	6,06	6,06	6,35	6,68	6,53	6,35	5,93	5,32

2.1.2. L'orientation et l'angle d'inclinaison

Nous sommes dans le cadre d'une application autonome⁴ où l'angle d'inclinaison et l'orientation des panneaux PV doivent être optimiser selon l'énergie incidente durant le mois le plus défavorable (Décembre). Donc, L'angle d'inclinaison de 45° a donné une meilleure valeur d'irradiation solaire durant le mois de décembre. La meilleure orientation correspond au Sud dans l'hémisphère Nord.

2.2. Estimation des besoins en eau

L'estimation des besoins en eau constitue la base du dimensionnement de système de pompage photovoltaïque. C'est évident que la consommation en eau dans la piscine se diffère d'un jour à un autre. Elle n'est pas la même pendant toute la semaine puisque l'utilisation de l'eau dépend de :

⁴ Nous rappelons ici que le choix d'angle d'inclinaison dépend fortement de la latitude de lieu et de maximiser l'énergie incidente dans le mois le plus défavorable (voir section 3.2.4 du chapitre 2, où nous expliquons ce principe)

- Nombre d'utilisateurs (absence d'un ou plusieurs clients, ou la présence d'autres)
- Nombre d'heures d'utilisation
- Règles d'hygiène strictes

Pour les besoins dans notre cas, nous prenons en compte la valeur correspondante à la consommation journalière moyenne ($V = 50\ 000$ litres) pour établir dès le début une conception correcte de l'installation PV, car toute exigence supplémentaire a des conséquences sur la taille de générateur PV (une augmentation de besoin se traduira par une augmentation de puissance et forcément un plus en nombre de panneaux).

2.3. Calcul de la hauteur manométrique totale

Le réseau hydraulique de pompage d'eau pour cette piscine est constitué par l'ensemble d'une canalisation en acier de longueur de 140 m avec un diamètre de 120 mm, trois coudes de 90° , vanne de contrôle, un Tés et une jonction de tuyauterie. La tête de pompage (niveau dynamique) est égale à 127 m et la hauteur sol-réservoir est 4 m. la figure 6 suivante illustre le schéma hydraulique globale de notre l'installation de pompage.

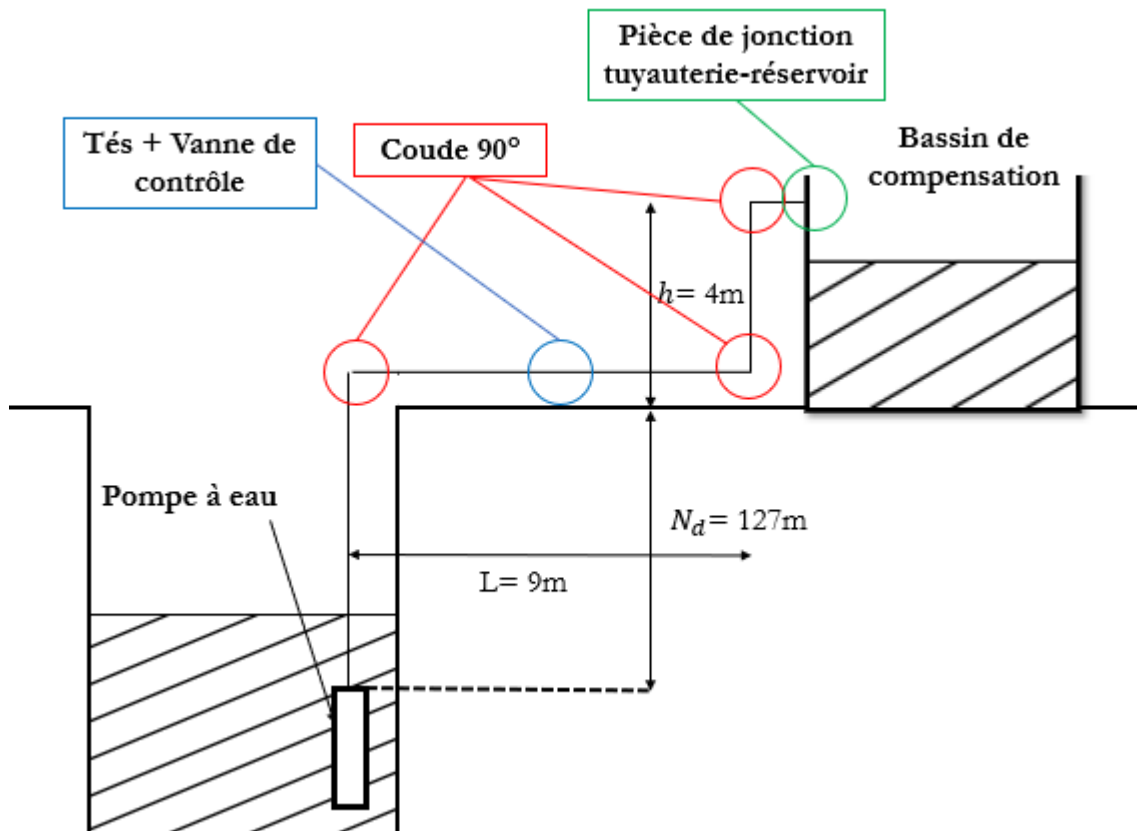


Figure 6 : Schéma de circuit hydraulique globale de l'installation de pompage

Rappelons que la hauteur manométrique totale égale à la somme de la distance sol-réservoir, les pertes de charges (linéaire et singulière) et la pression de refoulement ($P_r = 10 \text{ mCE}$).

Nous allons prendre en compte toutes les pertes de charge de notre circuit hydraulique, y compris celle due au type et la géométrie de la canalisation. Nous devons en effet en tenir compte dans le calcul de débit ($Q = 0,002315 \text{ m}^3/\text{s}$), la vitesse ($v = 0,024575 \text{ m}^2/\text{s}$) et le nombre de Reynolds ($R_e = 294,90446$), car ceux-ci doivent être prise en compte pour calculer les coefficients de pertes de charges.

En commençant par le calcul de coefficient de perte de charge linéaire ($\lambda = 0,217$), nous trouvons la valeur de pertes de charge linéaire ($P_l = 0,0077931 \text{ m}$). Ensuite, il y a le coefficient de perte de charges singulière ($\xi = 23,5$) et la valeur de perte de charge singulière ($P_s = 0,0007234 \text{ m}$)

En effet, notre calcul sous le programme Microsoft Excel indique que la hauteur manométrique totale égale à $HMT = 141,00852 \text{ m}$.

2.4. Calcul de la puissance électrique nécessaire par jour

Lorsqu'on réalise ce système photovoltaïque pour le pompage, le but est de faire monter, chaque jour, la quantité de 50 000 litres d'eau à la hauteur de 131 m. Cela demande une quantité de puissance électrique (P_e). Pour calculer la puissance électrique à apporter à la pompe, il faut tenir compte de l'énergie hydraulique nécessaire (E_h), qui est égale à **19212,41 Wh/j**, la durée du fonctionnement et le rendement de groupe motopompe, qui varie suivant le type de pompe. De manière générale, le rendement de groupe motopompe est égal à 44%.

Et puisque nous sommes dans le cadre d'une installation de pompage basée seulement sur l'énergie PV, où la durée de fonctionnement ne peut pas être idéalement contrôlée, donc nous estimons que le nombre d'heures de fonctionnement est égale au nombre d'heures d'ensoleillement dans le mois de décembre ($t = 6 \text{ heures}$). Donc finalement, la puissance électrique journalière de fonctionnement de la pompe, se calcule simplement en divisant l'énergie hydraulique journalière par le rendement de groupe motopompe et la durée d'utilisation. Nous la trouvons égale à $P_e = 7277,43 \text{ W}$.

2.5. Calcul de la puissance crête du champ PV

La puissance crête du champ PV est la puissance que doit fournir l'ensemble de panneaux PV pour couvrir le besoin en eau de notre application, quelques soient les

conditions. Elle se calcule par rapport à la consommation hydraulique, l'ensoleillement journalier, le rayonnement instantané 1000 W/m^2 reçu dans les conditions standards et le rendement des composantes du système.

Pour le site de Sebdou et d'après le logiciel Meteonorm, nous prenons l'irradiation solaire moyenne journalière de mois de décembre égale à **$5,32 \text{ kWh/m}^2$** . Ainsi la puissance crête obtenue pour cette valeur d'ensoleillement est **$8845,49 \text{ W}_c$**

2.6. Choix de composantes

2.6.1. Pompe

Le forage étant à 127 m de profondeur, la pompe choisie sera de type immergée (les pompes de surface ne sont pas adaptées à des forages plus profonds que 6 mètres en général [Anne L et al 2006]). Les performances de pompage ne sont pas très contraignantes, de nombreuses pompes peuvent satisfaire le besoin.


Compte tenu de la bonne qualité, nous choisissons une pompe de la gamme proposée par le site web⁵ « la bonne pompe ». Cette gamme est constituée de pompes de dimensions différentes ; chaque type de pompe est disponible avec sa fiche technique.

Une fois les meilleures technologies disponibles sont identifiées, la pompe sera choisie d'après les paramètres suivants : le débit voulu journalier et le nombre des heures de fonctionnement pour calculer la valeur de débit horaire et la hauteur manométrique totale.

Dans notre cas le débit horaire égale à **$8,33 \text{ m}^3/\text{h}$** , rappelons que la hauteur manométrique totale est d'environ 141 m. Le modèle que nous avons identifié est porté sur une gamme de pompes immergées proposées par le constructeur **PEDROLLO** de type **PEDROLLO 4SR842FK**. C'est une pompe centrifuge, prévue pour une hauteur manométrique totale allant jusqu'à 280 m. Son moteur est à courant alternatif. Nous donnons dans le tableau 3 les caractéristiques techniques de la pompe choisie.

⁵ <https://www.labonnepompe.com/>

Tableau 3 : caractéristiques techniques de la pompe PEDROLLO 4SR842FK


	Type	PEDROLLO 4SR842FK
	Tension d'alimentation (volts)	380 V
	Puissance (kWh)	7,5 kWh
	Débit horaire (m³/h)	0-12 m ³ /h
	Hauteur manométrique totale (m)	98-280 m
	Poids (kg)	47 kg
	Moteur	Triphasé
	Matière	Inox AISI 304

2.6.2. Convertisseur DC/DA (Onduleur)

Son rôle est de convertir le courant continu produit par les modules photovoltaïques en courant alternatif, pour assurer le fonctionnement de la pompe. Le choix de ce dernier dépend de la puissance électrique et la tension de la pompe choisie dans la partie précédente.

Pour une conversion efficace, nous avons choisi la technologie **HSPH7500H** proposé par le fournisseur « Lagua Solaire » à Oran. Le tableau 4 résume les caractéristiques électriques de l'onduleur choisi pour les besoins de notre étude. Nous illustrons la fiche technique de cet onduleur dans le tableau 4.

Tableau 4 : Caractéristiques techniques de l'onduleur HSPH7500H

	Type	HSPH7500H
	Puissance nominale (W)	7500 W
	Tension d'entrée minimale (V)	400 V
	Tension de circuit ouvert (V)	780V
	Courant maximale (A)	18A
	Poids (kg)	16 kg

2.6.3. Générateur photovoltaïque


Selon les données que nous disposons maintenant, l'irradiation journalière incidente sur le plan de module photovoltaïque et la quantité d'électricité nécessaire pour le fonctionnement de la pompe ; nous projetons d'installer les panneaux solaires.

Pour alimenter ce forage, il faudra donc installer 8845,49W_c de panneaux solaires. Cependant, le nombre total de panneaux à installer peut varier suivant les caractéristiques des panneaux disponibles dans le marché. Suivant la puissance nominale des panneaux disponibles chez le fournisseur « Lagua Solaire » à Oran, il est possible d'installer

- 54 panneaux⁶ de $165W_c$ chacun
- 26 panneaux de $340W_c$ chacun

Du point de vue performance et économie, nous avons choisi le modules solaire IF-P340-72. Ce module est conçu pour de nombreuses applications électriques. Il est basé sur la technologie des cellules solaires polycristallines. Ce module résiste aux conditions de fonctionnement rigoureuses et est approprié pour les applications autonomes. Nous donnons dans le tableau 5 la fiche technique correspondante à ce module.

Tableau 5 : caractéristiques techniques de module solaire IF-P340-72

	Type de module	IF-P340-72
	Puissance nominale (W_c)	340 W_c
	Tension nominale (V)	37,33 V
	Courant nominale (A)	9,11 A
	Courant court-circuit (A)	9,64 A
	Tension circuit ouvert (V)	46,11 V
	Durée de vie (an)	25 ans
	Poids (kg)	23,5 kg

➤ Détermination du nombre des modules en parallèle

En ce qui concerne la mise en parallèle, nous devons donc calculer le nombre de branche en prenant en compte le courant maximale de notre onduleur (18A) et en le divisant par le courant court-circuit d'un module (9,64A)

Ce qui donne : **2 branches** de modules

➤ Détermination du nombre des modules en série

Le nombre des modules solaires en série doit être choisi de façon à ce que la tension à vide de l'ensemble de ces modules ne dépasse pas la tension d'entrée de l'onduleur (780 V), car cela pourrait endommager l'appareil.

La tension nominale du module identifié est égale à $340W_c$ est la tension à circuit ouvert est égale à 46,11V.

⁶ Pour une confirmation de valeur : à partir de l'équation (4) de chapitre 3, on a trouvé 60 panneaux, la différence de 6 panneaux est justifiée par la différence d'irradiation moyenne mensuelle en mois de décembre entre la commune de Tlemcen (153 kWh/m^2) et la commune de Sebdu (165 kWh/m^2)

$$N_p = 5 [(0,081 \times 127) + 1,725] = 60 \text{ panneaux}$$

Donc les valeurs sont conformes aux normes

D'après notre programme Microsoft Excel :

- Le nombre des modules **maximale** en série est : **17 modules**
- Le nombre des modules **minimale** en série est : **11 modules**

Donc, nous souhaitons réaliser une installation de $8845,49W_c$. Nous projections d'abord de monter 17 modules en série ; comme les tensions s'additionnent, nous calculons :

$17 \times 46,11 = 783,87V$. Cette tension est presque supérieure à la tension d'entrée maximale de notre onduleur qui est égale à 780V.

Donc le branchement en parallèle de 2 rangées de 14 modules s'impose, car la tension autorisée dans l'installation (celle de l'onduleur présélectionné) dépasse celle de l'onduleur avec le branchement de 17 modules en série.

La nouvelle valeur de tension correspondante à une rangée de 14 modules sera égale à : $14 \times 46,11 = 645,54V$. Cette dernière est inférieure à la tension d'entrée maximale de notre onduleur qui est égale à 780V. (la condition est vérifiée)

Donc notre choix de l'onduleur et de module vérifie bien les conditions de raccordement. Pour monter ce système, nous identifions un générateur photovoltaïque constitué de **28 modules** de **340 Wc** chacun où nous avons **2 branches** de **14 modules** en série (Figure7).

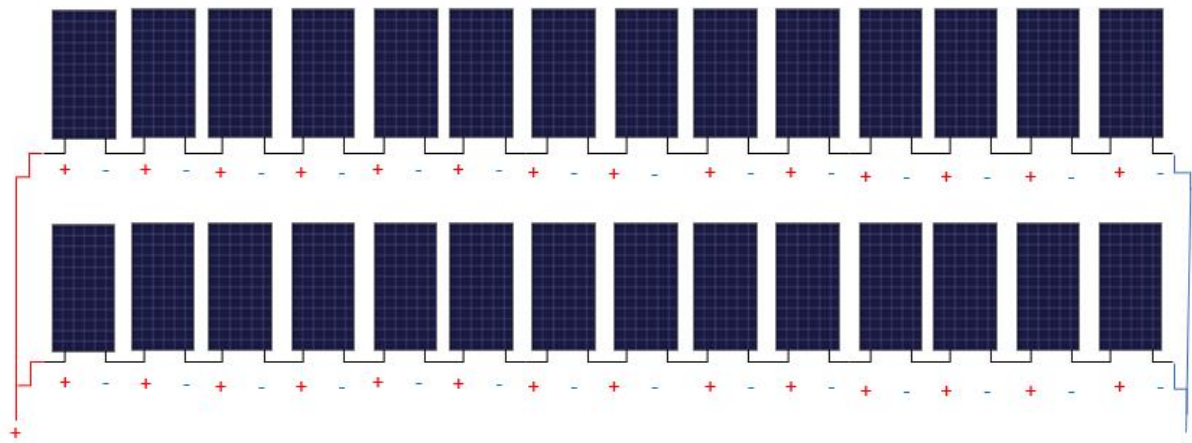


Figure 7 : Schéma de raccordement de panneau de notre installation PV

2.6.4. Câble électrique

Après avoir étudié et dimensionné notre système PV destiné au pompage d'eau, il nous reste à envisager son installation pratique. Dans cette section, nous devons se préoccuper du câblage afin d'assurer la cohérence de l'ensemble.

Donc, il est important de vérifier que les diamètres des câbles choisis sont compatibles avec les bornes des composantes de notre installation (module, motopompe et onduleurs). Avant de calculer toutes les sections des câbles, nous devons estimer l'emplacement des composantes aussi précisément que possible pour en déduire les distances module-boîte de raccordement, boîte de raccordement-onduleur, onduleur-motopompe.

Le tableau 6 ci-dessous résume nos résultats de calculs de la section du câble et de la section normalisée qui le convient.

Tableau 6 : Résultats de calcul de la section du câble

	Panneau- boîte de raccordement	Boîte de raccordement- onduleur	Onduleur- motopompe
Longueur (m)	10 m	7 m	130 m
Section calculée (mm ²)	1,464 mm ²	4 ,100 mm ²	7,313 mm ²
Section commercialisée (mm ²)	2 mm ²	6 mm ²	10 mm ²

2.6.5. Choix d'équipement de protection

2.6.5.1. Fusible

La protection d'un générateur PV est réalisé à l'aide des fusibles installés sur chaque branche. Afin de justifier la présence de fusible ou non, on doit tenir compte de [Ahmed O. Bagré] :

- Nombre des modules en série (N_s)
- Nombre des chaines (N_c)
- Valeur du courant de court-circuit du module (I_{cc})
- Valeur du courant de retour maximal du module (I_{RM})

Lorsque la valeur de l'intensité du courant de retour d'une chaîne (I_R) dépasse la valeur du courant de retour maximal du module, il est nécessaire d'installer des fusibles avec [Louis-Paul H et al 2008] :

$$\begin{array}{ll} \text{Si : } N_c = 1 & I_R = 0 \\ N_c = 2 & I_R = 1,25 \times I_{cc} \\ N_c = 3 & I_R = 2 \times 1,25 \times I_{cc} \\ N_c \geq 4 & I_R = (N_c - 1) \times 1,25 \times I_{cc} \end{array}$$

Pour notre cas d'étude, la présence du fusible est récapitulée dans le tableau 7 ci-dessous :

Tableau 7 : Justification du choix du fusible

Type du module	N_c	I_{RM} (A)	I_{cc} (A)	I_R (A)	Présence de fusible obligatoire ?
IF-P340-72	2	20	9,64	12,05	Non

2.6.5.2. Mise à la terre

Pour assurer la mise à la terre de notre installation photovoltaïque, nous devons relier tout l'équipement électrique et les autres pièces métalliques à la terre, à l'aide d'un conducteur, de sorte que le courant électrique en défaut soit évacué dans la terre. Le conducteur de terre qui assure la liaison entre la prise de terre et la barrette de mesure est de 16 mm² en cuivre isolé. Le conducteur de terre qui assure la liaison entre la barrette de mesure et aux équipements est un câble de 6 mm² en cuivre de couleur jaune-verte.

2.6.5.3. Disjoncteur

Nous avons besoins de placer un disjoncteur à la sortie de générateur PV, il servira entre autres d'isoler électriquement le champ PV afin de permettre des opérations de maintenance en sécurité.

Concernant son mode d'identification, le produit sera simplement choisi à partir des caractéristiques électriques de type du module qu'on a choix ainsi que le nombre des modules en série et en parallèle.

Nous calculons les caractéristiques de disjoncteur pour notre installation à partir des règles suivantes [Lafia S 2017] :

- La tension assignée du disjoncteur $\geq 1,15 \times V_{co} \times N_s$
La tension assignée du disjoncteur $\geq 742,37$
- L'intensité nominale $\geq 1,5 \times I_{cc} \times N_c$
L'intensité assignée du disjoncteur $\geq 28,92$

Nous choisirons un disjoncteur du model Disjoncteur 63A/1000V DC disponible chez le fournisseur « Lagua Solaire » à Oran, constitué de 1 pôle ; d'intensité nominale 63 A ; et de tension maximale 1000V. Nous donnons dans l'annexe 6 la fiche technique de ce disjoncteur.

2.6.5.4. Parafoudre

Le parafoudre permet de protéger notre installation photovoltaïque contre les risques des surtensions éventuelles. La protection contre les risques des surtensions induites dans le

circuit de la partie à courant alternative de l'installation est importante ainsi que la partie à courant continue.

Le parafoudre DC choisi est de type XLSPD-PV (annexe 7) de :

- Courant maximale de 40 kA
- Tension maximale de 1000 V

3. Coût du système de pompage PV

L'analyse du coût du système de pompage photovoltaïque doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer la viabilité de notre système le plus maximum possible. Le principe de base de cette analyse consiste à établir une combinaison du coût d'investissement, le coût de maintenance ou de remplacement. Il peut être calculé par la formule suivante :

$$C_{PV} = C + C_M \quad (1)$$

Avec :

C_{PV} : Coût annuel de pompage en utilisant l'énergie photovoltaïque

C : Coût d'investissement initial

C_M : Coût de maintenance

Le coût d'investissement initial peut être calculé en additionnant les coûts des composantes de système de pompage PV (modules, onduleur, pompe, câble ...). Il dépend aussi de la connaissance de la durée de vie de chaque composant. [B. Bouzidi et al 2006]

Les opérations de maintenances des composantes de système photovoltaïque (modules, onduleur, câble) doivent être réalisées de manière régulière par des professionnelles. La plus grande partie de maintenance sera sans doute le nettoyage des modules PV pour garantir le même niveau de production d'électricité tout le long de sa durée de vie. Le nettoyage de ces derniers s'effectue avec de l'eau pure pour éviter toute accumulation de poussière. Cependant, il est indispensable que l'onduleur aussi soit propre et isolé des objets encombrants et inflammables. Les frais de maintenances moyens des installations photovoltaïques sur le marché avoisinent l'heure actuellement les 100000.00 DZD. [Mamoun S et al 2013, Solarpedia]

Le tableau 8 résume le coût total d'investissement du système de pompage photovoltaïque pour la piscine semi olympique de Sebdou.

Tableau 8 : Totale d'investissement du système de pompage PV pour la piscine semi olympique de Sebdu

Type de composant	Marque	Montant (DZD)	Nombres d'unités	Totalité (DZD)
Module PV	IF-P340-72	21500.00	28	602000.00
Motopompe	PEDROLLO 4SR842FK	430000.00	1	430000.00
Onduleur	HSPH7500H	11500.00	1	11500.00
Câble	Section 2mm ²	500.00	-	34610.00
	Section 6mm ²	1610.00	-	
	Section 10mm ²	32500.00		
Dispositif de sécurité	Disjoncteur	1600.00	1	7500.00
	Prise de terre	800.00	3	
	Parafoudre	3500.00	1	
Accessoires et tuyauterie	Canalisation+ coude+ tés+ vanne+ pièce de jonction	30000.00	-	30000.00
La main d'œuvre	-	20000.00	-	20000.00
Coût totale : 1 235 610.00 DZD				
Coût de consommation PV : 648 100.00 DZD				

4. Comparaison entre le coût du système photovoltaïque et les énergies fossiles

En Algérie, l'électricité est fournie par quatre filiales de Sonelgaz : la SDA (société de distribution d'électricité et de gaz d'Alger), la SDC (société de distribution d'électricité et de gaz du Centre et Sud), la SDO (société de distribution d'électricité et de gaz d'Ouest) et la SDE (société de distribution d'électricité et de gaz d'Est). Le prix de kilowattheure d'électricité est identique et fixe dans toutes les zones de distribution par décret étatique et plus particulièrement par la CREG, l'organisme en charge de la régulation du marché énergétique. Le dernier décret en date, est le décret n°05-182 du 18 Mai 2005. Dans le cadre des professionnels, chaque kWh sera facturé 4,472 DZD/kWh. [ALGERIE ELECTRICITE]

Le coût de l'alimentation en électricité pour le système de pompage d'eau de la piscine semi olympique pendant une année de fonctionnement par les énergies fossiles est calculé à partir de l'équation suivante :

$$C_{EF} = C_{kWh} \times E_e \times 365 \tag{2}$$

Avec :

C_{EF} : Coût annuel de pompage en utilisant les énergies fossiles

C_{kWh} : Prix d'un kilowattheure d'électricité

E_e : l'énergie spécifique journalière de système de pompage d'eau

- Le coût annuel pour une année de pompage : $C_{EF} = 71\,272,80$ DZD
- Le coût total pour 25 ans de fonctionnement (Durée de vie du système de pompage photovoltaïque) : $C_{EF} = 1,78.10^6$ DZD

Les résultats de comparaison montrent que l'utilisation du système de pompage photovoltaïque nous permet d'obtenir un bénéfice de **63.63 %**, soit une différence de **1133720 DZD** durant les 25 ans d'utilisation.

La figure 8 montre une comparaison entre le coût annuel d'électricité de pompage par le système photovoltaïque et le coût annuel d'électricité de pompage par l'énergie fossile (réseau direct) : donc pour la même puissance électrique journalière égale à **7277,43 W**, le coût d'électricité pour une année avec le système PV est **25924.00 DZD**, tandis que le coût annuel d'électricité de pompage par le réseau direct est **71272,80 DZD**. Nous avons clairement constaté que le coût annuel d'électricité de pompage par le système photovoltaïque est inférieur de 63.63 % à celui de l'électricité de pompage par le réseau direct. Ce résultat, montre nettement la rentabilité économique du système de pompage photovoltaïque.

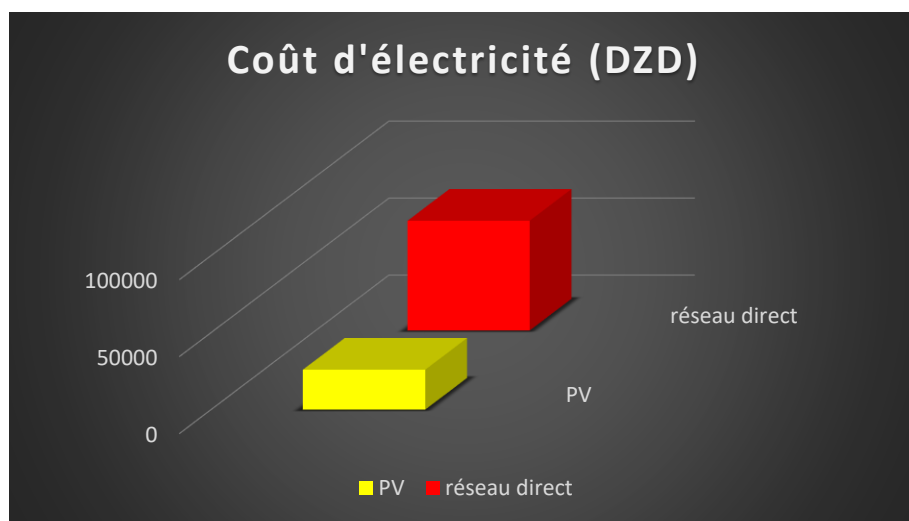


Figure 8 : Coût annuel d'électricité pour les systèmes PV et réseau direct

Conclusion

Dans cette étude, nous avons présenté une méthode de dimensionnement optimale, basée sur les résultats d'une simulation de l'irradiation solaire globale durant une année par le logiciel Meteonorm du site de Sebdou- Tlemcen, dans le cadre de fournir l'énergie électrique suffisante pour alimenter le système de pompage d'eau de la piscine semi olympique « Mahi Aissa » et pour faire remplacer le système de pompage actuelle raccordé au réseau direct (Sonelgaz) par le système photovoltaïque.

A cet effet, une méthodologie d'analyse basée sur la prise en compte des perturbations saisonnières a été établie et ceci en introduisant la notion du mois le plus défavorable et ceci en utilisant la valeur d'irradiation moyenne journalière du mois de décembre pour une inclinaison optimale de 45° . Le système a été dimensionné à l'aide de notre programme Microsoft Excel (Annexe 3).

D'autre part, l'utilisation du système photovoltaïque pour le pompage nous a permis de réduire le coût de la consommation à 36,37% par rapport aux combustibles fossiles, ce qui donne une fiabilité importante à l'étude proposé, vu qu'elle présente un bénéfice très avantageux de point de vue économique.

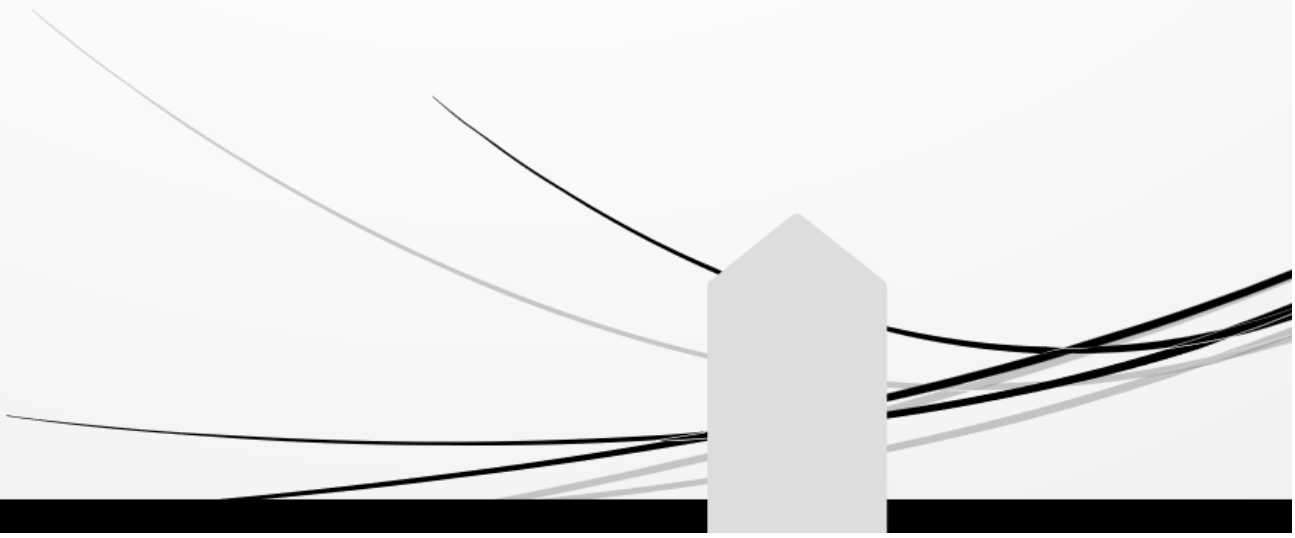
Donc à vrai dire que les solutions offertes par les énergies renouvelables particulièrement : le solaire photovoltaïque méritent bien d'être sur le trône des idées qui ont été suggérées précédemment par plusieurs années de recherche dans le domaine énergétique sans concurrent pour au moins cet instant.

REFERENCES :

- [Ahmed O. Bagré] Ahmed O. Bagré. « Cours sur le pompage photovoltaïque et le dimensionnement de système PV »
- [ALGERIE ELECTRICITE] Web site : <https://algerie-electricite.com/faq/prix-kwh>
- [Anne L et al 2006] Anne Labouret, Michel Viloz, « Energie Solaire Photovoltaïque », 3^{ème} Edition DUNOD, 8 juin 2006
- [B. Bouzidi et al 2006] B. Bouzidi, A. Malek et M. Haddadi, « Rentabilité économique des systèmes de pompage photovoltaïques », Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3 (2006) 187 – 19
- [Lafia S 2017] Lafia Seidou Imorou, « Etude et dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque dans les localités rurales du Bénin : Cas de Adjakpata », mémoire de master soutenue le 27 juin 2017, 2iE
- [Louis-Paul H et al 2008] Lois-Paul Hayoun et Aurian Arrigoni, « les installations photovoltaïque-conception et dimensionnement des installations raccordées au réseau », Edition de Eyrolles, 2008
- [Mamoun S et al 2013] Souheyla Mamoun, Abdelkrim Merad, « dimensionnement d'une installation photovoltaïque d'un site isolé, Cas d'un cabanon situé à Marsat Ben M'P'Hidi-Tlemcen », Editions Universitaires Européennes, 2013
- [Solarpedia] Web site : <http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Accueil>



CONCLUSION GENERALE



Conclusion Générale



Etant encouragés par le potentiel solaire important de l'Algérie et la stratégie actuelle de la transition énergétique lancée dans notre pays, et vu la sécheresse qui touche actuellement notre ville de Tlemcen qui se dispose d'une réserve d'eau souterraine importante grâce au bassin versant de la Tafna, nous avons pensé à une étude de dimensionnement d'un pompage d'eau par un système solaire photovoltaïque dans notre wilaya de Tlemcen. Pour ce faire, nous avons élaboré notre propre programme numérique de dimensionnement de pompage PV.

Dans la première partie, nous avons donc étudié, un ensemble de cas en fonction de la profondeur de la nappe souterraine de Tlemcen et le débit de l'eau à envisager pour 3 catégories de consommation (petite consommation : alimentation d'un réservoir d'un domicile de 1000 l/j, moyenne consommation : alimentation d'un bassin d'une ferme de 10000 l/j et grande consommation : alimentation d'un château d'eau de 100000 l/j).

Nous avons fourni une étude de dimensionnement pour 76 forages opérationnelles situés dans treize communes de la wilaya de Tlemcen, en tenant compte de trois catégories de consommations estimé à partir de type de besoin. Notre dimensionnement est ainsi réalisé à l'aide d'un programme numérique Microsoft Excel que nous avons conçu. Les résultats de notre étude indiquent que la puissance crête produite dépend directement des fluctuations permanentes de l'irradiation solaire de notre site d'utilisation et de besoin ainsi qu'aux profondeurs (niveaux dynamique). Sur cette base, nous avons établi et proposé un tout nouveau modèle empirique reliant la puissance crête à la profondeur pour les trois catégories de consommation. A l'aide de ce modèle, nous pouvons déduire directement les puissances crêtes et le nombre des panneaux, de 165 W_c chacun, pour n'importe quel forage de n'importe quelle profondeur dans la région de Tlemcen.

Dans la seconde partie de cette étude, nous avons présenté une étude détaillée d'un système photovoltaïque destiner à une piscine semi olympique « Mahi Aissa » du site de Sebdou (Centre de la wilaya de Tlemcen), dans le but de fournir l'énergie électrique suffisante pour alimenter son système de pompage. Notre objectif se focalise sur la diminution du coût de système de pompage, en remplaçant la source d'alimentation actuel (réseau direct) par le solaire photovoltaïque. Afin d'assurer le bon fonctionnement de ce système de manière continue durant toute l'année et d'introduire un nombre de panneaux bien déterminé, nous avons utilisé une méthode basée sur le mois le plus défavorable d'une

Conclusion Générale



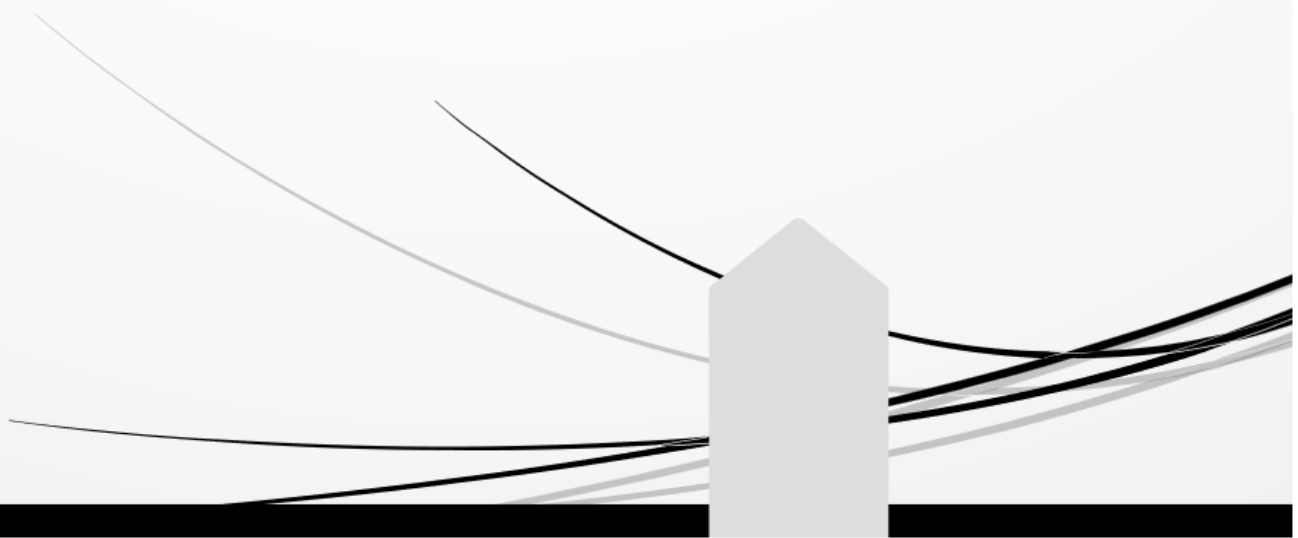
année de référence de l'irradiation solaire globale pour un besoin fixe. L'énergie spécifique de pompage de ce système, qui est de 19212,41 Wh/jour, avec une puissance électrique journalière de 7277,27 W. Pour ce besoin énergétique (moyenne consommation), nous avons opté à l'utilisation de 28 modules de 340 W_c chacun disponible chez le fournisseur Lagua Solaire à Oran. En tenant compte de la profondeur de ce forage, nous avons choisi une pompe immergée proposée par le constructeur PEDROLLO d'une puissance nominale de fonctionnement de 7500 W équipé par un moteur à courant alternatif. A cet effet, nous avons choisi un onduleur, disponible lui-même chez le fournisseur Lagua Solaire à Oran, dont ses caractéristiques sont trop performantes pour convertir le courant continue produit par les panneaux PV en courant alternatif. Afin de garantir la protection de notre système, nous avons utilisé un disjoncteur et des fusibles.

Pour optimiser le bon fonctionnement de notre système, nous avons opté pour un angle d'inclinaison de 45° pour les modules PV. Cet angle est optimal pour maximiser l'énergie incidente dans le mois de décembre (mois le plus défavorable) et garantir le fonctionnement de l'installation durant le long de l'année. Afin de confirmer et valider la rentabilité de ce système, nous avons comparé économiquement les deux systèmes de pompage (actuel en énergie fossile et proposé en énergie photovoltaïque) et pour la même valeur de puissance électrique. Les résultats obtenus montrent que l'utilisation du système photovoltaïque nous a permis de réduire le coût de la consommation électrique de 63.63% par rapport à celui de l'installation électrique actuelle basée sur l'énergie fossile et en plus subventionnée. L'impact clair de ce résultat obtenu donne une fiabilité importante à l'étude proposée vu qu'elle présente un bénéfice avantageux du point du vue économique.

A partir de ces résultats, nous constatons qu'il a une tendance économique favorable pour l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme énergie alternative fiable et durable dans les systèmes de pompage des eaux souterraines et réduire par conséquent, l'utilisation des énergies fossiles, pour répondre à la fois aux besoins énergétiques, hydrauliques de la population et aux contraintes d'environnement qui ne cessent d'augmenter.



ANNEXES

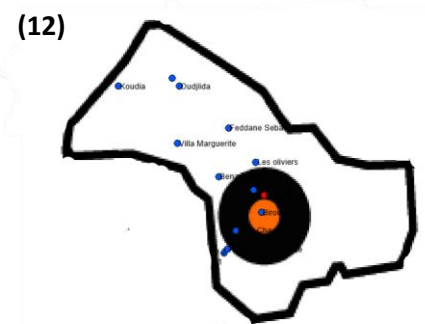
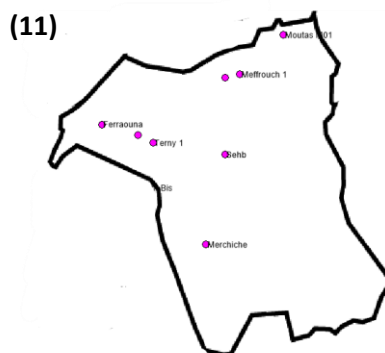
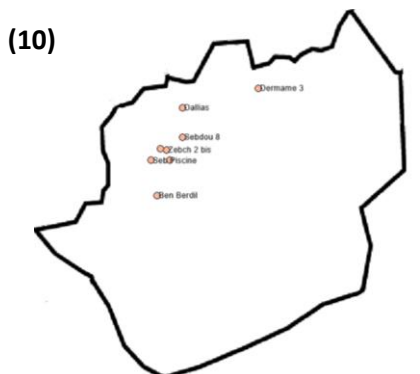
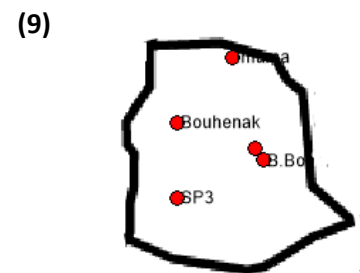
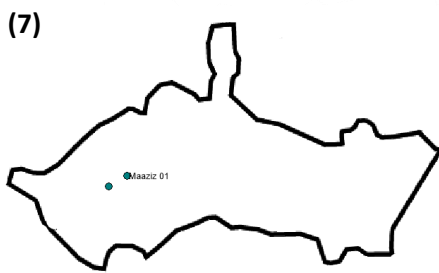
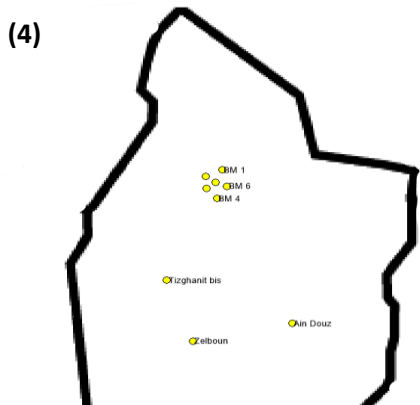
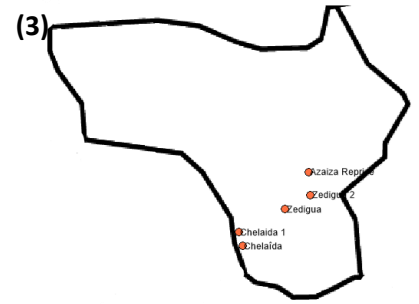
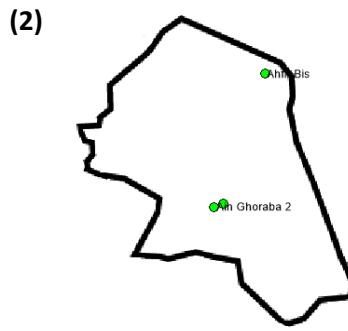


Annexe 1 : Inventaire des forages à travers la willaya de Tlemcen

Commune	Nom du forage	Les coordonnées UTM			Année de réalisation
		X	Y	Z	
Mansourah	B.Boublene 1	130.500	182.500	839	1999
	Béni Boublène 2	130.950	182.500	839	2005
	Imama	131.850	182.761	767	1990
	Minaret	131.020	182.367	835	1996
	SP3	129.625	182.480	822	2006
Ain Ghoraba	Ahfir Bis	645.494	3849.336	1197	2013
	Ain Ghoraba 1	121.300	169.000	1070	1988
	Ain Ghoraba 2	646.263	3843.641	840	2008
Terny Béni Hdiel	Ferraouna	127.200	174.480		2004
	Meffrouch 1	133.050	177.300		2007
	Meffrouch Vlge	132.150	176.250		2007
	Moutas M01	118.100	170.600	1130	1988
	Sehb	130.400	165.300		1993
	Terny 1	130.500	175.650	997	2007
	Terny 2	128.450	175.000	1050	2009
Béni Mester	Ain Douz	654.000	3864.6		2008
	BM1	122.850	185.750	500	2006
	BM2	122.000	184.360	536	2006
	BM3	124.125	182.750	540	2006
	BM4	121.050	182.200	536	2006
	BM5	121.300	182.900	538	2007
	BM6	120.900	182.500	510	2007
	Tizghanit bis	120.175	182.550	500	2007
	Zelboun	121.500	478.150		2007
Tlemcen	Benzerdjeb	133.380	182.340	825	1995
	Birouana 1	134.650	182.950	800	1998
	Feddane Sebaa	133.700	185.100	680	2005
	Hotel Renaissance	654.012	3859.400	1031	2011
	Koudia	130.200	185.800	490	2005
	Ksar Chaara	134.650	182.950	800	1998
	Lalla Setti	653.950	3859.300	1030	2005
	Les oliviers	131.425	185.850	700	
	Oudjlida	131.750	187.580	570	2005

	Sidi Otmane	133.800	184.750	650	2007
	Villa Marguerite	134.250	182.500	890	2007
Cheteouane	A. El Houtz 2	133.800	187.200	565	1988
	Cheteouane 01	136.250	188.700	550	1988
	Cheteouane 02	134.400	189.150		2007
	Cheteouane 03	135.07	187.320		2005
	Ouzidan	565.95	3866.500	565	1995
	Ouzidane	656.950	3866.500	565	1985
	Saf Saf 2	135.100	186.000	597	1996
	Saf Saf bis	137.400	186.600	585	1995
	Ain Fezza	Ain Fezza Af1	141.000	182.000	905
Ouchba		142.250	185.100	798	2003
Oum Allou		141.850	187.650	779	2003
Tagma		672.214	386.651		2009
Tizi		145.800	185.250	826	2006
Amieur	Azaiza Reprise	146.950	196.050	595	1999
	Chelaida	81.500	183.600	447	2004
	Chelaida 1	141.500	191.150	588	2003
	Zedigua	665.940	3871.640	672	2008
	Zedigua 2	145.450	192.500	650	2000
Sebdou	Ain Berdil	130.600	156.850	928	2003
	Chih	656.585	3832.750	982	2008
	Dallias	653.819	3839.330	984	2014
	Dermame 3	137.425	159.800	1010	1993
	Seb piscine	130.050	149.850	950	2009
	Sebdou 8	129.400	155.700	935	1996
	Sidi Aissa	129.400	155.700	935	1997
	Zebch 2 bis	129.050	154.050	1082	2005
El Aricha	Mekaidou 1	129.600	136.500	1234	1989
	Mekaidou bis	660.484	3793.787	1235	2008
	Oglat Maghboura	115.000	375.000	1080	2000
	Tighidet 2	131.050	421.610	1180	2005
Maghnia	Akid lotfi	84.750	176.050	447	1999
	Chebikia 1 bis	81.500	183.600	443	2004
	Chebikia 2	81.600	183.600	421	2005
	Maghnia pisci	616.500	3856.700		2010
	Miaad	823.800	177.500	440	2005
	M'Samda	94.400	176.450	420	1999
H. Boughrara	Maaziz 01	92.800	188.625		2007
	Maaziz 02	95.500	188.100		2007
Hennaya	Ain El Hadjer	128.500	189.000	599	1999
	Mellilia	128.300	187.600	572	2007

Annexe 2 : Répartition des forages



- (1) Ain Fezza
- (2) Ain Ghoraba
- (3) Amieur
- (4) Béni Mester
- (5) Chetouane
- (6) El Aricha
- (7) Hemame Boughrara

- (8) Hennaya
- (9) Mansourah
- (10) Sebdo
- (11) Terny Béni Hdiel
- (12) Tlemcen
- (13) Maghnia

Annexe 3 : Interface de programme Microsoft Excel

Caractéristique du projet

Nom de projet :

Lieu de projet :

Rayonnement globale annuelle : kWh/m²

Irradiation moyenne journalière: kWh/m²/j

Température moyenne : °C

Duré d'ensoleillement moyenne par jour: h

Besoin en eau journalier : m³/j

Besoin en eau annuel : m³

Durée d'utilisation h

Niveau dynamique m

Niveau d'alimentation m

Pression de refoulement mCE

Tuyauterie

Diamètre de la conduite m

Longueur de la conduite m

Jonction Tuyauterie au réservoir

Coude 45° Coude 90°

Vannes Tés

Perte de charge linéaires m

Perte de charge singulière m

Hauteur manométrique totale : m

Energie hydraulique journalière : Wh/j

Puissance électrique de la pompe : W

Puissance crête Wc

Débit m³/s

Viscosité cinématique m²/s

Vitesse moyenne d'eau m/s

Nombre de Reynolds (sans unité)

Nature de l'écoulement

Coeff de perte de charge linéaire : (sans unité)

Coeff de perte de charge singulière (sans unité)

Conception de système

Caractéristiques de la pompe

Type de pompe	Pedrollo 4SR842FK
Puissance de la pompe (kW)	7,5
Tension d'alimentation (V)	380

Caractéristiques d'onduleur

Type d'onduleur	REVO VM 2200-24
Puissance nominale (W)	7500
Tension minimale d'entrée (V)	400
Tension de sortie (V)	400
Courant maximal (A)	18
Tension circuit ouvert (V)	780

Caractéristiques de module PV

Type de module PV	IF-P340-72
Puissance nominale (Wc)	340
Tension nominale (V)	37,33
Courant nominale (A)	9,11
Courant de court-circuit (A)	9,64
Tension circuit ouvert (V)	46,11

Débit horaire m³/h

Hauteur manométrique totale m

Nombre de panneaux PV

Nombre maximale de module en série

Nombre minimale de module en série

Nombre de module en parallèle



!

Vérification du nombre de Module

Introduire le nombre de module en série souhaité

Vérification selon la puissance crete

Annexe 4 : Fiche technique de l'onduleur HSPH7500H

7.5-15KW 380V					
		Solar pump inverter model	HSPH7500H	HSPH11KH	HSPH15KH
 <p>Features :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Latest MPPT technology, automatic achieve the max efficiency, no need programming, user-friendly • Efficiency is 5%-10% higher than the inverter which need programming • Muti-input Solution: SOLAR, GRID / BATTERY / GENERATOR for option • IP65 Waterproof and dustproof, can be installed outdoor • GPRS SMS Control / Monitoring for option • Settable working time & working frequency range • Variable Frequency Drive the AC Pump (15Hz~50/60 Hz) • Dry- run protection by software or sensor 	Solar panel dc input	Max voc voltage	780 v		
		Min vmp voltage	400 v		
		Recommend vmp voltage	≥500v (only solar) ≥560v (Hybrid Power)		
		Max mppt efficiency	99%		
		Max input current	20A	26A	35A
		Number of strings	2	2	2
		Inside booster	N		
	Hybrid ac/Generator	note	Automatic MPPT Function to Identify the Voc and Vmp of Solar Panel, without programming		
		Voltage	3 Phase 380/400/440V		
		Max input current	19A	27A	34A
	AC Output (for pump, Rerator, fan parameters)	Hybrid mode	Automatic AC supplement automatic while solar is in low power mode and AC disconnect automatic while solar power recovery		
		Max adapted ac pump horse power	10 HP	15 HP	20 HP
		Max adapted ac pump power	7500W	11KW	15KW
		Drive mode	Variable Frequency Drive 3Phase		
		Max output voltage	380/400/440V		
		Max output frequency	50~60 Hz (support program range 15 to 60 Hz)		
		Max output current	18A	24A	30A
	Protection	note			
		Max efficiency	97%		
		Water level sensor(well/ tank)	Yes		
GPRS SMS Monitor & Controller		Optional			
Display		Lcd display			
Waterproof		IP65			
Noise		<50dB			
Cooling Method		Force cooling by Fan (IP68)			
		Solar DC input Low/Over Voltage Solar DC Input Reverse Polarity AC Output Short-circuit Over Flow of Tank Against Lightning AC input/Output Phase Lose Dry-Run (detecting by Sensor or Software) AC output Unbalance			
Operating environment		Operating environment temperature	-10 to 60°C, Above 60°C need to derate load		
	Max Humidity	95%RH			
	Using altitude	< 3000m Above 3000mneed to derate load			
	Others	Prohibiting the installation location : direct sunlight, thick dust, corrosive gas or oil mist, flammable gas, liquid, etc.			
package	Size	550*350/285 MM			
	weight	16KG			

Annexe 5 : Fiche technique de module IF-P340-72










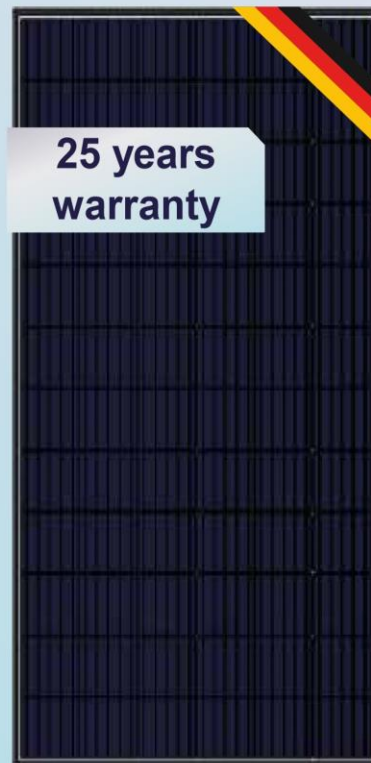
IFRI-SOL
customized electricity
WWW.ifrisol.solar

High Performance Full Cell Photovoltaic Modules

5BB POLY CRYSTALLINE MODULE
330W-335W-340W-345W

Key Features:

-  High Efficiency Poly Perc Solar Cells
-  Higher Power Output
-  High Snow (5400Pa) and Wind Loads (2400Pa)
-  Excellent Outstanding Weather-Resistance
-  Dual EL Inspection
-  Excellent Low Light Performance
-  Excellent PID Resistance



Linear High Performance Guaranteed

10 Years Product Warranty on 91.20% of the Nominal Performance¹

25 Years Linear Power Output Warranty on 80.70% of the Nominal Performance¹



¹According to the IFRI-SOL Product and Performance Warranty

Certifications

- IEC 61215, IEC 61730: ID 1111220240
- IEC 61701:2011, EN 61701:2012: ID 1111223964
- IEC 62716:2013, EN 62716:2013: ID 1111223965
- IS 14286 / IEC 61215, IS/IEC 61730 - 1&2: R- 41151432
- Management system TÜV-Certified
- ISO 9001:2015: ID 011001317684
- ISO 14001: 2015: ID 011041317684
- ISO 45001:2018: ID 011131815622



IF-P330-72
IF-P335-72
IF-P340-72
IF-P345-72

Electrical Specification

Module Type	Nominal Power Pmpp	Nominal Voltage Umpp	Nominal Current Impp	Open Circuit Voltage (Uoc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Conversion Efficiency
IF-P330-72	330Wp	36.63V	9.01A	45.41V	9.48A	16.66%
IF-P335-72	335Wp	36.98V	9.06A	45.76V	9.56A	16.91%
IF-P340-72	340Wp	37.33V	9.11A	46.11V	9.64A	17.16%
IF-P345-72	345Wp	37.67V	9.16A	46.36V	9.72A	17.42%

Electrical Data At STC (STANDARD TEST CONDITIONS): 1000W/m² Irradiance, 25°C Cell Temperature, AM1.5g Spectrum According to EN 60904-3.
Manufacturing Tolerance (Pmax,Voc,Isc) : ±3%

NMOT

Module Type	Nominal Power Pmpp	Nominal Voltage Umpp	Nominal Current Impp	Open Circuit Voltage (Uoc)	Short Circuit Current (Isc)
IF-P330-72	266.64Wp	33.67V	7.92A	42.45V	8.39A
IF-P335-72	271.50Wp	34.07V	7.97A	42.80V	8.47A
IF-P340-72	276.36Wp	34.46V	8.02A	43.15V	8.55A
IF-P345-72	281.22Wp	34.85V	8.07A	43.50V	8.63A

Electrical Data At NMOT: 800W/m² Irradiance, 20°C Ambient Temperature, 1m/s Wind Speed.
Manufacturing Tolerance (Pmax,Voc,Isc) : ±3%

Design

Front Glass	3.2mm High Transmission Low Iron Tempered Glass, AR Coated
Encapsulant	Ethylene Vinyl Acetate (E.V.A)
Cell	5BB PERC Polycrystalline /157×157mm/ 72 Pcs
Backside	Composite Film (White, Black, ...)
Frame	35mm Anodized Aluminum (Silver/Black)

Performance at low irradiance :

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.48% from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

Temperature Coefficients

Voltage Uoc (β)	-0.32%/°C
Current Isc (α)	+0.05%/°C
Output Power (γ)	-0.41%/°C
NMOT	45±2°C

Operating conditions

Maximum System Voltage	1500VDC
Maximum Series Fuse	20A
Operating Temperature Range	From -40°C to 85°C
Mechanical Load Test (Front/back)	5400Pa/2400Pa

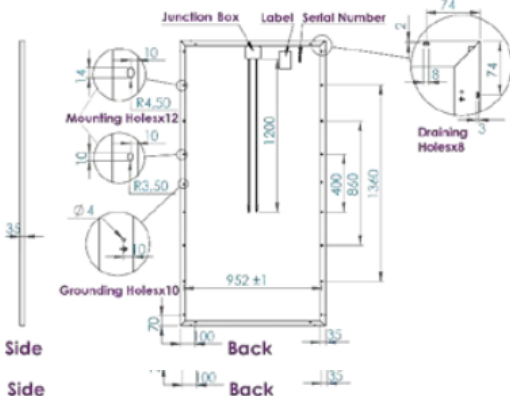
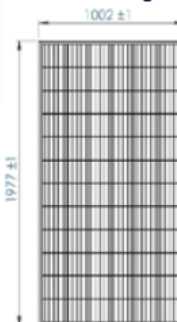
Power Connection

Junction Box	IP88 Junction Box With 3 Bypass Diodes
Solar Cable	Length 1200 mm , 4mm ² Prefabricated with latching type connectors
Safety Class	Class II (According to IEC 61140)

Packaging specification

Dimensions (L×W ×H)	2002mm ×1150mm×1145 mm
Modules Qty per Carton	31
Modules Qty per Container 20"	310
Modules Qty per Container 40" HC	737

Drawings

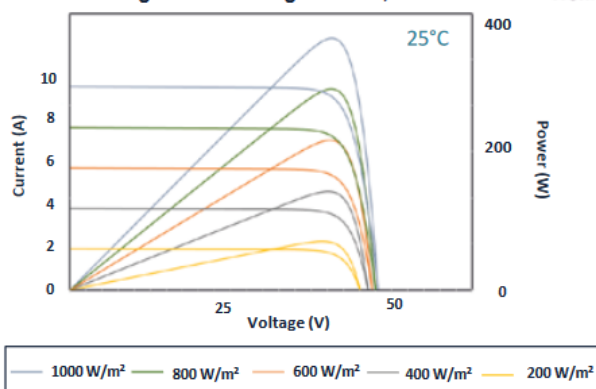


Current-Voltage/Power-Voltage Curves,IF-P340-72

Front

Current-Voltage/Power-Voltage Curves,IF-P340-72

Front



Mechanical Specification

Dimensions (L×W ×H)	1977mm×1002mm ×35mm (±1mm)
Weight	23.5Kg



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2019 IFRI-SOL. All rights reserved.

For more information on IFRI-SOL products please visit www.ifri-solar.com Contact us at contact@ifri-solar.com or call us at 0049 151 45317496

Address 48485 Neuenkirchen Germany

JUNE 2021 V3 Technical data are subject to change without prior notice, errors excers excepted.

Annexe 6 : Fiche technique de Disjoncteur 63A/1000V DC

Everything for your electricity project

GEYA

GYM9-63DC Series MCB



General

GYM9-63DC circuit breaker is used for DC rated voltage to 1000V, rated current to 63A line, for overload and short circuit protection, and can also be used as an infrequent operation of the line. Circuit breakers are used in DC applications such as communications and photovoltaic system.

- In compliance with IEC/EN606947-2.
- With indicator function in the contact position.
- Transparent cover designed to carry label.
- Bilateral busbar wiring capabilities to adapt to the wider use of premises.
- Maximum connecting ability of 25mm², wiring torque 3N*m, applicable to a variety of installing equipment.



Technical Data

Electrical features	
Rated current	1-63A
Poles	1P 2P 3P 4P
Rated voltage Ue	1P: 250V~ 2P:500V,3P:750V,4P:1000V
Insulation voltage Ui	1000V
Rated breaking capacity	6000A
Rated impulse withstand voltage(1.2/50) Uimp	6kV
Dielectric test voltage at and ind. freq.for 1min	2kV
Polution degree	2
Thermo-magnetic release characteristic	B :6In±20% ; C : 12In±20%
Mechanical life	10000
Installation	
Contact position indicator	Yes
Protection Class	IP20
Reference temperature for setting of thermal element	30°C
Ambient temperature (with daily average ≤35°C)	-5~+40°C
Storage temperature	-25~+70°C
Terminal connection type	Cable/U-type busbar/Pin -type busbar
Terminal size top/bottom for cable	25mm ² 18-3
Terminal size top/bottom for cable	25mm ² 18-3
Tightening torque	3.0N*m 22
Mounting	On DIN rail FN 60715 (35mm) by means of fast clip device
Connection	Top and bottom



Connection

Rated current In	Nominal Section Area of Copper Wire(mm ²)
1~6A	1
10A	1.5
16, 20A	2.5
25A	4
32A	6
40, 50A	10
63A	16

SARL LAGUA

Siège principal : N°04, Hai Chouhada Cité Djamel Eddine LOTS B, Oran | Show-room : 49,Route de Messerghine 31000, Oran, Algérie.
Mobil: +213 550 204 499/+213 560 329 438/+213 550 238 439/+213 550238 446/+213 550 238 447 | Fax: +213 41 85 80 34 | lagueasolair@gmail.com |

www.lagueasolair.com

Annexe 7 : Fiche technique de parafoudre XLSPD-PV

Nominal PV System Voltage	600V	1000V	1200V
MCOV [UCPV]	700Vdc	1170Vdc	1200Vdc
Max. System Discharge Current (8/20 μ s) [Imax]	40kA	40kA	30kA
Voltage Protection Level [UP]	≤ 2.5 kV	≤ 4.0 kV	≤ 4.5 kV
Voltage Protection Level at 5kA [UP]	≤ 2.0 kV	≤ 3.5 kV	≤ 4.0 kV
Integrated Fuse Breaking Capacity/Interrupting Rating	30kA/1000Vdc	30kA/1000Vdc	30kA/1200Vdc
Technology	Short-Circuit Interruption (SCI) Overcurrent Protection		
Operating Temperature Range [TU]	-40°C to +80°C		
Nominal Discharge Current (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> PE] [In]	12.5kA		
Response Time [tA]	<25ns		
Operating State/Fault Indication	Green (good)/Red (replace)		
Conductor Ratings and Cross-Sectional Area:	Minimum	60/75°C 1.5mm ² /14AWG Solid/Flexible	
	Maximum	60/75°C 35mm ² /2AWG Stranded/25mm ² /4AWG Flexible	
Mounting	35mm DIN Rail per EN 60715		
Enclosure Material	UL 94V0 Thermoplastic		
Degree of Protection	IP20		
Capacity	3 Modules, DIN 43880		
Standards Information:	IEC 61643-11 Type 2, IEC 61643-1 Class II		
Product Warranty	Five Years**		

Annexe 8 : Composants du système (Lagua Solaire Oran)

Module IF-P340-72



Onduleur HSPH7500H



RESUME

Ce travail présente une étude de dimensionnement de pompage d'eau par un système solaire photovoltaïque dans notre wilaya de Tlemcen. Dans ce contexte nous avons fourni, en première étape, une étude générale sur un ensemble de 76 forages opérationnels dans treize communes de Tlemcen pour trois catégories de besoin que nous avons proposé, afin de ressortir, un modèle empirique permettant de déduire directement la puissance crête et le nombre des panneaux à envisager, pour pomper de l'eau à n'importe quelle profondeur de la nappe d'eau de Tlemcen. Dans la deuxième étape, nous avons présenté le dimensionnement d'un système PV destiné au pompage d'eau pour la piscine semi olympique situé à Sebdou (Tlemcen). Le besoin hydraulique de la piscine est de 50 m³/jour. L'idée principale, consiste à introduit la notion du mois le plus défavorable (mauvaise irradiances solaires). Pour cela, nous avons utilisé un angle d'inclinaison de 45° dans le but de maximiser cette irradiation durant ce mois et assurer le bon fonctionnement de système tout le long de l'année et sur cette base, nous avons effectué le calcul de l'énergie nécessaire et le choix des composants du système PV ainsi que la configuration économique. Les résultats obtenus montrent que ce système nous a permis d'obtenir un bénéfice de 63.63% dans l'énergie électrique consommée par rapport à l'ordinaire basée sur l'énergie fossile. Ce résultat intéressant confère à l'étude proposée une fiabilité importante.

Mots clés : Dimensionnement ; Pompage ; Photovoltaïque, Différentes Profondeurs ; Wilaya de Tlemcen, Coût.

ABSTRACT

This work presents a dimensioning study of water pumping by a solar photovoltaic system in our wilaya of Tlemcen. In this context we have provided, in the first step, a general study on a set of 76 operational boreholes in thirteen communes of Tlemcen for three categories of need that we have proposed, in order to bring out, an empirical model allowing to deduce directly the peak power and the number of panels to be considered, to pump water at any depth of the water table of Tlemcen. In the second step, we presented the dimensioning of a PV system intended for the pumping of water for the semi-Olympic swimming pool located in Sebdou (Tlemcen). The hydraulic need of the pool is 50 m³/day. The main idea, consists in introducing the notion of the most unfavorable month (bad solar irradiances). For this, we used a tilt angle of 45° in order to maximize this irradiation during this month and ensure the proper functioning of the system throughout the year and on this basis, we made the calculation of the energy required and the choice of components of the PV system as well as the economic configuration. The results obtained show that this system has allowed us to obtain a benefit of 63.63% in the electrical energy consumed compared to the usual one based on fossil energy. This interesting result gives the proposed study an important reliability.

Key words : Dimensioning ; Pumping ; Photovoltaic , Different depths ; Wilaya of Tlemcen, Cost.

نبذة مختصرة

يعرض هذا العمل دراسة تصميم لضخ المياه بواسطة نظام شمسي كهروضوئي في ولايتنا تلمسان. وفي هذا السياق، قدمنا، في المرحلة الأولى، دراسة عامة عن مجموعة من 76 بئرا تشغيلية في ثلاث عشرة بلدية في تلمسان لثلاث فئات من الاحتياجات التي اقترحناها، من أجل استخلاص نموذج تجريبي يسمح بالاستنتاج المباشر للطاقة القصوى وعدد الألواح المطلوبة، لضخ المياه من أي عمق من منسوب المياه الجوفية في تلمسان. في المرحلة الثانية، قدمنا تصميم نظام كهروضوئي لضخ المياه للمسيح شبه الأولمبي الواقع بسيدو (تلمسان). وتبلغ الاحتياجات الهيدروليكية للمسيح 50 م³/يوم. الفكرة الرئيسية هي تقديم مفهوم أسوأ شهر (سوء الإشعاعات الشمسية). لهذا، استخدمنا زاوية ميل 45 درجة من أجل تعظيم هذا الإشعاع خلال هذا الشهر وضمان التشغيل السليم للنظام على مدار العام وعلى هذا الأساس، قمنا بحساب الطاقة اللازمة واختيار عناصر النظام كهروضوئي فضلا عن التكوين الاقتصادي. تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن هذا النظام سمح لنا بالحصول على ربح بنسبة 63,63% في الطاقة الكهربائية المستهلكة مقارنة بالوقود الأحفوري العادي. هذه النتيجة المثيرة للاهتمام تمنح الدراسة المقترحة موثوقية كبيرة.

الكلمات المفتاحية : التحجيم ; الضخ ; كهروضوئي ; الأعماق المختلفة ; ولاية تلمسان ; التكلفة