

FACULTE D'ELECTRONIQUE ET D'INFORMATIQUE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de MAGISTER

EN : ELECTRONIQUE
SPECIALITE : RAYONNEMENT ATMOSPHERIQUE

Par : Mr. KABOUCH Nourdine

Sujet

OPTIMISATION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

APPLICATION A LA PROTECTION CATHODIQUE

Soutenu publiquement le 11/03/2009, devant le jury composé de:

Mr. S. BOUAZABIA	Maître de Conférences à l'USTHB	Président
Mlle. L. BARAZANE	Maître de Conférences à l'USTHB	Directeur de thèse
Mr. A. LARABI	Maître de Conférences à l'USTHB	Examineur
Mr. A. MALEK	Maître de Recherches au CDER.	Examineur
Mme. S. KHARZI	Chargée de Recherches au CDER	Invitée

Dédicaces

C'est avec un immense plaisir que je dédie ce modeste travail à mes très chers Parents qui m'ont soutenu le long de mes études.

✚ A mes frères & sœurs.

✚ A toute ma famille.

✚ A la mémoire de notre ami Nasri Hichem.

✚ A tous mes enseignants et professeurs de primaire à l'université.

✚ A mes amis : A. Mounir, A. Sofiane, A. Yacine, B. Moncef, B. Nadir, D. Oualid, D. Sofiane, D. Zinedine, H. Houcine, H. Khaled, I. Rabah, K. Moubarek, K. Tarek, M. Abdessalame, M. Mouhamed, S. Mahmoud.

✚ A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

K. NOURDINE

Remerciements

Avant tous, nous nous inclinons devant la volonté de dieu et nous acclamons son nom pour l'indulgence, le courage et la force dont il nous a armé « Majestueux Dieu ».

Au terme de ce travail, je tiens à exprimer mes profondes reconnaissances et mes remerciements particulièrement :

- ✚ A Mlle. L. BARAZANE pour son suivi et ses conseils précieux.
- ✚ A Mme. S. KHARZI pour son aide considérable.
- ✚ Mes vifs remerciements vont aussi à Mr. S. BOUAZABIA, qui a accepté de présider le jury de ce travail.
- ✚ A Mr. A. MALEK, qui a accepté d'examiner ce modeste travail.
- ✚ A Mr. A. LARABI, qui m'a honoré d'examiner mon travail.
- ✚ A Mr. M. Belhamel Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables, pour son autorisation d'accès à la bibliothèque de CDER.
- ✚ A Mr. A. Saidani PDG de la filiale Gestionnaire Réseau Transport du Gaz (SONELGAZ) de m'avoir donné l'autorisation de visiter des postes de protection cathodique de la société.
- ✚ A Mr. Hassanine, Mr. A. Taberkoukt chef de département de protection des ouvrages de SONELGAZ et son équipe pour leur aide et orientation
- ✚ A toutes les personnes qui ont contribué chacune à sa manière, de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

K. NOURDINE

SOMMAIRE

DEDICACES	
REMERCIEMENTS	
SOMMAIRE	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
NOMENCLATURE	
INTRODUCTION GENERALE	1

I. CORROSION ET PRINCIPE DE LA PROTECTION CATHODIQUE PAR SOUTIRAGE DE COURANT

1. Introduction	4
2. La corrosion	4
2.1 Introduction	4
2.2 La corrosion aqueuse.....	5
2.2.1 Introduction	5
2.2.2 Corrosion généralisée.....	5
2.2.3 Corrosion galvanique.....	6
2.2.3.1 Introduction.....	6
2.2.4 Corrosion par pile de concentration	7
2.2.4.1 Introduction.....	7
2.2.4.2 Corrosion par aération différentielle.....	7
3. Protection et lutte contre la corrosion	7
3.1 Introduction.....	7
3.2 Moyens de lutte contre la corrosion.....	7
3.2.1 Moyens naturels.....	7
3.2.2 contrôle du milieu corrosif.....	7
3.2.3 Emploi d'additifs chimiques à faible concentration.....	8
3.2.4 Traitements de surfaces et revêtement.....	8
3.2.5 Protection électrochimique.....	8
4. La protection cathodique	8
4.1 Introduction.....	8
4.2 Protection cathodique par anodes sacrificielles.....	10
4.3 La protection cathodique à courant imposé	11
4.4 Réalisation de la protection cathodique.....	11

4.5 Principaux domaines d'application.....	12
5. La Protection Cathodique par soutirage de courant.....	13
5.1 Critère de la protection cathodique.....	13
5.2 Technique de protection cathodique par soutirage de courant.....	13
5.2.1 Principe.....	13
5.2.2 Choix de l'emplacement du poste de soutirage.....	14
5.2.3 Réalisation des soutirages.....	15
5.2.3.1 La densité de courant de protection.....	15
5.2.3.2 Les caractéristiques du générateur.....	15
5.3 Constitution des systèmes de protection cathodique par soutirage de courant.....	15
5.3.1 La source d'énergie.....	16
5.3.2 Les déversoirs ou masses anodiques.....	17
5.3.2.1 Généralités.....	17
5.3.2.2 Choix des matériaux constituant les anodes.....	17
5.3.2.3 Différents types d'installation des anodes	18
5.4 Câbles de liaison et raccords isolants.....	20
5.4.1 Câbles de liaison.....	20
5.4.2 Les joints isolants.....	21
6. Conclusion.....	21

II. INTRODUCTION AUX SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

1. Introduction.....	23
2. Principe de fonctionnement.....	23
3. Les cellules solaires.....	24
3.1 Les différents types de cellules solaires.....	24
3.2 Les performances.....	25
3.2.1 Définition du Watt crête (W_c) ou Watt peak (W_p).....	26
3.3 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	26
3.3.1 Caractéristique I-V.....	26
3.3.2 Variation en fonction de l'intensité d'irradiation.....	26
3.3.3 Variation en fonction de la température.....	27
3.3.4 Caractéristique Puissance- Tension.....	28
3.3.5 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	28
3.3.6 Rendement d'une cellule photovoltaïque.....	29
4. Le générateur photovoltaïque et les modules.....	29
5. La régulation de tension.....	30
5.1 Introduction.....	30
5.2 Connexion directe source-charge.....	30
5.3 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT).....	31

5.4	Convertisseur statique (CS).....	32
5.4.1	Hacheur survolteur ou parallèle « The Boost Converter ».....	32
5.4.2	Hacheur dévolteur « The Buck Converter ».....	33
5.4.3	Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique.....	33
5.5	Les différents algorithmes de contrôle MPPT.....	34
5.5.1	Méthode de perturbation et observation.....	34
6.	Le système de stockage d'énergie.....	34
6.2	Principe général de fonctionnement d'une batterie.....	35
6.3	Les batteries au plomb.....	35
6.3.1	Le fonctionnement des batteries au plomb.....	35
6.3.2	Les différents types de batteries au plomb.....	36
6.4	Les batteries au lithium.....	36
6.4.1	Les différents types de batteries au lithium.....	37
6.5	Batteries au Nickel.....	37
6.6	Choix de la technologie.....	37
6.6.1	Charge de la batterie.....	37
7.	Les systèmes photovoltaïques.....	38
7.1	Système autonome.....	38
7.2	Fil du soleil.....	38
7.3	Connecté au réseau.....	38
8.	Conclusion.....	39

III. MODELISATION ET DIMENSIONNEMENT DE LA PROTECTION CATHODIQUE

1.	Introduction.....	40
2.	Modélisation de la protection cathodique alimentée par système photovoltaïque.....	40
2.1	Détermination du rayonnement global sur un plan incliné.....	40
2.1.1	Rayonnement extraterrestre et indice de clarté	40
2.1.2	Méthode de Liu et Jordan.....	41
2.1.3	Méthode de Page.....	41
2.2	Modélisation du générateur photovoltaïque.....	44
2.2.1	Le modèle à deux paramètres.....	45
2.2.2	Le modèle à cinq paramètres.....	47
2.2.3	Le modèle explicite.....	48
2.3	Modélisation de la batterie.....	50
2.3.1	Le modèle de Copetti.....	50
2.3.2	Variation de la tension pendant la charge et décharge.....	50
2.3.3	Capacité de la batterie.....	51

2.3.4	Résistance de la batterie.....	51
2.3.5	Variation de la tension pendant la surcharge.....	51
2.3.6	Identification des paramètres du modèle.....	52
2.3.7	Equation de la tension de la décharge.....	52
2.3.8	Equation de la tension de la charge.....	52
2.3.9	Equation de la tension de la surcharge simplifiée.....	52
3.	Dimensionnement des systèmes de protection cathodique photovoltaïque.....	54
3.1	Dimensionnement de la protection cathodique.....	55
3.2	Dimensionnement des Générateurs photovoltaïques.....	61
3.2.1	Méthodes de dimensionnement	61
3.2.2	Détermination de la taille du champ de modules photovoltaïques.....	62
3.2.3	Détermination de la capacité de la batterie de stockage.....	63
4.	Conclusion.....	65

IV. LA REGULATION DANS LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES POUR LA PROTECTION CATHODIQUE

1.	Introduction.....	66
2.	Le système de régulation dans la protection cathodique.....	67
3.	Circuit d'alimentation de la charge.....	67
3.1	Equations d'états.....	68
3.2	Variation de la tension de sortie du buck-boost en fonction du rapport cyclique.....	69
3.3	Commande du buck-boost.....	70
3.4	Algorithmes.....	73
4.	Recherche du point de puissance maximale.....	74
4.1	Méthode Perturbation et Observation (P&O).....	74
4.2	Résultats de la méthode P&O.....	76
5.	Le contrôle de la charge de la batterie.....	78
6.	Conclusion.....	80

V. RESULTATS ET INTERPRETATIONS

1.	Introduction.....	81
2.	Résultats du rayonnement.....	81
3.	Résultats de la modélisation du générateur photovoltaïque.....	84
3.1	Modèle explicite.....	84
3.2	Modèle explicite généralisé.....	86
3.3	Calcul d'erreurs	88

4. Résultats de la modélisation de la batterie.....	89
5. Résultats de la protection cathodique.....	89
6. Conclusion.....	96
CONCLUSION GENERALE.....	97
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	100
ANNEXE A	
ANNEXE B	
ANNEXE C	

Liste des figures

Figure		pg
Fig. 1.	Diagramme potentiel- pH simplifié du fer à 25°C	6
Fig. 2.	Exemple de corrosion galvanique pour un assemblage de tôles aluminium et cuivre par un rivet sans isolation	6
Fig. 3.	Schéma d'une installation de protection cathodique contre la corrosion d'une conduite	9
Fig. 4.	Principe de la protection cathodique : courant et potentiel de protection	10
Fig. 5.	Principe de la protection cathodique par soutirage de courant	14
Fig. 6.	Schéma synoptique de la protection cathodique photovoltaïque	16
Fig. 7.	Schéma de pose d'une anode horizontale	18
Fig. 8.	Schéma de pose de N anodes verticales	19
Fig. 9.	Schéma d'un déversoir de profondeur	20
Fig. 10.	Joint isolant	21
Fig. 11.	L'effet photovoltaïque et la jonction « p-n »	24
Fig. 12.	Cellule cristalline	25
Fig. 13.	Structure en coupe : Module couche mince	25
Fig. 14.	Caractéristique I (V) d'une cellule PV	26
Fig. 15.	Influence de l'intensité d'irradiation sur une cellule PV	27
Fig. 16.	Influence de la température sur une cellule PV	27
Fig. 17.	Exemple de réseau de caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, à gauche pour différents éclairagements, à droite pour différentes températures de jonction	28
Fig. 18.	Schéma électrique équivalent d'une cellule PV	29
Fig. 19.	Caractéristiques de groupements série ou parallèle de cellules PV identiques	30
Fig. 20.	Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour	30
Fig. 21.	Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe	31
Fig. 22.	Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT sur charge DC	32
Fig. 23.	Exemple d'un hacheur survolteur	32
Fig. 24.	Exemple d'un hacheur dévolteur	33
Fig. 25.	Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique α'	34
Fig. 26.	Charge et décharge d'une batterie au Lithium	37
Fig. 27.	Organigramme de passage du rayonnement global sur plan horizontal au rayonnement global sur plan incliné	44
Fig. 28.	Circuit équivalent selon le modèle à deux paramètres	45
Fig. 29.	Circuit équivalent selon le modèle analytique à cinq paramètres	47
Fig. 30.	Organigramme du modèle explicite	49
Fig. 31.	Organigramme de modélisation de la batterie	54
Fig. 32.	Situation électrique sur une structure longiligne	55
Fig. 33.	Algorithme de calcul des caractéristiques de la station de protection cathodique	60
Fig. 34.	Organigramme de dimensionnement du déversoir et de la consommation de la station de protection cathodique	61

Fig. 35.	Algorithme de dimensionnement de la paire générateur (photovoltaïque - batterie) du système photovoltaïque appliqué à la protection cathodique	64
Fig. 36.	Schéma synoptique du système de la protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque à base du régulateur	66
Fig. 37.	Tension de sortie appliquée au pipeline pour $\alpha = 0.5$, pour $V_s = V_e$	68
Fig. 38.	Modèle du circuit du buck-boost	69
Fig. 39.	Tension de sortie du buck-boost pour différentes valeurs de α	70
Fig. 40.	Asservissement de la commande du buck-boost	70
Fig. 41.	Modèle de la simulation du rapport cyclique et tension de sortie générés	72
Fig. 42.	Tension de sortie et rapport cyclique cas (1)	72
Fig. 43.	Tension de sortie et rapport cyclique cas (2)	73
Fig. 44.	Tension de sortie et rapport cyclique cas (3)	73
Fig. 45.	Organigramme de la surveillance et de contrôle de la protection cathodique	74
Fig. 46.	Organigramme de l'algorithme P&O	75
Fig. 47.	Résultats de Simulation de la chaîne photovoltaïque avec MPPT à différentes valeurs de rayonnement [400 700 1000 (W/m ² . h)]	77
Fig. 48.	Résultats de Simulation de la chaîne photovoltaïque avec MPPT à différentes valeurs de température [5 25 55 (°C)]	78
Fig. 49.	Organigramme illustrant le programme de contrôle de charge de la batterie	79
Fig. 50.	Organigramme illustrant la gestion des tâches	80
Fig. 51.	Rayonnement global sur un plan incliné et horizontal calculé et donné par A.S.A	84
Fig. 52.	Rayonnement global sur un plan incliné pour différentes inclinaisons pour le site de OUARGLA	85
Fig. 53.	Résultats du modèle explicite simple pour un module ISOFOTON	86
Fig. 54.	Résultats du modèle explicite simple pour un module BP SOLAR	87
Fig. 55.	Résultats du modèle explicite généralisé pour un module BP SOLAR	88
Fig. 56.	Résultats du modèle explicite généralisé pour un module ISOFOTON	88
Fig. 57.	Résultats de la modélisation de la batterie VARTA 100Ah à I10	90

Listes des tableaux

Tableau		pg
Tab. 1.	Avantages et inconvénients des anodes sacrificielles et anodes à courant imposé	12
Tab. 2.	Caractéristiques des différents types d'anodes	18
Tab. 3.	Section des câbles électriques en fonction de l'intensité de courant circulant	21
Tab. 4.	Albédo du sol	43
Tab. 5.	Données et erreurs moyennes du rayonnement des quatorze sites utilisés	84
Tab. 6.	Caractéristiques d'un module ISO FOTON	86
Tab. 7.	Caractéristiques d'un module BP SOLAR	86
Tab. 8.	Caractéristiques sous conditions standard	87
Tab. 9.	Erreur quadratique des deux modèles	89
Tab. 10.	Caractéristiques du gazoduc situé entre Haoud El Hamra et Gaci Touil	91
Tab. 11.	Caractéristiques de la structure calculées et mesurées	91
Tab. 12.	Résultats de calcul de la protection cathodique pour cinq postes	92
Tab. 13.	Résultats de dimensionnement avec une anode verticale avec backfill	92
Tab. 14.	Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale avec backfill	93
Tab. 15.	Résultats de dimensionnement d'une anode de profondeur	93
Tab. 16.	Résultats concernant les besoins en volume d'eau et poids de la fine de coke	94
Tab. 17.	Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit	94
Tab. 18.	Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit $RD_{max}=5 \Omega$	94
Tab. 19.	Résultats de calcul de la protection cathodique pour trois postes	95
Tab. 20.	Résultats de dimensionnement d'une anode verticale avec backfill	95
Tab. 21.	Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale avec backfill	95
Tab. 22.	Résultats de dimensionnement d'une anode de profondeur	95
Tab. 23.	Résultats concernant les besoins en volume d'eau et poids de la fine de coke	96
Tab. 24.	Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit	96
Tab. 25.	Dimensionnement des postes de la protection cathodique alimentés par énergie solaire photovoltaïque	96
Tab. 26.	Dimensionnement des postes de la protection cathodique alimentés par énergie solaire photovoltaïque	97

Nomenclature

A	coefficient de réflexion albédo	
Aire	surface du champ de modules	(m ²)
c	capacité du condensateur électrochimique	(F)
C	capacité de la batterie	(Ah)
C ₁₀	capacité nominale de la batterie	(Ah)
C _{ano}	consommation du type d'anodes choisi	(Kg/A.an)
C _{jm}	consommation journalière moyenne	(Wh/j)
C _n	capacité nominale de la batterie	(Ah)
C _T	capacité batterie maximale lorsque le courant de décharge tend vers 0	(Ah)
C _u	capacité batterie utile maximale	(Ah)
d	diamètre du déversoir	(m)
dE _x	abaissement du potentiel créé entre les points x et x+dx	(V)
dI _x	intensité entrant dans la structure entre les points x et x+dx	(A)
D	diamètre de la canalisation	(m)
D _j	durée du jour	(h)
D _r	diamètre équivalent d'un rail	(m)
e	espacement entre deux anodes consécutives	(m)
e _p	épaisseur du pipe	(m)
E	potentiel d'un métal/ électrode de référence	(V)
EDC	état de charge de la batterie	
EDC ₀	état de charge initiale de la batterie	
E ₀	abaissement du potentiel qu'on doit assurer au point x = 0 (potentiel de soutirage au point d'injection)	(V)
E _N	potentiel naturel d'une conduite enterrée dans le sol	(V)
E _p	potentiel de protection	(V)
E _s	potentiel d'injection ou potentiel de soutirage	(V)
E _x	abaissement du potentiel au point x	(V)
F	constante de Faraday	(96500 C)
f	la fréquence de commutation	(kHz)
G	variation du rendement du module en fonction de la température	(%/°C)

h	hauteur du soleil	(°)
I_0	intensité du courant au point $x = 0$	(A)
0	point de soutirage de courant et origine des abscisses	
I	courant du module	(A)
I_0	courant de saturation de la diode	(A)
I_{10}	courant nominal de la batterie	(A)
I_{est}	courant estimé	(A)
I_D	courant de la diode	(A)
I_L	courant photogénéré	(A)
I_m	courant qui correspond au PPM	(A)
$I_{Majoré}$	intensité du courant de protection majoré	(A)
I_{mes}	courant mesuré	(A)
I_s	intensité du courant de protection	(A)
I_{SAT}	courant de saturation	(A)
I_{sc}	courant de court-circuit	(A)
I_{sor}	courant de sortie du convertisseur	(A)
I_x	intensité du courant circulant au point x	(A)
J	journee type du mois de l'année	
J_a	densité de courant partiel anodique due à l'oxydation	(A/m ²)
J_c	densité de courant cathodique due à la réduction de l'oxydant	(A/m ²)
J_p	densité de courant de protection	(A/m ²)
K	constante de Boltzmann	(1.38 10 ⁻²³ J/°K)
K_T	indice de clarté	
l	longueur d'une anode	(m)
L	l'inductance de la bobine	(H)
Lat	latitude du lieu	(°)
L_c	longueur des câbles de liaison	(m)
L_{cond}	longueur de la conduite	(m)
L_D	longueur du déversoir à installer	(m)
L_p	portée du poste de soutirage	(m)
m	facteur d'idéalité	
M	rapport de conversion d'un hacheur	
M_F	masse de la fine de coke	(Kg)
M_{uano}	masse unitaire des anodes	(Kg)
M_V	masse volumique de la fine de coke	(Kg/ m ³)
N	nombre de jours d'autonomie	
N_{ano}	nombre d'anodes	
NOCT	température nominale de la cellule sous STC	(° C)
N_{mp}	nombre de modules en parallèle	
N_{ms}	nombre de modules en série	
N_{mt}	nombre total de modules	
N_p	nombre de postes de soutirage	

p	profondeur de la colonne d'anodes par rapport au sol	(m)
P	puissance du poste de soutirage	(W)
P_0	point de puissance maximale au STC	(W)
P_{GPV}	puissance crête du générateur photovoltaïque	(W)
P_i	puissance incidente sur la surface de la cellule	(W)
P_m	puissance maximale du générateur photovoltaïque	(W)
P_r	profondeur de pose de l'anode	(m)
P_k	point kilométrique.	(m)
P_{pv}	puissance du générateur photovoltaïque	(W)
PWM	pulse width modulation	
Q	nombre d'ampères-heures de la batterie	(Ah)
r	résistance longitudinale d'un mètre de canalisation	(Ω)
R	constante des gaz parfait	(83415J/mol.k)
R'	résistance interne totale de la batterie	(Ω)
R_{0is}	résistance d'isolement initiale	($\Omega.m^2$)
R_c	résistance des câbles de liaison	(Ω)
R_D	résistance du déversoir	(Ω)
R_{DH}	rayonnement solaire diffus sur plan horizontal	(Wh/m ²)
R_{di}	rayonnement solaire diffus sur plan incliné	(Wh/m ²)
R_{dri}	rayonnement solaire direct sur plan incliné	(Wh/m ²)
R_{drh}	rayonnement solaire direct sur plan horizontal	(Wh/m ²)
R_{ha}	rayonnement solaire extraterrestre	(Wh/m ²)
R_g	éclairage global incident sur la cellule	(W/m ²)
R_{GH}	rayonnement solaire global sur plan horizontal	(Wh/m ²)
R_{gi}	rayonnement solaire global sur plan incliné	(Wh/m ²)
$\overline{R_{gi}}$	rayonnement solaire global moyen sur plan incliné	(Wh/m ²)
R_L	résistance de la self	(Ω)
R_{Sh}	résistance shunt	(Ω)
R_S	résistance série	(Ω)
R_t	résistance totale du circuit	(Ω)
R_{tis}	résistance d'isolement après un temps t	($\Omega.m^2$)
R_{tr}	résistance transversale de l'isolement de la canalisation	($\Omega.m$)
S	section de la conduite	(m ²)
S'	irradiation globale sur plan incliné	(Wh/m ²)
s_c	surface totale de la cellule	(m ²)
S_c	section des câbles	(m ²)
S_{ref}	irradiation de référence	(1KWh/m ²)
t	durée de vie prévue pour les anodes	(an)
T	température	(K)
T_a	température ambiante	(°C)
T_b	température de la batterie	(°C)

\bar{T}_{amb}	température ambiante moyenne. Pour notre cas, on a utilisé la température ambiante journalière moyenne mensuelle	(°C)
T_C	température de la cellule	(°C)
\bar{T}_c	température moyenne de la cellule	(°C)
T_{ref}	température de référence	(25°C)
T _{SV}	temps solaire vrai	(h)
U_p	tension du poste de soutirage	(V)
V	tension du module	(V)
V_b	tension de la batterie	(V)
V_d	tension de décharge de la batterie	(V)
V_D	tension de la diode	(V)
V_e	tension d'entrée du convertisseur	(V)
V_{eau}	volume d'eau	(m ³)
V_{e_max}	tension d'entrée maximale	(V)
V_{e_min}	tension d'entrée minimale	(V)
V_F	tension directe de la diode rapide égale à 0.7	(V)
V_{fc}	tension de fin de charge de la batterie	(V)
V_g	tension de gassing	(V)
V_m	tension qui correspond au PPM	(V)
$V_{Majoré}$	tension de protection majorée	(V)
V_{nm}	tension nominale du module	(V)
V_{oc}	tension de circuit ouvert	(V)
V_s	tension de sortie du convertisseur	(V)
V_{sc}	tension de surcharge de la batterie	(V)
V_{sh}	tension aux bornes du shunt	(V)
V_T	potentiel thermodynamique	(V)
W_c	watt crêt	
x	abscisse de la longueur de la canalisation à protéger	(m)
z	valence du métal	
Z	la charge du convertisseur (pipe)	(Ω)
α	coefficient d'atténuation de la conduite	(m ⁻¹)
α'	rapport cyclique	
α''	coefficient de variation de courant en fonction de température	(%/°C)
β	angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	(°)
β'	coefficient de variation de tension en fonction de température (V/°C)	(V/°C)
β''	coefficient de vieillissement	(An ⁻¹)
δ	déclinaison du soleil	(°)
ΔI_L	la variation de courant dans la bobine	(A)
ΔT	la variation de température	(°C)
γ	résistance conduite - sol (résistance caractéristique de la conduite)	(Ω/m)

η	rendement de la cellule	(%)
η_0	rendement du module sous condition standard	(%)
η_c	rendement faradique	
η_g	rendement moyen du champ de modules photovoltaïques	(%)
η_m	rendement moyen du module	(%)
η_r	rendement du régulateur (90 à 95 %)	(%)
ω	angle horaire du coucher du soleil	(°)
ρ_a	résistivité de l'acier (15 à 25 $10^{-8} \Omega.m$)	($\Omega.m$)
ρ_c	résistivité des câbles de liaison	($\Omega.m$)
ρ_F	résistivité de la fine de coke = backfill	($\Omega.m$)
ρ_s	résistivité du sol à l'endroit de pose du déversoir	($\Omega.m$)
τ	constante de temps	(h)
μ	coefficient de variation de la puissance en fonction de température	(%/°C)

Introduction générale

On sait qu'initialement le métal se trouve sous forme de minerai, qui constitue un état d'équilibre maintenu thermodynamiquement grâce à des conditions physico-chimique. Cette stabilité est rompue une fois le minerai subit des transformations pour devenir un métal. Et pour revenir à son état stable, le métal subit une série de réactions chimiques et électrochimiques qui constituent l'essence même de corrosion.

Il a été estimé que 15 à 20% de la production mondiale en acier est détruite chaque année par la corrosion ; ceci correspond à une perte équivalente de 4 à 5% du produit interne brut de chaque pays industrialisé [1, 2].

Cette statistique spéculative peut paraître déconcertante si l'on ne réalise pas à quelles conditions extrêmes peuvent être soumis les métaux et leurs alliages dans notre civilisation industrielle. Il est donc indispensable que tous les responsables des ouvrages métalliques connaissent les risques encourus par les canalisations enterrées en fonction de leur nature, de leur situation dans le sol et l'environnement pour prendre les mesures de protection adéquates.

Plusieurs moyens de lutte contre la corrosion existent à savoir :

- La protection passive : avec revêtements de conduites, peintures et enduits,...etc ;
- La protection active : qui nécessite un apport d'énergie extérieure comme la protection cathodique;
- La protection intégrale : c'est l'association d'une protection passive à une protection active.

La protection cathodique nécessite un courant continue sur la structure à protéger. Elle peut être utilisée selon deux méthodes, soit par anodes sacrificielles (ne nécessite pas une source d'énergie), dont son potentiel est supérieur à celui de la structure à protéger. Une telle méthode est adéquate pour des structures à dimensions faibles. Soit par la protection cathodique à courant imposé qui nécessite une source d'énergie. Soit à travers le réseau de distribution d'énergie électrique, sinon en cas d'absence de tels réseaux, notamment en zones désertiques, ou pour d'autres raisons techniques ou économiques, les systèmes électriques utilisés sont alors des thermogénérateurs, des turbines à gaz, des aérogénérateurs, des générateurs solaires,...etc.

La protection cathodique par voie solaire est aujourd'hui très utilisée vu le grand nombre de ses avantages : enchérissement des énergies fossiles, longue durée de vie du système (environ 15 ans), modularité du système, forme d'énergie non polluante, faible maintenance, il y a aussi la possibilité d'un équilibrage de la protection par augmentation du nombres de points de soutirage d'où la diminution de puissance de chaque station et une intervention efficace là où la corrosion est la plus forte...etc.

Le système photovoltaïque pour cette application comporte : un champ de modules photovoltaïques, un système de stockage électrochimique et un système de régulation et de conditionnement de puissance.

Pour que l'utilisation des générateurs solaires dans les systèmes de soutirage soit rentable et concurrentielle, ils doivent être optimisés. Pour cela, nous avons effectué un dimensionnement du système de protection cathodique alimenté par le système photovoltaïque afin de générer le courant de protection et la puissance demandée par la station de soutirage de courant.

Ne connaissant pas la valeur de l'impédance de la canalisation (cathode – anode généralement inférieure à 10 ohms) il y a lieu de disposer d'une source de tension continue variable. La variation de l'impédance du système de la protection cathodique est due à la variation de la résistivité du sol qui varie inversement avec la quantité d'humidité du sol, et si une tension continue constante est appliquée alors le courant soutiré qui doit être constant variera. Une telle situation peut causer une sérieuse corrosion, sous ces conditions la structure est soit sous protégée ou surprotégée.

Pour résoudre ce problème, un système de régulation pour la protection cathodique a été développé. C'est un système de régulation à sortie variable répondant aux spécificités des installations de protection cathodique. Il permet aussi le contrôle de charge de la batterie et la poursuite du point de puissance maximum du générateur photovoltaïque.

Le travail présenté dans ce mémoire a pour objectif la présentation des notions sur la corrosion et les moyens de lutte anticorrosion en se basant sur la protection cathodique par soutirage de courant alimenté par énergie solaire photovoltaïque. Il a aussi pour objectif le dimensionnement du système photovoltaïque et la gestion optimale de l'énergie disponible à la sortie du générateur et ce quelque soit les variations de l'éclairement et de la température. Ainsi que la modélisation des module PV, batteries et convertisseurs statiques.

Le but est de:

- Modéliser et dimensionner le rayonnement solaire, le panneau photovoltaïque, la batterie et la protection cathodique en utilisant l'environnement Matlab.
- l'étude d'un cas pratique d'une protection cathodique.

Le mémoire est organisé comme suit :

Dans le premier chapitre, des notions fondamentales sur la corrosion et les techniques de lutte anticorrosion sont présentées surtout la protection cathodique par soutirage de courant.

Le deuxième chapitre est consacré à des généralités sur l'énergie photovoltaïque, la caractéristique I (V) et sa variation en fonction de l'éclairement et de la température.

Quant au troisième, une modélisation du rayonnement solaire, d'un module photovoltaïque, de la batterie et le dimensionnement de la station de protection cathodique alimentée par énergie solaire photovoltaïque est élaborée.

Le quatrième chapitre est consacré au système de régulation. Les circuits de base de ce régulateur sont les convertisseurs DC/DC (dévolteur- survolteur) avec la commande de leurs rapports cycliques. Nous avons simulé la commande du hacheur survolteur-dévolteur.

Quant au dernier chapitre, il est consacré à la présentation et l'interprétation des résultats obtenus par les différents programmes.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse du travail effectué avec les principaux résultats obtenus, puis les perspectives et notamment les améliorations susceptibles d'être apportées.

1. Introduction

Quelques métaux comme l'or ou le platine sont thermodynamiquement stables et se trouvent sous forme métallique, mais la plupart sont en général sous forme d'oxydes, de sulfures, de sulfates, de carbonates ou de chlorures qui constituent les principaux types de minerais. Réduits à l'état métallique, ils ont tendance, à revenir à la forme oxydée qui est leur forme thermodynamique stable. Donc, un métal conservé dans le vide ou ayant une surface parfaitement isolée reste indéfiniment stable [1, 2]. Si l'isolation est imparfaite, la surface du métal en contact avec le milieu ambiant peut subir des modifications, par conséquent, le métal devient sensible à la corrosion qui se manifeste sous des aspects très variés.

La corrosion des matériaux entraîne un gaspillage de matières premières et d'énergie [1, 3, 4]. De plus, les pertes indirectes causées par la corrosion sont souvent supérieures aux pertes directes. Si l'on doit par exemple remplacer un tuyau d'eau chaude noyé dans le mur en béton d'un immeuble, les frais de réparation dépassent largement le prix du composant. De plus actuellement, au niveau mondial, on estime que la corrosion détruit un quart de la production annuelle d'acier, soit 5 tonnes par seconde [1, 5, 6].

Vu ces pertes très élevés, il est donc indispensable de trouver un moyen efficace de prévention pour arrêter le processus de corrosion, plusieurs moyens de lutte contre la corrosion se trouvent, mais la plus sûre et la plus répandue est la protection cathodique.

Dans ce qui suit nous allons présenter les principales notions sur le phénomène de corrosion et sur les différents moyens de lutte contre la corrosion.

2. La corrosion

2.1 Introduction

D'après la norme DIN 50900/1 [7], la corrosion est la réaction que subit une pièce métallique au contact de son environnement à savoir une modification mesurable de cette pièce pouvant entraîner une détérioration due à la corrosion. Cette réaction peut être électrochimique, chimique ou physico-chimique. Une réaction électrochimique a lieu en présence d'un électrolyte (terre, eau, atmosphère) qui l'entoure.

Il se forme un élément corrosif comprenant, électrolyte, cathode et anode. Le moteur responsable de l'attaque corrosive est la différence de potentiels d'équilibre des réactions partielles sur l'anode et la cathode, qui est au maximum de l'ordre de 1,5 Volt. Mais cette différence peut augmenter, par exemple par des courants vagabonds provenant d'autres installations, ce qui accélère la corrosion. Le métal ayant le potentiel le plus faible tend à céder des électrons, par exemple, à l'oxygène présent dans le sol [7].

L'importance de la corrosion dépend de la nature du métal - les métaux les plus électro-négatifs (magnésium, zinc, aluminium,...) ne se corrodent pas. La corrosion dépend de l'environnement de la structure, qu'est le facteur déterminant dans le développement de la corrosion.

Parmi les facteurs jouant un rôle important, on peut citer :

- L'humidité de l'atmosphère;
- La température;
- Eau douce ou salée;
- Nature et degré d'humidité du sol;
- La présence de micro-organismes, etc.

Dans la corrosion humide, elle a lieu à l'interface métal/solution aqueuse pour une température ordinaire, mais jamais élevée (eau liquide). Dans la corrosion sèche, l'attaque oxydante se produit principalement à l'interface gaz/métal à température généralement élevée [1, 5, 8].

2.2 La corrosion aqueuse

2.2.1 Introduction

La corrosion généralisée c'est la dissolution des métaux dans l'eau par oxydation. La corrosion aqueuse est de nature électrochimique. Elle est caractérisée par l'apparition de courant électrique par déplacement des électrons au sein de la structure métallique.

Les exemples les plus connus sont les altérations chimiques des métaux dans l'eau (avec ou sans oxygène) telles la rouille du fer et de l'acier, ou la formation de vert-de-gris sur le cuivre et ses alliages (bronze, laiton).

2.2.2 Corrosion généralisée

La corrosion des métaux consiste en leur oxydation, qui est un retour à leur forme thermodynamique stable, il s'agit d'une réaction chimique au cours de laquelle un composé considéré cède des électrons.

Par exemple, le fer s'oxyde en présence du dioxygène de l'air pour former de l'hématite (Fe_2O_3) :



Et peut s'écrire :



Le fer perd des électrons, on dit qu'il est oxydé. L'oxygène gagne, on dit qu'il est réduit.

La corrosion des métaux en milieu aqueux résulte de l'oxydation du métal, par le dioxygène de l'air qui est dissout dans l'eau ou par des ions, si le milieu est une solution acide le métal se dissout avec un dégagement de dihydrogène.



La stabilité du fer dans l'eau dépend du :

- pH (la concentration d'ions H_3O^+ dans l'eau) ;
- potentiel électrique de la pièce en fer par rapport à la solution (capacité des électrons perdus par le fer).

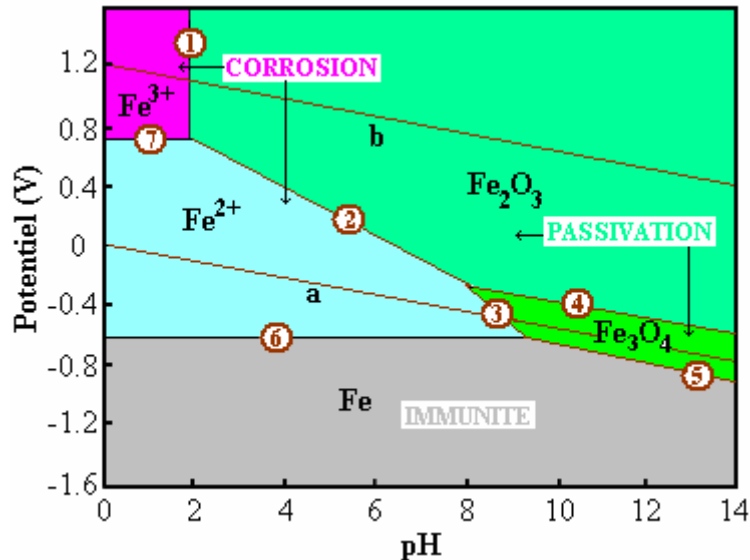


Fig. 1. Diagramme potentiel- pH simplifié du fer à 25°C.

D'après le diagramme, on a les zones de stabilité du fer (Fe), de l'ion Fe^{2+} , de l'ion Fe^{3+} et les zones de passivation. Ce diagramme est le diagramme de **Pourbaix**, et peut être tracé pour tous les métaux. Si le couple (E , pH) se situe dans une zone de stabilité, le métal est protégé contre la corrosion généralisée.

2.2.3 Corrosion galvanique

2.2.3.1 Introduction

Deux métaux différents en contact créent une pile électrochimique. Un des métaux s'oxyde et se dissout (anode), sur l'autre on a une réduction (cathode), ce qui conduit au dépôt d'une couche de produits de réaction.

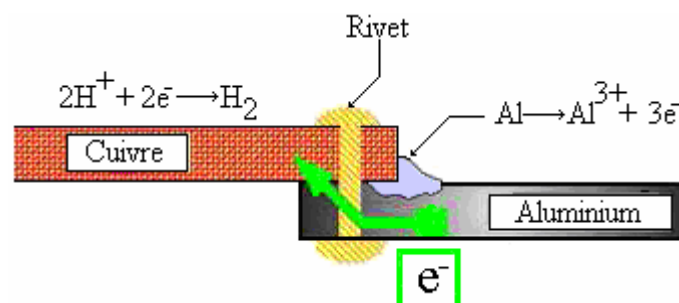


Fig. 2. Exemple de corrosion galvanique pour un assemblage de tôles aluminium et cuivre par un rivet sans isolation.

2.2.4 Corrosion par pile de concentration

2.2.4.1 Introduction

C'est un cas très proche de la corrosion galvanique. Mais la corrosion est sur le même métal. Elle a lieu lorsque la composition du milieu qui baigne le métal varie en concentration.

La différence de potentiel électrochimique est déterminée par le couple métal/milieu, il suffit que l'un d'eux varie pour que la différence varie. On peut avoir par exemple une pile qui se crée entre le milieu et l'extérieur de la pièce, donc une corrosion accélérée.

2.2.4.2 Corrosion par aération différentielle

Elle se produit pour un même métal en contact avec deux milieux de teneurs en oxydant différentes. Par exemple, si un métal est planté dans la terre, on a deux milieux l'un est proche de la surface (riche en dioxygène) l'autre est la partie profonde, d'où la création d'une pile. Un autre cas c'est lorsqu'une pièce n'est peinte qu'en partie.

3. Protection et lutte contre la corrosion

3.1 Introduction

Vu les pertes très élevées, il est donc indispensable que la protection contre la corrosion soit dès la phase de conception d'une installation, pour éviter n'importe quel problème surtout dans le cas des industries sensibles telles que le nucléaire, l'industrie chimique ou l'aéronautique...

3.2 Moyens de lutte contre la corrosion

Plusieurs moyens de lutte contre la corrosion existent, qui peuvent être soit passive (interposition d'une barrière entre le métal et l'environnement agressif : peinture et revêtement) soit active (par apport d'énergie extérieure qui empêche l'amorce du processus de corrosion), ou intégrale (une protection passive conjuguée à une protection active), on peut citer les moyens suivantes :

3.2.1 Moyens naturels

On choisissant le matériaux permettant d'éviter ou de minimiser la corrosion. On peut choisir, par rapport au coût, des matériaux ou alliages passifs, patinables. On peut aussi limiter la corrosion en agissant sur la conception de l'installation et par le choix des formes de pièces.

3.2.2 contrôle du milieu corrosif

On peut parfois agir sur certains paramètres physico-chimiques, la température, le pH (alcalinisation), le dégazage, le pouvoir oxydant (désaération, addition de produit oxydants...).

3.2.3 Emploi d'additifs chimiques a faible concentration

C'est le cas des inhibiteurs de corrosion et des bactéricides ;

Un inhibiteur : est une substance chimique que l'on ajoute en petite quantité au milieu pour diminuer la vitesse de corrosion du matériau métallique à protéger. Leur domaine d'utilisation recouvre les milieux acides, la vapeur, et les eaux de refroidissement [1, 2, 4, 5, 6].

En général, les inhibiteurs sont classés en fonction de leur mode d'action. On distinguera ainsi :

- Les inhibiteurs anodiques ou passivant ;
- Les inhibiteurs cathodiques ;
- Les inhibiteurs induisant une précipitation ;
- Les inhibiteurs organiques.

3.2.4 Traitements de surfaces et revêtement

Le but est de constituée une barrière aussi parfaite que possible entre le milieu agressif et le métal. On distingue les traitements de surfaces (phosphatation, chromatisation, anodisation...).

3.2.5 Protection électrochimique

Elle consiste à contrôler les réactions d'oxydoréduction qui se produisent lors de la corrosion, par modification du comportement électrochimique du métal dans son milieu par l'intermédiaire d'un courant électrique, ce qui va imposer au métal à protéger une valeur de potentiel pour laquelle la vitesse d'attaque devient très faible, et même nulle.

On distingue la protection *anodique*, d'origine plus récente, et assez peut utilisé, elle repose sur le maintien du potentiel d'un alliage passivable dans un domaine de passivité stable, en élevant son potentielle sous l'effet d'un courant anodique [4].

La protection *cathodique* d'un ouvrage métallique en contact avec un électrolyte, beaucoup plus répandue, et objet de notre thèse, consiste au contraire, à abaisser le potentiel d'électrode du métal à un niveau suffisamment bas pour arrêter la corrosion, sous l'effet d'un courant cathodique. Ce principe trouve son application dans la pile élémentaire où l'une des électrodes (anode) est toujours corrodée alors que l'autre (cathode) ne l'est pas [4, 9].

4. La protection cathodique

4.1 Introduction

Le principe de la protection cathodique est connu depuis longtemps, car les premières observations sont dues à Sir Humphry Davy, de la British Navy qui remarqua en 1824 que lorsque deux métaux différents (Cu et Zn) plongés dans un milieu corrosif sont reliés électriquement, la vitesse de corrosion de l'un augmente alors que celle de l'autre diminue. Peu après, H. Becquerel préconisa l'utilisation de lames de zinc pour la protection des conduites en fonte [9].

L'injection d'électrons, qui ne proviennent pas de la destruction de la structure à protéger, peut neutraliser les agresseurs présents dans le sol, et les convertir en substances inoffensives telles que les ions hydroxyle, les électrons nécessaires sont produits par dissolution d'une anode sacrificielle ou par un générateur de courant de protection [7].

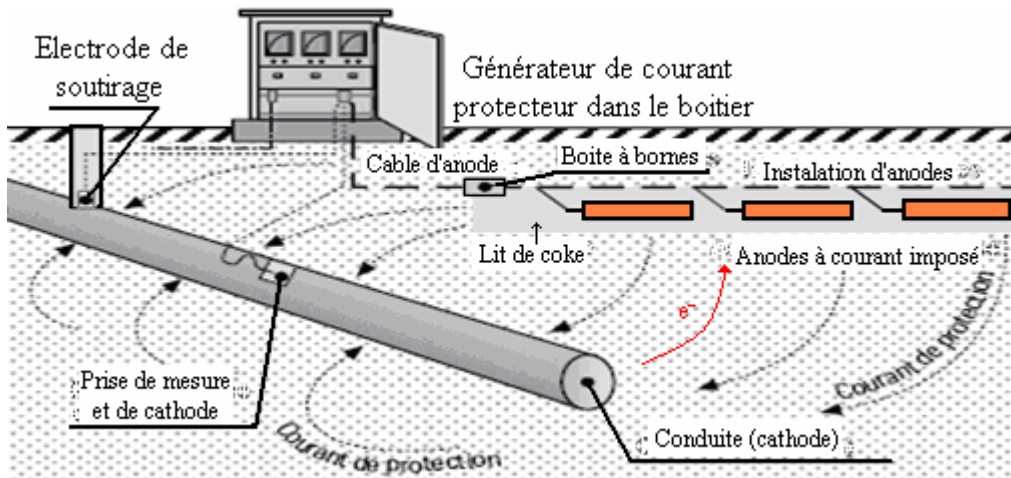


Fig. 3. Schéma d'une installation de protection cathodique contre la corrosion d'une conduite.

L'aménée du courant de protection qui passe entre la surface à protéger (cathode) et une électrode auxiliaire (anode) entraîne une baisse de potentiel. Celle-ci est en même temps l'indicateur le plus important de l'efficacité de la protection cathodique. L'installation est alors suffisamment protégée quand le potentiel de protection à l'interface métal / électrolyte est inférieure à E_p , potentiel de protection en dessous duquel la réaction d'oxydation du métal devient négligeable [1, 2, 4, 10, 11].

La condition $E < E_p$ est vérifiée par la mesure du potentiel en chaque point de l'installation, c'est-à-dire que le courant anodique passant de la structure à protéger vers le milieu corrosif est négligeable. Théoriquement, E_p est définie à partir de la loi de Nernst par l'équation suivante [1] :

$$E_p = E_0 + \frac{RT}{zF} \ln 10^{-6} \quad (1.4)$$

E_p correspond donc dans ce cas à la valeur du potentiel pour laquelle l'équilibre électrochimique s'établit à $10^{-6} \text{ mol.l}^{-1}$ de métal en solution (valeur utilisée dans les diagrammes de Pourbaix pour définir la frontière du domaine d'immunité) [1, 5, 12, 13].

Le critère de protection cathodique choisi est donc le potentiel minimal, auquel il faut porter le métal par rapport au sol. Cette mesure s'effectue à l'aide d'une électrode de référence généralement au cuivre/sulfate de cuivre ($\text{Cu} / \text{CuSO}_4$). Dans des conditions la protection cathodique [4].

Du fer	est assuré en dessous de -0.850 V.
Du cuivre	est assuré en dessous de -0.250 V.
Du plomb	est assuré en dessous de -0.580 V.

La densité de courant cathodique J_p nécessaire pour obtenir E_p peut être déduite des courbes de polarisation cathodique et anodique représentées sur la figure suivante :

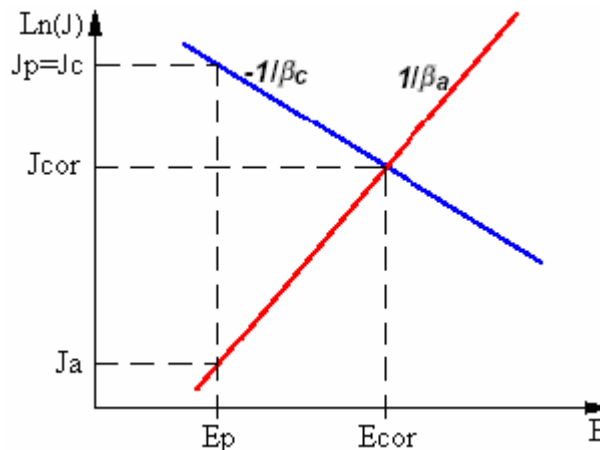


Fig. 4. Principe de la protection cathodique : courant et potentiel de protection.

J_a : densité de courant partiel anodique due à l'oxydation, qu'est négligeable,

J_p : densité de courant de protection nécessaire équivaut, pratiquement compenser avec J_c ;

J_c : densité de courant cathodique due à la réduction de l'oxydant, à ce potentiel ($J_p = J_c - J_a = J_c$) [1, 12].

4.2 Protection cathodique par anodes sacrificielles

Appelées également anode réactives ou anode solubles, elle a pour but de mettre à profit l'effet du couple galvanique (pile) créée par l'association, dans un même électrolyte, de deux métaux différents : le métal à protéger et un métal moins noble qui constitue l'anode.

Dans le cas de la protection de l'acier, les anodes utilisées sont à base de zinc (potentiel adapté à la protection en eau de mer, excellent rendement ; mais portée et température limitée et coût et poids plus élevé ; elle est utilisée dans des conduites enterrées de faible longueur, ouvrages immergés telle que les coques de navires), d'aluminium (potentiel adapté à la protection en eau de mer, coût faible, actives aux températures élevées ; mais avec une chute de rendement, et elle est déconseillé pour le sol) ou de magnésium (potentiel fort donc une portée élevée, la polarisation est rapide et son poids et faible ; mais elle a une faible durée de vie, faible rendement en eau de mer et un coût plus élevés ; elle est utilisée pour la protection de conduites enterrées sur de faible longueurs). Le potentiel électrochimique, la capacité de courant et le taux de consommation de ces alliages sont supérieurs pour la protection cathodique à ceux du fer [4, 14].

Dans ce type de protection, l'anode se consomme par dissolution en portant la surface du métal à protéger au delà de son potentiel d'immunité.

Pour que cette protection existe il faut que :

- la pile débit, donc que l'anode soit reliée électriquement à l'ouvrage ;
- la surface à protéger et l'anode soit plongées toutes deux dans le même milieu électrolyte ;
- l'installation soit adaptée à la surface à protéger (nombre, dimension, et répartition des anodes).

Pour connaître la quantité et le type d'anodes nécessaires pour une structure donnée, il faut déterminer la dimension (longueur et diamètre) et la nature de la surface exposée à la corrosion (résistance de contact au sol et la résistivité du sol), et la durée de vie qu'on espère pour la structure car la protection par anode sacrificielle n'a pas une durée indéterminée ; elle s'arrête avec la disparition de l'anode. La nature de l'agent corrosif (la température et la salinité par exemple) influe aussi.

4.3 La protection cathodique à courant imposé

Pour des grandes installations ou dans le cas d'un mauvais revêtement, les anodes sacrificielles peuvent ne pas délivrer suffisamment de courant pour une protection efficace.

La protection cathodique à courant imposé, appelée aussi protection par soutirage de courant, où des anodes sont connectées à une source de courant continu permanent ou cyclique (le redresseur de courant fonctionne suivant des séquences de temps prédéfinies) qui débite dans un circuit comprenant : Un déversoir (masse anodique), l'électrolyte (sol ou eau) et la structure à protéger [4, 14].

4.4 Réalisation de la protection cathodique

- **Emplacement des anodes**

Il est imposé par des considérations géométriques ou techniques, si le choix est possible ou si la corrosion est uniforme, la répartition des anodes est de façon régulière. Par contre, si la corrosion est localisée, on pose les anodes près d'une zone cathodique. De même, lorsqu'il y a circulation de liquide, on placera les anodes dans les régions les plus aérées [1].

- **Mode d'imposition du courant**

Dans le cas la protection par anode sacrificielle, le métal à protéger est moins électro-négatif par rapport à celui de l'anode, la différence possible étant due à la chute de potentiel introduite par la résistance de la liaison entre anode et cathode [9].

Dans le cas de la protection à courant imposé, il s'agit d'une véritable cellule d'électrolyse et le potentiel du métal à protéger sera inférieur à celui de l'anode. Ce paradoxe apparent résulte du fait que dans le premier cas le système se comporte comme une pile (générateur de courant), alors que dans le second cas il est relié à un générateur de courant extérieur [1, 2, 4, 5].

- **Choix des anodes sacrificielles**

Les anodes sacrificielles doivent satisfaire aux conditions suivantes [1, 4] :

- Un potentiel d'électrode suffisamment négatif pour polariser rapidement le matériau à une valeur suffisante;
- Elles ne doivent pas se polariser lors du passage du courant, les produits de corrosion ne doivent pas former de film adhérent susceptible de modifier la valeur du potentiel;
- Elles doivent se corroder de manière uniforme dans le milieu considéré, et ne pas être fortement attaquées en l'absence de courant;

- Elles doivent avoir une bonne conductibilité, une bonne résistance mécanique, et pouvoir être obtenues facilement dans des formes et des dimensions variées;
- Le coût doit être supportable.

- **Choix des anodes à courant imposé**

Les anodes dans le cas de la protection à courant imposé doivent vérifier les critères suivants [1, 4] :

- Elles ne doivent pas être attaquées par le milieu corrosif;
- Elles doivent avoir une bonne conductibilité, ainsi qu'une bonne résistance mécanique;
- Elles ne doivent pas être trop onéreuses.

Dans la pratique on utilise des alliages tels que : le fer-silicium avec du chrome (faible addition), les graphites, (ces deux sont fragiles, et sont utilisés pour protéger des structures enterrées) ou des alliages de plomb avec l'argent, l'antimoine ou l'étain. On emploie aussi parfois le platine, ou les alliages platine-iridium et platine-palladium...

Le tab. 1. montre les avantages et les inconvénients des deux types d'anodes précédentes [1].

Tab. 1. Avantages et inconvénients des anodes sacrificielles et anodes à courant imposé.

<u>Anodes sacrificielles</u>	<u>Anodes à courant imposé</u>
<p><u>Avantages :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • La f.e.m est fournie par l'électrode • Peu de surveillance • Installation facile • Pas d'isolement. <p><u>Inconvénients :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Source de courant onéreuse • Débit dépendant du bon contact avec le métal à protéger • Systèmes lourd et encombrant. 	<p><u>Avantages :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Le courant est ajusté à la valeur voulue • Système léger, peu d'anodes • Énergie électrique peu coûteuse <p><u>Inconvénients :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Difficulté d'installation • Coût élevé d'installation (isolation, écrans diélectriques) • Système fragile et vulnérable.

4.5 Principaux domaines d'application

Les applications de la protection cathodique concernent un grand nombre de domaines, elle est généralement utilisée avec un autre mode de protection, revêtement ou par peinture, pour limiter la densité de courant fournie par les anodes ou le générateur. Parmi les principaux domaines d'application on peut citer [1, 15] :

- Les structures enterrées : il s'agit des réseaux et canalisations souterrains (eau, gaz, pétrole...), des cuves et réservoirs de stockage, etc. dans ce cas la disposition des anodes est fonction de la taille des installations.
- Les structures immergées : carènes ou installations fixes (jetées, appontements, plates-formes de forage offshore) en eau de mer ou en eau douce.

- Les structures contenant l'agent corrosif : réservoirs, citernes, cales de navires, conduites, condenseurs...
- Plus certains câbles électriques, les structures portuaires, et fluviales, les coques de bateaux, et les réalisations en béton armé (Ponts. Tunnels, etc.).

5. La Protection Cathodique par soutirage de courant

Ce mode de protection est basé sur la mise à profit d'un courant électrique injecté dans l'électrolyte à partir d'une anode (déversoir), on utilise une source de courant continue qui permet de polariser les structures métalliques et les rendre entièrement cathodique, dont la borne positif est relié à l'anode et la borne négatif à la structure, sachant que si deux électrodes de même métal sont soumises à une différence de potentiel, celle du côté positif se corrode. Ce système est dit «énergisé» ou «à soutirage de courant», et c'est le mode de protection le plus utilisé. C'est ce qui est étudié dans le cadre de ce travail [9, 16].

5.1 Critère de la protection cathodique

Si le principe est simple, la réalisation est plus difficile. C'est pourquoi les praticiens ont adopté plusieurs critères de protection cathodique souvent basés sur l'expérience. Le critère le plus utilisé est le critère de potentiel, car c'est le plus aisé à appréhender.

D'après Pourbaix, le seuil théorique d'immunité d'un métal plongeant dans une solution est déterminé à l'aide des diagrammes construits par ce dernier. Ce sont des diagrammes théoriques dont la construction a été basée sur les équilibres chimiques et électrochimiques.

Le National Bureau of Standard (NBS) aux Etats-Unis a fait de nombreux essais tant en laboratoire que dans des sols naturels très divers et a admis que pour l'acier dans le sol, la valeur de seuil d'immunité est de $-0.850V$ par rapport à l'électrode $Cu/CuSO_4$. Cette valeur est retenue dans le document standard de NACE (National Association of Corrosion Engineers) [1, 2, 4, 13].

5.2 Technique de protection cathodique par soutirage de courant

5.2.1 Principe

Cette technique consiste à soutirer la quantité de courant nécessaire à la protection par l'intermédiaire d'une source électrique. Cette source débite dans un circuit comprenant :

- Un déversoir;
- L'électrolyte;
- La structure à protéger.

Comme il a été déjà cité plus haut, le pôle positif de la source est relié au déversoir, alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger.

Les entrées de courants diminuent au fur et à mesure que l'on s'éloigne du poste de soutirage, donc par conséquent il faudrait qu'aux points extrêmes (par rapport au poste de soutirage), on aura le potentiel minimal de protection du métal considéré [2, 4, 5, 9, 12, 13].

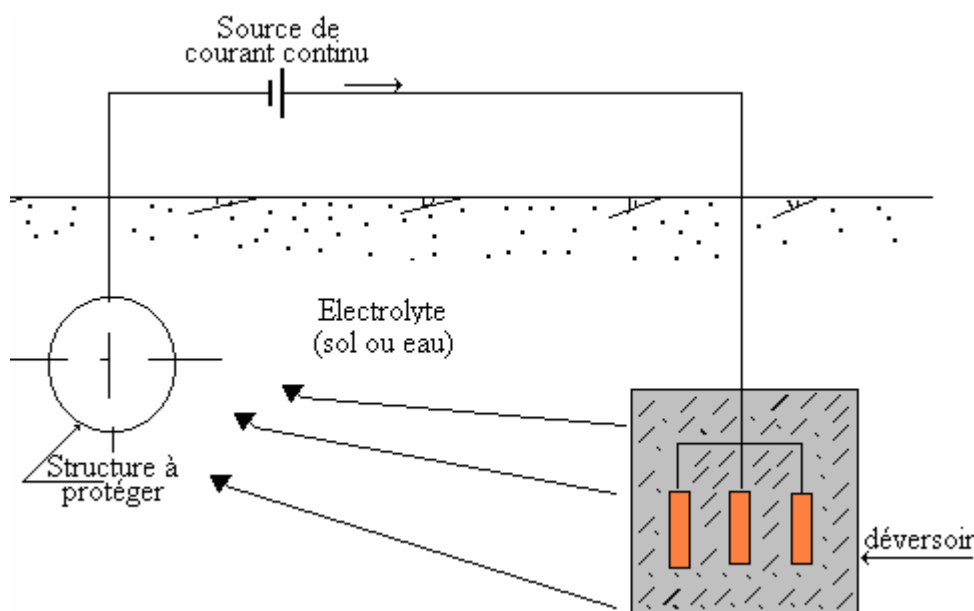


Fig. 5. Principe de la protection cathodique par soutirage de courant.

Le courant venant du déversoir traverse le sol, puis entre dans la structure créant ainsi l'abaissement de potentiel recherché.

Dans le cas de structures en acier enterrées dans le sol ou immergées dans l'eau de mer, l'immunité est obtenue lorsque le potentiel, mesuré avec une électrode de référence au cuivre/sulfate de cuivre saturé (Cu/CuSO_4) est inférieur à -0.850 Volt en tous points de la structure. Généralement, et pour tenir compte de phénomènes annexes (présence de bactéries, par exemple), la valeur limite que l'on cherche à atteindre est d'environ de -1 Volt [5].

5.2.2 Choix de l'emplacement du poste de soutirage

Le meilleur emplacement du poste est celui qui permet d'assurer la protection la plus efficace sur la plus grande portée pour une puissance minimale, en tenant compte des paramètres suivants [1, 2, 4, 5, 6, 15] :

1. la forme générale de la structure et sa longueur;
2. l'ensoleillement (dans le cas où la source serait un générateur photovoltaïque);
3. le degré d'agressivité des sols où les conduites sont posées;
4. la faible résistivité des terrains;
5. le ou les points les plus favorables à l'installation de la prise de terre;
6. l'encombrement du sol en structures diverses;
7. la facilité d'accès.

5.2.3 Réalisation des soutirages

La technique de protection cathodique par courant imposé se définit par les deux paramètres suivants [4, 5] :

- la densité de courant de protection;
- les caractéristiques du générateur.

5.2.3.1 La densité de courant de protection

L'abaissement de potentiel d'un métal à une valeur donnée est obtenu en injectant dans ce métal une densité de courant nécessaire à cet abaissement. La densité de courant qui est l'intensité par unité de surface, dépend essentiellement [2, 4, 6, 15, 17] :

- de la qualité d'isolement du revêtement;
- de l'agressivité du milieu environnant.

Cette densité est définie par une valeur moyenne égale à la totalité du courant de protection divisée par la surface totale de l'ouvrage à protéger.

5.2.3.2 Les caractéristiques du générateur

Le débit de l'appareil est défini par la loi d'ohm [4, 9, 17] :

$$I = \frac{U_p}{R_t} \quad (1.5)$$

Où U_p : est la tension de la source de courant continu, et R_t : est la résistance du circuit.

La tension U_p se situe habituellement dans la catégorie très basse tension (TBT) inférieure à 50 Volt. Néanmoins, il peut arriver que la tension délivrée par le générateur soit supérieure à la limite de la TBT [4].

La résistance du circuit est en général conditionnée par la résistance de la masse anodique. Il y a donc intérêt à obtenir pour cette masse anodique, une résistance aussi faible que possible. Cependant, dans certains cas particuliers (revêtement à forte valeur d'isolement), la résistance de contact avec le sol de la structure n'est pas négligeable et doit être prise en compte dans la valeur de la résistance du circuit. Il est très important de noter que si, par exemple, un poste débitant 10 A protège 10 km de conduite, ce même poste débitant 20 A ne protégera pas 20 km, mais une longueur inférieure due à l'atténuation exponentielle.

5.3 Constitution des systèmes de protection cathodique par soutirage de courant

Tous les postes de protection cathodique par soutirage de courant comprend essentiellement [4, 5, 9, 12, 13, 15] :

1. La source d'énergie;
2. Le déversoir;
3. Les câbles de liaison;
4. L'appareillage électrique auxiliaire [Annexe A].

5.3.1 La source d'énergie

N'importe quelle source de courant continu conviendra à condition que son débit se maintienne dans le temps, et elle peut être : des transformateurs ~ redresseurs, des groupes électrogènes, des turbogénérateur ou groupe thermodynamique électrique, des générateurs thermoélectriques, des éoliennes ou des générateurs photovoltaïques :

L'énergie solaire captée par les modules photovoltaïques se transforme sous forme électrique, le courant continu résultant, et par l'intermédiaire d'un régulateur, charge les accumulateurs, qui stockent l'énergie, qui sera utilisé aux périodes de moindre éclaircissement.

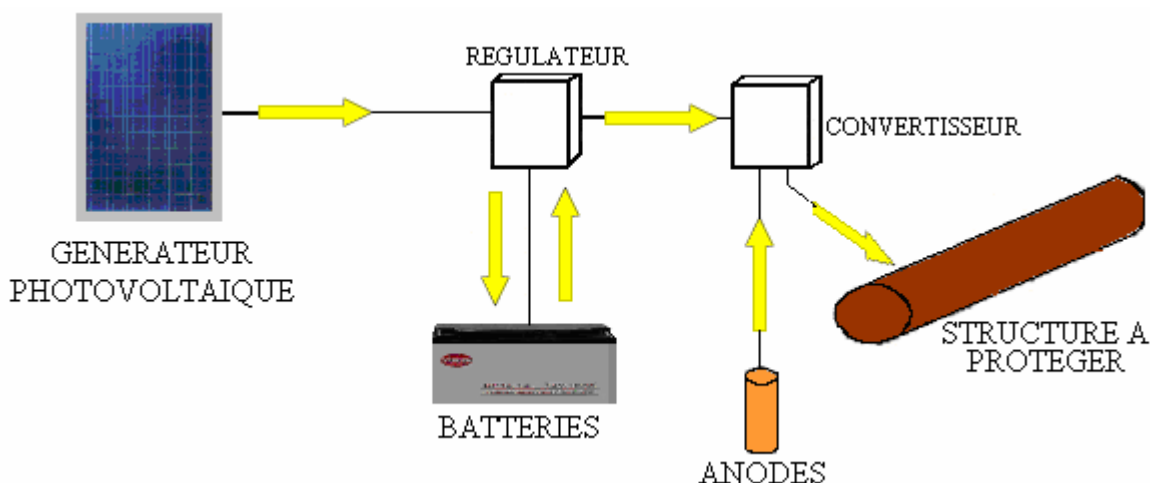


Fig. 6. Schéma synoptique de la protection cathodique photovoltaïque.

Leur souplesse d'utilisation est remarquable. Il est en effet facile et peu onéreux d'installer de petits générateurs d'appoint, à l'endroit précis où pour des causes diverses, un renforcement de la protection cathodique est nécessaire.

Les principaux avantages des soutirages électro - solaires sont [4, 9] :

- la simplicité, le courant est continu (élimination du convertisseur AC/ DC et redresseur) ;
- Souplesse d'utilisation et d'installation ;
- l'économie d'utilisation (aucune énergie externe);
- la sécurité : le système travail en basse tension;

Et comme inconvénients, on a [9]:

- Un risque de vol des modules;
- Un risque de dégradation due à la malveillance;
- La limitation pratique de la puissance à quelques centaines de watts.

5.3.2 Les déversoirs ou masses anodiques

5.3.2.1 Généralités

Les déversoirs sont des masses en matériaux conducteurs dont le rôle est d'injecter le courant dans l'électrolyte ou se trouve la structure à protéger, ils sont branchés à la borne positive du générateur de courant. Leur résistance de contact avec le sol doit être la plus faible possible pour limiter la puissance du générateur de courant et la consommation de l'énergie électrique, ceci est obtenu par :

- Un choix des matériaux constituant les anodes par rapport à leur consommation par unité de courant.
- Installation des déversoirs dans des zones à faible résistivité puis les posés dans des milieux appropriés à faible résistivité électrique tels que la poussière de coke ($\rho_F < 100 \Omega.cm$).
- Utilisation des formes de déversoirs à grandes surfaces de contact.

Dans certains cas, pour limiter la résistance de terre du déversoir, on est amené à réaliser des puits atteignant la centaine de mètres de profondeur [2, 4, 6, 17, 18].

5.3.2.2 Choix des matériaux constituant les anodes

Le choix des matériaux constituant les anodes dépend de plusieurs critères, à savoir : le milieu de pose des anodes, la consommation (durée de vie) et le coût des anodes, et la densité de courant admissible.

Les anodes sont classées en trois grandes familles [2, 4, 6, 17] :

- **Consommable** : ce sont généralement des ferrailles telles que les rails en fer, les tubes en acier ou fonte, etc. Leur utilisation est intéressante lorsqu'elles sont près de la structure. Mais leur coût augmente si on doit transporter les rails, les souder puis les enterrer.
- **Peu consommable** : On peut citer les anodes en graphite imprégné, ferro – silicium, alliages d'argent etc. Mais les plus utilisées sont les anodes en ferro-silicium constitué par une fonte comprenant une portion de silicium, et leur durée de vie dépend de la densité de courant de protection et de leur milieu.
- **Très peu consommable** : Ce type d'anode est constitué par un mélange de métal qui sert de support tel que le tantale, le titane ou le platine etc. dont la consommation est très faible. Mais l'inconvénient majeur est dans leur prix très élevé [4].

Le tableau (Tab. 2.) donne quelques caractéristiques des différents types d'anode

Tab. 2. Caractéristiques des différents types d'anodes.

Type d'anode		Consommable	Peu consommable	Très peu consommable
Exemple		Ferrailles (rails)	Ferro-silicium	Titane platiné
	Milieu	Convient à tous les milieux	Convient à tous les milieux	Eau de mer ou eau douce
	Consommation	9 kg/A.an	0.3 kg/A.an	9 mg/ A.an
Caractéristiques	Densité de courant admissible	Pas limité	0.2 A /dm ²	5 à 7 A /dm ²
	Masse volumique	7.8 g/ cm ³	6.8 à 7 g/ cm ³	4.5 g/ cm ³

5.3.2.3 Différents types d'installation des anodes :

L'installation des anodes dépend de l'évolution de la résistivité électrique du sol, pour cela on prévoit différents montages qui peuvent diminuer la résistance de contact entre l'anode et la terre et donc limiter la puissance fournie par le générateur [2, 4, 6, 11, 12, 17].

a) Déversoirs de surfaces:

Suivant leur positionnement deux types d'anodes existent :

- **Anodes placées horizontalement :** Les déversoirs horizontaux sont réalisés lorsque la résistivité électrique du sol est faible en surface et lorsqu'on a suffisamment de terrain, ils sont fréquemment utilisés, leur pose est plus simple et demande moins de moyennes.

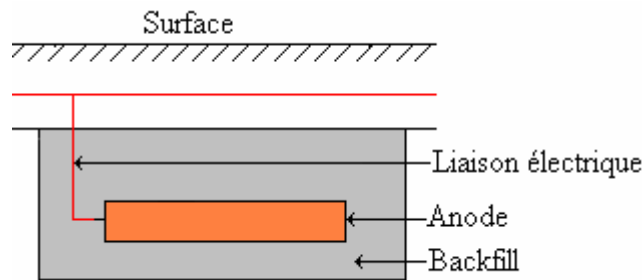


Fig. 7. Schéma de pose d'une anode horizontale.

La résistance de terre des déversoirs horizontaux est élevée, mais on peut l'adapter facilement, en prolongeant la longueur du lit d'anodes. La résistance est donnée par la formule suivante [4] :

$$R_D = \frac{\rho_s}{4.\pi.L_D} \cdot \left(Ln\left(\frac{L_D + \sqrt{d^2 + L_D^2}}{-L_D + \sqrt{d^2 + L_D^2}}\right) + Ln\left(\frac{L_D + \sqrt{(4Pr - d)^2 + L_D^2}}{-L_D + \sqrt{(4Pr - d)^2 + L_D^2}}\right) \right) \tag{1.6}$$

- **Anodes placées verticalement** : Le procédé consiste à enterrer les anodes verticalement dans un trou creusé au fond d'une tranchée à une profondeur comprise entre un et deux mètres selon la nature du terrain [9].

La résistance de terre d'une anode posée verticalement près de la surface est donnée par la formule de Dwight suivante [4] :

$$R_D = \frac{\rho_s}{2\pi \cdot L_D} \left(\ln \frac{8L_D}{d} - 1 \right) \quad (1.7)$$

L'abaissement de la résistance de terre du déversoir nécessite une connexion de plusieurs anodes en parallèle (Fig. 8.).

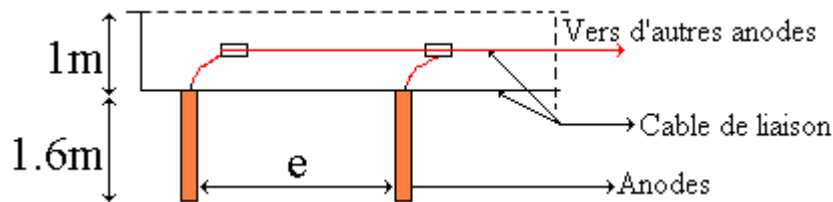


Fig. 8. Schéma de pose de N anodes verticales.

Et pour N anodes posées verticalement, la résistance totale de terre du déversoir devient [5] :

$$R_D = \frac{\rho_s}{\pi \cdot N_{ano}} \left(\frac{1}{2 \cdot L_D} \left(\ln \left(\frac{8L_D}{d} \right) - 1 \right) + \frac{1}{e} \left(\frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{N_{ano}} \right) \right) \quad (1.8)$$

Ou bien

$$R_D = \frac{\rho_s}{2\pi \cdot L_D \cdot N_{ano}} \left(\ln \left(\frac{8L_D}{d} \right) - 1 + \frac{2 \cdot L_D}{e} \ln(0.656 N_{ano}) \right) \quad (1.9)$$

b) Déversoirs de profondeur :

Ce genre de déversoirs est utilisé lorsque :

- On ne peut pas avoir une bonne répartition du courant sur la structure à protéger, par un déversoir de surface.
- Il y a risque d'interférences sur les structures voisines.
- La résistivité du sol en surface ne permet pas une valeur acceptable de la tension à la sortie du générateur.
- On doit travailler dans des surfaces limitées.

Le procédé consiste à réaliser un trou profond dans le cuvelage en acier de manière à atteindre un sol présentant une décroissance net de résistivité, ensuite forer au dessous de cette profondeur un trou suffisant à recevoir les d'anodes prévues (Fig. 9.).

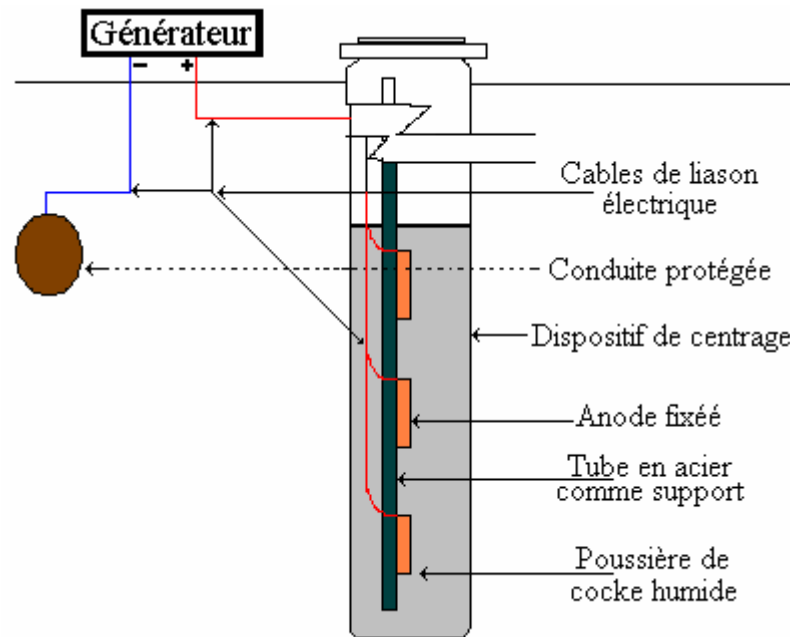


Fig. 9. Schéma d'un déversoir de profondeur.

La résistance du déversoir est donnée par la formule :

$$R_D = \frac{\rho_s}{2.\pi.L_D} \left(\frac{8L_D}{d} - 1 \right) \quad (1.10)$$

Il existe des cas où la résistance de terre n'est pas faible quelque soit le type de déversoir, pour cela on utilise un mélange dit régulateur à faible résistivité "backfill", avec une résistivité inférieure à 100 Ω .cm.

Le backfill (mélange régulateur composé de poudre de graphite) a pour rôle, l'homogénéisation de la corrosion des anodes (répartition de la consommation sur toute la surface de l'anode), l'augmentation de la durée de vie de ces dernières, et la diminution de la résistance de terre des déversoirs [4].

5.4 Câbles de liaison et raccords isolants

5.4.1 Câbles de liaison

Les câbles de liaisons entre le générateur, le déversoir, et la structure à protéger doivent avoir [4, 6] :

- Une faible résistance.
- Un très bon isolement par rapport au sol, surtout les liaisons allant vers les déversoirs.

Les câbles électriques les plus utilisés aujourd'hui, sont ceux à double isolement type unipolaire avec isolation en polyéthylène, gaine de bourrage et enveloppe extérieur en PVC [4].

Tab. 3. Section des câbles électriques en fonction de l'intensité de courant circulant.

Intensité de courant (A)	5	10	15	20	35	45	60
Section de câble ($m m^2$)	10	16	25	35	50	70	95
Résistance ($m.\Omega$) pour 100m	174	112	71	51	36	26	19

5.4.2 Les joints isolants

Le rôle des joints isolants est de créer une discontinuité électrique. Le revêtement des conduites sert à les isoler du milieu environnant, ce qui permet d'assurer la protection cathodique avec de faibles densités de courant. Pour cela il faut isoler les conduites de toutes les installations auxquelles elles sont reliées, et chaque extrémité d'un pipeline devra être munie d'un joint isolant afin de limiter la protection cathodique à la partie enterrée. Ceci est une règle générale pour toute conduite enterrée [4, 9].

Les joints isolants sont généralement en plastiques la figure suivante montre un joint isolant sur une conduite.

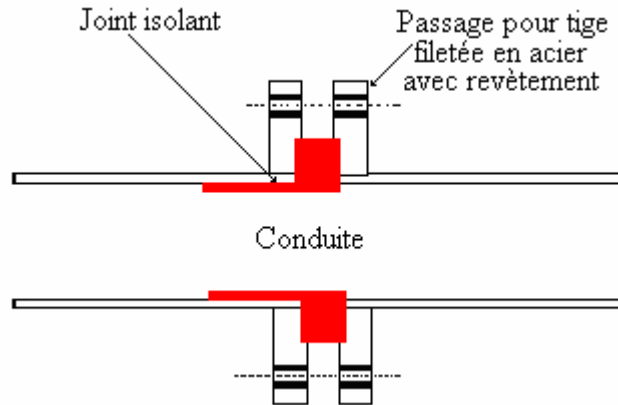


Fig. 10. Joint isolant.

Les joints isolants doivent être fabriqué avec certaines précautions:

- Enterrés, il faut qu'ils soient enrobés entièrement (brai, bandes de plastiques,...) et il faudra prévoir en surface des prises pour les mesures et le contrôle.
- Il faut les shunter par une tresse métallique lors du montage ou du démontage, des étincelles pouvant se produire au cours de la manipulation et enflammer le produit transporté.

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions sur la corrosion et sur les différents moyens passives et actives de lutte contre la corrosion. Parmi ces moyens, la protection cathodique à courant imposé ou par soutirage de courant qu'est une technique beaucoup plus répandue et bien connue. Elle fonctionne en utilisant des anodes constituées d'alliages de métaux nobles, assurant ainsi une longévité du système. Mais ce type de protection nécessite une alimentation en énergie onéreuse (à partir du secteur monophasé ou triphasé selon la puissance nécessaire), pour cette raison d'autres types d'alimentations énergétiques sont

employés, notamment en zones désertiques du fait de l'inexistence de sources électriques conventionnelle. Après avoir énuméré les différentes sources d'énergies utilisées dans la protection cathodique et vu les avantages que présente la source photovoltaïque entre autre la conservation de l'environnement, absence de pollution, ajoutant à cela la longue durée de vie du système et l'équilibrage de la protection par augmentation du nombre de points de soutirage d'où la diminution de puissance de chaque station. La protection cathodique par voie solaire est aujourd'hui reconnue et largement utilisée.

Le chapitre deux fera l'objet d'une présentation des notions fondamentales sur les systèmes photovoltaïques, ces avantages et ces inconvénients. Dans le chapitre trois, une modélisation du système photovoltaïque alimentant un système de protection cathodique à courant imposé et un dimensionnement de la station de la protection cathodique alimentée par énergie solaire photovoltaïque est établi. Le système de régulation destiné aux systèmes de protection cathodiques à courant imposé avec la poursuite du point de puissance maximum sera décrit au chapitre quatre, et le dernier chapitre aura pour objet la présentation des résultats et leurs interprétations.

1. Introduction

Le rayonnement solaire représente une source d'énergie renouvelable la plus importante. L'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m^2 , de 1100 kWh à 2300 kWh/an (au total $720 \cdot 10^5$ kWh/an) [19].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des semi-conducteurs (nommés cellules photovoltaïque PV). Cette conversion, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par Antoine Becquerel en 1839. L'utilisation des cellules solaires n'a débuté que dans les années quarante dans le domaine spatial. Les recherches après la deuxième guerre mondiale ont permis d'améliorer leurs performances et leur taille mais la crise énergétique des années 70 a obligé les gouvernements et les industries d'investir dans la technologie photovoltaïque et ses applications terrestres. Aujourd'hui, leur champ d'application ne cesse de s'élargir, du pompage à l'éclairage, en passant par toutes les applications électroniques de poche.

La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. Au zénith, le soleil délivre environ $1kW/m^2$ de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons, au niveau de la mer.

2. Principe de fonctionnement

La conversion de l'énergie lumineuse en électricité est effectuée par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Elle met simultanément en jeu trois phénomènes physiques :

- L'absorption de la lumière dans le matériau ;
- Le transfert d'énergie des photons aux charges électriques ;
- La collecte des charges.

Pour cela, le matériau doit avoir des propriétés électriques et optiques spécifiques. Pour cette raison que les cellules solaires sont constituées d'un matériau semi conducteur, généralement du silicium.

Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p . Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p . La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p devient chargée négativement.

Il se crée un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p . Une jonction ($p-n$) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p , une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite, chaque photon fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction, le trou capable de se mouvoir, une paire électron-trou s'engendre [20].

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule.

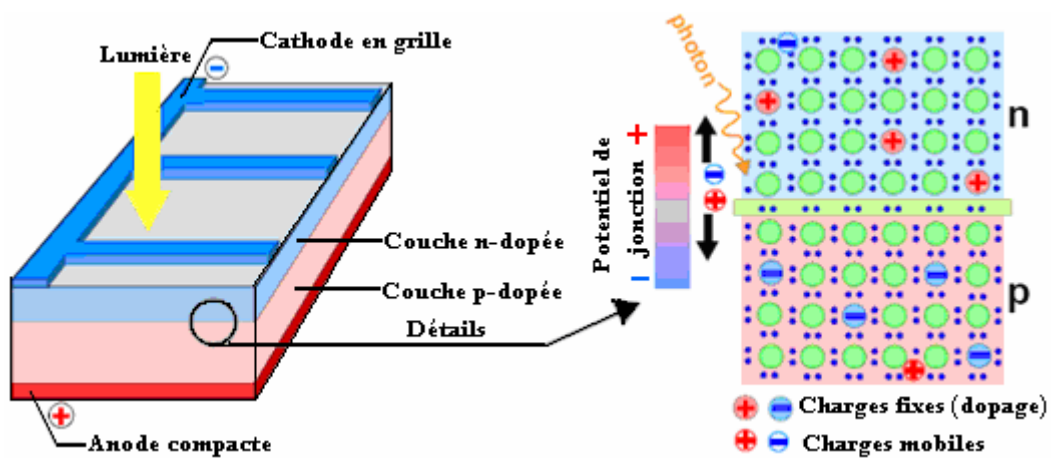


Fig. 11. L'effet photovoltaïque et la jonction « p-n ».

L'effet repose sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage afin d'en améliorer la conductivité.

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V. Le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module [20].

3. Les cellules solaires

3.1 Les différents types de cellules solaires

Il existe différents types de cellules photovoltaïques, et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle:

- **Les cellules monocristallines :** Elles ont le meilleur rendement (12-16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), mais aussi celle qui ont le coût le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

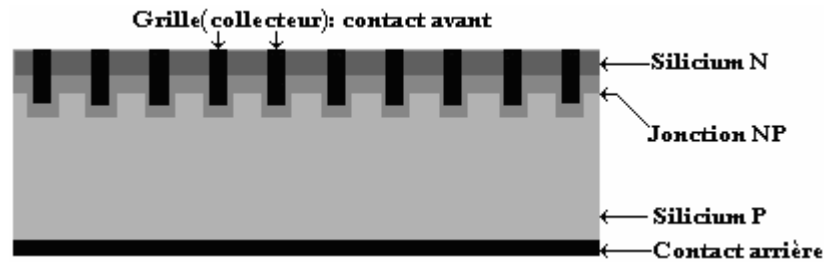


Fig. 12. Cellule cristallin [21].

- **Les cellules polycristallines** : Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible: 11%-13% (18% en laboratoire).
- **Les cellules amorphes (couche mince)** : Elles ont un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres [20].

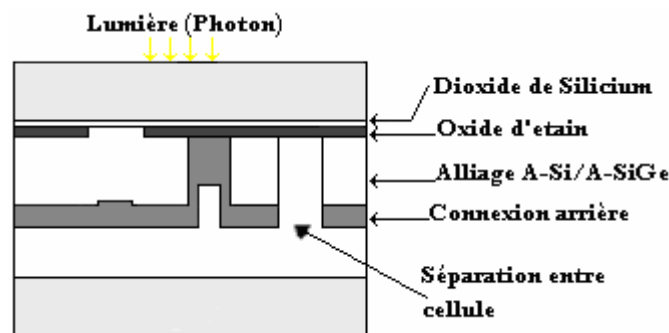


Fig. 13. Structure en coupe : Module couche mince [21].

- **Les cellules de 3^{ème} génération** : Développées en ce moment en laboratoire, et qui ont un rendement plus élevé, mais qui ne sont pas encore industrialisées [21].

3.2 Les performances

La tension: Une cellule photovoltaïque produit une tension quasi constante de 0.5V. Cela correspond en effet à la tension de coupure d'une diode. Pour avoir une tension supérieure, il faut mettre ces cellules en série.

L'intensité: L'intensité fournie par une cellule dépend de la luminosité environnante, et de la taille du panneau solaire qui lui est rattaché. Plus le panneau sera grand, plus l'intensité fournie sera grande. On mesure généralement la puissance fournie par un panneau en "watts-crête", et ceci dans les conditions optimales de fonctionnement, c'est-à-dire au soleil, à midi, par temps froid et ciel dégagé (à 1 kW/m²) [22].

3.2.1 Définition du Watt crête (W_c) ou Watt peak (W_p)

W_c : représente la puissance électrique maximum délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard :

- Irradiation solaire de 1000 W/m^2 .
- T° de jonction de 25°C .
- Charge optimale.

En d'autres termes, 1 W_c délivre une puissance électrique de 1 W quand il est soumis à un ensoleillement de 1000 W/m^2 .

3.3 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

3.3.1 Caractéristique I-V

Une cellule PV a une caractéristique $I(V)$ non linéaire avec un point de puissance maximale (PPM). Fig. 14.

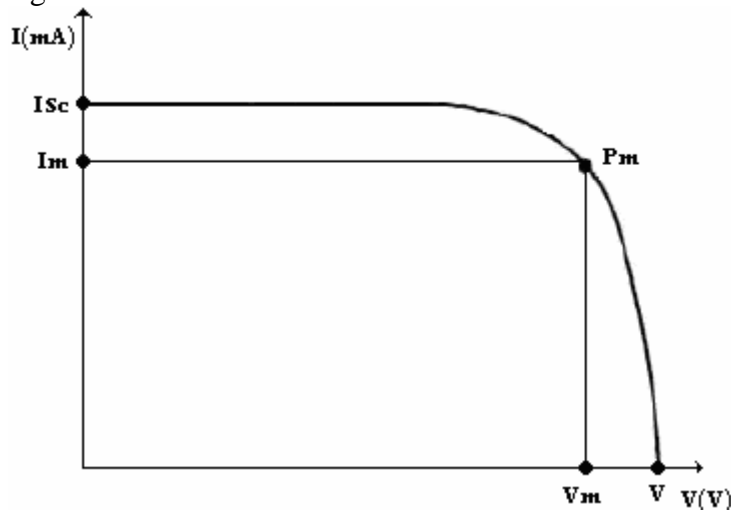


Fig. 14. Caractéristique $I(V)$ d'une cellule PV.

I_{sc} : Courant de court-circuit.

P_m : PPM.

I_m, V_m : Courant et tension qui correspond au PPM.

V_{oc} : Tension de circuit ouvert

3.3.2 Variation en fonction de l'intensité d'irradiation

La figure Fig. 15. représente la variation du courant par rapport à la tension pour différentes intensités lumineuses. Le courant croît linéairement quand l'intensité de l'irradiation solaire croît. Mais la tension varie très peu avec l'intensité de l'irradiation solaire. Donc la cellule fournit presque une même tension à faible éclairage.

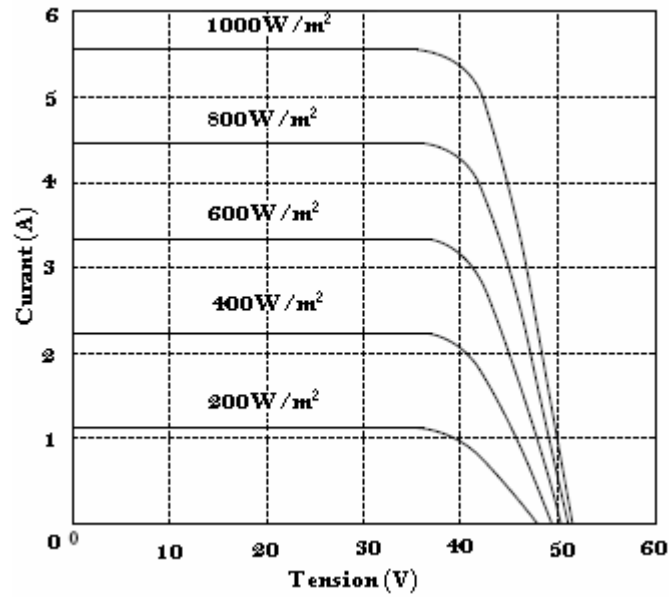


Fig. 15. Influence de l'intensité d'irradiation sur une cellule PV [23].

3.3.3 Variation en fonction de la température

La base des cellules photovoltaïques est une jonction PN. Ceci nous laisse envisager que son rendement variera selon la température de la jonction. En effet, l'équation de Boltzmann donne :

$$I_s = I_0 e^{\frac{eV_0}{KT}} \tag{2.1}$$

On remarque que la variation est plus importante que celle prévue par la simple variation de l'exponentielle. En effet, le terme de courant de court circuit est fortement dépendant de la température.

L'évolution en fonction de la température montre que la tension décroît et le courant augmente légèrement quand la température s'élève.

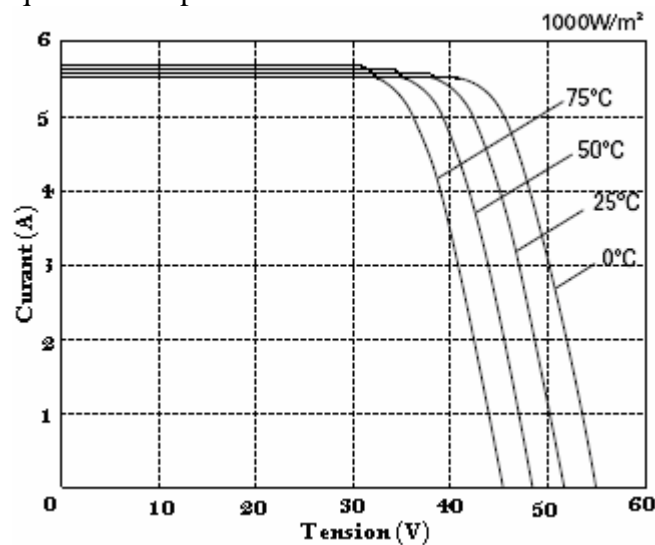


Fig. 16. Influence de la température sur une cellule PV [23].

3.3.4 Caractéristique Puissance- Tension

Évidemment cette caractéristique dépend fortement de l'éclairement auquel est soumis le générateur et de sa température. On peut voir sur la figure Fig. 17. ci-dessous l'allure générale des caractéristiques de la puissance en fonction de la tension pour différents éclairements (à gauche) et pour différentes températures (à droite).

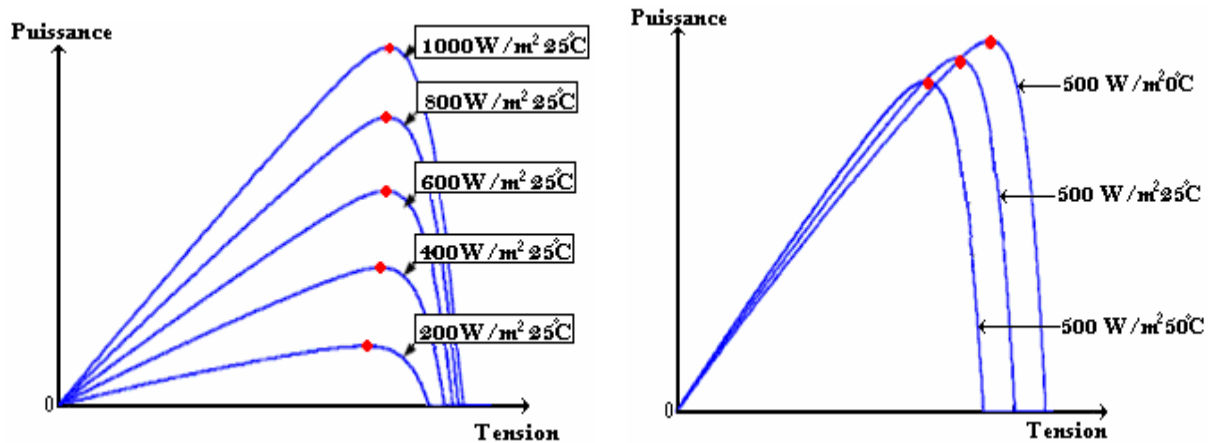


Fig. 17. Exemple de réseau de caractéristiques puissance/tension d'un générateur photovoltaïque, à gauche pour différents éclairements, à droite pour différentes températures de jonction [22].

Sur chaque courbe, le point rouge représente le point de puissance maximale que peut fournir le module.

3.3.5 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure Fig. 18. illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [22]:

$$I = I_{SC} - I_{SAT} \left[e^{\left(\frac{V + IR_s}{\eta_i V_T} \right) - 1} \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.2)$$

Avec : $V_T = \frac{KT}{e}$

Où I_{SAT} est le courant de saturation, V_T , le potentiel thermodynamique, K , la constante de Boltzmann, T , la température effective de la cellule en Kelvin, e , la charge de l'électron, η_i , le facteur de non idéalité de la jonction, I est le courant fourni par la cellule, V la tension à ses bornes, I_{SC} le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et de la

température, R_p , la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction par effet de bord et R_s la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions ainsi que la résistance intrinsèque de Silicium. Le schéma électrique équivalent est donné par :

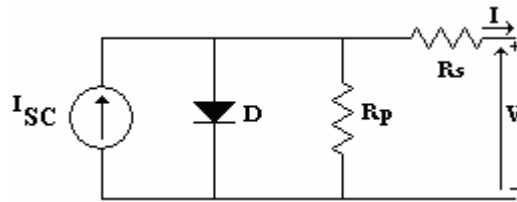


Fig. 18. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV [22].

3.3.6 Rendement d'une cellule photovoltaïque

Le rendement de la cellule est donné par le rapport de la puissance maximale disponible sur la puissance du rayonnement incident :

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{I_m V_m}{R_g s_c} \quad (2.3)$$

Où :

P_m : Puissance maximale débitée par la cellule (W).

I_m : Courant maximal de la cellule (A).

V_m : Tension maximale de la cellule (V).

P_i : Puissance incidente sur la surface de la cellule (W).

R_g : Eclairement global incident sur la cellule (W / m^2).

s_c : Surface totale de la cellule (m^2).

4. Le générateur photovoltaïque et les modules

Le module c'est l'assemblage de plusieurs cellules PV élémentaires en série ou en parallèle, pour obtenir des puissances ou des tensions élevées. Pour augmenter la tension, il faut monter les cellules en série, et pour augmenter le courant, il faut les mettre en parallèle. Il faut que toutes les cellules assembler en parallèle ont la même tension en circuit ouvert, et au PPM, et celles en série devraient avoir le même courant en court circuit et au PPM ; sinon les photopiles de grande puissance vont débiter dans celles de faibles puissances, et le panneau se dégrade (voir la figure Fig. 19.).

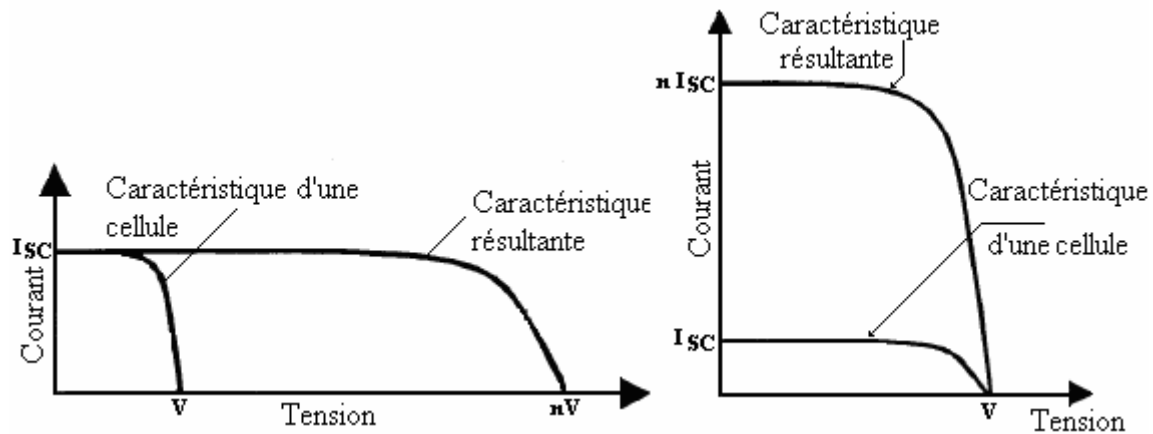


Fig. 19. Caractéristiques de groupements série ou parallèle de cellules PV identiques.

Le générateur photovoltaïque (GPV) c'est l'assemblage de plusieurs modules photovoltaïque. Lorsqu'une partie du GPV est ombrée elle devient consommatrice, donc on a une perte d'énergie pour cela il faut shunter chaque module avec une diode en parallèle appelée 'Bypass diode'.

5. La régulation de tension

5.1 Introduction

Nous avons vu précédemment la caractéristique $I(V)$ d'une cellule solaire, et son évolution en fonction de deux paramètres aléatoires, l'éclairement et la température, donc on a une variation aléatoire du point de puissance maximale (PPM).

Pour obtenir la puissance maximale fournie par un panneau solaire, un Maximum Power Point Tracker (MPPT) est utilisé pour contrôler les variations de la caractéristique $I(V)$ des cellules. Ainsi le système MPPT doit suivre le point de fonctionnement optimal du panneau.

5.2 Connexion directe source-charge

La figure Fig. 20. montre ce cas de figure. Si cette charge était une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, la batterie peut se décharger sur le générateur PV et l'endommager. Pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_m disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas garanti [22].

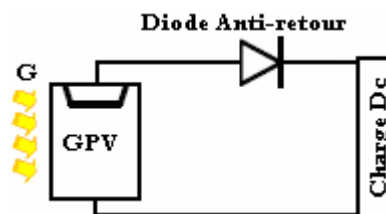


Fig. 20. Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique $I(V)$ du GPV et la caractéristique $I(V)$ de la charge.

Nous supposons que la nature de la charge est continue (DC). En effet, une charge de type alternative n'est pas compatible avec la connexion directe car le GPV fournit un courant continu. Pour cela, nous avons besoin d'un onduleur.

Trois types de charges DC existent : une purement résistive, une de type source de tension et une charge de type source de courant. La figure Fig. 21 représente les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un GPV ainsi que les caractéristiques $I(V)$ des trois charges. Tout d'abord, on peut identifier le point où la puissance fournie est maximale (P_m) pour un courant optimal (I_m) et une tension optimale (V_m). Ensuite, on a le point d'intersection entre les caractéristiques $I(V)$ du générateur et celles des trois charges [22]:

- 1) point A pour une charge résistive,
- 2) point B pour une charge de type source de tension,
- 3) point C pour une charge en source de courant.

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C , qui sont inférieures à la puissance maximale disponible P_m . Donc, une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV implique des pertes énergétiques importantes.

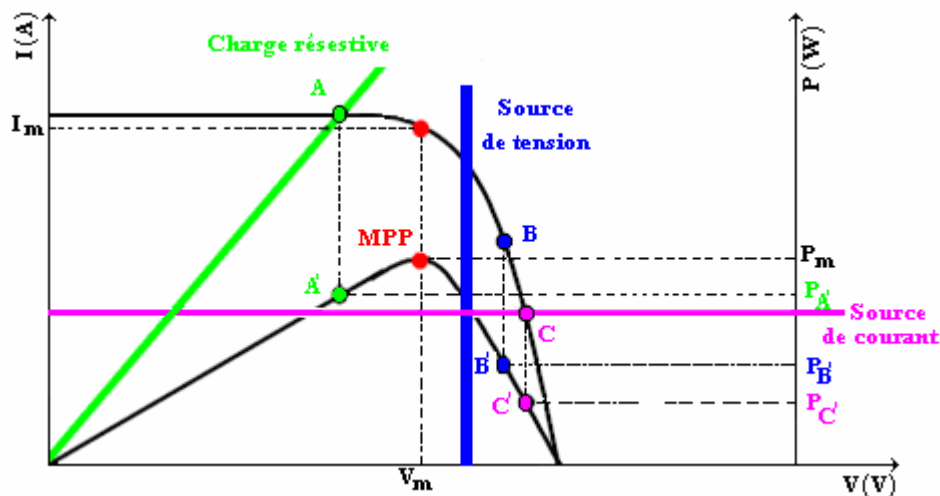


Fig. 21. Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.

5.3 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

La chaîne de puissance d'un GPV où une charge DC est alimentée par un générateur à travers un convertisseur statique (CS) commandé par une MPPT peut être représentée comme indiquée sur la figure Fig. 22. La commande MPPT est généralement basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du CS (I et V).

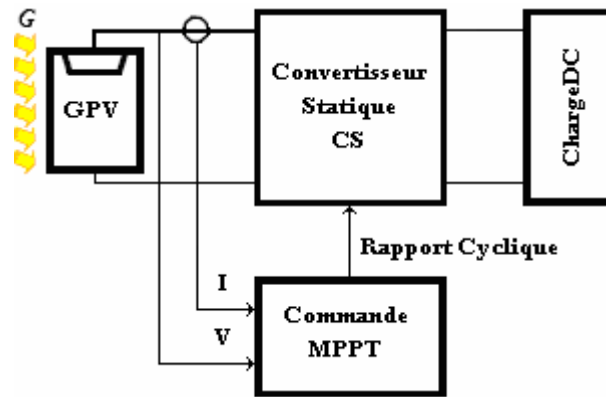


Fig. 22. Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec CS contrôlé par une commande MPPT sur charge DC [22].

5.4 Convertisseur statique (CS)

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu qui transforme une tension continue en une autre tension continue d'amplitude contrôlable. Leur utilisation permet le contrôle de la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs. Le commutateur est un dispositif semi-conducteur en mode (bloqué-saturé), habituellement un transistor MOSFET.

Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est nul et par conséquent sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque nulle et par conséquent la puissance perdue sera très petite.

5.4.1 Hacheur survolteur ou parallèle « The Boost Converter »

On peut le trouver dans la littérature sous le nom de hacheur Boost ou hacheur parallèle. Il sert à convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure.

Il est utilisé pour alimenter depuis 12V un appareil qui demande plus de 12V par exemple 19V pour un ordinateur portable, la figure Fig. 23. montre les composantes typiques d'un hacheur survolteur. Un plus grand avantage est que l'on peut faire fonctionner plusieurs convertisseurs en parallèle pour alimenter un plus grand récepteur.

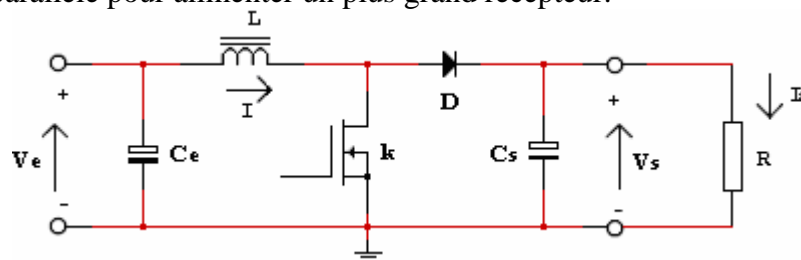


Fig. 23. Exemple d'un hacheur survolteur.

Principe de fonctionnement

Lorsque l'interrupteur **k** est fermé, l'inductance stocke le courant provenant de la batterie ; lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'interruption de courant dans l'inductance provoque une surtension qui est délivrée dans le condensateur et le récepteur ; la diode empêche tout retour de courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie et l'interrupteur est commandé par une électronique de contrôle de mesure en permanent le courant et la tension de sortie pour ajuster la fréquence et la largeur de commande de l'interrupteur et limiter le courant à une valeur sûre pour les composants. Il existe des circuits intégrés comprenant pratiquement tout ces composants à l'exception de l'inductance, du condensateur et du transistor interrupteur si le courant dépasse plusieurs ampères. Le rendement typique dépasse 70% et peut atteindre 85-90% [24].

5.4.2 Hacheur dévolteur « The Buck Converter »

On peut le trouver dans la littérature sous le nom de hacheur Buck ou hacheur série. Il sert à convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie inférieure, où le rapport de conversion $M = V_s/V_e$ change avec le rapport cyclique du commutateur α' .

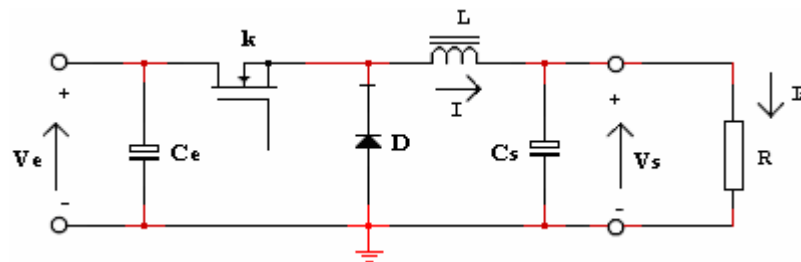


Fig. 24. Exemple d'un hacheur dévolteur.

Principe de fonctionnement

Lorsque l'interrupteur **k** est fermé, le courant circule de la batterie vers le récepteur à travers l'inductance, et lorsqu'il s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse, ce qui fait conduire la diode qui protège l'interrupteur. L'électronique de contrôle commande la fréquence et la durée de fonctionnement de l'interrupteur en fonction de la tension désirée et du courant maximal possible. Le rendement typique est ici légèrement supérieur au modèle précédent et est en générale de 80-90% [24].

5.4.3 Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique

Le rapport de conversion est donné par :

$$\text{Buck: } M(\alpha') = V_s/V_e = \alpha' \quad (2.4)$$

$$\text{Boost: } M(\alpha') = V_s/V_e = \frac{1}{1-\alpha'} \quad (2.5)$$

La figure Fig. 25. illustre ces relations :

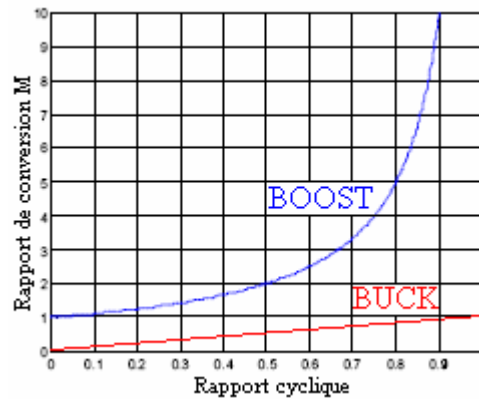


Fig. 25. Rapport de conversion M en fonction du rapport cyclique α' .

5.5 Les différents algorithmes de contrôle MPPT

Plusieurs méthodes existent pour la poursuite du PPM tels que : la méthode d'adaptation manuelle de la charge au générateur photovoltaïque, l'adaptation manuelle du générateur photovoltaïque à la charge, et les méthodes avec contre réaction de tension de courant ou de puissance dans cette dernière on peut citer la méthode perturbation et observation (P&O).

5.5.1 Méthode de perturbation et observation

La méthode de P&O est une approche largement répandue à MPPT, elle est caractérisée par une structure de régulation simple, et peu de paramètre de mesure. Son principe consiste à perturber périodiquement la tension du panneau, puis comparer l'énergie délivré avant perturbation avec celle après perturbation. Si la perturbation implique une augmentation de la puissance alors on est dans la phase ascendante de la courbe de puissance, et la tension de sortie devra donc être augmentée et vice versa.

6. Le système de stockage d'énergie

Dans la recherche d'énergie dissipée minimale, et donc d'une énergie utile maximale, la batterie représente un choix stratégique de premier ordre. Le choix de la batterie est important parce qu'elle représente 50% d'une cellule photovoltaïque, et elle joue un rôle important dans l'adaptation. Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique qui vienne de la cellule sous une forme chimique pour l'utiliser à l'absence de rayonnement solaire.

Les batteries restituent l'énergie électrique au besoin selon les caractéristiques suivantes [25] :

- Capacité de stockage (Ah) (selon le temps de décharge).
- Tension nominale (V).
- Durée de vie (Nombre de cycles).
- Courant de charge et de décharge (A).

Cependant le rendement énergétique d'une batterie est faible ce qui réduit l'efficacité du système photovoltaïque. De plus son prix est élevé et sa durée de vie peut atteindre au maximum 15 ans si elle est construite de manière adéquate et entretenue régulièrement.

6.2 Principe général de fonctionnement d'une batterie

Deux électrodes, l'une positive et l'autre négative, sont séparées par un électrolyte, aux deux interfaces électrode-électrolyte interviennent des réactions électrochimiques.

A l'anode (électrode négative en décharge) s'opère une réaction d'oxydation selon la formule suivante :



De potentiel redox E1 ; M_1 étant l'espèce active de l'anode.

Les électrons libérés transitent dans le circuit extérieur pour atteindre finalement la cathode (électrode positive en décharge) où s'opère une réaction de *réduction* selon :



De potentiel redox E2 ; M_2 étant l'espèce active de la cathode.

L'électrolyte assure le transport des espèces ioniques mises en jeu dans la réaction globale d'oxydoréduction, qui s'écrit :

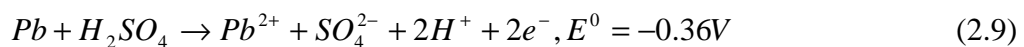


La force électromotrice E de ce convertisseur se calcule selon : $E = E2 - E1$ [26].

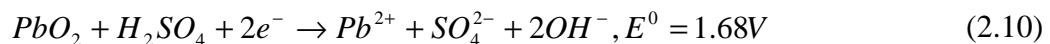
6.3 Les batteries au plomb

6.3.1 Le fonctionnement des batteries au plomb

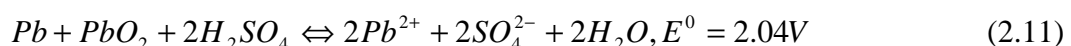
Il est basé sur la réaction d'oxydoréduction suivante :
à l'anode :



à la cathode :



réaction globale :



6.3.2 Les différents types de batteries au plomb

a/ Batteries « classiques » ou ouvertes

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de gassing ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau déionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur.

Ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume.

b/ Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid)

Ce sont appelées aussi batteries « sans entretien ». L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le gassing restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinaés (reconsommés) durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles.

Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive PbO_2 : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cyclage profond, mais à un prix de revient plus important.

6.4 Les batteries au lithium

L'élément lithium présente des caractéristiques physico-chimiques intéressantes :

- fort potentiel redox : $E_{Li/Li^+} = - 3,04 \text{ V/ENH}$;
- masse molaire faible : $M_m = 6,94 \text{ g/mol}$;
- capacité massique = $3,87 \text{ Ah/g}$.

Utilisé comme matière active à l'anode, il permet d'obtenir des batteries à fort potentiel énergétique. Mais sa réactivité avec le milieu ambiant (notamment avec l'air) en fait un matériau difficile à manipuler à l'état métallique.

6.4.1 Les différents types de batteries au lithium

Il existe trois grandes familles de batteries au lithium : Lithium métallique, Lithium-Ion et Lithium-polymère.

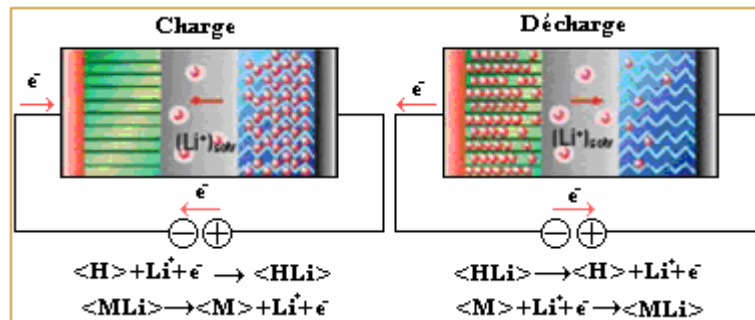


Fig. 26. Charge et décharge d'une batterie au Lithium.

6.5 Batteries au Nickel

NiMH (nickel métal hydrure) qui remplace plus en plus la batterie NiCd (nickel-cadmium) utilisée largement dans les appareils portables possèdent une plus grande densité énergétique. Leur rendement est entre 65-70%, elles supportent d'être stockées déchargées 3 à 5 ans et elles sont plus chères que les batteries au plomb [24].

6.6 Choix de la technologie

L'élément fondamental dans le choix de batterie est la densité énergétique des éléments, qui doit être maximale [22].

Exemples les accumulateurs au lithium polymère. Caractérisés par leur stabilité relative lors de la charge (contrairement au Li-Ion qui peuvent exploser) puis pour un certain gain de poids de l'ordre de 30g, entre les deux technologies. De plus les accumulateurs Li-Ion sont désormais obsolètes en modélisme qui est passé aux accumulateurs Li-po.

Les accumulateurs au lithium ont la particularité, qu'il n'accepte pas de charge au dessus d'un certain seuil, et leur tolérance à la surcharge est extrêmement faible. Tout d'abord la charge se fait à tension constante et courant limité [22].

7. Les systèmes photovoltaïques

Il existe différents types de générateurs en fonction du service et des applications recherchées.

7.1 Système autonome

Le module charge une batterie qui permet d'utiliser l'énergie à convenance. Généralement, la charge et la décharge de la batterie sont contrôlées et gérées par un dispositif de gestion d'énergie. Sur certains systèmes un dispositif d'acquisition de données permet de surveiller le fonctionnement du système.

Généralement des appareillages de conversion d'énergie sont également intégrés:

- onduleur : pour fournir à l'utilisateur une tension alternative conventionnelle (230Vac)
- chargeur : pour apporter une charge complémentaire à partir d'une source auxiliaire (Groupe électrogène, Eolien)

Ce type de système nécessite un dimensionnement du système tenant compte de la localisation, du besoin et de l'autonomie de la batterie.

Applications : électrification rurale, application professionnelle

7.2 Fil du soleil

L'énergie électrique produite par les modules solaires est directement utilisée par le récepteur. Il n'y a donc pas de stockage électrochimique.

Généralement les générateurs sont destinés à alimenter des moteurs électriques en courant continu ou alternatif (dans ce cas un appareil de conversion d'énergie est requis).

- Applications : Toute les applications ou l'on peut envisager un stockage d'énergie sous une autre forme que l'énergie électrique (par exemple : stockage d'eau, stockage de froid, ...)
- Autres applications : application pour lesquelles le service rendu ne nécessite pas des contraintes spéciales liées à la fourniture d'énergie : aération, ventilation, etc....

7.3 Connecté au réseau

Tout ou partie de l'énergie produite est injectée dans le réseau de distribution électrique. Il existe principalement deux variantes :

- L'injection simple: la totalité de l'énergie produite est injectée dans le réseau.
- L'injection secours: avec batterie, permet de fournir de l'énergie de façon autonome en cas d'absence du réseau public.

8. Conclusion

En définitive, les atouts de la technologie photovoltaïque qui contribuent à favoriser son emploi sont :

- Fiabilité et robustesse- elle ne comporte pas de pièces mobiles - qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées.
- Le coûts de fonctionnement très faibles vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Sur le plan écologique : le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.
- le gisement solaire mondial potentiellement important

En contrepartie, deux inconvénients majeurs viennent nuancer les bienfaits de l'utilisation de cette technologie :

- Haute technologique de fabrication et demande des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement de conversion est faible.
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs.
- Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru.

En effet nous avons présenté des généralités sur la cellule photovoltaïque, son principe de fonctionnement, les systèmes photovoltaïques, et leurs caractéristiques en fonction de la température et l'irradiation ainsi que la régulation de tension et le stockage d'énergie. Le chapitre trois, sera consacré à la modélisation du système photovoltaïque alimentant un système de protection cathodique à courant imposé et au dimensionnement de la station de la protection cathodique alimentée par énergie solaire photovoltaïque est établi.

1. Introduction

Dans les zones éloignées du réseau, la source de courant électrique continu nécessaire à la protection cathodique, peut être un générateur photovoltaïque. Le système photovoltaïque se constitue en générale d'un champ de modules, des moyens de stockage d'énergie (batteries), de régulateurs et convertisseurs électriques plus la charge.

Ce chapitre fait l'objet de la modélisation et le dimensionnement des différents blocs du système de protection cathodique, En commençant par simuler l'irradiation solaire suivant les deux modèles parmi les plus utilisés, celui de Page et de Liu et Jordan, le module photovoltaïque suivant le modèle explicite, la batterie par le modèle de Copetti et la protection cathodique est assimilée à une charge résistive variable.

Il est à noter que les méthodes d'évaluation de l'irradiation solaire sur des plans d'inclinaison et d'orientation quelconques sont basées sur des données horaires, journalières ou mensuelles. Dans notre cas nous avons choisi les méthodes utilisant les moyennes mensuelles.

2. Modélisation de la protection cathodique alimentée par système photovoltaïque

2.1 Détermination du rayonnement global sur un plan incliné

2.1.1 Rayonnement extraterrestre et indice de clarté

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale R_{ha} , pour le jour J , est obtenu par l'équation suivante [9, 27]:

$$R_{ha} = 1353 \frac{24}{\pi} \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi J}{365}\right) \right] \left[(\cos(Lat) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_s)) + \omega_s \sin(Lat) \sin(\delta) \right] \quad (3.1)$$

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. La moyenne mensuelle de l'indice de clarté, K_T est définie par :

$$K_T = \frac{R_{GH}}{R_{ha}} \quad (3.2)$$

Où R_{GH} est la moyenne mensuelle de rayonnement solaire quotidienne sur un plan horizontal, et R_{ha} est la moyenne mensuelle du rayonnement extraterrestre sur la même surface horizontale.

Les valeurs de K_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0.3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0.8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [27].

Le rayonnement global sur un plan incliné peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct (R_{dri}), émis par le disque solaire et l'ensoleillement diffus (R_{di}) émis par le reste de la voûte céleste.

Son expression est donnée ci-après [11, 28]:

$$R_{gi} = R_{di} + R_{dri} \quad (3.3)$$

En premier lieu, il convient de calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus à partir de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien sur plan horizontal on utilisant les différentes corrélations et formules proposés. Dans notre cas, Nous avons travaillé avec deux méthodes qui sont citées plus haut à savoir : méthode de " Liu et Jordan " et celle de " Page ", qui se basent toutes les deux sur la définition de K_T .

2.1.2 Méthode de Liu et Jordan

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\frac{R_{DH}}{R_{GH}} = 1.39 - 4.027K_T + 5.531K_T^2 - 3.108K_T^3 \quad (3.4)$$

2.1.3 Méthode de Page

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\frac{R_{DH}}{R_{GH}} = 1 - 1.13 K_T \quad (3.5)$$

- Déclinaison du soleil

C'est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial [27]. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{2\pi(J - 81)}{365}\right) \quad (3.6)$$

δ varie entre -23.45° le 21 Décembre et $+23.45^\circ$ le 21 Juin.

Où J est le jour de l'année (c à d $J=1$ pour le 1^{er} Janvier, $J=32$ pour le 1^{er} Février, etc.) ; dans notre cas on prend le jour type du mois.

- Jour type du mois

C'est le jour du mois pour lequel l'énergie globale hors atmosphère est égale à la valeur moyenne quotidienne de cette énergie pour le mois considéré [29].

- Hauteur du soleil

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le sol, varie de 0° à 90° dans l'hémisphère sud (Nadir), s'annule au lever et au coucher, et qui est maximal au midi solaire. Elle est exprimée par la relation suivante:

$$h = \frac{\pi}{2} + \delta - Lat \quad (3.7)$$

- Angle horaire du soleil

C'est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). Elle est donné par :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (3.8)$$

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\omega_s = \arccos(-\operatorname{tg}(\operatorname{Lat})\operatorname{tg}(\delta)) \quad (3.9)$$

Lat : latitude du lieu du projet, précisée par l'utilisateur.

- Durée du jour

En heures, entre le lever et le coucher du soleil il est donné par :

$$D_j = \frac{24}{\pi} \omega_s \quad (3.10)$$

- Rayonnement horizontal diffus

Ce rayonnement provient de manière non isotrope, de toutes les directions de l'espace. Une partie du rayonnement diffusée est renvoyée vers l'espace, le reste est transmis jusqu'au sol [30]. Dans le cas du modèle de Page il est donné par :

$$R_{DH} = R_{GH} \left(1 - \frac{1.13R_{GH}}{R_{ha}} \right) \quad (3.11)$$

- Rayonnement horizontal direct

Se sont des rayons parallèles, qui viennent directement du soleil, plus au moins atténués (par absorption ou par diffusion). L'ensemble (direct + diffus) : forme le rayonnement global.

$$R_{drh} = R_{GH} - R_{DH} \quad (3.12)$$

- Rayonnement incliné diffus

$$R_{di} = \frac{R_{DH}}{2} [1 + \cos(\beta) + A(1 - \cos(\beta))] \quad (3.13)$$

β : Inclinaison d'un capteur solaire.

- Inclinaison optimale d'un capteur solaire

Les capteurs solaires sont généralement orientés vers le sud (dans l'hémisphère nord), et inclinés de telle sorte à ce que la surface de captation soit perpendiculaire au rayonnement solaire. Généralement, un capteur solaire est incliné d'un angle égal à la latitude du site plus (hiver) ou moins (été) 10 à 15°. En hiver (position hivernale) (soleil plus bas) [11, 30, 31].

- L'albédo (*A*) ou aussi coefficient de réflectivité du sol

C'est le rapport de l'énergie solaire réfléchi par une surface sur l'énergie solaire incidente. On utilise une échelle graduée de 0 à 1, avec 0 correspondant au noir, pour un corps avec aucune réflexion, et 1 au miroir parfait, pour un corps qui diffuse dans toutes les directions et sans absorption de tout le rayonnement électromagnétique visible qu'il reçoit.

Tableau. 3. Albédo du sol.

Surface	Réfectivité moyenne
Sol enneigé	0.7
Sol recouvert de feuilles mortes	0.30
Herbe verte	0.26
Forêt en automne ou champs dorés	0.26
Galets et pierres blanches	0.20
Herbe sèche	0.20
Sol argileux	0.17
Foret en hiver (arbres conifères sans neige)	0.07
Plan d'eau (soleil haut $h > 30^\circ$)	0.07

- Rayonnement incliné direct

$$R_{dri} = R_{drh} \frac{\sin(h + \beta)}{\sin(h)} \quad (3.14)$$

- Rayonnement incliné global

Son expression est donné par la formule (3.3)

L'algorithme suivant illustre le passage à partir du rayonnement solaire global mesuré sur plan horizontal au rayonnement solaire global sur plan incliné.

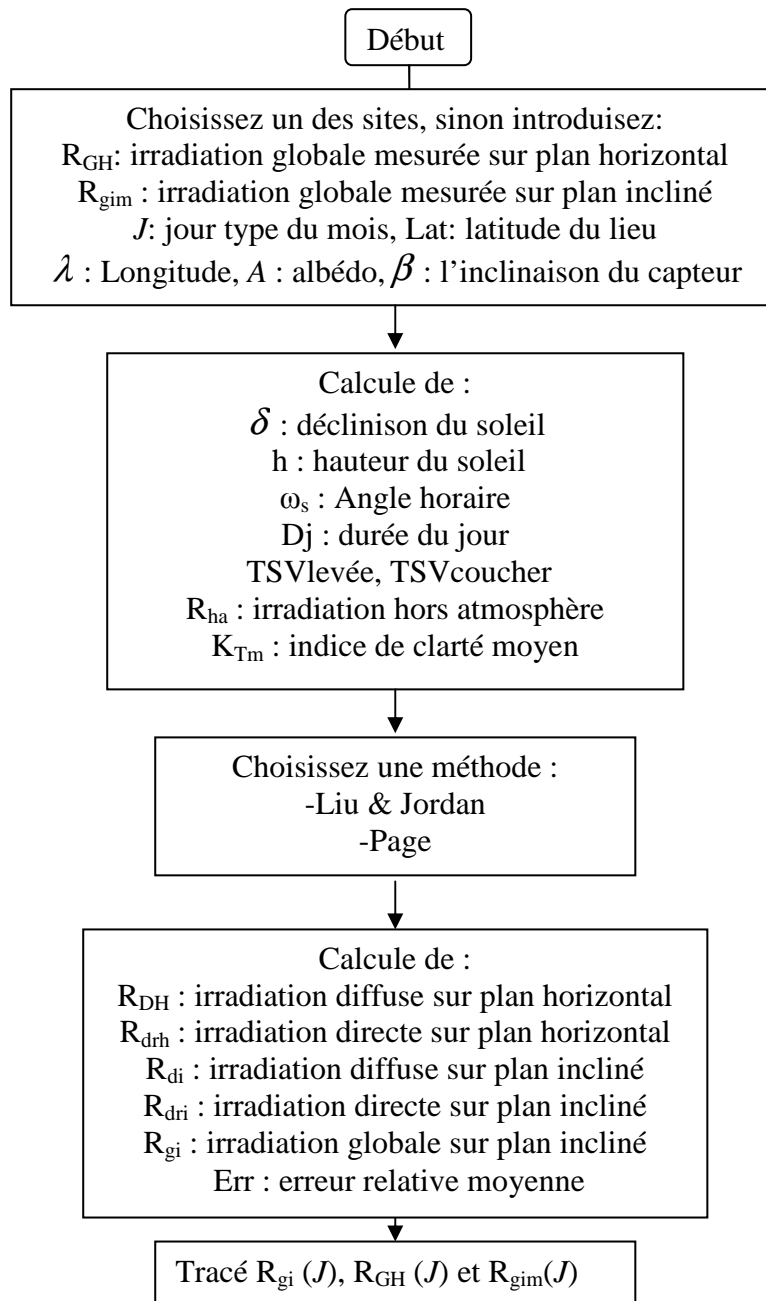


Fig. 27. Algorithme de passage du rayonnement global horizontal au rayonnement global incliné.

2.2 Modélisation du générateur photovoltaïque

Plusieurs modèles simulant le générateur photovoltaïque ont été proposés, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant tension (I-V) la plus proche de la réalité pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. Ces modèles diffèrent par le nombre de paramètres intervenants dans le calcul. Parmi ces différents modèles, nous citons : le modèle à deux paramètres, le modèle à quatre paramètres, le modèle à cinq paramètres, le modèle exponentiel, le modèle d'Akbaba, le modèle explicite...etc.

2.2.1 Le modèle à deux paramètres

Ce modèle suppose que la résistance shunt est très grande. Le circuit équivalent est le suivant [32, 33, 34] :

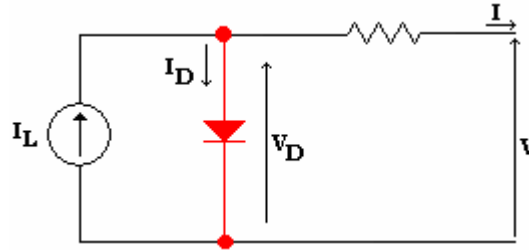


Fig. 28. Circuit équivalent selon le modèle à deux paramètres.

I et V sont respectivement le courant et la tension aux bornes du générateur photovoltaïque. La loi de Kirchhoff, nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_L = I_D + I \quad (3.15)$$

Le courant de diode est donné par :

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.16)$$

On remplace l'expression de I_D dans (3.16):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{mkT}\right) - 1 \right] \quad (3.17)$$

Avec:

I_L : Courant photogénéré par le générateur sous éclairage (A).

I_0 : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A).

R_S : Résistance série du générateur (Ω).

m : Facteur d'idéalité.

K : Constante de Boltzmann (1.3810^{-23} J/°K).

T : Température absolue (°K).

La dernière équation est implicite avec plusieurs inconnues (I_L , I_0 , R_S , m). Les deux paramètres de ce modèle sont le courant maximale (I_m) et la résistance série (R_S). Ils sont déterminés à partir du courant de court-circuit (I_{SC}), de la tension à circuit ouvert (V_{OC}) et de la puissance maximale (P_m).

Ce modèle se base sur les simplifications suivantes :

$$\exp\left(\frac{qV}{mkT}\right) \gg 1; \quad I_L = I_{SC}$$

$$\text{Si on pose } \xi = \frac{mkT}{q}.$$

L'expression de I-V devient :

$$I = I_{SC} \left[1 - \left(\frac{I_0}{I_{SC}} \right) \exp\left(\frac{(V + R_S I)}{\xi}\right) \right] \quad (3.18)$$

Comme ξ et R_s sont inconnues, deux conditions doivent être remplies pour résoudre cette équation.

a) pour $I=0$: $V=V_{OC}$

b) la courbe $P=I.V$ est tangente à la caractéristique $I-V$ au point de fonctionnement maximal.

-la condition (a) donne :

$$V_{OC} = V_{I=0} = \xi \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0}\right) \quad (3.19)$$

Il a été montré que la valeur type du rapport I_{SC}/I_0 pour les cellules au silicium aux conditions standard ($1000 W/m^2, 25^\circ C$) varie dans la gamme de $[10^{-8} - 10^{-10}]$. Cette variation n'affecte que légèrement la précision du modèle. Ainsi pour réduire le nombre de paramètres on pose $I_{SC}/I_0 = 10^9$, l'équation devient alors :

$$I = I_{SC} \left[1 - 10^{-9} \exp\left(\frac{20.7}{V_{OC}}(V + R_s I)\right)\right] \quad (3.20)$$

L'équation de V_{OC} donne:

$$V = V_{OC} \left[1 + \frac{1}{20.7} \ln\left(\frac{I_{SC} - I}{I_{SC}}\right)\right] - R_s I \quad (3.21)$$

-la condition (b) peut être exprimé par :

$$V \Big|_{I=I_m} = \frac{P_m}{I_m} \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial V}{\partial I} \Big|_{I=I_m} = \frac{\partial}{\partial I} \left(\frac{P_m}{I}\right) \Big|_{I=I_m} = -\frac{P_m}{I_m^2} \quad (3.23)$$

Le courant I_m est inconnu. En remplaçant l'équation (3.23) dans (3.24) on trouve :

$$\frac{P_m}{I_m} = V_{OC} \left[1 + \frac{1}{20.7} \ln\left(\frac{I_{SC} - I_m}{I_{SC}}\right)\right] - R_s I_m \quad (3.24)$$

Si on dérive l'équation (3.22) selon (3.24) on trouve :

$$\frac{P_m}{I_m^2} = \frac{1}{20.7} \left(\frac{1}{I_{SC} - I_m}\right) + R_s \quad (3.25)$$

La combinaison de (3.25) et (3.26) conduit à :

$$I_m \left[1 + \frac{1}{20.7} \left(\frac{I}{I_{SC} - I_m} + \ln \frac{I_{SC} - I_m}{I_{SC}}\right)\right] - \frac{2P_m}{V_{OC}} = 0 \quad (3.26)$$

2.2.2 Le modèle à cinq paramètres

Dans ce modèle l'effet de la résistance shunt (R_S) n'est pas négligeable, contrairement au modèle à deux paramètres [35]. Son circuit équivalent est donné par la figure :

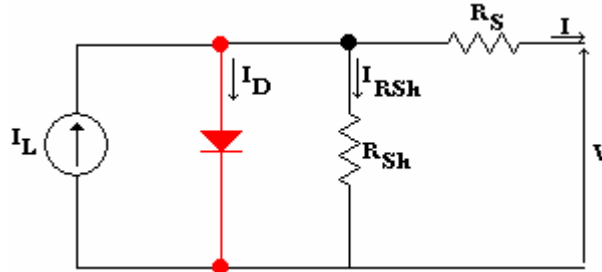


Fig. 29. Circuit équivalent selon le modèle analytique à cinq paramètres.

Le courant qui passe dans la résistance (R_{Sh}) est donné par :

$$I_{Rsh} = \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (3.27)$$

Donc l'expression de la caractéristique I-V est :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{mkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{Sh}} \quad (3.28)$$

Pour un éclairement et une température donnés, les cinq paramètres I_L , I_0 , R_S , R_{Sh} et m peuvent être déterminés à partir des données suivantes qui sont la tension à circuit ouvert (V_{OC}), le courant de court-circuit (I_{SC}), la tension et le courant au point maximum de puissance (V_m , I_m) et les pentes au voisinage de V_{OC} et de I_{SC} .

En appelant :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right) \Big|_{V=V_{OC}} = -R_{S0} \quad (3.29)$$

$$\left(\frac{dV}{dI}\right) \Big|_{I=I_{SC}} = -R_{Sh0} \quad (3.30)$$

Les équations obtenues sont:

$$m = \frac{V_m + I_m R_{S0} - V_{OC}}{V_t \left[\ln\left(I_{SC} - \frac{V_m}{R_{Sh}} - I_m\right) - \ln\left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}\right) + \left(\frac{I_m}{I_{SC} - (V_{OC}/R_{Sh0})}\right) \right]} \quad (3.31)$$

$$I_0 = \left(I_{SC} - \frac{V_{OC}}{R_{Sh}}\right) \exp\left(-\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (3.32)$$

$$R_S = R_{S0} - \frac{mV_t}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{OC}}{mV_t}\right) \quad (3.33)$$

$$I_L = I_{SC} \left(1 + \frac{R_S}{R_{Sh}}\right) + I_0 \left(\exp\frac{I_{SC} R_S}{mV_t} - 1\right) \quad (3.34)$$

$$R_{Sh} = R_{Sh0} \quad (3.35)$$

2.2.3 Le modèle explicite

- Modèle explicite simple

Ce modèle nécessite de savoir quatre paramètres qui sont V_m , I_m , V_{OC} , I_{SC} , avant chaque itération et pour chaque irradiation ou température, la relation $I(V)$ est donnée par [32]:

$$I = I_{sc}(1 - C1 \exp(\frac{V}{C2V_{oc}}) - 1) \quad (3.36)$$

Tel que:

$$C2 = \left(\frac{V_m}{V_{oc}} - 1 \right) / \ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) \quad (3.37)$$

$$C1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_m}{C2V_{oc}}\right) \quad (3.38)$$

- Modèle explicite généraliser

Ce modèle est le même que le modèle explicite simple, il nécessite de savoir quatre paramètres qui sont V_m , I_m , V_{OC} , I_{SC} , au condition standard ($1000 W / m^2$, $25^\circ C$) et les autres paramètres sont définie au cours des itérations, la relation $I(V)$ est donnée par [36]:

$$I = I_{sc}(1 - C1 \exp(\frac{V + \Delta V}{C2V_{oc}}) - 1) + \Delta I \quad (3.39)$$

Tel que:

$C2, C1$: sont données par les formules précédentes.

$$T_c = T_a + KS \quad (3.40)$$

$$\Delta T = T_c - T_{ref} \quad (3.41)$$

$$\Delta I = \alpha' \frac{S'}{S_{ref}} \Delta T + \left(\frac{S'}{S_{ref}} - 1\right) I_{sc} \quad (3.42)$$

$$\Delta V = -0.0539 V_m \ln \frac{S'}{S_{ref}} - \beta' \Delta T \quad (3.43)$$

$$P_m = \frac{S'}{S_{ref}} P_0 + \mu \Delta T \quad (3.44)$$

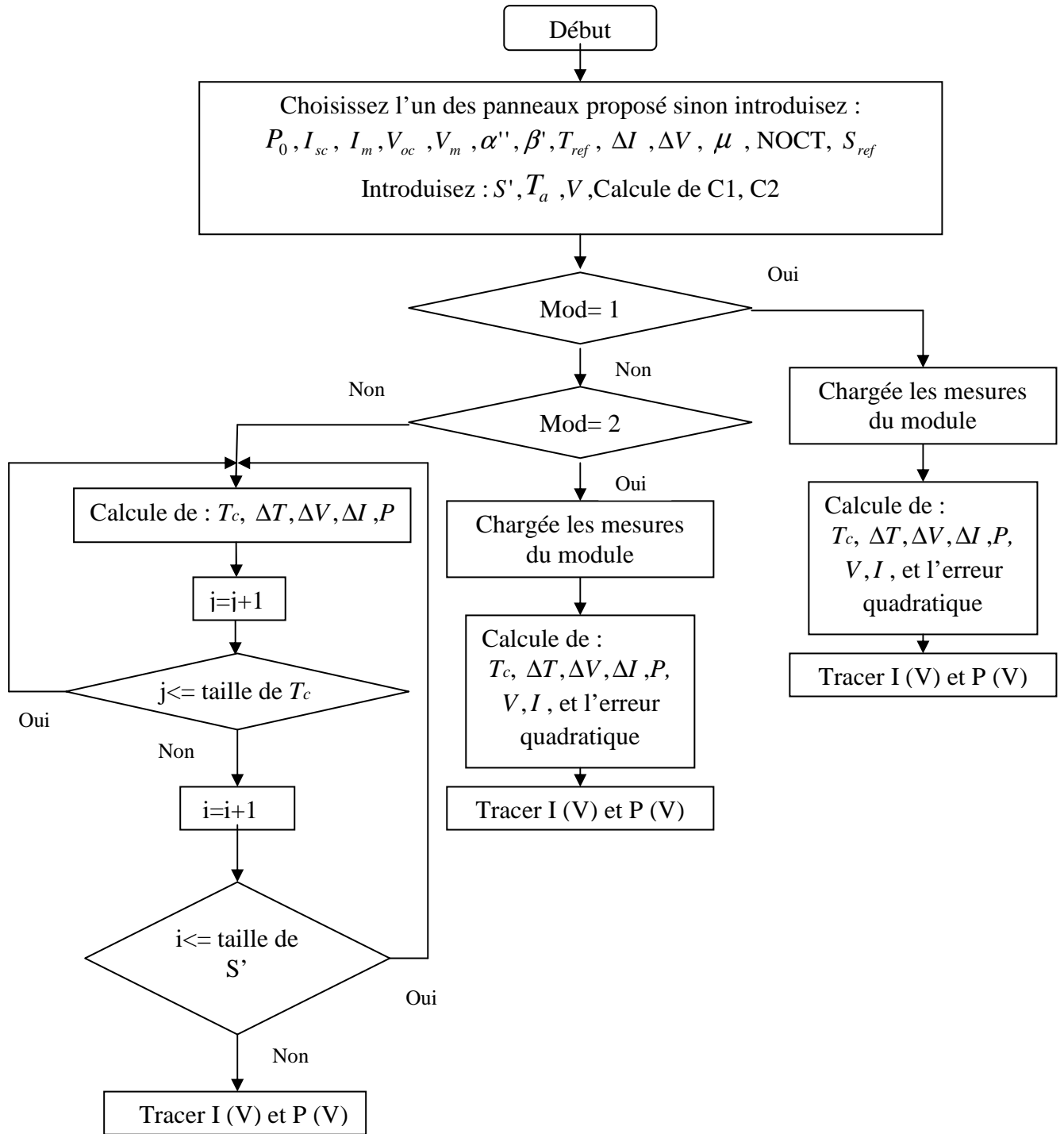


Fig. 30. Organigramme du modèle explicite.

Où

I_{sc} : Courant de court-circuit (A)

I_m : Courant de PPM (A)

I : Courant du module (A)

V_{oc} : Tension du circuit ouvert (V)

V_m : Tension de PPM (V)

V : Tension du module (V)

α'' : Coefficient de variation de courant en fonction de température ($\%/^{\circ}\text{C}$)

β' : Coefficient de variation de tension en fonction de température ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$)

μ : Coefficient de variation de la puissance en fonction de température ($\%/^{\circ}\text{C}$)

P_0 : Point de puissance maximale au STC (W)

S' : Irradiation globale sur plan incliné

S_{ref} : Irradiation de référence ($1\text{KW} / \text{m}^2$)

T_C : Température de la cellule ($^{\circ}\text{C}$)

T_a : Température ambiante ($^{\circ}\text{C}$)

T_{ref} : Température de référence (25°C)

ΔT : Variation de température ($^{\circ}\text{C}$)

ΔI : Variation de courant (A)

ΔV : Variation de tension (V)

P_m : Puissance maximale en fonction de T et S .

Mod : type de module (1 et 2 avec leurs mesures expérimentales).

2.3 Modélisation de la batterie

Les besoins de stockage d'énergie électrique dans les applications stationnaires sont nombreux, et leur nécessité se révèle de plus en plus forte. Le choix s'est porté sur des accumulateurs au plomb puisque c'est le principal type de batteries aujourd'hui utilisé dans les systèmes à source photovoltaïque. Et dans le but de modéliser la batterie plusieurs modèles ont été proposés comme le modèle de Shepherd, le modèle de Macomber et celui de Copetti (le modèle qu'on a utilisé pour la simulation).

2.3.1 Le modèle de Copetti

Ce modèle est adapté à tout type de batterie et peut être la base pour en développer une nouvelle méthode plus précise [37, 38].

2.3.2 Variation de la tension pendant la charge et décharge

Au cours de la charge et la décharge la tension est donnée par :

$$V = \left[V_{oc} + K \frac{Q}{C} \right] \pm IR' \quad (3.45)$$

Dont le premier terme représente la variation de la tension de circuit ouvert puis on soustrait le second terme dans le cas de décharge et on l'additionne pour la charge.

K coefficient de proportionnalité.

Q nombre d'ampères-heures à extraire pendant la charge ou à fournir pendant la charge.

C capacité de la batterie.

R' résistance interne totale.

I courant traversant R' .

2.3.3 Capacité de la batterie

La capacité de la batterie dépend du régime de décharge. Plusieurs équations décrivent cette dépendance, l'équation de Peukert donnée par [37, 38]:

$$I^n t = Cte \quad (3.46)$$

t temps de décharge, I^n régime de décharge le produit est une constante, Cte et n sont des constantes définie pour chaque type de batterie.

Et comme la capacité est le produit de t et I alors :

$$C = \frac{Cte}{I^{n-1}} \quad (3.47)$$

D'après des études l'équation est valable pour $1 < n < 2$, pour cela et à partir des études expérimentales l'équation de Peukert est réécrite comme suit :

$$C = \frac{C_T}{1 + aI^b} (1 + \alpha' \Delta T + \beta' \Delta T^2) \quad (3.48)$$

a, b, α', β' : Des coefficients relative au type de batterie.

ΔT : Calculé par rapport à 25°C

C_T : Capacité maximale lorsque le courant de décharge tend vers 0.

2.3.4 Résistance de la batterie

Son équation est donné par

$$R = \left[\frac{P_1}{1 + I^{P_2}} + \frac{P_3}{(1 - Q/C_T)^{P_4}} + P_5 \right] (1 - \alpha_r \Delta T) \quad (3.49)$$

Dont les paramètres sont définie par plusieurs expériences de charge et décharge.

2.3.5 Variation de la tension pendant la surcharge

La batterie durant sa charge passe par différents étapes : la charge, la surcharge et la fin de charge. La tension de fin de charge et donné par :

$$V_{fc} = [A' + B' \text{Log}(1 + I)] (1 + \gamma \Delta T) \quad (3.50)$$

Dont les constantes sont définie par l'expérimentation.

La tension de surcharge est donné par :

$$V_{sc} = V_g + (V_{fc} - V_g) \left[1 - \exp\left(-\frac{t - t_g}{\tau}\right) \right] \quad (3.51)$$

$\tau = \frac{P_1}{1 + P_2 I^{P_3}}$ est la constante de temps, P_i sont des coefficients relative au type de batterie

V_g est la tension de gassing, ou c'est la tension du début de dégagement gazeux.

2.3.6 Identification des paramètres du modèle

Les valeurs des paramètres précédents se déterminent expérimentalement en utilisant l'algorithme de Marquardt.

2.3.7 Equation de la tension de la décharge

Pendant la décharge la tension aux bornes de la batterie est donnée par :

$$V_d = [1.965 + EDC] - \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + I^{1.3}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007\Delta T) \quad (3.52)$$

$$\Delta T = T - T_{ref}$$

$EDC = 1 - \frac{Q}{C}$ est l'état de charge de la batterie qui indique la quantité d'électricité emmagasinée

pendant la charge à l'instant t , $\frac{Q}{C} = \frac{I.t}{C}$ est la profondeur de décharge.

C_{10} capacité nominale, I_{10} courant nominal.

Et la capacité totale utile pendant la décharge est donnée par :

$$C = \frac{1.67C_{10}}{1 + 0.67(I/I_{10})^{0.9}} (1 + 0.005\Delta T) \quad (3.53)$$

2.3.8 Equation de la tension de la charge

L'équation de la charge est donnée par :

$$V_c = [2 - 0.16EDC] + \frac{I}{C_{10}} \left[\frac{6}{1 + I^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.036 \right] (1 - 0.025\Delta T) \quad (3.54)$$

Dans ce cas l'état de charge est donnée par :

$$EDC = EDC_0 + \frac{\eta_c Q}{C} \quad (3.55)$$

EDC_0 est l'état de charge initiale. η_c est l'efficacité de charge donné par [26, 38] :

$$\eta_c = 1 - \exp\left[-\frac{a'}{b' + \frac{I}{I_{10}}} (EDC - 1) \right] \quad (3.56)$$

a', b' sont des constantes spécifique de la batterie, pour les types de batterie au plomb à plaques positives tubulaires avec un faible taux d'antimoine sont respectivement égale à 20.73 et 0.55.

2.3.9 Equation de la tension de la surcharge simplifiée

L'équation de la surcharge du modèle précédente a été modifiée pour faciliter la simulation et la nouvelle formule est donnée par [38]:

$$V_{sc} = V_g + (V_{fc} - V_g) \left[1 - \exp\left(\frac{0.95C - Q}{I\tau} \right) \right] \quad (3.57)$$

0.95C suppose que 95% de la capacité de décharge sont restitués pendant le début de surcharge. Le phénomène du dégagement gazeux V_g et la tension de fin de charge sont donnée par :

$$V_g = [2.24 + 1.97 \ln(1 + \frac{I}{C_{10}})](1 - 0.002\Delta T) \quad (3.58)$$

$$V_{fc} = [2.45 + 2.011 \ln(1 + \frac{I}{C_{10}})](1 - 0.002\Delta T) \quad (3.59)$$

Et la constante de temps est donnée par

$$\tau = \frac{17.3}{1 + 852(\frac{I}{C_{10}})^{1.67}} \quad (3.60)$$

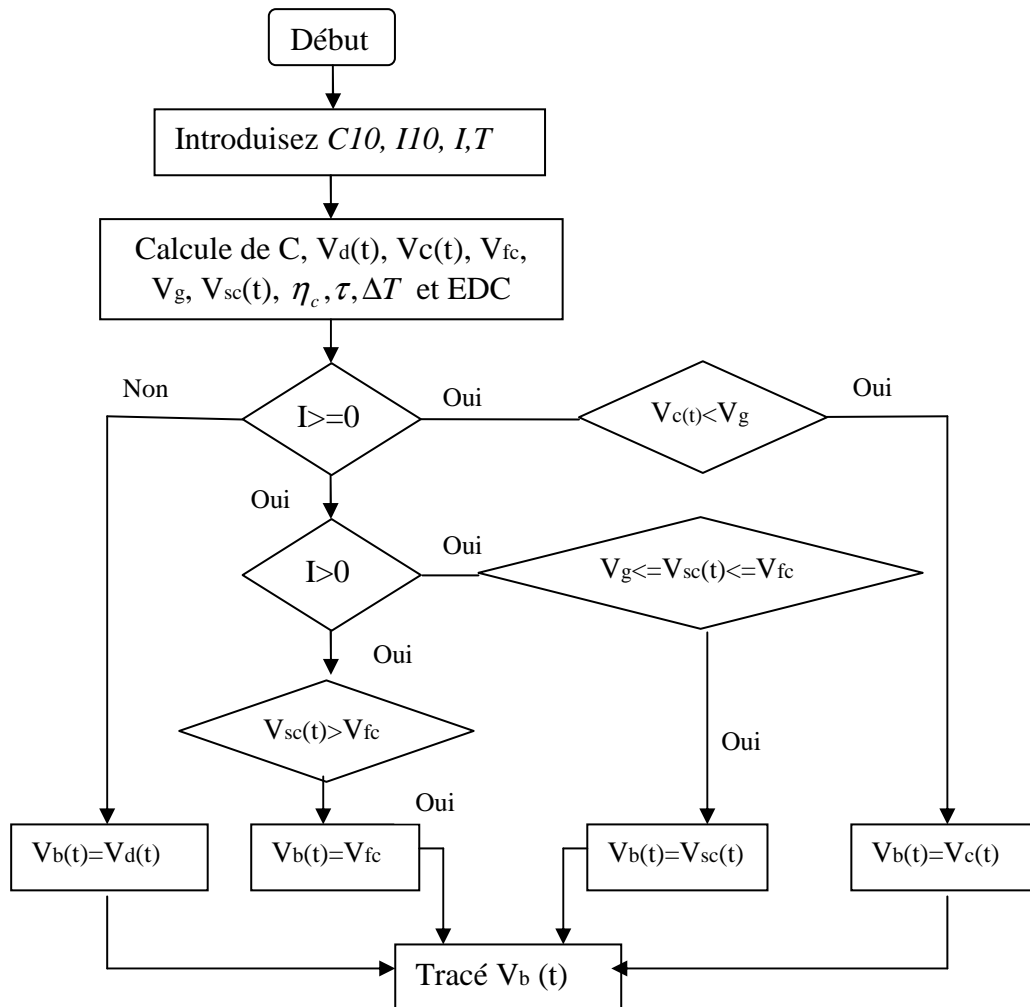


Fig. 31. Organigramme de modélisation de la batterie.

3. Dimensionnement des systèmes de protection cathodique photovoltaïque

Il s'agit d'estimer par le calcul le seuil de protection cathodique, c'est-à-dire le courant pour que la protection soit atteinte donc la puissance qui doit être fournie par la source (nombre de panneaux), de déterminer la masse et le nombre d'anodes. Le courant délivré doit être estimé au mieux, pour des raisons économiques et de certaines risques des intensités trop élevées : décollement des revêtements, fragilisation par l'hydrogène de certains alliages, en plus des interférences avec les structures voisines [4].

Dans un premier temps il faut dimensionner la protection cathodique seule, pour définir le besoin énergétique de la charge. Ensuite, avec les résultats obtenus plus les données météorologiques du site d'installation on peut dimensionner l'installation photovoltaïque. Dans le cas de cette étude, nous ne considérons que des structures métalliques longilignes.

3.1 Dimensionnement de la protection cathodique

Equations utilisées pour l'évaluation des besoins en courant et potentiels aux points de soutirage

Les hypothèses à prendre en compte dans les calculs sont les suivants [2, 4, 8, 39] :

- on néglige l'influence de la résistance du sol;
- on admet que cette résistance est constante le long du tracé de la structure;
- la résistance d'isolement de la conduite est constante le long du tronçon;
- pas de polarisation de la conduite;
- pas de gradient de potentiel dans le sol;
- on ne tient pas compte de la position du déversoir.

A- Cas d'une structure longiligne

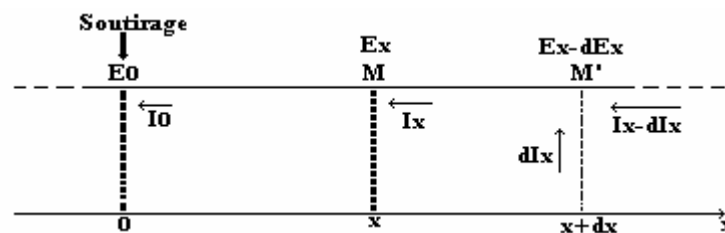


Fig. 32. Situation électrique sur une structure longiligne.

o : point de soutirage de courant et origine des abscisses.

I_x : Intensité de courant au point x (A).

E_x : Abaissement de potentiel par rapport au potentiel naturel de la structure au point x (V).

dI_x : Intensité entrant dans la structure entre les points x et x+dx (A).

dE_x : Abaissement du potentiel entre les points x et x+dx (V).

Les "lois des télégraphistes" donnent l'intensité et le potentiel d'injection [4, 8, 18].

$$I_x = \frac{E_0}{\gamma} sh(\alpha x) + I_0 ch(\alpha x) \quad (3.61)$$

$$E_x = E_0 ch(\alpha x) + \mathcal{M}_0 sh(\alpha x) \quad (3.62)$$

Où:

x : longueur de la structure à protéger (m).

E_x : Abaissement du potentiel au point x (V).

E_0 : Abaissement du potentiel qui doit être assuré au point x = 0 (V).

I_x : Intensité du courant qui doit être injecté au point x (A).

I_0 : Intensité du courant au point x = 0 (A).

α : coefficient d'atténuation de la conduite (m^{-1}).

γ : résistance caractéristique de la conduite (Ω).

La formulation du coefficient d'atténuation et de la résistance caractéristique de la canalisation est donnée ci-après :

$$\alpha = \sqrt{\frac{r}{R_{tr}}} \quad (3.63)$$

$$\gamma = \sqrt{rR_{tr}} \quad (3.64)$$

r : est la résistance longitudinale d'un mètre de conduite (Ωm^{-1}).

Les ouvrages métalliques traversés par le courant de protection sont considérés comme des conducteurs, présentant donc une résistance au passage d'un courant électrique. Dans le cas des canalisations, cette résistance dépend de la nature du matériau et des dimensions des conduites [2, 4, 6, 8, 12, 15, 18].

Elle est donnée par:

$$r = \rho_a \left(\frac{L}{S} \right) \frac{1}{L} \quad (3.65)$$

Où

L : longueur de la conduite (m).

ρ_{acier} : Résistivité de l'acier ($15 \text{ à } 25 \cdot 10^{-8} \Omega m$).

S : section du métal de la conduite (m^2), $S = \pi(e_p D - e_p^2)$.

R_{tr} : est la résistance transversale de l'isolement de la conduite (Ωm^{-1}). Elle est donnée par le revêtement de la conduite pour un mètre de la conduite (exprimée en Ohm par mètre de longueur). La relation qui donne cette résistance est la suivante [2, 4, 6, 8, 12, 15, 18]:

$$R_{tr} = \left(\frac{R_{is}}{\pi D} \right) \quad (3.66)$$

Où

D : diamètre de la conduite (m).

R_{is} : Résistance d'isolement après un temps d'exploitation (Ωm^2), c'est la résistance électrique par rapport au sol d'un mètre carré de canalisation revêtue. Elle ne dépend pas de la nature du produit de revêtement utilisé (bitume, polyéthylène, etc.) dont les résistivités sont toujours très élevées, mais surtout de leurs défauts (les trous dans le revêtement). Cette résistance est très importante, et elle doit être utilisée avec beaucoup de précaution, car elle influe directement sur l'intensité du courant de protection [2, 4, 6, 8, 15, 18].

La relation qui donne cette résistance est la suivante :

$$R_{t_{is}} = R_{0_{is}} \frac{1 - \exp(-\beta'' t)}{\beta'' t} \quad (3.67)$$

Où

$R_{0_{is}}$: Résistance d'isolement initiale (Ωm^2).

β'' : Coefficient de vieillissement (0.116 à 0.138 /An).

t : temps d'exploitation (An).

Remarque [9]

- La résistance transversale de l'isolement de la canalisation est supposée homogène le long de la structure.
- L'abaissement du potentiel est la différence entre le potentiel initial du métal dans le sol au point de mesure et le potentiel pris sous l'effet du courant de protection.
- L'intensité de courant à l'extrémité de la conduite, opposée au soutirage (à la limite de la protection) sera nulle.

Potentiel au point de soutirage (V)

Dans le cas des structures longilignes (pipelines), le potentiel d'injection est défini comme étant l'abaissement du potentiel qu'on doit assurer au point de soutirage, afin d'avoir aux extrémités de la conduite des valeurs conformes au critère de protection (c'est-à-dire inférieure à -850mV par rapport à une électrode de référence Cu/CuSO₄) [1, 2, 4, 5, 12, 15]. Il est donné par [4,18] :

$$E_s = E_L ch(\alpha L_p) \quad (3.68)$$

$$L_p = \frac{2}{\alpha} \ln\left[\frac{E_s}{E} + \sqrt{\frac{E_s}{E} - 1}\right] \quad (3.69)$$

Intensité du courant de soutirage (A)

Le courant de protection est défini comme étant l'intensité de courant totale nécessaire, à injecter dans la structure afin d'assurer un abaissement de potentiel conforme au critère de protection. L'intensité du courant de soutirage est donnée par [1,2, 4, 10,18] :

$$I_s = \frac{|E_s|}{\gamma} th(\alpha L_p) \quad (3.70)$$

Où

$$I_s = 2E \frac{sh(\alpha \frac{L_p}{2})}{\gamma} \quad (3.71)$$

$$I_x = \left(\frac{|E_s|}{\gamma}\right) \frac{sh(\alpha(L_p - x))}{ch(\alpha L_p)} \quad (3.72)$$

Nombre de postes

Le nombre de poste de soutirage à installer sur une conduite de longueur L est donné par la relation [38] :

$$N_p = \left(\frac{L}{L_p}\right) + 1 \quad (3.73)$$

B- Equations utilisées pour le dimensionnement des déversoirs**Calcul du nombre d'anodes nécessaires**

Le nombre d'anodes nécessaire pour assurer la durée de vie prévue pour l'installation, est donné par plusieurs méthodes de calcul.

- Méthode basée sur la consommation des anodes

Le nombre d'anodes est donné par la relation suivante [4, 18]:

$$N_{ano} = \frac{I_S C_{ano} t}{M_{uano}} \quad (3.74)$$

Résistance d'un déversoir horizontal en rails à lit continu avec utilisation du backfill (Ω)

La résistance d'un déversoir horizontal en rails à lit continu avec utilisation du "backfill" est donnée par l'expression suivante [18, 38] :

$$R_D = \rho_s \left(\frac{\text{Ln} \left(\frac{L_D}{P_r d} \right) + \left(\frac{\rho_F}{\rho_s} \right) \text{Ln} \left(\frac{d}{D_r} \right)}{2\pi L_D} \right) \quad (3.75)$$

Poids de la fine de coke utilisée (Kg)

Le backfill utilisé est la poussière de coke sinon il est remplacé par un autre comme le backfill à base de bentonite, sa masse est donnée par la formule suivante [15] :

$$M_F = 0.523 L_D (D^2 - D_r^2) M_V \quad (3.76)$$

Volume d'eau nécessaire pour l'arrosage du déversoir (m^3)

Le volume d'eau nécessaire pour l'arrosage d'un déversoir de ce type est calculé suivant la formule [15] :

$$V_{eau} = 0.723 L_D (D^2 - D_r^2) \quad (3.77)$$

C- Dimensionnement de la source d'énergie

Résistance totale (Ω)

La résistance totale du circuit du poste de protection cathodique est donnée par la relation suivante [1, 8, 15, 39] :

$$R_t = R_D + R_C + \gamma \quad (3.78)$$

γ : Résistance caractéristique

R_D : Résistance du déversoir.

R_C : Résistance totale des câbles de liaison donnée par :

$$R_C = \frac{\rho_C L_C}{S_C} \quad (3.79)$$

L_C : longueur totale des câbles

S_C : surface des câbles (50 mm^2)

Tension d'un poste de soutirage (V)

La tension qui doit être fournie par le poste protection cathodique est donnée par la relation [8, 11, 15] :

$$U_p = R_t I_s + E_s \quad (3.80)$$

Puissance d'un poste de soutirage (W)

Une majoration de 30% est prévue pour une éventuelle extension future du réseau, le besoin en courant protecteur sera :

$$I_{Majoré} = 1.3I_s \quad (3.81)$$

Ainsi que le générateur doit fonctionner au 2/3 de sa tension, sans arrêt, pour augmentée sa durée de vie donc on a :

$$U_{Majoré} = 1.5U_p \quad (3.82)$$

La puissance demandée par une station de la protection cathodique et qui doit être assurée par la source d'énergie solaire photovoltaïque est donnée par la relation suivante [6, 8, 11, 12, 15].

$$P = U_{Majoré} I_{Majoré} \quad (3.83)$$

Consommation journalière moyenne (Wh)

La consommation journalière moyenne de la station de la protection cathodique est exprimée par la relation :

$$C_{jm} = 24P \quad (3.84)$$

Les organigrammes relatifs au dimensionnement des caractéristiques de la station de la protection cathodique, du dimensionnement du déversoir et de l'évaluation du besoin énergétique de la station de protection cathodique sont décrits par les figures suivantes:

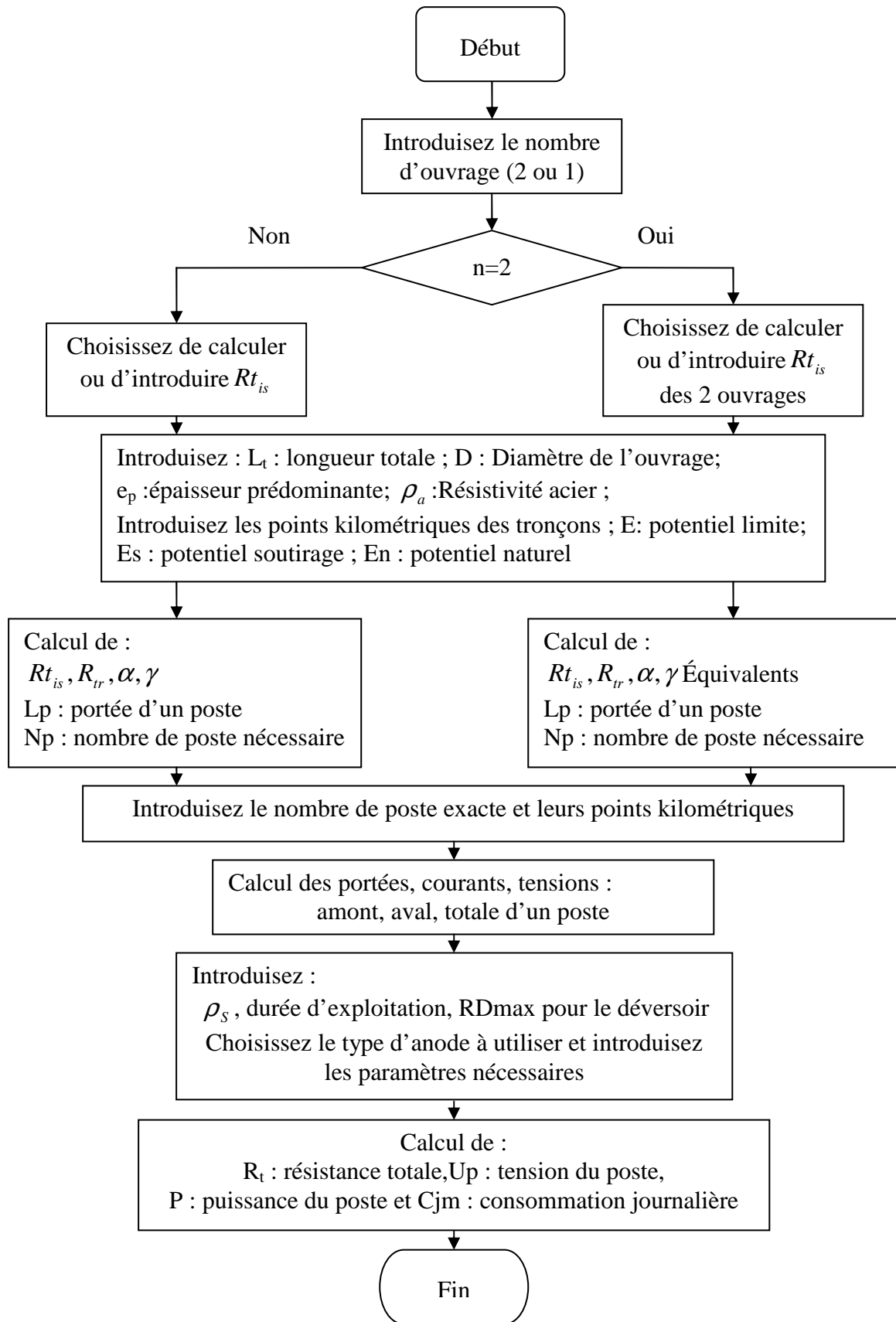


Fig. 33. Algorithme global de dimensionnement de la station de protection cathodique.

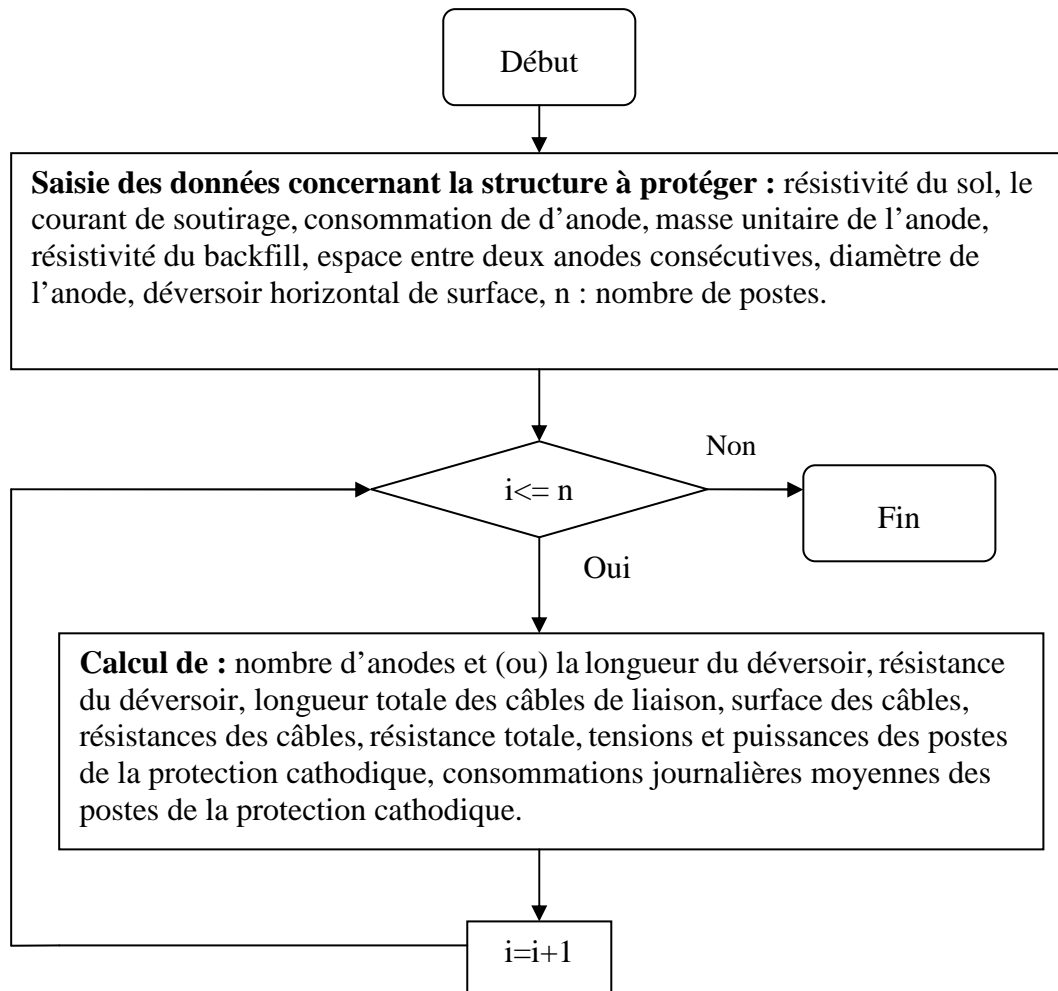


Fig. 34. Organigramme de dimensionnement du déversoir et de la consommation de la station de protection cathodique.

3.2 Dimensionnement des Générateurs photovoltaïques

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque consiste à calculer le nombre de modules qu'on doit utiliser dans un panneau, et le nombre de batteries assurant une autonomie pendant les jours non ensoleillés [6, 8, 11, 39, 40, 41].

Cela connaissant les données météorologiques sur le site de protection. Il est bien entendu que la fiabilité et l'efficacité du système solaire dépendent étroitement du dimensionnement effectué [41].

3.2.1 Méthodes de dimensionnement

On a deux groupes de méthode il s'agit respectivement des méthodes analytiques et numériques [40,41].

Méthodes analytiques

Elles utilisent principalement des expressions analytiques ou des formules simplifiées une de ces méthodes est donnée par :

$$Aire = \frac{consommation}{\eta_g \cdot rayonnement} \quad (3.85)$$

Et

$$Capacité = consommation \times autonomie \quad (3.86)$$

Ces deux expressions déterminent respectivement la surface du champ de modules photovoltaïques et la capacité du stockage électrochimique (Ah ou Wh). Elles sont souvent utilisées lorsque les éléments du système sont connus.

Méthodes numériques

Plusieurs méthodes numériques existent, où des calculs directs sont effectués en considérant le couple (puissance du champ de modules - capacité de la batterie).

$$C_A = \frac{\eta_g Aire R_{ig}}{C_{jm}} \quad (3.87)$$

C_A : est le rapport entre la production énergétique moyenne du champ et la demande énergétique moyenne de la charge.

Le rapport entre l'énergie maximale qui peut être fournie par la batterie et le besoin énergétique moyenne de la charge est représenté par C_s .

$$C_s = \frac{C}{C_{jm}} \quad (3.88)$$

Généralement, les méthodes dites analytiques ne sont pas souvent utilisées à cause d'un manque de précision, et demandent plus d'approximations qui défavorisent la généralisation de leur utilisation [11, 40, 41].

Méthode appliquée

Elle se base sur la simulation de l'irradiation globale sur plan incliné et de la durée d'ensoleillement sur le site considéré. Elle consiste à [11] :

1. Déterminer le rayonnement global sur un plan incliné (R_{gi}).
2. Déterminer la taille du champ de modules photovoltaïques (la surface du champ, le nombre de modules en série et en parallèle ainsi que la puissance crête requise) et de la capacité de la batterie à installer.

3.2.2 Détermination de la taille du champ de modules photovoltaïques

La taille est donnée en fonction de : la consommation énergétique journalière de la charge, le rayonnement global incliné et des divers rendements des éléments constituant le système [11, 40, 42].

$$Aire = \frac{C_{jm}}{R_{ig} \eta_m \eta_r \eta_b} \quad (3.89)$$

$$P_{GPV} = Aire \cdot 1000 (W / m^2) \cdot \eta_m \quad (3.90)$$

- Rendement moyen du module

Ce rendement a été établi, en considérant le rendement du module photovoltaïque obtenu dans les conditions standard et de la température moyenne de la cellule. Son expression est la donnée par [11, 40] :

$$\eta_m = \eta_0 \left[1 - G \left(\overline{T_c} - 25 \right) \right] \quad (3.91)$$

- Température moyenne de la cellule

Son expression est fonction du rayonnement solaire moyen, de la température ambiante et la température de fonctionnement nominal (NOCT). Elle est donnée par [11, 40] :

$$\overline{T_c} = \overline{T_{amb}} + \overline{R_{gi}} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (3.92)$$

Avec

$$\overline{R_{gi}} = \frac{R_{gi}}{D_{jour}} \quad (3.93)$$

Le nombre total de branches (série et parallèle) est donné par [29, 40] :

$$N_{mt} = \frac{P_{GPV}}{P_{mod\ crete}} \quad (3.94)$$

$$N_{ms} = \frac{V_{nC}}{V_{n\ mod}} \quad (3.95)$$

$$N_{mp} = \frac{N_{mt}}{N_{ms}} \quad (3.96)$$

3.2.3 Détermination de la capacité de la batterie de stockage

Elle nécessite :

- Le calcul de la capacité utile de la batterie, en déterminant l'autonomie **N** de la batterie (nombre de jours successifs sans ensoleillement susceptibles d'être rencontré dans le site). Cette autonomie correspond à une capacité utile C_u (Ah) qui a pour expression [40] :

$$C_u = \frac{P}{U_n} 24.N \quad (3.97)$$

Avec :

P : Puissance du poste de la protection cathodique fournie à la charge calculée précédemment et exprimée en watts (W),

U_n : Tension nominale de la batterie, exprimée en volts (V).

- Le calcul de la capacité nominale C_n , correspondant à une décharge en 10 heures de la batterie.

La capacité nominale aura donc pour expression suivante :

$$C_n = \frac{C_u}{0.80} \quad (3.98)$$

L'autonomie du système de protection cathodique doit assurer la non interruption en alimentation énergétique de notre système car toute arrêt peut conduire à une accélération du phénomène de la corrosion [4, 5, 11, 39].

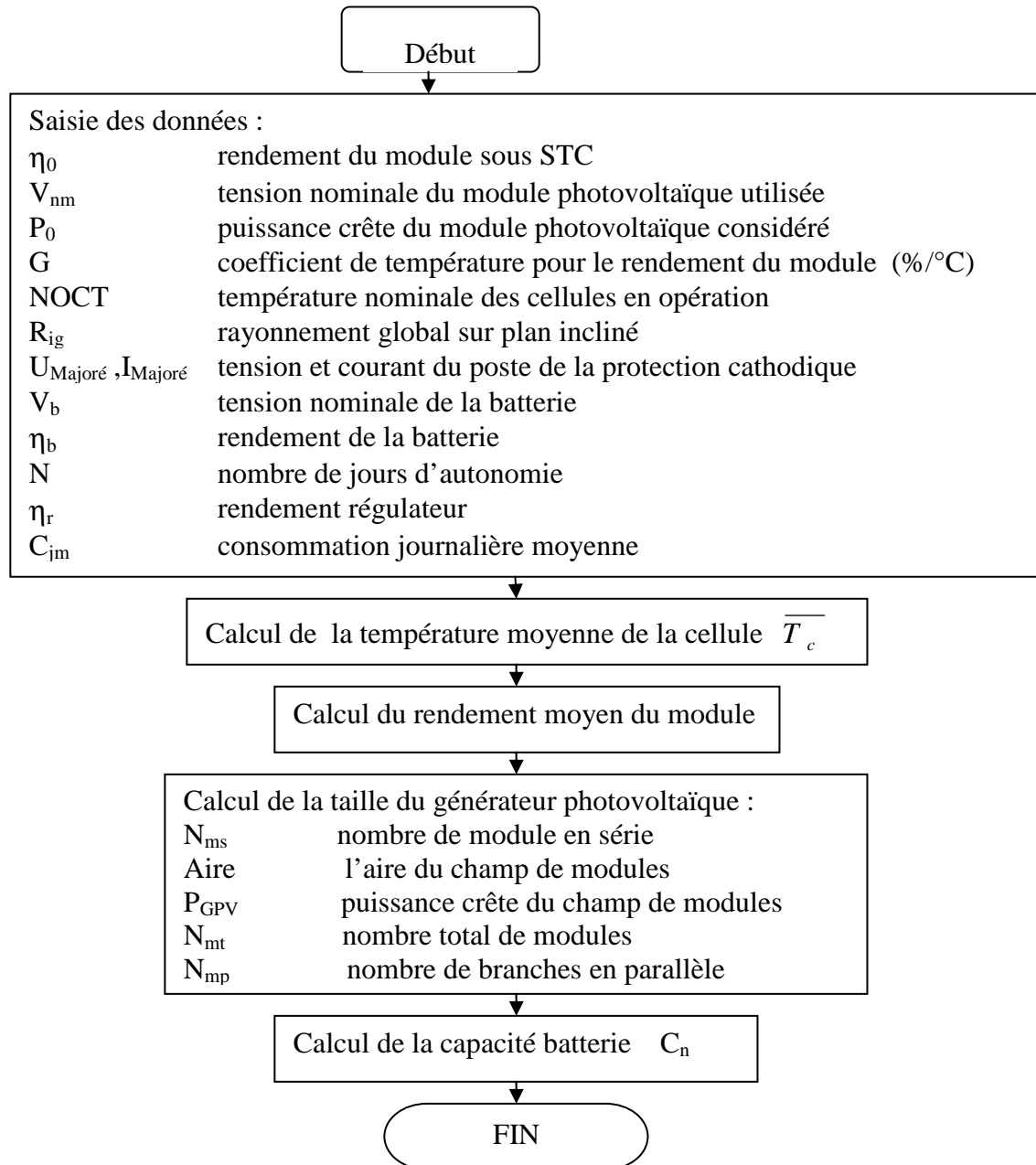


Fig. 35. Algorithme de dimensionnement de la paire générateur (photovoltaïque -batterie) du système photovoltaïque appliqué à la protection cathodique.

4. Conclusion

Un système photovoltaïque destiné à la protection cathodique se compose principalement d'un champ de modules photovoltaïques, de batteries et de régulateur. L'objectif du dimensionnement effectué est l'évaluation du courant de protection qui conduit à la détermination du nombre d'anodes et la puissance demandée par la source électrique à appliquer, d'où le nombre de modules et batteries nécessaires. Le chapitre suivant sera consacré au système de régulation. Les circuits de base de ce régulateur sont les convertisseurs DC/DC (dévolteur-survolteur).

1. Introduction

Pour arrêter complètement la corrosion, la canalisation à protéger doit être alimentée par un courant constant. Mais la résistivité du sol varie inversement avec la quantité d'humidité du sol, d'où la variation de la résistance totale du circuit par conséquence, le courant soutiré variera si une tension continue constante est appliquée. Donc, la structure à protégée sera corrodée suite à une surprotection, ou une sous protection.

Pour maintenir un courant constant, les systèmes de protection cathodique conventionnels, emploient un ajustement manuel de la tension. Cette procédure est répétée régulièrement et à chaque fois. Un tel processus est fastidieux, parmi ses inconvénients : perte de temps, coûteux et compliqué puisqu'il dépend de l'expérience du technicien et de la précision des instruments de mesures. Plus encore une sérieuse corrosion peut prendre place durant la période entre deux ajustements successifs [43].

Pour surmonter les difficultés mentionnées précédemment, un système de régulation automatique se prêle comme une meilleure solution. Ce système détecte les variations de la résistivité du milieu environnant et ajuste la tension continue pour maintenir le courant toujours constant.

La figure suivante présente le schéma synoptique du système de la protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque, dont

GPV : c'est le générateur photovoltaïque.

PPM : point de puissance maximum.

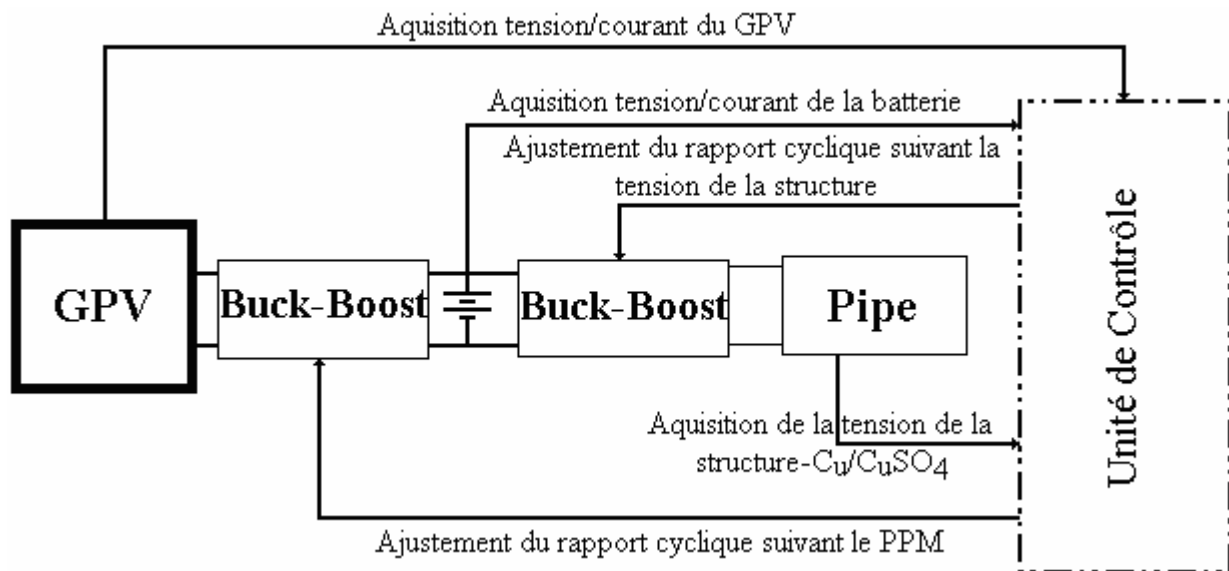


Fig. 36. Schéma synoptique du système de la protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque à base du régulateur.

2. Le système de régulation dans la protection cathodique

L'ajustement de la tension doit se faire continuellement et automatiquement. Le circuit régulateur se compose essentiellement d'hacheurs.

Les tensions de soutirage E_s à chaque point du pipe, doivent être comprises entre -850mV à -1500mV par rapport à l'électrode de référence (Cu/CuSO₄). Sinon, le rapport cyclique du hacheur survolteur – dévolteur augmente ou diminue pour maintenir un courant constant afin de maintenir les critères de protection.

3. Circuit d'alimentation de la charge

Comme nous l'avons cité plus haut la résistance du circuit varie soit en augmentant soit en diminuant. Le circuit électronique choisit, est un hacheur buck-boost. Car, nous remarquons que pour la même tension d'entrée la tension de sortie lui est soit inférieure, supérieure ou égale.

C'est un hacheur inverseur de tension, la fréquence de travail peut être fixé à : $f = 50 \text{ kHz}$.

Le régime stationnaire conduit à [44] :

$$V_s = \frac{\alpha' V_e}{1 - \alpha'} \quad (4.1)$$

$$\alpha' = \frac{V_s}{V_s - V_e} \quad (4.2)$$

$$L = \frac{1}{f} \frac{1}{\Delta I_L} (V_s + V_F) \left(\frac{V_{e \min}}{V_s + V_F + V_{e \min}} \right) \quad (4.3)$$

Où $V_F = 0.7V$ (tension directe de la diode) et ΔI_L est choisi égale à 40 % du courant moyen dans la bobine L, il suit que :

$$\Delta I_L = 0.4 I_L = 0.4 I_s \left(\frac{V_{e \min} + V_s + V_F}{V_{e \min}} \right) \quad (4.4)$$

$$I_{sor} = (1 - \alpha') I_L \quad (4.5)$$

L'amplitude d'ondulation de la tension de sortie est :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha' I_s}{f \cdot C} \quad (4.6)$$

Si on considère $\Delta I_s = 10 \%$, nous tirons la valeur de la capacité de l'expression (4.6), nous aurons:

$$C = \frac{\alpha' I_s}{0.1f} \quad (4.7)$$

Pour : $V_s = V_e = 24$ V, c'est-à-dire pour $\alpha' = 0.5$.

Les valeurs de l'inductance et de la capacité étant déterminées. La simulation nous donne :

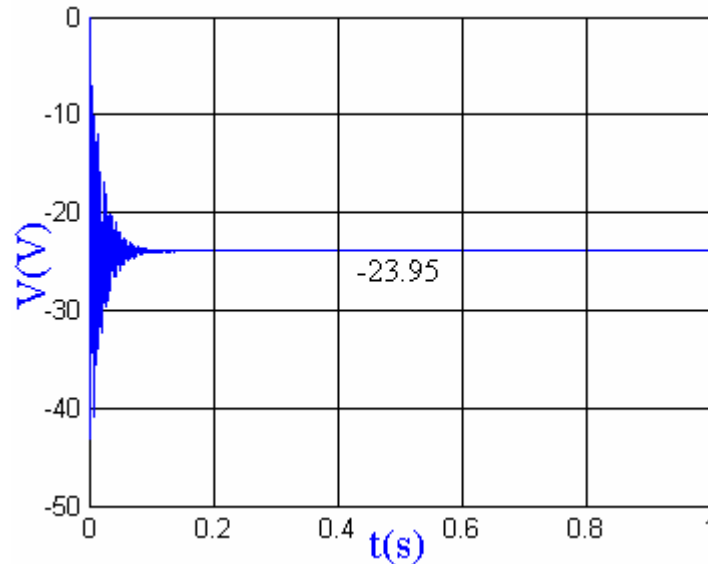


Fig. 37. Tension de sortie appliquée au pipeline pour $\alpha' = 0.5$, pour $V_s = V_e$.

La figure Fig. 37. montre bien que la tension de sortie souhaitée est atteinte suivant l'équation (4.1).

La commande de l'interrupteur peut se faire par un microcontrôleur. L'ajustement de la tension de sortie à la valeur demandée se fait grâce à la variation du rapport cyclique, d'après les valeurs des tensions soutirées mesurées par rapport à l'électrode de référence Cu/CuSO₄. Ainsi la valeur de la tension appliquée à la charge va augmenter ou diminuer suivant les conditions d'immunité de la structure pour garantir la protection cathodique et à courant constant.

Pour cela nous avons effectué une modélisation et une simulation du circuit en utilisant l'outil Simulink de l'environnement "MATLAB".

3.1 Equations d'états

La simulation est effectuée à l'aide du modèle d'état du système.

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} (\alpha' V_b - R_L I_L + (1 + \alpha') V_s) \quad (4.8)$$

$$\frac{dV_s}{dt} = -\frac{V_s}{RC} - \frac{I_L}{C} (1 - \alpha') \quad (4.9)$$

3.2 Variation de la tension de sortie du buck-boost en fonction du rapport cyclique

Le modèle du circuit buck-boost est réalisé suivant les équations d'états établies pour déterminer V_s et I_L . C'est la tension V_s qui sera simulé suivant les variations du rapport cyclique. La figure Fig. 38. illustre le modèle de ce hacheur.

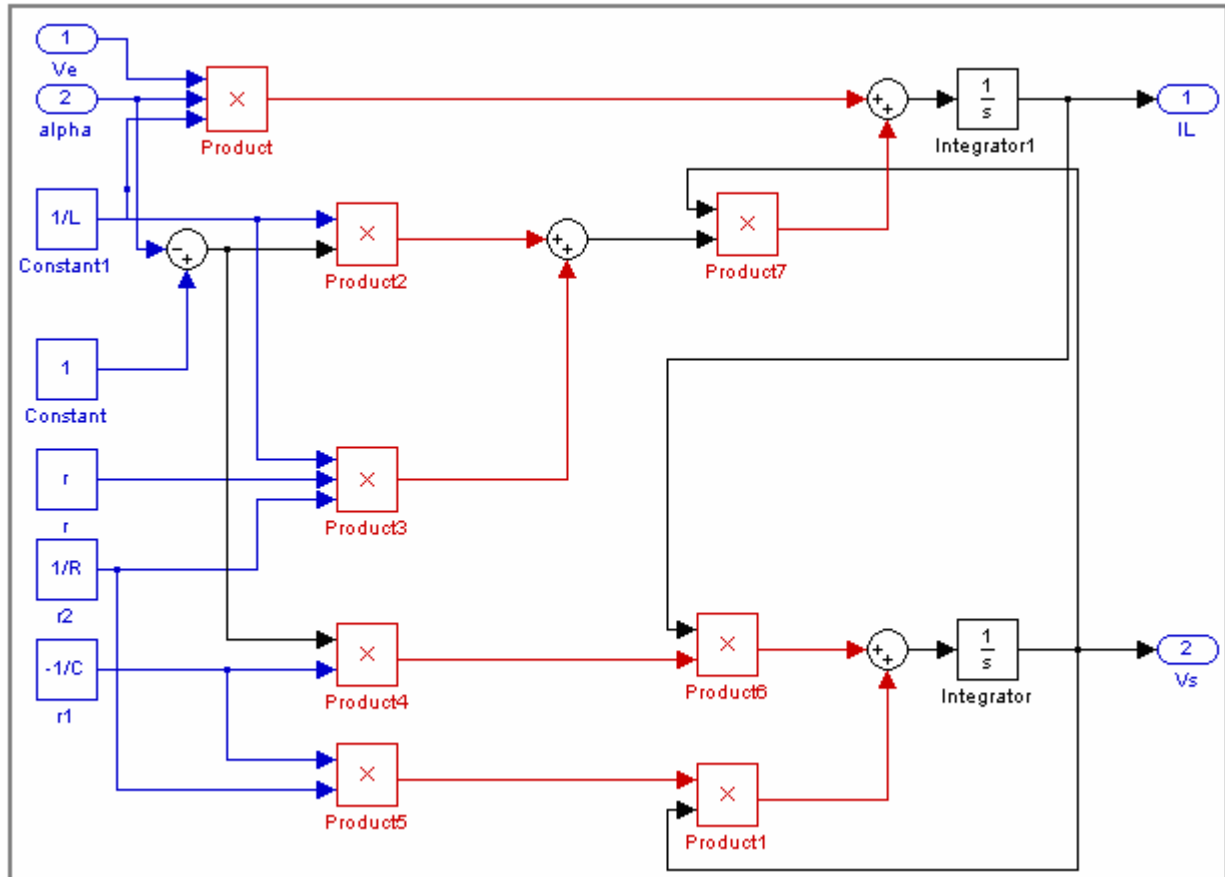


Fig. 38. Modèle du circuit du buck-boost.

Les valeurs des composants de ce circuit sont introduites dans le fichier programme de Matlab. Avant de simuler le comportement de la tension de sortie en faisant varier le rapport cyclique α' , il faut affecter les valeurs aux composants :

$c=100 \mu\text{F}$;
 $L=137 \mu\text{H}$;
 $R_L=0.01 \Omega$;
 $Z=10 \Omega$;

Nous démarrons toujours à partir de $\alpha' = 0.5$ donc pour $V_s = V_e$., la figure suivante illustre la simulation de ce cas et d'autre cas.

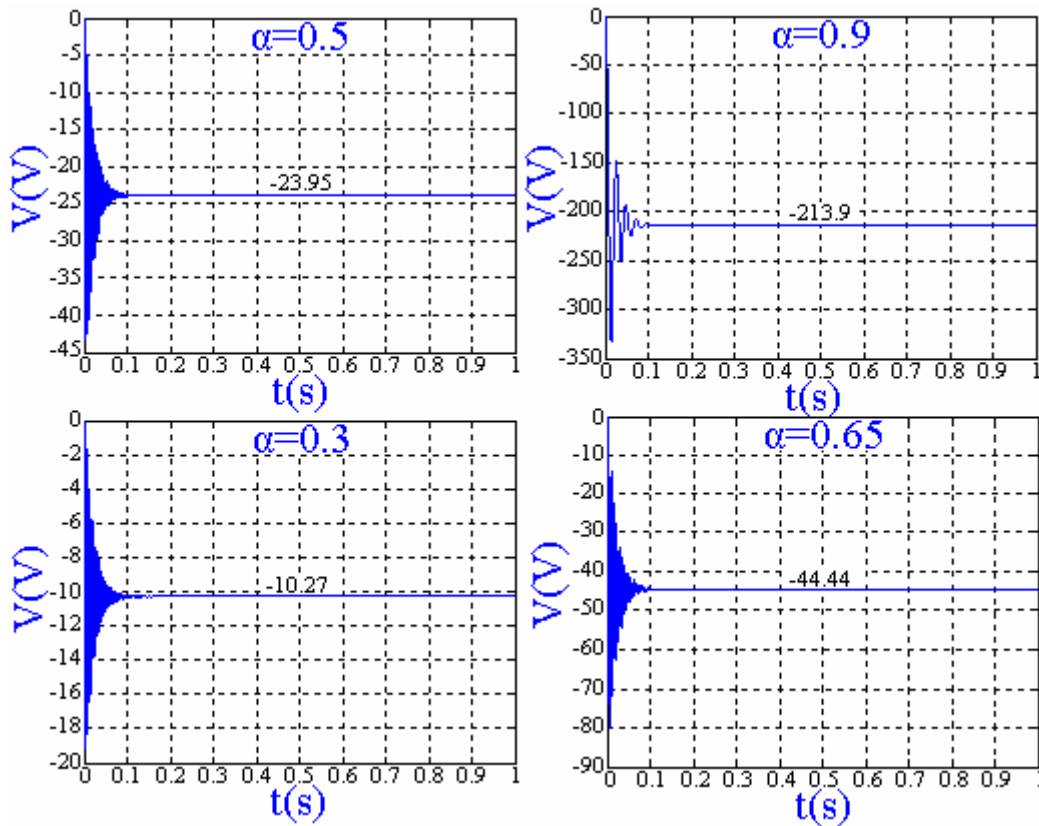


Fig. 39. Tension de sortie du buck-boost pour différentes valeurs de α' .

Par exemple Pour $\alpha' = 0.3$ on a $V_s = \frac{24 \times 0.3}{1 - 0.3} \Rightarrow V_s = 10.28$. De là, on remarque bien que le Buck-Boost simulé donne les tensions souhaitées à la sortie. Si $\alpha' < 0.5$ la tension à la sortie est inférieure à la tension d'entrée et vice versa.

3.3 Commande du buck-boost

Les modèles des convertisseurs en électronique de puissance sont complexes de même que leurs commandes. Dans notre cas la tension de sortie du buck-boost doit générer la tension d'immunité de la structure à protéger cathodiquement. Pour obtenir cette valeur nous mesurons le potentiel de la structure par rapport à l'électrode de référence et nous agissons sur le rapport cyclique α' pour la commande adéquate du buck-boost. La figure Fig. 40. illustre le circuit de l'asservissement de la commande.

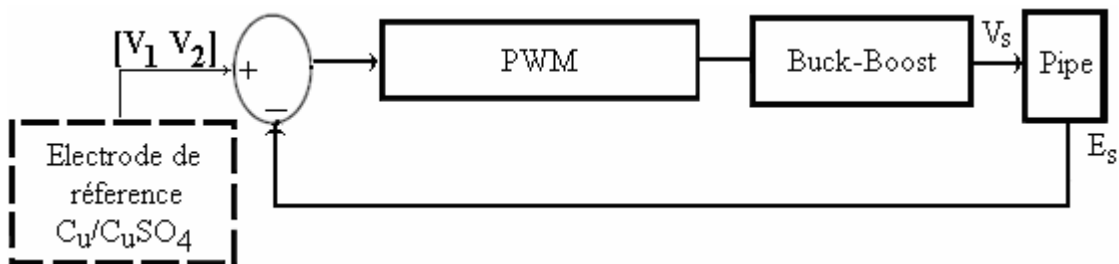


Fig. 40. Asservissement de la commande du buck-boost.

On admet que la protection d'une structure est assurée si la ddp par rapport à l'électrode de référence est comprise entre : $V_1 = 1.5 \text{ V}$ et $V_2 = 0.850 \text{ V}$.

La commande est établie suivant que [43] :

Si: $E_s - V_1 > 0$ la tension de sortie devra être égale à :

$$V_s(k+1) = V_s(k) + (E_s - V_1) \quad (4.10)$$

$V_s(k)$ étant la tension mesurée précédemment

Si : $E_s - V_2 < 0$, nous aurons :

$$V_s(k+1) = V_s(k) + (E_s - V_2) \quad (4.11)$$

Alors d'après l'équation (4.1), le rapport cyclique devient :

$$\alpha' = \frac{V_s(k+1)}{V_s(k+1) + V_e} \quad (4.12)$$

Si : $E_s - V_1 < 0$ et $E_s - V_2 > 0$, nous aurons :

$$V_s(k+1) = V_s(k) \quad (4.13)$$

Dans le premier cas nous avons une augmentation de V_s , dans le deuxième cas, nous avons la diminution de V_s et dans le troisième cas V_s est maintenue constante. Ce type de commande fait intervenir la tension d'entrée et la tension de sortie à atteindre suivant les limites imposées par la protection cathodique.

Le modèle du circuit simulant la commande, est illustré par la figure Fig. 41. :

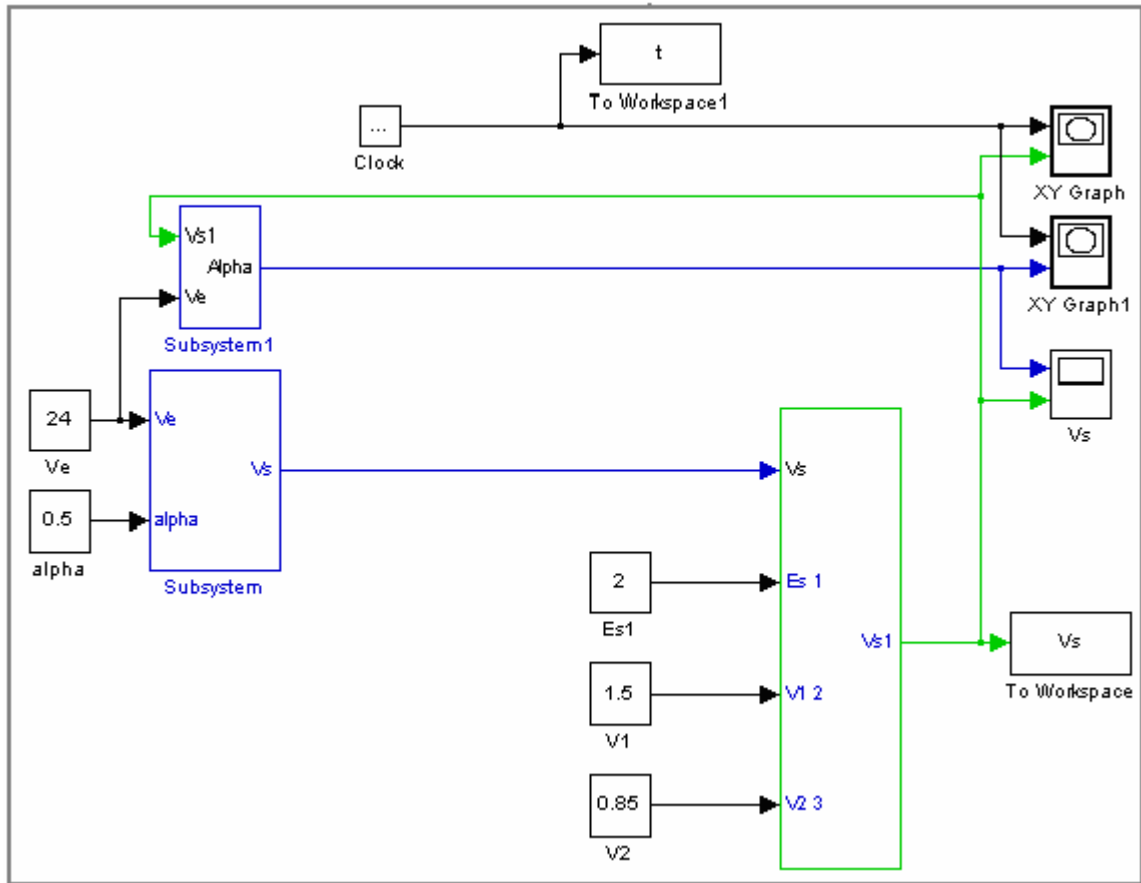


Fig. 41. Modèle de la simulation du rapport cyclique et tension de sortie générés.

On a trois cas possible dans la protection cathodique :

- 1) $E_s - V_1 > 0$ Sachant que $V_1=1.5V$, $E_s =2V$.
- 2) $E_s - V_2 < 0$ Sachant que $V_2=0.850V$, $E_s =0.5V$.
- 3) $E_s - V_1 < 0$ et $E_s - V_2 > 0$. Sachant que $V_1 = 1.5 V$ et $V_2 = 0.850 V$, $E_s=1 V$.

Les résultats de simulation de la tension de sortie générée et celle du rapport cyclique dans ces cas sont illustrés par les figures suivantes :

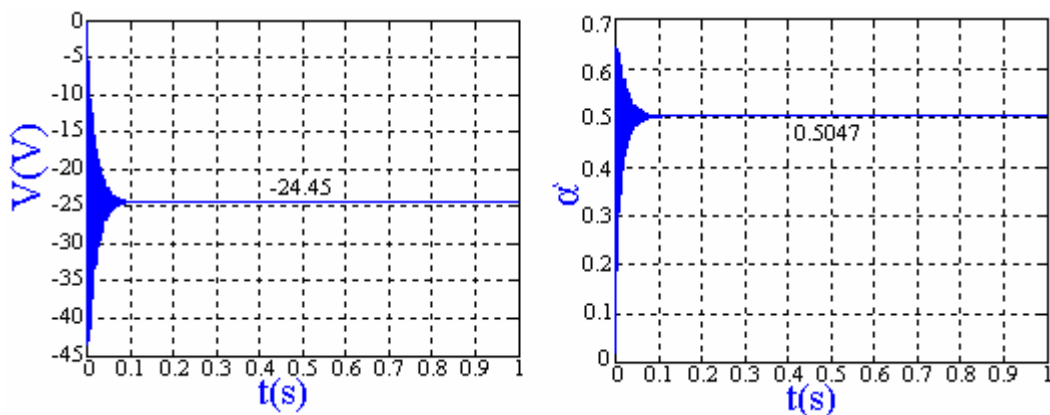


Fig. 42. Tension de sortie et rapport cyclique cas (1).

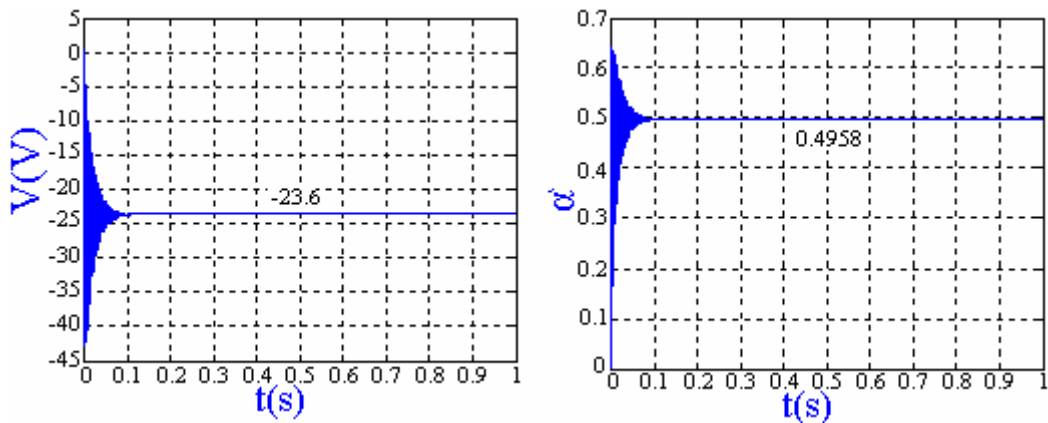


Fig. 43. Tension de sortie et rapport cyclique cas (2).

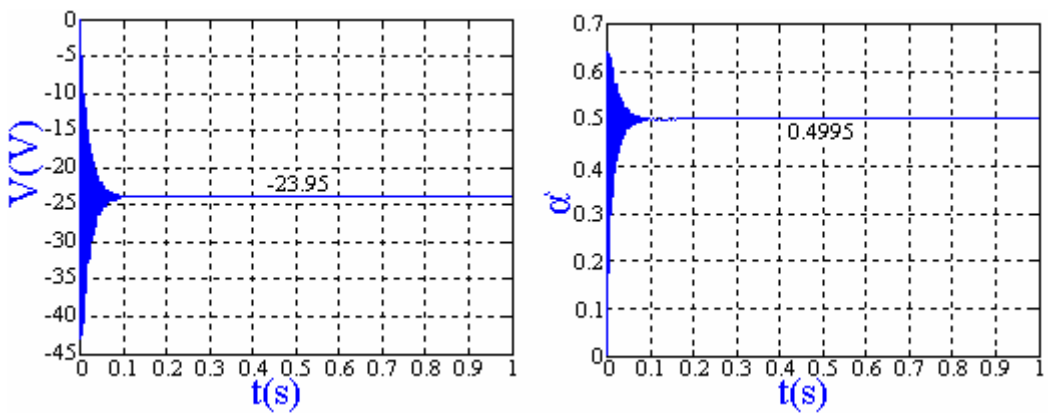


Fig. 44. Tension de sortie et rapport cyclique cas (3).

On remarque que la commande simulé suivant les trois cas présentés, donne les tensions souhaitées à la sortie suivant les rapports cyclique générés en concordance avec la variation de la tension de soutirage E_s . Le rapport cyclique augmente dans le premier cas, diminue au deuxième cas et reste invariable dans le troisième cas.

3.4 Algorithmes

L'organigramme du programme assurant la surveillance et le contrôle de l'atteinte des critères de la protection cathodique afin de garantir son efficacité est illustré à la figure Fig. 45.

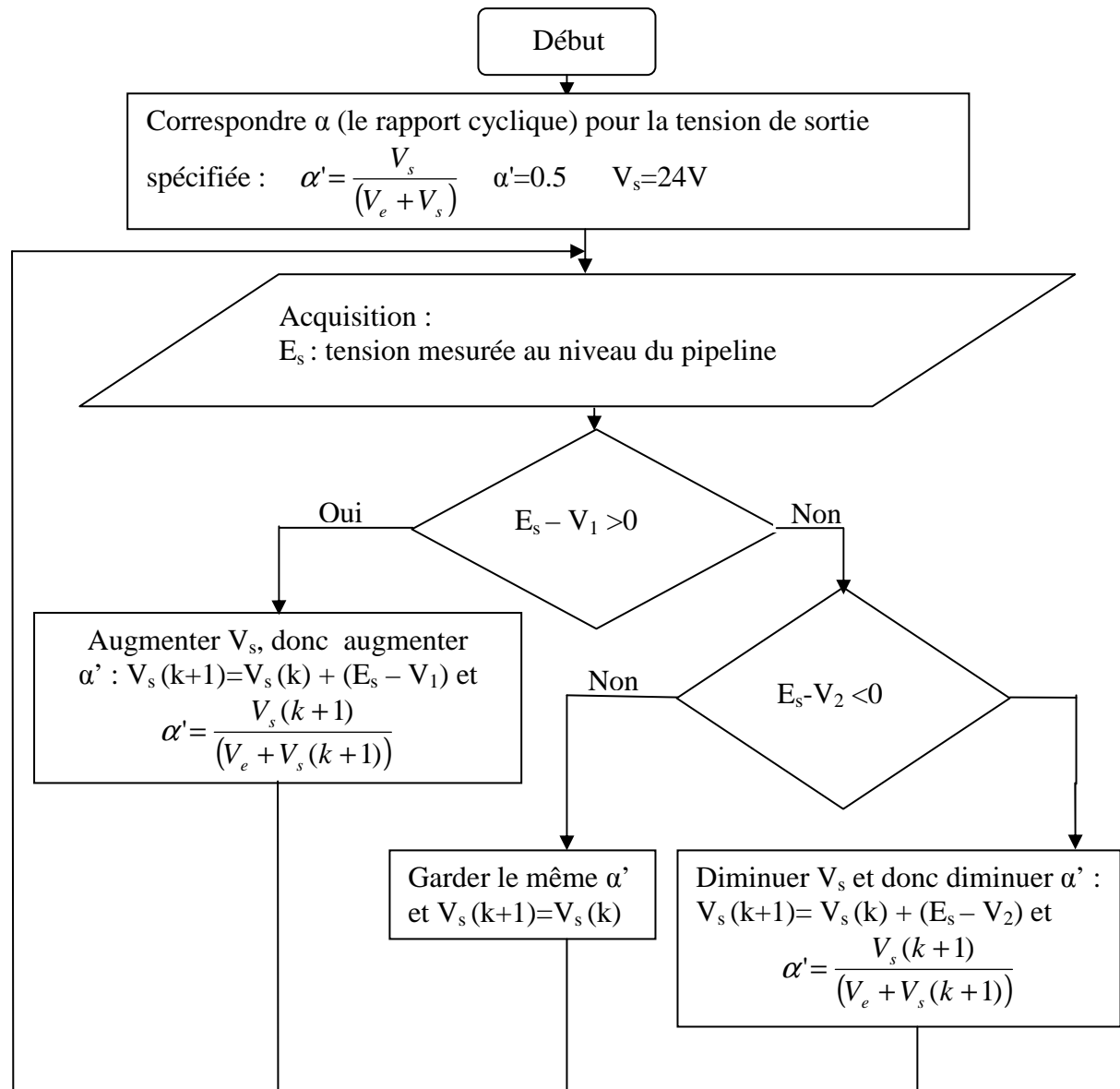


Fig. 45. Organigramme de la surveillance et de contrôle de la protection cathodique.

4. Recherche du point de puissance maximale

4.1 Méthode Perturbation et Observation (P&O)

C'est une méthode à contre réaction de puissance, et c'est la méthode MPPT la plus utilisée vu la simplicité de son principe et la facilité de son implémentation. Sa technique consiste à effectuer une perturbation (augmentation ou diminution) périodiquement la tension du panneau en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, après comparaison l'énergie précédemment délivré avec la nouvelle après perturbation. L'observation de la puissance permet de prendre une décision sur la prochaine perturbation à introduire, s'il y'a eu une augmentation de la puissance, la perturbation continuera dans le même sens (ajout de +dV de tension), sinon elle est inversée. Dans ces conditions le Tracker cherche en permanence le maximum de puissance.

L'algorithme de cette méthode est donné dans la figure Fig. 46. On explique dans ce qui suit son fonctionnement brièvement :

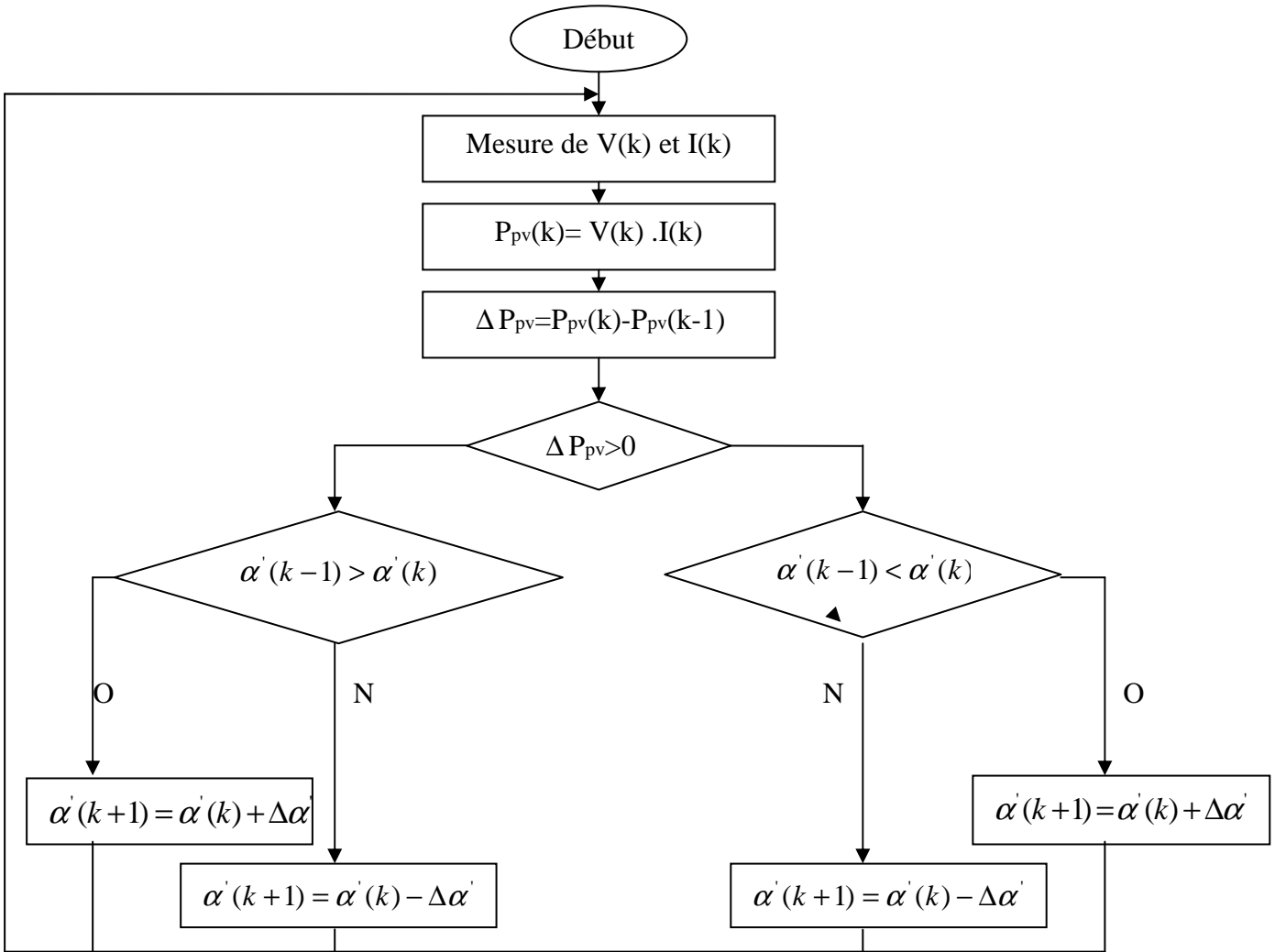


Fig. 46. Organigramme de l'algorithme P&O.

Une mesure du courant et de la tension du panneau est effectuée pour calculer la puissance à l'instant k , ensuite celle-ci est comparée à celle mesurée à l'instant $k-1$. La différence détermine le sens de la perturbation, si elle est positive le sens de perturbation ne change pas, sinon elle doit être dans le sens opposé. Un test est effectué sur ΔV et la décision est alors prise sur la prochaine valeur du rapport cyclique, soit par son incrémentation ou décrémentation.

Par exemple, si $\Delta P > 0$ et $\Delta V < 0$: la puissance a augmenté et suivie d'une décrémentation du rapport cyclique, la décision à prendre dans ce cas sera alors une autre décrémentation du rapport cyclique.

La perturbation est introduite à chaque cycle d'horloge et une fois le MPP atteint, l'algorithme ne s'arrêtera pas et V continuera d'osciller autour de la tension de fonctionnement idéal V_m . Ces oscillations causent des pertes d'énergie et leur amplitude est proportionnelle au pas de perturbation $\Delta\alpha'$ [45].

Si $\Delta\alpha'$ est grand, l'algorithme convergera rapidement vers le MPP, mais l'amplitude des oscillations seront importantes. Si $\Delta\alpha'$ est trop petit l'amplitude des oscillations sera faible mais l'algorithme aura une réponse très lente, ce qui diminuera son efficacité pour des variations rapides de l'insolation et de température.

Le choix idéal de $\Delta\alpha'$ est donc un compromis à faire entre la rapidité de la réponse de l'algorithme et les pertes de puissance générées par les oscillations autour de l'état stable. Cette valeur est déterminée la plupart du temps expérimentalement ou par la simulation.

L'algorithme recherche le point MPP qu'une fois l'ensoleillement est stable donc la méthode ne répond pas instantanément aux variations de puissance dues aux changements brusques de l'ensoleillement. Ce phénomène cause un retard de la réponse de l'algorithme et produit des pertes de puissance, il représente le plus grand inconvénient de la méthode P&O.

4.2 Résultats de la méthode P&O

Afin d'évaluer les performances de la méthode P&O, nous avons effectué un changement de température et de rayonnement. Les résultats de simulation sont représentés sur les figures suivantes :

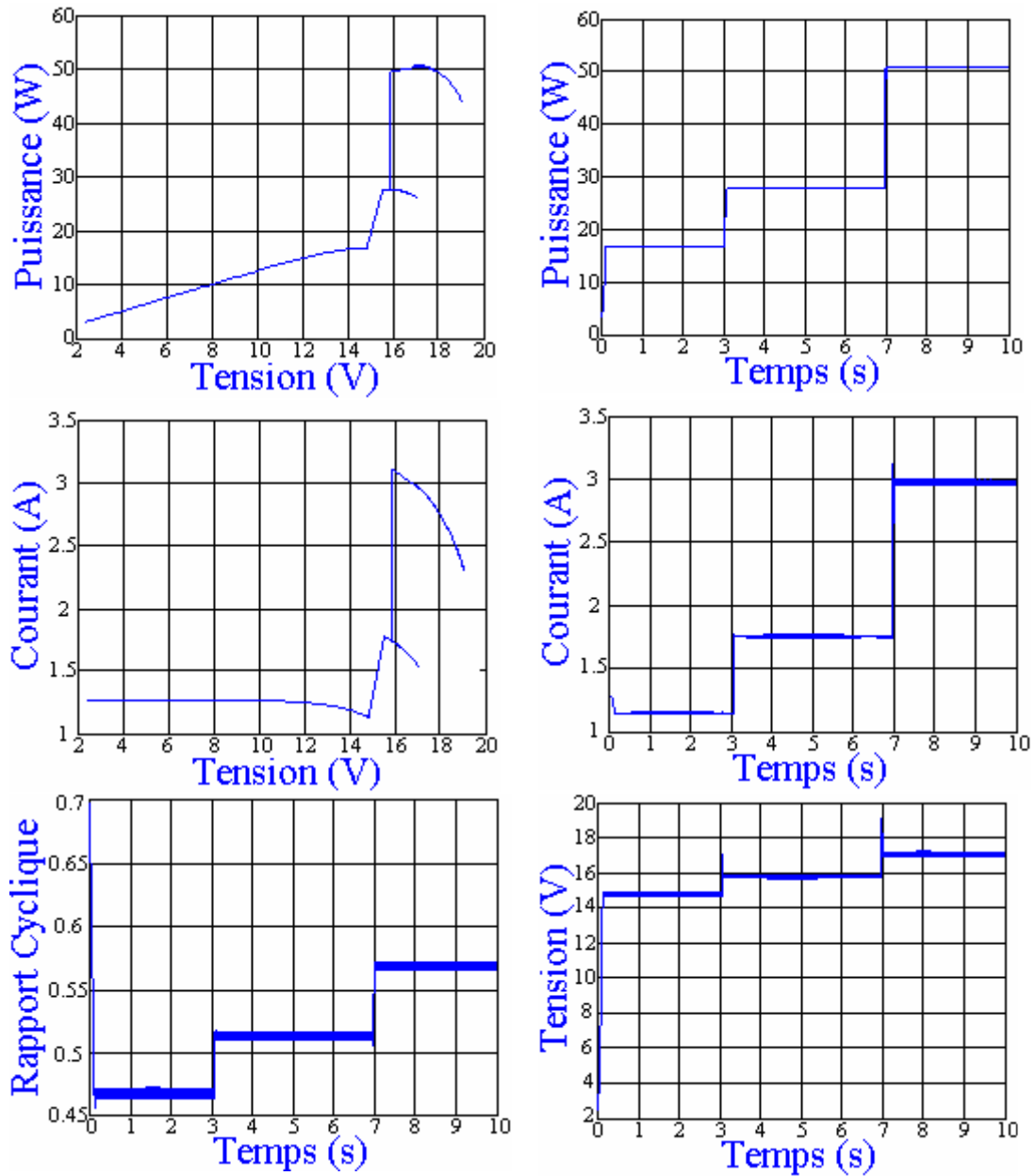


Fig. 47. Résultats de Simulation de la chaîne photovoltaïque avec MPPT à différentes valeurs de rayonnement [400 700 1000 (W/m²)] et à 25°C.

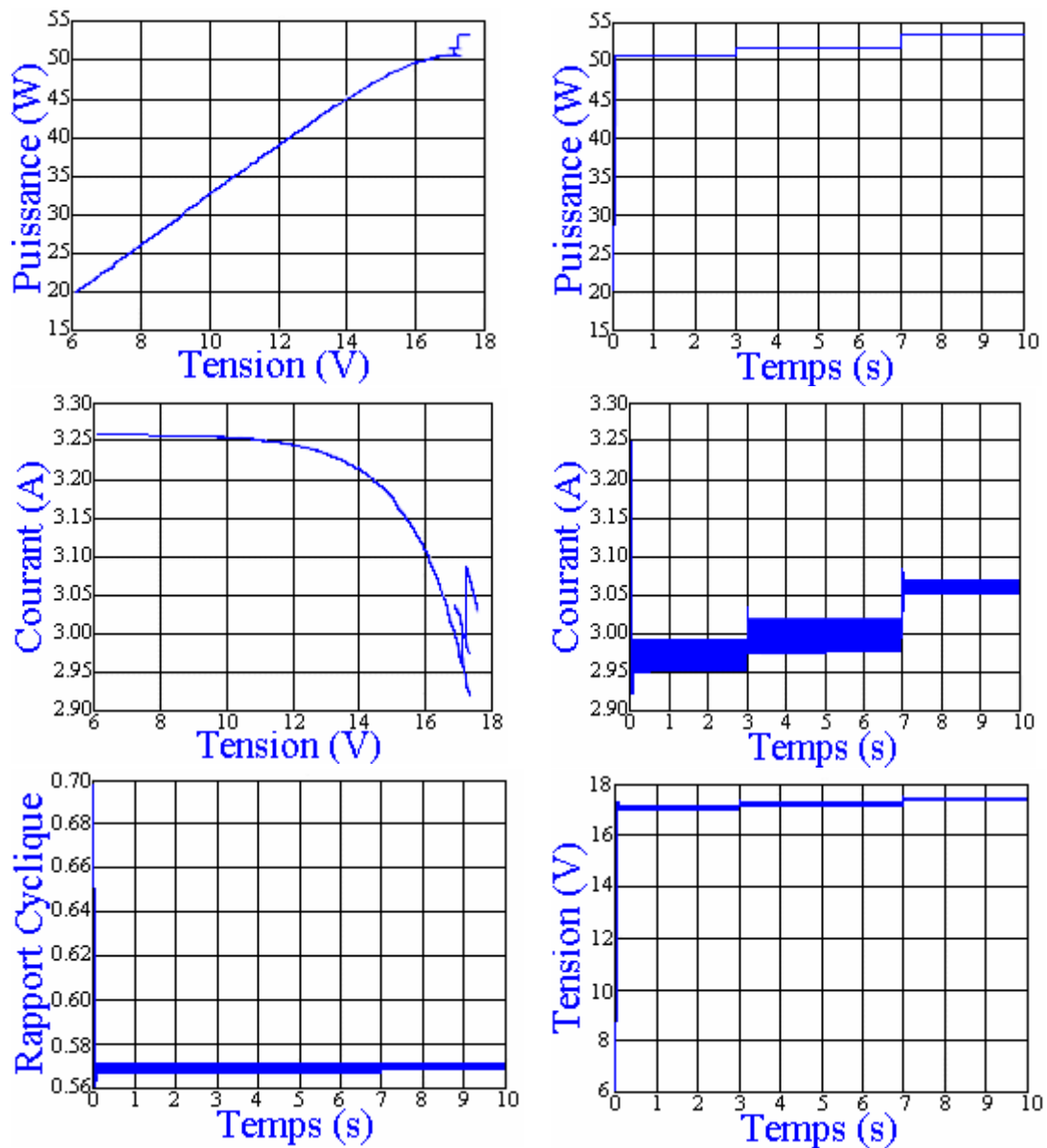


Fig. 48. Résultats de Simulation de la chaîne photovoltaïque avec MPPT à différents valeurs de température [5 20 50 (°C)] et à 1000 (W/m²).

Il est clair d'après les résultats obtenus que la méthode P&O répond bien aux différentes variations de température et de rayonnement et elle suit le point de puissance maximale. En effet ceci est mis en évidence par la courbe de puissance en fonction du temps qui ne présente aucune chute, aussi dans ce cas toute l'énergie générée par le générateur photovoltaïque est transmise à la charge.

5. Le contrôle de la charge de la batterie

La fonction principale du régulateur de charge/décharge est de contrôler l'état de la batterie. Il permet la charge complète de celle-ci en éliminant tout risque de surcharge par interruption de l'alimentation de la charge et si l'état de charge de la batterie devient inférieur au

seuil de décharge nous avons le délestage de la charge (protection cathodique). Par conséquent sert à obtenir une meilleure longévité de la batterie.

La catégorie supérieure de régulateurs de charge modernes gèrent différents processus de recharge (y compris de régénération périodiques), disposent de la technique de la modulation de largeur d'impulsion (PWM).

L'algorithme du programme permettant le contrôle de la charge de la batterie, est illustré par la figure suivante :

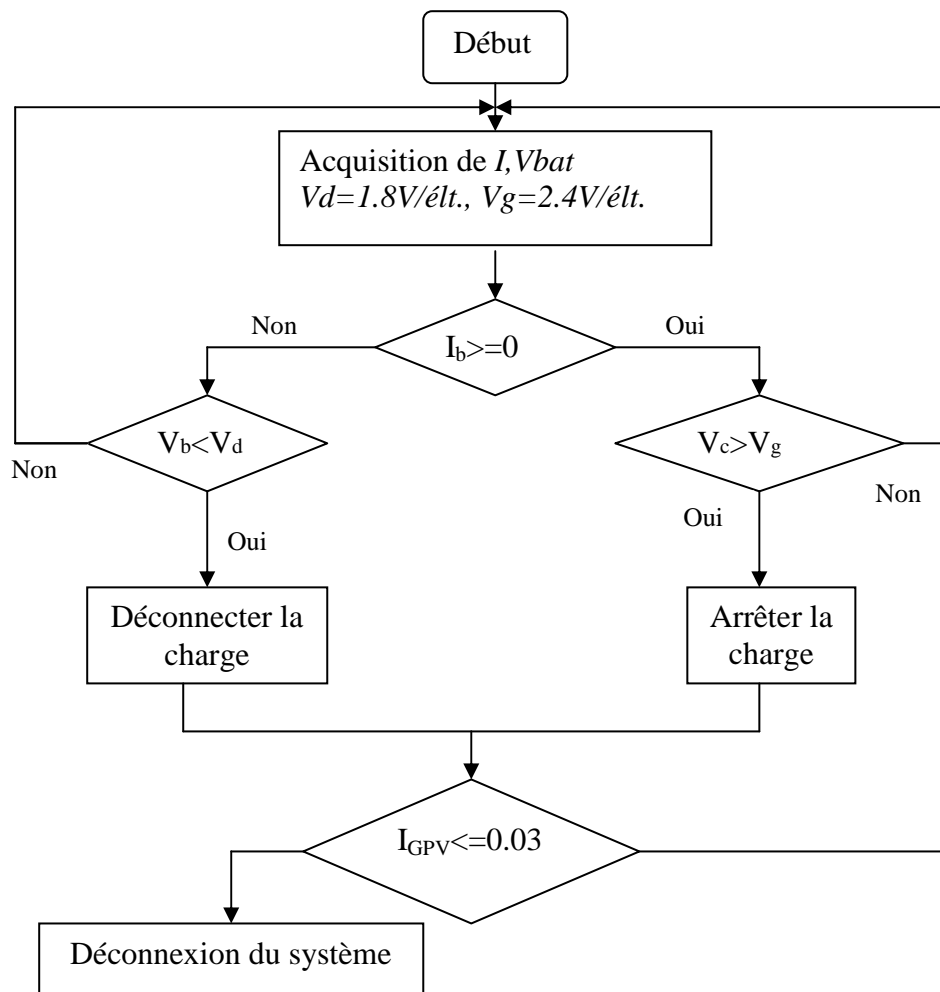


Fig. 49. Organigramme illustrant le programme de contrôle de charge de la batterie.

L'organigramme permettant la gestion des tâches :

- Surveillance de l'état de charge de la batterie
- Surveillance de la protection cathodique
- Poursuite du point de puissance maximum

Par ordre de priorité que doit accomplir l'unité de contrôle est illustré par la (fig. 50.):

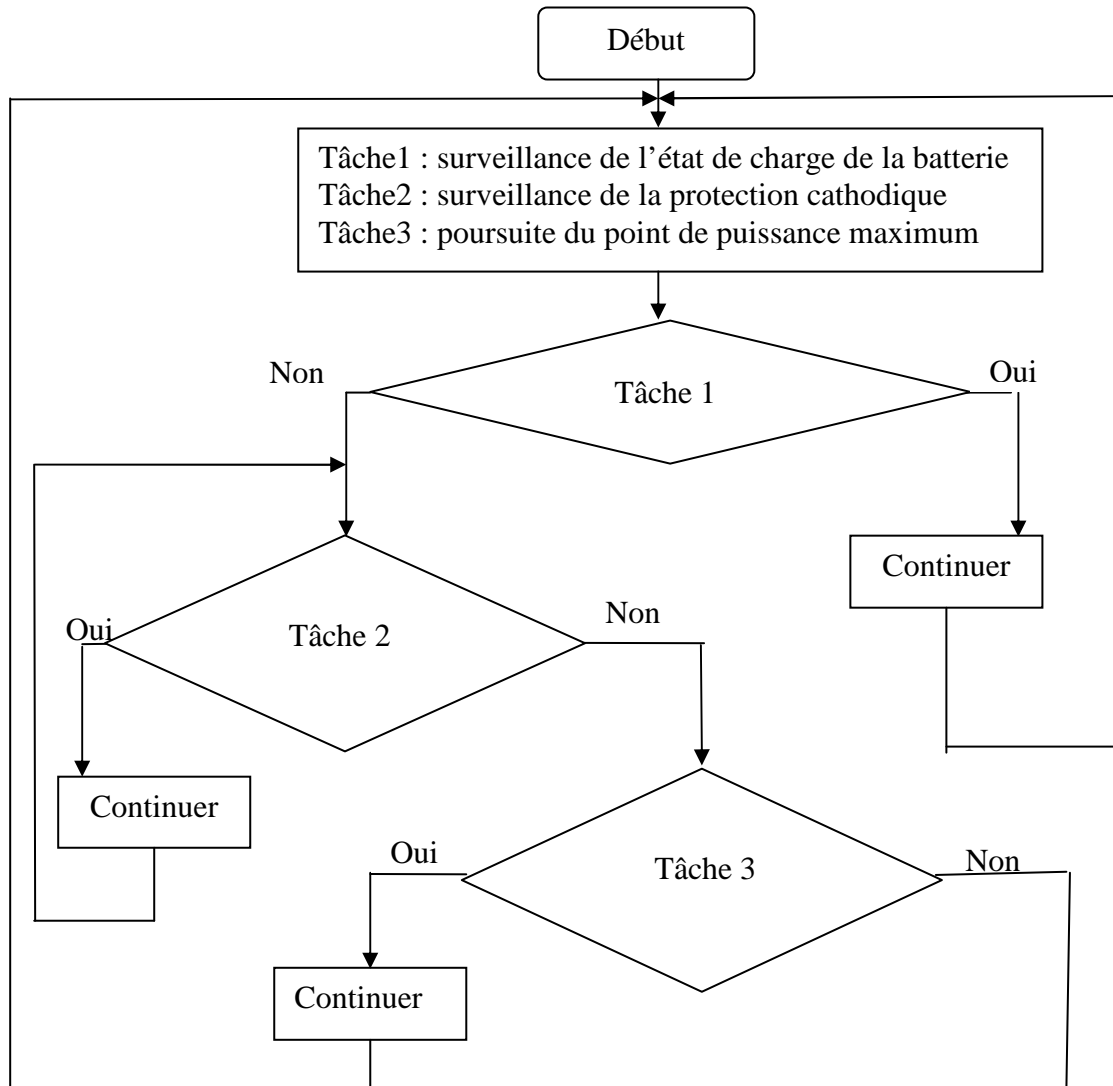


Fig. 50. Organigramme illustrant la gestion des tâches.

5. Conclusion

Nous avons montré par les simulations effectuées qu'à l'aide de cette commande les critères de protection sont maintenus, que ce soit la sous protection ou bien la surprotection qui sont toutes les deux éliminées. La structure reçoit exactement la tension qu'il faut pour générer le courant nécessaire à la protection permettant de situer les tensions soutirées dans la marge d'immunité. Pour le système de protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque, il faut contrôler aussi la charge de la batterie dont nous avons donné un organigramme illustrant cette tâche et ainsi la poursuite du point de puissance maximum comme il a été déjà cité plus haut. Notons que le circuit de conditionnement de puissance intercalé entre le générateur photovoltaïque et la batterie est un convertisseur DC/DC.

1. Introduction

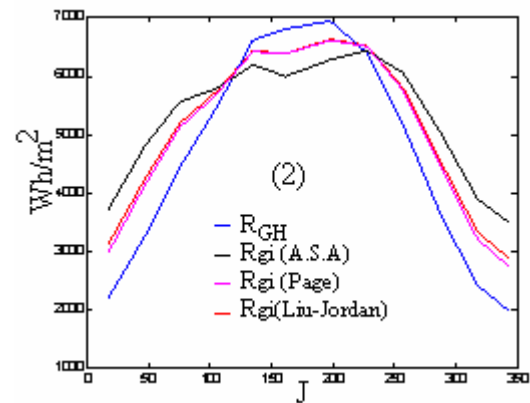
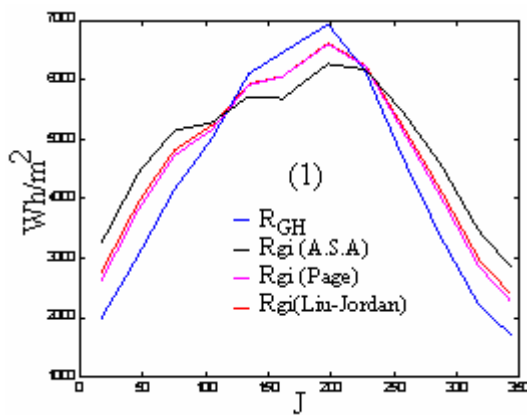
Les résultats obtenus par les différents programmes sous Matlab pour l'évaluation du rayonnement solaire globale sur plan incliné à partir du rayonnement globale mesuré sur plan horizontal, la modélisation du module photovoltaïque, de la batterie et de la protection cathodique, sont présentés dans ce chapitre. La validation expérimentale de ces résultats consiste à une comparaison avec des mesures expérimentales. Pour cela nous avons utilisé des mesures respectivement, de l'irradiation présentées par Atlas solaire de l'Algérie (A.S.A), deux modules PV, une batterie VARTA et un tronçon de gazoduc de Sonatrach.

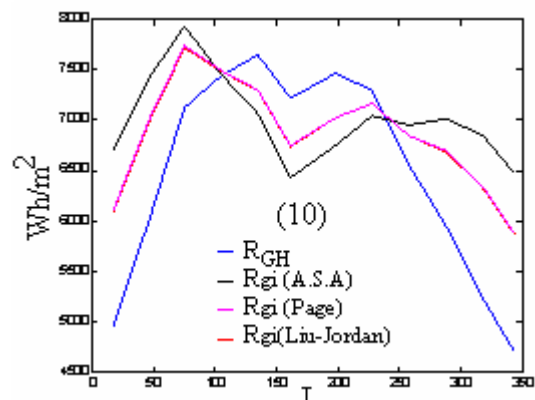
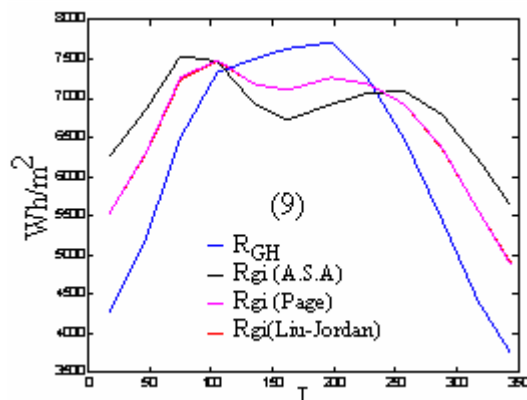
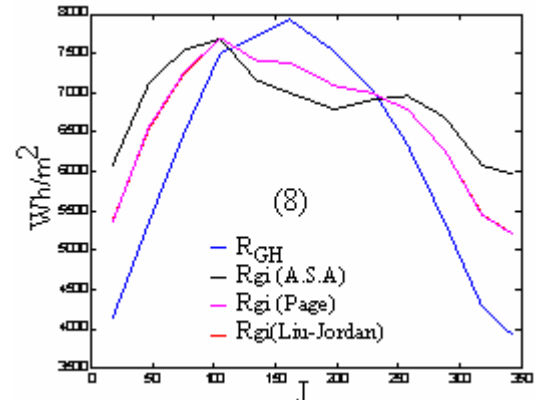
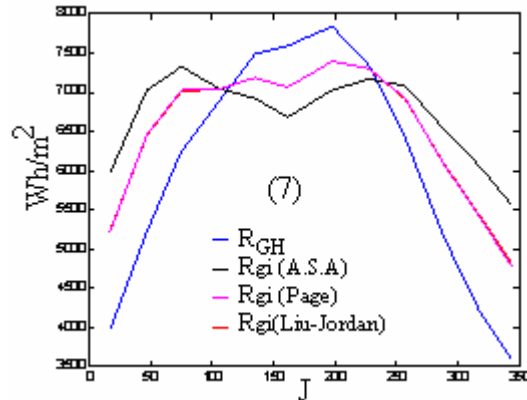
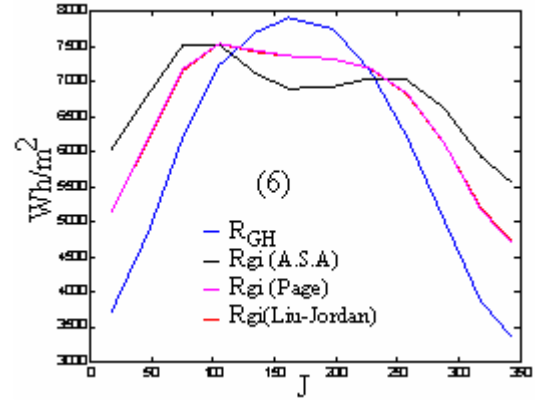
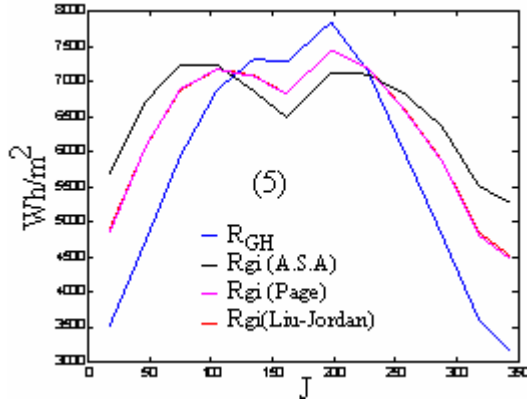
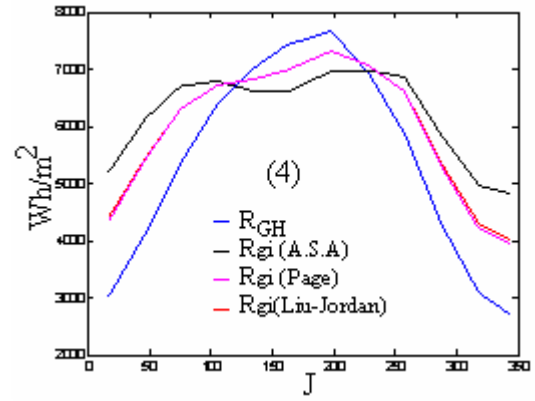
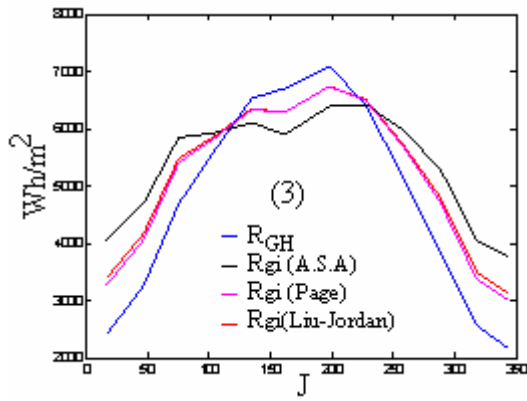
2. Résultats de simulation du rayonnement globale incliné

Les modèles étudiés pour la simulation du rayonnement globale incliné, ont été effectués suivant les deux méthodes citées au chapitre 3, à savoir la méthode de Liu et Jordan et celle de Page. Pour cela nous avons élaboré un programme sous Matlab. Nous avons considéré quatorze sites d'Algérie (voir Tableau. 5.)

Les graphes de la figure ci dessous, illustrent les résultats de modélisations. Pour la comparaison, sur un même graphe, nous avons porté les courbes représentatives des valeurs mesurées et celles estimées par les deux modèles et d'autre part, nous avons calculé l'écart relatif moyens entre les valeurs mesurées et celles estimées par les deux méthodes. Le rayonnement global sur un plan horizontal et le rayonnement global sur un plan incliné d'un angle égal à la latitude du lieu considéré, sont donnés par Atlas solaire de L'Algérie. L'écart est calculé par la formule suivante :

$$Err(\%) = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} \left| \frac{val_{ASA}(i) - val_{ES}(i)}{val_{ASA}(i)} \right| \quad (5.1)$$





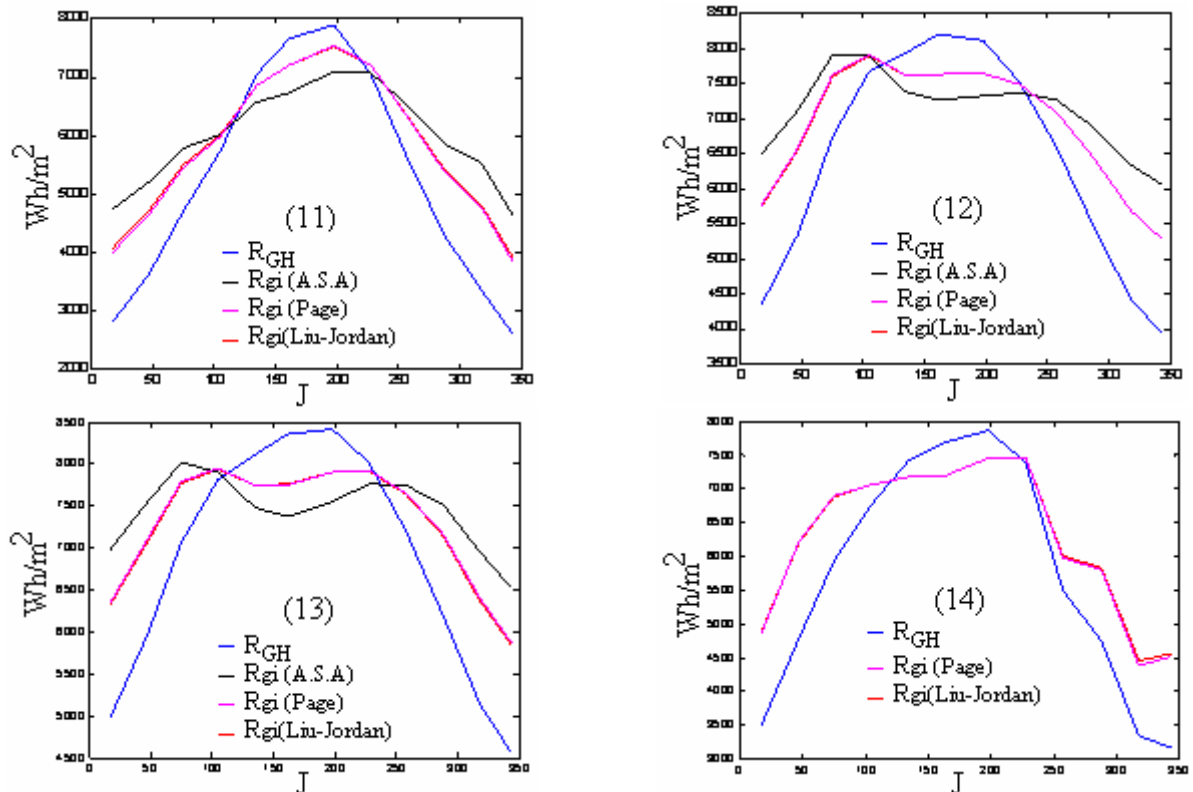


Fig. 51. Rayonnement global incliné calculé et horizontal donné par A.S.A
 (1)ANNABA-(2)ALGER-(3)ORAN-(4)BISKRA-(5)OUARGLA-(6)BECHAR-(7)INAMINAS-
 (8)TINDOUF-(9)INSALAH-(10)TAMANRASSET-(11)BATNA-(12)ADRAR-(13)DJANET-
 (14)GHARDAIA.

Tab. 5. Les données et erreurs moyennes du rayonnement des quatorze sites utilisés.

Site	Information sur le site				Erreur par méthode (%)	
	Latitude (°décimale)	Longitude (°décimale)	Altitude (m)	Albédo	Liu-Jordan	Page
Annaba	36.83	7.82	4	0.2	7.9374	9.6483
Alger	36.72	3.25	25	0.2	8.2859	9.6965
Oran	35.63	-0.62	99	0.2	8.0278	9.2601
Biskra	34.8	5.73	81	0.3	7.6152	8.0846
Ouargla	31.95	5.4	141	0.35	6.7370	6.9184
Bechar	31.4	2.2	806	0.2	7.1701	7.2290
In Aminas	28.63	9.63	562	0.25	6.2191	6.2756
Tindouf	27.67	-8.13	402	0.3	5.8913	5.8982
In Salah	27.2	2.47	243	0.25	5.9998	6.0249
Tamanrasset	22.78	5.52	1378	0.3	4.5933	4.4851
Batna	35.55	6.18	1040	0.25	7.2922	7.9693
Adrar	27.88	-0.28	264	0.35	5.8099	5.7118
Djanet	24.55	9.47	1054	0.3	4.9771	4.7873
Ghardaïa	32.38	3.82	450	0.3	--	--

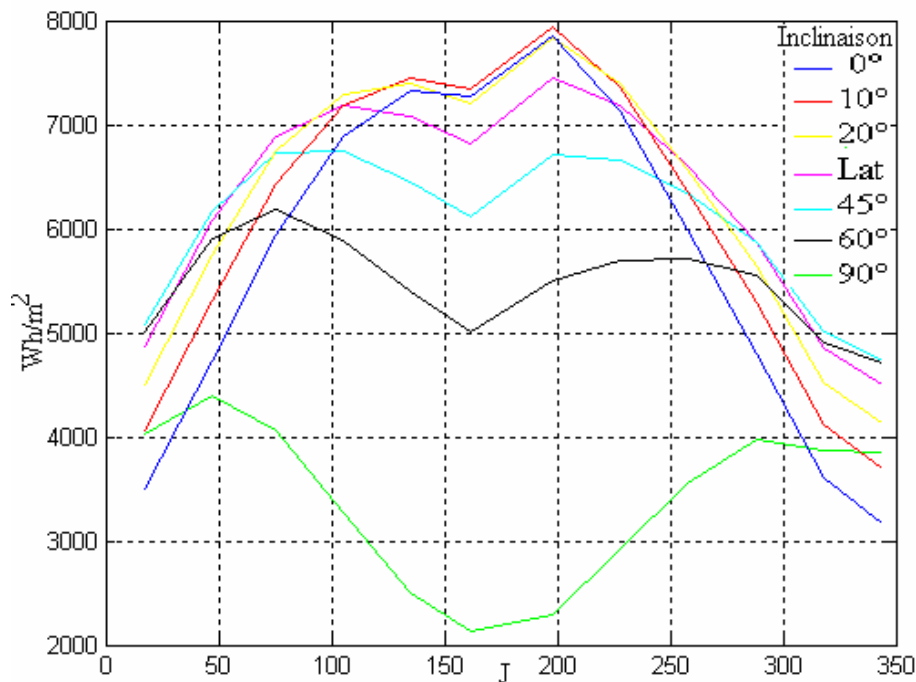


Fig. 52. Rayonnement global sur un plan incliné pour différentes inclinaisons pour le site d'OUARGLA.

Discussion des Résultats du rayonnement

A partir des résultats obtenus, nous constatons que les deux méthodes donnent de bons résultats et d'après les graphes présentés il est à noter qu'il n'y a pas une grande différence entre les deux méthodes; mais du point de vue erreur relatif on constate d'après les valeurs portées sur le tableau. 5, que la méthode de Liu-Jordan est préférable dans plusieurs sites en Algérie que celle de Page. Donc, le modèle de Liu et Jordan donne une satisfaction suffisante, et peut être appliqué pour plusieurs sites en Algérie pour reconstituer la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale.

D'après la figure. 52. nous constatons que l'inclinaison optimale du panneau photovoltaïque est autour de la latitude du lieu et qu'une inclinaison optimale pour une saison ne le sera pas pour une autre.

3. Résultats de la modélisation du module photovoltaïque

Pour la validation expérimentale nous nous sommes basés sur la caractéristique I-V d'un module de type BP SOLAR, de puissance 50 W, donnée sous les conditions suivantes : $1000 W/m^2$, $75^\circ C$ et $25^\circ C$, et la caractéristique I-V d'un module de type ISOFOTON, de puissance 75 W sous les conditions suivantes : $1000 W/m^2$ à $25^\circ C$ et $800 W/m^2$ à $45^\circ C$.

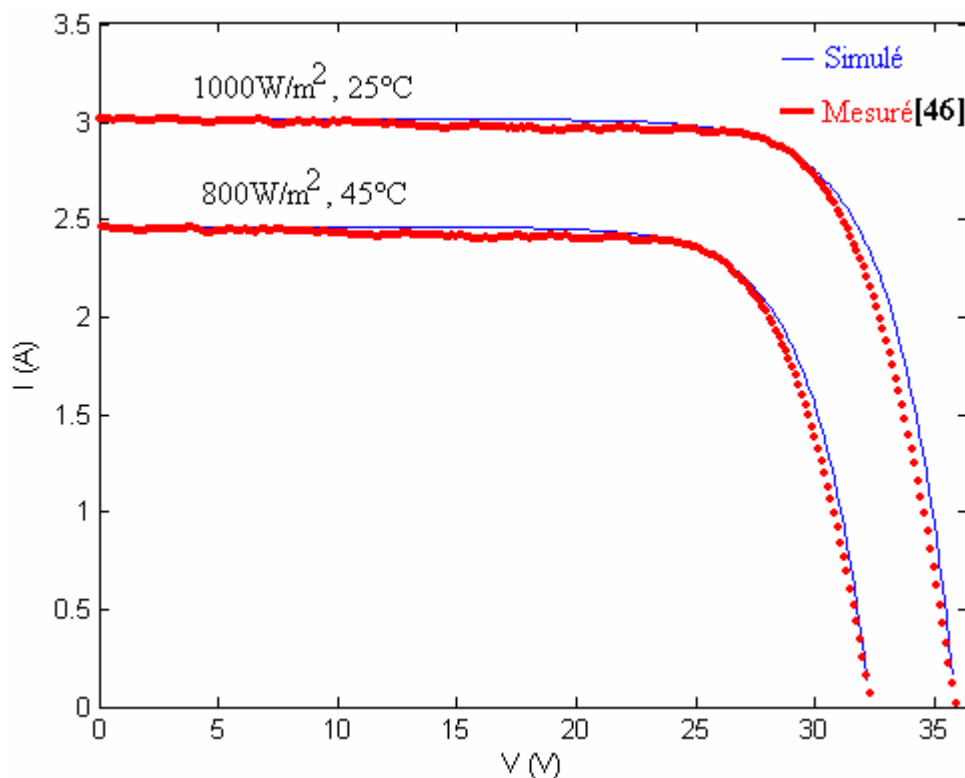
3.1 Modèle explicite

Le tableau. 6 présente les caractéristiques électriques d'un module de type ISOFOTON [46]. Ces caractéristiques électriques sont à la température $T_C=25^\circ C$, avec une irradiation de $1000 W/m^2$ et $T_C=45^\circ C$, avec une irradiation de $800 W/m^2$.

Tab. 6. Caractéristiques d'un module ISOFOTON.

Eclairement solaire (W/m²)	1000	800
Température de la cellule (°C)	25	45
Isc (A)	3.02	2.46
Voc (V)	35.87	32.27
Vm (V)	29.15	26.28
Pm (W)	82.47	59.77

Les courbes mesurées et simulées obtenues sont données par la figure suivante :

**Fig. 53.** Résultats du modèle explicite simple pour un module ISOFOTON.

Le tableau. 7 présente les caractéristiques électriques d'un module de type BP SOLAR [47]. Ces caractéristiques électriques sont à la température $T_C=25^\circ\text{C}$, avec une irradiation de 1000W/m^2 et $T_C=75^\circ\text{C}$, avec une irradiation de 1000W/m^2 .

Tab. 7. Caractéristiques d'un module BP SOLAR.

Eclairement solaire (W/m²)	1000	1000
Température de la cellule (°C)	25	75
Isc (A)	3.23	3.33
Voc (V)	21	17.14
Vm (V)	16.8	13.66
Pm (W)	50	40.71

Les courbes de la caractéristique (I, V) du module BP Solar, mesurées et simulées obtenues sont données par la figure. 54 suivantes:

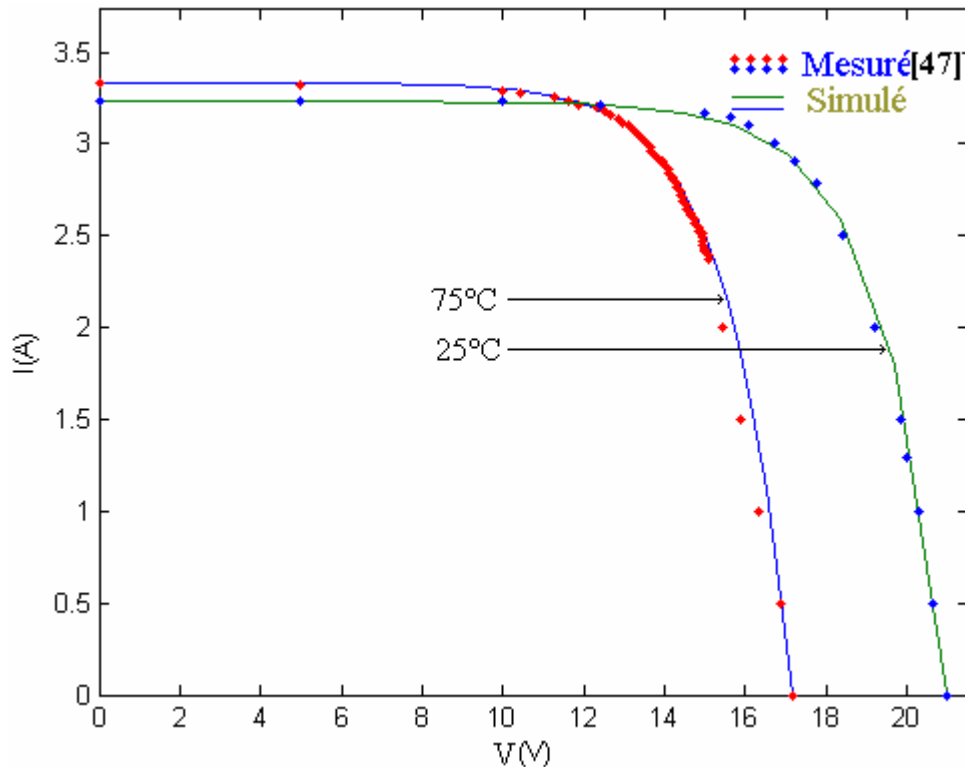


Fig. 54. Résultats du modèle explicite simple pour un module BP SOLAR.

Nous remarquons que ce modèle ajuste parfaitement la caractéristique expérimentale aux points de tension à circuit ouvert, du courant de court-circuit et au point de puissance maximale. Cela est dû au fait que ce modèle se base sur ces trois points pour le tracé.

3.2 Modèle explicite généralisé

Les caractéristiques électriques du module ISOFOTON et BP SOLAR sous STC (25°C et 1000W/m²) sont illustrées par le tableau. 8 suivant :

Tab. 8. Caractéristiques sous conditions standard.

Module	ISOFOTON	BP SOLAR
P_0 (W)	82.47	50
V_m (V)	29.15	16.8
I_m (A)	2.83	2.97
I_{sc} (A)	3.02	3.23
V_{oc} (V)	35.87	21
α (%/°C)	0.09	0.05
β (mV/°C)	-0.1625	-0.07
μ (%/°C)	-0.0045	-0.0045
NOCT(°C)	45	45

Les caractéristiques estimées et mesurées des deux modules précédents obtenues pour le modèle explicite généralisé c_à_d avec extrapolation aux différentes conditions de température et de l'éclairement, sont illustrées par les figures 55 et 56 suivantes:

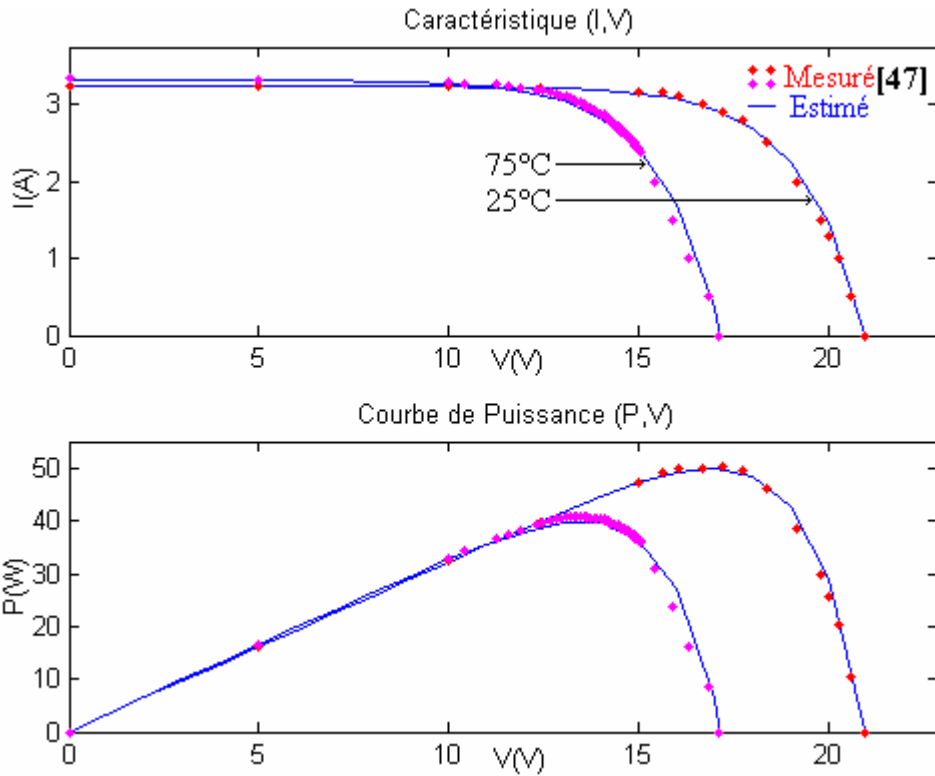


Fig. 55. Résultats du modèle explicite généralisé pour un module BP SOLAR

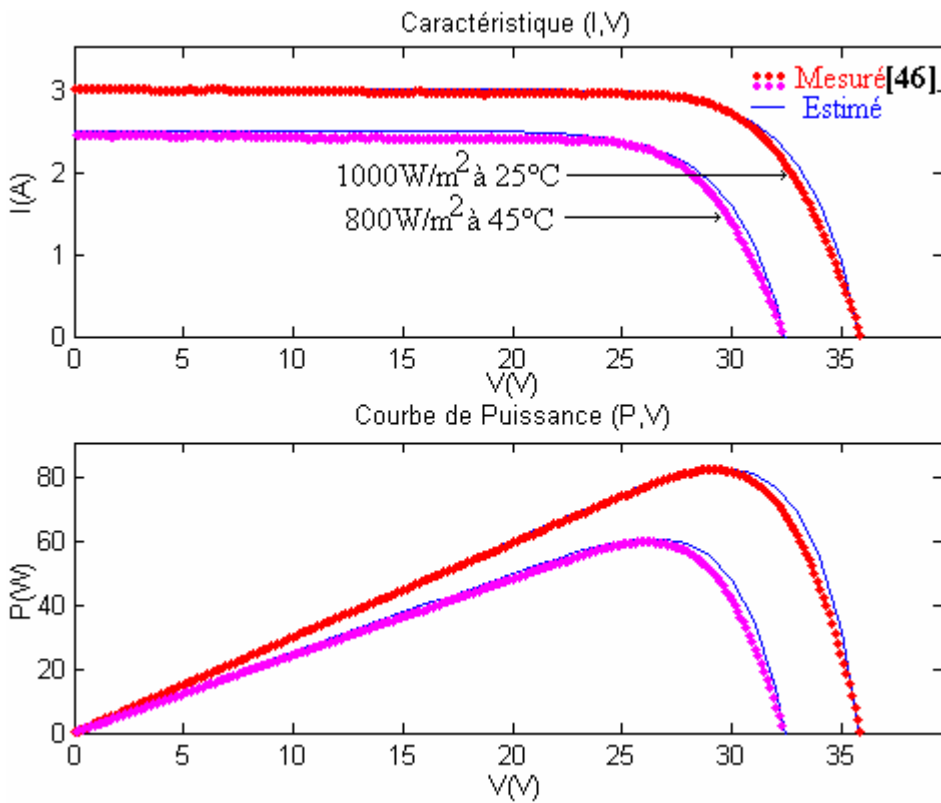


Fig. 56. Résultats du modèle explicite généralisé pour un module ISO FOTON.

Nous remarquons bien que les caractéristiques calculées ajustent celles obtenues expérimentalement avec des écarts faibles, surtout au point de puissance maximale qu'est le point le plus important dans notre étude du fait que nous désirons effectuer la poursuite du point de puissance maximum.

3.3 Calcul d'erreurs

Le calcul d'erreurs est utilisé afin d'estimer la précision de chaque modèle sous différentes conditions de fonctionnement. Pour cela nous avons choisi l'écart type.

Ecart type

C'est la racine carrée de l'erreur quadratique moyenne ou RMSE (Root Mean Square Error). Elle est définie par la relation :

$$RMSE = \left[\frac{\sum (I_{est} - I_{mes})^2}{N} \right]^{1/2} \quad (5.2)$$

Où I_{est} et I_{mes} sont respectivement les courants estimés et mesurés et N le nombre de points de mesure.

Tab. 9. Erreur quadratique des deux modèles.

Modules utilisées	ISOFOTON		BP SOLAR	
	1000W/ m ² et 25°C	800W/ m ² et 45°C	1000W/ m ² et 25°C	1000W/ m ² et 75°C
RMSE (A) Modèle explicite simple	0.1255	0.0807	0.8304	0.3941
RMSE (A) Modèle explicite généralisé	0.1	0.129	0.8208	0.404

D'après la comparaison faite entre les résultats expérimentaux et les courbes théoriques, nous concluons que: la résolution du modèle explicite présente un mauvais ajustement à droite du coude de la caractéristique I-V.

4. Résultats de la modélisation de la batterie

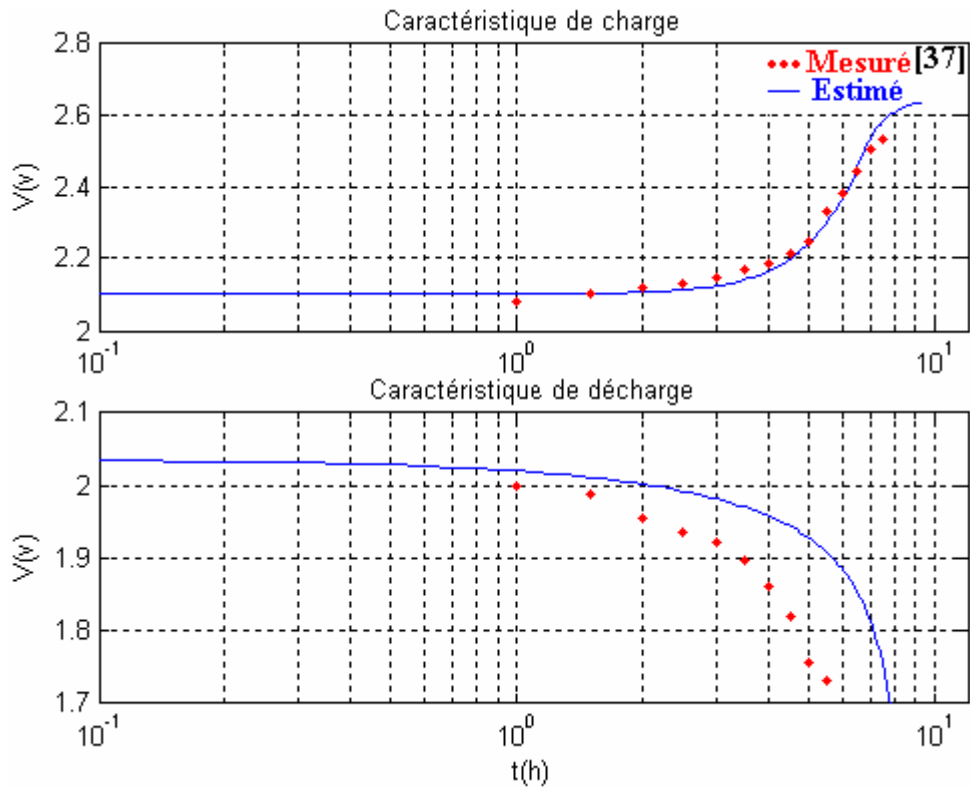


Fig. 57. Résultats de la modélisation de la batterie VARTA 100Ah à I10.

Discussion des Résultats de la batterie

Les résultats obtenus par simulation du modèle de Copetti et celles mesurés présentent une concordance surtout pour le cas de la charge à courant constant, mais il y a une différence entre la caractéristique mesurée et celle simulée pour le cas de décharge.

5. Résultats de la protection cathodique

Une protection parfaite est assurée lorsque la ddp référée à l'électrode Cu/CuSO₄ est en dessous de -850 mV, mais pour tenir compte de phénomène annexe (comme les bactéries) on préfère un potentiel à l'extrémité de -1000mV.

L'ouvrage à protéger est un tronçon de gazoduc situé entre Haoud El Hamra et Gaci Touil dont ces caractéristiques sont données sur le tableau10.

Tab. 10. Caractéristiques du gazoduc situé entre Haoud El Hamra et Gaci Touil.

Désignation	Caractéristique
Type de revêtement	coaltar
Épaisseur du revêtement (mm)	2.4
Résistance d'isolement initiale ($\Omega \cdot m^2$)	60000
Résistance d'isolement minimal après 20 ans ($\Omega \cdot m^2$)	20000
Type d'acier	API.5L.X60
Résistivité de l'acier ($\Omega \cdot m$)	$18 \cdot 10^{-8}$
Longueur de la ligne (m)	178800
Diamètre de l'ouvrage (pouce)	48
Épaisseur prédominante (mm)	13.2
Résistivité moyenne du sol sur la longueur à protéger ($\Omega \cdot m$)	7740
Potentiel naturel E_n (-mV)	650
Potentiel au point de soutirage (-mV)	1200
Potentiel à l'extrémité (-mV)	1000
Durée d'exploitation du pipe (An)	20

Le reste des caractéristiques mesurés et calculés sont donnés dans le tableau. 11 suivant :

Tab. 11. Caractéristiques de la structure calculés et mesurés.

Paramètres	Mesurés	Calculés
Résistance transversale ($\Omega \cdot m$)	5222.48	5222.5
Résistance longitudinale (Ω/m)	$3.56 \cdot 10^{-6}$	$3.59 \cdot 10^{-5}$
Coefficient d'atténuation	$2.61 \cdot 10^{-5}$	$2.625 \cdot 10^{-5}$
Résistance caractéristique (Ω)	0.1363	0.1371
Bras de protection (m)	38990	38994
Nombre de PS	5	3

En comparant les résultats mesurés et calculés nous n'avons pas de grands écarts, sauf dans le nombre de poste, en effet 3 postes suffisent pour la protection de notre ouvrage mais la précaution nécessite 5 pour éviter le cas de coupure d'énergie par exemple ou le mal fonctionnement d'un des postes (on augmentant la portée du plus proche poste pour couvrir la portion non protégée).

Suivant les formules précédentes qui se basent sur la loi des télégraphistes, les résultats des calculs du courant de protection au point de soutirage et de la tension en ce point et aux différents points donnés effectués par le programme suivant le nombre de postes se résument dans ce qui suit.

► Cas de (05) Cinq postes

Les potentiels (canalisation – sol) seront égaux aux différences calculées augmentés de -650 mV (potentiel naturel moyen vers la terre assumée par les conduites), c'est-à-dire :

$$E_0 = E_n + E_s \quad (5.1)$$

Après avoir déterminé le courant de protection, nous déduisons la résistance du déversoir à installer et la résistance totale du circuit. Ensuite, on a la tension du poste de soutirage et sa puissance, ainsi la consommation journalière de notre charge afin de dimensionner la taille de la paire (générateur photovoltaïque - batterie) de notre système photovoltaïque en considérant aussi les spécificités du site.

Les résultats on utilisons différents type de déversoir à $R_{Dmax}=12 \Omega$ et une résistivité $\rho_s = [700 \text{ } 850 \text{ } 950 \text{ } 400 \text{ } 950] \Omega.m$; sont portés sur les tableaux suivants:

Tab. 12. Résultats de calcul de la protection cathodique pour cinq postes.

PPC	PK PPC (Km)	Portée (m)	Portée Totale (m)	Potenti el E ₀ (-mV)	Courant de protection (A)	Courant totale (A)	Densité de courant uA/m ²
1	Amont	27500	36750	1000	2.007	2.78	19.8
	27.5			1095.3			
	Aval	9250		1082.4			
2	Amont	9250	24500	1017.5	0.657	1.7	18.2
	46			1028.4			
	Aval	15250		1000			
3	Amont	15250	34500	1015.9	1.097	2.44	18.5
	76.5			1045.7			
	Aval	19250		1000			
4	Amont	19250	40750	1010.3	1.385	2.9	18.6
	115			1057.3			
	Aval	21500		1000			
5	Amont	21500	42300	1000	1.519	3	18.5
	158			1057.3			
	Aval	20800		953.7			

1-Anode verticale avec backfill

$C_{ano}=0.5Kg/A/An$: consommation de l'anode.

$M_{uano} = 22.7Kg$: masse d'une anode.

$L_D=1.52m$ (sans backfill), $2m$ (avec backfill): longueur d'une anode.

$d=0.05m$ (sans backfill), $0.2m$ (avec backfill): diamètre d'une anode.

$e=6m$: espacement entre deux anodes.

Tab. 13. Résultats de dimensionnement avec une anode verticale avec backfill.

Nano	R _a (Ω)	L _c (m)	R _c (Ω)	R _t (Ω)	U _{maj} (V)	P (W)	C _{jn} (kWh)
26	11.35	420.3	0.1446	11.63	49.2	177.8	4.267
31	11.8	40.95	0.1654	12.1	31.53	70	1.679
37	11.36	549.15	0.1889	11.69	43.43	137.93	3.31
14	11.15	276.31	0.0951	11.38	50.17	189.4	4.545
38	11.23	555.16	0.1910	11.55	52.55	204.73	4.913

2-Anode horizontale prébackfillées

$C_{ano}=0.5\text{Kg/A/An}$: consommation de l'anode.

$M_{uano}=22.7\text{Kg}$: masse d'une anode.

$d=0.2\text{m}$: diamètre d'une anode.

$P_r=1.6\text{m}$: profondeur de pose de l'anode.

$e=5\text{m}$: espacement tête à tête entre deux anodes.

Tab. 14. Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale avec backfill.

Nano	Ra (Ω)	Lc (m)	Rc (Ω)	Rt (Ω)	Uge (V)	P (W)	Cjn (kWh)
20	11.83	304.32	0.1	12.08	51.05	184.58	4.43
26	11.5	365.7	0.12	11.76	30.7	68.12	1.635
31	11.2	412.45	0.14	11.48	42.68	135.56	3.253
10	11.95	204.66	0.07	12.16	53.6	202.31	4.855
28	11.98	388.7	0.13	12.25	55.7	216.96	5.207

3-Anode de profondeur

Dans ce type de déversoir on cherche une profondeur dont la résistivité est la plus faible possible par exemple $80 \Omega.m$

$C_{ano}=0.5\text{Kg/A/An}$: consommation de l'anode.

$M_{uano}=22.7\text{Kg}$: masse d'une anode.

$l=1.52\text{m}$: longueur d'une anode.

$d=0.2\text{m}$: diamètre d'une anode.

$L_D=30\text{m}$: longueur de la colonne d'anodes au début des itérations.

$p=30\text{m}$: profondeur de la colonne d'anodes par rapport au sol.

Tab. 15. Résultats de dimensionnement d'une anode de profondeur.

Nombre d'anode s	Espacement entre anodes (m)	Ra (Ω)	Lc (m)	Rc (Ω)	Rt (Ω)	Uge (V)	P (W)	Cjn (kWh)
						13.07	47.26	1.13
						8.18	18.15	0.43
10	3.1644	2.58	732.84	0.252	2.974	11.5	36.5	0.876
						13.56	51.2	1.229
						13.97	54.45	1.307

4-Anode horizontale en rail à lit

$C_{ano}=10\text{Kg/A/An}$: consommation de l'anode.

$M_{uano}=45\text{Kg/m}$: masse linéaire d'une anode.

$D_r=0.086\text{m}$: diamètre équivalent d'une rail.

$d=0.5\text{m}$: diamètre d'une rail.

$P_r=1.6\text{m}$: profondeur de pose de l'anode.

Tab. 16. Résultats concernant les besoins en volume d'eau et poids de la fine de coke.

Poids des rails (Kg)	Poids de la fine de coke (Kg)	Volume d'eau (l)	Durée de l'anode (Ans)
1586.8	3445.1	6185.1	43.9
2087.9	4533	8138.3	94.1
2469.7	5361.9	9626.4	77.76
773	1678.2	3013	20.47
2503.5	5435.3	9758.2	64.26

Tab. 17. Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit.

Ld (m)	Ra (Ω)	Lc (m)	Rc (Ω)	Rt (Ω)	Uge (V)	P (W)	Cjn (kWh)
35.26	11.96	100	0.0344	12.13	51.28	185.4	4.45
46.4	11.84	100	0.0344	12	31.32	69.5	1.668
54.88	11.65	100	0.0344	11.82	43.9	139.47	3.347
17.17	11.37	100	0.0344	11.54	50.87	192	4.609
55.63	11.53	100	0.0344	11.7	53.2	207.26	4.974

Nous remarquons que le nombre ou la longueur d'anodes augmente en fonction de la résistivité du sol et du courant de protection. En fait le nombre ou la longueur d'anodes se calculent en fonction de la durée d'exploitation (20ans dans notre cas) ce qui donne des grandes valeurs de résistance de déversoirs dans le cas de terre à résistivité élevés et moyenne ce qui nécessite une augmentation soit du nombre ou de la longueur d'anodes pour diminuer la résistance du déversoir soit il faut choisir des anodes de profondeurs. Or, comme celles ci sont très coûteuses et nécessitent des forages importants, ce qui explique qu'elles sont rarement utilisées. C'est donc une question purement économique qui oriente le choix. Si on veut diminuer la consommation il faut augmenter la longueur ou le nombre d'anode et vice versa, par exemple pour une résistance $R_{Dmax}=5 \Omega$, le tableau. 18 suivant illustre les résultats obtenus (pour une anode horizontale en rail à lit) :

Tab. 18. Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit $R_{Dmax}=5 \Omega$.

Poste	Ld (m)	Ra (Ω)	Lc (m)	Rc (Ω)	Rt (Ω)	Uge (V)	P (W)	Cjn (kWh)
1	110.66	4.96	100	0.0344	5.13	22.0858	79.84	1.91
2	145.6	4.83	100	0.0344	5	13.3868	29.70	0.71
3	172.25	4.7	100	0.0344	4.88	18.5042	58.76	1.41
4	53.9	4.9	100	0.0344	5.14	23.0193	86.89	2.08
5	174.6	4.66	100	0.0344	4.83	22.3462	87.05	2.09

► Cas de (03) trois Postes de Soutirage

Pour ce cas, nous considérons un nombre de postes de soutirage de 03. et on les résultats trouvés sont illustrés par le Tableau. 19.

Tab. 19. Résultats de calcul de la protection cathodique pour trois postes.

PPC	PK PPC (Km)	Portée (m)	Portée Totale (m)	Potentiel (-mV)	Courant de protection (mA)	Courant totale (A)	Densité de courant uA/ m ²
1	Amont	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
	29.8			1112.7			
	Aval	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
	89.4			1112.7			
2	Amont	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
	89.4			1112.7			
	Aval	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
	149			1112.7			
3	Amont	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
	149			1112.7			
	Aval	29800	59600	1000	2.2072	4.4144	19.3
				1112.7			

Les résultats obtenus en utilisant différents types de déversoir et en limitant $R_{Dmax}=5 \Omega$ pour une résistivité du sol $\rho_s = [775 \ 675 \ 675] \Omega.m$ (nous remarquons que les deux derniers postes sont identiques). Ceci est mis en évidence par les Tableaux 20 et 21.

1-Anode verticale avec backfill

Tab. 20. Résultats de dimensionnement d'une anode verticale avec backfill.

Nano	R _d (Ω)	L _c (m)	R _c (Ω)	R _t (Ω)	U _{ge} (V)	P (W)	C _{jn} (kWh)
80	4.64	1070.2	0.368	5.14	34.77	199.57	4.79
66	4.78	903.5	0.31	5.23	35.37	202.97	4.871

2-Anode horizontale avec backfill

Tab. 21. Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale avec backfill.

Nano	R _d (Ω)	L _c (m)	R _c (Ω)	R _t (Ω)	U _{ge} (V)	P (W)	C _{jn} (kWh)
66	4.76	771.26	0.265	5.16	34.91	200.35	4.8
55	4.87	656.5	0.225	5.23	35.35	202.9	4.87

3-Anode de profondeur

On a les mêmes longueurs à protéger, le même nombre d'anodes et la même résistivité de profondeur qu'on suppose de $80 \Omega.m$.

Tab. 22. Résultats de dimensionnement d'une anode de profondeur.

Nano	E (m)	L _d (m)	R _d (Ω)	L _c (m)	R _c (Ω)	R _t (Ω)	U _{ge} (V)	P (W)	C _{jn} (kWh)
10	3.16	30	2.584	732.84	0.252	2.974	20.38	117	2.807

4-Anode horizontale en rail à lit

Tab. 23. Résultats concernant les besoins en volume d'eau et poids de la fine de coke.

Poids des rails (Kg)	Poids de la fine de coke (Kg)	Volume d'eau (l)	Durée de l'anode (Ans)
5939.6	12895	23151.6	103.5
4908.8	10657	19133.5	85.53

Tab. 24. Résultats de dimensionnement d'une anode horizontale en rail à lit.

Poste	Ld (m)	Ra (Ω)	Lc (m)	Rc (Ω)	Rt (Ω)	Uge (V)	P (W)	Cjn (kWh)
1	132	4.77	100	0.0344	4.94	33.42	191.83	4.604
2&3	109	4.84	100	0.0344	5.01	33.88	194.46	4.667

Pour le choix du module, nous avons pris un module de 50 W de puissance crête dont les caractéristiques sont les suivantes:

Type	BPSX50, au Si multicristallin
Fabricant :	BP Solar
Puissance crête :	50 W _c
Variation du rendement en fonction de la température :	-0.5 % /°C
Rendement sous STC :	12 %
Prix estimé en DA :	33.000

Les tableaux 25 et 26 illustrent le résultat de dimensionnement des postes de protection cathodique alimentées par énergie solaire photovoltaïque avec une autonomie de 4 jours, nous avons utilisé des déversoirs horizontaux en rail à lit. (Le site est Ouargla).

► Cas de (05) cinq Postes de Soutirage

Le résultat de dimensionnement du générateur photovoltaïque alimentant les cinq (05) postes de protection cathodique sont donnés par le Tableau. 25.

Tab. 25. Dimensionnement des postes de la protection cathodique par voie photovoltaïque. (cas de 05 postes)

Poste	P (W)	Cj (kWh)	PcGPV (Wc)	Nt	Ns	Np	Un (V)	Cn (Ah)
1	79.84	1.91	590.47	12	1	12	22	430.9
2	29.70	0.71	219.7	6	1	6	12	293.6
3	58.76	1.41	434.63	9	1	9	18	388.8
4	86.89	2.08	642.64	14	2	7	22	469.2
5	87.05	2.09	643.78	14	2	7	22	471.5

► Cas de (03) trois Postes de Soutirage

Le résultat de dimensionnement du générateur photovoltaïque dans le cas où le nombre de postes de protection cathodique par soutirage de courant est de trois (03), sont portés sur le Tableau. 26

Tab. 26. Dimensionnement des postes de la protection cathodique par voie photovoltaïque. (cas de 03 postes)

Poste	P (W)	Cj (kWh)	PCGPV (kWe)	Nt	Ns	Np	Un (V)	Cn (Ah)
1	191.83	4.604	1.418	30	2	15	32	714
2&3	194.46	4.667	1.438	30	2	15	32	723.8

6. Conclusion

Un système photovoltaïque destiné à la protection cathodique est composé d'un champ de modules photovoltaïques, de batteries et de régulateur. La modélisation de ce système nous a permis de connaître son comportement sous les conditions réelles de fonctionnement. Le premier critère important pour une application photovoltaïque est le gisement solaire du site d'installation.

Pour cela, il a été primordial d'évaluer le rayonnement solaire global reçu sur un plan incliné. La méthode de Liu et Jordan s'est avérée la mieux adaptée pour différents sites d'Algérie. Après cette étape, nous sommes passés au dimensionnement pour évaluer le courant de protection qui conduit à la détermination de la masse et du nombre d'anodes donc la puissance de la source électrique utile. D'où, la taille de chaque élément de la chaîne photovoltaïque ainsi que les caractéristiques du système de régulation et de contrôle. Nous avons ici appliqué le cas du minimum de poste de soutirage pour optimiser la puissance et le coût totale de la protection. Car un dimensionnement optimal conduit au coût le plus faible.

Conclusion Générale

On admet, dans toutes les grandes industries, la nécessité de la protection cathodique. Dans notre travail, nous nous sommes intéressés à la protection cathodique par soutirage de courant, vu son large utilisation et son principe efficace.

L'inconvénient majeur de cette technique, c'est qu'elle nécessite un contrôle permanent du potentiel de protection et du courant électrique débité ainsi que sa répartition uniforme dans la structure à protéger. Ce mode de protection nécessite une source d'énergie qui essentiellement vienne du réseau à travers un TR, où pour les zones isolées d'un système photovoltaïque composé d'un champ de modules photovoltaïques, de batteries et de régulateur. Un bon dimensionnement nécessite la détermination de plusieurs paramètres dans ce sens nous avons développé un programme de dimensionnement qui permet de calculer le besoin en courant de protection cathodique des ouvrages longilignes, d'où le nombre de stations de protection cathodique nécessaires sur un tronçon de la canalisation bien spécifié suivant la résistivité du sol environnant. Comme il permet de donner:

- Les portées de chaque poste
- Les tensions de soutirages aux points d'injection et à la limite des portées
- Les caractéristiques des ouvrages à protéger
- Les résistances des déversoirs, leurs nombre et longueurs

Ce programme de calcul a permis aussi de réaliser les objectifs suivants :

- ♣ Rapidité dans les calculs ;
- ♣ Extrapolation, longueur du tronçon et durée de vie :
- ♣ Variation des paramètres et des conditions de l'ouvrage à protéger.
- ♣ L'Optimisation du nombre de postes de soutirage
- ♣ L'Optimisation de la résistance anodique et de la longueur du déversoir
- ♣ La comparaison entre nos résultats et ceux données par des études des deux sociétés Sonelgaz et Sonatrach été largement satisfaisante

Comme nous avons modélisé :

- le rayonnement solaire en utilisant les méthodes de Liu-Jordan et celle de Page pour le calcul du rayonnement diffus.
- le générateur photovoltaïque en utilisant les modèles théoriques développés dans la littérature à savoir le modèle explicite simple et généralisé,
- la batterie par le modèle de Copetti

On a aussi étudié le régulateur pour un système de protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque qui assure: la poursuite du point de puissance maximum (MPPT), le contrôle de la charge de la batterie et la surveillance de la protection cathodique.

Ce système de régulation a les avantages suivants :

- Par rapport aux systèmes conventionnels où le réglage s'effectuait manuellement. l'effort et le temps du technicien sont préservés;
- Il économise de l'énergie parce que la tension est ajustée rapidement donc une dissipation minimale d'énergie;
- Il arrête définitivement la corrosion puisque la structure métallique reçoit toujours exactement le courant continu demandé ;
- La destruction du revêtement est entièrement stoppée une fois que la surprotection est éliminée.
- Il permet au générateur photovoltaïque de travailler à sa plus haute performance

Nous estimons que ce modeste travail, permet de réaliser une étude technique de dimensionnement d'une protection cathodique par soutirage de courant alimenté par énergie solaire photovoltaïque d'un pipeline. Et il pourra être complété par l'utilisation de moyens plus adéquats pour l'étude expérimentale, et par une étude technico-économique. Concernant le dispositif de régulation. Il reste évidemment à le réaliser et le tester sur site pour évaluer ses performances et sa fiabilité. Il faudrait aussi penser à une télésurveillance pour assurer une protection jusqu'aux limites de la portée des postes.

Références bibliographiques

- [1] <http://www.cefracor.org/html/publications.htm> dernier accès:03/12/2008
- [2] Document, "La protection cathodique : Guide pratique", Chambre syndicale de la recherche et production du pétrole et du gaz, Comité Scientifique, Technip, France 1986.
- [3] <http://www.univ-tln\departementchimie\coursDESS> dernier accès:03/12/2008
- [4] www.cpicorrosion.com dernier accès:03/12/2008
- [5] M. Haddadi, "Technique de la protection cathodique", Cours PGS, ENP, 2001.
- [6] M. Khalfi et S. Kaci, "Utilisation de l'énergie solaire dans la protection cathodique de canalisations enterrées", Mémoire de PFE, Génie Chimique, ENP, 95/96.
- [7] Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG, "Information de base", Article, 2002.
- [8] Curty, "La protection cathodique des ouvrages métalliques enterrées", Association technique de l'industrie du gaz en France, Ecole Nationale Supérieure de Pétrole et des Moteurs, novembre 1991.
- [9] S. Kharzi, "Etude d'un dispositif de protection cathodique alimenté par énergie solaire photovoltaïque", Mémoire de magister, Dpt Electronique, ENP, 2005.
- [10] G. K. Glass and al., "Cathodic protection of steel in concrete", Concrete structures section, Dpt of civil and environmental, Imperial college, Ed. February 2001, by Neil Tsang.
- [11] S. Kharzi, D. Diaf and A. Malek, "Sizing of solar photovoltaic-powered cathodic protection system comparison between an analytical and a numerical method", World Renewable Energy Congress VIII (WREC 2004). Published by Elsevier Ltd. Editor AAM Sayigh.
- [12] S.T.G.XD, D45, "Manuel pour la protection des réseaux de distribution en acier", Septembre 1996.
- [13] D. Petrocokino, "Protection anodique - Protection cathodique", Techniques de l'Ingénieur, M156, 1-21, 1979.
- [14] http://fr.wikipedia.org/wiki/Protection_cathodique dernier accès:03/12/2008
- [15] A. Bouzeraï, "Elaboration d'un logiciel pour la protection cathodique", J.S.T. 3, 1996.
- [16] F. SCHOEFS, M. ANDRE, J. BAZIN, C. FOUACHE, H. PAYRAUDEAU, "Techniques de prévention des pathologies de corrosion des structures métalliques", GeM France, 2003.
- [17] S. Kharzi, "Recueil de rapports scientifiques et techniques", LPV, CDER, octobre 2001.
- [18] A. Benouhiba et T. Ramdani, "Protection cathodique par énergie solaire", Mémoire de PFE, Dpt Electronique, ENP, 1982.
- [19] : O. GERGAUD, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur", Thèse de Doctorat, Dpt Électrotechnique, ENS CACHAN, 2002.
- [20] S. Saricifitci, "Comment fonctionne une cellule solaire photovoltaïque?" Document.
- [21] Apex BP Solar, "Informations Techniques générales sur le photovoltaïque", Document, Décembre 2000.

Références bibliographiques

- [22] M. Angel Cid Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques", Thèse de Doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [23] www.TUV.com dernier accès:03/12/2008
- [24] A. Labouret, M. Viloz, "Energie solaire photovoltaïque", 3ème Edition, DUNOD 2004.
- [25] Michel Huart, "Technologies associées aux énergies renouvelables. Exposé n°05 du cours ENER002 « Energies non conventionnelles »", Faculté des Sciences Appliquées de l'ULB Bruxelles, 2005.
- [26] J. Labbé, "L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés", Thèse de Doctorat, de l'Ecole des Mines de Paris Spécialité : Énergétique ; 2006.
- [27] www.retscreen.net dernier accès:03/12/2008
- [28] M. Capderou, "Atlas Solaire de l'Algérie", Tomes 1&2, Office des Publications Universitaires, Algérie. 1985.
- [29] M. Capderou, "Atlas Solaire de l'Algérie", Tomes 3, Office des Publications Universitaires, Algérie. 1985.
- [30] A. Moumami, N. Hamani, N. Moumami, Z. Mokhtari, "Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de Biskra", Séminaire International sur la Physique Énergétique, Centre Universitaire de Béchar–Algérie, 2006.
- [31] W. Palz, "Electricité solaire", Ed, Dunod-Unesco, 1983.
- [32] I. Hadj Mahammed, "Modélisation du générateur Photovoltaïque", Mémoire de magister, Dpt Electronique, ENP, 2002.
- [33] S.Singer, B. Rozenshtein and S. Saurazi, "Caracterisation of PV array output using a small number of measured parameters", Solar Energy, Vol.32, N°5, pp603-607(1984).
- [34] M. Haddadi, "Conception et optimisation de générateur à conversion photovoltaïque", Thèse de doctorat d'état en électronique, ENP 1994.
- [35] D. S. H. Chan, J. R. Philips and J. C. H. Phang, "A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters", Solid State Electronics, Vol.29, N°3. pp: 329-337, 1986.
- [36] B. Ai, H. Yang, H. Shen, X. Liao. "Computer-aided design of PV/wind hybrid system", Renewable Energy, 28 (2003) 1491–1512.
- [37] W. Peukert, Elektr. Tech. Z. 18 :287-288, 1897.
- [38] N. Achaibou, "Stockage des énergies renouvelables : application au stockage de l'énergie solaire photovoltaïque par accumulateurs électrochimiques", Mémoire de Magister, institut de mécanique, université de Blida, 2002.
- [39] <http://sss-kt.de> dernier accès:03/12/2008
- [40] D. Mayer, "Dimensionnement des systèmes PV sur batteries", Cours 'Electricité Solaire pour les Zones Rurales et Isolées, UNESCO, 1990.
- [41] M. Egido et al, "The sizing of stand alone PV-systems: a review and a proposed new method", Solar Energy Materials and Solar Cells, N°26, 51-69, 1992.
- [42] M. Buresch, "Photovoltaïque Energy Systems", McGraw-Hill Book Company, 1983.

Références bibliographiques

- [43] E. Lorenzo, ‘‘Sistemas de generaci3n y acondicionamiento de potencia’’, Curso de energia solar fotovoltaica, CIEMAT, 2005.
- [44] R.A. Wagdy, ‘‘Design of control circuit of solar photovoltaic powered regulated cathodic protection system’’, Solar Energy, Vol. 55, N°5, pp. 363-365, 1995.
- [45] A. Melouka, M. Benarroudj, ‘‘Etude et r3alisation d’un controleur MPPT par la m3thde ‘perturber et observer’ à base du microcontrolleur PIC 16f876’’, M3moire de PFE, Dpt Electronique, ENP, 2003.
- [46] R. Ikhlef, ‘‘ Gestion par microcontr3leur des syst3mes photovoltaïques en sites isolés’’, M3moire de magister, Dpt Electronique, USTHB, 2004.
- [47] www.partsonsale.com dernier acc3s:03/12/2008
- [48] CeFraCor, ‘‘Canevas de l’enseignement de corrosion et de l’anticorrosion’’, 12/02/2001.
- [49] www.allmetsat.com dernier acc3s:03/12/2008

ANNEXE A

A1 Appareillage de mesure

Il est constitué des éléments suivants :

- Electrodes de référence;
- Voltmètres;
- Ampèremètres;
- Voltmètre-ampèremètre enregistreurs.

a- Electrodes de référence

Ils servent de référence à toute mesure de potentiel dans un électrolyte. Ce sont des demi-piles de valeurs constantes, basées sur le principe qu'un métal prend un potentiel bien défini dans une solution d'électrolyte, elle aussi bien définie.

L'électrode à hydrogène sert de référence à toutes les autres électrodes. Les électrodes impolarisables les plus utilisées sont précisées ci-après [4, 5, 8].

Electrode au cuivre-sulfate de cuivre (Cu/CuSO₄)

Elle est constituée par un réservoir généralement cylindrique en matière plastique, obturé à sa base par un bouchon en bois poreux (pin dérésiné, balsa...) et rempli de solution saturée de sulfate de cuivre, dans laquelle plonge une tige de cuivre.

Electrode à l'argent-chlorure d'argent (Ag/Ag Cl)

Elle est remplie d'une solution saturée de chlorure d'argent dans laquelle plonge une tige d'argent. Pour les mesures en eau de mer, l'électrode est constituée par un simple fil d'argent chloruré. Cette électrode doit être, au préalable, calibrée par rapport à une électrode au calomel.

Electrode au calomel saturé (Hg/Hg Cl/KCl)

Electrode en zinc: c'est un barreau zinc, monté sur un support isolant. Lors des mesures effectuées avec ces électrodes, il est impératif de vérifier et, si nécessaire, de compléter la solution saturée. Pour effectuer des mesures en continu, qui permettent un contrôle permanent, il existe des électrodes où le liquide est remplacé par un gel de la solution saturée (GDF, SECCO); elles peuvent alors être enterrées ou immergées.

Quel que soit le type de l'électrode, il importe de s'assurer du bon état de propreté de la tige de métal, au niveau de la solution, de la connexion,..., avant d'effectuer la mesure.

b- Voltmètres

Ils sont utilisés pour effectuer les mesures instantanées de potentiel. Leur impédance d'entrée doit être importante (> 50 kΩ /V). Un appareil autonome en énergie, robuste et facilement transportable est recommandé.

c- Ampèremètres

Leur impédance d'entrée (résistance interne) doit être faible, pour mesurer les faibles courants circulant dans les liaisons ou les circuits d'anodes sacrificielles; ils doivent posséder les mêmes qualités de construction que les voltmètres.

A2 Mesure de la résistivité des sols par la méthode de Wenner

La résistivité

La connaissance de la résistivité du milieu environnant la structure à protéger est essentielle dans la lutte anticorrosion. Suivant la valeur de résistivité on a plusieurs domaines donnés dans la figure suivante :

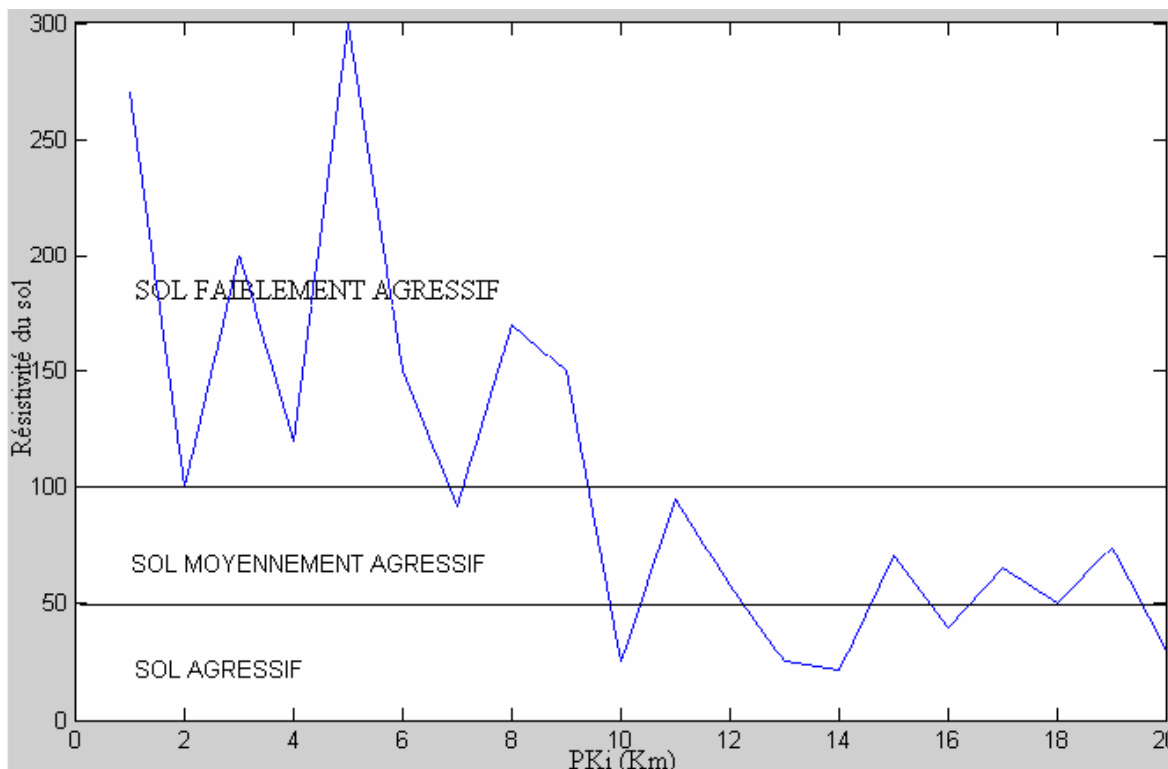


Fig. A1. Agressivité du sol selon sa résistivité

En effet, la résistivité du sol est un paramètre facilement mesurable par plusieurs méthodes comme la méthode de Wenner, la méthode à trois pôles, et la méthode sans piquet.

La méthode la plus utilisée pour déterminer la résistivité des sols est celle des quatre électrodes. On génère un courant I entre deux piquets de terre X et Z , disposés symétriquement par rapport au point O . Deux électrodes Y et Xv , près du point O et à même distance, pour mesurer la différence de potentielle ΔV . Ensuite on calcule la résistivité ρ du sol sous le point O à partir de la résistance donnée par un ohmmètre de terre.

A2.1 Méthode de Wenner

Quatre piquets de terre en ligne, l'écart entre eux est de A (allant de quelques mètres à plusieurs dizaines de mètres, selon la profondeur p), et ne doivent pas être enfoncées de plus du tiers de la distance qui les sépare. La formule de calcul est donnée par :

$$\rho = 2\pi.A.\frac{\Delta V}{I} \quad (A1)$$

où :

ρ : résistivité [$\Omega.m$].

A : distance entre les sondes [m].

$\Delta V/I = R$: résistance affichée sur l'appareil de mesure de terre [Ω].

La figure suivante illustre cette méthode :

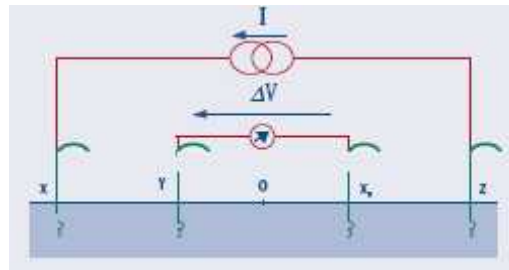


Fig. A2. Méthode de Wenner.

Exemple : Pour déterminer la résistivité du sol à 3 m de profondeur, il faut placer les quatre électrodes de mesure à une distance de $A=4/3.p$, c'est-à-dire de 4 m, les unes des autres, et à une profondeur inférieure à $A/3$, soit 1,67 m.

A2.2 Méthode à trois pôles (méthode des 62%)

Elle repose sur trois éléments. Le premier est une prise de terre (X), les deux autres sont des piquets de terre. Le piquet situé le plus loin assure le bouclage du courant généré par l'ohmmètre de terre : c'est la sonde auxiliaire ou terre auxiliaire (Z). Le deuxième est la sonde de tension (Y) qui permet de mesurer la différence de potentiel ΔV par rapport à la prise de terre, elle doit être placée à 62 % de la distance XZ (s'assurer de se trouver en dehors des zones d'influence de chaque pôle). Connaissant la différence de potentiel et le courant, on calcule la résistance de terre à l'aide de la loi d'ohm. La figure suivante illustre cette méthode :

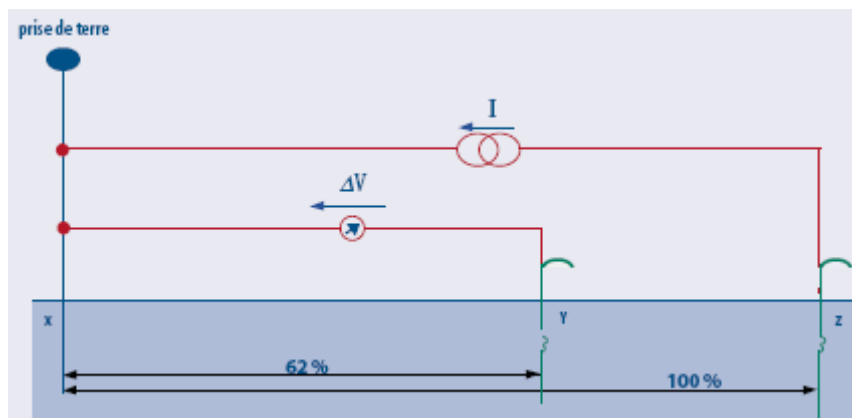


Fig. A3. Méthode à trois pôles.

La résistivité influe grandement sur la résistance du déversoir d'où celle du circuit, donc pour réduire la consommation totale il faut avoir une faible résistance du déversoir, d'où une faible résistivité de sol plusieurs solutions sont possibles comme l'utilisation des backfill, l'utilisation de l'anode de profondeur et la troisième solution c'est l'utilisation d'une longueur d'anode suffisante. La figure suivante montre la variation de la résistance du déversoir en fonction de la longueur d'anode à plusieurs valeurs de résistivité du sol.

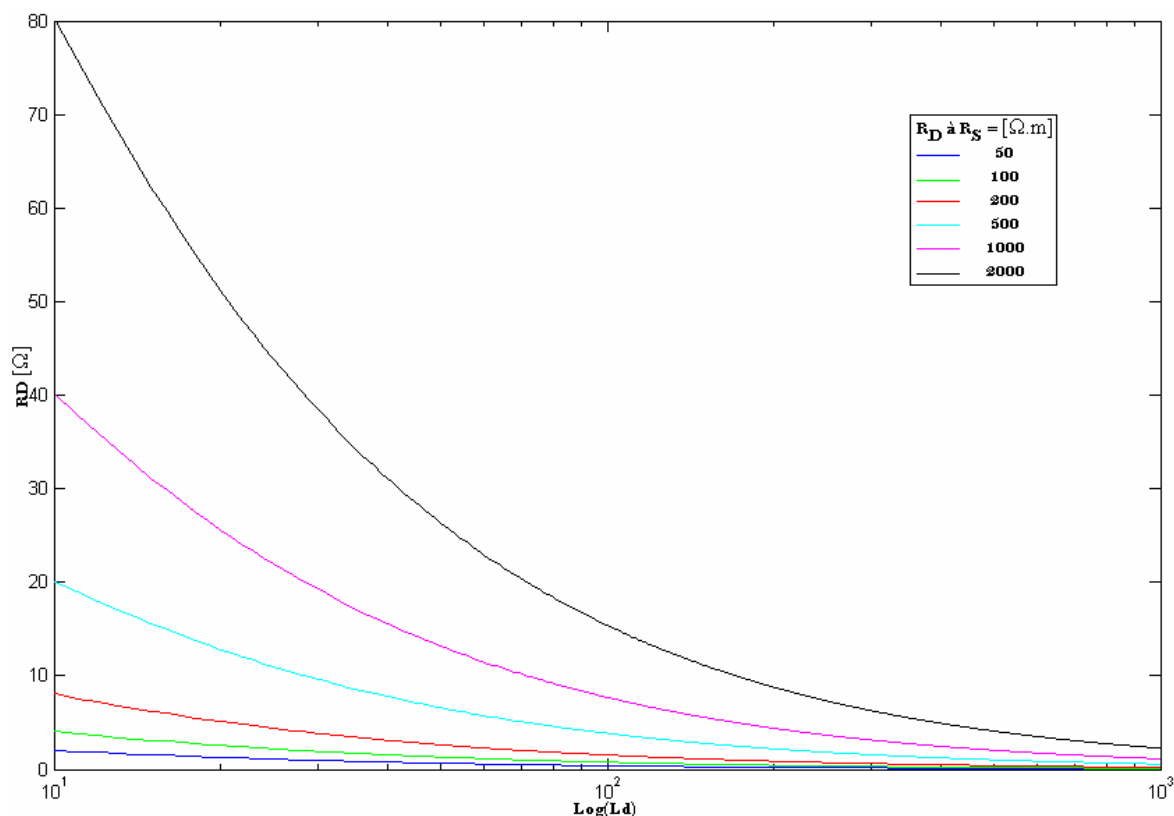


Fig. A4. Variation de la résistance du déversoir en fonction de la longueur d'anode.

A3 Contrôle et surveillance de la protection cathodique

Le contrôle de la protection cathodique consiste à vérifier le fonctionnement correct des sources délivrant les potentiels et à s'assurer que le potentiel de la structure, par rapport à l'électrode Cu-CuSO₄, est plus négatif que [3, 4, 5] :

- 0,850 V pour l'Acier.
- 0,700 V pour le Plomb.
- 0,600 pour le Cuivre.

A3.1 Les prises de potentiel

Les prises de potentiel vont permettre de contrôler le comportement de la structure. Elles sont placées à des distances comprises entre quelques centaines de mètres à quelques km, mais l'intervalle dépend d'autres paramètres tels que l'accessibilité, la proximité d'énergie électrique, la résistivité du sol,...

La prise de potentiel s'effectue à l'aide d'une pièce métallique (rondin d'acier de 20 mm de diamètre, câble électrique 10, 16 ou 25 mm² revêtu,...) soudée sur le tube et accessible par une boîte extérieure (bouche à clé en fonte, calot en béton couvert...) [4, 5].

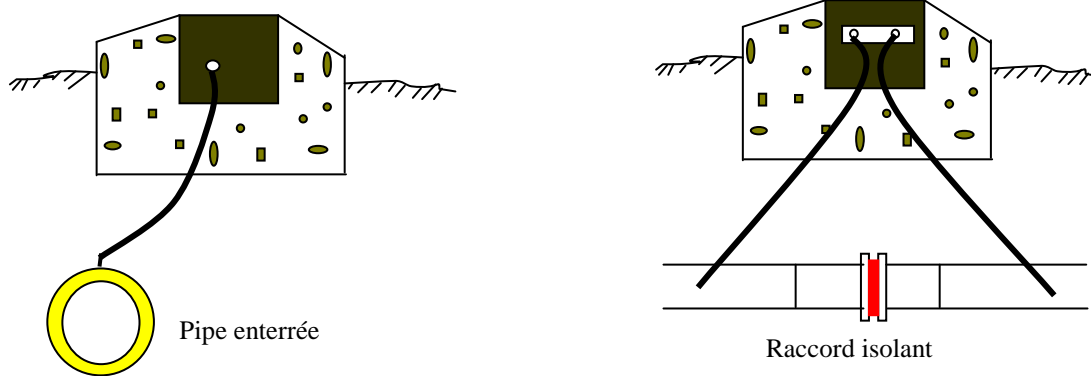


Fig.A5. Exemples de prises de potentiel.

Les appareils de contrôles placés sur ces installations (ampèremètres, voltmètres, indicateurs de défaut,...) devront être lus une fois par semaine.

Pour illustrer cet intérêt, observons le diagramme de fonctionnement d'un appareil de soutirage pour un pipeline d'une raffinerie (Fig. B6.). On voit qu'à partir du mois de Juin, il y a une baisse constante du débit, la tension restant constante. Ceci provient d'une augmentation de la résistance du circuit, c'est-à-dire celle des anodes déversoirs.

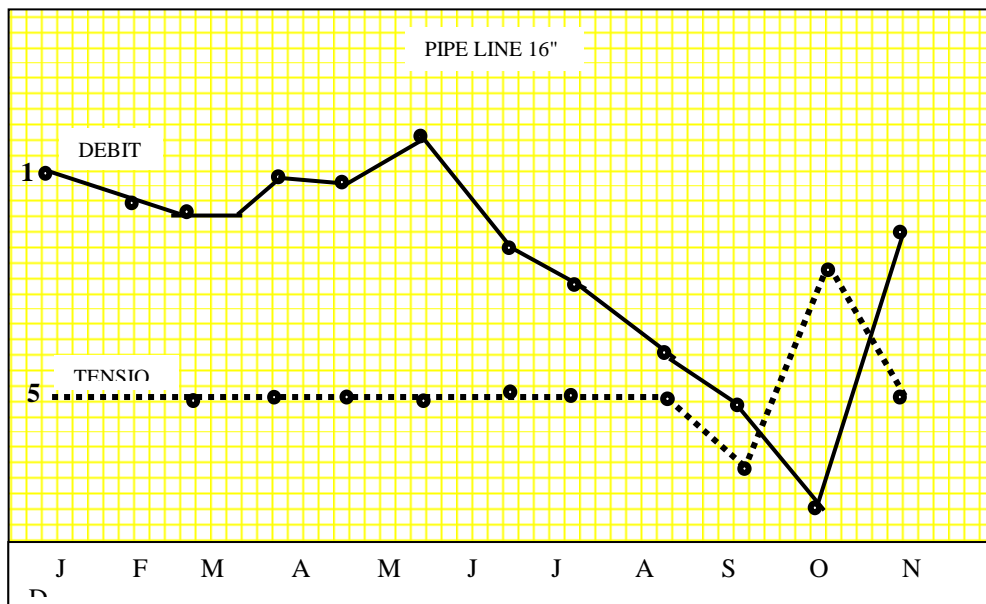


Fig. A6. Diagramme de fonctionnement d'un poste de soutirage.

Effectivement, un contrôle a permis de constater la rupture de la connexion du câble au niveau de la soudure d'anode. (corrosion de la soudure). Le défaut ayant été corrigé, le débit est devenu normal [5].

De façon générale, les interventions manuelles sont complexes, longues et coûteuses et la tendance générale est de les automatiser au maximum.

A3.2 Soutirage

Sur l'appareil classique, il faut agir manuellement pour corriger les variations du potentiel de la structure à protéger [4, 5].

Des régulations électroniques ont été mises en œuvre depuis longtemps. Elles servent à asservir le débit du soutirage au potentiel structure/sol (Fig. B7.).

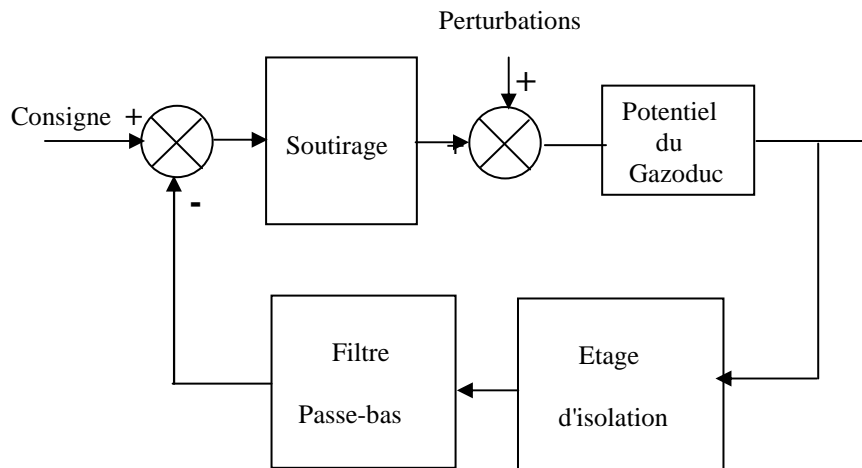


Fig. A7. Régulation de soutirage.

La régulation compare le potentiel de la structure à une valeur de consigne. S'il est inférieur, le débit s'annule et s'il est supérieur, le débit augmente. Le résultat sera que le potentiel structure/sol reste égal à la consigne.

A3.3 Contrôle par compteur autonome

Il arrive que certains points d'une conduite (en général les points éloignés des soutirages ou des zones de mauvais revêtement, etc...) devront être surveillés plus particulièrement. On y place alors un compteur connu sous le nom de "horodéfaut" qui comptabilise le temps pendant lequel le potentiel du point est supérieur à une certaine valeur (-0,85 V par exemple). L'autonomie de fonctionnement de ce compteur est d'une année [4].

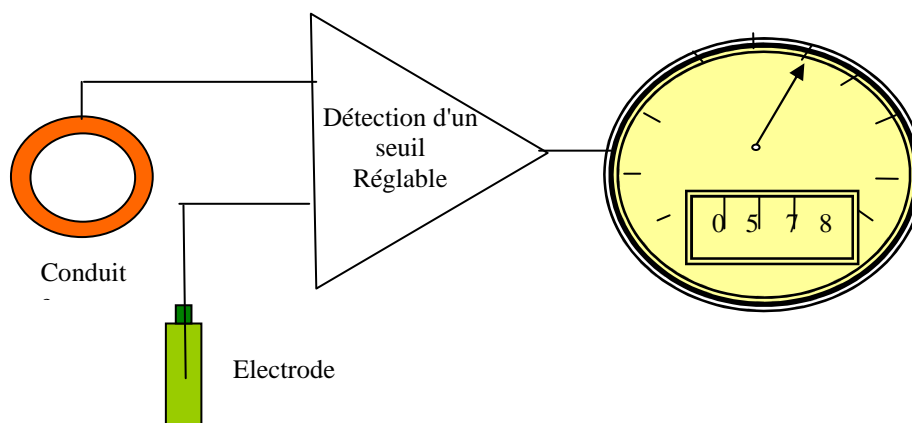


Fig. A8. Compteur horaire.

A3.4 Télésurveillance

Une surveillance rigoureuse de la protection cathodique est impérative mais elle implique des déplacements de personnel et les frais correspondants. C'est pourquoi différents dispositifs ont été mis en œuvre pour la transmission à distance des mesures [4, 5] :

- Télétransmission par lignes téléphoniques
- Télétransmission par liaison radio (parfois l'émetteur à une portée réduite et le récepteur est installé dans un avion, qui par un passage, recueille les données)
- Télétransmission sonar (dans les milieux aquatiques)
- Télétransmission en utilisant la conduite comme support de transmission.

ANNEXE B**Le rayonnement solaire en Algérie**

L'Algérie offre des possibilités considérables pour le développement des applications solaires via l'exploitation de l'énergie solaire sous ses différentes formes selon les diverses modes de captations. Par sa situation géographique, l'Algérie dispose l'un des gisements solaires les plus élevés au monde. Dans le tableau suivant on donne potentiel solaire en Algérie :

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

Suivant Atlas solaire d'Algérie, l'Algérie est divisé en huit régions ou zones énergétiques pour cela dans notre étude on a considéré un ou plusieurs sites dans chaque zone :

- Zone1 : Annaba.
- Zone2 : Alger et Oran.
- Zone3 : Batna et Biskra.
- Zone4 : Ghardaïa et Ouargla.
- Zone5 : Béchar, In Salah, In Aminas et Tindouf.
- Zone6 : Adrar.
- Zone7 : Tamanrasset
- Zone8 : Djanet.

La figure suivante montre la position géographique de ces sites.

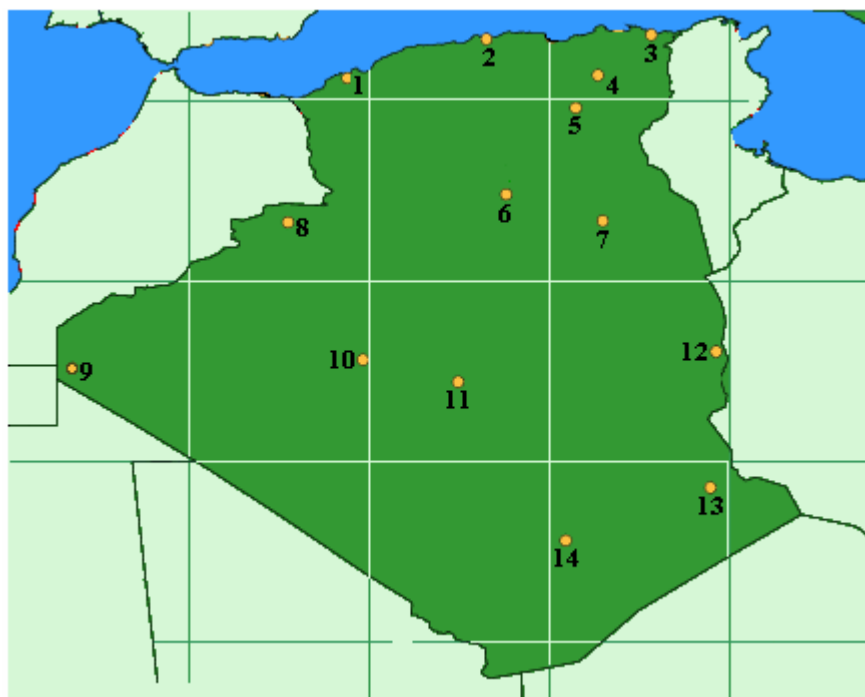
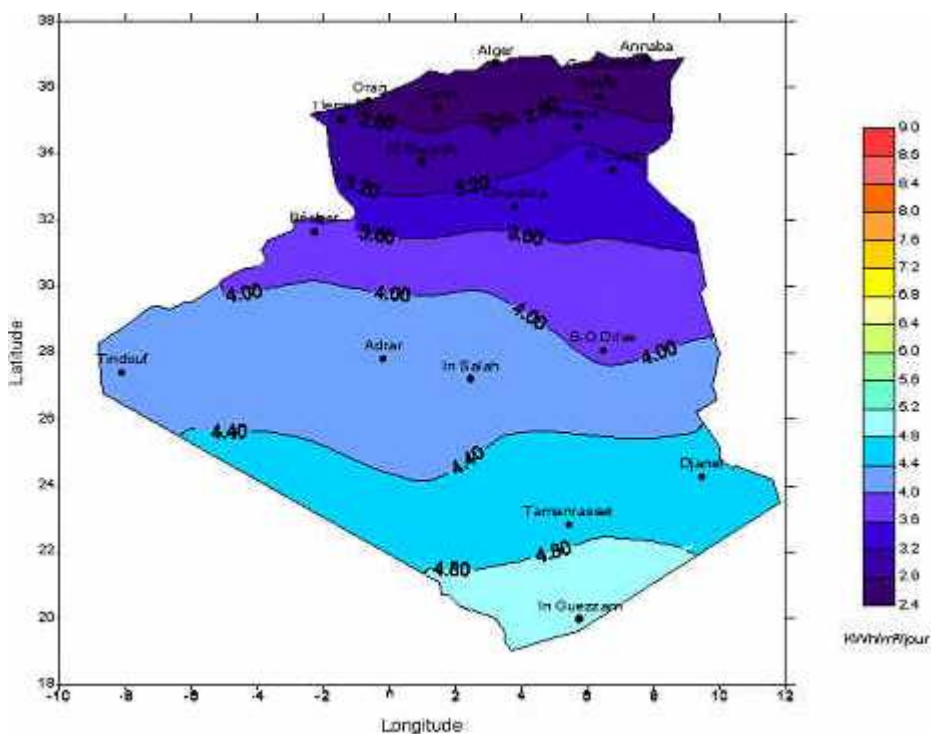


Fig. B1. Position des 14 sites.

Ainsi le tableau suivant donne la durée du jour minimale et maximale pour ces sites

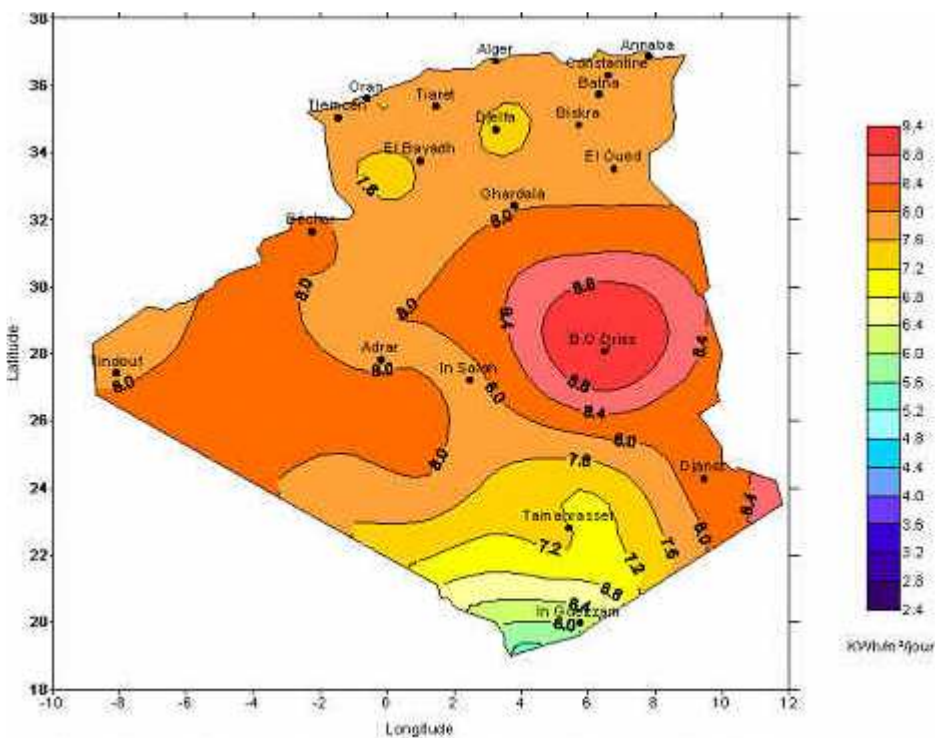
Site	Information sur le site	
	Durée min. du jour (heure : minute)	Durée max. du jour (heure : minute)
1 Oran	9 :35	14 :25
2 Alger	9 :29	14 :31
3 Annaba	9 :28	14 :32
4 Batna	9 :36	14 :24
5 Biskra	9 :40	14 :20
6 Ghardaïa	9 :52	14 :08
7 Ouargla	9 :54	14 :06
8 Bechar	9 :56	14 :04
9 Tindouf	10 :15	13 :45
10 Adrar	10 :14	13 :46
11 In Salah	10 :17	13 :43
12 In Aminas	10 :10	13 :50
13 Djanet	10 :29	13 :24
14 Tamanrasset	10 :36	13 :24

L'irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal au différents mois de l'année est donnée par les figures suivantes [49]:



Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Décembre

Fig. B2. Mois de Décembre.



Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Juillet

Fig. B3. Mois de Juillet.

L'irradiation globale journalière reçue sur un plan normal au différents mois de l'année est donnée par les figures suivantes [49]:

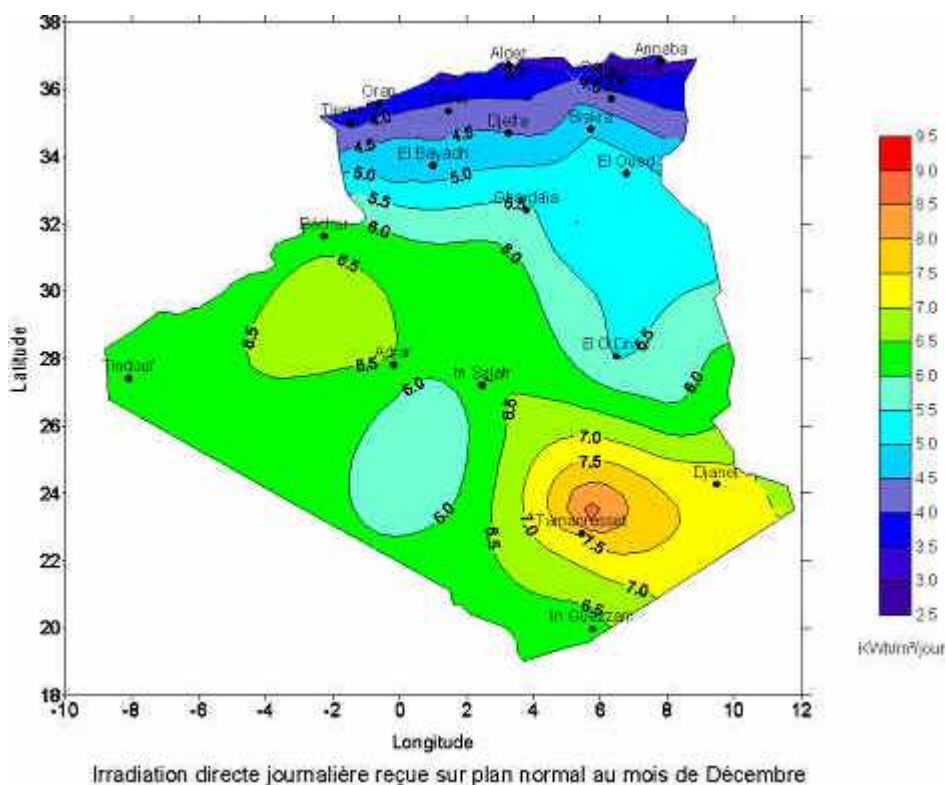


Fig. B4. Mois de Décembre.

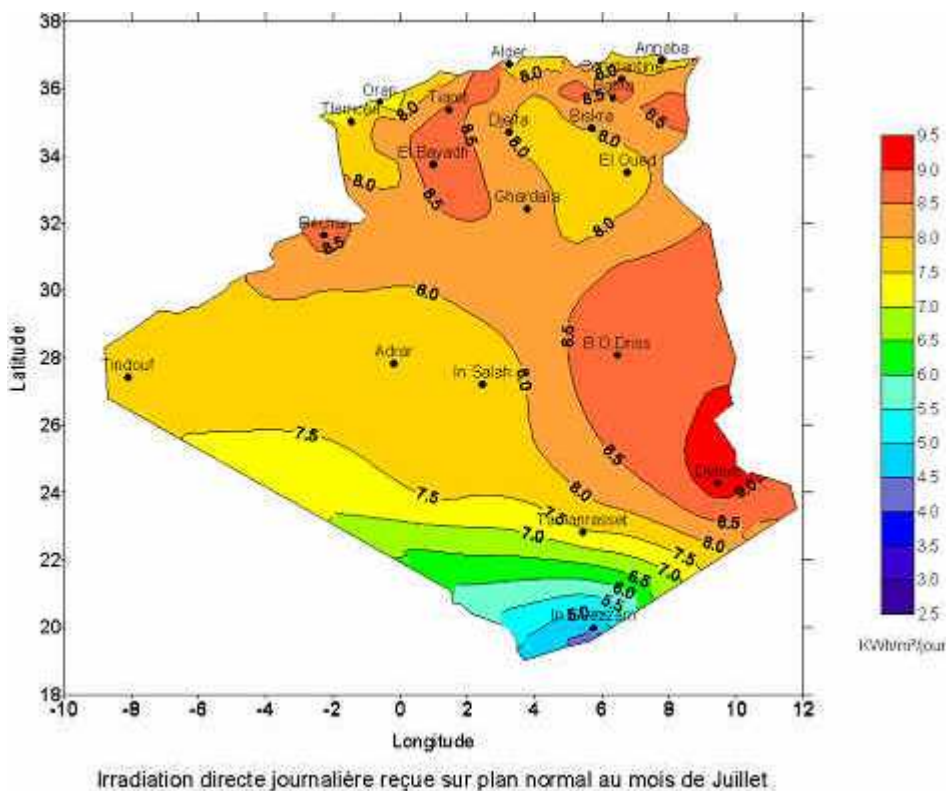


Fig. B5. Mois de Juillet.

ANNEXE C

BP SOLAR: Multicristallin Photovoltaic Modules 50-Watt & 40-Watt

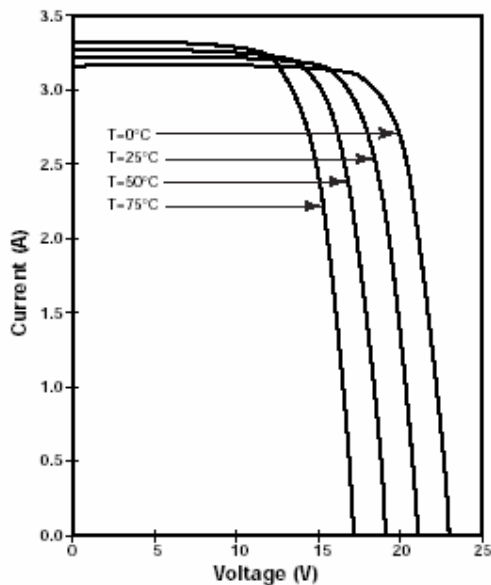
Electrical Characteristics¹

	SX 50	SX 40
Maximum power (P_{max}) ²	50W	40W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	16.8V	16.8V
Current at P_{max} (I_{mp})	2.97A	2.37A
Warranted minimum P_{max}	45W	36W
Short-circuit current (I_{sc})	3.23A	2.58A
Open-circuit voltage (V_{oc})	21.0V	21.0V
Maximum series fuse	20A	5A
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT ³	47±2°C	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)	

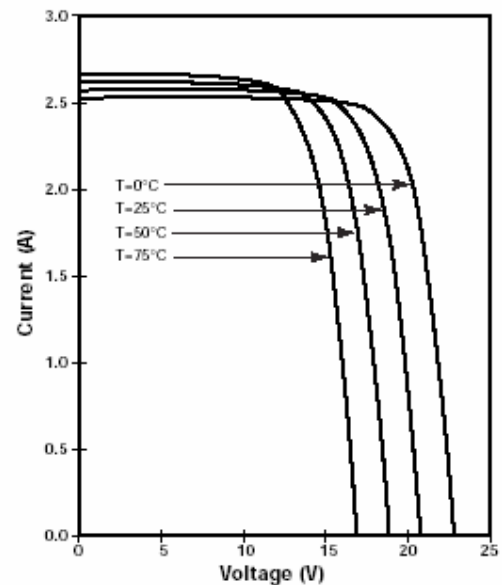
Notes

- These data represent the performance of typical modules in 12V configuration as measured at their output, and do not include the effect of such additional equipment as diodes. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
 - illumination of 1 kW/m² (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
 - cell temperature of 25°C.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical P_{max} .
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m², and wind speed of 1m/s.

SX 50 I-V Curves



SX 40 I-V Curves



Quality and Safety

All SX 50 and 40 modules are certified by PowerMark Corporation, certified by TÜV Rheinland as Class II equipment, listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating), and compliant with the requirements of IEC 61215, including:

- repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
- simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
- a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;

- a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf); front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf, U only).

The SX 50U and 40U are also approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations.

Mechanical Characteristics

Weight

SX 50M	5.7 kg (12.5 pounds)
SX 50U	6.3 kg (13.9 pounds)
SX 40M	4.9 kg (10.6 pounds)
SX 40U	5.4 kg (11.8 pounds)

Dimensions

Unbracketed dimensions are in millimeters.
Bracketed dimensions are in inches.
Overall tolerances $\pm 3\text{mm}$ (1/8")

