

IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA

LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Manuel de cours
à l'intention des ingénieurs et des techniciens

par

Jimmy Royer
Thomas Djiako
Eric Schiller
Bocar Sada Sy

Sous la direction de
Eric Schiller



INSTITUT DE L'ÉNERGIE DES PAYS
AYANT EN COMMUN L'USAGE DU FRANÇAIS



LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Manuel de cours
à l'intention des ingénieurs et des techniciens

IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA

LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Manuel de cours
à l'intention des ingénieurs et des techniciens

par
Jimmy Royer
Thomas Djiako
Eric Schiller
Bocar Sada Sy

Sous la direction de
Eric Schiller



Données de catalogage avant publication (Canada)

Vedette principale au titre:

Le pompage photovoltaïque: manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens

Comprend des réf. bibliogr.

Publ. en collab. avec : IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA.

ISBN 2-89481-006-7

1. Pompes solaires. 2. Stations de pompage. 3. Systèmes photovoltaïques. 4. Pompes solaires – Entretien et réparations. I. Royer, Jimmy. II. Schiller, Eric J. III. Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français. IV. Université d'Ottawa. Centre international pour les ressources en eau. V. CREPA (Ouagadougou, Burkina Faso). VI. École inter-états d'ingénieurs de l'équipement rural (Ouagadougou, Burkina Faso).

TJ912.P65 1998

621.47'3

C98-940226-6

Ce manuel fait partie d'un projet de collaboration entre l'École inter-États d'ingénieurs de l'équipement rural (EIER), le Centre régional pour l'eau potable et l'assainissement à faible coût (CREPA), de Ouagadougou et le Centre international pour les ressources en eau (CIRE), de l'Université d'Ottawa. Sa réalisation a été rendue possible grâce à une subvention du Programme des institutions d'éducation (PIE) de l'Agence canadienne pour le développement international (ACDI). Avec l'appui du CIRE et de l'Université d'Ottawa, l'Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français (IEPF) en a réalisé la publication.

Édition et mise en page: Éditions MultiMondes

Révision linguistique: Solange Deschênes

Design de la couverture: Gérard Beaudry

Photo de la couverture: Pompe solaire au secteur 28 de Ouagadougou.

Pompe photovoltaïque de 1 400 Wc installée dans un secteur périphérique de la ville de Ouagadougou au Burkina Faso.

(Photo: Solener)

ISBN 2-89481-006-7

Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Québec, 1998

Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Canada, 1998

© Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français

56, rue Saint-Pierre, 3^e étage

Québec (Québec) G1K 4A1 CANADA

Téléphone: (418) 692-5727

Télécopie: (418) 692-5644

Courriel: iepf@iepf.org

Site Internet: <http://www.iepf.org>

Imprimé sur du papier recyclé

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de ce manuel, en particulier :

Pour leur expertise – MM. Malakilo DIASSO, de Sahel Énergie Solaire (SES), Burkina Faso, Xavier SAWADOGO, de l'Institut burkinabé de l'énergie (IBE), Bruno LEGENDRE, de Performances, et Luc HOANG-GIA, de Alfa, Sénégal, Alhousseni Issa MAÏGA, de CNESOLAIRE, Mali, Modibo DICKO, d'Afritec, Mali.

Pour les dessins – Plam de Québec.

Pour leur aide à la rédaction – M. TOUNKARA, du CREPA, Burkina Faso, Clément BERGERON, d'Environergie, Québec.

Pour la relecture – M. Jacques BOUGARD, École polytechnique de Mons, Belgique, M. Yves MAIGNE, Fondation énergies pour le monde, France, Mme Le Hoang TÔ, SolarLab, Viêt-nam, et Mme Gilberte GUILLEMOT, Québec, Canada.

Avant-propos

L'eau est source de vie. Sa rareté est l'un des drames du Sahel. Partout où elle a rejailli dans cette zone, la vie a resurgi pleine de promesses. Il est connu que la ressource-eau dans les régions arides existe dans les sous-sols. À l'échelle planétaire, 99% de l'eau douce, sous sa forme liquide, est en effet souterraine. Cette eau participant au développement agricole et à la consommation domestique, nécessite des technologies d'exhaure adaptées aux conditions locales.

Les points d'eau au cœur des zones arides puisent à cette source..., mais en des quantités qui n'autorisent pas, faute d'énergie suffisante, un établissement humain durable et donc le développement. Plusieurs technologies permettent aujourd'hui de disposer d'une énergie suffisante pour créer les conditions d'une activité humaine soutenue: le diesel, mais aussi l'éolienne et plus récemment l'énergie solaire.

La mobilisation de cette dernière forme d'énergie permet aujourd'hui d'apporter une solution valable et durable à l'exhaure en zone aride. En porte témoignage la réussite du Programme Régional Solaire (PRS) du Comité permanent Inter-États de Lutte contre la Sécheresse dans le Sahel (CILSS), dont le bilan s'établit à 630 pompes solaires réalisées dans 9 pays de l'Afrique de l'Ouest.

Le Pompage photovoltaïque, manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens s'inscrit dans cette dynamique, qui cherche à tirer parti des ressources locales, énergétiques en particulier, pour apporter des réponses endogènes aux problèmes locaux de développement. Il a été conçu à l'usage des ingénieurs et des techniciens confrontés sur le terrain à des problèmes de conception et de dimensionnement des ouvrages d'hydraulique villageoise. Il fait à la théorie juste ce qu'il faut de place pour guider l'action au mieux des possibilités. C'est en effet à l'action qu'il veut inviter avec ses fiches techniques de dimensionnement d'ouvrages, d'évaluation économique, d'exploitation, de maintenance et de dépannage... à vocation principalement opérationnelle. Il complète en cela les manuels et autres guides de manufacturiers et d'organismes de développement.

L'Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français (IEPF) s'est associé, pour réaliser ce manuel, à l'Université d'Ottawa, à l'École inter-États d'ingénieurs de l'équipement rural (EIER) et au Centre Régional pour l'Eau Potable et l'Assainissement à faible coût (CREPA) de Ouagadougou.

Que ces partenaires, dont l'expérience et la connaissance pratique du sujet ont permis de donner à ce manuel sa richesse éditoriale, trouvent ici l'expression de nos remerciements les plus sincères.

L'IEPF se joint à ses partenaires pour formuler l'espoir que le Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens pour le Pompage Photovoltaïque, puisse servir la cause du développement des zones touchées par la sécheresse et la pénurie d'eau.

El Habib Benessahraoui

Directeur exécutif

Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français (IEPF)

Préface

Originellement conçue pour répondre aux besoins en énergie des capsules spatiales, l'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage.

L'énergie solaire est disponible partout sur la planète en des degrés divers et elle est entièrement renouvelable. Son apport est variable, au gré des jours et des saisons, mais elle est relativement prévisible. Sa puissance maximale est de 1 kW/m^2 et, même si elle est relativement diluée, son apport énergétique annuel pourrait répondre des milliers de fois à la consommation énergétique de la plupart des pays, à l'exception de ceux très industrialisés.

Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible; de plus, le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles.

Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible.

Son utilisation au niveau du pompage s'est répandue rapidement dans les régions rurales des pays en développement et dans les zones hors-réseaux des pays plus industrialisés. Elle est, entre autres, très utilisée en Afrique sahélienne. Les caractéristiques de cette région justifient d'ailleurs pleinement son utilisation. Ainsi :

- l'ensoleillement est abondant, soit plus de 5 kWh/m^2 par jour ou soit plus de 5 heures d'ensoleillement maximal;
- les ressources en eau de surface sont limitées, cependant les ressources en eau souterraine sont importantes. Une technologie de pompage est nécessaire pour extraire l'eau disponible;
- une grande partie de la population est répandue dans de petits villages et elle a difficilement accès aux formes d'énergies conventionnelles. L'infrastructure des transports est faible, voire inexistante, de sorte que les technologies autonomes ne nécessitant peu d'entretien et aucun combustible extérieur sont avantageées;
- les besoins en eau de ces petits villages sont relativement faibles et correspondent bien au créneau optimal couvert par l'énergie solaire.

Le principal obstacle freinant l'utilisation de la technologie du pompage photovoltaïque dans les pays en développement a plutôt été un problème financier. Le coût d'investissement initial du système solaire est élevé et, jusqu'à tout récemment, la plupart des pompes solaires installées avaient été acquises par des organismes d'aide et remises aux associations villageoises sans contrepartie financière. L'eau étant normalement un droit pour tous dans la plupart des pays, il était d'ailleurs mal vu d'essayer d'en faire le commerce.

Constatant l'échec de ces campagnes, certaines ONG décidèrent d'organiser la vente de l'eau afin de couvrir au moins l'entretien des systèmes. C'est le cas par exemple de l'initiative d'Aqua-Viva, au Mali, où 300 pompes solaires ont été installées avec succès et sont toujours en opération.

Entre 1990 et 1995, la Communauté économique européenne, de concert avec le Comité permanent inter-États de lutte contre la sécheresse au Sahel (CILSS) ont créé le Programme régional solaire (PRS) qui installa 630 pompes solaires dans neuf pays de la région sahélienne de l'Afrique de l'Ouest. L'installation de ces pompes s'effectua de façon à en assurer leur pérennité pour la totalité de leur durée de vie, c'est-à-dire pour les vingt années à venir. La prise en charge financière des stations de pompage par les villageois a donc été le point de départ de ce projet qui est toujours en marche. La création de ce projet a permis de tirer un grand nombre de leçons sur la façon de faire le développement. Une des plus importantes de celles-ci étant probablement que si on donne aux gens des zones rurales les moyens de contrôler leur propre destinée, ceux-ci sauront mieux que quiconque comment la gérer.

Ce livre sur le pompage solaire photovoltaïque a été conçu à l'origine pour appuyer la formation à l'École inter-États d'ingénieurs de l'équipement rural (EIER) de Ouagadougou, au Burkina Faso. Il a été rédigé dans le cadre des activités du projet « Eau et assainissement au Burkina Faso (1993-1998) » piloté par le Centre international des ressources en eau (CIRE) de la Faculté de génie de l'Université d'Ottawa. Ce projet a été rendu possible grâce au concours de l'Agence canadienne de développement international (ACDI). Une des composantes majeures de ce projet a consisté à appuyer la formation et la recherche dans le domaine du pompage solaire en Afrique francophone. Outre les partenaires susmentionnés, le Centre régional pour l'eau potable et l'assainissement à faible coût (CREPA) a également participé à ce projet en permettant la formation d'étudiants à la maîtrise et en organisant la gestion d'une station de pompage en milieu péri-urbain installée par le projet.

Les zones péri-urbaines des villes des pays en développement présentent certaines caractéristiques favorisant l'implantation des stations de pompage solaires. Ainsi, même si ces régions sont proches des centres urbains, la

prestation de services de base, comme l'eau potable et l'électricité, est souvent déficiente. Par contre, les gens qui y habitent ont souvent accès à un certain revenu et ils sont prêts à payer pour améliorer leurs conditions de vie. Un des mémoires de maîtrise réalisés par ce projet s'est d'ailleurs penché sur ce sujet et a montré que la station de pompage solaire est financièrement justifiable dans les centres péri-urbains et est très compétitive face aux autres alternatives d'approvisionnement en eau (Toukara, 1996).

Les partenaires du projet tiennent à remercier l'Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français (IEPF) de son précieux concours pour l'édition et la distribution de ce livre dans le réseau de la francophonie. Nous espérons sincèrement que la publication et la large diffusion de ce volume favoriseront une utilisation plus répandue et plus efficace du pompage solaire, dont bénéficieront un grand nombre de personnes dans les pays en développement.

M. Jimmy ROYER, ingénieur
Solener inc.
Québec, Canada

D^r Thomas DJIAKO, professeur
École inter-États d'ingénieurs de l'équipement rural (EIER)
Ouagadougou, Burkina Faso

D^r Cheik TOURÉ, directeur
Centre régional pour l'eau potable
et l'assainissement à faible coût (CREPA)
Ouagadougou, Burkina Faso

D^r Eric SCHILLER, directeur
Projet Eau et Assainissement – Burkina Faso
Centre international des ressources de l'eau (CIRE)
Faculté de génie, Université d'Ottawa, Canada

Table des matières

| | |
|--|----|
| <i>Avant-propos</i> | ix |
| <i>Préface</i> | xi |
| PREMIÈRE PARTIE : INTRODUCTION À L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE | |
| Chapitre 1 : L'énergie solaire | 3 |
| La ressource solaire | 3 |
| Mesure du rayonnement solaire | 8 |
| Estimation de l'énergie disponible | 10 |
| Chapitre 2 : Le système photovoltaïque | 11 |
| L'effet photovoltaïque | 11 |
| La photopile | 11 |
| Caractéristiques de la cellule photovoltaïque..... | 13 |
| Influence de l'ensoleillement et de la température..... | 15 |
| Le module photovoltaïque | 16 |
| Association en série | 17 |
| Association en parallèle | 18 |
| Caractéristiques électriques des modules..... | 21 |
| Les systèmes PV | 21 |
| Chapitre 3 : Les systèmes photovoltaïques avec batterie | 25 |
| Principe de fonctionnement | 25 |
| Les batteries | 27 |
| Accumulateur au plomb-acide | 28 |
| Accumulateurs au nickel-cadmium | 31 |
| Caractéristiques des batteries | 34 |
| La régulation | 38 |
| Caractéristiques et options des régulateurs de batteries | 38 |

| | |
|---|-----------|
| Dimensionnement d'un système PV avec batterie | 40 |
| Optimisation du dimensionnement | 43 |
| Chapitre 4: Les systèmes photovoltaïques sans batterie | 45 |
| Principe de fonctionnement | 45 |
| Adaptation de charge | 46 |
| Dimensionnement d'un système PV sans batterie | 48 |

DEUXIÈME PARTIE: LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

| | |
|--|-----------|
| Chapitre 5: Les ressources en eau | 53 |
| Importance de l'eau | 53 |
| Les eaux souterraines | 56 |
| Eaux souterraines et caractéristiques des sols | 56 |
| Puits et pompage | 59 |
| Puits hydrauliques et tests de pompage | 61 |
| Les eaux de surface | 64 |
| Qualité de l'eau | 66 |
| Chapitre 6: Composants d'une pompe photovoltaïque | 69 |
| Généralités | 69 |
| Les types de pompes | 71 |
| La pompe volumétrique | 71 |
| La pompe centrifuge | 72 |
| Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques | 76 |
| Les types de moteurs | 78 |
| Moteur à courant continu | 78 |
| Moteur à courant alternatif | 80 |
| Couplage générateur PV – groupe de pompage | 82 |
| Adaptateur de charge (moteur continu) | 82 |
| L'onduleur (moteur alternatif) | 83 |
| Rendement du groupe motopompe – générateur PV | 85 |

| | |
|--|-----|
| Chapitre 7 : Dimensionnement d'une pompe photovoltaïque | 87 |
| Données de base | 87 |
| Calcul de l'énergie quotidienne requise | 89 |
| Analyse des besoins et des conditions d'exploitation | 89 |
| Estimation des besoins en eau | 90 |
| Disponibilité de l'eau | 91 |
| Critères socio-économiques | 91 |
| Dimensionnement du système photovoltaïque | 92 |
| Points importants à considérer lors du choix d'une pompe solaire | 96 |
| Dimensionnement de la conduite d'eau | 97 |
| Distribution de l'eau | 98 |
| Réseau de distribution de l'eau | 99 |
| Dimensionnement du réservoir | 101 |
| Chapitre 8 : Analyse économique | 103 |
| Calcul du coût de la pompe solaire | 104 |
| Coûts initiaux | 105 |
| Coûts récurrents | 106 |
| Évaluation des coûts du système de pompage | 108 |
| Le coût de l'eau solaire | 113 |
| Couverture des charges récurrentes | 113 |
| Stratégies de SAV | 114 |
| Stratégie n° 1 : le contrat d'entretien en garantie totale | 114 |
| Stratégie n° 2 : facturation à l'intervention | 116 |
| Éléments de tarification | 117 |
| La vente au volume | 118 |
| La cotisation | 120 |
| Comparaison avec les systèmes de pompage concurrents | 121 |
| Résultats de l'étude | 121 |
| Considérations supplémentaires | 125 |

TROISIÈME PARTIE : INSTALLATION ET MISE EN EXPLOITATION DE LA POMPE PHOTOVOLTAÏQUE

| | |
|---|------------|
| Chapitre 9 : Contrôles préliminaires et acheminement des équipements | 129 |
| Inspection du matériel | 129 |
| Vérification de l'outillage et des instruments de mesure | 130 |
| Préparation des documents | 130 |
| Mesures de sécurité | 132 |
| Chapitre 10 : Installation de la station de pompage | 135 |
| Emplacement et installation du générateur photovoltaïque | 135 |
| Orientation des panneaux | 136 |
| Inclinaison des panneaux | 137 |
| Positionnement du générateur sur le site | 137 |
| Assemblage et fixation du générateur PV | 141 |
| Assemblage mécanique | 141 |
| Assemblage électrique | 142 |
| Préparation et installation du groupe motopompe | 143 |
| Inspections préliminaires | 143 |
| Installation du groupe motopompe | 145 |
| Installation et connexion du conditionneur d'énergie | 147 |
| Distribution de l'eau | 148 |
| Construction du réservoir | 148 |
| Construction des conduites d'eau et des canaux d'irrigation | 149 |
| Connexion des éléments et essais | 150 |
| Chapitre 11 : Réception et mise en exploitation de la station | 153 |
| Contrôle physique de l'installation | 153 |
| Modules et champ PV | 154 |
| Câblage électrique | 154 |
| Structure et supports du générateur photovoltaïque | 155 |
| Clôtures | 155 |

| | |
|--|-----|
| Onduleur ou autre interface | 155 |
| Groupe motopompe | 156 |
| Tête de forage | 156 |
| Complément pompes de surface | 156 |
| Mesures des rendements techniques | 157 |
| Instrumentation | 157 |
| Mise en place des instruments | 157 |
| Mesures | 158 |
| Exploitation | 159 |
| Mesures du rendement technique du générateur | 160 |
| Mesure de la caractéristique I-V du champ PV | 160 |
| Mesure des caractéristiques du conditionneur d'énergie | 161 |
| Procès-verbal | 161 |

QUATRIÈME PARTIE : LA MAINTENANCE ET L'EXPLOITATION DES STATIONS DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

| | |
|---|------------|
| Chapitre 12: Organisation de la maintenance | |
| des stations de pompage photovoltaïque | 165 |
| Rôles, fonctions et activités de la maintenance | 165 |
| Types de maintenances | 166 |
| La maintenance préventive | 166 |
| La maintenance préventive systématique | 167 |
| La maintenance préventive conditionnelle | 168 |
| La maintenance corrective | 169 |
| La maintenance corrective palliative (dépannage) | 169 |
| La maintenance corrective curative (réparation) | 169 |
| Dossier de maintenance | 173 |
| Connaissance du matériel | 173 |
| Constitution d'un dossier de maintenance | 173 |
| Coûts de maintenance, de défaillance et de fonctionnement | 174 |
| Coûts de maintenance | 174 |
| Coûts de défaillance | 174 |

| | |
|--|------------|
| Coût moyen de fonctionnement | 175 |
| Chapitre 13: Exploitation de la station de pompage photovoltaïque | 177 |
| Guide d'identification des pannes | 177 |
| Techniques de réparation | 181 |
| Remplacement d'un module | 182 |
| Remplacement des câbles | 182 |
| Remplacement du conditionneur d'énergie | 182 |
| Remplacement du groupe motopompe | 183 |
| Chapitre 14: Organisation sociale et formation des utilisateurs | 185 |
| Historique | 185 |
| Avant l'installation | 186 |
| Étude d'identification de site | 186 |
| Information des futurs bénéficiaires | 187 |
| Pendant l'installation | 188 |
| Après l'installation de la pompe | 189 |
| Organisation de la gestion de l'eau | 189 |
| <i>Bibliographie</i> | 191 |
| <i>Annexes</i> | 195 |
| I. Données d'ensoleillement | 197 |
| II. Revue des technologies photovoltaïques | 215 |
| III. Fiches de dimensionnement | 221 |
| IV. Analyse économique | 225 |
| V. Calcul comparatif des coûts | 235 |
| VI. Fiche d'identité d'une station de pompage solaire | 237 |
| VII. Réception provisoire de la station de pompage solaire | 239 |
| VIII. Fiches d'exploitation de la station de pompage solaire | 243 |
| IX. Fiche de visite de maintenance | 251 |
| <i>Au sujet des collaborateurs</i> | 253 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|-------------|--|----|
| Figure 1.1 | Analyse spectrale du rayonnement solaire | 4 |
| Figure 1.2 | Trajectoire du Soleil selon les saisons pour une latitude nord | 5 |
| Figure 1.3 | Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes | 5 |
| Figure 1.4 | Un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal | 6 |
| Figure 1.5 | Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude | 7 |
| Figure 1.6 | Courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°) | 8 |
| Figure 2.1 | Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque | 12 |
| Figure 2.2 | Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque | 13 |
| Figure 2.3 | Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque | 14 |
| Figure 2.4 | Influence de l'ensoleillement sur la courbe I-V | 15 |
| Figure 2.5 | Influence de la température sur la courbe I-V | 16 |
| Figure 2.6 | Cellules identiques en série | 17 |
| Figure 2.7 | Modules en séries avec cellules occultées | 18 |
| Figure 2.8 | Modules en séries avec diodes parallèles | 18 |
| Figure 2.9 | Cellules identiques en parallèles | 19 |
| Figure 2.10 | Modules en parallèles avec cellules occultées | 20 |
| Figure 2.11 | Modules en parallèles avec diodes anti-retour | 20 |
| Figure 2.12 | Courbe électrique I-V d'un module typique | 21 |
| Figure 2.13 | Composantes d'un champ de modules photovoltaïques | 22 |
| Figure 3.1 | Composantes de base d'un système PV autonome avec batterie | 26 |
| Figure 3.2 | Courbe I-V d'un module de 50 Wc et d'une batterie de 12 volts | 27 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Figure 3.3 | État de charge d'une batterie au plomb-acide selon la densité de l'électrolyte et sa tension durant la décharge et la charge | 29 |
| Figure 3.4 | Détails d'une batterie au plomb-acide de 12 volts | 31 |
| Figure 3.5 | Effet du régime de décharge et de la température sur la capacité utilisable d'une batterie | 36 |
| Figure 3.6 | Effet du degré de charge sur la tension des batteries à 25 °C | 37 |
| Figure 3.7 | Effet de la température sur la tension des batteries au plomb-acide | 38 |
| Figure 3.8 | Schéma du régulateur shunt | 39 |
| Figure 3.9 | Schéma du régulateur série | 40 |
| Figure 3.10 | Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique | 40 |
| Figure 4.1 | Point de fonctionnement d'un champ PV couplé à a) une batterie, b) une charge résistive | 46 |
| Figure 4.2 | Adaptation de la charge en modifiant le point de fonctionnement du champ PV | 47 |
| Figure 4.3 | Commutation de modules dans un champ PV montrant les cinq courbes courant-tension possibles pour douze modules PV typiques de 50 Wc | 48 |
| Figure 5.1 | Le cycle hydrologique | 54 |
| Figure 5.2 | Indice pluviométrique au Sahel | 54 |
| Figure 5.3 | Volume d'eau extraite au niveau mondial, par année | 55 |
| Figure 5.4 | Morphologie des nappes aquifères | 57 |
| Figure 5.5 | Nappe aquifère fracturée dans une formation rocheuse | 57 |
| Figure 5.6 | Porosité, rendement spécifique et rétention spécifique en fonction de la taille des particules | 58 |
| Figure 5.7 | Construction d'un puits creusé manuellement | 59 |
| Figure 5.8 | Perceuse rotative avec circulation inverse | 60 |
| Figure 5.9 | Cône de dépression au niveau d'un forage | 61 |
| Figure 5.10 | Effet du coefficient de transmissivité sur le cône de dépression | 62 |

| | | |
|-------------|---|-----|
| Figure 5.11 | Phases pour calculer le rabattement spécifique d'un forage ou d'un puits..... | 64 |
| Figure 5.12 | Hydrographie des crues | 65 |
| Figure 5.13 | Débits annuels du fleuve Sénégal | 65 |
| Figure 6.1 | Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie | 70 |
| Figure 6.2 | Pompe à piston (<i>Jack pump</i>): pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau | 72 |
| Figure 6.3 | Caractéristiques d'une pompe volumétrique | 72 |
| Figure 6.4 | Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples | 73 |
| Figure 6.5 | Pompe submersible centrifuge à étages multiples | 74 |
| Figure 6.6 | Caractéristiques d'une pompe centrifuge | 74 |
| Figure 6.7 | Pompe centrifuge flottante..... | 76 |
| Figure 6.8 | Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés | 77 |
| Figure 6.9 | Exemples de courbes débit – HMT pour quelques pompes | 77 |
| Figure 6.10 | Moteur à courant continu avec balais..... | 78 |
| Figure 6.11 | Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série | 80 |
| Figure 6.12 | Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire..... | 81 |
| Figure 6.13 | Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage | 84 |
| Figure 6.14 | Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT | 86 |
| Figure 7.1 | Données de base d'une pompe..... | 88 |
| Figure 7.2 | Perte de charge sur les conduites en fonction du débit | 98 |
| Figure 7.3 | Coût des systèmes de pompage (cas typique) | 99 |
| Figure 7.4 | Emplacement d'un réservoir surélevé | 100 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Figure 7.5 | Courbes typiques de demande en eau et d'ensoleillement dans un village de l'Afrique de l'Ouest | 101 |
| Figure 8.1 | Coûts comparatifs pour le pompage à 15 mètres | 122 |
| Figure 8.2 | Coûts comparatifs pour le pompage à 25 mètres | 123 |
| Figure 8.3 | Coûts comparatifs pour le pompage à 40 mètres | 124 |
| Figure 8.4 | Coûts comparatifs pour le pompage à 50 mètres | 124 |
| Figure 10.1 | Utilisation de l'inclinomètre et d'un niveau pour déterminer l'inclinaison | 137 |
| Figure 10.2 | Positionnement du générateur par rapport aux obstacles | 138 |
| Figure 10.3 | Coordonnées d'un obstacle | 139 |
| Figure 10.4 | Monogramme servant à calculer les ombres | 140 |
| Figure 10.5 | Étanchéité des boîtes de jonction | 142 |
| Figure 10.6 | Différents branchements de mise à la terre selon la topographie du sol | 143 |
| Figure 10.7 | Descente de la pompe dans le forage. | 145 |
| Figure 10.8 | Composants d'un générateur photovoltaïque | 148 |
| Figure 12.1 | Représentation graphique de la méthode ABC | 170 |
| Figure 12.2 | Organigramme présentant l'organisation technique des actions possibles du responsable technique chargé de la maintenance | 172 |
| Figure 13.1 | Diagnostic général du système | 178 |
| Figure 13.2 | Diagnostic du rendement du système | 179 |
| Figure 13.3 | Diagnostic du générateur photovoltaïque | 180 |
| Figure 13.4 | Diagnostic du conditionneur d'énergie | 180 |
| Figure 13.5 | Diagnostic du groupe motopompe | 181 |
| Figure 14.1 | Organigramme typique de la gestion d'une station de pompage solaire villageoise | 188 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|--------------|--|-----|
| Tableau 8.1 | Éléments faisant partie des coûts initiaux pour deux options de pompage | 105 |
| Tableau 8.2 | Exemple 1 : cas d'une pompe solaire de dimension moyenne (1 440 Wc) | 111 |
| Tableau 8.3 | Exemple 2 : cas de la pompe alimentée par un petit groupe électrogène diesel | 112 |
| Tableau 8.4 | Coût annuel des contrats SAV pour quelques pays sahéliens (1 \$US = 500 FCFA) | 115 |
| Tableau 8.5 | Cas du SAV en garantie totale | 116 |
| Tableau 8.6 | Cas de la facturation à l'intervention | 117 |
| Tableau 8.7 | Coût du m ³ d'eau couvrant les charges récurrentes | 119 |
| Tableau 8.8 | Comparaison des deux modes de vente de l'eau | 121 |
| Tableau 9.1 | Liste type des instruments de mesure nécessaires à une installation de pompage solaire | 131 |
| Tableau 9.2 | Liste type des outils nécessaires à une installation de pompage solaire | 131 |
| Tableau 10.1 | Déclinaisons magnétiques de certains sites en Afrique de l'Ouest | 136 |
| Tableau 12.1 | Maintenance préventive au niveau local | 167 |
| Tableau 12.2 | Répartition des tâches au niveau de la structure technique locale | 168 |
| Tableau 12.3 | Questions à répondre pour établir un diagnostic de réparation | 171 |

PREMIÈRE PARTIE

Introduction à l'énergie photovoltaïque

Cette section décrit les concepts de base de l'énergie solaire et de la production d'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Les principaux éléments du système photovoltaïque sont étudiés et un survol des différents types de systèmes photovoltaïques est effectué. Un dimensionnement simple des systèmes photovoltaïques avec batterie et sans batterie est expliqué.

Chapitre 1

L'énergie solaire

CE CHAPITRE INITIE LE LECTEUR au concept de l'énergie solaire. On y explique comment l'énergie solaire varie selon l'endroit et la saison et comment estimer la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit donné.

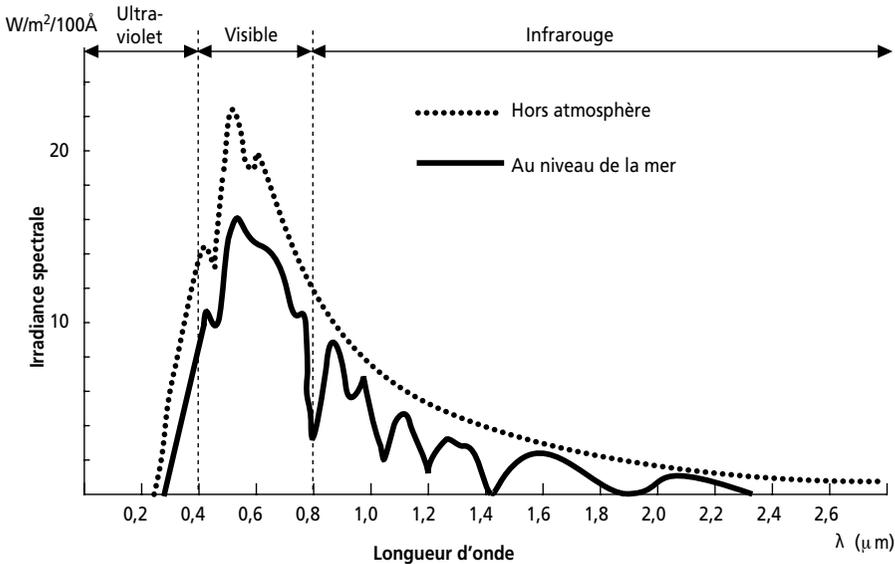
LA RESSOURCE SOLAIRE

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (μm). La figure 1.1 représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9 % dans la bande des ultraviolets ($<0,4 \mu\text{m}$),
- 47 % dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$),
- 44 % dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du Soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1,2 \text{ kW}/\text{m}^2$ ($1\,200 \text{ W}/\text{m}^2$). La rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

Figure 1.1
Analyse spectrale du rayonnement solaire



L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible ; en outre, on ne peut l'emmagasiner ni le transporter. Le concepteur d'un système qui emploie le rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible.

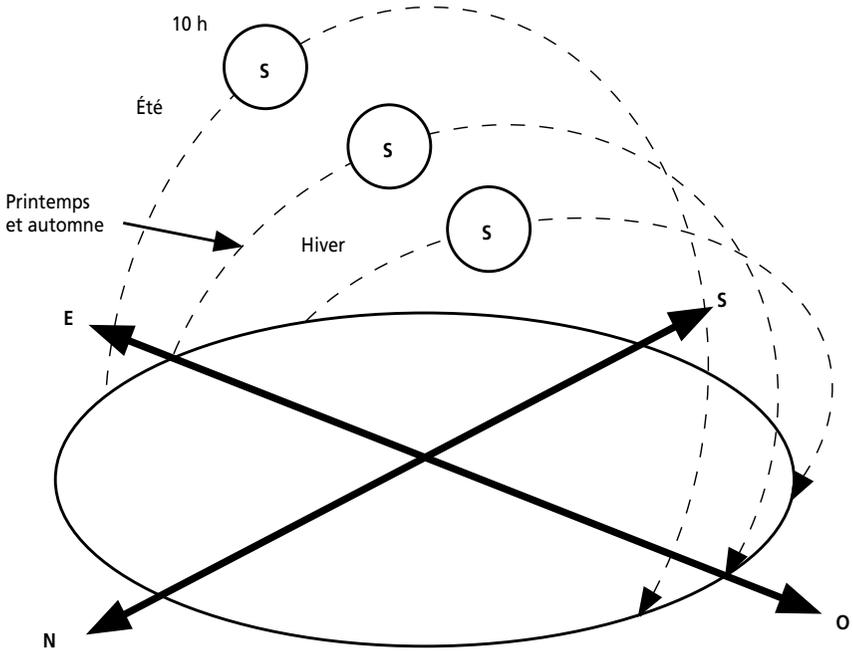
Il faut d'abord comprendre l'effet de la rotation (moment de la journée) et de l'inclinaison (saison de l'année) de la Terre sur le rayonnement solaire. L'absorption atmosphérique est plus faible lorsque le Soleil se trouve à son point le plus haut dans le ciel, c'est-à-dire plein sud dans l'hémisphère nord et plein nord dans l'hémisphère sud¹. En effet, la distance que doit parcourir le rayonnement dans l'atmosphère est plus courte lorsque le Soleil est directement au-dessus de l'endroit visé. C'est le « midi solaire », moment où le rayonnement solaire direct est le plus intense. Comme le Soleil est plus haut et que les journées sont plus longues en été, la quantité totale d'énergie reçue sur un plan horizontal y est plus grande qu'en hiver.

1. Pour alléger le texte, nous avons utilisé comme référence un emplacement sous une latitude nord, les indications nord-sud et hiver-été doivent être inversées pour un emplacement sous une latitude sud.

La figure 1.2 illustre ce phénomène, en reproduisant la trajectoire du Soleil dans le ciel au cours des quatre saisons de l'année.

Figure 1.2

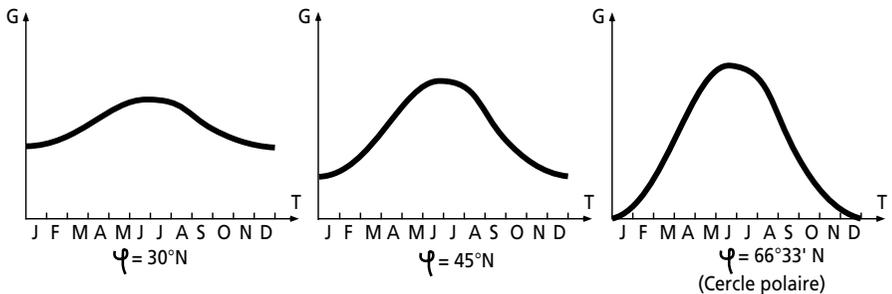
Trajectoire du Soleil selon les saisons pour une latitude nord



La latitude a aussi un effet important : les journées estivales allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le Soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont également plus courtes, et le Soleil encore plus bas qu'à l'équateur. Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude (figure 1.3).

Figure 1.3

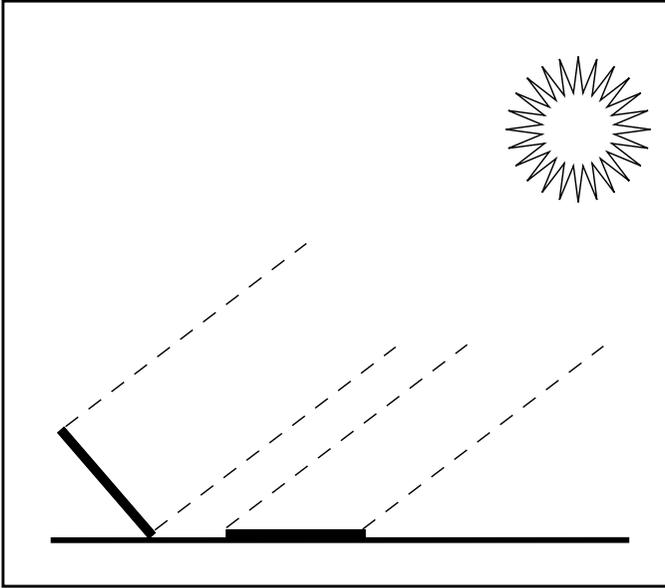
Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes



Inversement, le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons du Soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le Soleil (figure 1.4).

Figure 1.4

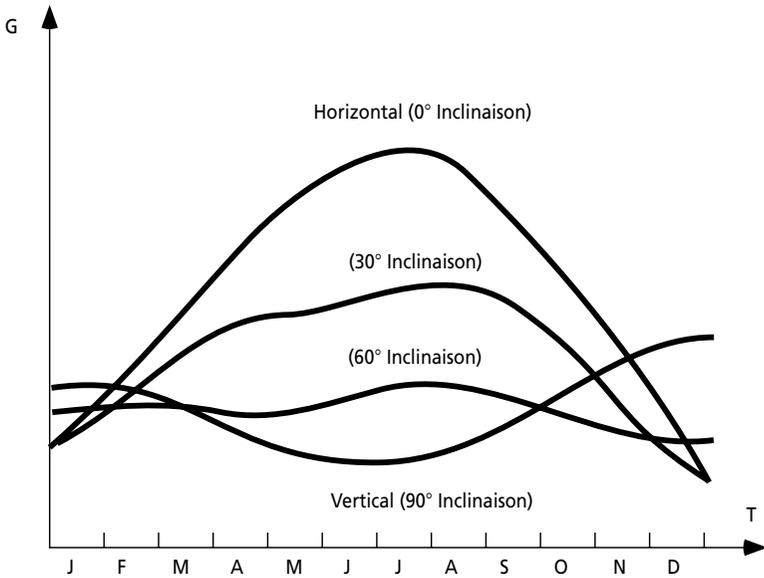
Un plan incliné capte plus de rayonnement qu'un plan horizontal



On maximise par conséquent la quantité d'énergie solaire directe captée quand on change constamment l'inclinaison du plan pour le maintenir à angle droit avec les rayons du Soleil. Si le plan est fixe, la quantité d'énergie reçue sera moindre, car les rayons du Soleil le frapperont de biais la majorité du temps.

La figure 1.5 montre l'effet de l'angle d'inclinaison sur le rayonnement direct frappant un plan, de mois en mois, à 45° de latitude. Lorsque l'inclinaison est égale à environ 35° par rapport à l'horizontale, le plan capte à peu près la même quantité d'énergie solaire toute l'année. Le rayonnement annuel capté est au maximum lorsque le plan est incliné à un angle égal à la latitude.

Figure 1.5

Effet de l'inclinaison sur le rayonnement, de mois en mois, à 45° de latitude

Les phénomènes atmosphériques, telles les conditions météorologiques (nébulosité, poussières, humidité, etc.) et la couverture du sol, ont une influence encore plus marquée sur le rayonnement solaire effectivement reçu à la surface de la Terre.

- La vapeur d'eau et les particules en suspension dans l'air diminuent le rayonnement solaire direct atteignant la surface terrestre, en le réfléchissant ou en l'absorbant. Cette diminution s'ajoute à celle qui est attribuable à l'atmosphère même.
- Le couvert nuageux, la brume et l'atmosphère même dispersent également la lumière, de sorte qu'une partie du rayonnement semble venir de tous les coins du ciel et non pas directement du Soleil. Cette lumière diffuse est ce qu'on appelle le **rayonnement diffus**.
- La couverture saisonnière du sol, comme la glace et la neige, réfléchit le rayonnement solaire et augmente par conséquent le rayonnement qui frappe un plan, particulièrement si celui-ci est très incliné.

La mesure de la quantité d'énergie solaire disponible tient donc davantage de la statistique que de la géométrie. Néanmoins, il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant à une variation de l'ensoleillement en fonction des saisons et en fonction des heures pour différentes saisons. Ces courbes permettront d'évaluer approximativement l'énergie solaire disponible.

L'ombre projetée par les accidents du terrain (collines ou montagnes), par les immeubles et par les arbres peut également diminuer le rayonnement solaire frappant un plan quelconque, particulièrement un plan incliné, surtout en hiver lorsque le Soleil est bas dans le ciel. Pour les installations photovoltaïques, ce phénomène est particulièrement important parce que les cellules photovoltaïques et les modules sont branchés en série. L'obstruction d'une cellule peut causer une forte diminution de l'énergie produite et peut amener un phénomène de point chaud (*hot spot*), la cellule ombragée agissant comme récepteur et dissipant une certaine quantité d'énergie produite par les autres cellules. Ces considérations seront discutées un peu plus loin.

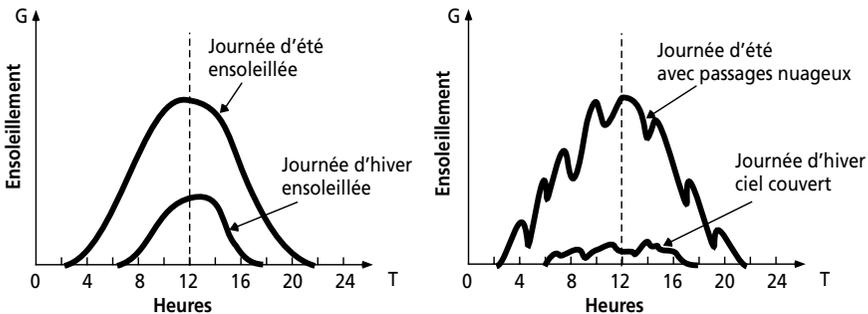
En résumé, on peut dire que l'intensité du rayonnement solaire est extrêmement variable suivant :

- la localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- la saison,
- l'heure,
- les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- l'altitude du lieu.

Il est possible de représenter l'allure des courbes correspondant aux variations de l'ensoleillement selon différents paramètres (figure 1.6).

Figure 1.6

Courbes d'ensoleillement typique par heure (latitude 45°)



MESURE DU RAYONNEMENT SOLAIRE

L'ensoleillement (G) correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en watts par mètre carré (W/m^2). Comme on l'explique à la section La ressource solaire, l'ensoleillement varie de zéro, au lever du Soleil, à sa valeur maximale, typiquement au midi solaire.

L'**ensoleillement** peut également exprimer la quantité d'énergie solaire captée sur un plan pendant un intervalle déterminé. Il s'exprime habituellement en kilowattheure par mètre carré (kWh/m²), en « heure de soleil maximum », en mégajoule par mètre carré (MJ/m²) ou en calorie par centimètre carré (cal/cm²) pour l'intervalle déterminé – une journée ou une heure, par exemple.

$$\begin{aligned} 1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{j} &= 1 \text{ heure de soleil maximum (1 000 W/m}^2\text{)}/\text{jour} \\ &= 3,6 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{j} \\ &= 86 \text{ cal/cm}^2 \cdot \text{j} \end{aligned}$$

Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet de conditions météorologiques différentes). Le plus souvent, on exprime l'ensoleillement en « heures de soleil maximum », c'est-à-dire par le nombre équivalent d'heures par jour où l'éclairement est en moyenne de 1 000 W/m². Ainsi, un ensoleillement de six heures de soleil maximum indique que le rayonnement reçu au cours d'une journée est le même que si le Soleil avait brillé pendant six heures à 1 000 W/m². Les heures de soleil maximum sont un indice utile pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, car ces systèmes sont habituellement évalués en watt-crête (Wc), c'est-à-dire sous un éclairement de 1 000 W/m².

Il y a quatre types de rayonnement :

- Le **rayonnement direct** est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.
- Le **rayonnement diffus** est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil.
- Le **rayonnement solaire réfléchi** ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).
- Le **rayonnement global** est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran.

À noter que certains capteurs solaires concentrent le rayonnement solaire afin d'augmenter le rendement du capteur par rapport à une surface donnée. Ces capteurs à concentration ne peuvent utiliser que le rayonnement direct provenant du Soleil. Dans les endroits avec une forte

proportion d'ensoleillement diffus, ces capteurs ne peuvent pas fonctionner efficacement car l'ensoleillement diffus ne peut être concentré en un point.

ESTIMATION DE L'ÉNERGIE DISPONIBLE

La conception d'un système photovoltaïque exige des données sur l'ensoleillement. L'Organisation mondiale de la météorologie publie des cartes à l'échelle mondiale. On trouvera à l'annexe I des cartes indiquant le rayonnement quotidien global sur un plan horizontal.

En utilisant des données de rayonnement global sur un plan horizontal, il est possible de déterminer le rayonnement global pour une surface inclinée à un angle θ par rapport à l'horizontale. Pour le faire de façon rigoureuse, il faut déterminer le rayonnement solaire diffus et direct et l'angle de déclinaison (d) du Soleil. On utilise l'équation suivante (N.B.: Ne tient pas compte de la réflexion solaire des environs immédiats):

$$H_{\theta} = \frac{H_s \sin(90^\circ - \text{Lat} \pm (d + \theta)) + HD \cos^2(\theta/2)}{\sin(90^\circ - \text{Lat} \pm d)}$$

où

H_s est le rayonnement direct sur une surface horizontale,

HD est le rayonnement diffus sur une surface horizontale,

Lat est la latitude du site,

θ est l'angle d'inclinaison du capteur,

$+d$ est la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère nord,

$-d$ est la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère sud.

L'utilisation de l'équation susmentionnée nécessite un modèle de calcul adéquat du rayonnement diffus (HD). Aux fins du présent manuel, un facteur d'inclinaison FT est fourni dans les graphiques de l'annexe I pour calculer le rayonnement sur une surface inclinée. Ce facteur d'inclinaison est fourni pour les latitudes de 0° à 50° de latitude N et 0 à -50° de latitude S, pour les angles d'inclinaison de 15° à 65° par rapport à l'horizon. En multipliant les données sur le rayonnement global sur un plan horizontal par les facteurs d'inclinaison de l'annexe I, on obtient le rayonnement global sur une surface inclinée.

Chapitre 2

Le système photovoltaïque

L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE (PV) est la **transformation directe de la lumière en électricité**. À l'encontre de l'énergie solaire passive, qui utilise les éléments structuraux d'un bâtiment pour mieux le chauffer (ou le refroidir), et de l'énergie solaire active, qui utilise un caloporteur (liquide ou gazeux) pour transporter et stocker la chaleur du Soleil (on pense au chauffe-eau), l'énergie photovoltaïque n'est pas une forme d'énergie thermique. Elle utilise une photopile pour transformer directement l'énergie solaire en électricité.

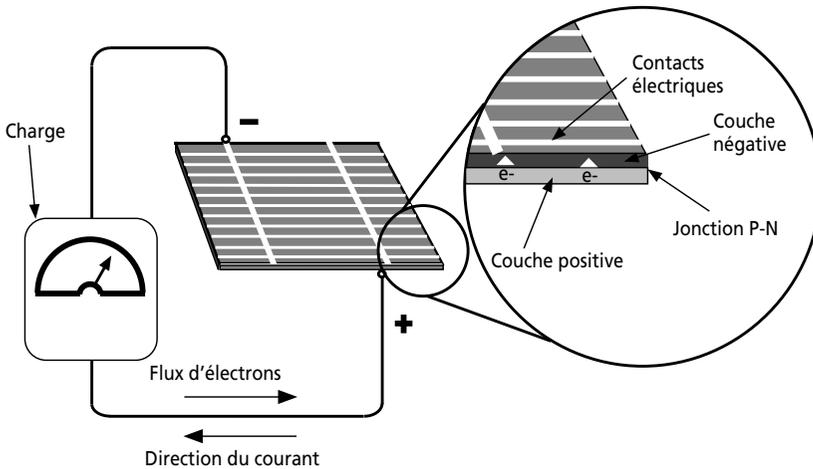
L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observé la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque.

LA PHOTOPILE

Cette photopile, qu'on appelle aussi cellule solaire ou photovoltaïque, est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière.

Figure 2.1

Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque



Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile.

Les premiers modules PV furent construits avec des cellules de silicium monocristallin. Le **silicium** est le matériau le plus courant sur terre, c'est du sable! Mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une pile photovoltaïque et le procédé est coûteux. Aujourd'hui encore, les cellules de silicium **monocristallin** sont toujours les plus efficaces, de 16% à 18%, mais elles sont aussi les plus chères, avec un coût de production de modules de 3,50 à 4,00 \$US/Wc. Depuis une quinzaine d'années, l'arrivée de cellules de silicium **polycristallin**, avec une efficacité de 13% à 15%, a grandement contribué à baisser le coût des modules à moins de 3,50 \$US/Wc. Et depuis environ cinq ans, la technologie du silicium **amorphe** (5%) et l'emploi de semi-conducteurs en couches minces autres que le silicium ont littéralement révolutionné l'industrie photovoltaïque en diminuant les coûts de production et en permettant son utilisation pour de multiples usages.

La technologie de l'énergie photovoltaïque est en pleine évolution. D'une efficacité commerciale de 16% à 18% aujourd'hui, la pile photo-

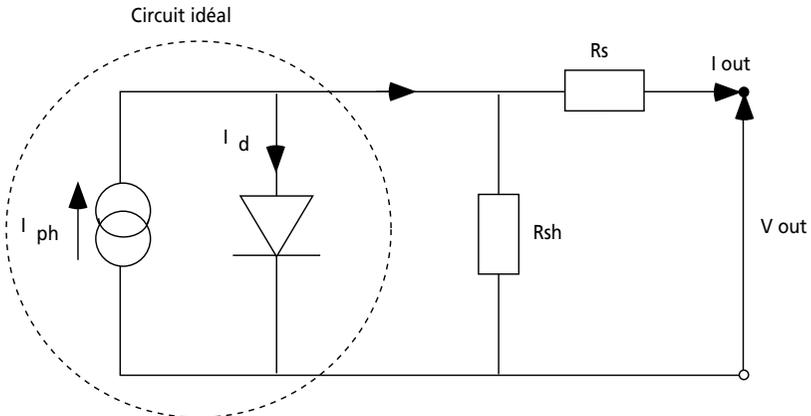
voltaïque a démontré, dans les laboratoires, une efficacité de 38 % grâce à la technologie des nouveaux matériaux. Du silicium à l'arsénure de gallium en passant par la tellure de cadmium, plusieurs matériaux sont présentement testés pour obtenir des modules plus efficaces, à meilleurs coûts. Pour plus de détails, voir à l'annexe II un compte rendu des différentes technologies photovoltaïques.

Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Les caractéristiques du courant $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque peuvent être schématisées comme suit :

Figure 2.2

Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque



Pour la cellule idéale,

$$I(V) = I_{ph}(\theta) - I_d(V) \text{ où}$$

$I(V)$ = courant disponible

V = tension aux bornes de la jonction

$I_{ph}(\theta)$ = courant produit par la photopile, ce courant est proportionnel au flux lumineux (θ)

$$I_d(V) = I \exp\left(\frac{qV}{JkT} - 1\right) \text{ où}$$

kT/q = 26 mV à 300 °K (27 °C) pour le silicium

J = coefficient d'idéalité de la diode

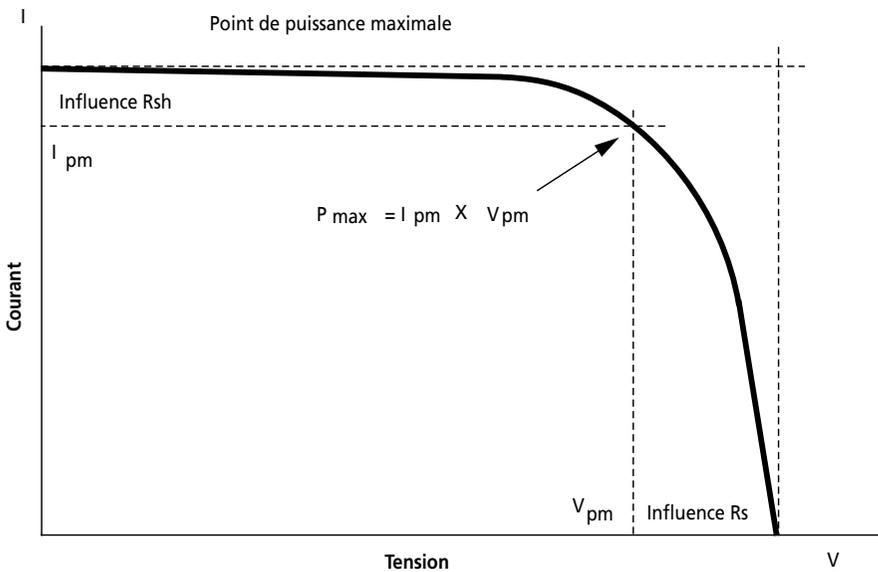
I = courant de polarisation de la diode

Cette représentation schématique de la photopile est idéalisée. Une photopile comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile:

- la résistance série est la résistance interne de la cellule; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles;
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Figure 2.3

Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque



On appelle facteur de forme FF (*filling factor*), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ($I_m \times V_m$) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} \times V_{co}$ où:

I_{cc} = intensité de court-circuit

V_{co} = tension de circuit ouvert

$$F.F. = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{co}}$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

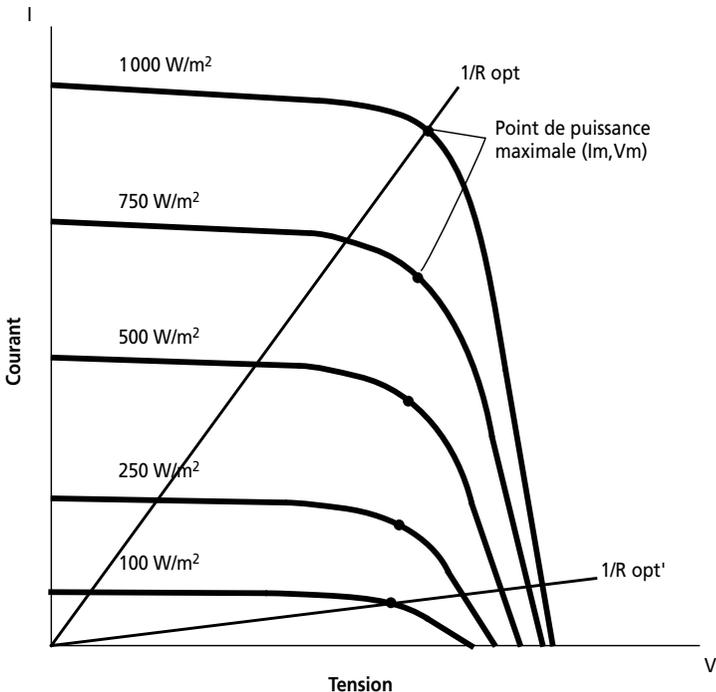
Influence de l'ensoleillement et de la température

Nous avons vu que le courant produit par la photopile (I_{ph}) est pratiquement proportionnel au flux lumineux (ϕ). Par contre, la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même (pour le silicium monocristallin, elle est de 590 mV pour $T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$). La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux. Ceci implique donc que :

- la puissance optimale de la cellule (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;
- les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension (voir figure 2.4).

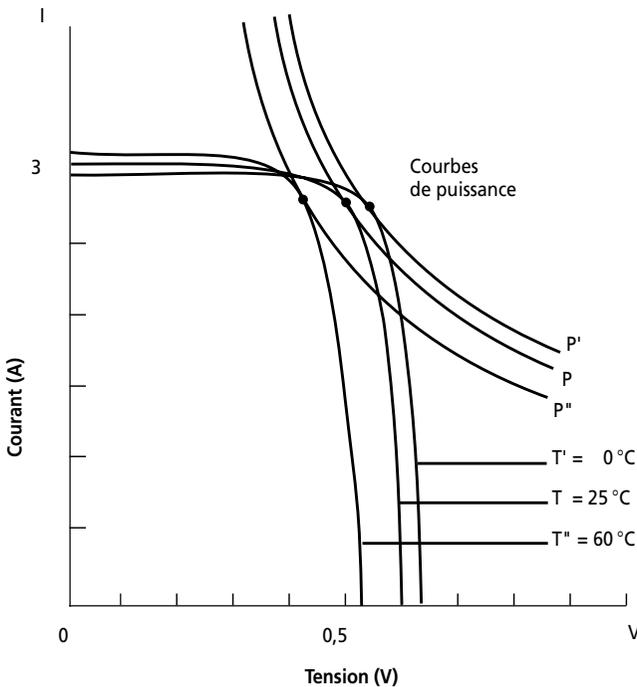
Figure 2.4

Influence de l'ensoleillement sur la courbe I-V



L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un semi-conducteur (voir figure 2.5). Pour le silicium, lorsque la température augmente, le courant augmente d'environ $0,025\text{ mA/cm}^2/^\circ\text{C}$ alors que la tension décroît de $2,2\text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{cellule}$. Cela se traduit par une baisse de puissance d'environ $0,4\%/^\circ\text{C}$. Cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque.

Figure 2.5
Influence de la température sur la courbe I-V



Une convention internationale définit la puissance d'une cellule en watt-crête. Le W_c (W_p en anglais) est la puissance optimale fournie par la photopile sous des conditions de mesures normalisées (cmn), c'est-à-dire pour un ensoleillement de 1 kW/m^2 et pour une température de jonction de la cellule de 25°C . Le rendement de conversion (efficacité) d'une cellule est le rapport entre la puissance électrique optimale (P_m) et la puissance solaire reçue à la température de référence. Ainsi, une simple cellule de silicium monocristallin ayant une surface de $100\text{ mm} \times 100\text{ mm}$ aura une efficacité d'environ 14% et produira environ $1,4 W_c$ à 0,5 volt.

LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE

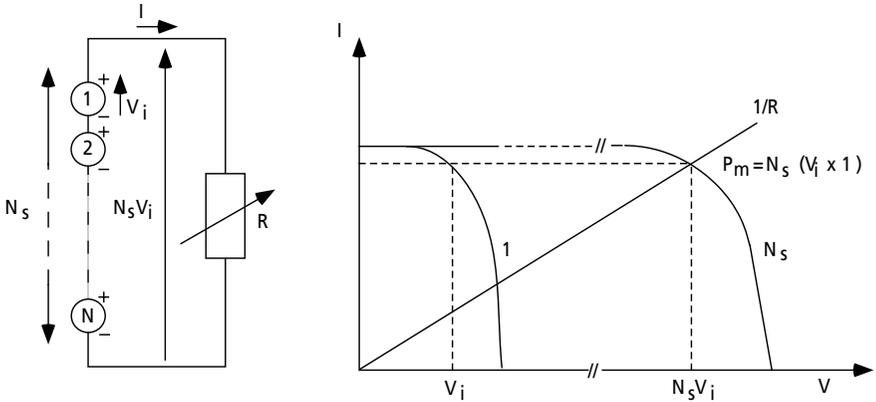
Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dues à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

Association en série

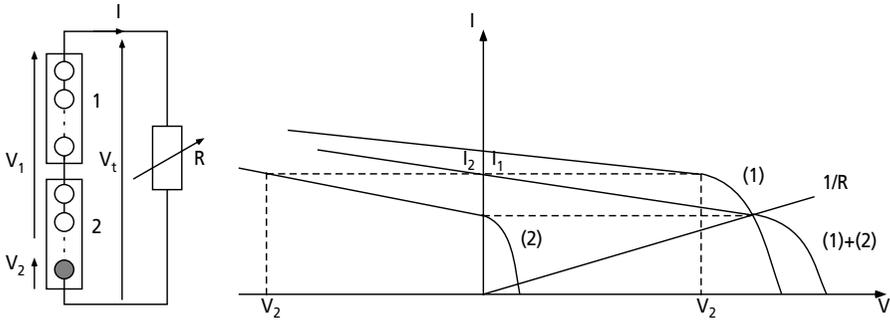
En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série (voir figure 2.6).

Figure 2.6
Cellules identiques en série



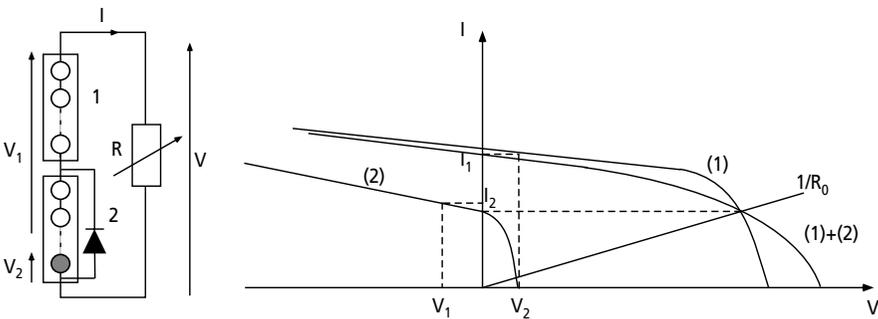
Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, la tension d'utilisation des modules en série sera légèrement diminuée (voir figure 2.7). Pour une impédance de charge faible, les cellules moins efficaces peuvent devenir réceptrices si le courant d'utilisation est inférieur au courant produit par ces cellules. Ainsi, pour une impédance nulle (court-circuit), une cellule ombragée sera soumise à ses bornes à une tension inverse égale à la somme des tensions délivrées par les autres cellules. La puissance que devra dissiper cette cellule sera de $P_2 = V_t \times I$.

Figure 2.7
Modules en série avec cellules occultées



En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (*hot spot*), ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (*by-pass*) au niveau de chaque module (voir figure 2.8). La diode parallèle limite la tension inverse par sa tension directe puisqu'elle devient passante. En court-circuit, le courant traversant la diode est $I_1 - I_2$. La puissance dissipée par la cellule moins efficace se limite à l'ordre du watt, ce qui évite toute destruction. La diode parallèle est inopérante en fonctionnement normal et ne diminue pas le rendement des modules.

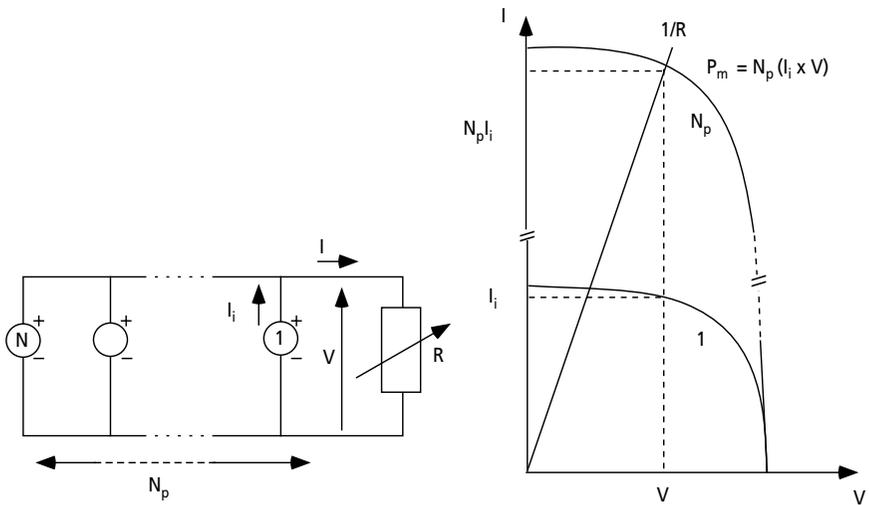
Figure 2.8
Modules en série avec diodes parallèles



Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

Figure 2.9
Cellules identiques en parallèles



Si les modules en parallèles ne sont pas identiques ou si quelques cellules d'un module sont ombragées, le courant d'utilisation total des modules sera plus faible. Pour une impédance de charge élevée, les modules moins performants deviendront récepteurs si la tension d'utilisation est supérieure à la tension produite par ces modules. Une dissipation de puissance importante peut devenir dangereuse au niveau de la cellule la plus faible de ces modules. Ainsi pour le cas le plus critique où la charge est nulle et le circuit ouvert, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante.

Bien que la cellule puisse dissiper un courant important, il est préférable de disposer d'une diode anti-retour. Celle-ci empêche aussi de gaspiller dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement. Cette solution n'est valable que si la chute de tension provoquée par cette diode est négligeable devant la tension produite par les modules de la branche. En effet, cette diode est traversée, en fonctionnement normal, par le courant de la branche, ce qui introduit une perte de puissance permanente.

Figure 2.10
Modules en parallèles avec cellules occultées

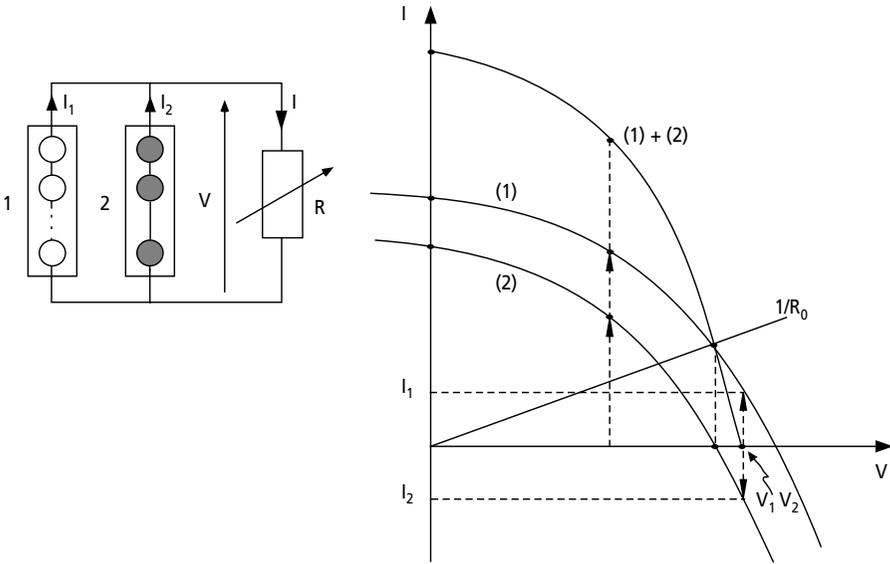
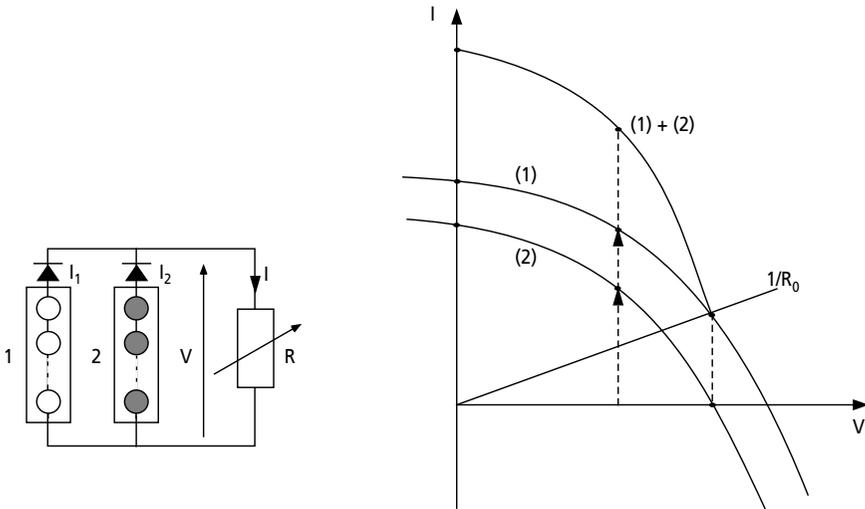


Figure 2.11
Modules en parallèles avec diodes anti-retour



Caractéristiques électriques des modules

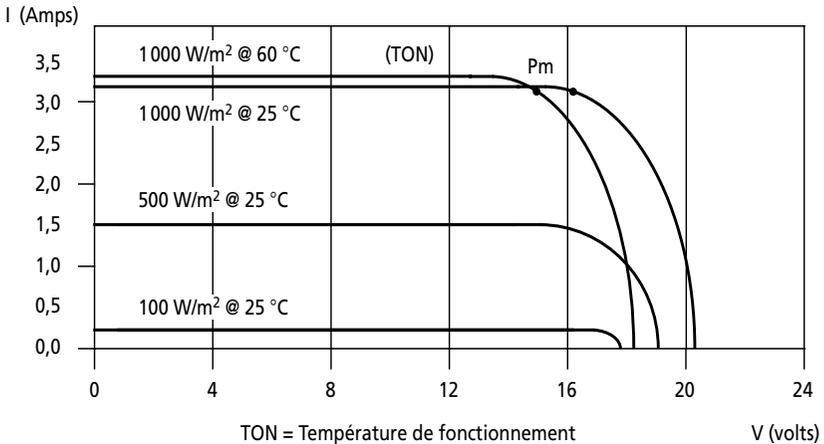
La puissance-crête (W_c) d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale qu'il peut fournir, dans les conditions de mesures normalisées suivantes :

- lorsqu'il est connecté à une charge optimale ;
- lorsqu'il reçoit du soleil une puissance de 1000 W/m^2 . Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil le midi par temps clair ;
- lorsque la température à la jonction des cellules est de 25°C .

Il s'agit donc de conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique. La figure 2.12 montre l'influence de la luminosité sur la production électrique d'un module typique de 50 W_c .

Le courant de sortie (A) est affecté principalement par l'intensité de la lumière. La tension de sortie (V) du module varie peu. La puissance maximale (P_m) de ce module se situe autour de 16 volts à 25°C et autour de 15 volts à 47°C . L'influence de la température est visible surtout au niveau de la tension.

Figure 2.12
Courbe électrique I-V d'un module typique

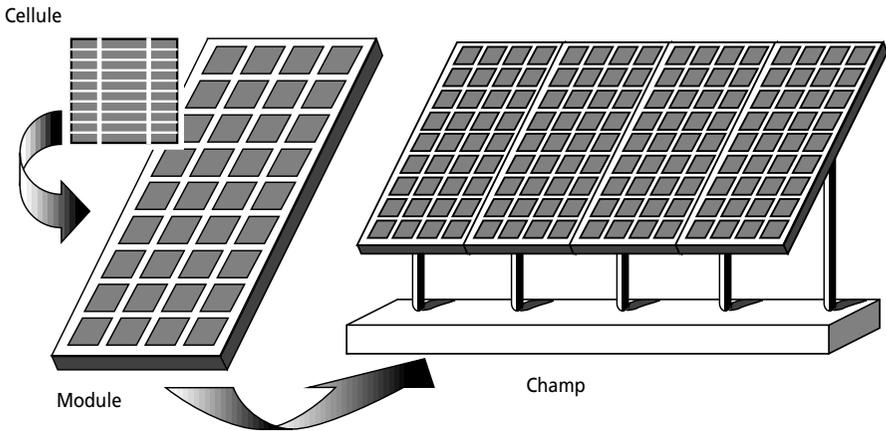


Les systèmes PV

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu.

Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries (ex. : pour une pompe solaire, l'eau sert de stockage), ou en les branchant sur un réseau électrique. Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles que la génératrice ou une éolienne qui serviront d'appoint, si l'ensoleillement n'est pas suffisant.

Figure 2.13
Composantes d'un champ de modules photovoltaïques



Bien qu'il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques, on peut cependant les classer en six groupes distincts. Les trois premiers groupes sont des systèmes autonomes, non reliés à un réseau électrique. Les trois autres types sont des systèmes PV reliés différemment au réseau électrique.

1. **Système autonome sans batterie.** Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex. : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompe à eau: le réservoir d'eau sert de stockage).
2. **Système autonome avec batterie.** C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. Par exemple, ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour.
3. **Système hybride PV/génératrice.** Ce système utilise les avantages de l'énergie photovoltaïque et de la génératrice au diesel, au propane ou à l'essence. Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées.

La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries. Les systèmes hybrides PV/génératrices sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les micro-centrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques.

4. **Système PV sur réseau diesel.** Ce système est utilisé principalement dans les communautés ou les villages éloignés. Le générateur PV est branché en parallèle avec les génératrices au diesel du réseau villageois et fournit l'électricité sur ce réseau lorsque l'ensoleillement le permet. Il permet de réduire la consommation d'un carburant diesel très coûteux en régions éloignées et diminue les temps de fonctionnement des génératrices.
5. **Système PV sur réseau décentralisé.** Ce système photovoltaïque est branché directement sur un réseau électrique, mais il est installé près de la demande. Il peut être installé, par exemple, sur une résidence individuelle ou sur un centre commercial, de telle sorte qu'il alimente cette charge et fournit l'excédent de sa production sur le réseau durant le jour. Durant la nuit, la charge puise l'énergie requise sur le réseau. Ce système permet de diminuer les frais de transport d'électricité et la surcharge de ligne, particulièrement en ce qui a trait aux charges adaptées à la production photovoltaïque tels les systèmes d'air conditionné (gestion de la demande).
6. **Système PV centralisé.** Ce système fonctionne comme une centrale électrique normale mais doit tenir compte de la fluctuation de la production d'énergie qui est liée à l'ensoleillement.

Chapitre 3

Les systèmes photovoltaïques avec batterie

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

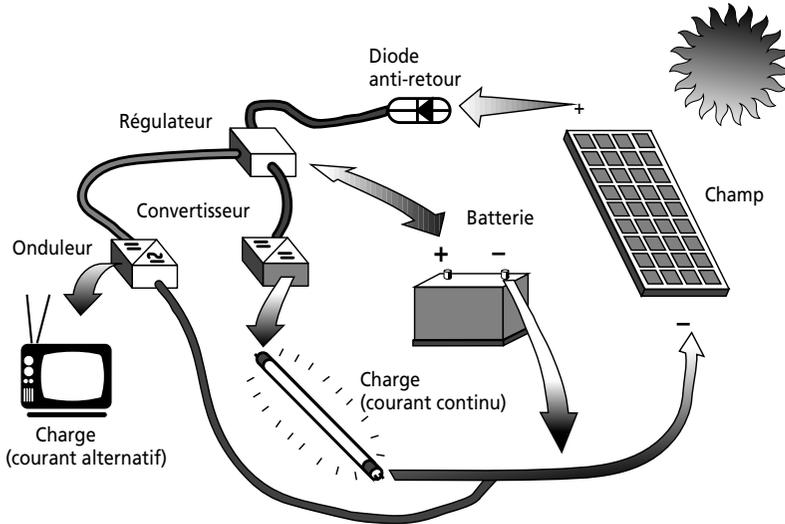
UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC BATTERIE peut être comparé à une charge alimentée par une batterie qui est chargée par un générateur photovoltaïque. Il comprend généralement les composantes de base suivantes :

- le champ de modules PV charge la batterie en période d'ensoleillement ;
- la batterie alimente la charge et assure un stockage de l'énergie électrique ;
- la diode anti-retour évite la décharge de la batterie à travers les modules PV en période d'obscurité ;
- le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge de l'énergie produite par le champ de modules PV et inclut habituellement une protection contre les décharges profondes de la batterie ;
- un conditionneur de charge permet l'utilisation d'appareil à courant continu (cc) à tension variée (convertisseur) ou à courant alternatif (onduleur).

La figure 3.1 illustre un système photovoltaïque simple avec batterie.

Figure 3.1

Composantes de base d'un système PV autonome avec batterie

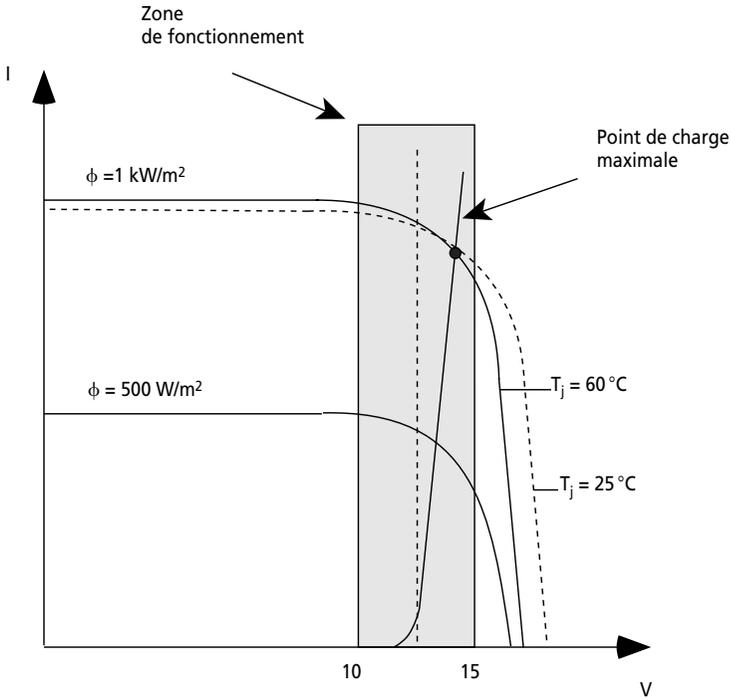


Chaque composante du système doit être dimensionnée en fonction des contraintes techniques du système. Les caractéristiques de ces composantes doivent être bien comprises pour déterminer la plage de fonctionnement du système. Ainsi, en étudiant les courbes (I,V) du champ de modules, de la batterie et de la charge, nous constatons rapidement que, peu importe l'énergie fournie par le module, la tension du système sera imposée par la batterie.

En effet, si nous étudions la liaison modules PV-batteries, le point de fonctionnement du champ de modules est déterminé par l'intersection des deux courbes représentant la courbe de charge de la batterie et la courbe de fonctionnement (I,V) du champ de modules à différents ensoleillements. En approximant la tension de charge de la batterie comme une constante en dehors des courtes périodes de début et de fin de charge, une bonne adaptation sera obtenue lorsque la courbe de charge de la batterie sera dans la zone des puissances optimales du module sous différents ensoleillements.

Prenant en compte les pertes dues au câble, à l'échauffement des cellules, à une diode de protection et à la batterie elle-même, un module aura normalement besoin de 36 cellules pour charger une batterie de 12 volts.

Figure 3.2
Courbe I-V d'un module de 50 Wc et d'une batterie de 12 volts



La tension correspondant aux points de puissance maximale (14,5 volts à 60°C) est égale à la chute de tension dans les câbles et de la diode (0,8-1,0 volt) additionnée à la tension de fin de charge de la batterie (13,5 volts pour une batterie au plomb-acide).

LES BATTERIES

La batterie sert à stocker l'énergie produite par le champ de modules PV. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

- la demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande;
- l'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques).

Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

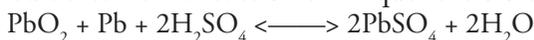
Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

- **Autonomie.** Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.
- **Courant de surcharge.** Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.
- **Stabilisation de la tension.** Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd). Chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques. Nous allons voir plus loin qu'il existe plusieurs types de batteries au plomb-acide. La batterie au nickel-cadmium a été conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrême et de maintenance minimale. Il existe également quelques types de batteries au nickel-cadmium. Néanmoins, une des différences les plus importantes entre les batteries au plomb-acide et celles au nickel-cadmium se trouve au niveau de leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2,0 volts, la cellule au nickel-cadmium fournit une tension nominale de 1,2 volt.

Accumulateur au plomb-acide

L'accumulateur au **plomb-acide** contient une plaque positive, ou cathode, faite d'oxyde de plomb (PbO_2), et une plaque négative, ou anode, faite de plomb. Ces plaques sont immergées dans un électrolyte, l'acide sulfurique dilué. Quand une charge est connectée entre les deux plaques, l'oxyde de plomb de la plaque cathodique et le plomb de la plaque anodique sont convertis en sulfate de plomb en réaction avec l'acide sulfurique de l'électrolyte. Cette réaction amène un flux d'électrons entre les deux plaques au travers du circuit externe. La réaction chimique réversible est la suivante :



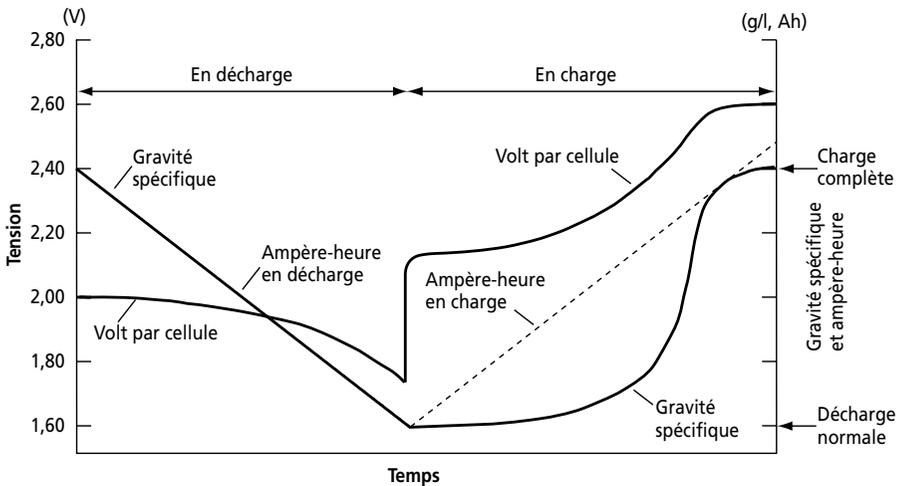
À mesure que la batterie se décharge, la concentration en eau dans l'électrolyte augmente et la concentration d'acide diminue.

Un accumulateur au plomb-acide déchargé pendant une longue période de temps peut être endommagé de façon permanente parce que les cristaux de sulfate de plomb qui se forment sur les plaques durant la décharge peuvent devenir trop importants et empêcher leur reconversion en plomb ou en dioxyde de plomb. De plus, parce que les cristaux de sulfate de plomb sont plus gros, ceux-ci peuvent altérer la structure des plaques, causant une perte du matériau actif, des courts-circuits et des dommages physiques à la batterie.

La recharge de l'accumulateur est effectuée en fournissant un courant continu en direction opposée au courant de décharge sur les plaques. Cette réaction inverse produit de l'acide sur les plaques qui est alors retourné dans l'électrolyte. La densité de l'électrolyte (g/litre) varie donc selon l'état de charge de la batterie (voir figure 3.3)

Figure 3.3

État de charge d'une batterie au plomb-acide selon la densité de l'électrolyte et sa tension durant la décharge et la charge



Un accumulateur au plomb-acide a une tension nominale de 2,0 volts. Une batterie d'accumulateurs réunit habituellement 3, 6 ou 12 accumulateurs en série, selon qu'elle fournit une tension nominale de 6, 12 ou 24 volts. La tension réelle de fonctionnement de chaque élément varie de 1,75 à 2,45 volts, selon la densité relative de l'électrolyte et la composition précise des plaques.

Les plaques d'un accumulateur au plomb-acide sont faites de pâtes de plomb (anode) et d'oxyde de plomb (cathode) pulvérisées et séchées sur une grille électrode qui les retient en place et sert aussi de collecteur pour les électrons circulant dans l'accumulateur. L'oxyde de plomb pur manque de robustesse et ne peut être utilisé dans la fabrication de la plupart des batteries, sauf pour l'accumulateur stationnaire où l'on utilise de grosses électrodes. Afin de rendre la cathode plus robuste, certains fabricants ajoutent de l'antimoine dans une concentration de 0,1 % à 8 % du poids de la plaque. Les batteries au **plomb-antimoine** à concentration élevée sont celles qu'on utilise dans les automobiles, parce que leurs grilles peuvent résister aux vibrations causées par le roulement et que les batteries résistent à un régime de charge et de décharge rapide.

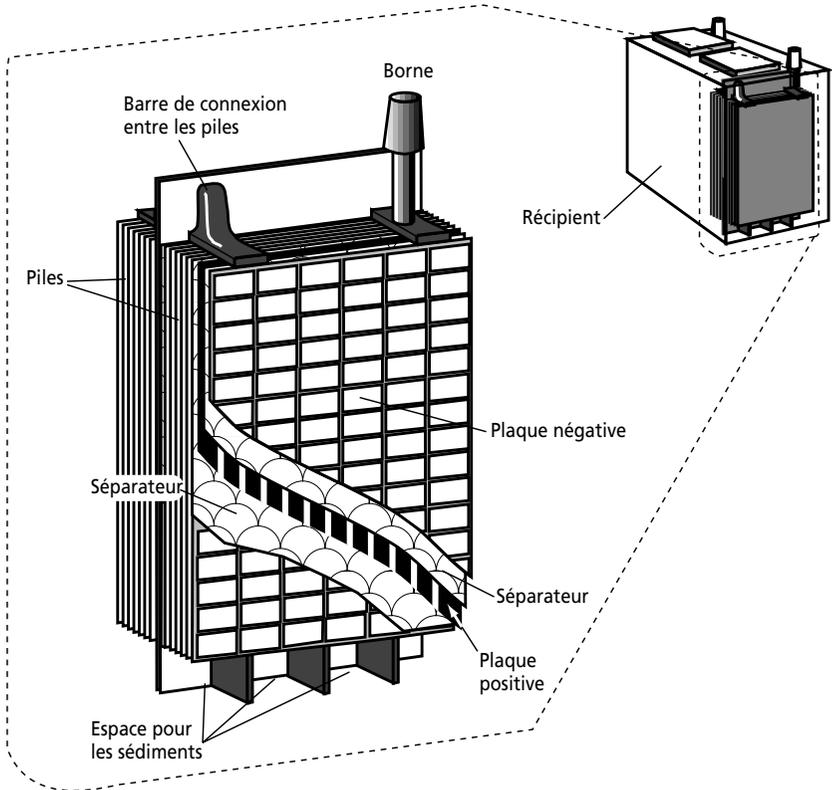
Certaines batteries au plomb-antimoine à concentration faible, mises au point pour les véhicules électriques, peuvent être déchargées de 50 % à 80 % de leur capacité à maintes reprises. Toutefois, la présence d'antimoine favorise la production de gaz (*gassing*) à la fin de la charge, ce qui occasionne des pertes d'eau et un risque d'explosion dans les locaux non ventilés. Il faut donc périodiquement ajouter de l'eau à ces batteries, de sorte qu'elles ne peuvent être intégrées à un système photovoltaïque que si l'on est en mesure d'assurer un certain entretien.

Le calcium est un autre élément utilisé pour donner de la robustesse à la cathode. Utilisé à des concentrations de 0,1 % à 0,7 %, celui-ci n'occasionne pas autant de surproduction de gaz en fin de charge que l'antimoine, mais ses résultats en charge-décharge sont moins intéressants. Il s'emploie dans les batteries sans entretien, qui contiennent à l'origine suffisamment de liquide pour compenser les pertes en eau subies au cours des cinq années de leur durée utile. Les batteries au **plomb-calcium** durent toutefois moins longtemps que les batteries à faible teneur d'antimoine. Lorsqu'elles sont déchargées profondément et à plusieurs reprises, on recommande une décharge maximale de 25 % de leur capacité nominale. Elles demeurent néanmoins un choix économique, et le fait qu'elles nécessitent peu d'entretien les rend particulièrement attrayantes pour les systèmes photovoltaïques installés en régions éloignées.

Certaines batteries au plomb-acide, dites **scellées**, utilisent soit une matière absorbante entre les électrodes pouvant absorber l'électrolyte, mais favorisant le transfert d'oxygène de la plaque positive à la plaque négative lors de surcharge (*AGM* ou *Absorbant Glass Mat*), soit un électrolyte en gelée (*Gel Cells*). Dans les deux cas, ceci facilite le transport et la manutention des accumulateurs et diminue leur entretien. Ces batteries utilisent généralement une plaque négative plus épaisse afin de favoriser la production d'oxygène plus rapidement sur la plaque positive. Ce gaz sera ensuite favorisé à migrer vers la plaque négative, qui réagira pour former du sulfate de plomb

et de l'eau. Les batteries scellées sont généralement utilisées pour des applications nécessitant de faibles capacités variant de 0,1 Ah à 300 Ah. Leur coût élevé et leur relative faible durée de vie à décharge profonde les rendent peu pratiques pour les applications requérant une forte demande journalière d'électricité.

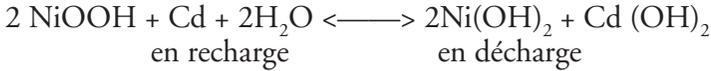
Figure 3.4
Détails d'une batterie au plomb-acide de 12 volts



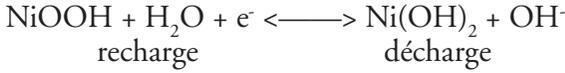
Accumulateurs au nickel-cadmium

Les accumulateurs au **nickel-cadmium** (Ni-Cd) sont conçus pour les cas où l'on a besoin d'un dispositif de stockage d'énergie robuste et de longue durée, exigeant peu d'entretien. Le matériau actif de l'électrode positive (cathode) est une plaque d'oxi-hydroxyde de nickel (NiOOH) qui, pendant la décharge, accepte les électrons provenant du circuit externe et passe ainsi à une valence moindre. L'électrode négative (anode) est constituée d'une plaque de cadmium, et l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde

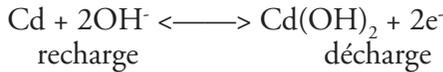
de potassium (KOH) à concentration variant entre 20 % et 35 %. La tension de l'accumulateur est nominalement de 1,2 volt. La réaction réversible est :



sur la cathode :



sur l'anode :



Quand la batterie se décharge, la plaque cathodique d'oxy-hydroxyde de nickel (NiOOH) est réduite en hydroxyde de nickel (Ni(OH)₂) et le cadmium de la plaque anodique est oxydé en hydroxyde de cadmium (Cd(OH)₂). Cette réaction permet aux électrons de passer à travers un circuit externe d'une plaque à l'autre. Entre les plaques, le courant est amené par l'électrolyte sous forme d'ions d'hydroxyle (OH⁻). Comme les matériaux actifs sont insolubles dans l'électrolyte alcalin, ils demeurent à l'état solide et aucun matériau solide ne se perd. L'électrolyte sert seulement à véhiculer les ions et sa densité relative est stable, indépendamment de l'état de charge de la cellule.

Le processus de recharge du côté de la cathode (nickel) n'est pas vraiment efficace. À la fin de la recharge, l'oxygène a du mal à se recombinaison avec le nickel, le NiOOH déjà formé faisant barrière. Ceci est particulièrement vrai pour les électrodes plus épaisses. En général, il y a production de gaz d'oxygène à partir de 80 % de l'état de charge. Cette production augmente rapidement lorsque l'on approche à 100 % de l'état de charge.

Du côté de l'anode (cadmium), la recharge est relativement plus efficace. La production de gaz d'hydrogène se fait une fois que tout l'hydroxyde de cadmium a été transformé en cadmium métal. Dans une cellule ventilée, ce point est marqué par une croissance rapide de la tension de la cellule, ce qui est une manière pratique d'indiquer la pleine charge d'une batterie. Dans une cellule scellée, la production de gaz d'hydrogène est délibérément empêchée afin de ne pas endommager la batterie. Par le fait même, la tension varie très peu et il n'est pas possible d'utiliser un régulateur de tension conventionnel pour contrôler la charge de la batterie.

Les différences de caractéristiques les plus importantes entre les batteries au nickel-cadmium et celles au plomb-acide sont :

- L'électrolyte d'une batterie Ni-Cd ne varie pas durant la charge ou la décharge. Ceci signifie que :

- la densité de l'électrolyte (ou sa gravité spécifique) ne varie pas ;
- la mesure de la densité de l'électrolyte ne permet pas de mesurer l'état de charge ;
- il n'y a pas de problème de stratification de l'électrolyte ;
- le point de congélation ne varie pas selon l'état de charge. Il est néanmoins possible de la faire varier en faisant varier la densité initiale de l'électrolyte KOH. Ainsi, à 20 % KOH (densité 1,19 g/litre), le point de congélation est de -25 °C. À 30 % KOH (densité 1,29 g/litre), ce point est de -58 °C. Au-dessus de 32 % KOH (densité 1,31 g/litre et PdC de -61 °C), le point de congélation recommence à augmenter.
- La capacité de la cellule Ni-Cd varie relativement peu selon la vitesse de la décharge, comparativement à une batterie au plomb.
- La batterie Ni-Cd peut être laissée dans un état de décharge profond. En fait, les batteries sont souvent déchargées lorsqu'elles sont transportées afin de minimiser les risques de courts-circuits.
- La corrosion interne due à une température élevée dans une batterie Ni-Cd n'est significative qu'à partir de 35 °C - 40 °C. La corrosion interne d'une batterie au plomb-acide peut diminuer sa durée de vie de moitié pour chaque 10 °C au-dessus de 20 °C.
- La tension de la batterie Ni-Cd varie peu selon son état de charge. Cette tension est relativement constante, sauf au début et à la fin de la charge ou de la décharge, alors qu'une variation plus prononcée de cette tension est plus perceptible.

Les accumulateurs Ni-Cd offrent divers avantages : durée utile de 20 ans ; entretien minimal ; résistance aux surcharges ; résistance à une inversion de courant et à de très grandes décharges (sans dommages permanents) ; tension de fonctionnement relativement égale en fonction de la charge ; bon rendement à haute température ; bonne capacité à basse température et possibilité de demeurer chargés ou déchargés sans dommage.

Les accumulateurs Ni-Cd sont fabriqués en cellules étanches, avec plaques frittées ou en cellules ventilées, avec plaques tubulaires ou plaques frittées.

Dans le cas des **accumulateurs Ni-Cd à plaques frittées**, le matériau actif est dispersé dans une matrice poreuse au nickel pour diminuer la résistance interne et la sensibilité au fonctionnement à des températures variables. La plupart des cellules Ni-Cd à plaques frittées sont étanches afin de minimiser les pertes de gaz. L'électrode négative (cadmium) est légèrement plus épaisse que la cathode afin de favoriser la production d'oxygène en premier sur la plaque positive. Cet oxygène est ensuite forcé à migrer vers la plaque négative

où il se recombina pour former de l'hydroxyde de cadmium ralentissant la recharge de la batterie. Les accumulateurs à plaques frittées étanches sont habituellement fabriqués pour de petites capacités (par exemple, les piles pour petits équipements électroniques) et on ne les retrouve que dans les petits systèmes photovoltaïques utilisés pour recharger ce genre d'appareil.

Les accumulateurs Ni-Cd à plaques frittées peuvent subir, pendant la décharge, un **effet de mémoire** qui se répercutera sur la tension de décharge. Lorsqu'un accumulateur Ni-Cd à plaques frittées est déchargé à plusieurs reprises à une profondeur déterminée, toute décharge ultérieure au-delà de cette profondeur entraîne une réduction de tension par rapport à la caractéristique normale de décharge. L'importance de la réduction dépend du nombre de cycles répétitifs. On peut toutefois annuler l'effet, en soumettant l'élément à un cycle unique de charge/décharge complet.

Les **accumulateurs Ni-Cd à cellules ventilées avec plaques tubulaires** sont réalisés par insertion du matériau actif de la plaque dans des « pochettes » perforées. Ils donnent des éléments plus robustes, de longue durée, pouvant supporter de longues périodes de charge partielle, sans dommages. Ces accumulateurs nécessitent aussi moins d'entretien. Ils peuvent avoir une capacité de 5 à 1 300 Ah, alors que la capacité des accumulateurs ventilés à plaques sera au plus de 25 Ah. On peut augmenter la capacité des accumulateurs en abaissant la tension de coupure. C'est dans le cas de l'élément ventilé à plaques tubulaires et à régime intermédiaire qu'on obtient l'augmentation la plus prononcée.

Bien qu'ils soient généralement plus chers que les accumulateurs au plomb-acide, les accumulateurs Ni-Cd permettent parfois, grâce à leur résistance aux mauvais usages (surcharges et décharges excessives, par exemple), l'emploi d'un régulateur de charge plus simple et moins coûteux.

Caractéristiques des batteries

Les systèmes photovoltaïques exigent habituellement des batteries qui peuvent être chargées pendant le jour et déchargées durant la nuit. Ces batteries doivent pouvoir fonctionner ainsi pendant des années sans marquer plus qu'une détérioration minimale de leur rendement, tout en satisfaisant la demande, les jours où il n'y a que peu ou pas de soleil. Il y a donc deux paramètres importants à considérer lors de la conception du système :

- **Jours d'autonomie (réserve)** : nombre de jours pendant lesquels la batterie doit fournir la puissance requise sans être rechargée ni subir de dommages.
- **Fonctionnement à cycle de décharge faible ou profonde** : autonomie assurée soit par une batterie de grande capacité à faible décharge (cycle à faible décharge), soit par une batterie de capacité moindre à décharge profonde (cycle à décharge profonde).

La corrélation de ces paramètres s'exprime comme suit :

$$C = Ch \times R/Pd \text{ où}$$

Ch = charge quotidienne (en Ah)

R = réserve ou jours d'autonomie

Pd = profondeur de décharge pour chaque cycle

C = capacité de la batterie (en Ah)

Les systèmes qui fonctionnent selon un **cycle à faible décharge** sont dimensionnés de manière à employer au maximum de 15 % à 25 % de la capacité de la batterie chaque jour. Par exemple, si la demande journalière s'établit à 1 200 Wh (100 Ah à 12 V), la batterie doit avoir une capacité de 400 à 670 Ah. En concevant un système à cycle de faible décharge, on prolonge la durée de vie des batteries, ce qui permet d'employer des batteries d'accumulateurs au plomb-calcium, et l'on dispose d'une réserve automatique pour pallier la non-production d'énergie par mauvais temps. Les installations canadiennes de télécommunications aménagées en régions éloignées, par exemple, sont souvent conçues en fonction d'une autonomie de 20 à 30 jours.

Dans le cas d'un système qui fonctionne selon un **cycle à décharge profonde**, la batterie d'accumulateurs est dimensionnée en fonction d'une consommation journalière de 50 % à 80 % de sa capacité. Les accumulateurs au plomb-antimoine peuvent supporter ce genre de traitement pendant plusieurs années. Presque toute la capacité est utilisée, de sorte qu'il faut moins d'accumulateurs; mais on dispose aussi de peu de réserve pour alimenter la charge pendant les périodes prolongées de mauvais temps.

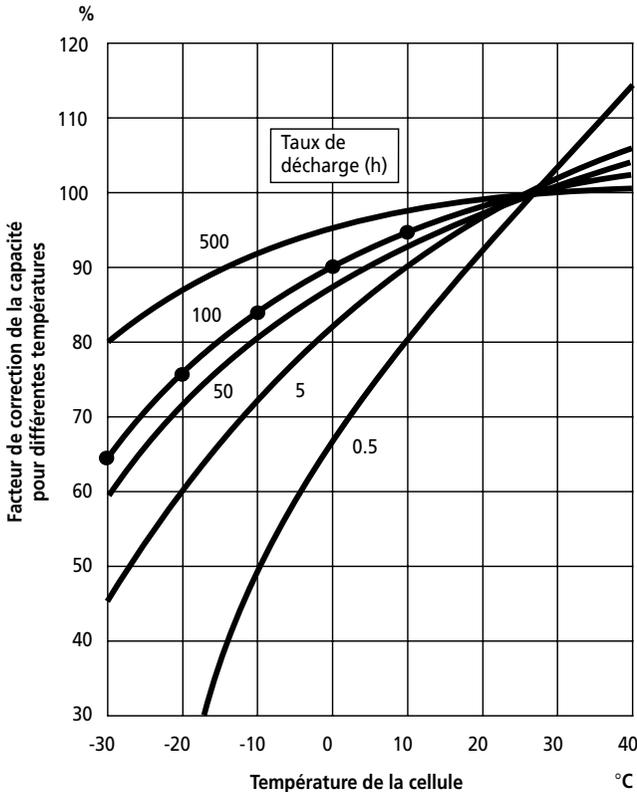
La dimension effective de la batterie pour un système photovoltaïque dépend aussi du régime de décharge au cours de chaque cycle et de la température de fonctionnement (la plus faible), car, comme le démontre la figure 3.5, la capacité utilisable peut être très réduite à faible température et à un régime de décharge rapide.

Degré de charge et profondeur de décharge

Le **degré de charge** (SOC : state-of-charge) est une fraction ou un pourcentage de la pleine charge de l'accumulateur, dans lequel 100 % représente la pleine charge et 0 %, la décharge complète.

La **profondeur de décharge** ou **degré de décharge** (DOD : degree-of-discharge) est la fraction ou le pourcentage de la décharge que l'accumulateur atteint avant d'être rechargé pour une utilisation déterminée. Elle varie habituellement entre 20 % (faible décharge) et 85 % (décharge profonde), selon le type d'accumulateur et l'usage auquel il est destiné (voir ci-après).

Figure 3.5
Effet du régime de décharge et de la température
sur la capacité utilisable d'une batterie



Tension

La tension réelle de l'accumulateur dépend de son type et de la concentration ou densité relative de l'électrolyte. Elle varie selon le degré de charge, le régime de charge/décharge et la température. Elle est légèrement plus élevée pendant la charge que pendant la décharge. La figure 3.6 montre comment la densité relative et la tension des batteries au plomb-acide et au Ni-Cd (tension seulement) varient en fonction de la profondeur de décharge. La figure 3.7 illustre comment la tension de charge finale d'une batterie au plomb-acide varie selon la température. Lorsque les températures sont basses, la batterie doit être chargée à une tension plus élevée.

Capacité utilisable

La capacité utilisable de l'accumulateur est le pourcentage de sa capacité nominale qui peut effectivement être consommé pour une utilisation déterminée. Elle dépend de son régime de décharge et de sa température :

- Plus le régime de décharge est élevé (c'est-à-dire rapide), plus la capacité utilisable de l'accumulateur est faible.
- Plus la température baisse, plus la capacité utilisable de l'accumulateur diminue.

Ces corrélations sont très importantes pour le dimensionnement des batteries d'un système photovoltaïque. La capacité des batteries s'exprime habituellement en fonction d'un régime de décharge de 8, 10 ou 20 heures à 25 °C, alors que pour les systèmes photovoltaïques, il est courant d'utiliser des régimes de décharge de 100 heures (C/100). Ainsi, la capacité utilisable serait plus élevée pour une batterie d'un système PV. Par contre, si la batterie devait fonctionner à des températures très au-dessous de 25 °C, son efficacité serait moindre et elle pourrait même geler. La figure 3.7 indique l'incidence du régime de décharge et de la température sur la capacité utilisable d'une batterie.

Figure 3.6

Effet du degré de charge sur la tension des batteries à 25 °C

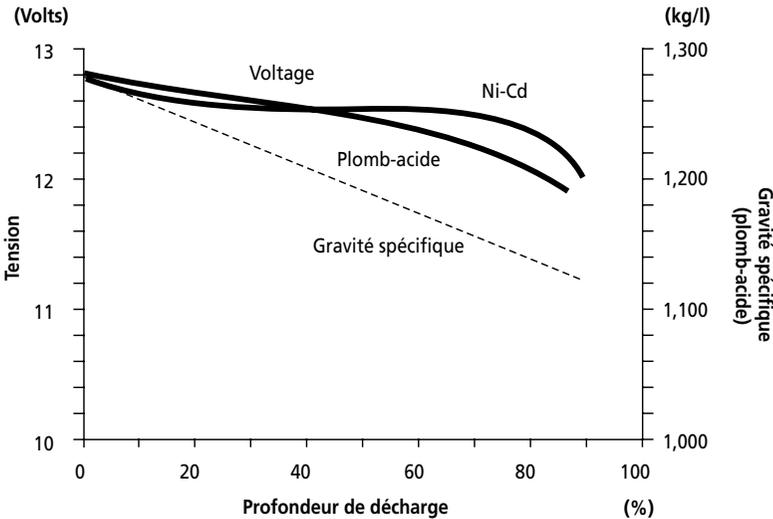
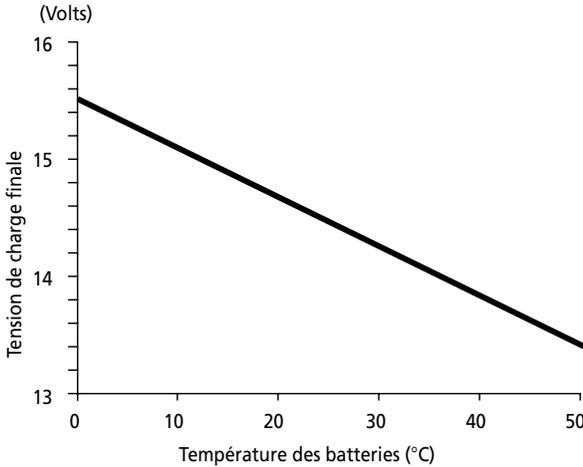


Figure 3.7

Effet de la température sur la tension des batteries au plomb-acide



LA RÉGULATION

Différents systèmes électroniques sont utilisés pour protéger la batterie contre une charge trop élevée ou une décharge trop profonde.

- Une charge trop élevée entraînera une électrolyse de l'eau en hydrogène et oxygène, ce qui pourra éventuellement amener les plaques en contact avec l'air et provoquera un vieillissement prématuré de la batterie. La formation d'hydrogène représente également un risque certain d'explosion dans un local peu ventilé.
- Une décharge profonde répétée provoque une sulfatation irréversible des plaques et, par conséquent, une diminution de la capacité de la batterie. Cette sulfatation peut également provoquer des courts-circuits entre les plaques et rendre l'accumulateur inopérant.

Caractéristiques et options des régulateurs de batteries

Les points suivants sont à observer lors de l'achat de régulateurs de batteries :

- *Choix entre les régulateurs de type shunt ou série* – Lorsque les batteries ont atteint leur pleine charge, le régulateur shunt intercepte le courant en provenance du champ et l'envoie directement à la terre (ou à une borne négative dans le cas d'un système sans mise à la terre), par l'intermédiaire d'une charge résistive. Le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant en provenance du champ PV.

- *Capacité* – La capacité correspond normalement à la limite supérieure de courant ; la plupart des régulateurs sont conçus pour une tension nominale fixe.
- *Diode anti-retour intégrée* – Le régulateur intègre souvent une diode anti-retour afin que la batterie ne se décharge pas dans le champ PV.
- *Compensation thermique* – Habituellement adaptée à un type d'accumulateurs précis (par exemple, au plomb-acide) pour une gamme de températures données.
- *Capacité de charge d'égalisation ou d'entretien* – Certains régulateurs permettent une surcharge de la batterie pendant une période prédéterminée afin d'égaliser la charge entre les cellules et de diminuer la stratification de l'électrolyte.
- L'ampèremètre et le voltmètre sont souvent intégrés dans le régulateur.
- Protection contre les surtensions dues à la foudre.
- *Protection contre l'inversion de polarité* – Cette caractéristique protège les circuits contre les dommages résultant d'une mauvaise connexion accidentelle.
- *Distribution de charge* – Cette caractéristique permet de mettre certaines charges en circuit ou de les délester, lorsque la tension du système est inférieure ou supérieure à des valeurs prédéterminées. Elle permet notamment le démarrage d'une génératrice et l'envoi d'un signal d'alarme lorsqu'une basse tension est détectée. Elle peut aussi ajouter une charge fictive lorsque la tension est trop forte.

Les figures 3.8 et 3.9 illustrent les principes de conception d'un régulateur shunt, tandis que la figure 3.10 montre un régulateur incorporant un dispositif de sectionnement de la charge.

Figure 3.8
Schéma du régulateur shunt

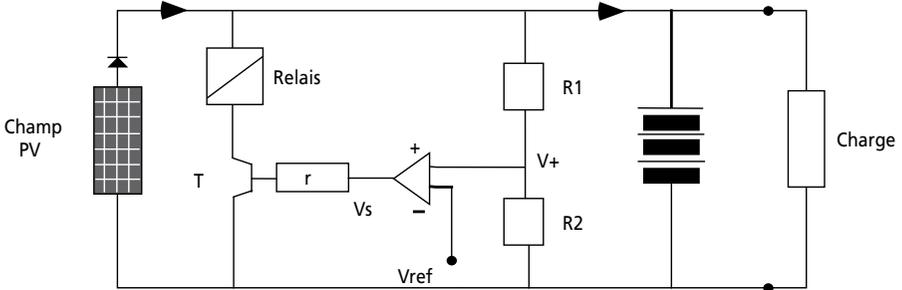


Figure 3.9
Schéma du régulateur série

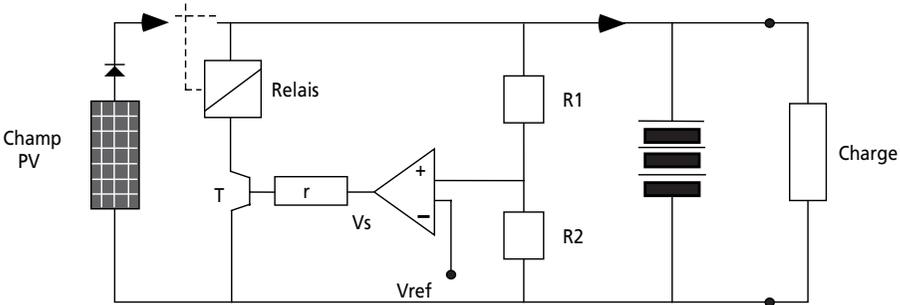
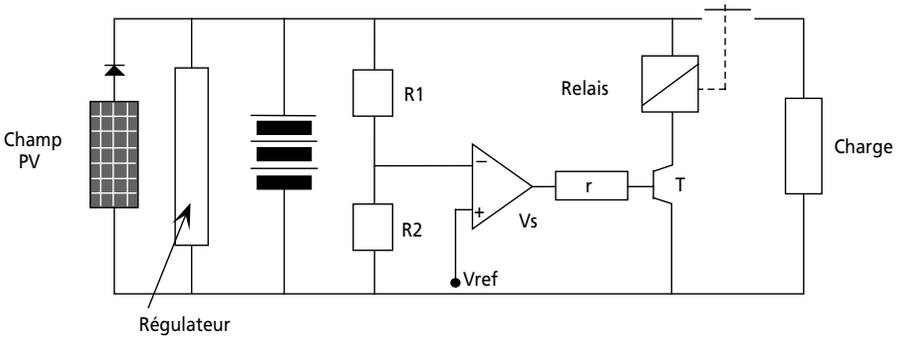


Figure 3.10
Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique



DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME PV AVEC BATTERIE

Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance-crête du générateur solaire et la capacité de la batterie, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part, et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire tout au long de l'année ou pour une période déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée.

Les étapes suivantes permettront de dimensionner approximativement un système photovoltaïque. Il faut, en premier lieu, estimer les besoins en électricité et établir la durée de la période d'ensoleillement minimal de la région où le système sera installé. Les grilles de calculs ci-après permettront ensuite de dimensionner la capacité de la batterie et la puissance du champ photovoltaïque. Afin de faciliter les calculs préliminaires, nous avons indiqué

2^e étape : Estimation de l'ensoleillement

Consulter la carte d'ensoleillement de votre région. Toujours choisir la période de l'année la moins ensoleillée afin d'obtenir la production d'électricité requise durant cette période. L'ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m²-j ou en heures de plein ensoleillement (heures × 1000 W/m²).

Ensoleillement: _____ heures/j (kWh/m²-j)

3^e étape : Estimation de la capacité de stockage requise (Ah)

Rendement du générateur photovoltaïque: $Ren_{gen} : \text{_____} \%$
(Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc., comprises)

Rendement d'une batterie d'accumulateurs* : $Ren_{acc} : \text{_____} \%$
(Typiquement de 75 % à 90 %, inclure les pertes de câblage et de vieillissement)

* Si les accumulateurs doivent fonctionner à des températures supérieures à 25 °C, leur capacité diminuera.

Consultez alors votre distributeur.

Tension nominale des accumulateurs: $V_{acc} : \text{_____} V_{cc}$
(12 V, 24 V, 48 V, etc.)

Décharge maximale des accumulateurs: $DM : \text{_____} \%$
(Entre 20 % et 80 % de décharge) (DOD)*

Nombre de jours de stockage: $Jr_{aut} : \text{_____} j$
(En général, on prévoit trois à cinq jours d'autonomie.

Pour un système dont la disponibilité est critique, il faut indiquer une autonomie plus élevée.)

$$\begin{aligned}
 \text{Capacité des accumulateurs (Ah)} &= \frac{\text{Charge journalière} \times Jr_{aut}}{V_{acc} \times Ren_{acc} \times DM} \\
 &= \frac{\text{_____ Wh/j} \times \text{_____} j}{\text{_____} V_{cc} \times \text{_____} \% \times \text{_____} \%} \\
 &= \boxed{\text{_____}} \text{ Ah}
 \end{aligned}$$

* DOD : degré de décharge : 20 % : batterie de voiture ; 80 % batterie à décharge profonde.

4^e étape : Estimation du champ photovoltaïque requis (Wc)

$$\begin{aligned}
 \text{Puissance du champ photovoltaïque (Wc)} &= \frac{\text{Charge journalière}}{\text{Ensoleillement} \times \text{Ren}_{\text{acc}} \times \text{Ren}_{\text{gen}}} \\
 &= \frac{\text{Wh/j}}{\text{_____ hres/jr} \times \text{_____ \%} \times \text{_____ \%}} \\
 &= \boxed{\hspace{2cm}} \text{ Wc}
 \end{aligned}$$

OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT

Les étapes de dimensionnement explicitées précédemment satisfont à certains critères techniques sélectionnés, mais le facteur coût pourra modifier ceux-ci sensiblement. Ainsi, après avoir estimé une première fois les dimensions de chaque composante, il sera possible de réévaluer ce choix en modifiant certains des paramètres de départ et d'obtenir une installation qui fonctionnera de manière acceptable.

Ainsi, pour diminuer la capacité de la batterie, on peut accepter d'avoir un degré d'autonomie moindre. Lorsque la charge peut rester inopérante durant les quelques jours les plus difficiles de la période de fonctionnement prévue, ou lorsqu'il est possible de diminuer la demande durant ces moments critiques, la demande sur la batterie d'accumulateurs sera moindre et on pourra choisir une capacité plus petite.

Il est possible d'augmenter la production d'énergie du générateur solaire durant les mois les plus déficitaires en inclinant davantage le champ de modules afin qu'à cette période le rayonnement soit perpendiculaire aux modules. Ceci permettra de diminuer le nombre requis de modules et la capacité de stockage des accumulateurs.

Il est possible de diminuer la capacité des accumulateurs en augmentant le nombre de modules; un nombre suffisant de modules peut amener un déficit saisonnier nul. Dans ce cas, la batterie aura uniquement un rôle de stockage journalier.

Il est possible de diminuer la capacité des accumulateurs en utilisant un système d'appoint en énergie qui sera mis en marche seulement lors d'ensoleillement faible prolongé. Par exemple, l'ajout d'une génératrice diesel en appoint permettra de dimensionner un système photovoltaïque avec une autonomie de seulement un ou deux jours.

Il est également possible de diminuer la puissance du générateur photovoltaïque en utilisant un système d'appoint qui prendra la relève lors des périodes les moins ensoleillées de l'année. L'estimation de l'ensoleillement devra alors ne pas prendre en compte les périodes où l'on prévoit faire

fonctionner le système d'appoint. Le dimensionnement du générateur photovoltaïque se fera alors sur les périodes de l'année les plus ensoleillées. Le dimensionnement d'un système hybride utilisant un générateur photovoltaïque et un système d'appoint est relativement complexe et dépasse le cadre de nos propos. Nous recommandons aux lecteurs désireux de faire ce dimensionnement de consulter un professionnel spécialisé dans ce domaine.

Chapitre 4

Les systèmes photovoltaïques sans batterie

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES SANS BATTERIE servent habituellement à alimenter une charge unique, comme une pompe ou un ventilateur, à laquelle convient mieux une autre forme de stockage d'énergie que l'électricité (par exemple : réservoir d'eau surélevé) ou encore qui a besoin d'énergie pendant le jour seulement (par exemple : ventilateurs).

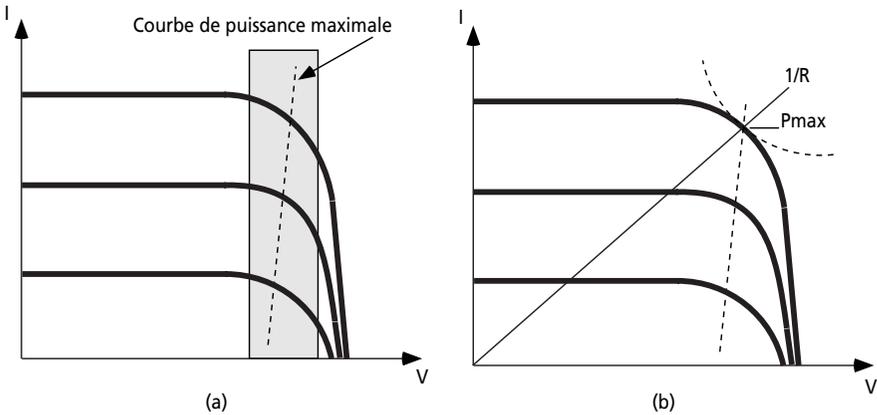
De par la caractéristique I-V des systèmes photovoltaïques, certains types de charges sont mal adaptés pour un couplage direct des modules. Pour avoir une bonne adaptation, il faut brancher une charge dont la caractéristique I-V se rapproche au plus près de la courbe de puissance maximale du système solaire, qui comme on l'a vu est pratiquement verticale autour d'une tension optimale. L'utilisation d'une batterie répond bien à cette contrainte car sa caractéristique de fonctionnement est en tout temps très près du point de fonctionnement maximal des modules (figure 4.1a). Le branchement direct d'une charge résistive à un module soumis à un ensoleillement variable est par contre très mal adapté (voir figure 4.1b). Si la puissance délivrée à la charge est maximale pour un ensoleillement donné, elle ne l'est pas pour un ensoleillement différent. Les courbes en pointillée des figures 4.1a et 4.1b représentent la caractéristique d'une charge idéale lorsque la puissance demandée correspond à la puissance maximale fournie par le système photovoltaïque.

Dans le cas de couplage direct, seuls les moteurs à aimants permanents et les moteurs séries sont capables d'avoir une bonne adaptation autour d'un point optimal. Pour ces charges :

- Le courant est directement fonction du couple résistant; donc, à faible ensoleillement le couple résistant sera faible.
- La tension est directement fonction de la vitesse de rotation du moteur; donc, la vitesse de rotation du moteur sera à peu près constante à partir d'un seuil d'ensoleillement minimal.

Figure 4.1

**Point de fonctionnement d'un champ PV couplé
à a) une batterie, b) une charge résistive**



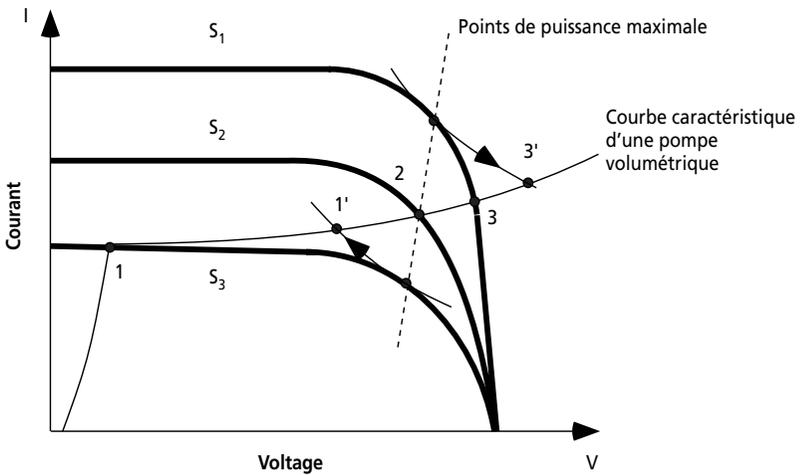
ADAPTATION DE CHARGE

L'adaptateur de charge (*maximum power point tracker*) est un dispositif électronique utilisé pour maintenir au maximum la tension de fonctionnement du champ, indépendamment des fluctuations de l'impédance de charge et des conditions de fonctionnement du champ causées par les variations de température et d'ensoleillement. Ainsi, l'adaptateur de charge remplit essentiellement la fonction d'un circuit d'adaptation d'impédance : il augmente beaucoup l'efficacité du champ, mais il consomme également de l'énergie. L'utilisateur doit donc s'assurer que le gain d'efficacité n'est pas annulé par la consommation d'énergie de l'adaptateur.

La figure 4.2 montre comment l'adaptateur de charge règle la tension et le courant du champ pour que la charge puisse obtenir la puissance maximale de sortie du module photovoltaïque, peu importe les conditions ambiantes. À un faible ensoleillement, le point de fonctionnement du système passe de 1 à 1', augmentant de beaucoup la puissance fournie à la

charge. À un ensoleillement moyen, le point de fonctionnement (2) correspond normalement au point de puissance maximal du champ PV. À un ensoleillement élevé, le point de fonctionnement du système passe de 3 à 3', correspondant à une légère augmentation de la puissance fournie à la charge.

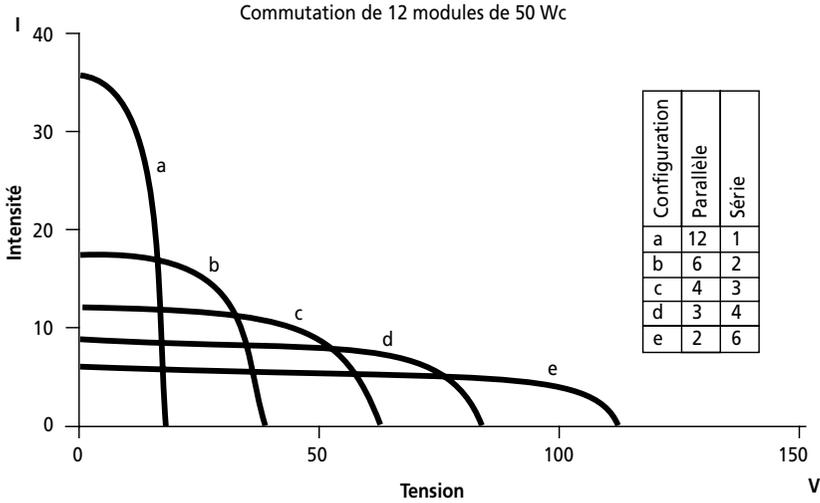
Figure 4.2
Adaptation de la charge en modifiant
le point de fonctionnement du champ PV



Un type particulier d'adaptateur de charge est le **commutateur de champ**. Ce dispositif permet de modifier l'agencement série-parallèle des modules en fonction de la charge ou de l'éclairement. Il est utile dans le cas d'une pompe à eau, par exemple, car il permet de fournir la forte intensité de courant de départ nécessaire au moteur, tôt le matin lorsque l'ensoleillement est plus faible. Ainsi, il peut, par exemple, commuter un champ normalement composé de deux branches de six modules chacune en un champ à trois branches de quatre modules chacune. Cette dernière configuration fournirait le même courant que la première, malgré un ensoleillement moindre (660 W/m^2 comparativement à $1\,000 \text{ W/m}^2$), mais à une tension considérablement réduite. La figure 4.3 montre comment ce dispositif augmente la production d'énergie quotidienne.

Figure 4.3

Commutation de modules dans un champ PV montrant les cinq courbes courant-tension possibles pour douze modules PV typiques de 50 Wc



DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME PV SANS BATTERIE

Le dimensionnement de ce genre de système diffère de celui d'un système avec batterie en ce que la dimension du champ photovoltaïque est déterminée par la nécessité d'assortir l'alimentation avec la demande d'énergie. En outre, il n'y a pas lieu de se préoccuper de la batterie. Les étapes de conception sont les suivantes :

1. Définir les conditions du site.
2. Faire l'estimation de la charge.
3. Dimensionner le champ et les appareils conditionneurs de l'énergie.

Lorsqu'il s'agit de pomper l'eau, la quatrième étape de l'analyse sera :

4. Calculer le volume du réservoir d'eau.

Comme il n'y a pas de batterie, le champ doit être dimensionné de façon à satisfaire à la charge pour les conditions d'ensoleillement les plus faibles. Le facteur d'utilisation nominal sera égal au nombre d'heures de soleil maximum durant le mois d'exploitation où l'ensoleillement est le plus faible. Les étapes suivantes vous permettront de dimensionner approximativement votre système photovoltaïque. Vous devrez estimer vos besoins en électricité et établir la durée de la période d'ensoleillement minimal de votre région.

1^{re} étape : Estimation des besoins d’électricité (Wh/j)

| Appareil/ Charge | CC/CA (Cochez une case) | (A) Puissance nominale (W) | (B) Heures d’utilisation journalière | Consommation électrique journalière en Wh/j (A × B) | |
|---------------------|-------------------------------|-------------------------------------|---|---|----|
| | | | | CC | CA |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| Total | | | | | |

Les charges CA doivent tenir compte des pertes dues à l’onduleur. Ce rendement se situe entre 80 % et 95 % (0,80 et 0,95) :

$$\text{Charges CA rectifiées} = \frac{\text{Charges CA}}{\text{Ren}_{cc/ca}} = \frac{\text{_____ Wh/j}}{0,85} = \text{_____ Wh/j}$$

$$\text{Charges CC + Charges CA rectifiées} = \text{_____ Wh/j}$$

2^e étape : Estimation de l’ensoleillement

Consulter la carte d’ensoleillement de votre région. Toujours choisir la période de l’année la moins ensoleillée afin d’obtenir la production d’électricité requise durant cette période. L’ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m²-j ou en heures de plein ensoleillement (heures × 1000 W/m²).

Ensoleillement: _____ heures/j (kWh/m²-j)

3^e étape : Estimation du champ photovoltaïque requis (Wc)

Rendement du générateur photovoltaïque = Ren_{gen} : _____ %
 (Pertes dues à la poussière à l’échauffement des modules, au câblage, etc., comprises)

$$\begin{aligned}
 \text{Puissance du champ} &= \frac{\text{Charge journalière totale (Wh/j)}}{\text{Ensoleillement} \times \text{Ren}_{\text{gen}}} \\
 \text{photovoltaïque (Wc)} & \\
 \text{Wc} &= \frac{\text{Wh/j}}{\text{___ hres/j} \times \text{___ \%}} \\
 &= \text{_____ Wc}
 \end{aligned}$$

DEUXIÈME PARTIE

Le pompage photovoltaïque

Cette section donne les éléments qui permettront de dimensionner un système de pompage photovoltaïque. On suppose que le lecteur est déjà familier avec les connaissances de base présentées dans la première partie.

Chapitre 5

Les ressources en eau

CE CHAPITRE DONNE UNE INTRODUCTION GÉNÉRALE sur les ressources en eau et leur exploitation. Le pompage de l'eau et les termes utilisés en pompage sont expliqués. Le contexte particulier du pompage photovoltaïque est abordé.

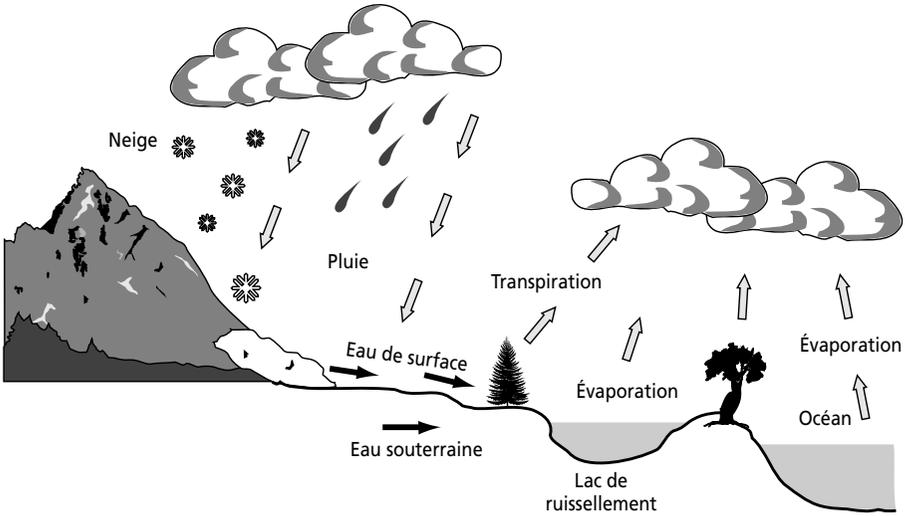
IMPORTANCE DE L'EAU

L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau. Cependant, bien qu'existant en quantité abondante, seule une petite portion de cette eau est réellement disponible pour la consommation humaine ou animale. Les eaux salées des mers et des océans représentent près de 97 % du volume total d'eau de notre planète, et une grande partie des 3 % restants se trouve bloquée sous forme de neige, de glaciers ou d'eaux souterraines profondes.

La quantité d'eau douce sous forme liquide représente environ 0,6 % du volume total d'eau, dont seulement 0,014 % est facilement exploitable en tant qu'eaux de surface ou nappes phréatiques peu profondes. Cette ressource n'est d'ailleurs pas répartie équitablement sur la terre, presque la moitié des réserves d'eau de surface se situe en Amérique du Sud et un autre quart en Asie.

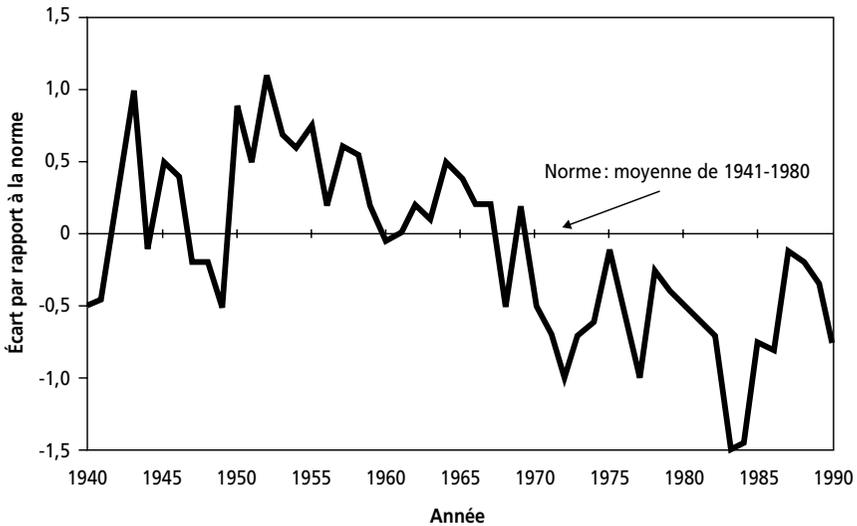
La source primaire d'eau douce provient des précipitations. Le total mondial des précipitations est d'environ 500 000 km³ par an, dont seul un cinquième de cette quantité retombe sur les terres. Environ 65 % des eaux de pluies continentales s'évaporent et retournent vers l'atmosphère. Le reste s'écoule dans les rivières et forme les lacs en surface ou s'écoule dans le sol, où elles se stockent éventuellement dans les nappes phréatiques. Ces réserves d'eau peuvent prendre plusieurs centaines, voire des milliers d'années pour se constituer.

Figure 5.1
Le cycle hydrologique



Les précipitations varient considérablement d'un endroit à l'autre et de saison en saison. Alors que des chutes de pluie violentes et constantes sont caractéristiques du nord de l'Amérique du Sud et de certaines parties de l'Asie, une pluviométrie faible et sporadique est typique du Moyen-Orient, de l'Afrique du Nord et de l'Australie. Les zones à faible pluviométrie reçoivent souvent les précipitations de manière aléatoire. Par exemple, la région du Sahel en Afrique a subi pendant deux décennies des précipitations inférieures à la normale (figure 5.2).

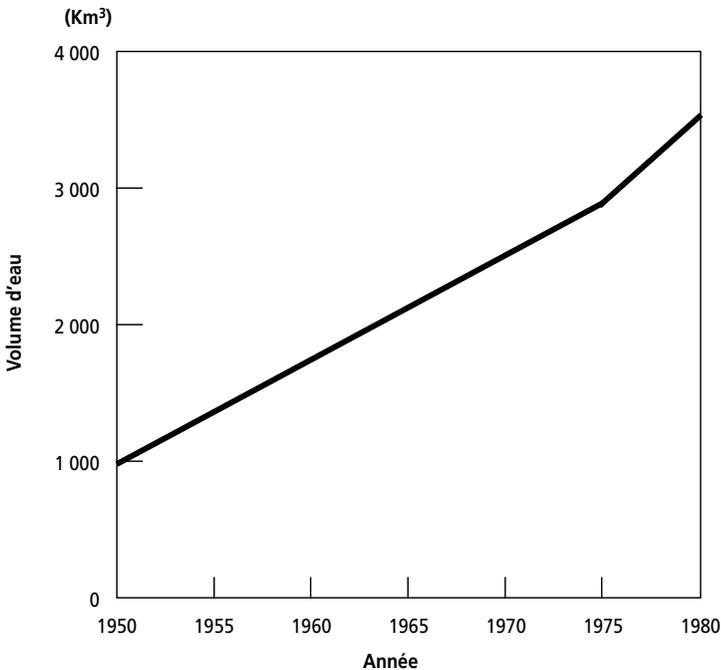
Figure 5.2
Indice pluviométrique au Sahel



Au moins 80 pays arides ou semi-arides, où habite environ 40 % de la population mondiale, connaissent de graves périodes de sécheresse. Le problème de l'approvisionnement en eau est devenu d'autant plus préoccupant du fait de l'accroissement de la consommation dans le monde entier. Le volume d'eau utilisé par l'homme a été multiplié par un facteur de plus de 35 au cours des trois derniers siècles. Ainsi, au cours des dernières décennies, les prélèvements d'eau ont augmenté de 4 % à 8 % par année, cet accroissement se produisant principalement dans les pays en développement. Ceci s'explique en grande partie par la croissance démographique et l'accroissement de l'usage de l'eau pour l'agriculture et l'industrie.

Figure 5.3

Volume d'eau extraite au niveau mondial, par année



Comme il est indiqué plus haut, près de 0,6% des ressources en eau douce se trouve sous forme d'eau souterraine, alors que seulement 0,014% se trouve à l'état d'eau de surface. Ces ressources sont primordiales pour la survie de l'homme. Cependant, chacune d'elles présente des problèmes particuliers d'exploitation.

Les eaux souterraines : En raison de la traversée de couches poreuses de sols ou de roches, les eaux souterraines sont souvent potables

bactériologiquement. D'autre part, au cours du processus de filtration, l'eau se charge en minéraux dissous, ce qui peut la rendre nocive (présence d'excès de nitrates ou de fluorures) ou simplement désagréable (excès de fer et de manganèse).

Pour être amenées en surface, les eaux souterraines ont besoin d'être pompées. Par conséquent, la nécessité d'une pompe et donc d'une source fiable d'énergie s'impose. Les profondeurs de pompage peuvent être tout à fait variables (de quelques mètres à 100 mètres). Il peut aussi y avoir des limitations de la quantité d'eau à extraire de la nappe. Cela est fonction des caractéristiques de la nappe qui doivent être déterminées en effectuant un test de pompage adéquat.

Les eaux de surface: Qu'elles soient sous forme de lacs, de réservoirs d'eau ou de rivières, les eaux de surface sont facilement accessibles, mais leur qualité peut ne pas être appropriée ni à la consommation humaine, ni à l'agriculture, ni à l'industrie. Cela est dû au fait que l'eau de surface peut être polluée plus directement par des matières organiques décomposées d'origines humaine, animale et végétale ou par des matières minérales nocives en provenance de l'industrie, des mines et de l'agriculture. La pollution bactériologique (qui peut contenir des germes pathogènes) est souvent favorisée par les conditions particulières (humidité, éléments nutritifs, chaleur et énergie solaire) qui se retrouvent dans les eaux de surface.

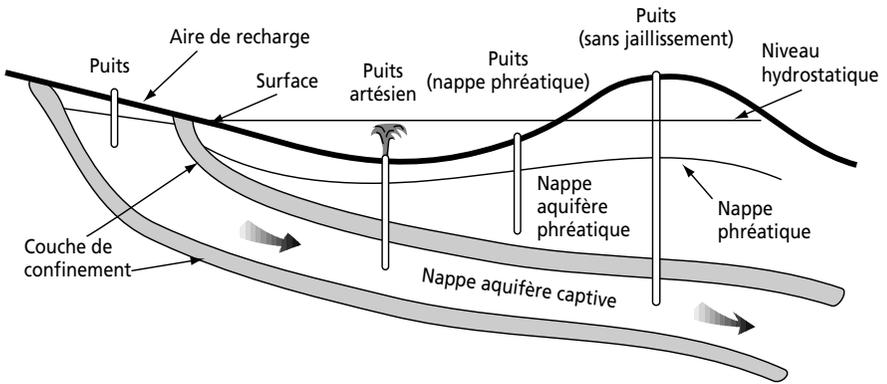
Alors que le pompage de l'eau de surface peut être relativement facile, la question de son traitement adéquat est dès lors très importante, surtout lorsque l'eau est utilisée pour la consommation humaine.

LES EAUX SOUTERRAINES

Eaux souterraines et caractéristiques des sols

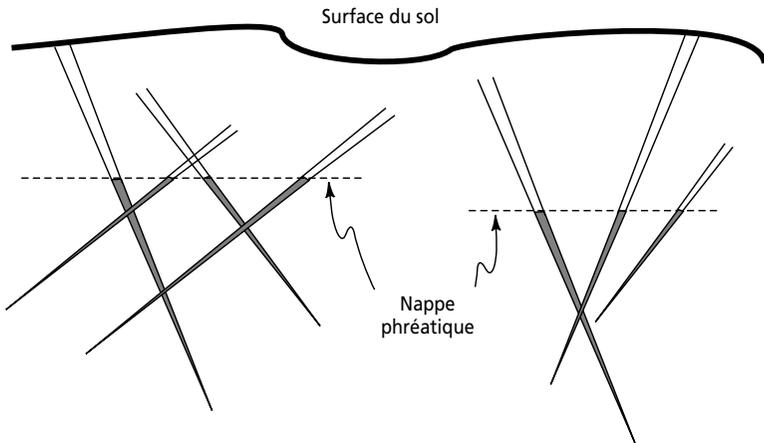
Les eaux souterraines se retrouvent sous plusieurs formes. Elles peuvent être sous forme de nappe libre, où le niveau de l'eau dans le forage correspond à celui de la nappe phréatique. Certaines nappes aquifères se retrouvent confinées par un plafonnement de couche imperméable. Celles-ci sont souvent réalimentées à partir d'un niveau plus élevé, et contiennent ainsi de l'eau sous pression. Il existe également des nappes perchées où l'eau se trouve emprisonnée dans des cavités lenticulaires imperméables, souvent tout près de la surface.

Figure 5.4
Morphologie des nappes aquifères



La nappe aquifère à travers laquelle l'eau se déplace peut être poreuse (sable) ou constituée d'une formation de roches fracturées.

Figure 5.5
Nappe aquifère fracturée dans une formation rocheuse



Pendant qu'une formation poreuse produit un approvisionnement particulièrement stable en eau souterraine, une formation fracturée donne des rendements plus variables aussi bien dans l'espace que dans le temps.

Les eaux de surface coulent à travers une couche homogène et isotrope selon la loi de Darcy comme suit:

$$q = k \times i$$

où

q = débit spécifique ou vitesse apparente, en m/s

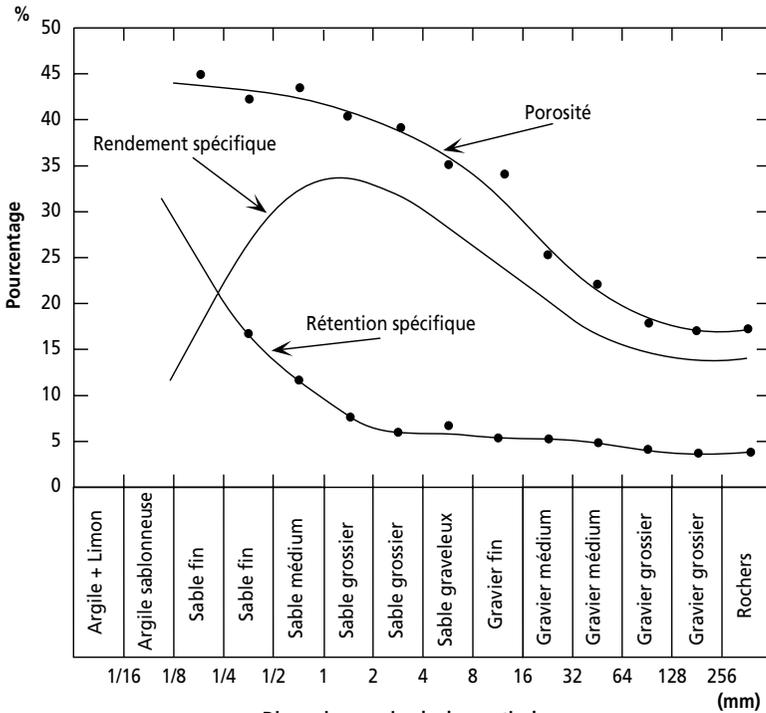
k = conductivité hydraulique de saturation ou coefficient de perméabilité

i = pente de la nappe phréatique ou surface piézométrique (perte de charge hydraulique)

Notez que le débit spécifique est en réalité une vitesse « apparente », qui est $q = Q/A$, où Q est le débit (volume par unité de temps) à travers une section A de l'aquifère.

Bien que l'équation de Darcy soit valable seulement pour des conditions d'écoulement avec porosité idéale, elle est souvent utilisée pour décrire des situations non idéales. Ceci est possible si k est correctement mesuré dans les conditions réelles sur le terrain.

Figure 5.6
Porosité, rendement spécifique et rétention spécifique en fonction de la taille des particules



Dimension maximale des particules
(La dimension des particules est calculée lorsque le matériau le plus gros atteint 10% du total de l'échantillon)

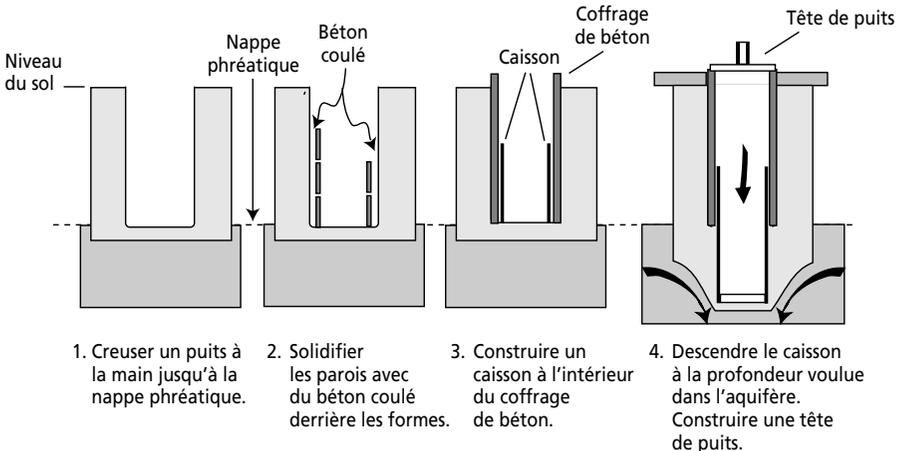
La porosité du sol est la proportion de vide rapportée au volume total de la masse. Cette proportion diminue généralement au fur et à mesure qu'augmente la dimension des particules du sol. Paradoxalement, les sols avec de très petits éléments possèdent une proportion de vide plus élevée. Cependant, il n'est pas possible d'extraire toute l'eau que ces vides renferment. La quantité d'eau pouvant être extraite est appelée « rendement spécifique » (*Specific Yield* ou *Sy*). Dans le cas de sols très argileux, la valeur de *Sy* est très faible du fait que l'eau est maintenue entre les particules d'argile par une force électrochimique très élevée. Les sables moyens et grossiers ont les valeurs de *Sy* les plus élevées et constituent les sols où l'eau peut être extraite plus facilement.

Puits et pompage

Pour extraire l'eau de surface, il est nécessaire de creuser soit un puits de grand diamètre (égal ou supérieur à 0,80 m), soit un forage étroit plus profond. Les puits de grand diamètre peuvent être creusés manuellement. En présence de sols compacts, le renforcement des parois peut ne pas être nécessaire, mais ordinairement une paroi en béton ou en d'autres matériaux est installée à mesure que le puits est creusé.

Figure 5.7

Construction d'un puits creusé manuellement



Les forages peuvent aussi être creusés à la main en utilisant des tarières rotatives si le sol n'est pas rocheux et si ce n'est pas trop profond, mais normalement ils sont creusés ou forés par des moyens mécaniques.

Les méthodes de forage mécanique sont :

- i) le câble-outil de forage,
- ii) la perceuse rotative, utilisant soit de l'eau, soit de l'air comme fluide pour extraire la terre excédentaire.

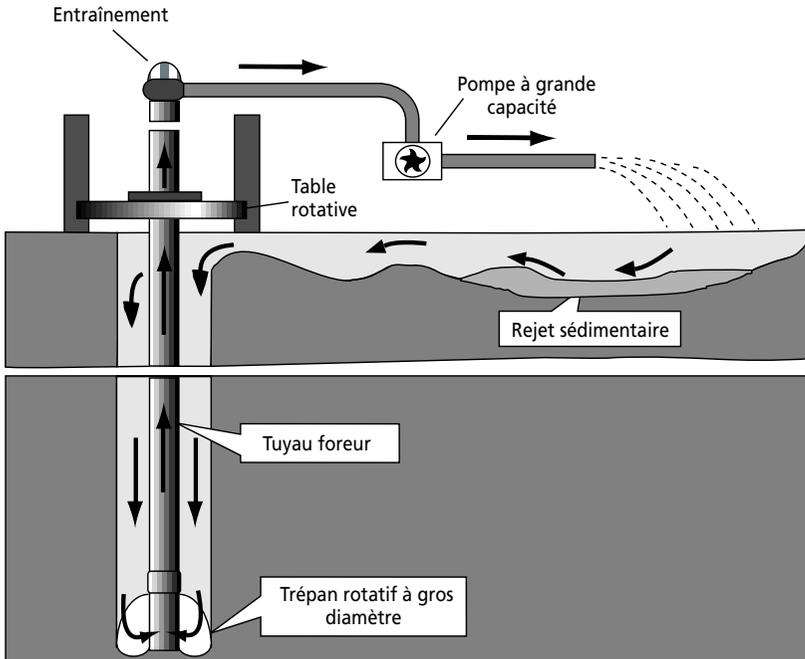
Dans le cas du câble-outil, un trépan massif tombe d'une certaine hauteur dans le trou de forage de façon répétée afin de rendre le sol malléable. L'eau est alors introduite dans le trou de forage, et un « puits » (tuyau avec valve à la base) est utilisé pour enlever la boue de terre et de roches à des intervalles réguliers.

Dans le cas de la perceuse rotative, de l'eau, de l'air ou une combinaison des deux sont utilisés continuellement pour extraire les boues de roches et de terre ayant été broyées par le trépan rotatif. Le fluide est envoyé sous pression dans le tube tenant la perceuse et les boues sont extraites vers le haut à travers l'espace annulaire créé par la perceuse. La figure 5.8 montre un système de circulation inverse où les déblais de forage sont soulevés à l'intérieur du tuyau foreur.

Lorsque le forage est terminé, un tubage est mis en place pour empêcher son effondrement et la base du forage est entourée d'une crépine filtrante dans le sol.

Figure 5.8

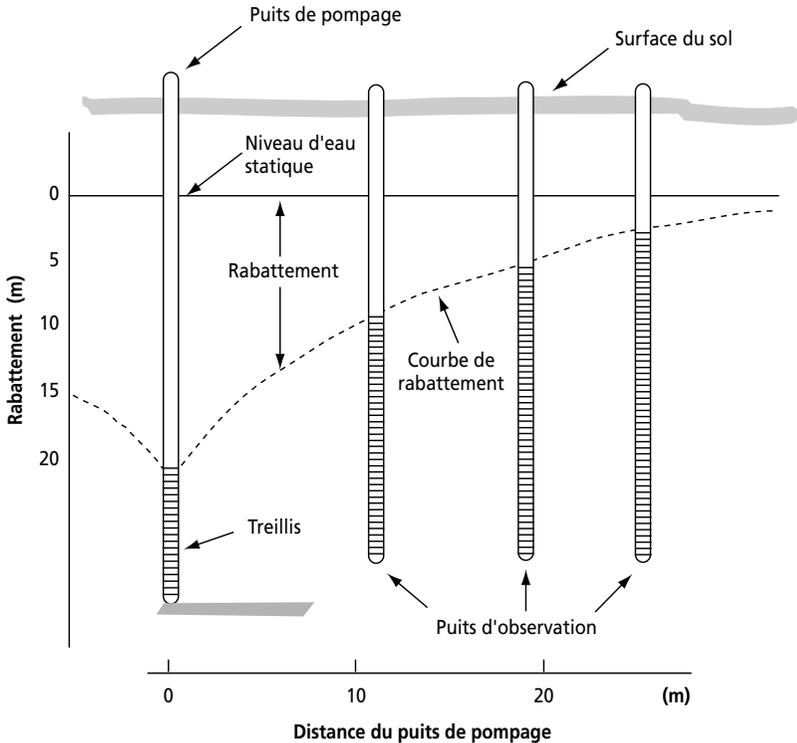
Perceuse rotative avec circulation inverse



Puits hydrauliques et tests de pompage

Lorsque l'eau est pompée d'un puits, l'eau de surface converge vers le point de pompage et la surface de l'eau (ou niveau piézométrique dans le cas des aquifères emprisonnés) crée un cône standard de dépression. Le rabattement est plus prononcé près du forage et diminue à mesure qu'on s'en éloigne.

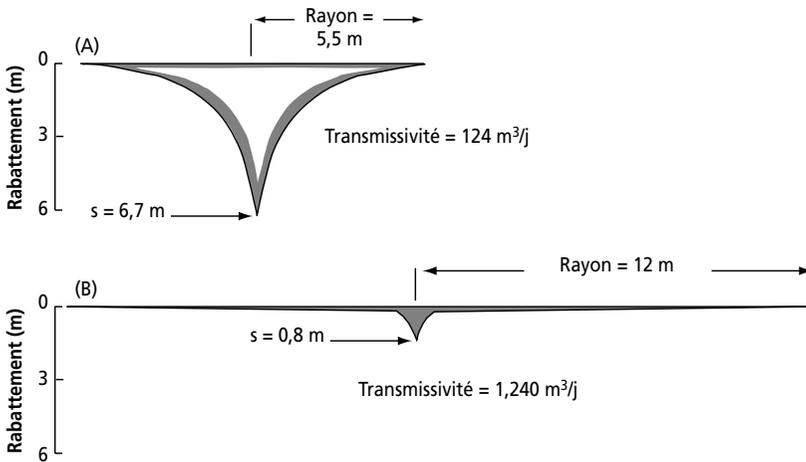
Figure 5.9
Cône de dépression au niveau d'un forage



Utilisant les caractéristiques du sol et du débit de pompage, la loi de Darcy, appliquée à l'espace tridimensionnel, peut être utilisée pour déterminer l'ampleur du cône de dépression. D'autre part, la valeur de la conductivité effective du forage peut être déterminée avec des mesures précises du cône de dépression et du débit de pompage. Les deux caractéristiques les plus importantes du sol sont la conductivité hydraulique K et le coefficient de transmissivité T . Ce dernier est le taux d'écoulement de l'eau à travers une bande verticale de l'aquifère large de 1 mètre sous un gradient hydraulique de 1. La figure 5.10 montre l'effet de la transmissivité sur le cône de dépression résultant.

Figure 5.10

Effet du coefficient de transmissivité sur le cône de dépression



Pour un taux d'extraction stable donné, la distance à laquelle le cône se trouve sous le niveau de l'eau du forage est appelée le rabattement. La relation entre le rabattement et le rendement (débit constant refoulé par la pompe) est approximativement linéaire. Théoriquement, ceci veut dire que, si le rabattement est doublé, le rendement le sera également. La capacité spécifique d'un puits (son rendement par unité de rabattement) est ainsi constante, quel que soit le débit de pompage, aussi longtemps que la nappe aquifère n'est pas asséchée.

Les comportements du rabattement et du cône de dépression peuvent être décrits par les méthodes analytiques suivantes :

L'équation de Theis est utilisée pour décrire le cône de dépression. Cette formule est :

$$Zr = \frac{Q}{4\pi T} \int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$$

où Zr est le rabattement dans un puits d'observation à une distance r du puits où s'effectue le pompage. Le débit de pompage Q et la transmissivité T doivent être exprimés dans des unités similaires. Le terme sans dimension u est donné par :

$$u = \frac{r^2 \cdot S}{4 \cdot T \cdot t}$$

où t est le temps en jours depuis le début du pompage et S est le coefficient de stockage (volume d'eau disponible par unité de colonne d'eau lorsque le niveau de la nappe ou la surface piézométrique est abaissé d'une unité de distance).

Les équations de Cooper-Jacob :

$$T = \frac{2,3Q}{4\pi\Delta Z} \text{ et}$$

$$S = \frac{2,25 \cdot T \cdot t_0}{r^2}$$

sont des approximations de celles de Theis où ΔZ est le rabattement mesuré durant un cycle logarithmique de temps (exemple entre 10 et 100 minutes) et S est le coefficient de stockage.

Les équations de Theis et de Cooper-Jacob sont utilisées principalement pour obtenir une estimation de T et S à partir des données du débit de pompage et du rabattement.

Les relations ci-dessus et d'autres plus complexes peuvent être utilisées au cours des tests de pompage qui sont effectués pour déterminer si le débit de pompage proposé pour le forage se trouve dans la gamme de rendement de sécurité. Le rendement de sécurité est le débit maximal qui peut être extrait sur une longue période sans abaissement du niveau de la nappe. Cela veut dire que le rendement de sécurité ne doit pas excéder le débit de recharge de la nappe.

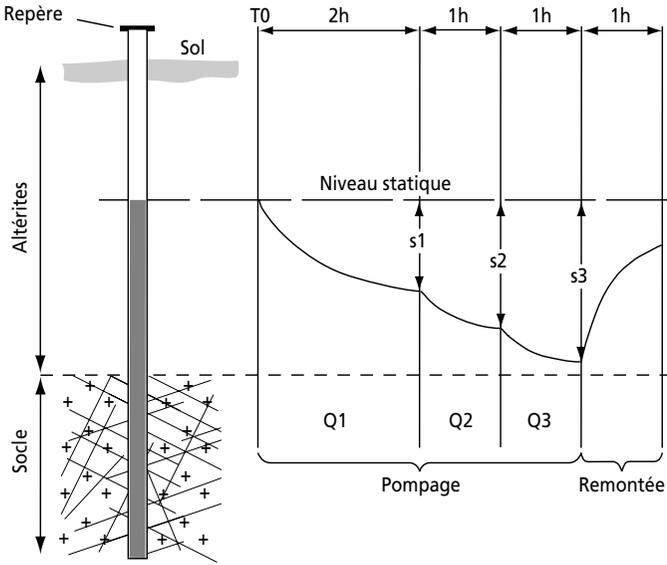
Des méthodes analytiques variées sont disponibles pour s'assurer que le débit de pompage proposé est supportable pour la capacité de recharge de l'aquifère et ne dépasse pas le seuil maximal même durant les périodes de saisons sèches. Pour mesurer le débit maximal ou critique du puits ou du forage, un pompage d'essai à débit constant de longue durée (24 à 72 heures) et avec mesurage du rabattement à intervalles réguliers est habituellement exécuté. L'objectif principal est d'assurer que le débit proposé pour le forage est supportable et que la capacité de recharge de la nappe est suffisante pour le maintenir en tout temps. Il en résulte une condition d'équilibre stable pour le cône de dépression. Les données à recueillir sont le débit de pompage, le rabattement au niveau du forage et, si possible, le rabattement à des points loin du puits.

Une méthode d'essai de pompage simple sur cinq heures permet également d'évaluer certaines des caractéristiques du complexe aquifère/point d'eau. Cette opération consiste en un pompage par paliers successifs à débit constant mais toujours plus élevé pendant une durée précise.

Un premier palier de pompage de deux heures est exécuté à débit Q_1 puis le rabattement S_1 est mesuré. Un deuxième palier d'une heure, à débit $Q_2 > Q_1$, est immédiatement enchaîné et le rabattement S_2 est mesuré. Un troisième palier d'une heure, à débit $Q_3 > Q_2$, est immédiatement enchaîné et S_3 est mesuré. La remontée du niveau est ensuite mesurée pendant une heure. Ces données permettent de tracer la courbe caractéristique S/Q en fonction du temps pour le point d'eau et d'estimer son débit critique.

Figure 5.11

Phases pour calculer le rabattement spécifique d'un forage ou d'un puits

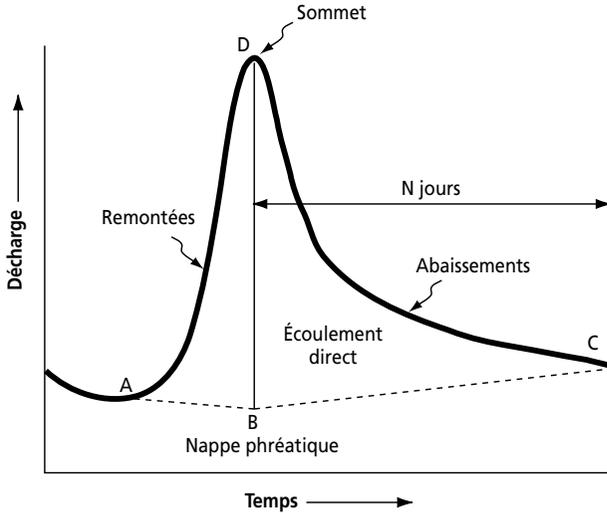


LES EAUX DE SURFACE

Le deuxième type de point d'eau est l'eau de surface que l'on peut trouver dans les lacs, les réservoirs, les rivières ou les nappes phréatiques à faible profondeur. Ces eaux ont généralement besoin d'être traitées lorsqu'elles sont destinées à la consommation humaine. Les lacs et la plupart des rivières ont habituellement un niveau d'eau stable, et une pompe aspirante peut être installée pour pomper l'eau vers l'usage requis. Cependant, sur les rivières, les remontées et les abaissements du niveau d'eau peuvent être fréquents, variant selon les apports pluviométriques dans leurs bassins versants.

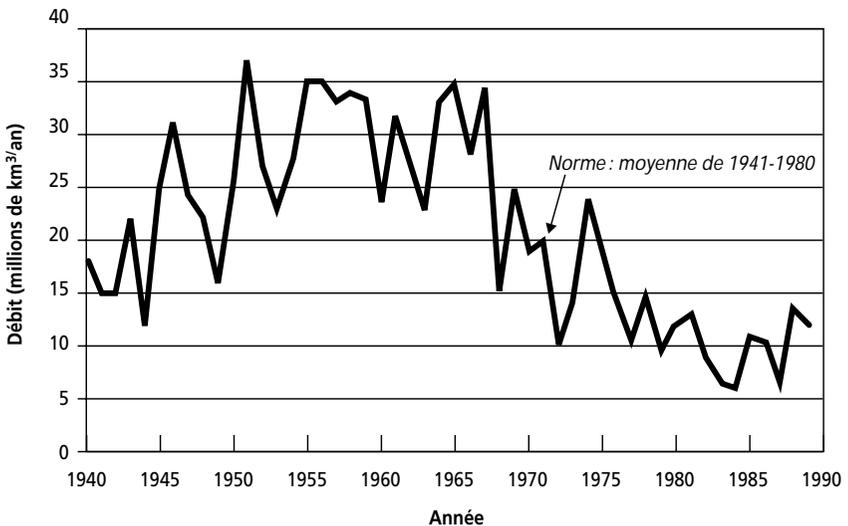
Quand un événement pluviométrique important a lieu dans le bassin versant, une crue hydrographique se produit rapidement sur la rivière (point D à la figure 5.12). L'abaissement du niveau d'eau sera beaucoup plus lent et sera surtout fonction du degré d'absorption du sol et de l'écoulement de la rivière. Parallèlement, la nappe phréatique réagira beaucoup plus lentement et moins fortement à la pluviométrie (point A-B-C).

Figure 5.12
Hydrographie des crues



Ce phénomène est beaucoup plus rapide quand il s'agit de petits bassins versants, et beaucoup plus lent sur de grandes surfaces de bassins versants, mais dans les deux cas, sur une longue période, cela se traduit par un changement continu du niveau de l'eau. Dans le cas des grandes rivières, il peut en résulter une grande variation du débit total annuel et ainsi des niveaux d'eau élevés et bas sur plusieurs années.

Figure 5.13
Débits annuels du fleuve Sénégal



Pour toutes les raisons évoquées ci-dessus, il est nécessaire de procéder à des arrangements particuliers afin de pomper l'eau des rivières. Quelquefois des barrages de faible niveau sont construits pour maintenir un réservoir à partir duquel l'eau peut être pompée. Cependant, il arrive souvent que des problèmes liés à la présence de sédiments se posent dans ces réservoirs, ce qui fait que les pompes sont installées sur des radeaux flottants avec des tuyaux flexibles pour le transport de l'eau.

QUALITÉ DE L'EAU

Il est important d'assurer la qualité de l'eau si elle est destinée à la consommation humaine. Les eaux de surface et les eaux souterraines doivent être vérifiées afin d'éliminer les problèmes liés :

- i) aux sédiments en suspension (organique ou inorganique) ;
- ii) aux minéraux dissous ;
- iii) aux micro-organismes pathogènes.

Dans le cas de l'eau de surface, la principale préoccupation est centrée sur les matières en suspension, des teneurs excessivement élevées en matière organique et la présence possible de germes pathogènes. Les matières organiques dans les rivières sont très nocives car leur décomposition consomme de l'oxygène et peut ainsi créer des conditions anaérobies propices à la vie de certains organismes. Les matières organiques dans l'eau fournissent aussi un aliment aux germes pathogènes.

Les organismes pathogènes peuvent être présents sous quatre formes : helminthes, protozoaires, bactéries et virus. Les bactéries pathogènes sont les principaux problèmes des rivières. Du fait qu'elles sont présentes en nombreuses variétés, il est difficile d'effectuer des tests individuels pour chacune d'elles. Un organisme indicateur, la bactérie coliforme, caractérisée par le coliforme fécal *Escherichia coli*, est donc le plus souvent utilisé pour mesurer la salubrité de l'eau. Ces bactéries résident dans l'intestin de l'homme et de l'animal et sont excrétées en grand nombre dans les fèces. Par conséquent, l'eau qui les contient est considérée comme contaminée par la pollution fécale et est potentiellement dangereuse. L'Organisation mondiale de la santé (OMS) recommande une concentration de coliforme fécal de 0/100 ml pour l'eau potable avec, à l'occasion, une concentration maximale de 10/100 ml.

Le problème des substances inorganiques dissoutes est plus probable dans les eaux souterraines du fait que celles-ci se chargent de minéraux en traversant les formations rocheuses. Parmi les minéraux nocifs qui peuvent être dissous dans l'eau, il est courant de rencontrer les fluorures et les nitrates et parfois certains métaux lourds, tels le plomb et le mercure. De plus, la

présence de fer et de manganèse peut donner des odeurs et un goût désagréables à l'eau.

Les fluorures en faible quantité (<1,5 mg/l) peuvent renforcer l'émail des dents, mais en quantité élevée elles causent une décoloration des dents et éventuellement une maladie appelée la fluorose. La recommandation de l'OMS pour les fluorures est de 1,5 mg/l bien qu'en Tanzanie des médecins permettent des limites atteignant 8 mg/l, ce qui cause des taches brunes sur les dents, mais pas de fluorose. Lorsque la teneur en fluorure de l'eau dépasse les valeurs recommandées, l'échange d'ion avec l'aluminium activé est généralement utilisé pour enlever l'excédent de fluorure. Ce procédé est malheureusement coûteux. Une méthode moins coûteuse consiste à utiliser de l'alun et de la chaux pour précipiter le fluorure. Cette méthode de défluorisation est utilisée en Inde et est connue sous le nom de technique de Nalgonda.

Les teneurs en nitrates d'environ 45 mg/l peuvent causer la méthémoglobine qui réduit la capacité de transport de l'oxygène par le sang chez les jeunes enfants. L'OMS recommande un taux maximal de nitrates de 10 mg/l.

Le fer et le manganèse sont souvent présents ensemble dans les eaux de source naturelles. Ils produisent des problèmes semblables et les méthodes de traitement sont quasi similaires. Ils causent la rouille sur les habits lessivés et donnent un goût et une odeur particulières à l'eau. Ils contribuent aussi à la dureté de l'eau. Ce sont cependant des problèmes bénins. Il n'y a pas de risques de maladie liés aux teneurs élevées de fer et de manganèse. Les normes de l'OMS pour des concentrations acceptables sont de 0,3 mg/l et 0,1 mg/l respectivement pour le fer et le manganèse. Leur traitement est basé sur une accélération de leur taux d'oxydation. Au Burkina Faso, un procédé de traitement simple et efficace est effectué en utilisant l'aération de l'eau suivie d'une filtration sur sable.

Chapitre 6

Composants d'une pompe photovoltaïque

GÉNÉRALITÉS

UNE POMPE PHOTOVOLTAÏQUE SE PRÉSENTE fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée « pompe au fil du soleil », utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation.

La pompe avec batterie permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe. Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée. Dans ce dernier cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.

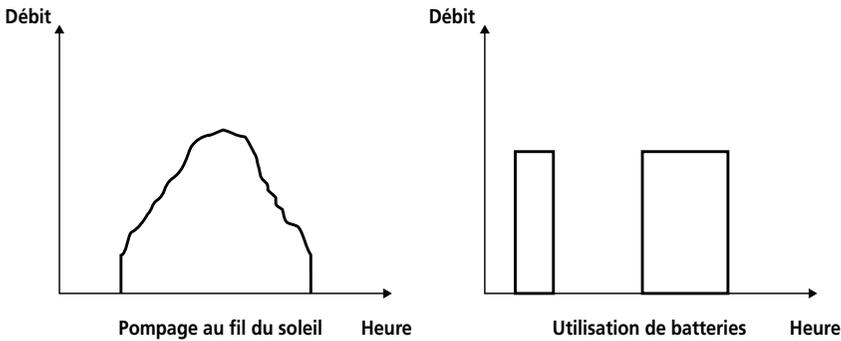
Toutefois, l'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20 % à 30 % de la production d'énergie.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le

stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

Figure 6.1

Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie



Compte tenu du coût additionnel du système avec batterie, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage, la solution au fil du soleil est présentement préférée. Néanmoins, celle-ci présente certains inconvénients qu'il ne faut pas négliger lors de son choix :

- Il est impossible de pomper au-dessous d'un certain niveau d'éclairement, la pompe ne pouvant être amorcée sous une certaine puissance fournie. Il y a donc perte d'énergie au début et à la fin de la journée.
- Parce que le rendement des pompes diminue en dehors de leur puissance nominale de fonctionnement, le système nécessitera l'utilisation d'un adaptateur de charge. Ceci est particulièrement nécessaire pour les pompes volumétriques.
- Le débit de la pompe ne sera pas constant et le rabattement du puits ou du forage peut être trop élevé durant certaines périodes de la journée.

LES TYPES DE POMPES

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications que nous décrirons plus loin, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau.

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

La pompe volumétrique

La **pompe volumétrique** transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multipales.

Figure 6.2
Pompe à piston (Jack pump):
pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau

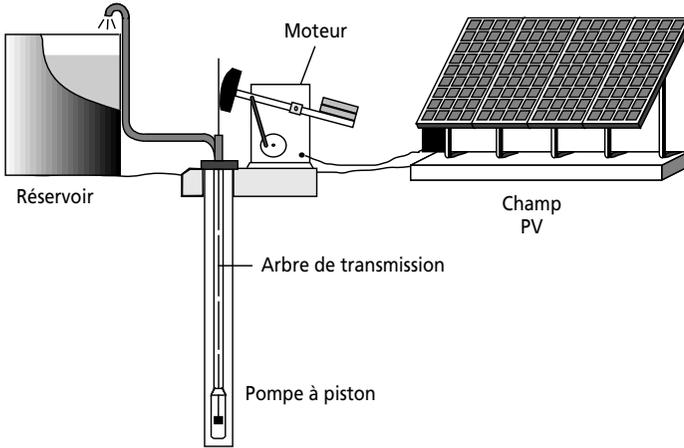
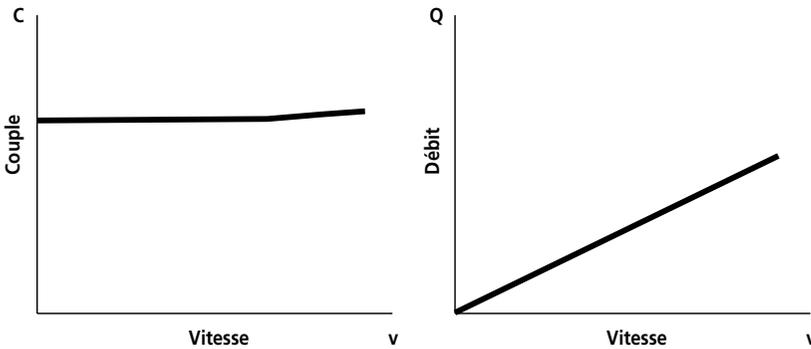


Figure 6.3
Caractéristiques d'une pompe volumétrique



a) Le couple est pratiquement constant en fonction de la vitesse.

b) Le débit est proportionnel à la vitesse.

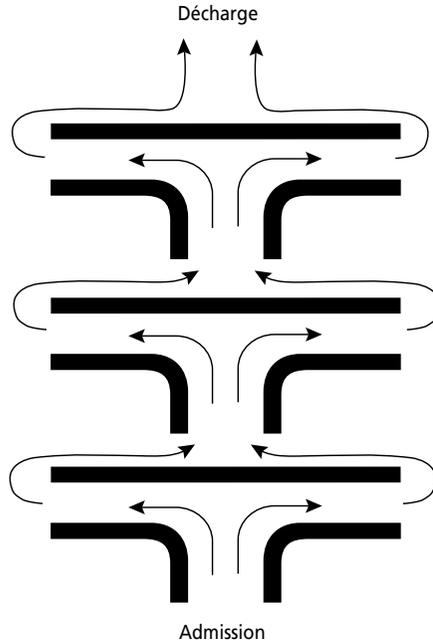
La pompe centrifuge

La **pompe centrifuge** transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le

même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée (voir figure 6.3). Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

Figure 6.4

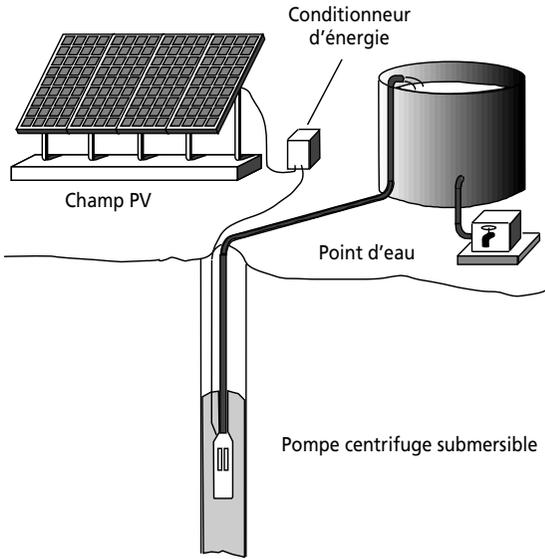
Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples



La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \times HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

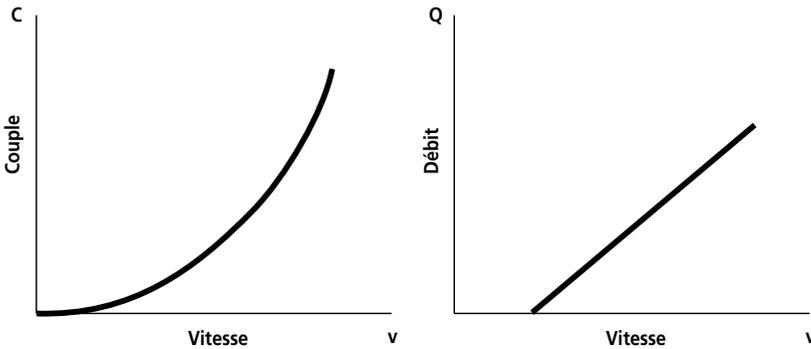
Figure 6.5
Pompe submersible centrifuge à étages multiples



Notes: Cette pompe est utilisée plus couramment pour l'exhaure de l'eau domestique. Le moteur et la pompe s'installent dans le puits ou le forage, à l'abri de coups potentiels.

Le rendement de la pompe centrifuge est fonction du débit; elle fonctionne de façon plus efficace à une certaine HMT et à une vitesse de rotation prédéterminée. Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

Figure 6.6
Caractéristiques d'une pompe centrifuge



a) Le couple augmente très rapidement en fonction de la vitesse.

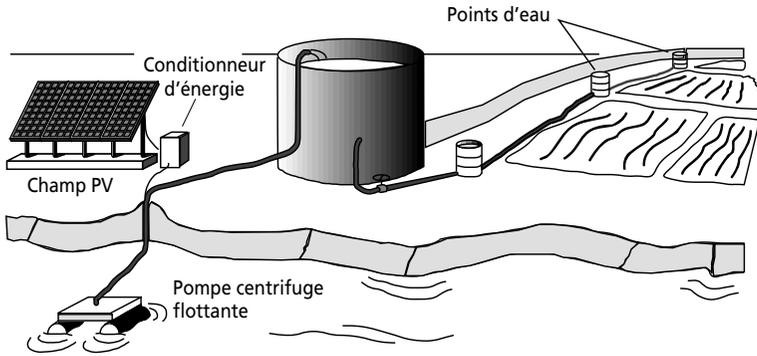
b) Le débit est proportionnel à la vitesse; toutefois il faut une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples. Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.

Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée :

- Son diamètre est soit de 4" (95 mm), soit de 6" (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion. Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3 mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée.
- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.
- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.
- Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55 % à 60 % au point de fonctionnement nominal.
- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).
- L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.

Figure 6.7
Pompe centrifuge flottante



Note : Les pompes centrifuges solaires sont aussi utilisées pour l'irrigation de petits maraîchages lorsque la HMT est faible, c'est-à-dire à partir d'un plan d'eau de surface, telle une rivière, et où la demande en eau est élevée.

Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques

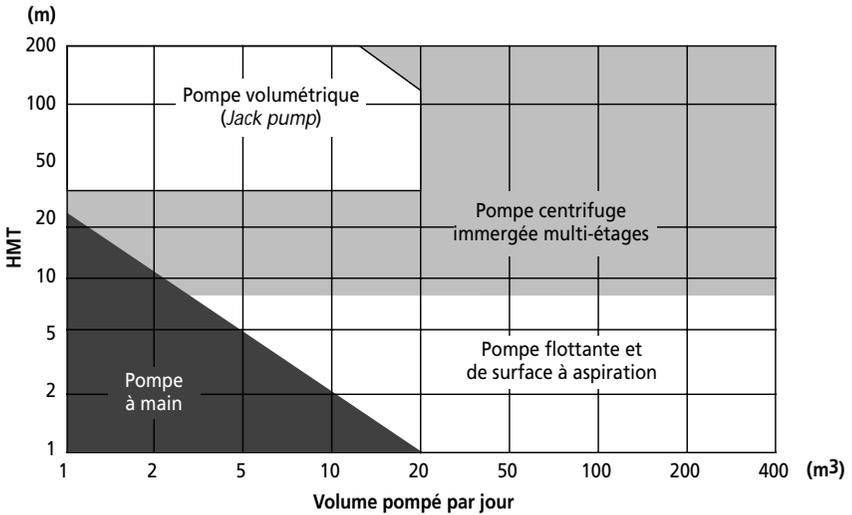
Pour de petites HMT et de faibles débits journaliers ($HMT \times Q < 25 \text{ m}^4$), les pompes à main peuvent s'avérer plus intéressantes. On utilisera alors un seau pour pomper l'eau. L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Pour les hauteurs de moins de 7 mètres, l'emploi de pompes à aspiration sera préféré. Cette pompe est généralement de type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe à cavité (volumétrique) permet un débit plus constant.

Pour une HMT moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la HMT et son dimensionnement est critique.

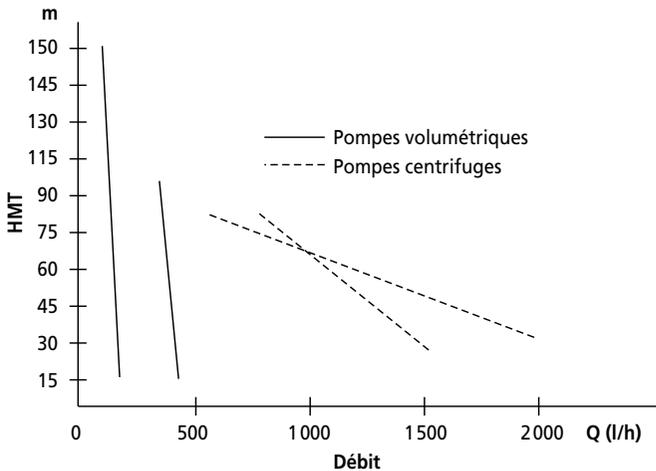
Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($< 20 \text{ m}^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.

Figure 6.8
Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés
(tirée de *Solar Pumping* de IT Power)



Le choix d'une pompe se portera également sur sa capacité à répondre aux conditions variables du site. Nous avons vu que le débit d'une pompe volumétrique est moins affecté par la variation de la HMT alors que la pompe centrifuge verra son débit diminuer rapidement à mesure que la HMT augmente. La hauteur de refoulement d'une pompe centrifuge est fonction du carré de la vitesse du moteur. À mesure que la HMT augmente, le rendement de la pompe diminue très rapidement; le moteur devrait tourner beaucoup plus rapidement pour fournir un même débit.

Figure 6.9
Exemples de courbes débit – HMT pour quelques pompes



LES TYPES DE MOTEURS

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux.

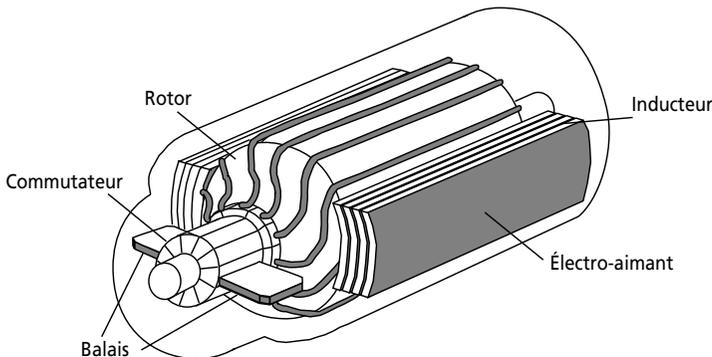
Moteur à courant continu

L'énergie électrique appliquée à un moteur est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans un induit (habituellement le rotor) soumis à un champ magnétique produit par un inducteur (habituellement le stator). La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique.

Les **moteurs à balais** sont les plus communs, mais leurs balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site. Certains fabricants offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant cet entretien à toutes les 5 000 heures de fonctionnement.

Figure 6.10

Moteur à courant continu avec balais



Les **moteurs à commutation électronique** (sans balais) utilisent un circuit électronique pour inverser le courant circulant dans le rotor. Ces moteurs ne requièrent pas autant de maintenance, mais le circuit électronique peut être une cause de problèmes et doit être conçu pour un environnement difficile.

Le champ magnétique de l'inducteur dans un moteur à courant continu est produit soit par un **bobinage électromagnétique**, soit par des **aimants permanents**. Dans le cas d'inducteur à bobinage, les moteurs peuvent être de type série, de type parallèle (moteur *shunt*) ou de type à excitation composée (moteur *compound*) selon la manière dont l'induit et l'inducteur sont alimentés.

Dans un **moteur série** à bobinage électromagnétique, l'enroulement inducteur est en série avec l'induit. Le couple moteur est relativement grand à faible vitesse et décroît à mesure que la vitesse augmente. Réciproquement, le moteur ralentit lorsque le couple résistant augmente. Ainsi, un moteur série ne peut fonctionner à vide car il peut s'emballer. Lorsque le courant décroît rapidement, la vitesse augmente et peut prendre des valeurs dangereuses. D'autre part, la puissance demandée croît moins vite que le couple résistant, ce qui limite l'importance des variations du courant lorsque le couple résistant varie.

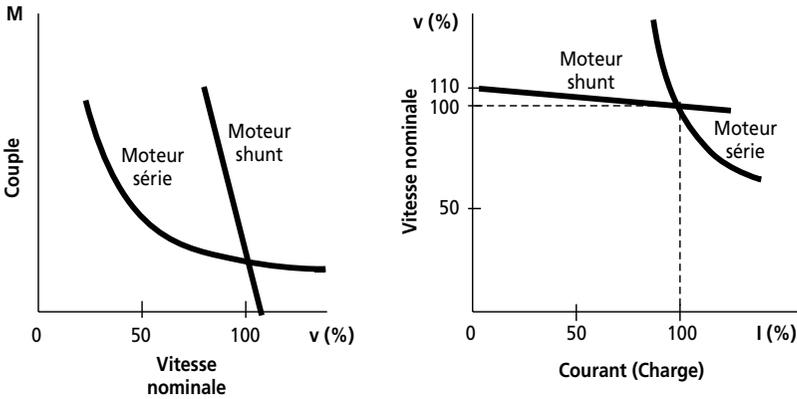
Le moteur série s'adapte particulièrement à la traction électrique parce que sa vitesse varie en fonction de la tension et son couple moteur est bien adapté au service demandé. Ainsi, en régime de démarrage, à faible vitesse, le couple moteur est important et permet de fournir l'énergie cinétique suffisante pour la mise en route d'un équipement présentant une grande inertie. À vitesse normale, le couple décroît, mais le moteur n'a plus qu'à vaincre les divers frottements. Ce type de moteur est donc bien adapté à un pompage variable au fil du soleil.

Dans un **moteur shunt**, les enroulements induits et les inducteurs sont alimentés, en dérivation, par la même source, sous tension constante. La vitesse d'un moteur shunt sera sensiblement constante, peu importe le couple résistant. Par ailleurs, à excitation constante, le couple moteur est proportionnel au courant absorbé (I); la puissance demandée sera donc proportionnelle au couple résistant.

Le moteur shunt est utilisé surtout dans les machines-outils pour lesquelles il est nécessaire que la vitesse varie peu, quelle que soit la charge. Ce type de moteur est peu adapté au pompage où le couple de démarrage est important.

Figure 6.11

Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série



Le **moteur à excitation composée** possède deux enroulements inducteurs ; un en série et l'autre en dérivation. Ce moteur possède des propriétés intermédiaires entre celles des deux types déjà mentionnés. Il ressemble à l'un plus qu'à l'autre suivant l'importance relative des enroulements. L'enroulement dérivation limite la vitesse à vide et les variations de vitesse avec la charge. L'enroulement série permet de vaincre un couple résistant très variable en absorbant un courant peu variable.

Ce type de moteur convient particulièrement à l'entraînement des appareils présentant un couple résistant croissant avec la vitesse, tels les ventilateurs et les pompes.

Parmi les moteurs à courant continu, seuls les moteurs à aimants permanents (3 HP et moins) et les moteurs série sont utilisés pour des applications de pompage solaire. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable.

De par sa fabrication, le rendement moyen d'un moteur à courant continu série est élevé, de l'ordre de 80 % à 85 %, et ce sur une plage de fonctionnement importante.

Moteur à courant alternatif

Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage photovoltaïque. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif.

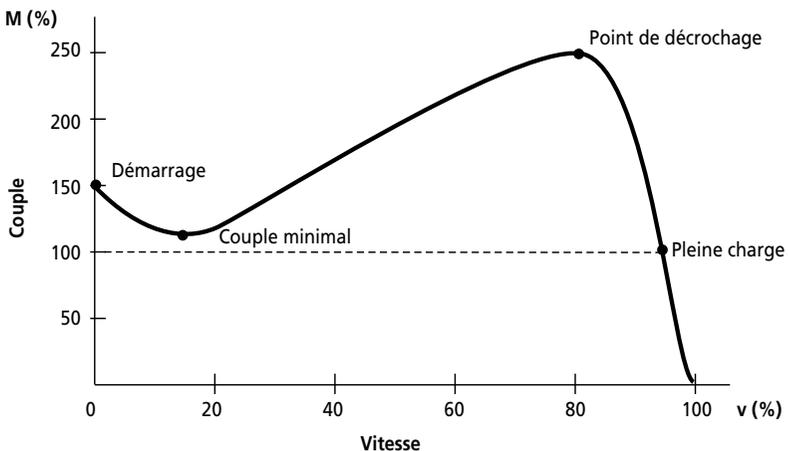
Les moteurs alternatifs asynchrones sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Depuis quelques années, l'arrivée d'onduleurs efficaces permettant un contrôle de la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation pour des applications de pompage solaire.

Le moteur alternatif pour le pompage solaire est habituellement de type asynchrone, triphasé et à rotor en court-circuit (rotor à cage). Celui-ci tourne autour de deux paliers lubrifiés par le liquide de refroidissement dont est rempli le moteur. Le stator est noyé dans une résine, qui lui assure une bonne tenue mécanique, une bonne dispersion calorifique et une étanchéité parfaite. Ces moteurs sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35 °C. Ils doivent nécessairement être alimentés par un onduleur qui convertira le courant continu des modules PV en courant alternatif.

Dans le cas d'un moteur bipolaire à un courant triphasé de fréquence w , la vitesse de rotation du moteur, dite vitesse de synchronisme, est de 2900 à 3000 T/mn (fréquence de 50 à 60 Hz).

Figure 6.12

Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire



Au démarrage, le moteur développe un couple d'environ 150% du couple nominal. En pleine charge, la vitesse du moteur reste relativement constante pour une grande variation du couple. Si la charge mécanique excède 250%, le moteur s'arrêtera (point de décrochage). Les moteurs de petite puissance (<10 kW) atteignent leur couple maximal (point de

décrochage) à environ 80 % de la vitesse synchrone. La vitesse nominale est d'environ 4 % de la vitesse synchrone (glissement de 4 %).

Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 %. À ceci il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90 %-95 % sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80 % sur une plage de fonctionnement relativement importante. De plus, ces onduleurs sont équipés pour suivre le point de puissance maximal du champ photovoltaïque permettant un pompage solaire au fil du soleil relativement efficace.

COUPLAGE GÉNÉRATEUR PV – GROUPE DE POMPAGE

Parce qu'il est souvent plus économique de construire un réservoir pour stocker l'eau plutôt que de stocker l'électricité dans les batteries, le moteur d'une pompe solaire fonctionnera habituellement « au fil du soleil », c'est-à-dire qu'il sera couplé directement au générateur photovoltaïque, sans batterie. Dans ce cas, il est important que la puissance fournie par le générateur PV soit utilisée le plus complètement possible au point de fonctionnement maximal du groupe motopompe sur la plage de fonctionnement la plus large possible. Nous avons vu que différents types de moteurs et de pompes engendrent des caractéristiques de fonctionnement différentes. Le choix d'un régulateur ou d'un onduleur dépendra étroitement de ces caractéristiques.

L'emploi d'une batterie fixe le point de fonctionnement du groupe motopompe sur une plus petite plage de fonctionnement. Ainsi, la pompe fonctionne à couple constant, donc à rendement constant dans le cas d'une pompe volumétrique. Le démarrage d'une pompe centrifuge sera également plus efficace, la puissance de démarrage, plus élevée, pouvant être fournie dès le départ. Néanmoins, l'emploi d'une batterie ne rend pas inutile l'utilisation d'un régulateur de charge. Les caractéristiques de sortie de l'électricité fournies par la batterie sont plus homogènes, mais une adaptation à la charge variable d'une pompe sera néanmoins nécessaire dans la plupart des cas.

Adaptateur de charge (moteur continu)

Nous avons vu que les courbes caractéristiques courant-tension du groupe motopompe et du générateur solaire peuvent être très variables. En fait, selon l'instant de la journée, le type de pompe utilisée et les conditions d'utilisation du forage, le moteur de la pompe ne fonctionnera pratiquement jamais au point maximal (P_m) du générateur PV durant la journée. Nous avons vu au chapitre 4 que l'adaptateur de charge (*maximum power point*

tracking ou MPPT) est un dispositif électronique permettant de varier le point de fonctionnement du champ (voir figure 4.2). L'adaptateur de charge sera particulièrement nécessaire au démarrage d'une pompe volumétrique, en augmentant la tension de fonctionnement acceptable par le moteur. Il permettra également de meilleurs résultats du groupe motopompe lors d'enseilllements faibles.

L'onduleur (moteur alternatif)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'enseilllement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire.

Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence – U/f – est constant. La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'enseilllement.

La tension nominale du courant alternatif peut être standard (220 ou 380 V) ou adaptée à un moteur spécifique d'une application photovoltaïque (80 V).

On distingue plusieurs types d'onduleurs suivant la qualité du signal de sortie:

- Onduleur à onde sinusoïdale modifiée, en marche d'escalier, générateur d'une onde proche de l'onde sinusoïdale.
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (PWM, *pulse-width modulation*).
- Onduleur à onde sinusoïdale.

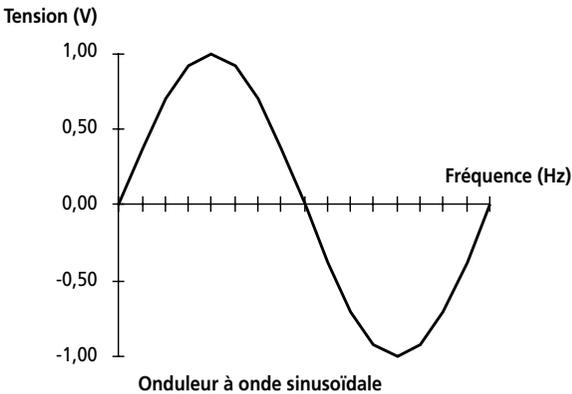
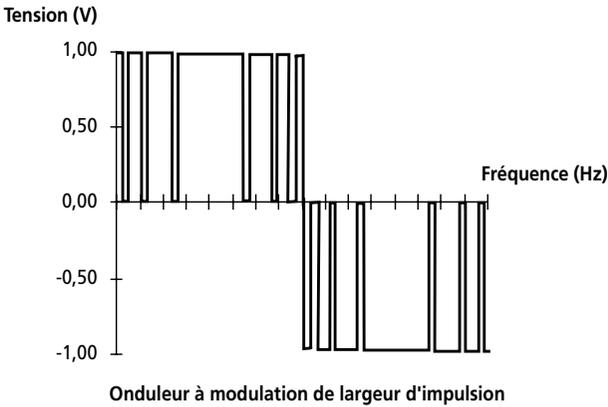
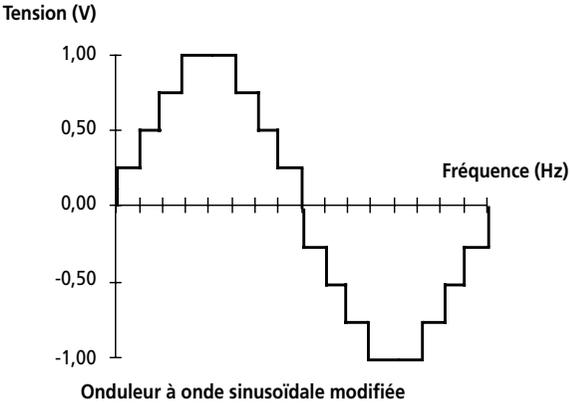
L'onduleur à onde sinusoïdale modifiée peut supporter de fortes surcharges et sa distorsion harmonique est relativement faible, de sorte qu'il n'introduit que peu de pertes par effet Joule susceptibles de causer l'échauffement des moteurs. Il est souvent employé avec de petits systèmes de pompage.

L'onduleur à modification de largeur d'impulsion utilise des commutateurs électroniques rapides pour varier la largeur d'impulsion. En utilisant un filtre à la sortie, l'onde sinusoïdale peut être reconstruite. Ces onduleurs relativement peu coûteux sont très efficaces, fonctionnant à près de 90 %-95 % de rendement. Ils sont employés par la plupart des systèmes de pompage à courant alternatif.

L'onduleur à onde sinusoïdale n'a pas la capacité de surcharge des précédents onduleurs et son coût est relativement élevé. Il est peu employé pour les systèmes de pompage.

Figure 6.13

Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage



Une deuxième fonction de l'onduleur est d'adapter le point de fonctionnement (courant-tension) au générateur. Deux modes sont possibles :

- Recherche du point de puissance maximale du générateur (MPPT, *maximum power point tracking*). Un microprocesseur recherche à intervalles réguliers la puissance maximale disponible du générateur et fixe ainsi la tension du courant continu à l'entrée de l'onduleur.
- Tension fixe (*tension track*). L'onduleur impose une tension fixe du générateur qui correspond à son point de puissance maximale. La valeur de cette tension est déterminée par le constructeur en fonction du type de modules constituant le générateur.

Une troisième fonction de l'onduleur est la gestion et la protection de l'installation :

- Interrupteur principal incorporé.
- Protection : surchauffe, surcharge, sous-charge, surtension, sous-tension, défaut à la terre, court-circuit, fonctionnement à sec, blocage groupe motopompe, inversion de polarité, réservoir plein.
- Contrôle de mise en marche et indication de pannes par voyants lumineux.

La durée de vie moyenne des onduleurs de pompage est de sept ans. Ils ne nécessitent pas d'entretien particulier. Seule la qualité de l'étanchéité des presse-étoupe au passage des fils doit être contrôlée.

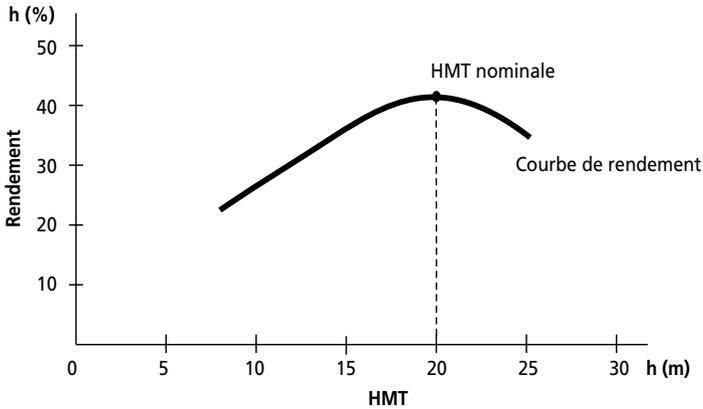
Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

RENDEMENT DU GROUPE MOTOPOMPE – GÉNÉRATEUR PV

Nous avons vu que le rendement d'un moteur cc série est de 80 % à 85 % et celui d'un moteur ac asynchrone est de 80 %, sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement hydraulique des pompes solaires est de l'ordre de 45 % à 60 %, mais ce rendement décroît beaucoup hors du point de fonctionnement nominal et est particulièrement évident pour une pompe centrifuge.

Il est nécessaire de tenir compte de la variation de la HMT, donc de la désadaptation possible de la pompe, lors de la conception d'une installation. Notamment, une mauvaise évaluation du calcul de la HMT lors de la conception pourrait entraîner le choix d'une pompe mal adaptée, celle-ci ne pouvant fonctionner au point de fonctionnement maximal.

Figure 6.14
Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée
en fonction de la HMT



Le choix d'un adaptateur de puissance adéquat permettra d'améliorer le rendement pour une certaine variation de la HMT mais ne constitue pas un palliatif à une pompe mal conçue. Les caractéristiques du site et de l'utilisation de l'eau devront donc être établies avec attention afin de bien choisir les composants de la pompe.

Dans de bonnes conditions d'utilisation, et pour un système bien conçu, on peut s'attendre à un rendement du groupe motopompe oscillant entre 35 % et 45 %.

Chapitre 7

Dimensionnement d'une pompe photovoltaïque

CE CHAPITRE PERMETTRA DE SITUER LES BESOINS EN EAU pour l'application donnée et d'évaluer les conditions locales d'exploitation de la pompe. Le lecteur sera ensuite en mesure de dimensionner les différents composants de la pompe solaire et de choisir les caractéristiques de ces éléments pour l'application donnée.

DONNÉES DE BASE

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants. Ce chapitre donne une définition des données utilisées en pompage en général et explique les particularités du pompage photovoltaïque.

Débit

Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m^3 par jour.

Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$\text{HMT} = \text{Hg} + \text{Pc}$$

où

H_g = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation ($H_r + N_d$). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, H_g sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

P_c = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre (d_c) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10% de la hauteur géométrique totale (voir section sur le dimensionnement de la conduite d'eau).

Niveau statique

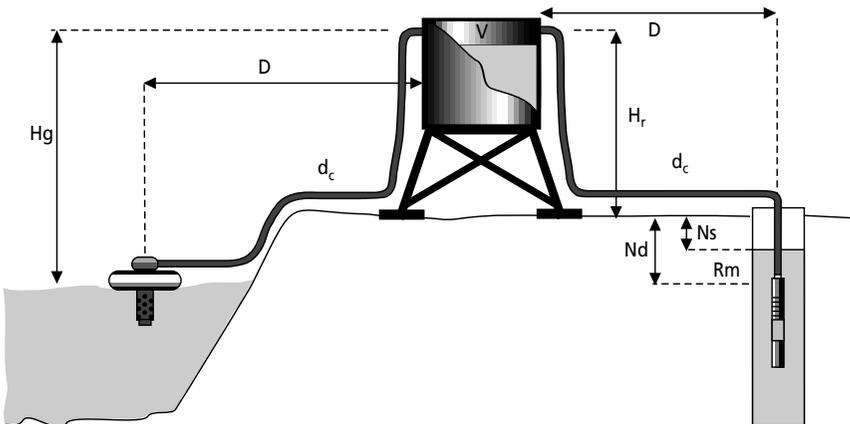
Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à **un débit donné**. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. R_m est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

Figure 7.1

Données de base d'une pompe



Calcul de l'énergie quotidienne requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de HMT requises et est exprimée en watt-heure. Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (C_H) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

Énergie requise pour la pompe :

$$E_{\text{elec}} = \frac{\text{Constante hydraulique} \times \text{le débit journalier} \times \text{la HMT}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{\text{elec}} = \frac{C_H \cdot Q \text{ (m}^3\text{/j)} \cdot \text{HMT (m)}}{R_p}$$

où

E_{elec} est habituellement exprimé en kWh

$$C_H = g \cdot \varrho = \frac{9,81 \text{ (m} \cdot \text{s}^{-2}) \cdot 10^3 \text{ (kg/m}^3)}{3\,600 \text{ (s/h)}} = 2,725 \frac{\text{kg} \cdot \text{s} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}$$

où

g = constante de la gravité (9,81 m/s²)

ϱ = la densité de l'eau (1 000 kg/m³)

R_p = en général le rendement des groupes motopompes est de 30 % à 45 %, selon le type de pompe et de moteur.

ANALYSE DES BESOINS ET DES CONDITIONS D'EXPLOITATION

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour la situation donnée. Ce chapitre permet d'estimer de manière pratique les paramètres qui définiront le système de pompage. Tous les manufacturiers ont leur propre méthode pour bien dimensionner leurs produits. Nous nous bornerons ici à fournir une méthode générale qui permettra de dimensionner approximativement les éléments d'une pompe afin de donner un ordre de grandeur de ces éléments et de comparer les coûts.

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'une pompe solaire. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible. Ces trois paramètres sont :

1. la quantité d'eau requise par jour,
2. la disponibilité de l'eau,
3. la ressource solaire.

La ressource solaire peut être estimée assez facilement avec un faible degré d'erreur. Nous avons vu au chapitre 1 comment estimer l'énergie disponible.

Par contre, l'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement d'une population dans un village et un niveau dynamique variable du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord peut paraître simple.

Estimation des besoins en eau

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

Besoins en eau

Humains

| | |
|-----------|---------------------------------------|
| 5 l/jour | Survie |
| 10 l/jour | Minimum admissible |
| 30 l/jour | Conditions de vie normales en Afrique |

Animaux

| | |
|----------------|--------------------------------|
| Bœuf | 40 l/jour |
| Mouton, chèvre | 5 l/jour |
| Cheval | 40 l/jour |
| Âne | 20 l/jour |
| Chameau | 20 l/jour (réserve de 8 jours) |

Irrigation

| | |
|---------------------------------|-----------------------------|
| Cultures à l'échelle du village | 60 m ³ /jour/ha |
| Riz | 100 m ³ /jour/ha |
| Graines | 45 m ³ /jour/ha |
| Canne à sucre | 65 m ³ /jour/ha |
| Coton | 55 m ³ /jour/ha |

D'où l'existence de trois normes pour le calcul des besoins en eau :

1. la norme relative à la quantité minimale pour la survie ;

2. l'objectif actuel des organismes de financement : 20 l/jour/personne qui n'inclut pas le bétail et le maraîchage ;
3. la quantité minimale nécessaire au développement économique de 50 l/jour/personne, incluant :
 - 20 l/jour/personne : pour les besoins personnels,
 - 20 l/jour/personne : 0,5 tête de bétail par personne,
 - 10 l/jour/personne : 2 m² de maraîchage par personne.

Les normes 2 et 3 sont souvent sélectionnées comme « hypothèse de base » et « hypothèse d'amont » dans l'estimation des besoins en eau pour les programmes d'approvisionnement en eau des villages.

Disponibilité de l'eau

Le concept de la quantité d'eau requise n'est parfois même pas valide parce qu'en plusieurs occasions le facteur limitant sera la capacité de production d'eau d'un puits ou d'un forage. Dans ce cas, le dimensionnement de la pompe solaire ne tiendra compte que de la disponibilité de l'eau et la justification pour l'installation de cette pompe devra prévoir que tous les utilisateurs potentiels ne pourront être desservis.

L'emplacement du système de pompage photovoltaïque sera déterminé par le lieu de la ressource aquifère et la géographie du village. Pour l'eau domestique, la ressource aquifère sera le puits ou le forage. Pour l'irrigation de petits périmètres maraîchers, la ressource aquifère sera préférablement une eau de surface (lac ou rivière) afin d'obtenir un débit élevé. Afin de minimiser les pertes de charge, le générateur solaire sera installé le plus près possible de la pompe, à un endroit à découvert, sans ombrage.

Afin de déterminer la disponibilité de l'eau dans un puits ou un forage, il faut obtenir ou mesurer le diamètre du puits ou du forage, son niveau statique et le niveau dynamique à plusieurs débits pendant une journée (8 heures). À partir d'informations sur la nappe aquifère concernée, il est possible d'estimer les conditions maximales de débit et de rabattement pour l'année. Il faut également obtenir ou mesurer la qualité de l'eau afin de déterminer si elle est apte aux besoins requis (voir chapitre 5).

Critères socio-économiques

On a vu dans les paragraphes précédents que le choix de la pompe solaire est défini par les besoins en eau, les caractéristiques du forage et les conditions d'ensoleillement. Néanmoins, pour la plupart des communautés, le coût de la pompe sera probablement le facteur le plus déterminant pour son choix. Une pompe solaire coûte cher car il faut payer en une fois l'eau qui sera utilisée pendant la durée de vie du système, soit une vingtaine d'années.

D'où la nécessité de tenir compte de la capacité financière et organisationnelle de la communauté pour laquelle la pompe est dimensionnée.

L'expérience de certains projets, notamment le Programme régional solaire (PRS) qui a permis l'installation de près de 700 pompes dans 9 pays de l'Afrique de l'Ouest, a montré que le choix définitif d'une pompe doit être fait en tenant compte de ses capacités. En effet, selon la taille de la pompe, certaines charges récurrentes pourront éventuellement amener une partie de la population à ne pas utiliser la pompe, car l'eau vendue serait trop chère. Ceci entraînerait alors une perte de revenu qui devra être compensée par une augmentation du coût de l'eau, rendant encore moins attrayante la pompe solaire. Un dimensionnement plus petit au départ aurait permis une certaine viabilité de la pompe.

Nous allons aborder au chapitre 8 l'évaluation économique d'une pompe photovoltaïque et son aspect financier.

DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE

Bien qu'il soit assez complexe de prédire le rendement précis d'une pompe solaire pour des conditions de fonctionnement variables, nous suggérons ici une méthode simplifiée qui permettra de dimensionner le système de pompage avec un degré de précision acceptable. Les trois facteurs les plus importants de cette approche devront être estimés soigneusement afin d'obtenir un dimensionnement satisfaisant. Ce sont les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe choisi sur la plage de fonctionnement du système.

Pour illustrer notre propos et diriger le lecteur dans les différentes étapes de dimensionnement, nous avons préparé les fiches de dimensionnement suivantes en utilisant l'exemple d'une pompe solaire installée dans un village près de Ouagadougou, au Burkina Faso. L'exemple utilise une pompe au fil du soleil et un groupe motopompe immergé à courant alternatif. Lorsque le système photovoltaïque utilise une batterie, le dimensionnement devra inclure, en plus, les étapes discutées au chapitre 3. Une copie des fiches de dimensionnement est présentée à l'annexe III.

Fiche de dimensionnement n° 1 – Estimation de la charge

- Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.
 - Débit : déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal. Noter que le forage doit être capable de remplir ces conditions d'exploitation ;

- HMT : mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.
- Arrêter la configuration du système (type de pompe, moteur, etc.).
- Choisir la tension nominale à la sortie du générateur.
- Choisir le genre de conditionnement de l'énergie électrique nécessaire et en estimer l'efficacité.
- Rajuster la charge aux fins d'optimisation de l'efficacité et la convertir en ampères-heure par jour.

Fiche de dimensionnement n° 1 – Exemple d'analyse de la charge

Fiche de dimensionnement de la charge

Débit

Eau domestique

| Famille | Nb/Fam. | litres/pers. | Total (m ³) |
|---------|---------|--------------|-------------------------|
| 50 | 10 | 20 | 10 |

Bétail

| Type | Têtes | litres/tête | Total (m ³) |
|------|-------|-------------|-------------------------|
| Nil | | | |

Maraîchage

| Type | Surface | m ³ /hect. | Total (m ³) |
|------|---------|-----------------------|-------------------------|
| Nil | | | |

HMT

| Niv. statique | Rabatt. | Niv. dynam. | Haut. réserv. | Pert. tuyau. | HMT |
|---------------|---------|-------------|---------------|--------------|--------------------|
| Ns (m) | RS (m) | Nd (m) | Hr (m) | Pc (%) | (Nd + Hr) (1 + Pc) |
| 12 | 24 | 36 | 3 | 10% | 42,9 |

Selon notre fiche de dimensionnement, pour un village de 50 familles, le débit journalier requis sera de 10 m³ par jour. La HMT de la station a été calculée à 43 mètres. La pompe sera utilisée dans les limites de hauteur recommandées et les tuyaux auront un diamètre suffisant pour minimiser les pertes dues à la friction.

Dans ces conditions, nous avons choisi, pour notre exemple, une pompe immergée avec un moteur ca. Ce choix a été déterminé par les courbes fournies par le manufacturier, montrant que l'efficacité de la pompe choisie est de près de 55 %, et l'efficacité du moteur ca, d'environ 80 % au point de fonctionnement nominal. Le total de l'efficacité du groupe motopompe (R_p) sera donc de 44 %.

$$E_{\text{elec}} = \frac{2,725 \cdot Q \text{ (m}^3\text{/j)} \cdot \text{HMT (m)}}{R_p} = 2\,663 \text{ watt-heures}$$

Ainsi, la charge moyenne quotidienne est de 2 663 watt-heures. À 100 volts (tension de fonctionnement nominale du moteur ca), ceci équivaut à 266 ampères-heure par jour.

Fiche de dimensionnement n° 2 – Définition des conditions du site

- Recueillir les données sur le site.
- Recueillir les données sur l'ensoleillement mensuel moyen selon différentes inclinaisons du champ.
- Recueillir les données sur les moyennes mensuelles de température ambiante.

Fiche de dimensionnement n° 2 – Exemple de définition des conditions du site

Lieu: village de Bokin, près de Ouagadougou, Burkina Faso

Latitude: 12,35°N

Longitude: 1,52°O

Saison d'exploitation: toute l'année

Température moyenne de fonctionnement: 25-35°C

Fiche de dimensionnement n° 2 – Définition des conditions du site

| Mois | Température | Ensoleillement horizontal | Ensoleillement Angle = lat.+ 0° | Heures max. d'ensoleillement |
|-----------|-------------|---------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| | Degré C | kWh/m ² | kWh/m ² | Heures |
| Janvier | 24,7 | 5,5 | 5,8 | 5,8 |
| Février | 27,9 | 5,8 | 6,0 | 6,0 |
| Mars | 31,0 | 6,0 | 5,9 | 5,9 |
| Avril | 32,3 | 5,9 | 5,4 | 5,4 |
| Mai | 31,4 | 5,6 | 5,4 | 5,4 |
| Juin | 28,9 | 5,2 | 5,2 | 5,2 |
| Juillet | 27,2 | 5,6 | 5,0 | 5,0 |
| Août | 26,2 | 5,0 | <u>4,9</u> | <u>4,9</u> |
| Septembre | 26,7 | 5,2 | 5,2 | 5,2 |
| Octobre | 28,9 | 5,7 | 6,0 | 6,0 |
| Novembre | 27,8 | 5,6 | 5,7 | 5,7 |
| Décembre | 25,6 | 5,3 | 5,7 | 5,7 |

Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible et les besoins en eau sont au maximum.

Ensoleillement = 4,9 heures ou 4,9 kWh/m²

Fiche de dimensionnement n° 3 – Dimensionnement du champ

- Choisir l'inclinaison du champ.
- Estimer l'ensoleillement minimal pendant la période de fonctionnement.
- Déterminer l'efficacité approximative du champ.
- Estimer la capacité, en watts-crête, que doit avoir le champ.
- Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

Fiche de dimensionnement n° 3 – Exemple de dimensionnement du champ

Comme le système fonctionne en toute saison, on incline le champ à un angle égal à la latitude, soit 15°. En se reportant à la fiche n° 2, on constate

que c'est en août que le nombre moyen d'heures de soleil maximal est le plus faible pour cette inclinaison, c'est-à-dire un maximum de 4,9 heures de soleil par jour. En supposant des pertes de 20 % attribuables à la température et à la poussière, la dimension théorique de celui-ci sera de :

$$W_c = \frac{E_{\text{elec}}}{\text{Ensoleil.} \cdot (1 - \text{Pertes})} = 2663 / 4,9 \times 0,8 = 679 \text{ Wc}$$

Comme il a été déterminé que le point de fonctionnement du champ serait autour de 100 volts à cause des caractéristiques de l'onduleur, le champ sera composé de multiples de 7 modules en série (V_m se situant à 14,3 volts pour la plupart des modules à 60 °C). La puissance du générateur étant de 679 Wc, I_m sera donc d'environ 7 A. Le choix du type de module déterminera le nombre de modules en parallèle. Par exemple, il faudra 2 modules en parallèle si l'intensité maximale du module est de 3,5 A.

Fiche de dimensionnement n° 3 – Dimensionnement du champ et des éléments de conditionnement de l'électricité

| E_{elec} | Ensoleil. | Pertes | P_{champ} | Tension | Intensité | Config. |
|-------------------|-----------|--------|--------------------|---------|-----------|--------------|
| Wh | Heures | % | Wc | V | I | $S \times P$ |
| 2 663 | 5 | 20 | 679 | 100 | 7 | 7×2 |

Le champ aura donc une puissance de 700 Wc et sera composé de 14 modules de 50 Wc.

POINTS IMPORTANTS À CONSIDÉRER LORS DU CHOIX D'UNE POMPE SOLAIRE

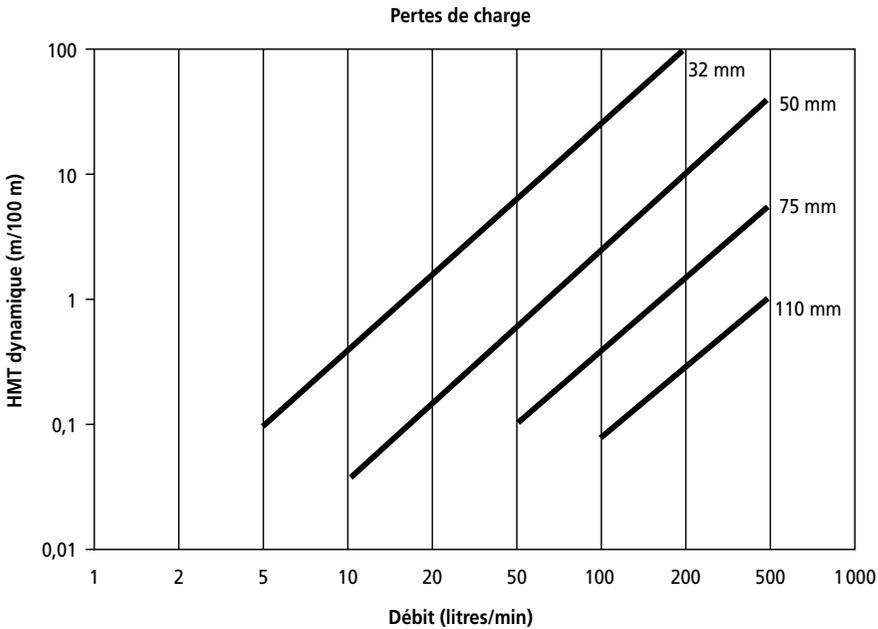
- Les pompes solaires tirent habituellement l'eau d'un puits ou d'un forage avec un faible débit. Néanmoins, ce débit peut être plus important que la capacité de la nappe à se régénérer et le niveau d'eau dynamique de la nappe baissera. L'orifice de la pompe doit être suffisamment immergé afin d'être toujours sous l'eau. Pour protéger la pompe, il faut mettre un interrupteur de niveau d'eau qui stoppera la pompe si elle est au-dessus du niveau d'eau.
- Le niveau d'eau peut aussi varier selon les saisons et les années. Le degré de variation est difficile à prédire et dépend de certaines caractéristiques aquifères et du rythme de pompage. Chaque puits ou forage doit être testé avant d'installer la pompe afin de déterminer son niveau de tirage.

- Il est possible d'incorporer des batteries pour régulariser le débit sur une période de temps plus longue. Il est alors possible d'ajouter une pompe plus petite qui puisera l'eau en plus petite quantité, d'une manière plus adaptée au tirant d'eau.
- Afin d'augmenter le rendement de la pompe solaire fonctionnant au fil du soleil (c'est-à-dire sans batterie), il est possible d'ajouter un adaptateur d'impédance (*maximum power point tracking*). Cet adaptateur permettra à la pompe de fonctionner à son point de charge maximal en diminuant la tension et en augmentant l'intensité de sortie provenant du champ PV lors de faible ensoleillement.
- Le moteur d'une pompe solaire peut être un moteur à courant continu ou à courant alternatif. Les moteurs à courant continu se branchent directement sur le champ photovoltaïque et sont, en général, plus simples à utiliser que les moteurs à courant alternatif. Mais les pompes cc ont habituellement des balais de commutation qui doivent être changés périodiquement, ce qui n'est pas facile pour les pompes immergées. Certains types de moteurs cc sont à commutation électronique et n'ont pas de balai. Les moteurs à courant alternatif requièrent l'emploi d'un onduleur pour leur fonctionnement photovoltaïque. Mais les moteurs ca ne requièrent pratiquement pas de maintenance et s'avèrent souvent plus efficaces que les moteurs cc.

DIMENSIONNEMENT DE LA CONDUITE D'EAU

Les pertes de charge occasionnées par la conduite d'eau entre la pompe et le réservoir peuvent être importantes si cette conduite est trop longue, trop étroite ou si plusieurs coudes sont utilisés. Afin de minimiser ces pertes, il faut installer le réservoir le plus près possible et le relier le plus directement à la pompe. La largeur de la conduite doit être dimensionnée afin que, pour le débit demandé, la perte de charge exprimée en hauteur dynamique soit petite (<5 %) comparée à la hauteur géométrique totale. Le graphique de la figure 7.2 permet de calculer la section de conduite appropriée pour différentes hauteurs en fonction du débit.

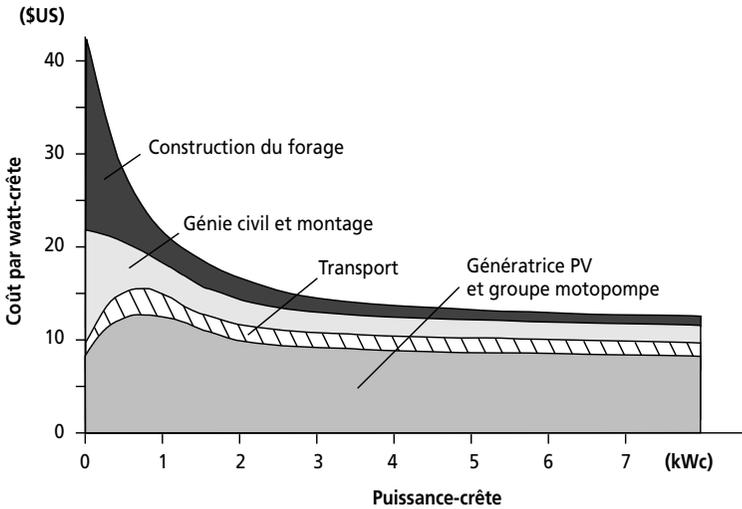
Figure 7.2
Perte de charge sur les conduites en fonction du débit



DISTRIBUTION DE L'EAU

La fonction principale d'un réseau de distribution de l'eau est d'approvisionner les usagers en quantité suffisante, au moment où ils en ont besoin et le plus près possible de leur domicile. Idéalement, chaque usager est branché à un réseau d'aqueduc lui apportant l'eau courante jusqu'à la maison. Mais les coûts élevés de génie civil et le fait que le volume d'eau disponible est proportionnel à l'accroissement de la HMT limitent souvent le choix du réseau d'eau à quelques bornes-fontaines disséminées dans le village ou tout simplement à une borne-fontaine située près du réservoir. Le réservoir lui-même sera dimensionné pour répondre le plus souvent seulement à la demande journalière. Le coût du réservoir, spécialement lorsqu'il est surélevé, et de la tuyauterie associée représente le deuxième élément le plus coûteux du système de pompage solaire. Par conséquent, une attention particulière doit être portée au dimensionnement et à la construction de ces ouvrages de génie civil.

Figure 7.3
Coût des systèmes de pompage (cas typique)



Réseau de distribution de l'eau

Nous distinguons deux types de réseaux de distribution selon l'usage, que ce soit pour l'irrigation ou pour l'eau domestique.

Pour l'irrigation des champs, le réseau de distribution se compose principalement du système de transport de l'eau du lieu de pompage vers le champ à irriguer. L'irrigation la plus courante utilise des canaux à ciel ouvert au niveau de la terre. L'eau du réservoir est déversée dans ces canaux et amenée aux plantations. Parfois, l'emploi de petits réservoirs en aval permet de stocker l'eau dans une partie du champ pour usage ultérieur.

L'irrigation par canaux ne nécessite que des pressions de l'ordre de 0,5 à 1 mètre d'eau sur un terrain plat. Il est également possible de prévoir la distribution de l'eau afin de bénéficier d'un écoulement naturel. Selon le degré de complexité des canaux, un système de vannes peut contrôler l'apport de l'eau dans les différentes parties du champ, optimisant ainsi la production agricole. Selon les matériaux employés (ciment, terre, etc.), les pertes en eau seront plus ou moins importantes. Néanmoins, il faut compter au moins 30 % à 50 % de pertes d'eau par évaporation parce que les canaux et la terre irriguée sont à ciel ouvert.

D'autres méthodes d'irrigation existent également. L'arrosage par goutte à goutte est très efficace (15 % de pertes seulement) et ne nécessite que des pressions de l'ordre de 1 à 2 mètres d'eau. Mais cette méthode n'accepte qu'une eau relativement propre nécessitant un système de filtre et un entretien

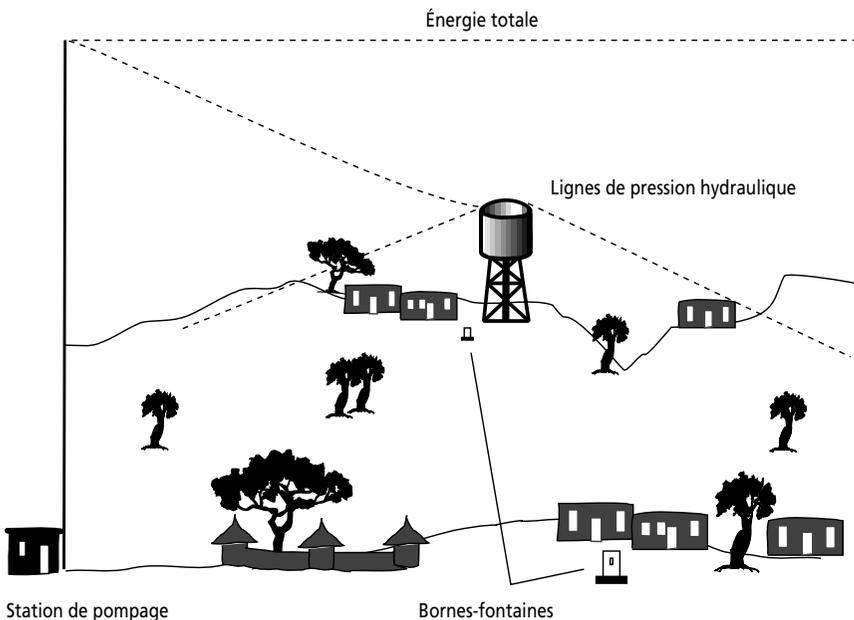
périodique. L'irrigation par aspersion nécessite une pression d'eau très élevée, de l'ordre de 10 à 20 mètres d'eau et demande un volume d'eau important. L'irrigation par inondation est peu adaptée pour le pompage solaire car elle demande un volume d'eau très important durant un laps de temps court.

Pour l'eau domestique, le système de distribution doit non seulement effectuer le transport du réservoir aux usagers, mais également protéger l'eau d'une contamination éventuelle ; le système doit aussi pouvoir assurer la demande en eau selon les besoins des usagers. Un réseau d'eau domestique peut être complexe. S'il est requis pour fournir l'eau courante à plusieurs usagers sur une certaine distance, son dimensionnement est un procédé élaboré qui est habituellement conduit avec l'aide de programmes informatiques et n'est pas du ressort de notre propos.

En pompage solaire, les usagers ont rarement l'eau courante et ils doivent aller chercher l'eau à des bornes-fontaines. Les points de distribution de l'eau sont limités pour ne pas avoir à élever indûment le réservoir de stockage. Un réservoir à une hauteur de 2 à 3 mètres au maximum est normalement suffisant pour distribuer l'eau aux quelques bornes-fontaines près du réservoir d'eau. Lorsque l'eau doit être distribuée sur une certaine distance, un réseau de tuyauterie doit être utilisé et le réservoir devra être suffisamment élevé pour créer une pression permettant de distribuer l'eau à la borne-fontaine la plus éloignée.

Figure 7.4

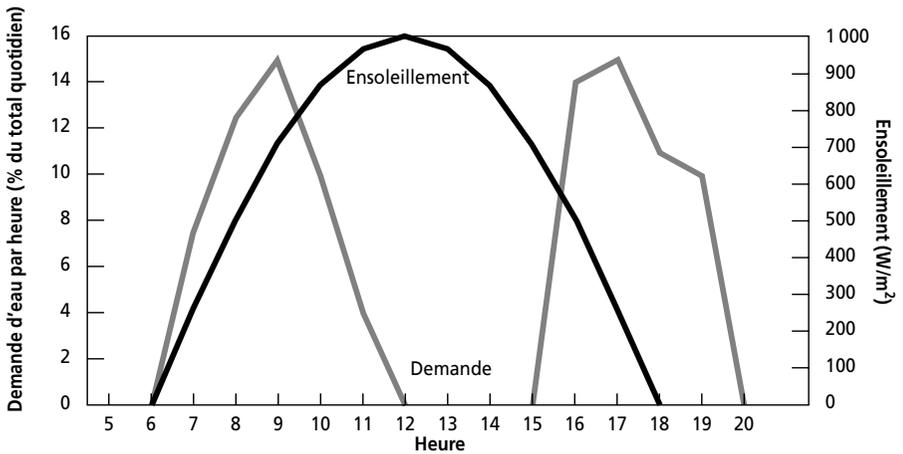
Emplacement d'un réservoir surélevé



Dimensionnement du réservoir

Souvent, le pompage au fil du soleil n'est pas adapté à la demande des usagers. Alors que l'énergie solaire est plus intense au milieu de la journée, les besoins en eau ne sont pas très élevés en cette période. Ainsi, la courbe de débit de l'eau pompée par l'énergie solaire ne coïncide pas avec celle de la demande en eau.

Figure 7.5
Courbes typiques de demande en eau et d'ensoleillement
dans un village de l'Afrique de l'Ouest



Pour cette raison, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être extraite au besoin. Son dimensionnement devra prendre en compte le fait qu'une partie de l'eau requise chaque jour devra être stockée durant la journée, au fur et à mesure que la pompe extrait l'eau.

Le pompage avec batterie permet de faire fonctionner la pompe à la demande, mais l'utilisation d'un réservoir peut également s'avérer nécessaire si la pompe ou le forage sont trop petits pour répondre à une demande instantanée. On fera alors fonctionner la pompe plus longtemps en stockant l'eau dans un petit réservoir suffisamment grand pour absorber la demande maximale en eau de la journée.

Le dimensionnement du réservoir dépend également de la disponibilité de l'eau au cours des jours ou des saisons. Ainsi, en certaines régions, un ensoleillement très constant permet d'estimer un volume d'eau suffisant pour répondre à la demande journalière pour tous les jours et de dimensionner le réservoir pour un maximum d'une journée d'autonomie, parfois même moins. Le volume de stockage est souvent dimensionné entre 60 % et 100 % du volume moyen journalier de l'eau pompée. Par contre, en d'autres régions, la variation d'ensoleillement journalier oblige à choisir un

réservoir suffisamment volumineux permettant de stocker l'eau pendant quelques jours afin de répondre à la demande en tout temps. Par ailleurs, la variation du niveau de la nappe phréatique en certaines saisons oblige à diminuer la vitesse d'extraction de l'eau, allant jusqu'à l'arrêt périodique de la pompe. Il est alors plus intéressant de pomper l'eau de façon constante durant toute la journée et de stocker l'eau pour répondre à la demande au besoin.

Le concepteur devra déterminer la dimension optimale du réservoir d'eau non seulement selon la durée anticipée de stockage pour pallier les variations journalières, mais aussi et surtout selon les besoins des utilisateurs et, bien sûr, selon le coût du système de stockage. Le dimensionnement du réservoir repose donc sur un certain nombre de facteurs qu'il faudra avoir évalués au préalable :

- lorsque la pompe est au fil du soleil, le réservoir doit pouvoir stocker l'eau nécessaire pour la journée, ou au moins pouvoir stocker l'eau fournie par la pompe lorsqu'elle n'est pas sollicitée ;
- le réservoir doit permettre une certaine autonomie durant les journées peu ensoleillées ;
- le réservoir peut permettre de tirer l'eau de façon constante afin de maximiser le débit du forage ou du puits, surtout en période sèche. Ce procédé s'applique particulièrement aux pompes avec batteries ;
- le réservoir doit être surélevé afin de desservir une clientèle éloignée, la dimension du réservoir devient alors critique au niveau coût.

Le réservoir le plus simple et le plus économique énergétiquement consiste en un réservoir peu élevé du sol, près de la pompe. Les utilisateurs doivent alors s'approvisionner à un robinet placé près du réservoir.

Chapitre 8

Analyse économique

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE D'UN SYSTÈME DE POMPAGE permet de dégager deux types d'information, soit les coûts actualisés de la pompe et les coûts annuels qu'elle engendre.

Du point de vue de l'investisseur, les coûts actualisés de la pompe permettent de comparer les coûts entre différentes options. Son importance est liée au fait que certaines options nécessitent de gros investissements de départ et des frais d'exploitation et de maintenance relativement faibles, alors que d'autres présentent la situation inverse. Dans ces conditions, une analyse des coûts devra inclure le coût du financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système de pompage. Cette analyse s'appelle le **calcul des coûts sur la durée de vie (*life cycle cost*)**.

Du point de vue de l'utilisateur, les coûts annuels d'une pompe permettent d'en assurer sa pérennité. La communauté devra engendrer suffisamment de revenus pour payer ces coûts. Trop de systèmes installés sans tenir compte des coûts récurrents sont restés inutilisés au bout de quelques années. Les coûts annuels ne se limitent pas seulement aux frais d'exploitation de la pompe mais doivent également inclure les coûts d'entretien et de maintenance ainsi que les coûts de remplacement des équipements. Éventuellement, les coûts de financement du capital devront être inclus afin d'en assurer une complète viabilité, indépendante d'un financement extérieur. Pour l'instant, parce que l'investissement initial d'un système de pompage, qu'il soit solaire ou autre, est relativement élevé, ce coût initial n'est souvent pas inclus dans les coûts annuels de la pompe.

Dans la première partie de ce chapitre, nous allons montrer comment calculer les coûts d'un système de pompage, du point de vue de l'investisseur. Les coûts d'investissement initiaux, les coûts récurrents et les coûts de

remplacement seront calculés sur la durée de vie du système. Dans la deuxième partie, nous allons calculer le coût de l'eau, tel que les utilisateurs devraient le payer pour assurer la pérennité de leur pompe. Ces coûts incluent les frais d'exploitation, les coûts de remplacement des équipements et les coûts de maintenance. Ces deux derniers coûts sont souvent « oubliés » car ils ne représentent pas des dépenses immédiates. Nous allons proposer deux modes de paiement pour le service de la maintenance de la pompe. Dans la troisième partie, nous présentons une étude comparative, réalisée par les firmes Meridian Corp. et IT Power, entre plusieurs technologies de pompage pour plusieurs HMT et plusieurs débits différents.

CALCUL DU COÛT DE LA POMPE SOLAIRE

Du point de vue d'un investisseur ou d'un financier, le calcul du coût d'une pompe doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer sa viabilité sur une certaine période de temps, ramenés à une valeur actualisée. Ceci permet de comparer les coûts sur une base commune avec d'autres options et ainsi de trouver le choix le plus économique. Le principe de base de cette analyse économique consiste à établir les coûts suivants, en valeur actualisée sur la durée de vie du système :

- coût d'investissement initial de l'installation,
- coûts annuels d'exploitation et de maintenance,
- coûts de remplacement des équipements,
- valeur de rachat du système.

Le choix de la durée de vie du système est normalement lié à la durée de vie maximale de l'équipement principal d'un système. Afin de comparer plusieurs options entre elles, une même durée de vie doit être utilisée, quitte à inclure des remplacements essentiels d'équipement pour certaines options. Dans nos calculs, le choix de la durée de vie économique est lié au fait que la durée de vie estimée des modules photovoltaïques est normalement de 20 ans.

Les autres paramètres importants à considérer lors d'une analyse économique sont les taux d'intérêt permettant de financer les systèmes et les taux d'actualisation de la valeur future des différents coûts. Le taux d'intérêt est souvent fonction du crédit que l'investisseur peut obtenir. Dans les pays en développement, un taux d'intérêt de 10 % est considéré comme relativement bas. Certains bailleurs de fonds pourront évidemment procurer de meilleures conditions d'emprunt afin de favoriser le développement de certaines options. Le taux d'actualisation est, par ailleurs, fonction du taux d'inflation et du taux d'investissement disponible durant la période prévue par l'analyse. La situation économique de chaque pays est différente et le

taux d'investissement n'est pas le même selon le marché. Pour notre propos, nous avons fixé le taux d'inflation à un niveau relativement bas, 3 % et le taux d'investissement à 8 %, nous donnant un taux d'actualisation de 5 %.

Coûts initiaux

Les coûts initiaux comprennent les dépenses effectuées lors de l'installation du système de pompage, c'est-à-dire les composants du système de pompage, leur transport et leur installation, ainsi que les coûts de génie civil associés à une pompe en milieu rural. Ces derniers peuvent inclure le réservoir, le forage (ou le puits) et le système de distribution (bornes-fontaines, canalisations, etc.). Des frais généraux couvrant les frais de conception, de surveillance du chantier et la marge bénéficiaire du vendeur sont également inclus dans les coûts initiaux. Ce sont ces dépenses qui doivent être payées et éventuellement financées par l'acheteur. Le tableau 8.1 présente les différents éléments qui font partie des coûts initiaux pour deux options de pompage.

Tableau 8.1

Éléments faisant partie des coûts initiaux pour deux options de pompage

| Pompage solaire | Pompage avec groupe diesel |
|-------------------------------|-----------------------------|
| Matériel | Matériel |
| – Modules et châssis | – Groupe électrogène |
| – Onduleur (ou convertisseur) | – Boîtier de contrôle |
| – Moteur | – Moteur |
| – Pompe | – Pompe |
| – Tuyau | – Tuyau |
| – Robinetterie | – Robinetterie |
| – Clôture | – Abri |
| | – Réservoir de gaz-oil |
| Transport | Transport |
| Installation (main-d'œuvre) | Installation (main-d'œuvre) |
| Réservoir d'eau | Réservoir d'eau |
| Système de distribution | Système de distribution |
| Forage (ou puits) | Forage (ou puits) |
| Frais généraux | Frais généraux |

Ces frais peuvent être payés en une fois ou par annuités sur une durée plus ou moins longue. Dans le cas du pompage solaire dans les communautés rurales des pays en développement, il n'est pas rare que le coût d'investissement initial soit payé directement par une organisation bienfaitrice ou financé sur la durée de vie du système à des taux d'intérêt avantageux.

Lorsque l'investissement initial est remboursé sur la durée de vie du système, les annuités sont calculées en fonction du remboursement du capital et de l'intérêt selon la formule suivante. Pour les pompes solaires, nous utilisons 20 ans comme durée d'amortissement, représentant la durée de vie du système :

$$V_{\text{ann}} = \frac{V_{\text{init}} (1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

où

V_{ann} = la valeur de l'annuité

V_{init} = le coût initial de l'item

i = le taux d'intérêt bancaire

n = la durée de vie du système

Ainsi, pour notre cas type, le coefficient d'annuité sur une durée de vie de 20 ans sera de :

$$\text{Coeff. annuité} = \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} = \frac{(1+0,1)^{20} \times 0,1}{(1+0,1)^{20} - 1} = 0,1175$$

Le tableau 1 de l'annexe V permet de trouver rapidement le coefficient d'annuité d'un prêt pour des intérêts et des périodes de financement différents.

À noter que l'annuité ainsi calculée devra être ramenée à une valeur actualisée lors de l'analyse des coûts. L'annuité est alors traitée comme un coût récurrent.

Coûts récurrents

Les charges récurrentes peuvent se diviser comme suit :

- **les frais de fonctionnement**
 - rémunérations des fontainiers, gardiens éventuels,
 - dépenses pour petites réparations : fuites d'eau, maçonnerie, etc.,
 - coût (incluant transport) de la source d'énergie extérieure pour les systèmes non autonomes (c'est-à-dire gaz-oil pour un système de pompage diesel) ;

- **les frais d'entretien et de réparation**
 - coût d'intervention du personnel qualifié assurant la maintenance du système et la réparation éventuelle des composants (main-d'œuvre et déplacements);
- **les frais de renouvellement**
 - coût des composants à renouveler durant la durée de vie du système. Pour le pompage solaire, ces composants se limitent à l'onduleur et au groupe motopompe dont les durées de vie sont estimées à 7 ans. Les frais de renouvellement du générateur sont souvent considérés comme nuls sur une durée de vie de 20 ans. Pour le pompage diesel, ces composants incluent, outre le boîtier de contrôle et le groupe motopompe, la génératrice elle-même;
- **les frais de financement**
 - frais annuels lorsque les coûts initiaux doivent être payés par un emprunt à la charge des usagers.

Ces frais interviennent à des moments différents durant la vie du système; ils ont donc des valeurs très différentes de celle qu'elles ont présentement. De plus, alors que certains frais sont plus ou moins périodiques et peuvent être ramenés à des annuités, d'autres charges représentent des dépenses exceptionnelles qui ne se produisent que quelques fois durant la vie du système. L'opération d'actualisation des coûts permet de ramener ces frais sur une base commune en leur donnant une valeur actualisée.

Pour les frais ponctuels, on procède à une actualisation simple de la valeur présente de la composante pour l'année de la dépense. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle de cette dépense par rapport au moment futur où elle sera effectuée.

$$V_{as} = V_{init} (1+t)^{-n}$$

où

V_{as} = la valeur actualisée simple de la composante

V_{init} = la valeur initiale de la composante

t = le taux d'actualisation

n = la durée de vie de la composante

Le tableau 2 de l'annexe V permet de trouver rapidement le coefficient d'actualisation simple pour des valeurs d'actualisation et des durées de vie différentes.

Pour les frais annuels, on procède à une actualisation uniforme de cette valeur annuelle pour la durée de vie du système. Ce calcul permet de ramener la valeur des annuités à une valeur actualisée globale. La formule suivante

permet de calculer la valeur actuelle des annuités et est appelée formule d'actualisation uniforme :

$$V_{au} = \frac{V_{ann} (1 - (1+t)^{-n})}{t}$$

où

V_{au} = la valeur actualisée uniforme de l'annuité

V_{ann} = la valeur initiale de l'annuité

t = le taux d'actualisation

n = la durée de vie du système

Le tableau 3 de l'annexe V permet de trouver rapidement le coefficient d'actualisation uniforme pour des valeurs d'actualisation et des durées de vie différentes.

Évaluation des coûts du système de pompage

Le calcul des coûts sur la durée de vie du système de pompage permet de comparer différentes options de pompage. L'évaluation de ces coûts par rapport au volume d'eau pompée donne une indication de leur viabilité par rapport au service qu'elles fourniront. Afin de déterminer le coût sur la durée de vie des différentes options, les données suivantes sont nécessaires :

Paramètres économiques

1. Taux d'intérêt (i)
2. Taux d'investissement (inv)
3. Taux d'inflation (inf)
4. Taux d'actualisation net (2-3) (t)
5. Taux d'inflation du gaz-oil (inf_d)
6. Taux d'actualisation du gaz-oil (5-3) (t_d)

Paramètres de fonctionnement

1. Type de système de pompage
2. Durée de vie du système en années
3. HMT en mètres
4. Volume d'eau requis par jour en m^3/j
5. Population desservie
6. Ensoleillement en kWh/m^2-j
7. Puissance du générateur PV
8. Puissance du groupe électrogène (ou source d'appoint)

Coûts et durée de vie (ou période) des composants

1. Investissement initial ou annuités
2. Remplacement des composants
3. Frais annuels de fonctionnement (salaire, etc.)
4. Coût annuel de la maintenance
5. Coût annuel de la source d'énergie extérieure
6. Valeur de rachat des équipements à la fin de la période

Une feuille de calcul en annexe V permet de calculer rapidement la valeur actualisée des différents coûts associés à un système de pompage solaire. Cette feuille permet également de ramener la valeur du coût du système par rapport à la puissance du générateur ou par rapport au volume pompé durant la période de la durée de vie. À noter que cette dernière valeur n'est fournie qu'à titre indicatif. Nous verrons, à la deuxième partie de ce chapitre, les paramètres additionnels qui peuvent influencer le coût de l'eau payé par le consommateur.

Pour aider à comprendre cette feuille de calcul, nous avons calculé la valeur actualisée de deux exemples de systèmes de pompage dans les mêmes conditions de fonctionnement.

Nous renvoyons le lecteur aux sections précédentes, ou aux tableaux 1 à 3 de l'annexe V, pour le calcul des différents coefficients d'amortissement et d'actualisation.

Les deux exemples choisis relèvent de cas réels installés aux coûts indiqués, au Burkina Faso. Les deux systèmes de pompage ont été installés en périphérie de Ouagadougou, la capitale du Burkina Faso. L'électricité et le service d'aqueduc ne sont pas encore disponibles en plusieurs endroits de la périphérie de la ville, ce qui est le cas dans plusieurs villes des pays en développement.

Afin de comparer le coût réel des différentes options, nous avons inclus dans notre analyse une annuité pour l'achat et l'installation des équipements de pompage, alors que ceux-ci sont à la charge de l'État au Burkina Faso, celui-ci payant normalement pour les installations de pompage. Par contre, nous n'avons pas inclus les coûts du réservoir, du forage, ni du système de distribution de l'eau, celui-ci étant d'une part identique pour les deux systèmes et d'autre part payé par l'État dans la plupart des pays en développement.

D'autre part, nous avons également exclu les frais pour la vente de l'eau. Par exemple, le Burkina Faso exige un montant de 0,17 \$US/m³ pour l'entretien du forage et du réservoir et elle oblige le fontainier à vendre l'eau à un tarif fixe de 0,48 \$US/m³ au niveau de la pompe. Cette pratique est propre au Burkina Faso, même si plusieurs pays fixent le prix de l'eau pour l'ensemble de leur territoire. Dans le cas du Burkina Faso, le coût de l'eau fixé par l'État sera donc de 0,31 \$US/m³.

L'analyse des coûts nous indique trois points importants :

- Le coût du m³, peu importe l'option, est très élevé si l'on doit inclure les coûts d'investissement initiaux. Dans ces conditions, les systèmes de pompage ne sont pas viables au prix fixé par l'État.
- Le coût du m³ avec le système solaire est moins élevé que celui avec la pompe alimentée par groupe diesel, et ce pour des petites puissances. Nous verrons à la troisième partie une étude comparative poussée entre différentes technologies.
- Les coûts récurrents peuvent être très importants, même pour les systèmes solaires.

Tableau 8.2

Exemple 1 : cas d'une pompe solaire de dimension moyenne (1 440 Wc)**Calcul économique pour la durée de vie du système****Description du projet Pompe solaire au fil du soleil**

| | | | |
|-----------------------------|----------|-------------------|---------------------------|
| Durée de vie du système | 20 ans | Ensoleill. | 5,5 kWh/m ² -j |
| Puissance du générateur PV | 1 440 Wc | HMT | 40 m |
| Production journ. d'énergie | kWh | Volume d'eau j | 15 m ³ /j |
| Production ann. d'énergie | kWh | Volume d'eau ann. | 5 475 m ³ /an |
| Capacité batterie | non Ah | Population | 1 200 hab. |
| Puissance du génér. diesel | non kVA | Monnaie | \$US |

Paramètres économiques

| | | | |
|----------------------------|------|---------------------------------------|-----|
| 1. Taux d'intérêt (i) | 10 % | 4. Taux d'actualisation net (2-3) (t) | 5 % |
| 2. Taux d'investiss. (inv) | 8 % | 5. Taux d'inflation du gaz-oil (infg) | 6 % |
| 3. Taux d'inflation (inf) | 3 % | 6. Taux d'actual. du g-o (5-3) (tg) | 3 % |

| Poste | Durée de la période | Valeur présente | Coeff. pour annuité (tabl. 1) | Coeff. d'actual. simple (tabl. 2) | Coeff. d'actual. uniforme (tabl. 3) | Valeur actualisée |
|---|---------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| | n | V | $i^*(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$ | $1 / (1+t)^n$ | $1 - (1+t)^{-n} / t$ | Va |
| 1. Coût initial | | | | | | |
| Coût des composantes | | 16 585 \$ | | | | |
| – Paiement unique | 0 | | | 1,000 | | |
| – Annuités | 20 | 1 948 \$ | 0,117 | | 12 462 | 28 854 \$ |
| Transport et installation | 0 | 1 200 \$ | | 1,000 | | 1 200 \$ |
| 2. Exploitation et maintenance | | | | | | |
| Coût d'exploitation | 20 | 610 \$ | | | 12 462 | 7 602 \$ |
| Coût de maintenance | 20 | 390 \$ | | | 12 462 | 4 860 \$ |
| Autres coûts | | | | | | |
| 3. Coût de l'énergie d'appoint | | | | | | |
| Coût du gaz-oil (annuel) | | | | | | |
| Coût de l'électricité (annuel) | | | | | | |
| 4. Remplacement (incluant temps et transport) | | | | | | |
| Pompe | 7 | 1 350 \$ | | 0,711 | | 959 \$ |
| Pompe | 14 | 1 350 \$ | | 0,505 | | 682 \$ |
| Onduleur | 7 | 1 450 \$ | | 0,711 | | 1 030 \$ |
| Onduleur | 14 | 1 450 \$ | | 0,505 | | 732 \$ |
| 5. Valeur de rachat -10 % | 20 | -1 659 \$ | | 0,377 | | -625 \$ |
| Coût actualisé | Postes (1+2+3+4+5) | | | | | 45 295 \$ |
| Coût par Wc | | | | | | 31,45 \$ |
| Coût de l'eau par m ³ | | | | | | 0,41 \$ |

Tableau 8.3
Exemple 2: cas de la pompe alimentée
par un petit groupe électrogène diesel

Calcul économique pour la durée de vie du système

| Description du projet | Pompe alimentée par groupe électrogène diesel | | |
|-------------------------------|---|----------------|---------------------------|
| Durée de vie du système | 20 ans | Ensoleill. | 5,5 kWh/m ² -j |
| Puissance du générateur PV | Wc | HMT | 40 m |
| Production journ. d'énergie | kWh | Vol. d'eau j | 15 m ³ |
| Production annuelle d'énergie | kWh | Vol. d'eau an. | 5 475 m ³ |
| Capacité batterie | non Ah | Population | 1 200 hab. |
| Puissance du génér. diesel | 7,5 kVA | Monnaie | \$US |

Paramètres économiques

| | | | |
|----------------------------------|------|---|-----|
| 1. Taux d'intérêt (i) = | 10 % | 4. Taux d'actualisation net (2-3) (t) = | 5 % |
| 2. Taux d'investissement (inv) = | 8 % | 5. Taux d'inflation du gaz-oil (infg) = | 6 % |
| 3. Taux d'inflation (inf) = | 3 % | 6. Taux d'actualisation du gaz-oil (5-3) (tg) = | 3 % |

| Postes | Durée de la période | Valeur présente | Coef. pour annuité | Coef. d'actual. simple | Coef. d'actual. uniforme | Valeur actualisée |
|---|---------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------------|-------------------|
| | | | (tabl. 1) | (tabl. 2) | (tabl. 3) | |
| | n | V | $i \cdot (1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$ | $1 / (1+t)^n$ | $1 - (1+t)^{-n} / t$ | Va |
| 1. Coût initial | | | | | | |
| Coût des composantes | | 9 240 \$ | | | | |
| – Paiement unique | 0 | | | 1,000 | | |
| – Annuités | 20 | 1 085 \$ | 0,117 | | 12,462 | 16 075 \$ |
| Transport et installation | 0 | 2 100 \$ | | 1,000 | | 2 100 \$ |
| 2. Exploitation et maintenance | | | | | | |
| Coût d'exploration | 20 | 610 \$ | | | 12,462 | 7 602 \$ |
| Coût de maintenance | 20 | 500 \$ | | | 12,462 | 6 231 \$ |
| Autres coûts (huile) | 20 | 250 \$ | | | 12,462 | 3 116 \$ |
| 3. Coût de l'énergie d'appoint | | | | | | |
| Coût du gaz-oil (annuel) | 20 | 1 370 \$ | | | 12,462 | 17 073 \$ |
| Coût de l'électricité (an.) | | | | | | |
| 4. Remplacement (incluant temps et transport) | | | | | | |
| Pompe | 7 | 1 350 \$ | | 0,711 | | 959 \$ |
| Pompe | 14 | 1 350 \$ | | 0,505 | | 682 \$ |
| Réparation GPM | 3 | 1 500 \$ | | 0,864 | | 1 296 \$ |
| Réparation GPM | 7 | 2 700 \$ | | 0,711 | | 1 919 \$ |
| Remplacement GPM | 10 | 7 500 \$ | | 0,614 | | 4 604 \$ |
| Réparation GPM | 13 | 1 500 \$ | | 0,530 | | 795 \$ |
| Remplacement GPM | 17 | 2 700 \$ | | 0,436 | | 1 178 \$ |
| 5. Valeur de rachat | | | | | | |
| -10 % | 20 | -924 \$ | | 0,377 | | -348 \$ |
| Coût actualisé | | Composantes (1+2+3+4+5) | | | | 63 282 \$ |
| Coût par VA installé | | | | | | 8,44 \$ |
| Coût de l'eau par m ³ | | | | | | 0,58 \$ |

LE COÛT DE L'EAU SOLAIRE

L'échec des politiques de gratuité de l'eau en milieu rural, constaté particulièrement dans l'ensemble des pays sahéliens, est dû principalement à l'impossibilité pour les États de devoir supporter *ad aeternam* les charges de maintenance et d'exploitation des équipements d'exhaure (diesel ou solaire). Un tel contexte où tout est à la charge de l'État n'est pas de nature à favoriser la pérennité des équipements dans la phase « post-projet ». En effet, les services de maintenance de l'administration, faute de moyens (déplacements, pièces de rechange, etc.), deviennent inopérants à la fin des projets.

Ce constat d'échec, associé à la volonté politique de désengagement des États, a favorisé la mise en place de politiques de transfert progressif de responsabilité de l'administration vers les populations bénéficiaires. L'objectif était d'assurer la pérennité du programme par la mise en place des conditions favorables à une autonomie des points d'eau : la prise en charge des coûts récurrents et des charges d'exploitation des équipements par les bénéficiaires.

L'installation de n'importe quel type de pompe demande un investissement à long terme. Les systèmes de pompage par groupe électrogène diesel coûtent cher à l'achat et leurs frais d'exploitation et de maintenance sont souvent trop difficiles à assumer pour les communautés rurales des pays en développement. L'utilisation d'une pompe solaire peut sembler, de prime abord, une solution aux problèmes de financement auxquels doivent faire face ces villages. La pompe solaire coûte cher, surtout en capital, et il est relativement facile d'obtenir des fonds initiaux pour faire ce genre de projet. Néanmoins, même les pompes solaires ont des charges récurrentes non négligeables et la prise en charge complète est nécessaire pour assurer la pérennité du système.

Un projet vraiment durable doit nécessairement pouvoir s'autosuffire, c'est-à-dire que les revenus engendrés par une activité comme la vente de l'eau doivent pouvoir combler, au minimum, son exploitation et son entretien. Dans le meilleur des cas, l'amortissement des composants sur leur durée de vie doit également être prévu afin de prévoir les fonds nécessaires pour les remplacer à la fin de leur vie utile. Ces coûts d'amortissement additionnés aux coûts des charges récurrentes permettront d'assurer la viabilité de la pompe.

Couverture des charges récurrentes

Nous avons vu que les charges récurrentes se divisent principalement en frais de fonctionnement, en frais d'entretien et de réparation et en frais de renouvellement des composants. L'utilisation de l'eau par un groupe restreint

d'utilisateurs doit assurer, au minimum, le paiement de ces charges récurrentes. La production journalière de la pompe doit donc être valorisée : l'eau doit être vendue. Celle-ci peut être vendue directement au mètre cube (ou à la bassine) ou en exigeant une cotisation annuelle (ou mensuelle) des utilisateurs.

Quel que soit le mode de valorisation choisi, très souvent dans la phase de sélection des villages, il est demandé une contribution initiale avant l'installation de la pompe. L'épargne accumulée avec cette contribution initiale devra consolider les recettes de la vente de l'eau dès la mise en exploitation de la station de pompage.

En contrepartie, l'effort financier exigé aux populations doit leur garantir un service : un approvisionnement continu en eau.

Nous allons voir dans les deux sections suivantes comment articuler une stratégie durable de l'eau.

Stratégies de SAV

Toute politique de vente de l'eau doit être soutenue par la mise en place d'un service après-vente (SAV) efficace prenant en charge la maintenance des équipements installés. Les principales stratégies de SAV retenues pour les stations de pompage solaire sont les suivantes :

Stratégie n° 1 : le contrat d'entretien en garantie totale

Cette stratégie est celle qui est prévue initialement par le Programme régional solaire (PRS) du Comité inter-États de Lutte contre la Sécheresse au Sahel (CILSS). Ce programme est le plus grand programme d'installation de pompes solaires à un niveau régional. La stratégie de SAV du PRS repose sur la démarche suivante : le risque technique de panne étant très faible, il est possible de demander au fournisseur, par l'entremise de son représentant local, de garantir le fonctionnement de la pompe solaire pour un montant forfaitaire annuel couvrant pièces, main-d'œuvre et déplacements.

Le tableau ci-après indique le montant des contrats en garantie totale du PRS au Burkina Faso, au Niger et au Tchad pour trois types de pompes :

Tableau 8.4
Coût annuel des contrats SAV pour quelques pays sahéliens
(1 \$US = 500 FCFA)

| Type de pompe | Burkina Faso | Niger | Mali | Tchad |
|---------------------|--------------|---------|---------|---------|
| | FCFA | FCFA | FCFA | FCFA |
| P4 (1 440-1 575 Wc) | 205 290 | 142 500 | 327 500 | 216 500 |
| P5 (2 520 Wc) | 250 000 | 150 500 | 367 500 | 337 500 |
| P6 (3 240-3 600 Wc) | 264 800 | 176 000 | 402 500 | 592 500 |

Ces coûts de contrat intègrent dans leur structure les aspects ci-dessous :

- la mise en place et le fonctionnement d'une structure (personnel, moyens techniques et logistiques) capable d'intervenir en moins de 48 heures en cas de panne ;
- le maintien d'un stock permanent de pièces détachées ;
- le remplacement gratuit de tout composant défectueux pendant la durée du contrat ;
- l'exécution d'une à deux visites de routine par an, destinée à l'entretien préventif et aux mesures de contrôle ;
- l'intervention sur appel des comités de points d'eau dans un délai de 48 heures, en cas de panne subite.

Le point le plus important à retenir est que l'entreprise contractante s'engage à remplacer tous les composants défectueux pendant la durée du contrat, ***incluant les composants principaux (onduleurs, motopompes, modules)***. Ce contrat est établi normalement pour la première période d'exploitation de cinq ans, au coût indiqué au tableau 8.4. Il permet de diminuer les risques d'arrêt prolongé de la pompe durant cette période critique où les utilisateurs n'ont pas amassé suffisamment de fonds pour payer une grosse réparation.

Comme le risque de remplacement de ces composants durant cette période est néanmoins assez faible, l'entreprise contractante devra pouvoir réaliser une certaine marge de profit si ce risque est réparti sur plusieurs unités.

Pour les périodes d'exploitation subséquentes, un contrat du même type pourra être établi, mais celui-ci devra inclure les coûts de remplacement des composants dont la durée de vie arrivera à échéance. Les fonds nécessaires à ces remplacements sont déjà prévus à l'intérieur des charges récurrentes et les utilisateurs pourront décider de ne payer qu'au moment du remplacement de l'équipement ou l'inclure dans le coût du nouveau contrat de SAV.

Tableau 8.5
Cas du SAV en garantie totale

| Avantages | Inconvénients |
|--|---|
| Pour les usagers | |
| <ul style="list-style-type: none"> • caractère forfaitaire de la garantie; tous les risques techniques sont couverts • délai d'intervention très bref en cas de panne • clarté des échéances de paiements • durée de la garantie exceptionnellement longue pour le milieu rural: 5 ans | <ul style="list-style-type: none"> • décalage entre le coût du SAV et la fiabilité des pompes; les utilisateurs vont facilement être amenés à penser qu'ils payent pour rien |
| Pour l'entreprise | |
| <ul style="list-style-type: none"> • recettes régulières, permettant de financer sans difficultés de trésorerie l'activité SAV • contrôle technique permanent des installations | <ul style="list-style-type: none"> • risques de répétition d'appels non justifiés entraînant une rupture de l'équilibre financier du SAV |

Stratégie n°2 : facturation à l'intervention

C'est la stratégie employée au Mali pour le programme Mali Aqua-Viva. Si une panne survient, le village fait appel à un centre d'intervention privé qui effectue la réparation et adresse au village la facture. Toute nouvelle intervention de l'entreprise est subordonnée au paiement de la dernière facture.

Les coûts pour cette maintenance se décomposent comme suit:

- Déplacements: 175 à 200 FCFA (0,35 à 0,40 \$US) le km
- Main-d'œuvre: 25 000 à 30 000 FCFA (50 à 60 \$US) par jour
- Durée d'intervention moyenne: 2 jours

Le coût des pièces doit être assumé par le village en cas de nécessité de remplacement. Un onduleur coûte entre 700 000 et 950 000 FCFA (1 400 à 1 900 \$US) alors qu'un groupe motopompe coûte entre 550 000 et 750 000 FCFA (1 100 à 1 500 \$US). À ces coûts, il faut ajouter le temps d'intervention, qui peut être assez long pour la motopompe.

Tableau 8.6
Cas de la facturation à l'intervention

| Avantages | Inconvénients |
|---|---|
| Pour les usagers | |
| <ul style="list-style-type: none"> • clarté du contrat, on ne paie que s'il y a une panne | <ul style="list-style-type: none"> • coût très élevé de l'intervention s'il faut changer un composant |
| Pour l'entreprise | |
| <ul style="list-style-type: none"> • pas de risque de déplacement à pertes puisque celui-ci est facturé même en cas de fausse alerte | <ul style="list-style-type: none"> • recettes irrégulières, voire inexistantes durant les premières années, rendant impossible la mise sur pied d'un SAV |

Ces deux stratégies montrent l'importance de prévoir les coûts de remplacement des composants principaux. Dans le premier cas, le programme de garantie totale permet aux usagers d'amasser les fonds nécessaires aux remplacements sans avoir à courir le risque que leur système de pompage ne tombe en panne avant qu'ils aient eu le temps d'accumuler suffisamment d'argent. De plus, la présence périodique du technicien au SAV les incitera à respecter leur obligation financière. Dans le deuxième cas, le village devra prévoir une certaine source de crédit, possiblement auprès du préposé au SAV au cas où un des composants devrait être remplacé avant que les fonds soient suffisants pour le couvrir.

Éléments de tarification

Contrairement à ce que l'on pourrait penser, les usagers ruraux sont parfaitement conscients de la notion de service. Le meilleur exemple est l'existence, dans certaines campagnes, de porteurs d'eau qui sont rémunérés pour assurer un service: le transport de l'eau à domicile. Vendre l'eau, c'est offrir un service d'approvisionnement continu en eau à la collectivité.

À l'heure actuelle, il n'existe aucune tarification définitive de l'eau en milieu rural. Les éléments ci-dessous constituent une base de discussion pour faire avancer la réflexion sur l'élaboration d'une politique viable de l'eau en milieu rural.

Sur la base du modèle de maintenance retenu et du type de pompe installé, il est possible de déterminer les ressources minimales qui doivent être dégagées pour garantir la prise en charge d'un service après-vente (SAV) adéquat répondant aux besoins de la collectivité.

Les études de cas suivants indiquent le prix que les utilisateurs devraient payer pour un contrat de service après-vente en garantie totale (stratégie PRS), soit en vendant l'eau au mètre cube, soit en demandant une cotisation mensuelle des utilisateurs.

La vente au volume

Reprenons l'exemple de la station de pompage solaire type mentionnée à la section Calcul du coût de la pompe solaire. Dans le calcul économique, nous avons considéré les charges récurrentes suivantes :

- frais d'exploitation (fontainier et gardien) incluant petit entretien : 610 \$US;
- coût du SAV (garantie totale sur 20 ans, le coût de remplacement des équipements est couvert par le SAV mais les annuités de remplacement sont versées au responsable du SAV) : 390 \$US;
- remplacement des équipements tous les 7 ans : pompe : 1 350 \$US, onduleur : 1 450 \$US et après 20 ans : modules : 10 080 \$US.

Le débit de la pompe est de 15 m³ par jour en moyenne. En considérant que l'eau est vendue au volume, le prix du mètre cube d'eau vendu devra être fixé afin de couvrir au minimum les charges récurrentes. Dans le cas type, nous considérons que les coûts initiaux ne sont pas à la charge des usagers mais ceux-ci devront néanmoins remplacer le générateur solaire à la fin de sa vie utile afin d'assurer un service continu.

Si la totalité de l'eau est vendue, le prix du mètre cube d'eau serait de 0,18 \$US (voir tableau 8.7).

Tableau 8.7
Coût du m³ d'eau couvrant les charges récurrentes

| Postes | Durée de la période | Valeur présente | Coef. pour annuité (tabl. 1) | Coef. d'actual. simple (tabl. 2) | Coef. d'actual. uniforme (tabl. 3) | Valeur actualisée |
|---|---------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------|
| | n | V | $\frac{i*(1+i)^n}{((1+i)^n)-1}$ | $1/(1+t)^n$ | $\frac{1-(1+t)^{-n}}{t}$ | Va |
| 1. Coût initial | | | | | | |
| Coût des composantes | | 0 \$ | | | | |
| – Paiement unique | 0 | | | 1,000 | | |
| – Annuités | 20 | 0 \$ | 0,117 | | 12,462 | 0 \$ |
| Transport et installation | 0 | 0 \$ | | 1,000 | | 0 \$ |
| 2. Exploitation et maintenance | | | | | | |
| Coût d'exploitation | 20 | 610 \$ | | | 12,462 | 7 602 \$ |
| Coût de maintenance | 20 | 390 \$ | | | 12,462 | 4 860 \$ |
| Autres coûts (huile) | | | | | | |
| 3. Coût de l'énergie d'appoint | | | | | | |
| Coût du gaz-oil (annuel) | | | | | | |
| Coût de l'électricité (an.) | | | | | | |
| 4. Remplacement (incluant temps et transport) | | | | | | |
| Pompe | 7 | 1 350 \$ | | 0,711 | | 959 \$ |
| Pompe | 14 | 1 350 \$ | | 0,505 | | 682 \$ |
| Onduleur | 7 | 1 450 \$ | | 0,711 | | 1 030 \$ |
| Onduleur | 14 | 1 450 \$ | | 0,505 | | 732 \$ |
| (en incluant le remplacement des modules après 20 ans, on assure la survie de la station) | | | | | | |
| Modules | 20 | 10 080 \$ | | 0,377 | | 3 799 \$ |
| 5. Valeur de rachat | | | | | | |
| -10 % | 20 | 0 \$ | | 0,377 | | 0 \$ |
| Coût actualisé | | Composantes (1+2+3+4+5) | | | | 19 665 \$ |
| Coût par Wc | | | | | | 13,66 \$ |
| Coût de l'eau par m ³ | | | | | | 0,18 \$ |

Comme il est peu probable que la quantité d'eau pompée soit totalement vendue durant toute l'année, il faudra estimer la part d'eau qui sera effectivement vendue. Par exemple, en prenant pour hypothèses que 30 %, 40 % ou 60 % de l'eau pompée sera effectivement vendue, nous obtenons les prix du mètre cube suivants :

- Hypothèse 30 % : 0,60 \$US/m³
- Hypothèse 40 % : 0,45 \$US/m³
- Hypothèse 60 % : 0,30 \$US/m³

Pour des quantités d'eau vendues à plus de 40 % de la production journalière de la pompe, le prix du mètre cube se situe donc à moins de 0,50 \$US. Ce prix permet d'obtenir les ressources financières nécessaires pour la prise en charge du SAV.

La faisabilité ne se situe plus au niveau économique mais elle est plutôt organisationnelle : la clé du succès réside dans la capacité de la communauté villageoise à s'organiser pour assurer une gestion rigoureuse du point d'eau, notamment :

- vendre effectivement l'eau, au minimum 40 % de la production ;
- éviter les pertes en eau aux différents points de desserte ;
- verser régulièrement les produits de la vente dans un compte d'épargne ouvert à cet effet dont l'usage sera destiné exclusivement au SAV.

Le système de vente au mètre cube reste plus adapté dans les cas suivants :

- existence d'un bon niveau d'organisation des villageois ;
- existence de sources d'eau concurrentes dans le village, notamment les puits traditionnels ou les forages équipés de pompe manuelle : l'eau de la station solaire sera utilisée essentiellement pour les besoins alimentaires (boisson et cuisson).

Perspectives : confier la gestion et l'exploitation de la station de pompage à un exploitant privé constitue une voie à explorer. Par ce système de concession, l'exploitant privé s'occupe de la maintenance, soit directement, soit en relation avec une structure spécialisée.

La cotisation

Dans le cas de la cotisation, tout le village a accès à l'eau à partir du moment où chaque famille s'acquitte de sa cotisation mensuelle pour couvrir les coûts récurrents que nous avons mentionnés plus haut. En reprenant l'exemple ci-dessus, nous calculons que le coût mensuel de l'eau pour assurer la pérennité de la pompe est de $0,18 \text{ \$US} \times 15 \text{ m}^3/\text{j} \times 30 \text{ j}$ ou de 81 \$US par mois. La consommation moyenne d'eau en milieu rural se situe entre 15 et 20 litres par personne par jour. L'expérience du PRS montre qu'une base de 15 l/pers/j est tout à fait satisfaisante pour les besoins alimentaires en milieu rural. En supposant que la station doive subvenir aux besoins en eau de 1 000 à 1 200 personnes ou encore pour 100 familles, la cotisation mensuelle serait en moyenne de 0,81 \$US par famille par mois.

L'application de ce principe est viable dans les petits villages ayant une très forte cohésion sociale. Il est évident que, si une partie de la population manque à son devoir de cotisation, le fonctionnement de la pompe sera mis en péril. De plus, parce que l'eau n'est pas redevable au volume, une tendance au gaspillage pourrait être constatée.

Le tableau suivant résume les points significatifs des deux modes de vente de l'eau. Une utilisation judicieuse des deux modes permet d'assurer un minimum de revenu garanti (cotisation) tout en valorisant tout surplus d'eau (vente au volume).

Tableau 8.8
Comparaison des deux modes de vente de l'eau

| Mode de vente | Avantages | Inconvénients |
|---------------|--|---|
| Cotisation | <ul style="list-style-type: none"> • simplicité de la gestion • recette garantie si chaque foyer paie la cotisation • moins de charges d'exploitation | <ul style="list-style-type: none"> • difficulté de contrôle des consommations • risque de gaspillage de l'eau |
| Volume | <ul style="list-style-type: none"> • toute consommation est payée : garantie de recette • la couverture des besoins du village peut être partielle | <ul style="list-style-type: none"> • charges supplémentaires (fontainiers) • forte variation saisonnière de la consommation |

COMPARAISON AVEC LES SYSTÈMES DE POMPAGE CONCURRENTS

Une étude a été réalisée par Meridian Corp. et IT Power Ltd. en 1990 afin de comparer le coût du pompage solaire par rapport aux options conventionnelles de pompage au Mali. L'analyse a été effectuée pour déterminer dans quelles conditions les plus bas coûts de revient peuvent être obtenus pour chaque technologie. Bien que les coûts de chaque technologie aient évolué par rapport au moment de l'étude, ceux-ci restent néanmoins assez similaires, exception faite du pompage solaire qui est environ 30 % moins cher en 1997. Nous n'avons pas modifié les données de l'étude, ceci pouvant être fait par le lecteur.

Les méthodes de pompage évaluées par l'étude ont été la pompe à main, l'utilisation de chameaux, la pompe diesel et la pompe solaire photovoltaïque. L'analyse a considéré l'eau puisée à des profondeurs de 15, 25, 40 et 50 mètres. L'échelle de population du village type s'étend de 100 à 2 000 personnes. La consommation d'eau se situe à 20 litres/personne/jour, 40 litres/vache/jour et 7 litres/chèvre/jour. Dix personnes forment une famille qui possède cinq vaches et cinq chèvres chacune. La demande totale en eau représente donc 43,5 litres/personne/jour.

Résultats de l'étude

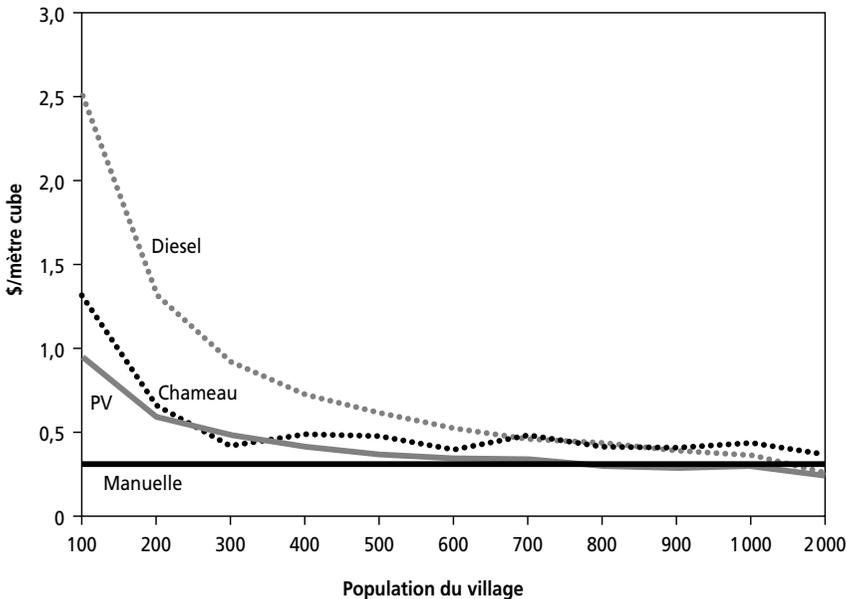
Les ânes et les chameaux sont utilisés pour pomper de grandes quantités d'eau, ou pour puiser l'eau à de grandes profondeurs difficilement accessibles

avec une pompe à main. Les pompes à main ou à pied sont généralement utilisées lorsque le niveau de l'eau n'excède pas 40 mètres de profondeur. Les pompes diesel sont habituellement utilisées pour les grands besoins en eau à grande profondeur.

La figure 8.1 montre les coûts comparatifs pour un niveau d'eau à 15 mètres de profondeur. La pompe à main offre les plus bas coûts pour une population de moins de 1 000 habitants. Pour plus de 1 000 habitants, la pompe solaire devient un petit peu plus avantageuse que la pompe à main, avec un coût d'exploitation de 0,25 \$/m³.

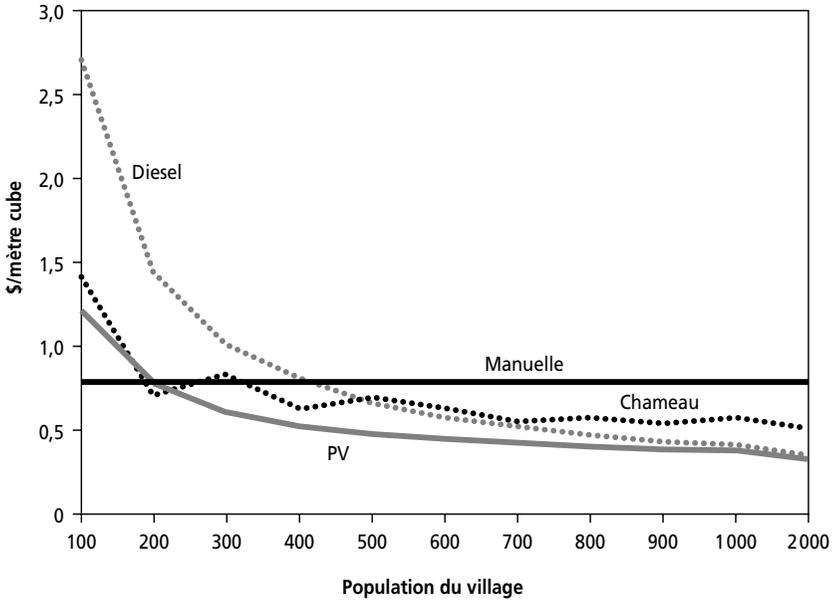
Figure 8.1

Coûts comparatifs pour le pompage à 15 mètres



La figure 8.2 montre une comparaison de coûts pour une profondeur de 25 mètres. La pompe photovoltaïque offre les plus bas coûts pour une population de plus de 250 habitants. À plus grande échelle, les coûts de la pompe diesel approchent ceux de la pompe solaire. Jusqu'à 200 habitants, le pompage solaire et l'utilisation des chameaux représentent sensiblement les mêmes coûts. Pour les gros villages, l'utilisation des pompes manuelles représente environ le double des coûts des pompes solaires.

Figure 8.2
Coûts comparatifs pour le pompage à 25 mètres



La figure 8.3 compare les coûts pour le niveau d'eau à 40 mètres de profond. La pompe manuelle coûte beaucoup plus cher que toutes les autres méthodes de pompage. La pompe solaire et l'utilisation des chameaux représentent des coûts similaires pour un village jusqu'à 300 personnes. Pour les villages plus peuplés, le pompage PV représente les plus bas coûts. Lorsque la population du village excède 2 000 habitants, les pompages diesel et photovoltaïque offrent sensiblement les mêmes coûts.

La figure 8.4 compare les coûts de pompage du solaire, de l'utilisation de chameaux et de l'utilisation du diesel à une profondeur de 50 mètres. Pour moins de 150 habitants, le chameau offre les plus bas coûts. Le pompage solaire offre les meilleurs coûts pour des villages de 150 à 1 000 habitants et le pompage diesel rejoint les mêmes coûts que le solaire pour les villages de plus de 1 000 habitants.

Figure 8.3
Coûts comparatifs pour le pompage à 40 mètres

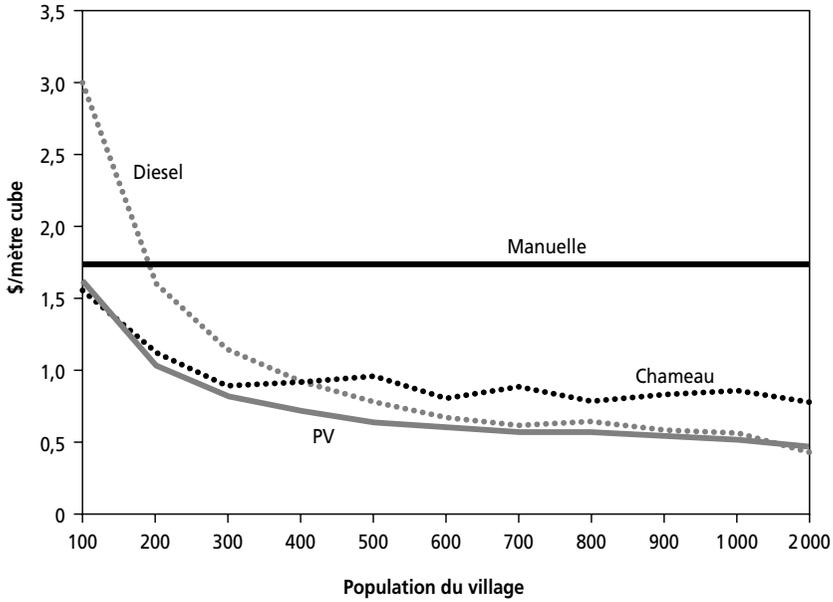
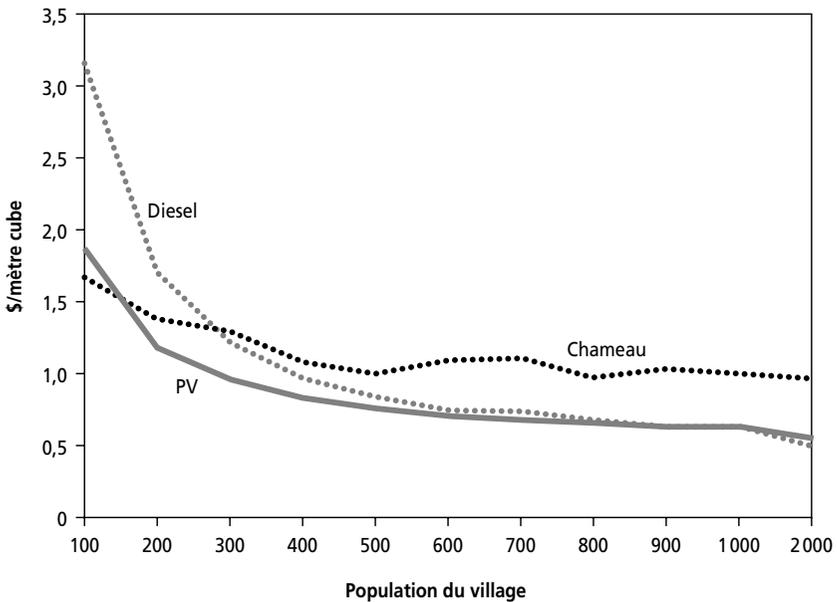


Figure 8.4
Coûts comparatifs pour le pompage à 50 mètres



Considérations supplémentaires

Lorsque l'on compare le pompage solaire avec la pompe manuelle, les coûts du forage deviennent des facteurs importants. Les coûts de forage sont sensiblement les mêmes, indépendamment du type de pompe utilisée et sont souvent payés par des organisations donatrices qui ne comparent pas nécessairement les coûts de pompage. En réalité, les ressources financières pour les forages sont limitées, et le nombre de villageois pouvant être desservis par un forage affecte en fin de compte le coût de revient « par personne » du système. Par exemple, si une pompe manuelle et une station photovoltaïque nécessitent chacune un forage de 10 000 \$, le coût du forage par personne représente 50 \$ pour la pompe manuelle desservant 200 personnes, alors qu'il est de 10 \$ pour la pompe solaire desservant 1 000 personnes. Dans ce cas, les ressources financières du donateur allouées au forage peuvent être allongées de façon significative.

L'annexe V présente les paramètres utilisés et le calcul détaillé utilisé lors des analyses comparatives de coût. Deux paramètres sont particulièrement importants :

1. Seuls les coûts de pompage d'eau sont inclus, les coûts de l'utilisateur pour recueillir l'eau et la transporter ne sont pas compris. La recherche de la Banque Mondiale a démontré que ces coûts sont importants et que, même en leur imputant une valeur aussi basse que 0,25 \$ par jour (\$US), ceux-ci peuvent, par exemple, être plus importants que le coût initial d'une pompe manuelle.
2. L'analyse du système de pompage solaire a été effectuée en considérant le mois offrant les pires conditions d'ensoleillement. En pratique, la quantité d'eau fournie par ces systèmes devrait excéder les quantités prévues par les concepteurs. Cet excédent a une certaine valeur : des villageois exploitant une pompe solaire de Mali Aqua Viva ont obtenu 3 600 \$US de revenus annuels en vendant leurs surplus d'eau à des gens de l'extérieur.

Cette annexe inclut également les informations sur les coûts initiaux en capital sur une échelle per capita, qui représente en moyenne de 35 à 60 \$US par personne, pour le solaire. Ce coût comprend le forage, la station de pompage, l'entreposage et le système de distribution. Pour des puits dépassant 25 mètres et des villages de plus de 200 personnes, le solaire est moins dispendieux qu'une pompe manuelle pour ce qui est du coût par habitant.

Ces analyses supposent également que les sites de pompage sont situés de 0 à 75 kilomètres d'un dépôt principal de carburant. Le carburant doit souvent être transporté dans des barils, à bord de véhicules à 4 roues motrices. Le prix du litre par kilomètre augmente alors de 0,1 (\$US). Comme le Mali est un grand pays, le carburant est fréquemment transporté sur de longues distances, ce qui augmente significativement les coûts de livraison du diesel.

TROISIÈME PARTIE

Installation et mise en exploitation de la pompe photovoltaïque

Dans cette partie, nous allons dans un premier temps attirer l'attention du lecteur sur les dispositions à prendre avant le début des travaux de terrain ; ensuite, nous proposerons quelques pratiques permettant de réussir l'implantation, la mise en place des équipements, les essais et la mise en exploitation d'une station de pompage photovoltaïque.

Chapitre 9

Contrôles préliminaires et acheminement des équipements

AVANT D'ARRIVER SUR LE TERRAIN, l'ensemble des tâches à effectuer aura fait l'objet d'une planification rigoureuse. Une équipe d'installation sera constituée. Un chef d'équipe sera désigné et les responsabilités clairement définies. Les responsables locaux sur le site auront été préalablement prévenus de l'endroit et de la date de l'installation. Les fonds prévus au budget pour cette opération et les supports logistiques (véhicule en bon état, trousse de premiers soins, moyens de communication avec la base en cas d'urgence...) seront effectivement disponibles.

Le chef d'équipe a la responsabilité de piloter ou d'effectuer un certain nombre de tâches, en l'occurrence :

- l'inspection des composants de l'installation,
- la vérification de l'outillage de travail et des instruments de mesure,
- la préparation du manuel d'utilisation, des fiches à remplir et des accessoires pour les utilisateurs,
- le respect des mesures de sécurité lors de l'acheminement du matériel et à l'arrivée sur le site.

INSPECTION DU MATÉRIEL

L'inspection commence par la lecture détaillée de la liste de matériel livré. Il faut ensuite retirer le système complet des caisses d'emballage ou du dépôt, identifier et examiner visuellement chaque composant et noter sur une fiche adéquate toutes les informations sur les composants endommagés. Lorsqu'il y a plusieurs systèmes du même type à installer, l'inspection visuelle d'au moins un système est nécessaire.

Le manuel de montage remis par le fournisseur est ensuite étudié et les étapes d'assemblage sont assimilées. Lors de plusieurs installations, un système doit être complètement assemblé en suivant les instructions du manuel.

Tous les composants manquants ou inadéquats sont notés sur une fiche et une liste complète des composants et accessoires de montage est rédigée (ce sera la liste de contrôle à vérifier avant chaque sortie de terrain). Prévoir une petite marge de sécurité pour certains accessoires tels que les câbles et les vis de fixation.

VÉRIFICATION DE L'OUTILLAGE ET DES INSTRUMENTS DE MESURE

L'outillage sert à l'assemblage de l'installation de pompage, tandis que les instruments de mesure permettent de vérifier son bon fonctionnement. Les appareils de mesure, généralement rangés dans une mallette rigide, doivent être fonctionnels et bien étalonnés; les outils seront rangés dans une caisse adéquate. À titre d'exemple, nous présentons, aux tableaux 9.1 et 9.2, les listes types d'instruments de mesure et d'outillage recommandés par le Comité inter-États de Lutte contre la Sécheresse au Sahel (CILSS) pour l'inspection des pompes solaires installées au Sahel.

PRÉPARATION DES DOCUMENTS

Après l'installation et la mise en service de la pompe photovoltaïque, certains documents et outils doivent être remis aux utilisateurs; il s'agit généralement du manuel complet du fabricant, des fiches de relevés journaliers, des pièces de rechange (robinets, vannes...), des éponges pour le nettoyage du panneau et éventuellement d'un guide simplifié d'exploitation et de maintenance.

Des fiches d'installation, d'entretien ou d'inspection permettent de consigner les informations recueillies sur le site. Afin d'aider à la préparation de ces fiches, nous avons inclus des exemples aux annexes VI à IX.

La fiche d'identité de la station (annexe VI) ainsi que sa fiche de réception provisoire (annexe VII) sont les documents les plus importants que l'installateur doit remplir (voir au chapitre 11). Celles-ci devront être remplies avec minutie car elles constituent l'historique de la pompe et permettront d'assurer un entretien adéquat. Ces deux fiches doivent être conservées par l'installateur et par le groupe responsable de la pompe.

Tableau 9.1
Liste type des instruments de mesure nécessaires
à une installation de pompage solaire

Équipements de mesure

Multimètres (2)
 Pince ampèremétrique AC/DC à valeur RMS ou 2 shunt de courant 20 A et 50 A
 Fréquence-mètre (pour onduleurs)
 Solarimètre
 Débitmètre ou seau et chronomètre
 Niveau d'eau pour le puits ou le forage
 Manomètre (normalement inclus avec la pompe)
 Traceur de courbe IV (facultatif)

Tableau 9.2
Liste type des outils nécessaires à une installation de pompage solaire

Liste type d'outils

| | |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| Mètre | Pince ajustable |
| Boussole | Clés Allen |
| Niveau | Marqueur, collants, etc. |
| Inclinomètre | Ruban électrique |
| Ligne de plombier | Lampe |
| Gants de travail | Limes |
| Perceuse manuelle | Silicone |
| ou perceuse électrique portative | Huile pénétrante |
| Mèches pour bois et métal | Couteau |
| Marteau | Connecteurs |
| Ciseau à froid | Fusil à souder au gaz et étain |
| Petite scie à métal | Hydromètre pour batteries |
| Tournevis divers avec poignée isolée | (systèmes avec batterie) |
| Assortiment de clés plates | Thermomètre |
| Assortiment de douilles | ou sonde de température |
| et clés à cliquet | Pelle |
| Pincettes avec poignée isolée | |
| (dénudeur, bec plat et bec long) | |

MESURES DE SÉCURITÉ

Les équipements devront être transportés de préférence dans un camion muni d'une galerie. Sur cette dernière, on transportera les charpentes, les supports, les câbles et les éléments de la colonne montante. Les autres composants (modules en verre, composants électroniques...), plus fragiles, doivent être attachés solidement dans le véhicule de manière à éviter tout mouvement pouvant provoquer des renversements ou des chocs; pour cela, il est recommandé de procéder de la manière suivante:

- fixer les modules de préférence en position verticale et ne rien poser dessus;
- transporter les modules dans leur emballage d'origine afin d'éviter de rayer leur surface;
- conserver les composants électriques et les appareils de mesure dans leur emballage d'origine et vérifier s'ils sont bien protégés contre les chocs; les ranger dans une valise ou une caisse attachée solidement au véhicule;
- transporter toujours les outils bien rangés dans leurs caisses;
- utiliser uniquement des sangles solides et sûres.

Avant de charger le camion, il est important de connaître la charge maximale autorisée du véhicule. Cette donnée est généralement consignée sur la plaque signalétique fixée sur le châssis du véhicule. On peut aussi l'estimer en soustrayant le poids à vide du poids maximal en charge donnée sur cette plaque. Pour vérifier grossièrement si un véhicule est adapté au chargement, on calcule:

- le poids du système de pompage: modules, charpente, câbles, moteur, pompe, accessoires...
- le poids de l'outillage: groupe électrogène, caisses à outils, réserves en carburant...
- le poids des passagers: chauffeurs, installateurs...

Le poids total ne devra pas dépasser la charge limite imposée par le constructeur du véhicule.

À l'arrivée sur le site, tenir les spectateurs éloignés de la zone des travaux. Seules les personnes autorisées à travailler sur le site devraient y pénétrer. Il n'est pas recommandé d'utiliser l'aide des spectateurs car ils ne connaissent pas les mesures de sécurité et peuvent endommager les équipements.

Ranger tous les équipements dans un endroit temporaire, sécuritaire et hors de danger de bris. Par exemple, les modules doivent être rangés de façon à ne pas être endommagés par d'autres objets ni être renversés par le vent. Il est préférable de les ranger verticalement les uns contre les autres dans un local fermé ou, au minimum, de les fixer solidement sur un mur.

Pour éviter les bris, il est recommandé de les laisser dans le carton d'emballage jusqu'au moment de la pose.

Noter l'emplacement de tous les équipements et nommer une personne responsable de sa garde pendant la durée des travaux.

Chapitre 10

Installation de la station de pompage

NOUS AVONS DÉJÀ VU QUE L'EMPLACEMENT du générateur photovoltaïque dépend de la position de la ressource aquifère et de la géographie du village. L'objectif de ce chapitre est de familiariser le lecteur aux techniques et aux pratiques courantes permettant la mise en place, les essais et la mise en exploitation des stations de pompage photovoltaïque.

EMPLACEMENT ET INSTALLATION DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Le générateur solaire ne fonctionnera pas correctement si certaines conditions d'emplACEMENT et de positionnement ne sont pas respectées.

- Dans l'hémisphère nord, le champ photovoltaïque, lorsqu'il est fixe, doit presque toujours faire face au sud vrai (et non au sud magnétique). (Note: Dans l'hémisphère sud, il faut inverser le nord et le sud dans le texte.)
- L'inclinaison du champ de modules (angle entre l'horizontale et la surface du champ) doit généralement être égale à la latitude du site (à 5° près).
- Si les obstacles environnants (arbres, maisons...) projettent de l'ombre sur le champ ou même sur un seul module, le rendement du générateur en sera considérablement réduit. Il est donc absolument nécessaire d'éviter que les panneaux soient à l'ombre durant la journée, particulièrement lors des périodes de fort ensoleillement (généralement, de 8 h du matin à 16 h de l'après-midi).

Orientation des panneaux

Nous avons vu, au chapitre 1, la nécessité d'orienter le capteur plein sud pour les sites dans l'hémisphère nord, et plein nord dans l'hémisphère sud. Ainsi, pour un site dans l'hémisphère nord, la première difficulté lors de l'installation des panneaux sera de pouvoir déterminer avec précision où se trouve le sud vrai.

Pour déterminer le sud vrai :

- Situer le nord magnétique à l'aide d'une boussole, puis effectuer la correction* entre ce nord magnétique et le nord vrai (nord géographique) ; le sud vrai se trouvera directement à l'opposé du nord vrai.

Tableau 10.1

Déclinaisons magnétiques de certains sites en Afrique de l'Ouest

| Sites | Déclinaisons |
|---------------------------|--------------|
| Ouagadougou, Burkina Faso | 7° O |
| Dakar, Sénégal | 15° O |
| Niamey, Niger | 5° O |
| Bamako, Mali | 10° O |
| Ndjamena, Tchad | 3,5° O |
| Adbijan, Côte-d'Ivoire | 10° O |

Exemple

À Dakar, ville située à l'extrême ouest du continent africain, le « vrai nord », le nord géographique, est 15° à l'ouest du nord magnétique. Le vrai sud, celui vers lequel on tournera le panneau solaire (Dakar est dans l'hémisphère nord), sera donc à 15° à l'est du sud indiqué par la boussole.

* L'angle entre le nord vrai et le nord magnétique est appelé déclinaison magnétique. Cet angle peut être obtenu en se reportant aux cartes de lignes isoclines publiées dans les manuels de référence de la navigation. Le tableau 10.1 donne les valeurs de déclinaisons magnétiques à adopter pour quelques pays de l'Afrique de l'Ouest. Pour les sites présentant une faible déclinaison (moins de 5°), l'orientation du générateur selon le nord magnétique est suffisante.

- Observer l'ombre faite par une tige verticale aux environs de midi; l'ombre la plus courte indique l'axe nord-sud vrai.

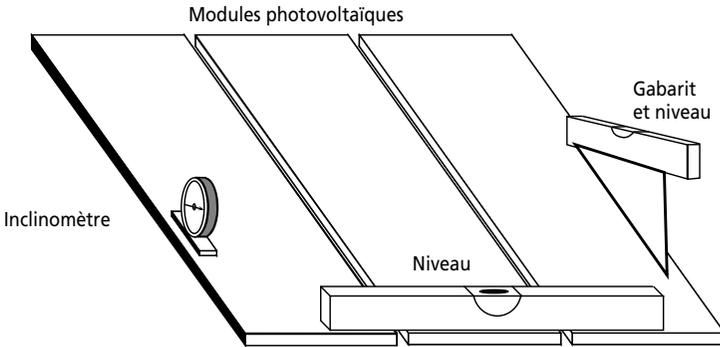
Les rangées du champ de modules PV devront être installées sur un axe est-ouest perpendiculaire à l'axe nord-sud vrai. Les modules feront face au sud.

Inclinaison des panneaux

L'orientation étant obtenue, on utilisera un inclinomètre ou un gabarit (voir figure 10.1) pour incliner les panneaux à l'angle adéquat. Si la latitude du site est comprise entre 0° et 10° , on choisira une inclinaison minimale de 10° pour faciliter le nettoyage du panneau et l'écoulement des eaux de pluie.

Figure 10.1

Utilisation de l'inclinomètre et d'un niveau pour déterminer l'inclinaison

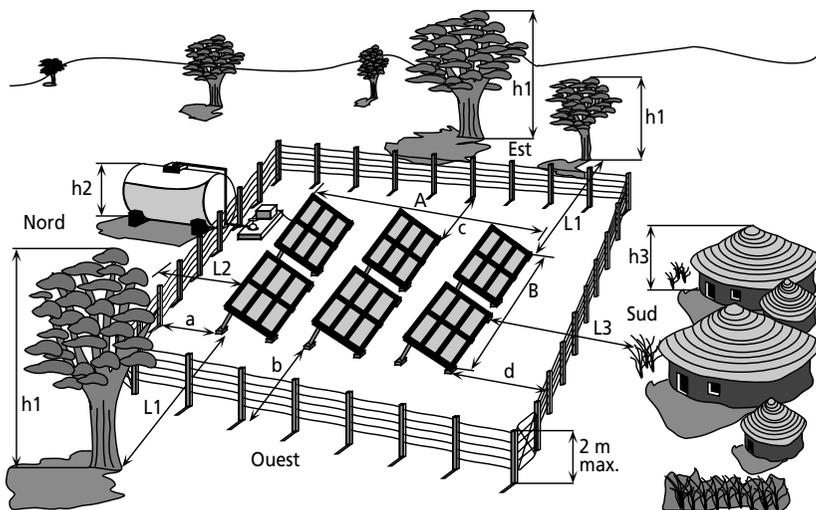


Le gabarit est une équerre en bois ou en carton épais (éviter les matériaux pouvant rayer la surface de panneaux) ayant un angle égal à la latitude du site. La figure 10.1 explique le mode d'utilisation de cet outil. On remarquera qu'un même gabarit peut être utilisé pour des sites de latitudes à peu près égales (à 5° près).

Positionnement du générateur sur le site

Comme nous avons indiqué au chapitre 2, il faut éviter que les modules reçoivent de l'ombre projetée par un obstacle quelconque (bâtiment, arbre, etc.) durant toute l'année. L'occlusion d'une petite partie du générateur diminuera de beaucoup son rendement. Afin de faciliter le positionnement du générateur sur le site, la figure 10.2 indique les distances minimales à respecter pour un ensemble d'obstacles au nord, au sud, à l'est et à l'ouest du générateur.

Figure 10.2
Positionnement du générateur par rapport aux obstacles



Distance des obstacles à l'ouest ou à l'est :
 $L_1 \geq 2 h_1$

Distances des obstacles au nord et au sud

| Latitude | Nord | Sud |
|----------|-----------------------------------|--------------------|
| 0 à 10° | $L_2 \geq 0,4 h_2$ ou ≥ 2 m | $L_3 \geq 0,7 h_3$ |
| 10 à 20° | $L_2 \geq 0,25 h_2$ ou ≥ 2 m | $L_3 \geq 1,0 h_3$ |
| 20 à 30° | $L_2 \geq 2$ m | $L_3 \geq 1,4 h_3$ |
| 30 à 40° | $L_2 \geq 2$ m | $L_3 \geq 2,0 h_3$ |
| 40 à 45° | $L_2 \geq 2$ m | $L_3 \geq 3,3 h_3$ |

Distances des clôtures
(hauteur max. 2 m)

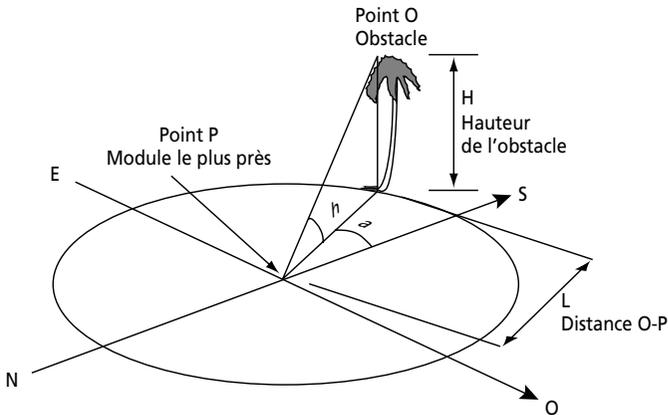
| a = 1 m | b = 2,5 m | c = 2,5 m |
|----------|-----------|-----------|
| Latitude | | |
| | | d |
| | | 0,9 m |
| | | 1,3 m |
| | | 1,9 m |
| | | 2,8 m |

Cette méthode permet généralement de choisir un emplacement adéquat. Cependant, si un obstacle semble particulièrement gênant, on aura recours à la méthode suivante :

Pour chaque obstacle particulièrement gênant :

- choisir l'emplacement du module le plus proche de l'obstacle (point P) ;
- mesurer la distance L qui sépare l'obstacle O du point P ;
- estimer (ou mesurer) la hauteur H de l'obstacle par rapport à l'emplacement choisi ;
- mesurer l'angle entre la direction de l'obstacle (axe PO) et la direction sud ; cet angle (a) représente l'azimut relatif de l'obstacle.

Figure 10.3
Coordonnées d'un obstacle



Avec ces données, utiliser le monogramme de la figure 10.4 dans le sens des aiguilles d'une montre :

- à partir des valeurs de d et H , déterminer l'angle de l'obstacle (h) en degrés ;
- déterminer la hauteur effective de l'obstacle à partir de l'azimut relatif (a) ;
- à partir de la latitude du site, déterminer la distance effective de l'obstacle.

Si la distance effective est inférieure à la distance limite D_m (c'est-à-dire si l'on est à droite de D_m , dans la zone non hachurée (figure 10.4)), l'obstacle n'est pas gênant.

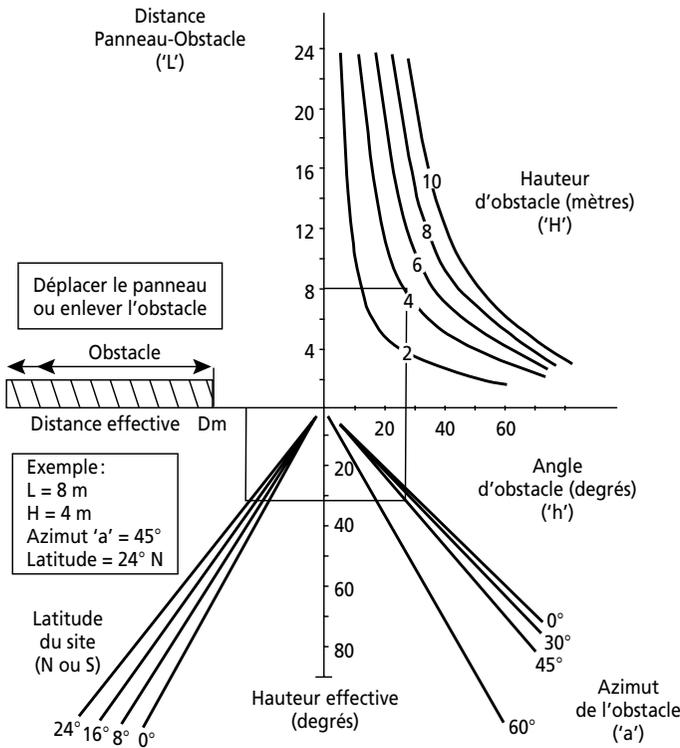
Par contre, si cette distance effective est supérieure à D_m (c'est-à-dire si l'on est à gauche de D_m , dans la zone hachurée (figure 10.4)), l'obstacle est très gênant ; il faut donc déplacer le panneau ou l'obstacle (si cela est possible).

Remarque

Si tous les emplacements possibles du champ reçoivent de l'ombre de certains arbres, il faut laisser en place les arbres qui occasionnent de l'ombre seulement tôt le matin (avant 8 h) ou tard le soir (après 16 h). Les arbres vraiment très gênants ne devront être taillés ou abattus qu'après avoir expliqué pourquoi cela est nécessaire et en avoir reçu l'autorisation.

Figure 10.4

Monogramme servant à calculer les ombres



Source : Tiré du manuel *Le Pompage solaire photovoltaïque* (Dangroup).

ASSEMBLAGE ET FIXATION DU GÉNÉRATEUR PV

Assemblage mécanique

Les modules PV seront montés selon les instructions du fournisseur. Ils doivent être situés à l'abri des jeux d'enfants, des chutes d'objets, du bétail, etc., et faciles d'accès pour en permettre le nettoyage. Il est important de prévoir une clôture de protection. Cette clôture doit être installée à au moins deux mètres des panneaux. Lorsque le champ de modules est réparti en plusieurs rangées, il est nécessaire d'espacer chaque rangée suffisamment, de manière à éviter qu'il y ait de l'ombre sur les modules. Les modules seront montés à une hauteur d'au moins un mètre du sol afin de favoriser leur refroidissement par convection.

Des bases en béton doivent être coulées pour tous les supports (panneaux, clôtures...). Ces fondations doivent non seulement empêcher que les panneaux s'enfoncent ou soient renversés par le vent, mais aussi garantir le maintien de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux. Il est souvent conseillé de construire une dalle en béton armé, mais cette solution exige un terrain plat et une grande masse de béton, ce qui n'est pas convenable pour certains sites parfois très éloignés. Il sera alors préférable de fabriquer des fondations en blocs de béton car elles exigent moins de béton, ne requièrent pas beaucoup d'excavation et l'alignement des blocs est facile à réaliser. Les fondations à poutre d'appui constituent un compromis très convenable en terrain vallonné. La capacité des fondations à résister aux mouvements verticaux dépend du poids du bâti et de la solidité du sol (composition, densité, cohésion...); c'est pour cette raison qu'il est recommandé d'effectuer une analyse préalable du sol.

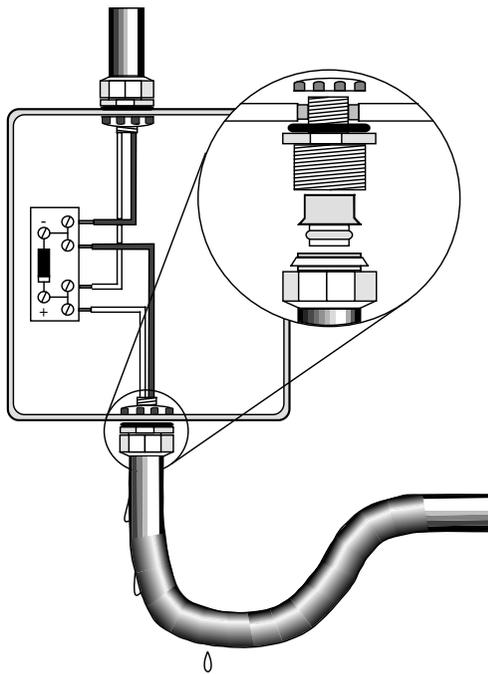
Les modules seront fixés à leurs châssis à l'aide de visseries fournies par le constructeur. Pour ces fixations, il est recommandé d'employer autant que possible des boulons en acier inoxydable ou de même matériau que le châssis des modules afin d'éviter la corrosion due à l'électrolyse des métaux.

Pendant l'exécution des raccordements électriques, couvrir les modules d'un matériau couvrant (plastique, toile...). Si l'on a une seule rangée de modules, on alignera toutes les boîtes de connexion d'un même côté. Pour plusieurs rangées de modules, il est recommandé d'aligner les boîtes des différentes rangées de modules les unes en face des autres. Toutes les boîtes de connexion non enterrées seront placées à une hauteur d'au moins 50 centimètres du sol. Tous les passages de câbles au niveau des boîtes devront être étanches, cette étanchéité pouvant être renforcée par l'utilisation de résine au silicone. Les câbles entre le champ PV et la boîte de contrôle et la pompe seront sous gaine et enterrés dans une tranchée d'au moins 50 centimètres de profondeur.

Assemblage électrique

Lors du montage des modules, on respectera la désignation des bornes et leurs polarités. On raccordera les panneaux du champ en partant de la tension la plus faible. Les connexions devront être réalisées par petits groupes, de manière à repousser la réalisation des circuits à tension plus élevée le plus près possible des connexions finales. Il est important d'effectuer un bon serrage des câbles et des presse-étoupe, et de s'assurer d'une bonne étanchéité aux différents points d'entrée de câble. Avant l'entrée aux boîtiers, il est sécuritaire de prévoir une boucle (parfois appelée « goutte d'eau ») (voir figure 10.5). Cette boucle a deux fonctions. Elle empêche l'eau de ruisseler directement dans la boîte de jonction et elle évite les tensions au niveau des câbles. Pour éviter les contraintes d'arrachement aux presse-étoupe, il est également recommandé de maintenir les câbles par des attaches.

Figure 10.5
Étanchéité des boîtes de jonction

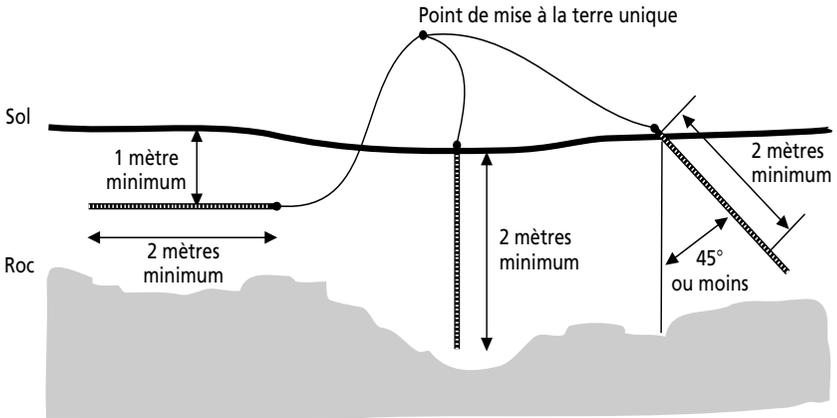


Une mise à la terre du générateur et des boîtes de contrôle sera effectuée afin de le protéger contre toute surtension que pourrait occasionner la foudre. Toutes les parties métalliques devront être reliées entre elles et un seul point sera relié à un piquet de mise à la terre. Ce piquet devra être suffisamment

enfoncé dans la terre pour produire une bonne masse (voir figure 10.6). Le câble reliant le piquet au châssis et différents boîtiers sera en cuivre à brin torsadé avec une résistance maximale de 10Ω en tout point. Le câble extérieur sera protégé contre les intempéries grâce à un tuyau protecteur ou par un isolement thermodurcissable pouvant résister à une température de service d'au moins 90°C . L'utilisation de PVC est interdite.

Figure 10.6

Différents branchements de mise à la terre selon la topographie du sol



PRÉPARATION ET INSTALLATION DU GROUPE MOTOPOMPE

Le couplage de la pompe au moteur devra être fait conformément aux instructions du manufacturier. Néanmoins, les opérations suivantes méritent d'être soulignées avec une attention particulière.

Inspections préliminaires

Avant d'être couplé, le groupe motopompe devra subir un certain nombre de vérifications. Ceci est particulièrement important pour les groupes motopompes immergés. Parce qu'ils sont difficilement accessibles pour une maintenance régulière, et parce qu'ils sont immergés dans l'eau, les vérifications suivantes devront être faites minutieusement :

1. Vérification de l'intégrité du moteur
 - Le moteur est rempli d'une huile spéciale qui lui assure un bon roulement et empêche l'eau de s'y infiltrer (pompe immergée). Il arrive parfois que cette huile s'écoule lors du transport ou du stockage. Si un écoulement est constaté, enlever la vis de montage du moteur, en tenant le moteur en position

verticale (corps de pompe vers le bas), et injecter l'huile fournie par le manufacturier avec une seringue jusqu'à ce qu'elle s'écoule. Revisser et vérifier l'étanchéité.

- Vérifier le roulement du moteur en tournant l'axe à la main (moteur séparé de la pompe).
2. Vérification de l'alimentation électrique
 - S'assurer que la tension et la fréquence (moteur ca) indiquées sur la plaque signalétique du moteur sont bien compatibles avec le type de conditionneur ou d'onduleur utilisé.
 - S'assurer que le câble d'alimentation du moteur est bien dimensionné pour la distance à parcourir jusqu'au générateur PV. Les pertes électriques par effet Joule ne doivent pas excéder 3 % de la tension d'utilisation nominale du moteur. Ces pertes sont fonction du courant qui traverse le câble. On prendra comme référence le courant optimal de la pompe ou le courant de court-circuit du générateur, pour les calculer.
 3. Vérification de l'intégrité du câble de liaison
 - L'état de la gaine et l'étanchéité du câble moteur et du câble immergé devront être vérifiés minutieusement. Une attention particulière devra être portée au serrage des vis et à l'étanchéité de la jonction entre le câble moteur et le câble immergé.
 4. Vérification de l'emplacement de montage de la pompe dans le puits ou le forage (pompe immergée)
 - Sur la base des essais de pompage, on vérifiera si l'emplacement prévu pour installer la pompe permet d'avoir un niveau d'eau d'au moins 5 mètres au-dessus du corps d'aspiration lors du fonctionnement normal de la pompe.
 - On s'assurera également que le moteur ne touche pas le fond du puits ou qu'il ne s'expose pas à un enlèvement dans la boue. Dans un forage, on s'assurera que la crépine de la pompe soit au-dessus de la crépine posée lors du creusage du forage.
 5. Le couplage de la pompe avec le moteur doit se faire avec minutie et précision. L'axe de transmission du moteur doit s'insérer parfaitement dans l'arbre de la pompe. Le tout doit être scellé afin de ne pas laisser passer l'eau dans le moteur ni de l'air dans la pompe.
 6. Le raccord de la conduite d'eau au corps de la pompe doit être dans un alliage identique à celui-ci afin d'éviter les phénomènes d'électrolyse entre les deux pièces métalliques.

Installation du groupe motopompe

Une fois que ces vérifications sont faites, le groupe motopompe est prêt à être installé sur le site.

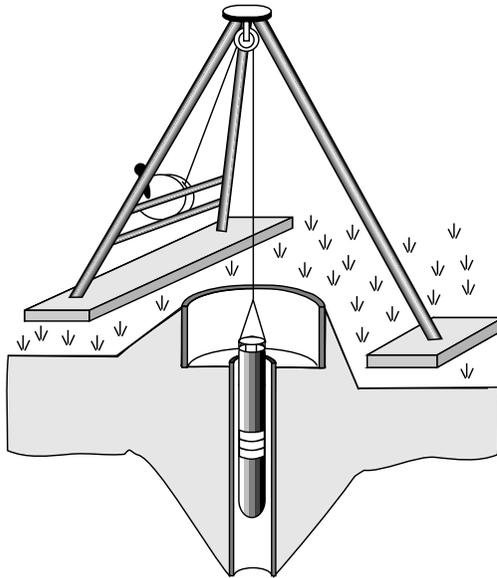
Pompes immergées

Pour faciliter la descente dans le forage (ou le puits) ou lors de la remontée en surface de la pompe, un câble en acier inoxydable, appelé élingue, est fixé dans les trous prévus à cet effet, à la tête de la pompe. En aucun cas, on ne doit se servir du corps de la pompe ou du moteur pour fixer ce câble. Pour les pompes installées dans un forage profond, un treuil peut être utilisé pour bien centrer la pompe dans le forage et la descendre plus facilement.

La conduite d'eau est habituellement faite en tube de polyéthylène ou en acier inoxydable. Le tube de polyéthylène est déroulé à mesure que la pompe est descendue dans le puits ou le forage.

Figure 10.7

Descente de la pompe dans le forage



ATTENTION

1. Pour faciliter son transport, le tube de polyéthylène est comprimé et roulé. Il arrive que les parois du tube soient tellement comprimées qu'il ne reprenne pas sa forme en se déroulant. Il faut alors forcer la forme du tube afin de ne pas restreindre le débit de l'eau.
2. Le couple de démarrage de la pompe induit une torsion au tube d'autant plus élevée que la HMT est élevée. L'utilisation de tubes flexibles en polyéthylène n'est pas recommandée pour des HMT de plus de 40 mètres.

Les conduites en acier inoxydable sont assemblées entre elles par brides ou manchons. Pour mieux résister au couple de torsions à l'arrêt et au démarrage du moteur, tous les filets des conduits devront être très fins. Il est recommandé d'utiliser un produit adhésif commercial comme frein-filet.

Pour permettre à la pompe et au conduit d'eau de prendre leur position verticale, le câble doit être relâché après le montage du dernier tube de colonne. Pour pouvoir retirer ultérieurement la pompe du forage, il est recommandé de fixer le câble en acier inoxydable au socle en béton au niveau de la tête du forage.

Le câble électrique sera fixé à la colonne montante à l'aide de colliers élastiques du type attache-câbles. Une fixation sera prévue juste au-dessus et en dessous de la jonction du câble provenant du moteur et du câble submersible. Le câble sera ensuite attaché tous les 3 mètres. Les tubes en polyéthylène peuvent s'allonger d'environ 2 % durant leur durée de vie utile. Il faut donc prévoir un jeu d'environ 6 centimètres pour chaque fixation distante de 3 mètres.

Lorsque la pompe est descendue à la profondeur désirée, il est recommandé de terminer sa fixation par un joint ou des colliers de fer reposant sur le socle en béton. Noter que, pour une pompe équipée de tubes en polyéthylène, la profondeur d'installation de la pompe devra tenir compte de l'allongement éventuel du tube.

Pompes de surface

On distingue deux types de pompes de surface : les pompes flottantes et les pompes par aspiration. Les pompes flottantes sont en général des pompes immergées qui sont installées juste au-dessous de l'eau, sur un flotteur. Ces pompes sont installées sur un plan d'eau (lac ou rivière) où le niveau de l'eau est fluctuant et où le fond de l'eau peut être trouble. Leur installation

est similaire à celle des pompes immergées, excepté que le conduit est habituellement en polyéthylène flexible, permettant un certain mouvement de la pompe flottante.

Les pompes par aspiration sont installées à une certaine distance du point d'eau. Un tuyau d'aspiration relie alors le point d'eau et la pompe. Ce genre de pompe comporte certaines caractéristiques qu'il est important de comprendre :

- la hauteur maximale d'aspiration est de 7 mètres ;
- ces pompes doivent souvent être amorcées manuellement ;
- le tuyau d'aspiration doit être installé en un endroit propre ;
- une crépine doit être prévue pour filtrer les déchets, celle-ci peut être flottante ;
- la pompe est habituellement fixée sur un socle ;
- l'entretien de ce genre de pompe est facile.

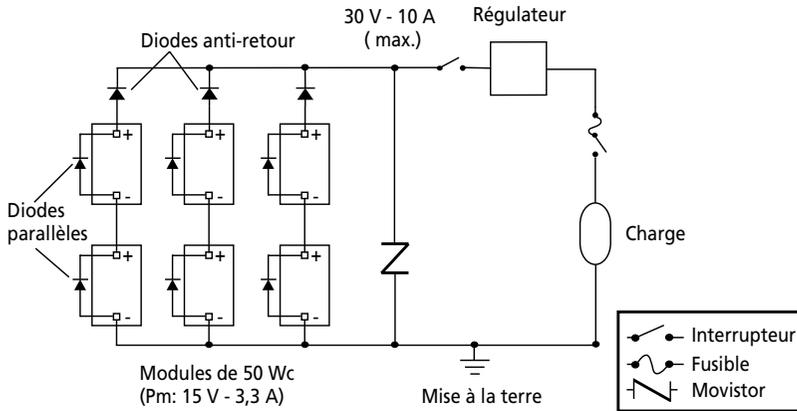
INSTALLATION ET CONNEXION DU CONDITIONNEUR D'ÉNERGIE

Afin d'éviter une surchauffe excessive du conditionneur de charge (onduleur cc-ca ou convertisseur cc-cc), celui-ci ne doit jamais être exposé en plein soleil. Il peut être monté à l'ombre, par exemple sur les jambes-support des panneaux, en prévoyant un dégagement d'au moins 10 centimètres tout autour afin de faciliter son refroidissement par convection. Il peut également être monté dans un coffret de contrôle qui sera protégé des rayons du soleil. L'emplacement du conditionneur doit non seulement le protéger des contraintes atmosphériques (pluies, chaleur, poussières...) mais aussi être facile d'accès pour les travaux d'entretien ou de dépannage.

Pour assurer un raccordement solide et bien étanche à l'eau et aux poussières, les trous d'entrée des câbles au fond du boîtier du conditionneur sont souvent équipés de presse-étoupe en caoutchouc munis d'un diaphragme. Ces presse-étoupe servent également de soutien au câble.

Pour protéger l'installation contre les surtensions dues à la foudre, un varistor à oxyde métallique (movistor) est installé à l'entrée du conditionneur (figure 10.8). Ce movistor absorbe la charge provoquée par la foudre en agissant comme un condensateur lorsqu'il détecte une tension anormalement supérieure aux conditions de fonctionnement. En absorbant l'énergie de la foudre, le movistor s'autodétruit et doit être remplacé.

Figure 10.8
Composants d'un générateur photovoltaïque



DISTRIBUTION DE L'EAU

Le dimensionnement des réservoirs, des conduites et des canaux d'irrigation doit correspondre aux besoins en eau des populations ou des cultures irriguées. Le réservoir d'eau permet un stockage indirect de l'énergie, tout en assurant aux populations une certaine autonomie pour d'éventuelles journées sans soleil. Nous avons vu au chapitre 7 comment dimensionner ces réservoirs.

Construction du réservoir

Les méthodes et les matériaux utilisés pour construire les réservoirs varient selon les qualifications locales et les matériaux disponibles. Les principaux matériaux utilisés dans la construction des réservoirs de stockage sont :

- le ferro-ciment,
- la maçonnerie ou les blocs de béton,
- le béton renforcé avec du bambou,
- le plastique,
- le fer ou la tôle galvanisée.

Les réservoirs en ferro-ciment sont les plus utilisés. Leur principal avantage est d'être constitués de matériaux couramment disponibles (ciment, sable, eau, fil de fer). Leur construction demande surtout un effort manuel, de telle sorte que les usagers peuvent apporter leur aide en utilisant des outils de base. Ils sont habituellement moins chers que les autres types de réservoirs et leur durabilité a été prouvée. Des rapports indiquent

fréquemment des réservoirs de plus de 25 ans d'usage. Les techniques de construction nécessitent peu de matériaux, comparativement aux réservoirs traditionnels en béton. Les épaisseurs minimales sont de 2 centimètres pour une hauteur de 1 mètre et de 4 centimètres pour une hauteur de réservoir de 2 mètres.

Si des pierres de dimensions appréciables (ou éventuellement des blocs de béton) sont facilement disponibles, celles-ci peuvent également être utilisées pour la construction des murs des réservoirs en maçonnerie. L'intérieur du réservoir doit être revêtu d'un crépi imperméable (1 centimètre) pour empêcher toute fuite à travers ce type d'ouvrage. Des exemples de ce type de réservoirs existent en Afrique de l'Ouest pour la collecte et le stockage de l'eau de pluie.

Au Kenya et en Asie, des paniers ont été utilisés comme ossature au-dessus de laquelle un crépi (ciment, eau et sable) d'une épaisseur d'environ 2 ou 3 centimètres a été appliqué. En Thaïlande, du bambou est utilisé comme renforcement des réservoirs en béton qui sont coulés dans des moules préfabriqués. Ceux-ci ont duré plusieurs années sur le terrain avec peu de problèmes de maintenance. Bien qu'ils soient utilisés principalement pour les systèmes de collecte des eaux de pluie, ils peuvent aussi être employés pour les systèmes de pompage solaire.

Des réservoirs en acier sont utilisés dans plusieurs régions. Le coût de ces réservoirs est généralement élevé et, selon la qualité du métal, leur durée de vie peut être brève. Par exemple, les réservoirs en feuilles d'acier ondulées ne durent pas plus de 5 ans sous un climat humide, un peu plus s'ils sont en acier galvanisé. Des problèmes de corrosion et de rouille sont fréquents sur les réservoirs en acier.

Finalement, de nouveaux réservoirs faits entièrement en plastique peuvent être utilisés pour de petites applications. Par exemple, une firme ghanéenne produit maintenant un réservoir appelé « Polytank » avec des dimensions allant jusqu'à 5 m³. Dans les pays développés, des réservoirs en plastique de plus grandes dimensions sont également utilisés pour le stockage de l'eau.

Construction des conduites d'eau et des canaux d'irrigation

Réseaux de distribution

La construction d'un réseau de distribution qui doit amener l'eau du réservoir directement aux usagers nécessite les services d'un professionnel. Il faut veiller à fournir une pression et une circulation d'eau adéquates partout à l'intérieur du réseau. Il existe cependant des logiciels qui facilitent la

conception de tels systèmes. Les réseaux branchés aux systèmes de pompage solaire sont habituellement simples et petits. La Banque Mondiale a mis au point, depuis 1985, un logiciel pouvant aider à la conception de réseaux de distribution simples.

Canaux d'irrigation

Pour les petits systèmes d'irrigation, les canaux d'irrigation sont simplement creusés à même le sol et recouverts de terre argileuse, au raz du sol. Pour les systèmes d'irrigation plus importants, avec canaux principaux et secondaires, les canaux sont souvent fabriqués en béton afin de contrer l'érosion et de réduire les pertes dues à l'infiltration. La conception de ces canaux est basée sur la formule suivante :

$$Q = \frac{AR^{2/3} S^{1/2}}{n}$$

où

Q = débit (m^3/s)

A = aire transversale (m^2)

R = rayon hydraulique; A/P (m)

P = périmètre d'arrosage (m)

S = pente du canal

n = coefficient de rugosité de Manning

La conception de telles surfaces est habituellement de forme trapézoïdale avec une pente de 0,5 cm : 1 m jusqu'à 1 cm : 1 m. Le revêtement de béton peut être coulé de manière continue ou fabriqué à partir de formes en ciment.

Connexion des éléments et essais

Les modules solaires doivent rester couverts pendant la connexion des différents constituants de l'installation. L'interrupteur du conditionneur ou du panneau de contrôle devra être en position d'arrêt.

Les câbles de liaison entre les différents constituants sont généralement fournis par le constructeur; cependant, si la distance entre les panneaux et les autres constituants s'avère supérieure à ce qui a été prévu, il sera possible d'estimer la section du nouveau câble en utilisant les tableaux donnés à l'annexe VII.

Les câbles sont généralement codifiés par une couleur ou par un numéro afin de mieux les repérer. Pour un câblage en courant continu, un fil rouge indique le positif et un fil noir indique le négatif. Pour une installation à courant alternatif, les fils noirs, bleus, marron ou rouges indiquent les phases, un fil blanc indique le neutre et un vert (parfois torsadé jaune) indique la mise à la terre.

Après le positionnement de tous les constituants et la fixation des câbles de liaison, on effectue d'abord la connexion du câble d'alimentation du groupe motopompe, et ensuite celle des câbles aux bornes du générateur photovoltaïque. Pour ce dernier, on connectera d'abord les fils négatifs, et ensuite les fils positifs. La connexion de la borne positive du champ doit donc toujours être la dernière opération à effectuer après une vérification minutieuse de chacune des connexions. La figure 10.8 présente un exemple de schéma de connexion des différents éléments d'un système de pompage photovoltaïque.

Après ces vérifications, on mettra le système en marche, de préférence en milieu de journée pendant que le rayonnement solaire est constant. On enlèvera la couverture sur les modules PV et on vérifiera, à l'aide d'un voltmètre, si la tension maximale à circuit ouvert (V_{co}) est normale.

On mettra ensuite l'interrupteur en position de marche. Après environ 10 secondes, la pompe devrait débiter de l'eau. On mesurera la quantité d'eau pompée pendant une minute à l'aide d'un chronomètre et du débitmètre.

Afin de vérifier le sens de rotation d'un moteur alternatif, on inversera deux phases du moteur et on redémarrera la pompe. On effectuera à nouveau la mesure de la quantité d'eau débitée et on comparera les deux séries de résultats obtenus. Le débit le plus important indique le sens de rotation correct, donc le bon branchement du moteur.

Après ces essais, on vérifiera pendant un certain temps si le système fonctionne bien et, si c'est le cas, il sera alors possible d'effectuer la réception provisoire de l'installation.

Chapitre 11

Réception et mise en exploitation de la station

AVANT LA MISE EN EXPLOITATION DE LA STATION, des essais de réception provisoire doivent être effectués. À l'occasion de ces essais, on procède à un certain nombre de mesures physiques et de vérifications permettant d'évaluer l'efficacité du système. Les résultats et les observations enregistrés au cours de ces essais constituent une référence qui facilitera l'évaluation ultérieure de la station.

Lors de cette réception, le contrôle s'effectue en général en deux étapes : d'abord un contrôle physique de l'installation et ensuite des mesures *in situ* permettant d'évaluer le rendement technique de la station. Des exemples de fiches de réception provisoire sont donnés à l'annexe VII comme référence.

CONTRÔLE PHYSIQUE DE L'INSTALLATION

On vérifie d'abord les références de tous les composants de l'installation afin de s'assurer que les composants installés sont ceux qui étaient prévus à la conception. On vérifie ensuite leur installation physique afin de déceler tout vice d'installation. Ainsi, on s'assure qu'il n'y a aucun court-circuit à la masse et qu'aucun des cadres métalliques à nu n'est sous tension.

On vérifie ensuite l'orientation et l'inclinaison des panneaux, ainsi que l'ombre sur le générateur. L'orientation et l'inclinaison doivent avoir des valeurs assez voisines de celles qui ont été déterminées au cours des calculs de dimensionnement. Les écarts tolérés devront être inférieurs à 5° pour l'inclinaison et à 15° par rapport au sud vrai pour l'orientation.

Par ailleurs, on vérifie la propreté et la protection du câblage, ainsi que sa conformité par rapport aux normes en vigueur.

On inspecte enfin les travaux de génie civil (château, bassin, abreuvoir, fixation des supports du générateur...), les tuyauteries, les robinets, la clôture et tous les autres éléments importants pouvant compromettre l'exploitation rationnelle de la station.

Modules et champ PV

1. Vérifier si la référence du type de module est conforme au tableau de synthèse et si tous les modules installés sont du même type.
2. Vérifier la quantité de modules: nombre de modules en série et nombre de séries en parallèle.
3. Vérifier, à l'aide de la boussole, si les modules sont bien orientés vers le sud géographique, en positionnant la boussole contre le bord est ou ouest d'un module.
4. Vérifier l'inclinaison des modules à l'aide de l'inclinomètre.
5. Vérifier à l'aide d'un niveau si les axes est-ouest des modules sont bien horizontaux.
6. Vérifier si la hauteur minimale entre le point bas des modules les plus bas et le sol est supérieure ou égale à 1 mètre.
7. S'assurer qu'aucun module n'est endommagé: vitre brisée, cadre tordu...

Câblage électrique

1. S'assurer de la conformité des câbles: comparer les références et les sections de câbles avec celles qui sont prévues par le fabricant pour la puissance et les distances mesurées sur site.
2. Vérifier si toutes les connexions sont à l'intérieur des boîtiers prévus à cet effet; aucune connexion entre deux câbles ne doit être apparente.
3. Vérifier si toutes les entrées de câbles dans les boîtiers de connexions se font par l'intermédiaire de presse-étoupe.
4. Vérifier si tous les boîtiers de connexions sont à une hauteur minimale de 50 centimètres par rapport au sol.
5. Effectuer une vérification, par échantillon, en tirant sur un câble sortant d'un presse-étoupe, pour s'assurer que celui-ci est suffisamment serré pour retenir le câble.
6. Vérifier si les câbles électriques sont fixés sur les éléments de structure du générateur à intervalles réguliers, par des bagues ou des colliers appropriés.

7. Les câbles électriques, lorsqu'ils passent sous la terre ou dans le béton, doivent toujours être placés dans des gaines.
8. Lorsqu'ils relient deux structures support distinctes, les câbles doivent toujours être enterrés.
9. Vérifier l'existence et le bon raccordement du piquet de terre.

Structure et supports du générateur photovoltaïque

1. Vérifier si l'ensemble des éléments de la structure support du générateur est du matériau constitutif prévu. S'assurer qu'aucune des pièces n'est sensible à la corrosion.
2. Vérifier à l'œil le bon alignement des poteaux support.
3. Contrôler à l'aide du niveau la verticalité de chacun des poteaux support sur deux faces (est et sud par exemple). Avec les contrôles d'horizontalité sur les modules, ceci permet de vérifier la qualité générale de la mise en place.
4. Vérifier si la boulonnerie est complète.
5. Vérifier si les fondations sont de dimensions suffisantes.

Clôtures

1. Vérifier si la hauteur minimale de la clôture est bien de 2 mètres.
2. S'assurer que l'écart entre les poteaux voisins n'est jamais supérieur à 2 mètres.
3. Vérifier si le grillage est en acier galvanisé de maille d'épaisseur de 3 millimètres.
4. Contrôler la possibilité de verrouillage de la porte d'accès.
5. Vérifier si les dimensions minimales des fondations des poteaux sont les suivantes : longueur = largeur = 200 millimètres ; hauteur = 400 millimètres.

Onduleur ou autre interface

Les pompes à courant alternatif sont équipées d'un «boîtier onduleur» servant également de boîte de commande. Pour celles qui fonctionnent en courant continu, l'armoire de commande est souvent appelée «interface» ou conditionneur d'énergie.

1. Vérifier la conformité des références de l'onduleur (ou interface).
2. Vérifier la présence de varistors entre borne positive et terre et borne négative et terre (ou entre bornes positive et négative si la borne

négative est branchée à la terre) sur le bornier de raccordement à l'entrée de l'onduleur (ou interface).

3. Vérifier si l'onduleur (ou interface) est correctement fixé à plus de 50 centimètres du sol.
4. S'assurer qu'il est placé à l'ombre des modules.

Groupe motopompe

1. Vérifier la conformité des références du moteur.
2. Vérifier la conformité des références de la pompe. Celles-ci figurent sur une plaque métallique qui est détachée de la pompe au moment de son installation et fixée à la tête de forage ou à la structure support du générateur.
3. Demander à l'installateur la profondeur d'immersion de la pompe et vérifier si elle est conforme à la lettre de commande.
4. Vérifier auprès de l'installateur si le câble a été monté avec une souplesse de réserve entre chaque attache le liant au tuyau de refoulement du forage, celui-ci étant sujet à un allongement lorsqu'il se remplit d'eau (environ 2 %).

Tête de forage

1. S'assurer que tous les composants de la tête de forage sont d'un matériau résistant à la corrosion. Si la margelle a été construite par l'installateur, vérifier ses dimensions (minimum 1 mètre × 1 mètre) et l'existence d'une pente vers l'extérieur, ainsi que la qualité du béton.
2. Vérifier si les supports de la tuyauterie à l'intérieur de la clôture sont fixés solidement par des pattes ancrées dans le béton.
3. Vérifier si la vanne quart de tour est conforme aux spécifications et si elle est bloquée en position ouverte ou si sa manette de commande a été démontée.
4. Vérifier la conformité du compteur d'eau aux spécifications et son sens de montage. Contrôler le respect des longueurs minimales de sécurité : 20 fois le diamètre nominal en amont, 10 fois en aval.

Complément pompes de surface

1. Vérifier la solidité du dispositif d'ancrage.
2. Les dispositions sont-elles prises pour éviter le dénoyage ?

Mesures des rendements techniques

Instrumentation

1. Compteur d'eau déjà installé sur la conduite de refoulement (les pompes de surface ne sont pas équipées de compteur d'eau, les mesures se font donc au baril jaugé).
 - Volume d'eau pompée en m^3 .
2. Manomètre à installer sur le piquage de la conduite de refoulement.
 - Pression de refoulement de l'eau en sortie tête de forage en bars.
3. Solarimètre de type « Haenni » avec un boîtier intégrateur. Le solarimètre devra mesurer au minimum :
 - Éclairement énergétique (ensoleillement « instantané ») en $watts/m^2$.
 - Irradiation (ensoleillement cumulé sur une période) en kWh/m^2 .
4. Sonde de niveau d'eau dans le forage.
 - Niveau de l'eau dans le forage en mètres.
5. Lecteur de thermocouple avec sonde (ou thermomètre).
 - Température ambiante à l'ombre en $^{\circ}C$.
6. Chronomètre.
 - Mesure du débit.

Mise en place des instruments

1. Démarrer la pompe et noter l'heure de démarrage.
2. Monter le manomètre sur le piquage prévu à cet effet après avoir garni son filetage de ruban de téflon. Ouvrir le robinet du piquage et s'assurer que la valeur affichée est vraisemblable (1 bar est équivalent à 10 m de hauteur manométrique de refoulement).
3. Placer le solarimètre entre deux modules, de telle façon qu'il soit dans le même plan incliné et qu'il ne fasse pas d'ombre sur une cellule photovoltaïque. Pour un solarimètre à intégrateur, brancher le câble du solarimètre (sonde de mesure de l'éclairement énergétique) à l'entrée de l'intégrateur. Placer le sélecteur de l'intégrateur en position « Irradiation », ou kWh/m^2 (intégration avec affichage des dizaines de Wh/m^2).

4. Glisser la sonde de niveau d'eau dans l'orifice prévu à cet effet sur la tête de forage. Descendre doucement la sonde avec la manivelle jusqu'à ce que le témoin lumineux s'allume. Remonter de 50 cm et bloquer en vissant le frein du dévidoir.
5. Connecter une sonde contenant un thermocouple à son lecteur (habituellement un multimètre) et placer la sonde et le lecteur à l'ombre. Appuyer sur le bouton pour afficher la température ambiante.
6. Coller une sonde avec thermocouple sur la face arrière d'un module, derrière une cellule. Connecter ensuite la sonde sur le lecteur et mesurer la température de la face arrière d'un module. Cette seconde température est proche de la température de « travail » du module (T° de jonction).

Mesures

Avant de commencer les tests, les conditions suivantes doivent être réunies.

- La pompe doit être en fonctionnement depuis au moins 30 minutes.
- L'ensoleillement doit être supérieur à 600 W/m^2 , sur le solarimètre. Sur un solarimètre de type Haenni, vérifiez-le en tournant le bouton de l'intégrateur sur « Ensoleillement », W/m^2 , replacer ensuite en position « Irradiation », intégration en kWh/m^2 .

1. Mesurer la température ambiante $T^\circ \text{ amb}$ et notez-la sur la fiche de mesures.
2. Mesurer le niveau d'eau dynamique N_d en prenant comme point d'origine l'orifice d'entrée de sonde sur la tête de forage ; ajouter à cette valeur la différence de hauteur entre l'orifice et le manomètre (environ 0,5 m), noter la valeur obtenue sur la fiche de mesures.
3. Déclencher ensuite le chronomètre juste au moment où un nouveau chiffre des dixièmes apparaît sur le cadran de l'intégrateur du solarimètre et noter rapidement, dans l'ordre :
 - a. I_o , la valeur de l'irradiation affichée sur l'intégrateur (position kWh/m^2) ;
 - b. V_o , la valeur du volume d'eau pompée affichée sur le compteur d'eau.

Pour la précision de la mesure, il est important que les mesures a et b soient exécutées simultanément.

- c. P_o , la pression affichée en bars sur le manomètre ;
- d. E_o , l'éclairement énergétique instantané (position intégrateur sur W/m^2).

4. Répéter les mesures c et d toutes les deux minutes, quatre fois.
5. Pour le sixième et dernier relevé, mesurer de nouveau le niveau dynamique et les quatre valeurs citées au paragraphe 3.

Exploitation

1. Faire la moyenne, P_m , des six valeurs consécutives de pressions en bars relevées au manomètre et la convertir en mètres de colonnes d'eau.

$$\text{Hauteur de refoulement} = P_m \times 10$$

Calculer le niveau dynamique moyen en faisant la moyenne entre les valeurs du début et celles de la fin de l'essai. Dans leur offre, les constructeurs fournissent généralement des courbes prenant en compte les pertes de charge dans le tuyau de refoulement du forage et la sortie de pompe, compteur inclus. Si c'est le cas, on n'en tiendra donc pas compte et on considérera que, en amont du manomètre, les hauteurs géométriques et manométriques sont égales.

La hauteur manométrique totale moyenne sur la durée du test est donc égale à :

$$\text{HMT} = \text{niveau dynamique moyen} + \text{hauteur de refoulement}$$

2. Calculer le volume d'eau pompée pendant les 10 minutes de test en faisant la différence entre volumes affichés au compteur d'eau à la fin et au début. Multiplier la valeur par 6 pour obtenir le débit horaire moyen équivalent Q_h .

$$Q_h = (V_6 - V_0) \times 6 \text{ m}^3/\text{h}$$

3. Calculer l'irradiation reçue en kWh/m^2 pendant les 10 minutes en faisant la différence entre les valeurs à la fin et au début de l'essai. Multiplier cette valeur par 6 000 pour avoir l'éclairement énergétique moyen sur la période de 10 minutes.

$$E_m = 6\,000 (I_6 - I_0) \text{ W}/\text{m}^2$$

Pour que cette méthode de mesure de rendement de la pompe soit fiable, il faut que les conditions d'ensoleillement soient suffisamment stables (pas de passages de nuages). On vérifiera donc qu'aucune des six valeurs d'éclairement énergétique relevées ne s'écarte de plus de 10% de cette valeur moyenne. Dans le cas contraire, il est préférable d'effectuer, par sécurité, une autre série de mesures.

4. Les courbes des constructeurs sont données pour une température ambiante de 35 °C, on appliquera sur le débit horaire un coefficient correcteur de 0,5 % par °C selon la formule suivante :

$$QT35 = Q_{\text{mesuré}} [1 + 0,005 (T_{\text{mesurée}} - 35)]$$

5. Effectuer la correction de HMT par règle de trois pour obtenir le débit équivalent à la HMT la plus proche de celle qui correspond à une courbe HMT-Q du fournisseur. On considère que, sur l'intervalle entre ces HMT, la puissance hydraulique est constante et que :

$$Q_{\text{ramené à HMT courbe}} = QT35 \times HMT_{\text{mesurée}} / HMT_{\text{courbe}}$$

Placer sur le graphique HMT-Q du fournisseur, le point correspondant à l'éclairage énergétique moyen E_m et au débit Q ramené à la HMT de la courbe. Si le débit mesuré n'est pas inférieur de plus de 15 % au débit nominal figurant sur la courbe, les rendements de la pompe sont jugés satisfaisants. Dans le cas contraire, il est nécessaire d'effectuer une autre série de mesures pour confirmer le déficit constaté.

MESURES DU RENDEMENT TECHNIQUE DU GÉNÉRATEUR

Mesure de la caractéristique I-V du champ PV

On mesure le courant de court-circuit (I_{cc}) à l'aide d'une pince ampèremétrique, d'un shunt en série ou d'un ampèremètre monté en parallèle. Le courant de court-circuit étant directement proportionnel à l'ensoleillement, tout écart qu'on pourrait observer sur I_{cc} devrait normalement être dû à un mauvais câblage des panneaux. L'ensoleillement est mesuré à l'aide d'un pyranomètre.

On effectuera aussi la mesure de la tension en circuit ouvert (V_{co}). V_{co} varie avec la température du module, cette dernière pouvant être mesurée à l'aide d'un thermomètre de contact. Pour un générateur constitué d'un grand nombre de modules, la température de surface doit être relevée à plusieurs endroits, notamment au bord et au centre du champ. Si plusieurs modules connectés en parallèle sont mal branchés, V_{co} sera légèrement inférieure à la valeur attendue. Les pertes le long des fils devront être contrôlées et on s'assurera qu'il n'y a pas de connexions défectueuses. Ce contrôle se fait en mesurant, en fonctionnement normal, la tension au niveau des panneaux, du conditionneur et de la pompe.

Connaissant l'ensoleillement, il est possible d'estimer l'intensité du courant aux modules et à la pompe, cette estimation pouvant être comparée à celles qui sont obtenues à l'aide d'une pince ampèremétrique lors du fonctionnement normal de la station.

Mesure des caractéristiques du conditionneur d'énergie

On vérifie le bon fonctionnement du conditionneur d'énergie en se reportant aux instructions du fabricant. L'exploitation des mesures faites aux points précédents permettra d'établir le bon fonctionnement de l'onduleur ou de l'interface cc. Son fonctionnement sous plusieurs ensoleillements est plus difficile à évaluer et ne se fera que durant l'utilisation du système. La personne responsable de l'exploitation doit tenir des fiches d'utilisation concises afin de déterminer le bon fonctionnement de la pompe. Des exemples de fiches de mesures sont présentés à l'annexe VIII.

PROCÈS-VERBAL

Après l'inspection et les essais de réception provisoire en présence du maître d'ouvrage, on effectue pour les utilisateurs une démonstration simple des principales procédures d'utilisation de la station. Les manuels détaillés et les fiches de mesures sont remis aux utilisateurs. On établit ensuite un certificat d'acceptation (procès-verbal) (voir annexe VII) de la station et on fait la mise au point du contrat d'entretien, ce dernier pouvant intégrer la formation d'un agent de maintenance chargé du suivi de cette station.

QUATRIÈME PARTIE

La maintenance et l'exploitation des stations de pompage photovoltaïque

Dans cette partie, le lecteur s'initiera au concept de l'entretien et de la maintenance de la pompe solaire. Il apprendra le rôle des différents types de maintenance et apprendra à monter un dossier de maintenance pour son système. Une méthode permettant un diagnostic rapide du fonctionnement de la pompe et de ses composants est offerte.

Chapitre 12

Organisation de la maintenance des stations de pompage photovoltaïque

LA MAINTENANCE EST L'ENSEMBLE DES ACTIONS permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état clairement spécifié; bien maintenir, c'est assurer ces opérations à un coût global minimal. Une pompe photovoltaïque de bonne qualité, bien conçue et bien installée, peut fonctionner correctement pendant plus de 20 ans si elle est bien entretenue. Un entretien négligé peut parfois avoir des conséquences irréversibles sur la fiabilité du système.

RÔLES, FONCTIONS ET ACTIVITÉS DE LA MAINTENANCE

Vu schématiquement sous un angle terminologique, « **entretenir** » un matériel, c'est le subir, tandis que « **maintenir** » un matériel, c'est maîtriser; il est vivement recommandé d'agir en amont des événements afin de prévenir les défaillances ou les défauts.

Dans un service maintenance, on retrouve généralement les **fonctions** suivantes:

- **méthodes et études** (définition des techniques et des moyens à utiliser);
- **ordonnancement** (rassemblement des moyens, main-d'œuvre et matières, déclenchement des travaux);
- **réalisation** (contrôle de l'activité du personnel et de la qualité du travail);
- **documentation** (création, organisation et animation de toute la documentation).

Les principales **activités** d'un service maintenance sont la *prévention*, l'*intervention* et l'*amélioration*.

La **prévention** s'effectue par une bonne tenue des documents permettant de suivre la vie de la station, le maintien du stock de pièces de rechange, la réalisation d'inspections, de visites et de contrôles. Pour pouvoir bien mener cette action, il est nécessaire de disposer des documents suivants :

- le dossier machine du constructeur,
- les fiches de suivi de la station,
- les documents divers établis lors des interventions.

En dehors des documents précédents, il est aussi nécessaire d'optimiser le stock de pièces de rechange, d'assurer convenablement les inspections (surveillances périodiques sans arrêt de la pompe) et enfin de bien contrôler les paramètres de fonctionnement du système (vérification de conformité).

La seconde opération concerne l'**intervention** qui peut être une réparation, une révision, un échange standard ou d'autres actions similaires.

Enfin, la troisième opération est l'**amélioration** du système. Elle a pour but de modifier le système de manière à améliorer certaines de ses caractéristiques. Il peut s'agir d'une rénovation, d'une reconstruction ou d'une modernisation. Il est aussi important que le service maintenance soit capable d'exécuter certains travaux novateurs (mise en place ou implantation de nouveaux équipements).

TYPES DE MAINTENANCES

On distingue deux types de maintenances : la *maintenance préventive* (systématique ou conditionnelle) et la *maintenance corrective* (palliative ou curative). L'objectif commun de ces deux types est de diminuer le coût de défaillance. L'analyse technico-financière des risques encourus impose le choix d'un type de maintenance.

La maintenance préventive

La maintenance préventive a pour objectif d'éviter que l'installation tombe en panne. Pour y arriver, on effectue régulièrement un suivi et un contrôle rigoureux de chacun des constituants de la station, tout en prenant soin de remplacer les pièces usées juste avant que leur état ne perturbe le fonctionnement normal du système. Cependant, on doit différencier deux modes de maintenance préventive : la maintenance systématique et la maintenance conditionnelle.

La maintenance préventive systématique

La maintenance systématique consiste à changer les pièces selon un échéancier préétabli. Elle ne donne pas de résultats directement visibles immédiatement, mais elle permet surtout d'assurer la fiabilité du système. L'objectif de ce type de maintenance étant de maintenir l'équipement dans l'état de son rendement initial. Les coûts directs de cette maintenance (main-d'œuvre et prix des pièces) ne doivent pas être supérieurs à la valeur des conséquences des pannes que l'on cherche à éviter.

Ce type de maintenance, souvent appelé entretien du système, se limite généralement au nettoyage des panneaux, au désherbage de la station, à la prévention de l'ombre sur les panneaux et au contrôle visuel de l'état des câbles et des autres constituants externes (supports, réservoirs...).

Cet entretien est assuré au niveau local par les utilisateurs eux-mêmes. Il est généralement confié à une structure technique locale constituée d'un opérateur technique et d'un fontainier qui seront responsables du manie-ment, de l'entretien et de la surveillance de la station et de tous les aména-gements annexes.

Les tableaux 12.1 et 12.2 présentent respectivement les contrôles à effectuer et un exemple de répartition des tâches au niveau de la structure technique locale.

Tableau 12.1
Maintenance préventive au niveau local

| Contrôles à effectuer | Actions à mener |
|---|---|
| 1. Nettoyage hebdomadaire des panneaux solaires | <ul style="list-style-type: none"> • Utiliser un chiffon bien propre et mouillé; ne pas utiliser de détergents grenus ou de composés contenant des particules abrasives ou des produits décapants |
| 2. Prévention de l'ombre | <ul style="list-style-type: none"> • Enlever les arbustes autour du générateur • S'assurer que personne n'a rien entreposé qui puisse masquer les panneaux • Ne pas permettre la construction de maisons risquant de faire de l'ombre sur les panneaux |
| 3. Inspection des constituants des câbles et de l'aménagement | <ul style="list-style-type: none"> • Vérifier l'état de propreté et le blocage de toutes les connexions visibles (pompe, panneaux, conditionneur d'énergie...) • Une fois par semaine, vérifier les câbles partout où c'est possible et rechercher les détériorations éventuelles (coupures, isolants usés ou mangés par les rongeurs...) • Contrôle quotidien de l'état des équipements et de l'aménagement |

Tableau 12.2

Répartition des tâches au niveau de la structure technique locale

| Opérateur technique Tâches quotidiennes | Fontainier Tâches quotidiennes |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Avant le démarrage automatique de la station, s'assurer que les équipements sont en bon état (modules, câbles, fuite d'eau...) • Relever dans un cahier la valeur affichée par le débitmètre; ce relevé doit être effectué soit le soir à l'arrêt de la pompe, soit le matin avant le démarrage | <ul style="list-style-type: none"> • Protection des équipements • Assainissement des aires de distribution • Éviter le vandalisme, pénétration des animaux errants, jets de pierres d'enfants... • Assurer la propreté de la station • Éviter le gaspillage d'eau • Maintenir l'ordre de la station |
| Tâches hebdomadaires | En tout temps |
| <ul style="list-style-type: none"> • Avant le lever du soleil, laver les panneaux avec de l'eau propre et essuyer avec un chiffon propre • Inspecter les câbles pour se rassurer qu'ils sont en bon état et bien fixer dans les connexions | <ul style="list-style-type: none"> • Appui à l'opérateur technique • Donner un coup de main à l'opérateur technique lors des travaux d'entretien ou de réparations et pour les relevés |
| En cas de panne : | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Aviser les responsables de la localité (membres du Comité du point d'eau...) • Inspecter les équipements selon la procédure établie • Effectuer, si possible, la réparation, sinon faire appel au technicien | |

La maintenance préventive conditionnelle

La maintenance préventive conditionnelle a pour objectif la correction de la dérive éventuelle du rendement technique de la station, ceci à travers une exploitation rigoureuse des relevés de mesures et des constats effectués sur le site. C'est une maintenance préventive qui nécessite un diagnostic avant le remplacement de la pièce. Elle dépend des résultats des visites et des inspections (apparition d'un symptôme extérieur). Ces inspections doivent être confiées au maître d'œuvre ou à toute autre structure compétente et

doivent être assurées par un technicien spécialisé. L'équipe d'intervention pourrait être composée de deux personnes: un technicien spécialisé, électromécanicien de préférence, et un ouvrier-chauffeur de profil plutôt polyvalent; cette équipe sera chargée de faire le point périodiquement sur le matériel installé. Ce type de maintenance est utilisée chaque fois que cela est possible; son coût est modéré et il donne de bons résultats.

La maintenance préventive peut se présenter sous deux formes: la **maintenance améliorative** (actions d'amélioration permettant d'accroître la fiabilité et la maintenabilité) et la **maintenance prédictive** (détermination de l'époque optimale d'intervention à partir de l'évolution dans le temps des symptômes constatés).

La maintenance corrective

La maintenance corrective consiste à remettre en état de marche une installation tombée en panne. L'arrêt de la station peut être dramatique pour les populations (absence d'eau, pertes agricoles...), d'autant plus que les pièces de rechange peuvent ne pas être disponibles localement. Afin de répondre le plus rapidement à cette situation, la maintenance corrective se fait habituellement en deux étapes.

La maintenance corrective palliative (dépannage)

Le dépannage permet de remettre provisoirement en service un équipement victime d'une défaillance partielle ou totale, en attendant une réparation définitive. Dans ce cas, la rapidité de l'intervention prime sur la qualité. Cette action doit répondre le plus rapidement possible à l'arrêt du système en amenant des solutions de marche même temporaires.

L'action de dépannage peut être faite par le personnel technique habilité au service de la pompe ou, si le problème est grave, par une équipe technique rapide.

Le but de cette action n'est pas de réparer l'équipement mais de lui permettre de fournir une partie du service pour lequel il a été mis en place. Si nécessaire, une partie de l'équipement sera court-circuitée afin de permettre le fonctionnement partiel du système.

La maintenance corrective curative (réparation)

La réparation est la remise en état définitive de tout le matériel usagé ou accidenté ou d'une partie de celui-ci. Contrairement au dépannage, la réparation est préparée et généralement planifiée. Dans ce cas, la qualité de l'intervention prime sur la rapidité.

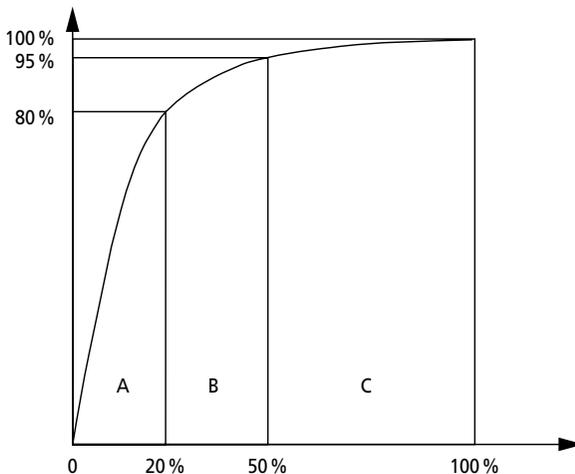
Pour mieux appréhender les risques de défaillance afin de mieux les éviter, on utilise parfois la méthode AMDEC (analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité). Cette méthode est beaucoup plus utilisée que la méthode exclusive de la maintenance ; par exemple lors d'un projet, on peut s'en servir pour la modélisation, la conception, la qualité et la contrôlabilité du produit.

Pour définir les priorités sur les interventions à mener, on effectue un classement des coûts par rapport au type de panne. L'analyse ABC (ou loi de Pareto) facilite cette hiérarchisation. Elle consiste dans un premier temps à classer les pannes par ordre décroissant de coûts, et ensuite à établir un graphique faisant correspondre les pourcentages de coûts cumulés à un pourcentage de types de pannes cumulés. Ceci permet généralement d'aboutir à une courbe (voir figure 12.1) pouvant être scindée en trois zones : la zone A (zone dans laquelle 20 % des pannes représentent 80 % des coûts ; c'est une zone de priorités), la zone B (ici 30 % des pannes ne coûteront que 15 % des coûts) et enfin la zone C (50 % des pannes, mais correspondant seulement à 5 % des coûts).

L'analyse ABC conduira ainsi à organiser une politique de maintenance préventive systématique ou conditionnelle avec surveillance permanente pour les éléments de la zone A. On sera un peu moins exigeant pour les constituants de la zone B, et nettement moins pour les constituants de la zone C.

Figure 12.1

Représentation graphique de la méthode ABC



Lors des interventions, il arrive très souvent que l'intervenant se contente de supprimer la manifestation de la panne sans rechercher ses causes premières. Pour éviter ce genre de dérapage, on peut utiliser la méthode de MAXER qui propose un dépannage rationnel en neuf étapes :

1. s'informer et analyser la situation,
2. prendre éventuellement une décision provisoire,
3. établir le diagnostic, chercher la cause la plus probable,
4. réparer,
5. vérifier le résultat de la réparation,
6. chercher la cause première et y remédier,
7. trouver les conséquences,
8. vérifier les matériels semblables,
9. rédiger le rapport d'intervention.

Pour établir le diagnostic, on peut s'aider des questions classiques suivantes : Qui ? Quoi ? Où ? Quand ? Combien ? Comment ? ; ces questions sont présentées dans le tableau 12.3.

Tableau 12.3

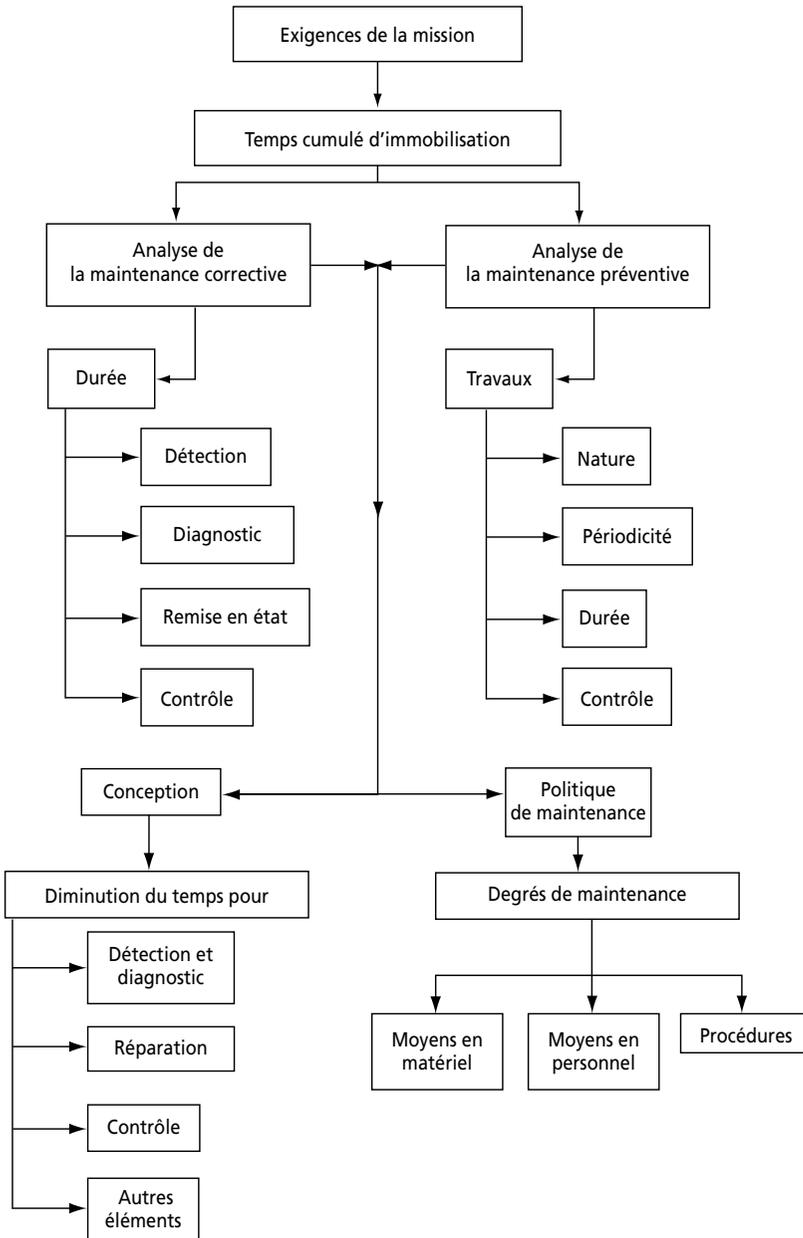
Questions à répondre pour établir un diagnostic de réparation

| | | | |
|-----------|--|--|-------------------------------------|
| Qui ? | Qui est l'opérateur ? | | |
| Quoi ? | Quel est le défaut constaté (symptômes) ? | Quel autre défaut aurait-on pu avoir ? | |
| Où ? | Où le défaut apparaît-il ? | Où n'apparaît-il pas ? | |
| Quand ? | Quand le défaut est-il apparu pour la première fois ? | Quand est-il apparu ensuite ? | Quand le défaut n'apparaît-il pas ? |
| | Le défaut est-il périodique ? | | Si oui, quelle est sa fréquence ? |
| Combien ? | Quelle est sa tendance ? | Quelle est l'importance du défaut ? | |
| Comment ? | Quelles circonstances ont précédé ou accompagné l'apparition du défaut ? | | |
| Remarques | | | |

La figure 12.2 présente le schéma synoptique des actions possibles du responsable technique chargé de la maintenance.

Figure 12.2

Organigramme présentant l'organisation technique des actions possibles du responsable technique chargé de la maintenance



DOSSIER DE MAINTENANCE

Le dossier de maintenance est un dossier dans lequel tout sera noté. Il devra permettre à toute nouvelle personne de s'informer avec précision et d'exécuter les tâches aisément. Nous présentons ci-dessous les renseignements à rassembler pour une bonne connaissance du matériel et surtout la façon de procéder pour constituer le dossier de maintenance d'une installation. Les principes élaborés ci-dessous s'appliquent surtout à la structure extérieure qui assurera la maintenance de la pompe.

Connaissance du matériel

Pour une bonne connaissance du matériel, on doit pouvoir trouver, dans le dossier de maintenance de chaque pompe, les informations suivantes :

- **fiche signalétique** : nom et adresse du constructeur ou du fournisseur, téléphone, télécopieur, type et numéro de série, année de fabrication...
- **caractéristiques physiques** : encombrement, masse, capacité de production...
- **commande** : date et références, spécifications techniques, conditions de réception, conditions de garantie...
- **plans** : d'ensemble, de détails de toutes les pièces susceptibles d'être remplacées ou réparées, de montage donnant les jeux, les entr'axes, les réglages, les vues éclatées...
- **schémas** : cinématique, électrique, hydraulique, électronique, de régulation...
- **plans d'installation** : fondations, raccordements électriques, hydrauliques,
- **fiches** : entretien, réglage, mise en route, arrêt, conduite...
- **consignes particulières** : sécurité, incendie...
- **liste** : des ensembles pour échange standard, des pièces de rechange...

Constitution d'un dossier de maintenance

Le dossier de maintenance commence à être constitué dès que l'équipement est commandé et sera complété au fur et à mesure des actions de maintenance sur le système. L'élaboration du dossier de maintenance, par la société chargée du suivi ou de la maintenance de la station, doit se faire avec l'aide du constructeur ou du fournisseur, de la structure chargée de l'achat du matériel, du comité d'exploitation local et du fontainier.

Pour l'organisation du dossier, on peut regrouper les constituants par familles et sous-familles, par exemple un premier groupe correspondant aux pièces fabriquées en grande série et qu'on peut facilement trouver en grande quantité sur le marché (robinets, vis, écrou...), un second groupe constitué par les ensembles importants (moteurs, pompes...), et enfin un troisième groupe constitué de composants propres à l'installation (onduleurs, moteurs, pompes, etc.). Cette méthode facilite la codification.

Par ailleurs, tout travail effectué donnera lieu à un historique qui sera intégré au dossier. Ce dernier doit exister au moins en deux exemplaires classés respectivement dans la structure locale d'exploitation et dans la société chargée de la maintenance. Il faut bien noter que le dossier de maintenance n'est pas un document d'archives mais un document de travail.

COÛTS DE MAINTENANCE, DE DÉFAILLANCE ET DE FONCTIONNEMENT

Coûts de maintenance

Bien qu'ils varient selon les activités, les coûts de maintenance annuels représentent d'une manière générale environ 15 % du prix de l'installation, et environ 9 % des dépenses globales. Les coûts de maintenance se décomposent en quatre parties :

- les dépenses de main-d'œuvre et d'outillage (coûts des moyens humains et matériels...),
- les achats et les sorties de magasin (produits consommés, échanges standard...),
- les dépenses de main-d'œuvre externe (sous-traitance...),
- les frais généraux (salaires, avantages sociaux du personnel, frais matériels : locaux, énergie, téléphone, télécopieur, imprimés...).

Ces coûts incluent le remplacement des composants principaux après leur durée de vie effective.

Coûts de défaillance

Pour pouvoir apprécier de manière rigoureuse l'activité de maintenance dans une station de pompage, le coût le plus utile à connaître sera celui qui intègre aux dépenses d'entretien toutes les pertes et le manque à gagner. Bien que l'analyse de ce coût soit relativement complexe, nous allons considérer qu'il y a défaillance non seulement en cas de panne totale ou arrêt de la station, mais aussi lors de toute réduction du débit d'eau pompée.

De nombreux paramètres doivent être pris en considération lors de l'estimation de ce coût (salaires et avantages sociaux du personnel, coût d'amortissement, frais généraux...).

Il est important de noter que, pour tout matériel, l'objectif de la maintenance n'est pas d'éliminer à tout prix toutes les pannes, mais plutôt de déterminer la durée optimale des arrêts pour panne pour laquelle le coût de défaillance est minimal.

Coût moyen de fonctionnement

Ce coût permet, par une étude économique, de fixer la date de renouvellement de la pompe photovoltaïque. Il est défini par le ratio suivant :

$$\text{Coût moyen} = \frac{\text{totalité des dépenses effectuées sur la station}}{\text{service rendu}}$$

Les dépenses comprennent le prix d'achat des équipements et les frais d'installation, jusqu'à la mise en service, les dépenses de fonctionnement et les dépenses d'entretien. À tout moment, la pompe photovoltaïque représente un capital qui vient en déduction du capital ci-dessus. Le service rendu peut se chiffrer en tonnage d'eau vendue ou en nombre d'heures de marche. Le coût moyen décroît les premières années, passe par un palier minimal, pour recroître ensuite. En cas d'incident sérieux sur la pompe, le coût moyen peut aider à décider entre une réparation coûteuse et un remplacement (voir chapitre 8).

Chapitre 13

Exploitation de la station de pompage photovoltaïque

GUIDE D'IDENTIFICATION DES PANNES

UNE VÉRIFICATION MÉTHODIQUE EST NÉCESSAIRE si la pompe ne débite pas correctement ou si le système est arrêté pour une raison non définie. Les organigrammes proposés dans les figures 13.1 à 13.5 ont pour objectif de faciliter le diagnostic.

Figure 13.1
Diagnostic général du système

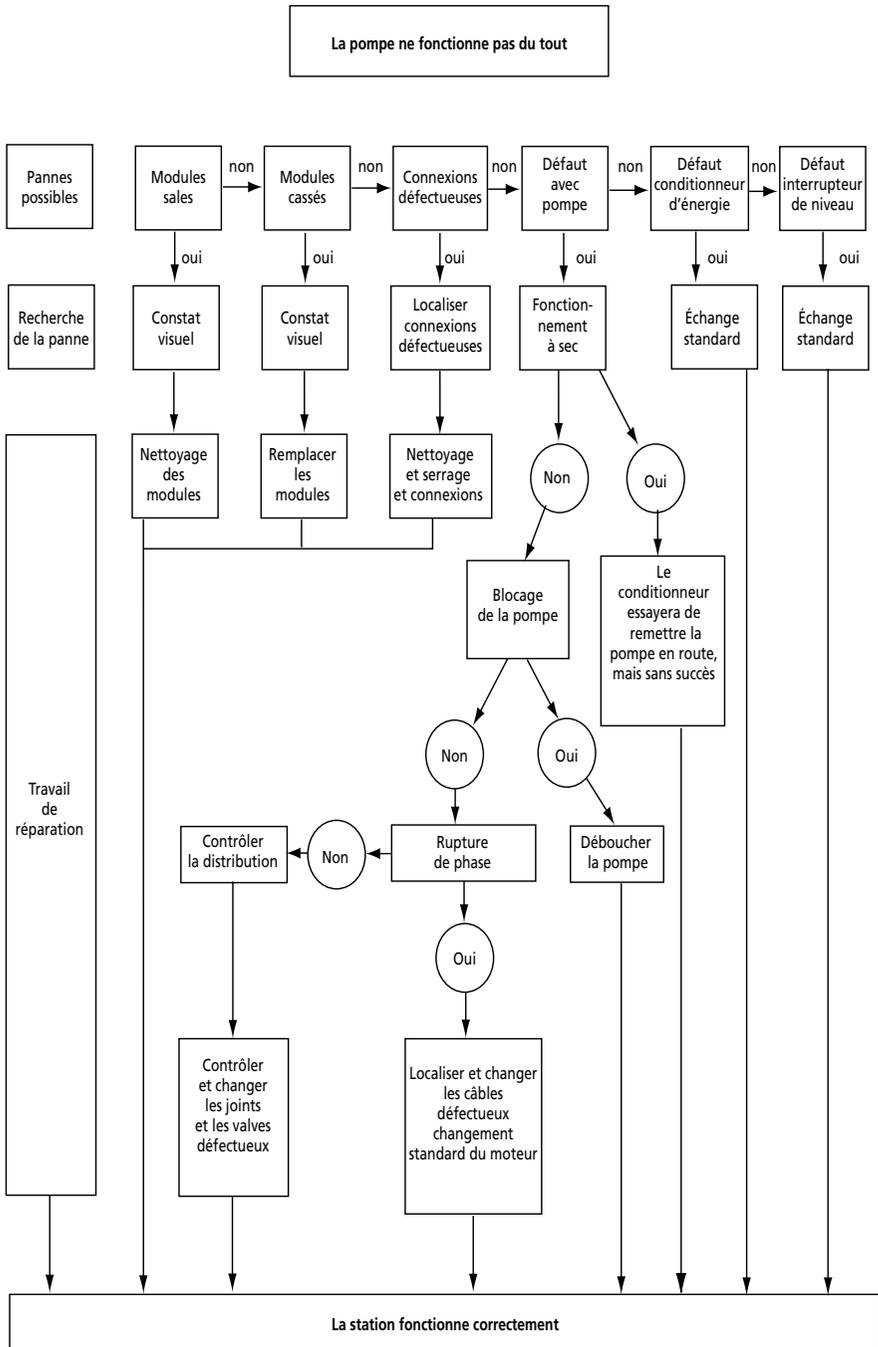


Figure 13.2
Diagnostic du rendement du système

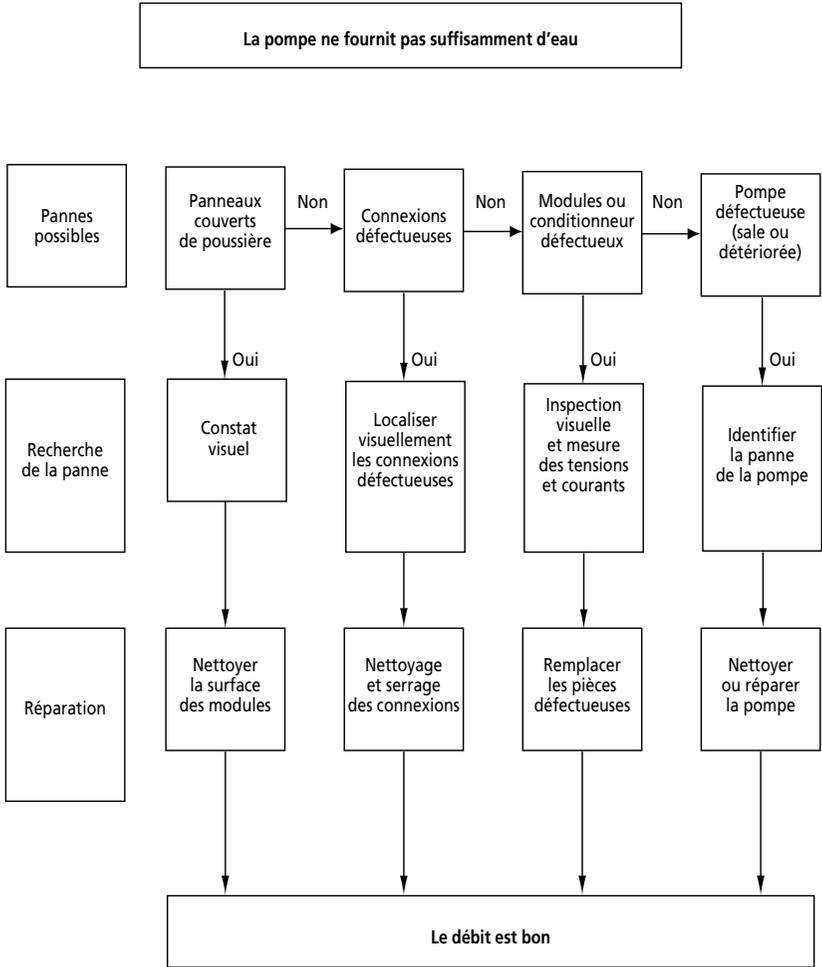


Figure 13.3
Diagnostic du générateur photovoltaïque

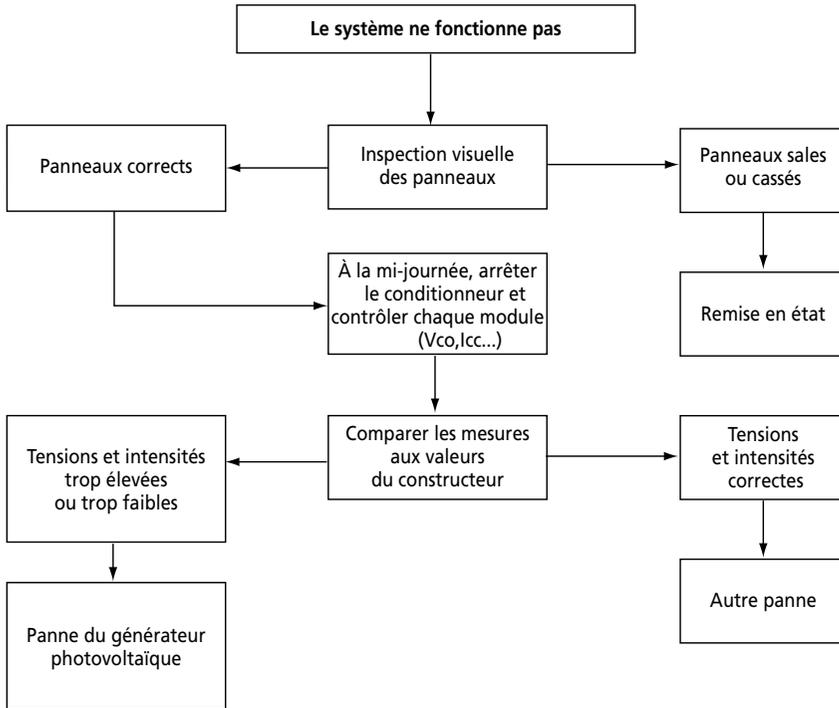


Figure 13.4
Diagnostic du conditionneur d'énergie

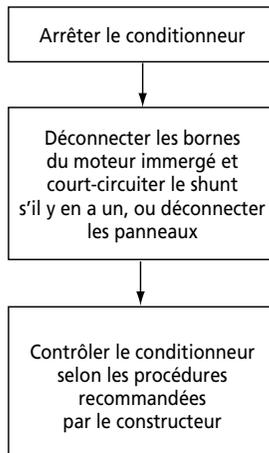
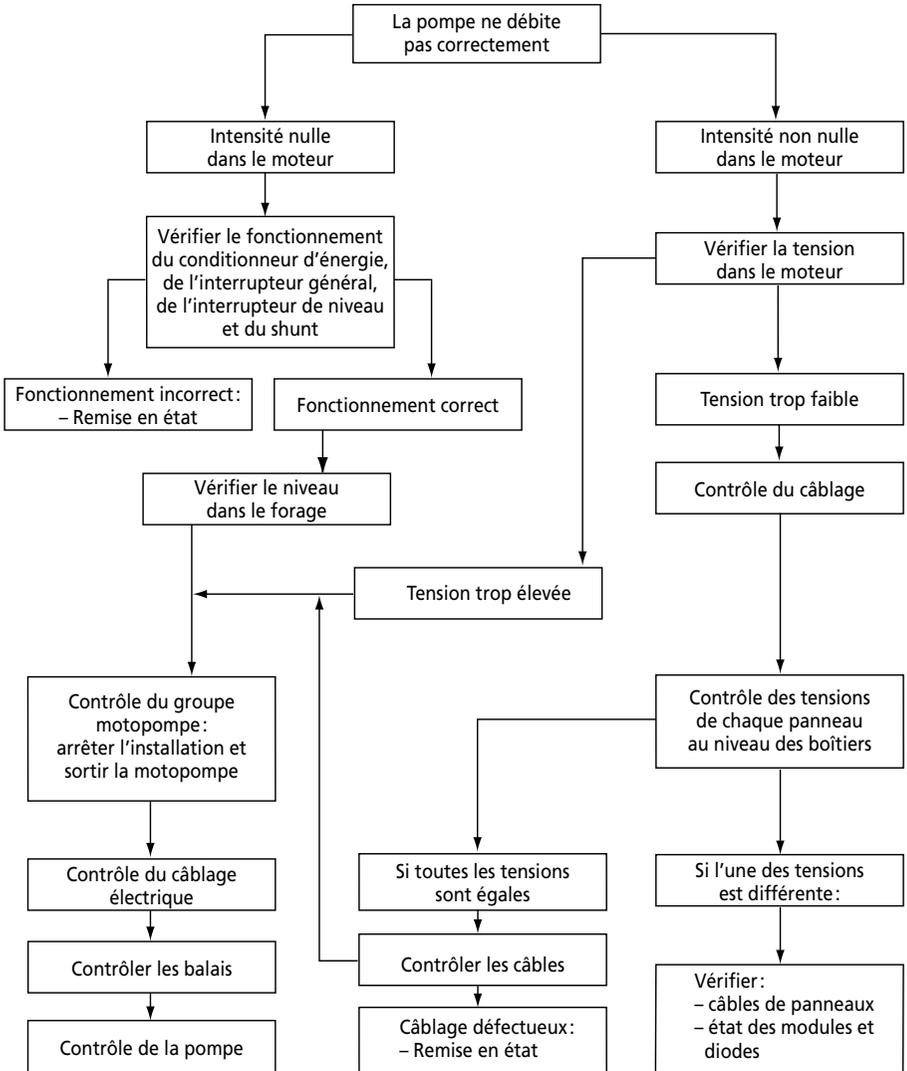


Figure 13.5
Diagnostic du groupe motopompe



TECHNIQUES DE RÉPARATION

Le dépannage des équipements doit absolument être effectué par une structure spécialisée capable de travailler en conformité avec les prescriptions du constructeur.

Les remplacements standard étant souvent fréquents, nous présentons ci-dessous quelques précautions à prendre lorsqu'on doit remplacer certains constituants d'une station de pompage photovoltaïque.

Chaque fois qu'un dépannage sera effectué, on prendra soin de bien cerner les causes de l'incident afin d'éviter qu'il se reproduise à l'avenir.

Remplacement d'un module

Avant d'entreprendre le remplacement d'un module détérioré, il faut s'assurer que le nouveau module est parfaitement convenable. Celui-ci doit être de la même puissance et avoir les mêmes caractéristiques de fonctionnement I-V que celui qu'il remplace. Si le module est différent, celui-ci peut influencer gravement la caractéristique de fonctionnement de tout le générateur. Voir le chapitre 2 pour comprendre l'influence d'un module dépareillé (ou ombragé) sur l'ensemble du générateur.

Le remplacement d'un module doit être effectué de préférence tôt le matin ou tard le soir. On doit tout d'abord masquer la surface des panneaux avec une toile noire ou une bâche. Le conditionneur d'énergie est ensuite arrêté. Les câbles de liaison entre celui-ci et les boîtes de distribution aux panneaux sont déconnectés grâce à des outils isolants. Après avoir étiqueté le fil positif et le fil négatif du module fautif, on les débranche de la boîte de connexion. Le module peut ensuite être retiré en desserrant les vis qui le fixent à la structure.

On peut alors mettre en place le nouveau module, faire les connexions adéquates et remettre le système en service.

Remplacement de câbles

Les modules, le conditionneur d'énergie et le groupe motopompe sont reliés entre eux par des câbles qui peuvent subir diverses détériorations. Tout câble endommagé doit être changé.

Pour ce faire, on arrête le conditionneur, on masque les modules, on débranche le câble et on le remplace. Pour un câble reliant les panneaux au conditionneur d'énergie, on déconnectera d'abord les panneaux. De même, entre le conditionneur et le groupe motopompe, on débranchera d'abord le câble du côté conditionneur. Pour la mise en place du nouveau câble, ces priorités seront inversées.

Remplacement du conditionneur d'énergie

Avant de procéder au remplacement du conditionneur, il est conseillé de vérifier si la panne n'est pas due à un mauvais raccordement ou à un défaut sur l'interrupteur principal. Les précautions à prendre pour un échange standard du conditionneur sont similaires à ce qui a déjà été vu plus haut. On doit donc arrêter l'installation et couvrir les modules avant d'effectuer la substitution.

Remplacement du groupe motopompe

Après avoir sorti le groupe motopompe du forage, on effectue une bonne inspection visuelle pour vérifier si le défaut ne peut pas être corrigé très simplement (saletés...). Pour des défauts nécessitant le démontage du groupe, on procède généralement à un échange standard en attendant sa remise en état.

Chapitre 14

Organisation sociale et formation des utilisateurs

HISTORIQUE

L'EXPÉRIENCE DES PROJETS DE POMPAGE SOLAIRE qui ont été menés depuis près de deux décennies dans plusieurs pays entres autres dans les pays du Sahel, a montré que, très souvent, le critère de la réussite technique des projets a masqué la viabilité et la pérennité des projets. Techniquement, les pompes solaires ont atteint un niveau de fiabilité très élevé et le schéma de montage des installations s'est stabilisé autour d'une configuration standard. Cependant, on constate un grand nombre de pompes solaires en panne, des stations de pompage abandonnées.

Plusieurs facteurs liés les uns aux autres sont à l'origine de ces échecs :

- manque d'information et de sensibilisation des bénéficiaires,
- très faible participation des populations au moment de la mise en œuvre du projet,
- manque de responsabilisation effective quant à la gestion de l'équipement, notamment pour la prise en charge par les utilisateurs des coûts récurrents liés à l'exploitation de la pompe,
- un environnement technologique peu favorable pour les interventions en milieu rural.

Pour toutes ces raisons, il est important, dès le départ d'un projet de pompage solaire, de veiller à sensibiliser les futurs bénéficiaires. Cette sensibilisation doit être menée lors d'une activité d'animation qui comprend plusieurs phases.

Avant l'installation de la pompe

- **Phase d'identification du site:** qui conduit au choix préliminaire du site de pompage.
- **Phase d'information:** qui doit amener les populations à prendre souverainement la décision d'opter pour une pompe solaire en pleine connaissance des avantages et des inconvénients.
- **Phase de formation:** sur le plan organisationnel et celui de la gestion de l'équipe.

Au moment de l'installation de la pompe

- **Formation:** à la maintenance courante et à la connaissance des principales parties du système photovoltaïque.

Après l'installation

- **Phase de suivi post-installation:** consolider les acquis et aider à une bonne maîtrise de la gestion de la station de pompage.

AVANT L'INSTALLATION

Étude d'identification de site

C'est la première étape pour un projet de pompage. Elle a pour objectif de trouver les sites d'accueil potentiels pour les pompes. Cette phase s'appuie à la fois sur des enquêtes de terrain et sur la documentation existante pour la zone d'implantation du projet. Les résultats attendus pour cette activité sont les suivants:

Données socio-économiques

- implantation spatiale du village (quartiers, concessions, etc.),
- population, cheptels,
- activités économiques et socioprofessionnelles dominantes dans la zone,
- sources de revenus des populations,
- habitudes organisationnelles existantes: associations villageoises, comité de gestion d'équipements communautaires (pompe manuelle, magasins céréaliers, etc.).

Données hydrogéologiques

- localisation du point d'eau par rapport au village,
- nature du point d'eau (forages, puits, cours d'eau, etc.),
- historique et données sur le point d'eau: résultats des essais de débit dans le cas d'un forage,
- état d'exploitation du puits d'eau: existe-t-il un équipement d'exhaure sur le point d'eau (pompe manuelle, pompe diesel)?

Information des futurs bénéficiaires

Le point de départ d'une réelle participation des populations est la compréhension qu'elles auront de l'origine du projet, des différents acteurs et du rôle de chacun de ces acteurs. Autrement dit, il est nécessaire de faire connaître aux populations « **avec qui? et dans quoi?** » elles vont s'engager. L'animation doit assurer que ces points ont été bien compris par les populations en leur faisant connaître les différents partenaires qui interviennent dans la mise en place du futur projet.

Ces partenaires se répartissent en deux groupes :

Les partenaires indirects

- Le département ministériel concerné.
- L'agence d'exécution du projet.
- Le bailleur de fonds qui finance le projet.
- Le fournisseur de l'installation solaire et de ses pièces de rechange.
- Le représentant du fournisseur.

Les partenaires directs

- La direction ou le service ministériel.
- Le maître d'œuvre délégué au niveau de la province.
- La société chargée de la maintenance et de l'entretien des installations solaires.
- Les organismes financiers dont le rôle est d'encourager l'épargne régulière et la mobilisation financière des villages: banques et caisses de crédit en milieu rural.
- Les groupements socio-économiques qui pourraient compléter le budget soit par un don, soit par un remboursement en fin d'exercice grâce aux produits de la vente d'eau.

PENDANT L'INSTALLATION

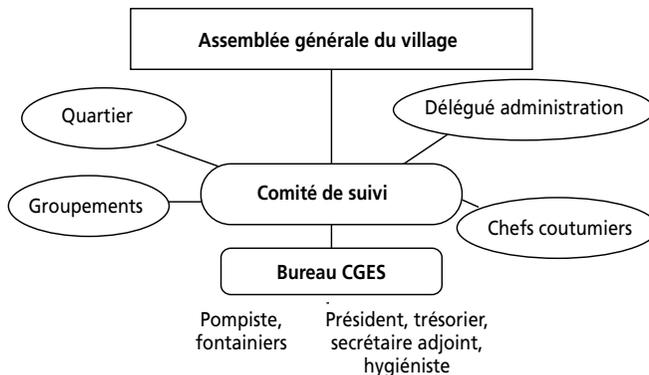
La formation des futurs bénéficiaires consiste à :

- **Préparer** les utilisateurs à prendre le projet entièrement en charge dès la mise en exploitation de l'équipement solaire et surtout après le désengagement des structures d'encadrement du projet.
Pour atteindre cet objectif, il faut :
 - **faire comprendre aux bénéficiaires la nécessité de prendre en charge les coûts d'exploitation** (fontainiers et gardiens), **de maintenance** (contrat de maintenance en garantie totale) et **de renouvellement** (motopompe et onduleur) ;
 - **former les comités de gestion des équipements solaires (CGES)** afin qu'ils maîtrisent la gestion et les contraintes liées à la nécessité d'épargner une partie des recettes ;
 - **mettre à la disposition des CGES** des outils de gestion simples et adaptés ;
 - **renforcer la relation contractuelle directe** entre les villageois et l'entreprise chargée du SAV (représentant local du fournisseur) à laquelle le village est lié par un contrat d'entretien en garantie totale.
- **Sensibiliser** la population à l'importance de la qualité de l'eau et à son effet sur leur santé afin de les amener progressivement à n'utiliser que l'eau potable du forage pour les besoins alimentaires.
- **Inform**er la population sur les autres possibilités offertes par les systèmes photovoltaïques (éclairage, radio, télévision, etc.).

Cette formation doit également aboutir à la mise sur pied d'une organisation villageoise apte à gérer le point d'eau. En général, l'organisation qui est la plus courante se présente comme suit :

Figure 14.1

Organigramme typique de la gestion d'une station de pompage solaire villageoise



- Une assemblée générale du village (AG)
Elle est constituée par l'ensemble des villageois. Ses attributions sont les suivantes :
 - nomination des membres de toutes les structures du village CS et CGES,
 - fixation de la tarification de l'eau,
 - contrôle annuel des structures de gestion que sont le CS et le CGES.

- Un comité de suivi (CS)
Ses membres sont désignés par l'AG du village. Le CS comprend les membres ci-après :
 - un délégué administratif,
 - les chefs coutumiers, les chefs religieux, les notables,
 - les présidents de groupement des associations ou des caisses villageoises.

Le CS est doté d'un bureau dont la composition est la suivante :

 - un président et son adjoint,
 - un secrétaire et son adjoint (sachant lire et écrire).

- Un comité de gestion de l'équipement solaire (CGES)
Ses membres sont désignés par l'AG du village. Le CGES est doté d'un bureau constitué comme suit :
 - un président et son adjoint,
 - une secrétaire,
 - un trésorier avec son adjoint,
 - un pompiste,
 - des fontainiers,
 - une hygiéniste.

APRÈS L'INSTALLATION DE LA POMPE

Organisation de la gestion de l'eau

Dans chaque village retenu pour être équipé d'une pompe solaire, est mise sur pied une organisation dont les membres actifs (fontainiers, trésoriers, gardiens de la pompe) devront être suivis pendant les six premiers mois après la mise en exploitation de la pompe solaire afin de s'assurer qu'ils maîtrisent leurs rôles respectifs dans la gestion de la pompe solaire. C'est essentiellement une phase de suivi et de consolidation des acquis des bénéficiaires.

Deux types de formations pourront être proposés aux utilisateurs : une petite formation au niveau du village et une formation plus intensive dans des centres spécialisés.

- La formation au niveau du village doit être donnée après la réception provisoire de l'installation. Cette formation, qui peut être assurée par le maître d'œuvre, permet aux responsables locaux de pouvoir exploiter et entretenir correctement leur équipement (mise en marche, arrêt, entretien préventif, remplissage des fiches de suivi...). La formation dure quelques jours et est essentiellement démonstrative. Le document de base utilisé est le manuel d'utilisation fourni par le fabricant ou tout autre document élaboré à cet effet. Un récent ouvrage (1995) publié par la Fondation Énergie pour le monde et illustrant le fonctionnement d'une pompe solaire avec des dessins et des titres traduits en plusieurs langues est un bon exemple de cette possibilité.
- La formation dans les centres spécialisés regroupe des utilisateurs provenant de plusieurs localités. Cette formation doit être donnée avant la réception de l'installation. Des sessions de recyclage seront prévues. Des manuels pédagogiques et des fiches de relevés seront remis aux participants. La formation est essentiellement pratique. Elle est assurée par des pédagogues de terrain qui s'appuient sur des installations en vraie grandeur, similaires à celles qui sont installées dans les différentes localités d'où proviennent les participants. Des dispositions devront être prises pour que chaque stagiaire formé puisse, dès son retour dans sa localité, assurer la formation complète d'un homologue local.

Bibliographie

PREMIÈRE PARTIE : CHAPITRES 1 À 4

- CANSIA, *Conception des systèmes photovoltaïques*, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, Canada, 1992.
- DICKO, M., TAMBOURA, M. et KEITA, S., *Le pompage solaire photovoltaïque : manuel de maintenance*, Dangroup, Projet Danois-DRHE, Afritec, Mali, 1993.
- KENNETH, J. et GILLETT, W., *Solar Water Pumping; A Handbook*, IT Publications, London, UK, 1985.
- HILL, M. et MCCARTHY, S., *PV Battery Handbook*, Hyperion Energy Systems Ltd, Ireland, 1992.
- LIÉBARD, A., PHILIBERT, C. et RODOT, M., *Du neuf sous le soleil*, Énergie et Environnement, Calman-Lévy/Systèmes solaires, Paris, France, 1990.
- MAYCOCK, P.D., *Summary of the World Photovoltaic Technology, Performance, Cost and Market Forecast to 2010*, Rapport préparé pour SESCI, Ottawa, Canada, 1991-1992.
- MOINE, G., *L'électricité solaire photovoltaïque*, Enelec, Mornant, France, 1981.
- PV Design Assistance Centre, *Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practice*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1990.
- RÉSEAU INTERNATIONAL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE (RIES), *Guide de l'énergie solaire : Électricité solaire au service du développement rural*, Collection Études et filières, Rabat, Maroc, 1993.
- ROBERTS, S., *Solar Electricity: A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems*, Prentice Hall International Ltd., UK, 1991.
- Les systèmes photovoltaïques: Guide de l'acheteur*, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, Canada, 1989.
- ZWEIBEL, K., *Harnessing Solar Power: The Photovoltaic Challenge*, Plenum Press, New York, USA, 1990.

DEUXIÈME PARTIE : CHAPITRES 5 À 8

- BALEK, J., *Hydrology of Water Resources in Tropical Africa*, Elsevier, Amsterdam, The Netherlands, 1977.
- BARLOW, R., MCNELIS, B. et DERRICK, A., *Solar Pumping: An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs, and Economics*, World Bank Technical Paper Number 168, Intermediate Technology Publications, London, UK, 1993.

- BILLEREY, J., *Le pompage photovoltaïque*, GRET, Paris, France, 1984.
- CANSIA, *Conception des systèmes photovoltaïques*, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, Canada, 1992.
- CARRIER, F. et SCHILLER, E.J., *Méthode de dimensionnement du réservoir dans les systèmes de pompage photovoltaïques*, Revue des sciences de l'eau, Ottawa, Canada, 1993.
- COMITÉ INTERAFRICAIN D'ÉTUDES HYDRAULIQUES (CIEH), *Essais de débits simplifiés sur forages d'hydraulique villageoise*, Ouagadougou, Burkina Faso, 1988.
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITY, *Renewable Sources of Energy and Village Water Supply in Developing Countries*, Directorate General for Development, EEC, 1985.
- DICKO, M., TAMBOURA, M. et KEITA, S., *Le pompage solaire photovoltaïque : manuel de maintenance*, Dangroup, Projet Danois-DRHE, Afritec, Mali, 1993.
- DHV CONSULTING ENGINEERS, *Hand Dug Wells*, Development Cooperation Information Department, Netherlands, 1979.
- DRISCOLL, F.G., *Ground Water and Wells*, Second edition, Johnson division, USA, 1987.
- DROSTE, R.L., *Water Quality: Theory and Practice of Water and Wastewater Treatment*, Wiley, New York, 1994.
- FRAENKEL, P., *Water Pumping Devices*, IT Power, London, UK, 1986.
- LINSLEY, R.K., *et al.*, *Water Resources Engineering*, McGraw-Hill, New York, USA, 1992.
- MAURITS LA RIVIERE, J.W., « Threats to the World's Water », *Scientific American*, sept. 1989.
- MOINE, G., *L'électricité solaire photovoltaïque*, Enelec, Mornant, France, 1981.
- ONTARIO MINISTRY OF NATURAL RESOURCES, *Water Efficiency Strategy Workshop*, Toronto, Canada, 1992.
- PV Design Assistance Centre, *Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practice*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1990.
- RÉSEAU INTERNATIONAL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE (RIES), *Guide de l'énergie solaire : électricité solaire au service du développement rural*, Collection Études et filières, Rabat, Maroc, 1993.
- ROYER, J., *Fiches techniques du Centre canadien d'études et de coopération internationale*, Centre d'études et de recherches sur les énergies renouvelables (CERER), Sénégal, 1987.
- SCHILLER, E.J. et DROSTE, R.L., *Water Supply and Sanitation in Developing Countries*, Aun arbor Science, 1982.
- SCHILLER, E.J. et SQUARE, *Solar Pumping Systems in the Sahel: The Case of Senegal and Mali*, Proceedings of the 15th Annual Conference of SESCI, Penticton, Canada, 1989.
- SY, B. et HOANG-GIA, L., *Documents du projet PRS*, Comité inter-États de la lutte contre la sécheresse au Sahel (CILSS), Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.
- TODD, D.K., *Ground Water Hydrology*, Wiley, New York, USA, 1967.

- TWORT, A.C., HOATHER, R.C. et LAW, F.M., *Water Supply*, Arnold Publishers, London, UK, 1974.
- VEISSMAN, W. et HAMMER, M.J., *Water Supply and Pollution Control*, Fourth edition, Harper and Row, UK, 1985.
- WATT, S.B., *Ferro-cement Water Tanks and their Construction*, Intermediate Technologies Publications, London, UK, 1993.
- WATT, S.B. et WOOD, W.E., *Hand Dug Wells and their Construction*, Intermediate Technologies Publications, London, UK, 1979.
- WILI, T., *Électrotechnique*, Les Presses de l'Université Laval, Québec, Canada, 1978.
- WORLD BANK, *Micro-Computer Programs for Improved Planning and Design of Water Supply and Waste Disposal Systems*, UNDP/WB, Washington, D.C., USA, 1985.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE, *Ressources mondiales 1992-1993: un guide de l'environnement global*, PNUD, Éditions Sciences et Culture, Montréal, Canada, 1992.

TROISIÈME PARTIE: CHAPITRES 9 À 11

- BARLOW, R., MCNELIS, B. et DERRICK, A., *Solar Pumping: An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs, and Economics*, World Bank Technical Paper Number 168, Intermediate Technology Publications, London, UK, 1993.
- CANSIA, *Conception des systèmes photovoltaïques*, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, Canada, 1992.
- DICKO, M., TAMBOURA, M. et KEITA, S., *Le pompage solaire photovoltaïque: manuel de maintenance*, Dangroup, Projet Danois-DRHE, Afritec, Mali, 1993.
- KENNETH, J. et GILLET, W., *Solar Water Pumping; A Handbook*, IT Publications, London, UK, 1985.
- GRUNDFOS, *Engineering Design Manual for Grundfos Solar Pumping Systems*, Denmark, 1985.
- SY, B. et HOANG-GIA, L., *Documents du projet PRS*, Comité inter-États de la lutte contre la sécheresse au Sahel (CILSS), Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.

QUATRIÈME PARTIE: CHAPITRES 12 À 14

- BILLARD, J., *Atelier sur la maintenance des installations photovoltaïques*, École de technologie supérieure de l'hydraulique et de l'équipement rural (ETSHER), Ouagadougou, Burkina Faso, 1995.
- CANSIA, *Conception des systèmes photovoltaïques*, Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, Canada, 1992.
- DICKO, M., TAMBOURA, M. et KEITA, S., *Le pompage solaire photovoltaïque: manuel de maintenance*, Dangroup, Projet Danois-DRHE, Afritec, Mali, 1993.
- GRUNDFOS, *Engineering Design Manual for Grundfos Solar Pumping Systems*, Denmark, 1985.
- SY, B. et HOANG-GIA, L., *Documents du projet PRS*, Comité inter-États de la lutte contre la sécheresse au Sahel (CILSS), Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.

BIBLIOGRAPHIE DES ANNEXES

- I. GRUNDFOS, *Engineering Design Manual for Grundfos Solar Pumping Systems*, Denmark, 1985.
- II. GRUNDFOS, *Engineering Design Manual for Grundfos Solar Pumping Systems*, Denmark, 1985.
- III. ROYER, J., *Potentiel de l'énergie photovoltaïque au Québec*, ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Québec, Canada, 1993.
- IV. ROYER, J., *Fiches de dimensionnement d'une pompe solaire*, Solener inc., Québec, Canada, 1995.
- V. BARLOW, R., MCNELIS, B. et DERRICK, A., *Solar Pumping: An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs, and Economics*, World Bank Technical Paper Number 168, Intermediate Technology Publications, London, UK, 1993.
- VI. ROYER, J., *Fiches d'identité d'une station de pompage solaire*, Solener inc., Québec, Canada, 1995.
- VII. Repris et modifié du Programme régional solaire, *Fiche de contrôle et procès-verbal de réception provisoire*, CILSS, Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.
- VIII. Repris et modifié du Programme régional solaire, *Fiches d'exploitation de la station*, CILSS, Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.
- IX. Repris et modifié du Programme régional solaire, *Fiche de visite de maintenance*, CILSS, Ouagadougou, Burkina Faso, 1992.

Annexes

- I. Données d'ensoleillement
- II. Revue des technologies photovoltaïques
- III. Fiches de dimensionnement
- IV. Analyse économique
- V. Calcul comparatif des coûts
- VI. Fiche d'identité d'une station de pompage solaire
- VII. Réception provisoire de la station de pompage solaire
- VIII. Fiches d'exploitation de la station de pompage solaire
- IX. Fiche de visite de maintenance

Annexe I

Données d'ensoleillement

Les cartes suivantes donnent les courbes d'ensoleillement journalier moyen sur un plan horizontal pour les différents mois de l'année. Les valeurs indiquées sur les courbes varient de 50 à 750 cal/cm² (la valeur maximale de l'ensoleillement journalier moyen est de 900 cal/cm², mesurée au pôle Sud, en décembre).

Ces cartes ont été établies par le Solar Energy Laboratory de l'Université du Wisconsin, aux États-Unis. Les données d'ensoleillement ont été mesurées par les différents postes météorologiques nationaux. La qualité de ces données est très variable. Dans certaines régions, les postes météorologiques sont très dispersés et peu équipés. Les équipements ne sont pas les mêmes et les mesures ont été prises de manières différentes selon l'endroit. Certains postes n'ont pu fournir les données que pour une période d'une année, d'autres ont pu effectuer une moyenne sur plus de 30 ans. La précision des courbes est donc très limitée. Lorsque les isolignes sont hachurées, les ensoleillements indiqués sont estimés.

L'ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m² lorsqu'il est utilisé pour les calculs de systèmes photovoltaïques. 1 cal/cm² jour = 11,6 Wh/m² jour.

Pour la conversion des valeurs d'ensoleillement d'un plan horizontal à une valeur sur un plan incliné, nous avons inclus les graphiques de facteur de conversion mis au point par GRUNDFOS pour différentes inclinaisons. Pour utiliser ces graphiques, vous devez connaître la latitude du lieu et l'angle d'inclinaison voulu des modules. Ainsi, pour un site de latitude 30° et un système PV où les modules sont à 45° d'inclinaison, le facteur de conversion de l'ensoleillement reçu par les modules sera de :

| | |
|-------------|------|
| Janvier : | 1,8 |
| Février : | 1,53 |
| Mars : | 1,25 |
| Avril : | 1,15 |
| Mai : | 1,05 |
| Juin : | 1 |
| Juillet : | 1 |
| Août : | 1,1 |
| Septembre : | 1,26 |
| Octobre : | 1,48 |
| Novembre : | 1,65 |
| Décembre : | 1,68 |

Il faut donc multiplier la valeur de l'ensoleillement sur un plan horizontal par les valeurs indiquées pour obtenir la valeur de l'ensoleillement reçu par les modules. Notre exemple nous permet de voir que la production d'énergie sera favorisée durant l'hiver, lorsque les conditions d'ensoleillement sont moins bonnes, permettant ainsi une production annuelle plus égale.

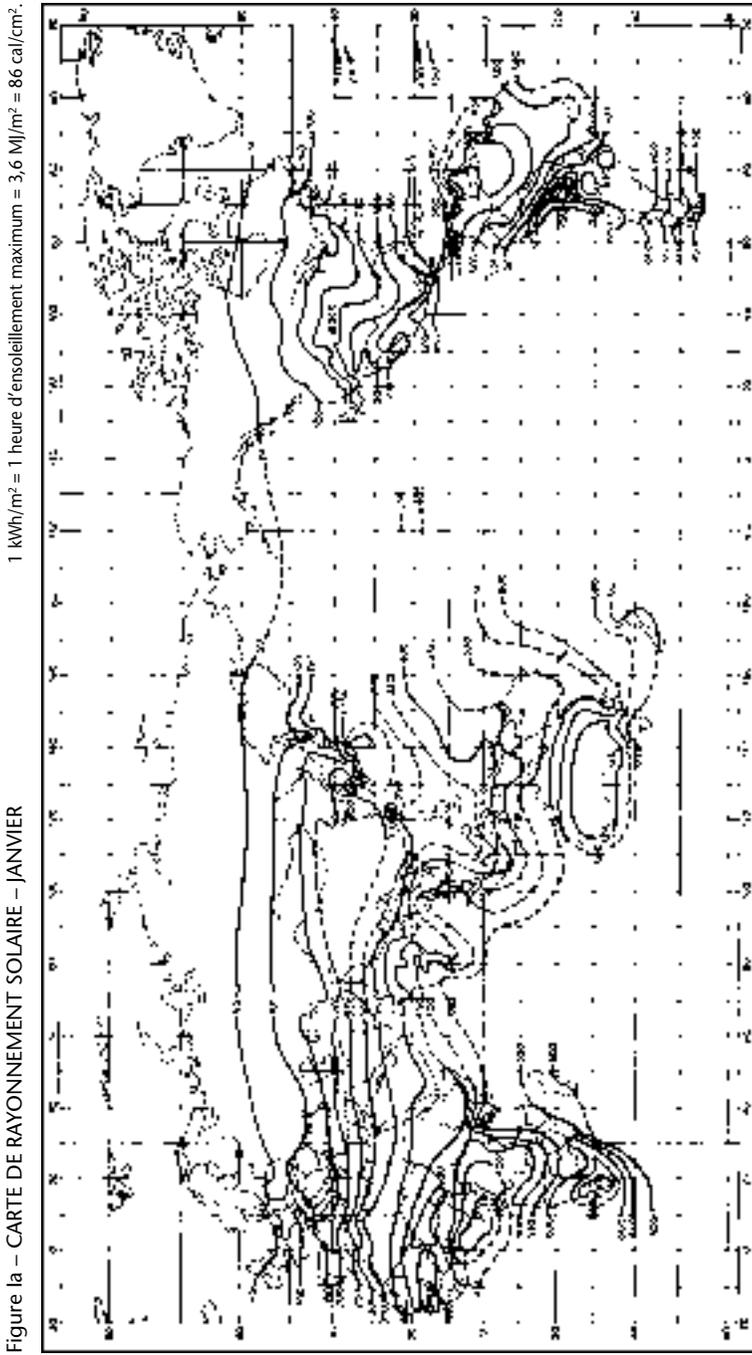
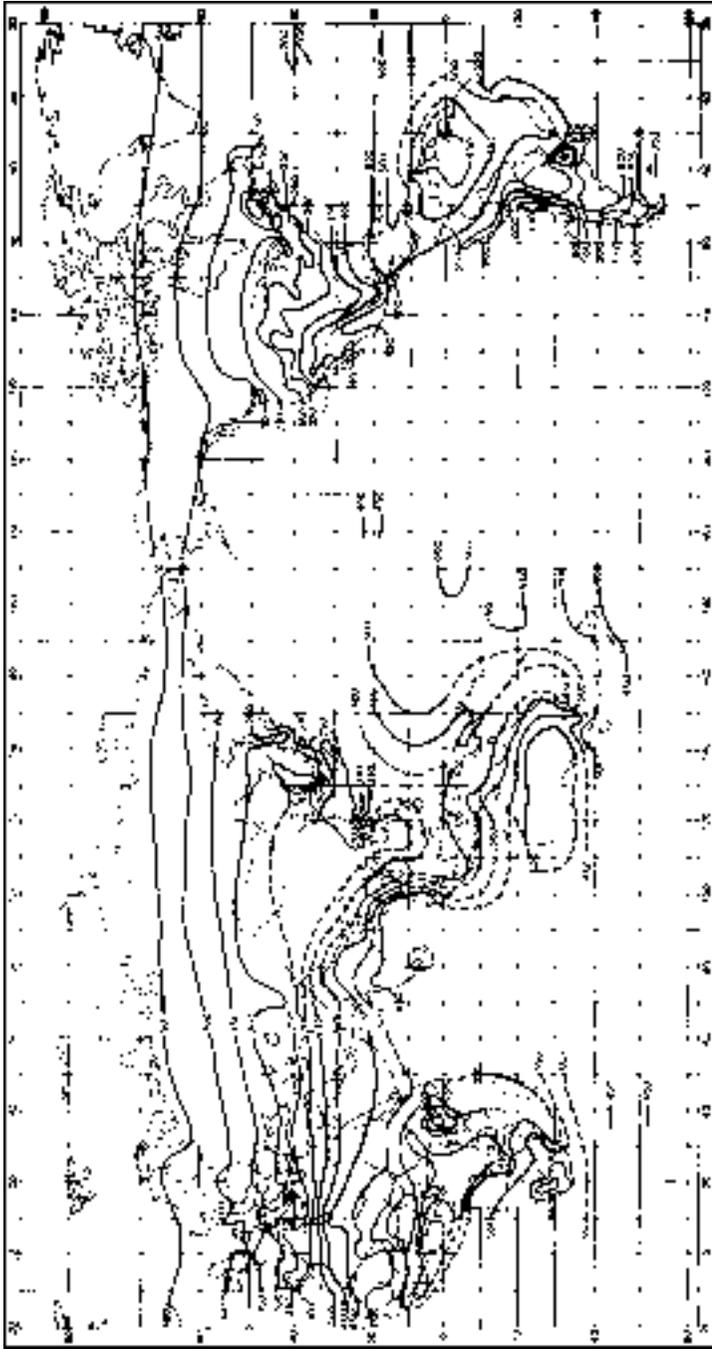


Figure 1b – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – FÉVRIER

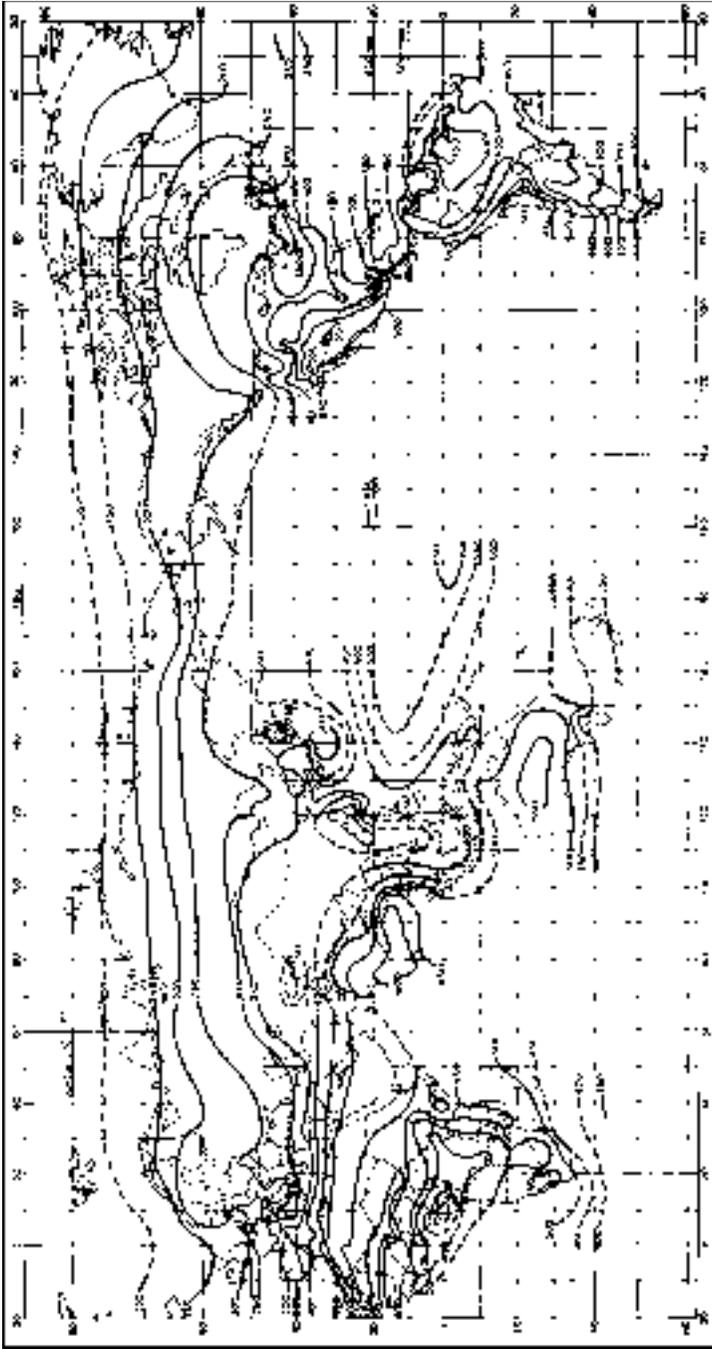
1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².

Figure Ic – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – MARS

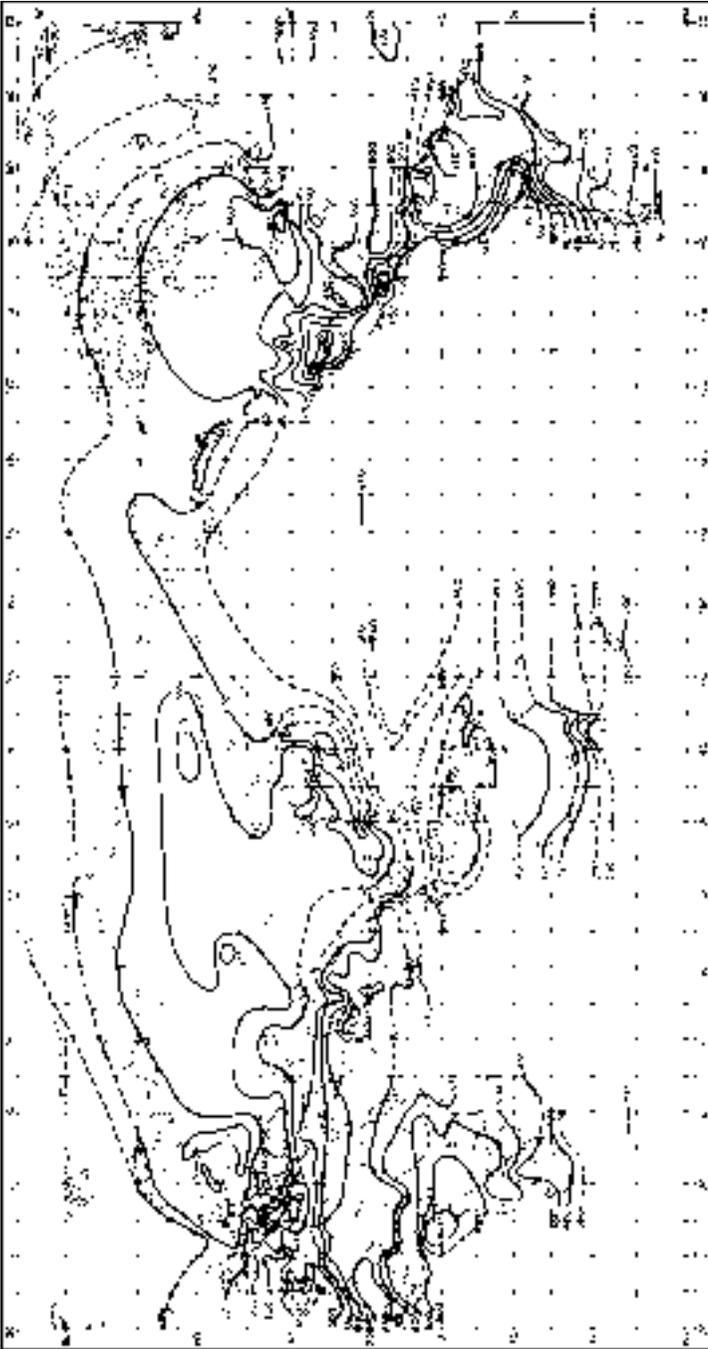


Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.

Source: Grundfos

1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².

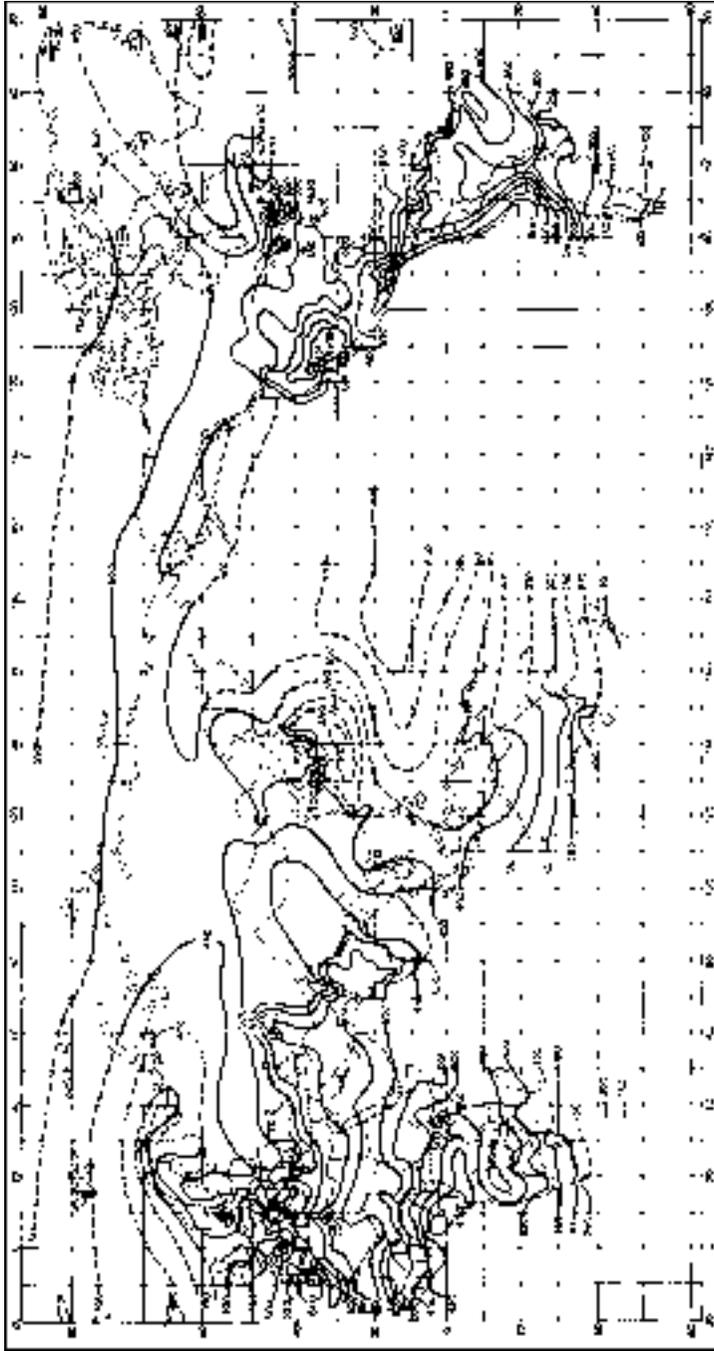
Figure 1d – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – AVRIL



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

Figure 1e – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – MAI

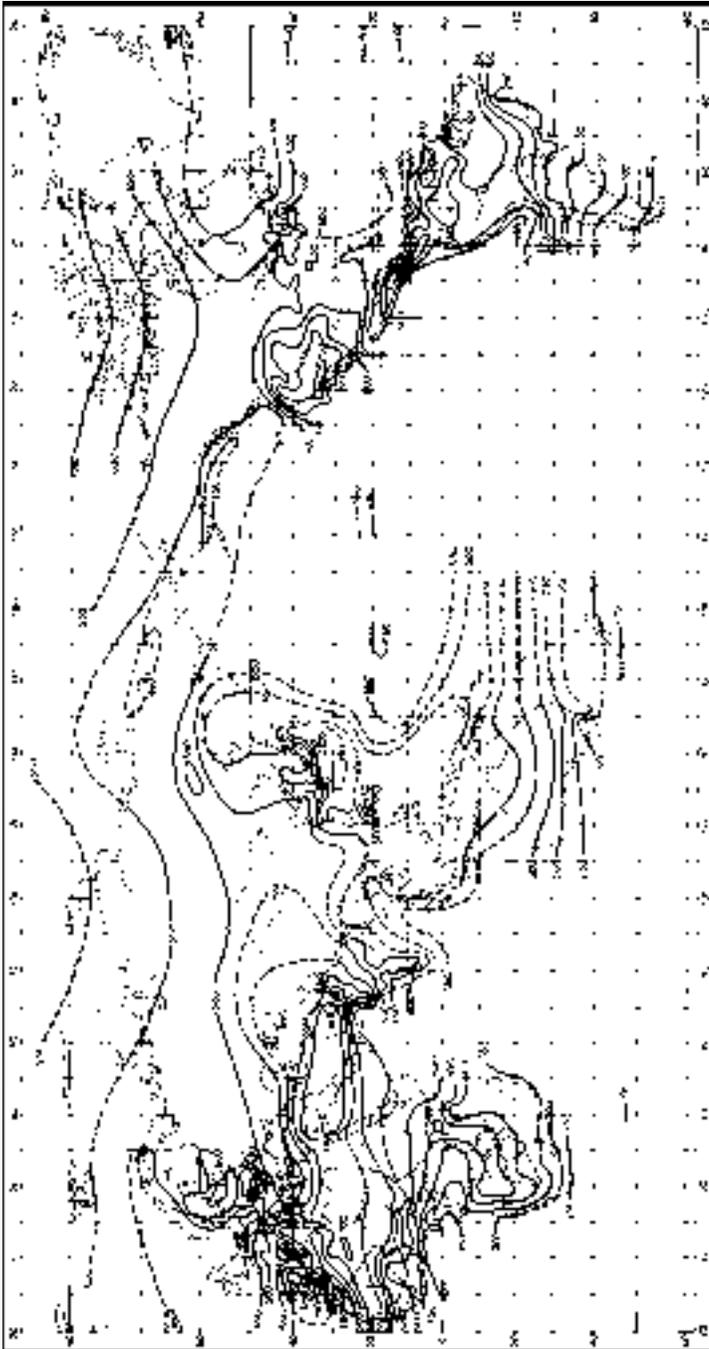
1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

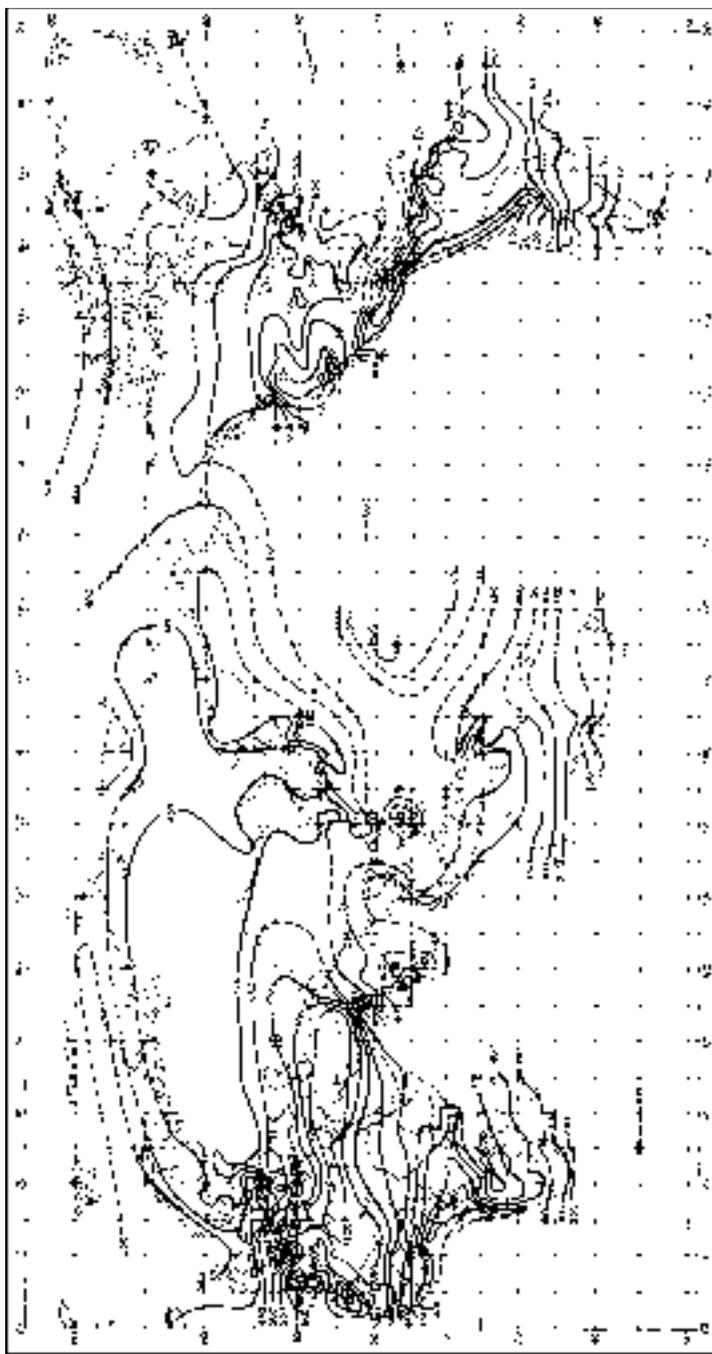
Figure 1f – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – JUIN

1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

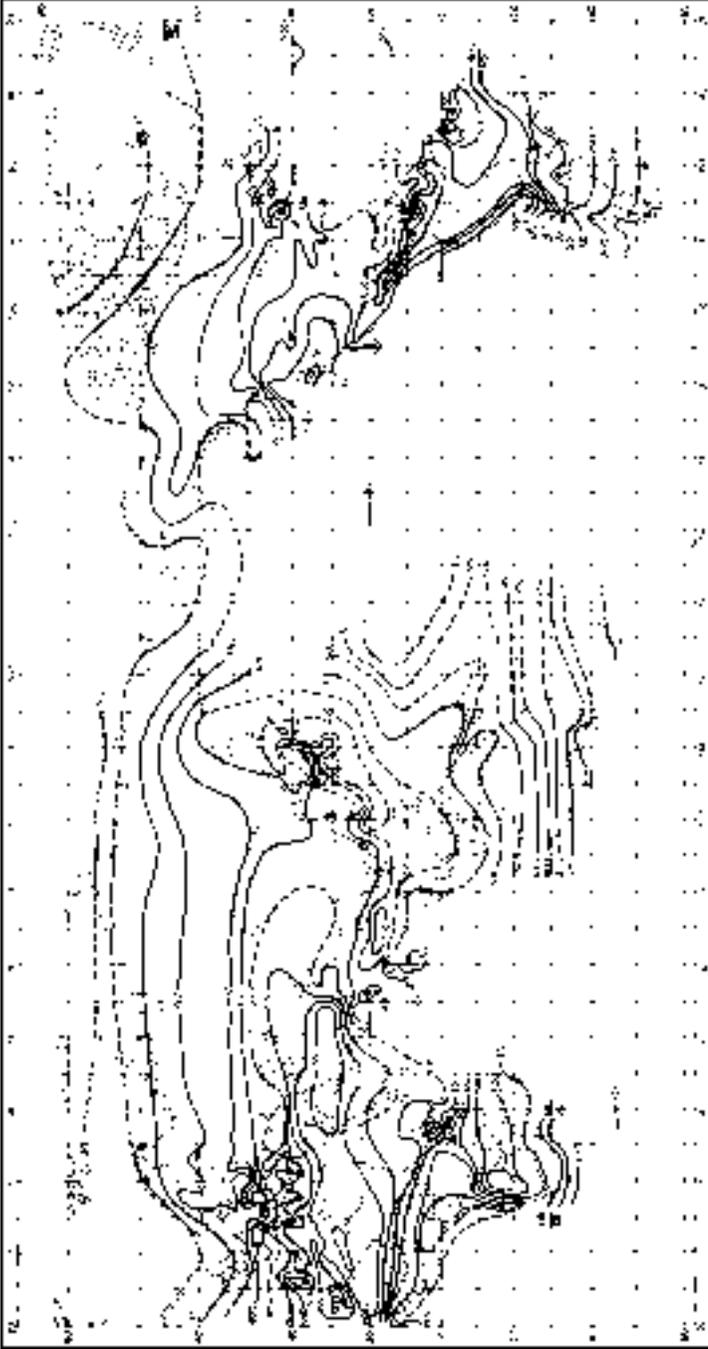
Figure I9 – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – JUILLET
1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

Figure 1h – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – AOÛT

1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

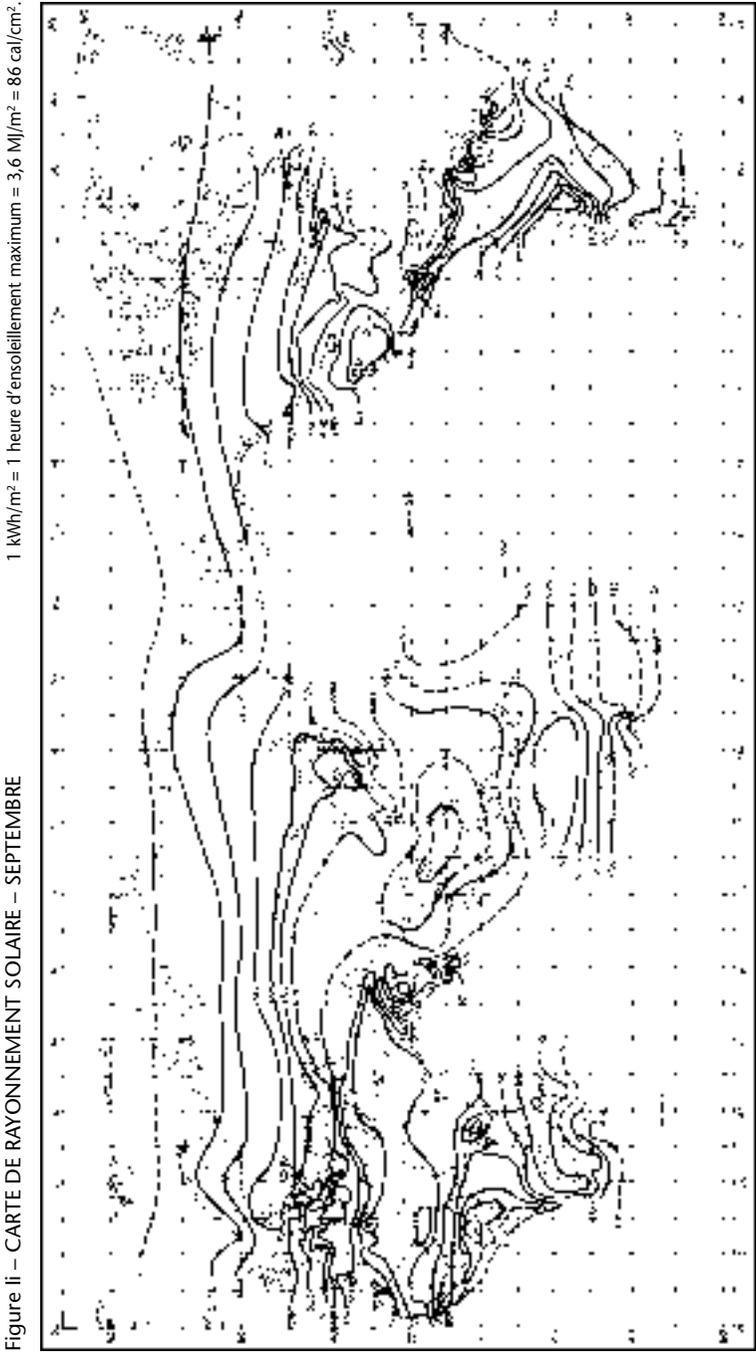
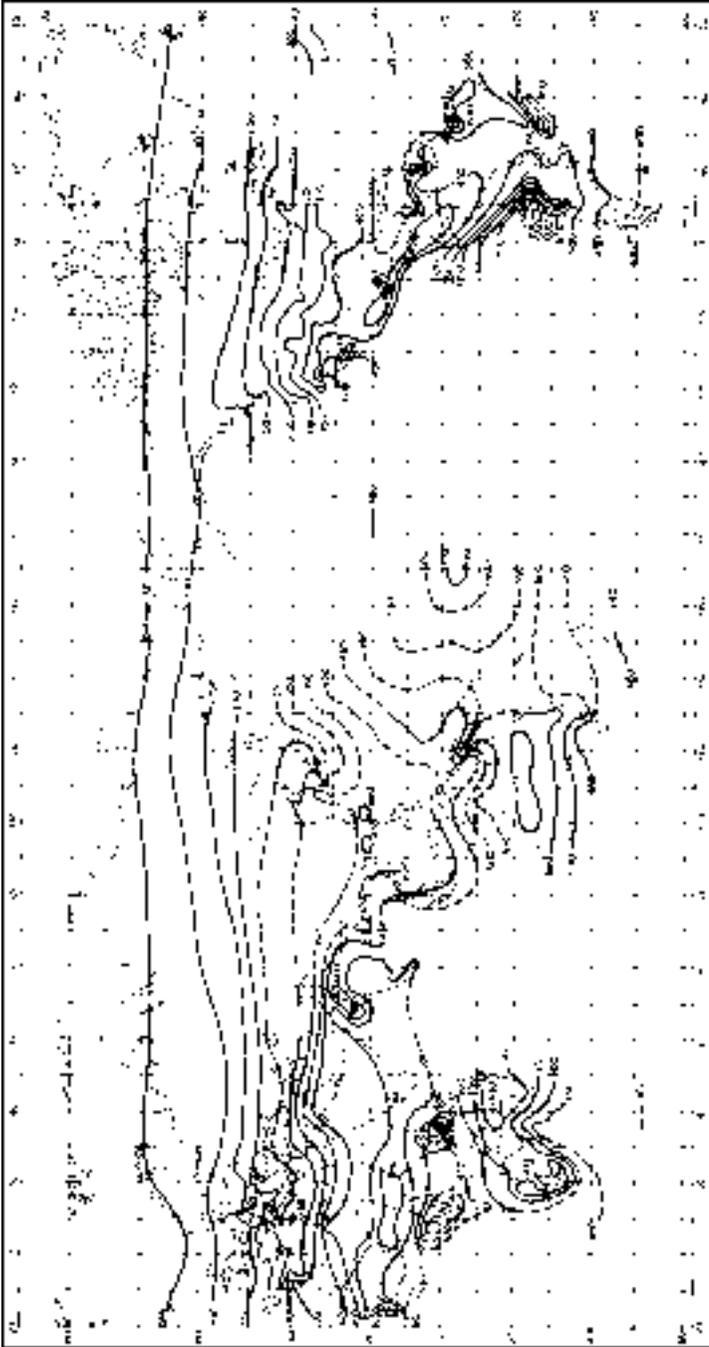


Figure 1j – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – OCTOBRE

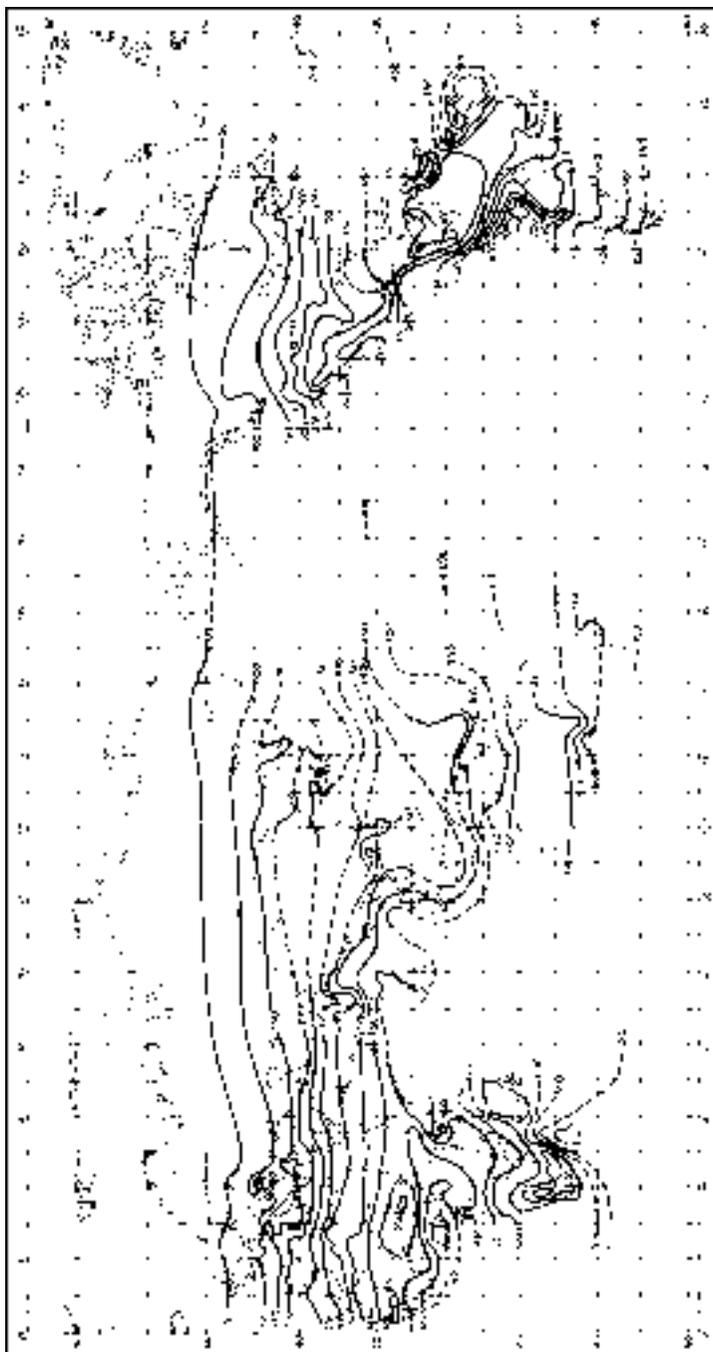
1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

Figure 1k – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – NOVEMBRE

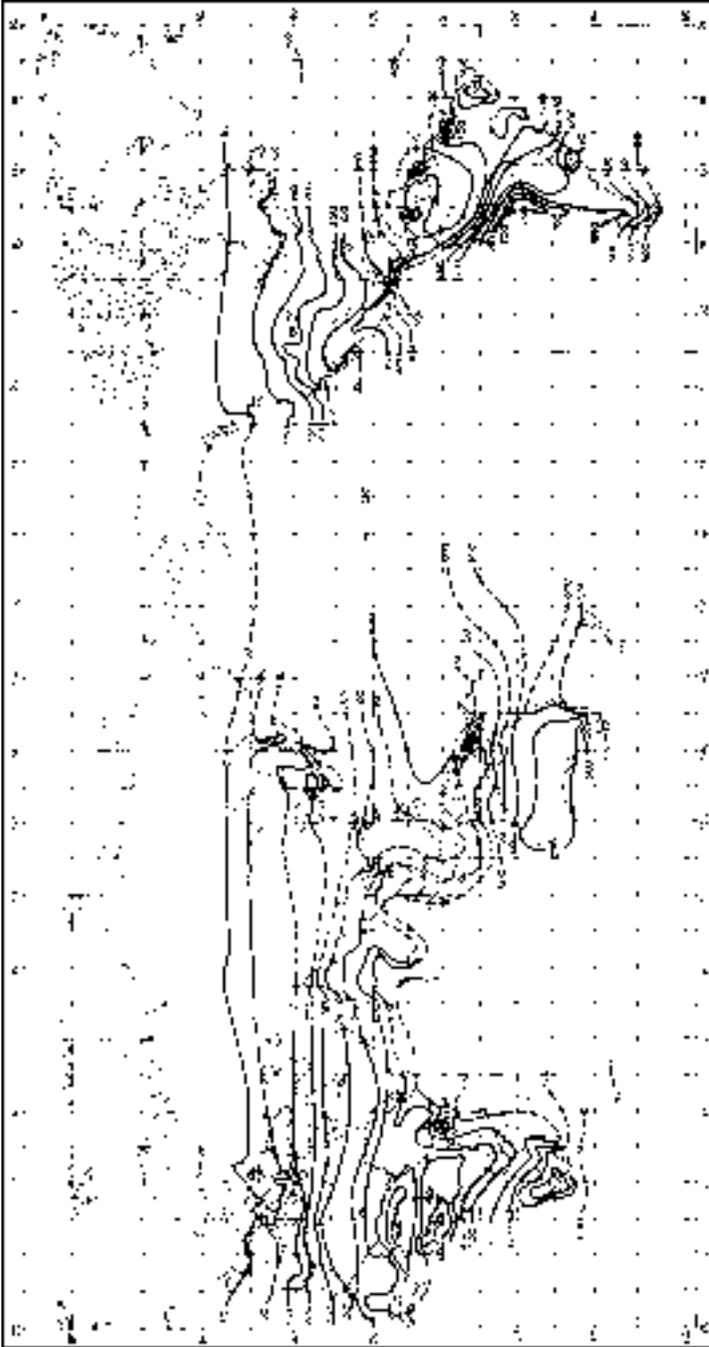
1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

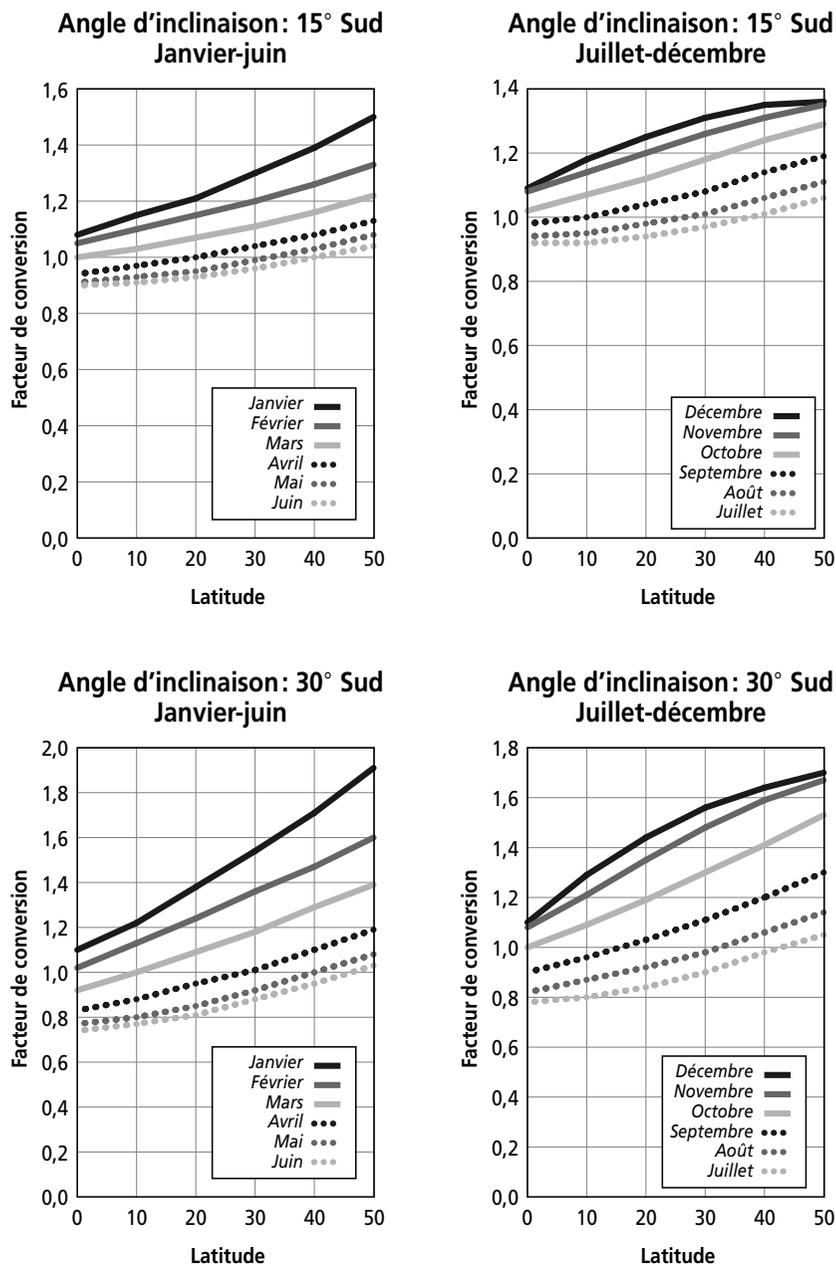
Figure II – CARTE DE RAYONNEMENT SOLAIRE – DÉCEMBRE

1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum = 3,6 MJ/m² = 86 cal/cm².



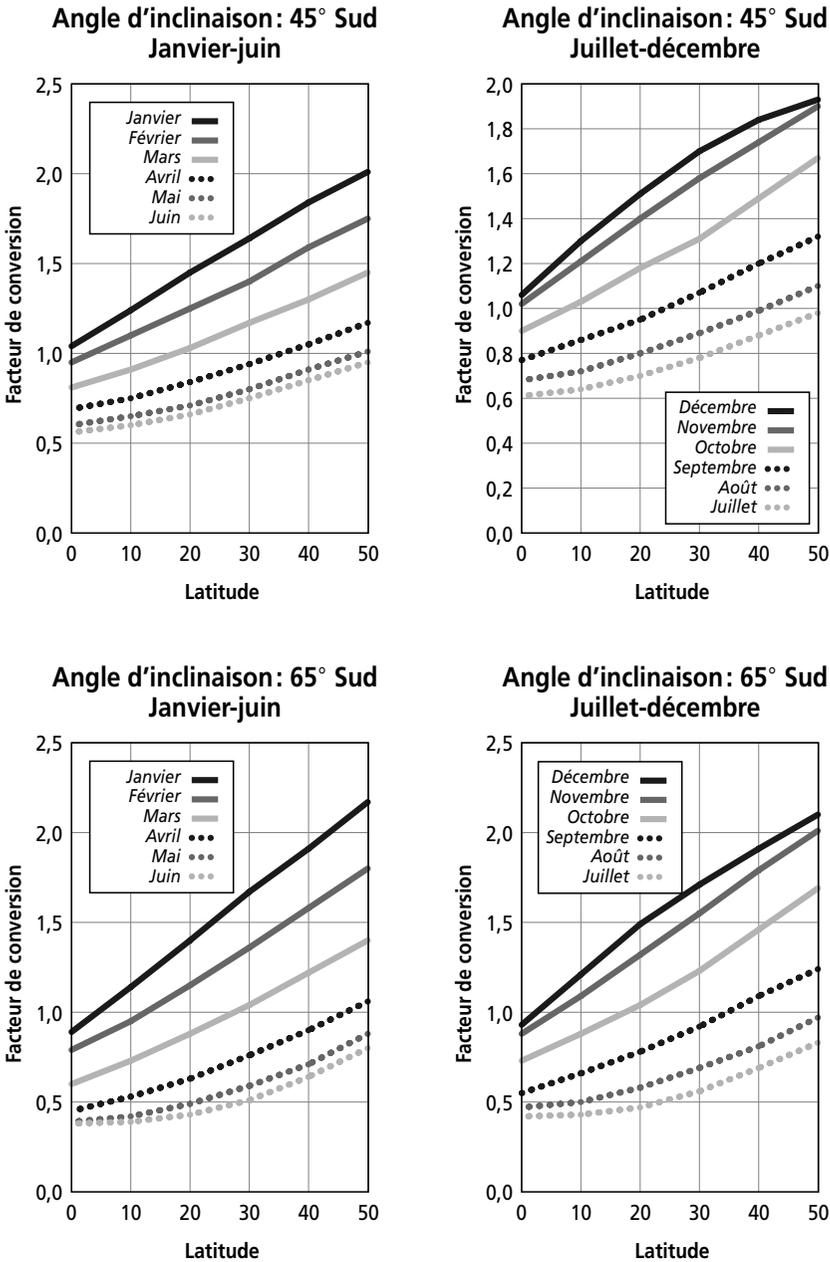
Moyenne quotidienne du rayonnement solaire total sur une surface horizontale calculée en cal/cm² jour.
Source: Grundfos

Figure Im
Hémisphère nord



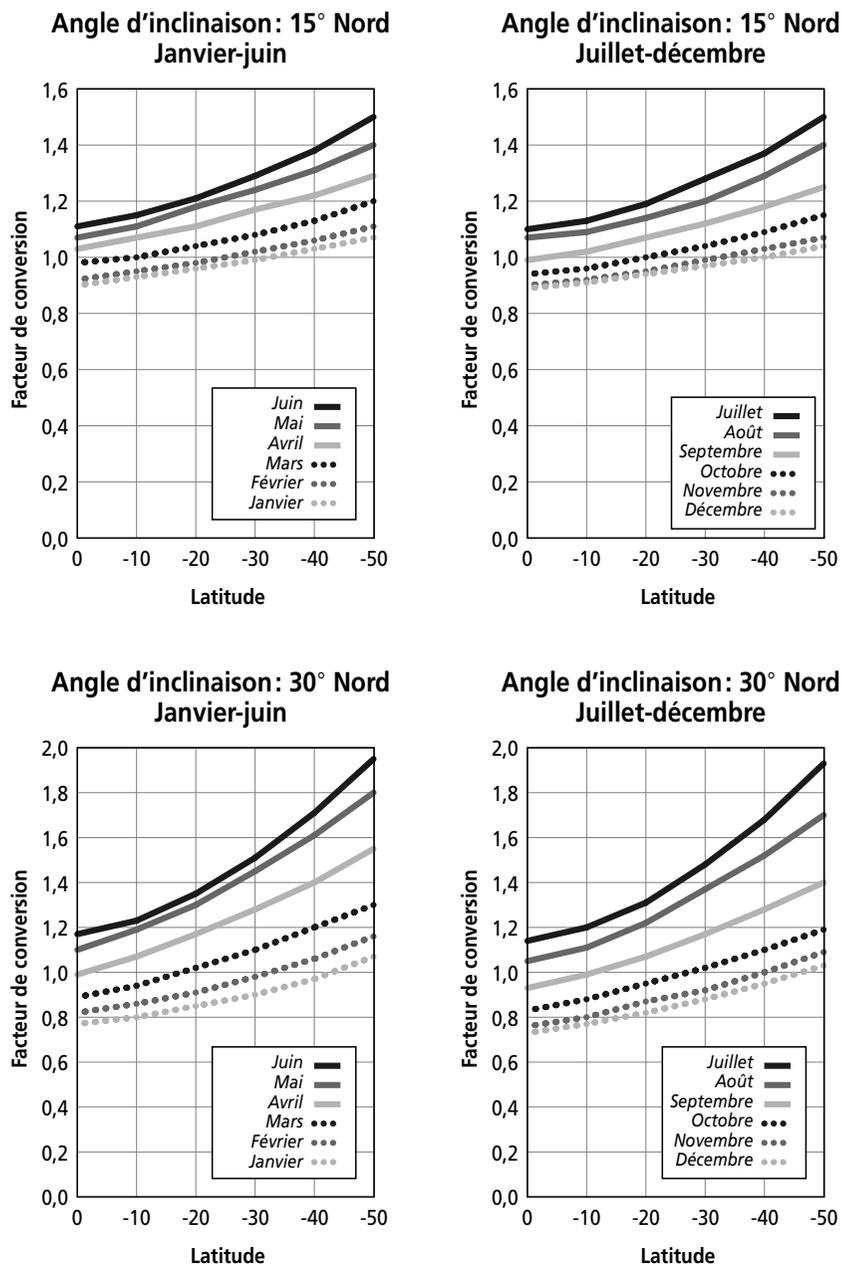
(Source: Grundfos)

Figure Im
Hémisphère nord (suite)



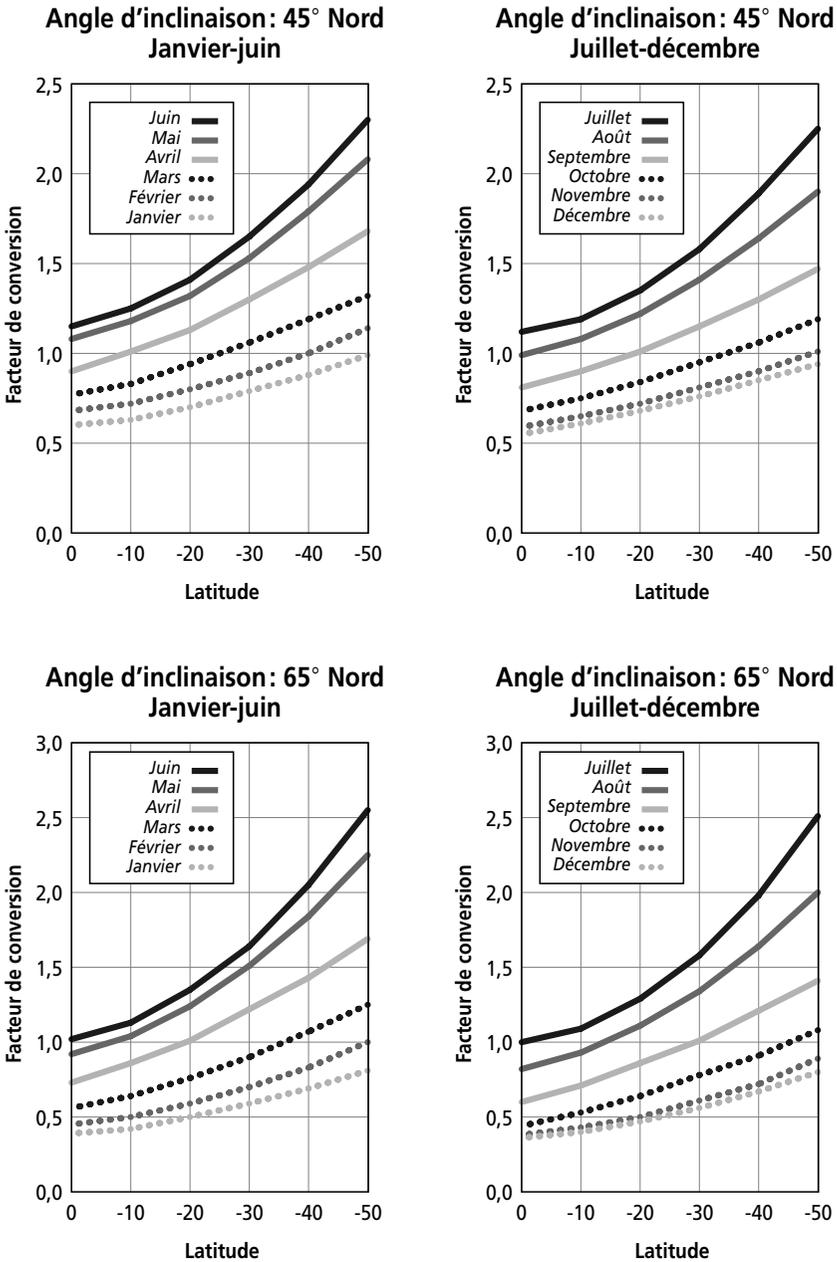
(Source : Grundfos)

Figure In
Hémisphère sud



(Source: Grundfos)

Figure In
Hémisphère sud (suite)



(Source : Grundfos)

Annexe II

Revue des technologies photovoltaïques

Le silicium monocristallin

Les cellules solaires faites à base de semi-conducteur au silicium monocristallin possèdent le meilleur rendement de toutes les technologies de silicium cristallin. Les lingots de cristal sont fabriqués en trempant une «semence» de cristal dans un bain de silicium en fusion, et en retirant graduellement la semence tout en la tournant à la fois (**procédé Czochralski**). Grâce au contrôle de la fusion, de la tirée et des taux de rotation, le silicium se solidifie sur la semence et forme un gros lingot à une seule direction cristalline, dont on peut contrôler le diamètre. Une fois la culture terminée, le lingot est scié à la transversale en carré ou pseudo-carré, et coupé en tranches pour former des gaufrettes. Ces gaufrettes sont ensuite dopées au bore sur un côté pour leur donner une charge positive et au phosphore de l'autre côté pour leur donner une charge négative, formant alors une cellule solaire. Les cellules solaires sont typiquement produites avec des rendements de 13 % à 15 %. Grâce à une technologie mise au point par l'Université de New South Wales en Australie, on peut maintenant produire des cellules en séries pilotes d'un rendement de 21 %.

Silicium moulé multicristallin (polycristallin)

Dans cette approche, on verse du silicium en fusion dans un creuset de quartz carré sous une atmosphère inerte, et on le laisse refroidir à partir d'un côté sans ajouter de semence. Il en résulte un gros lingot moulé de silicium multicristallin avec des grains ayant des orientations cristallines

différentes. Il est possible de fabriquer dans des fours commerciaux des lingots pouvant atteindre 440 millimètres carrés et de plus de 100 kilogrammes. Une fois formés, de tels lingots sont coupés en petits lingots de 100 à 110 millimètres carrés. Chaque petit lingot est ensuite scié en tranches comme pour le silicium monocristallin. L'avantage de cette technique est que les lingots sont déjà en tranches carrées et qu'il y a moins de pertes. Le désavantage est que les jonctions entre les grains de cristal réduisent le rendement des cellules solaires. Les rendements sont en général légèrement plus faibles que pour les cellules monocristallines. Solarex (SEMIX) en est le principal producteur américain. En Allemagne, Wacker et AEG ont été les pionniers en Europe du processus SILSO. Kyocera au Japon utilise une licence pour la technologie SILSO. L'entreprise a modifié la technique et est probablement la productrice de modules photovoltaïques les moins chers aujourd'hui.

Les technologies de rubans et de feuilles

Un grand nombre de technologies de rubans/feuilles de silicium ont été explorées pour tenter d'éviter la séquence de fabrication de lingot et de sciage. Aucune de ces technologies n'est vraiment en production bien qu'il y ait de nombreuses recherches en cours. Les technologies de pointe, les équipes de recherche et les producteurs incluent :

- a) ASE (ex-Mobil Solar) dont la méthode de EFG (*Edge Defined Film Fed Growth*) est produite en petites quantités de 8 rubans à la fois joints dans une configuration hexagonale. Les rubans sont coupés en tranches au laser, et les piles sont ensuite fabriquées avec des processus conventionnels.
- b) Le **procédé WEB**, développé et breveté par Westinghouse, cultive des feuilles de silicium entre des dendrites qui agissent comme les bords des rubans. Ce matériau est capable de hauts rendements puisqu'il est essentiellement monocristallin. Westinghouse a interrompu récemment ce programme et un groupe d'anciens employés sont en train de chercher du financement pour utiliser ce procédé en production.
- c) Le **procédé « Spin »** de Hoxan, qui permet de fabriquer des rubans de silicium multicristallin à petits grains, n'est pas encore utilisé en production.
- d) Le **procédé de film de silicium sur céramique** (*Silicon Film on Ceramic Process ou SFCP*) d'AstroPower Inc., au Delaware, dépose 30 à 50 microns de silicium sur une céramique conductrice qui sert de support et agit comme le contact arrière pour la pile solaire. L'idée derrière cette technologie est que, si l'on conçoit bien

l'interface entre le silicium et la céramique, on peut capturer la lumière avec le film, permettant ainsi des passes multiples, ce qui améliore l'absorption du silicium. Sandia Labs a mesuré des rendements de 15,7 % pour des éléments de 1 centimètre carré, et de 9 % pour des éléments de 70 centimètres carrés. Le procédé est en phase de commercialisation.

- e) La **Spheral Solar Cell Technology (technologie de pile solaire sphérique)**, mise au point par Texas Instruments puis par Ontario Hydro Technologies, est toujours en phase de développement. Cette technologie forme des sphères de silicium avec une jonction p-n diffusée à travers chaque sphère. Les sphères sont forcées dans une grille d'aluminium et traitées à chaud pour permettre à l'aluminium de contacter le côté p de la jonction. La région est ensuite gravée pour y établir le contact. Le résultat final est une feuille flexible faite de milliers de petites piles solaires interconnectées. OHT a démontré des rendements de 10 % en laboratoire et elle prévoyait que cette technologie pourra faire baisser les coûts en dessous de 2,50 \$ le watt-crête d'ici 1998. Elle a depuis mis en vente la technologie.

Technologie de film mince de silicium amorphe (*amorphous silicon thin film technology*)

Cette technologie est différente du silicium cristallin dans le sens que la structure moléculaire du silicium est non ordonnée et que le matériau a, par conséquent, un coefficient d'absorption de lumière plus élevé. Des couches minces (moins d'un micron) sont par conséquent suffisantes pour utiliser presque toute l'énergie du spectre de lumière visible. Durant la production, on dépose des couches successives d'une fraction de micron sur un substrat de verre ou sur un substrat flexible. Les couches déposées sont typiquement dessinées au laser pour fabriquer des modules ayant un voltage approprié. Il faut ensuite les mettre sous verre pour protéger les matériaux et les métaux. Des modules à simple jonction ont été ainsi fabriqués avec des rendements de plus de 10 %. Les rendements de production sont cependant de 5 % à 6 % seulement et souffrent d'un effet d'instabilité une fois soumis à la lumière.

En fabriquant des structures de **multi-piles en tandem** (possédant plusieurs couches minces avec des propriétés spectrales différentes, définies à l'aide d'alliages d'éléments tels que le germanium et le carbone), la firme USSC des États-Unis a réussi à réduire l'instabilité et à augmenter l'efficacité du silicium amorphe. Son produit est un module flexible avec rendement stable de l'ordre de 10 % à un coût de 3,50 \$ le watt-crête.

Technologies sans silicium

Tellurure de cadmium (CdTe)

Le tellurure de cadmium est un matériau pouvant être utilisé dans la fabrication de piles solaires de films minces. Par opposition au silicium amorphe, il peut être apposé à l'aide de plusieurs techniques dont la galvanoplastie, l'impression sur écran, la pulvérisation par pyrolyse et le *sputtering*. Des chercheurs à travers le monde ont fabriqué des éléments d'un rendement de plus de 12 % dont on a prouvé la stabilité. On prévoit que des éléments de grande surface d'un rendement de 16 % devraient être possibles d'ici deux ans. Les piles CdTe sont produites en petite quantité au Japon et aux États-Unis et la technologie commence à s'imposer sur le marché de consommation, dominé jusque-là par le silicium amorphe.

Diséléniure de cuivre et d'indium (CIS)

Les modules « CIS » sont toujours en développement mais ils peuvent être disponibles en petites quantités avec des rendements de 8 %. Ils ont été utilisés en tandem avec des modules de silicium amorphe pour produire des rendements de 12 %. Cette technologie est prometteuse car il est possible de se prêter à des technologies de dépôt peu chères telles que la galvanoplastie. On prédit pour bientôt des piles à grandes surfaces ayant des rendements de 15 %.

Arsenure de gallium (GaAs)

Utilisées principalement pour des applications spatiales, les piles GaAs peuvent atteindre de très hauts rendements. Des modules au GaAs de grande taille placés dans l'espace ont atteint des rendements de 19 % à 21 %. Des piles multijonction empilées les unes sur les autres ont obtenu des rendements de plus de 34 % et l'on prévoit un potentiel de plus de 40 %. Les caractéristiques du GaAs sont favorables à des températures élevées. De telles piles s'adapteraient par conséquent très bien à des applications de concentration. Le GaAs a un effet d'autorecuisson par rapport aux dommages causés par les radiations dans l'espace, et il est pour cette raison meilleur que le silicium pour des applications spatiales. Le plus gros problème est celui du coût de ce matériau. Les gaufrettes de GaAs coûtent 10 fois plus cher que les gaufrettes de silicium quoique des films minces soient possibles à l'aide de techniques comme celle qu'avait initialement mise au point le Massachusetts Institute of Technology. Cette technique consiste à déposer

une couche de GaAs sur un substrat de silicium moins cher, et à séparer la couche déposée pour l'utiliser comme pile solaire. Le substrat de silicium est ensuite recyclé pour le dépôt suivant. Les matériaux utilisés dans la production des cellules sont extrêmement toxiques et nécessitent des systèmes de sécurité bien étudiés. Ceci a déjà été accompli par plusieurs compagnies fabriquant des circuits intégrés à l'aide de ces matériaux. Il est peu probable que la technologie du GaAs soit utilisée dans des modules plats dans un futur proche, mais il se peut qu'elle soit utilisée en concentration par plusieurs pays.

Dioxyde de titane (TiO₂)

La technologie à base de dioxyde de titane est très différente des technologies mentionnées ci-dessus. Alors que ces dernières utilisent les propriétés des semi-conducteurs solides pour produire une différence de potentiel lorsqu'ils sont exposés à la lumière, la technologie du dioxyde de titane utilise un milieu aqueux pour produire l'effet photovoltaïque. Une mono-couche de teinture, servant d'électrolyte liquide, sur un film transparent de dioxyde de titane de quelques microns, permet de capter la lumière et de la convertir en courant électrique. Mise au point à l'Institut de technologie fédérale de Suisse à Lausanne, cette technologie, qui est toujours expérimentale, promet selon ses auteurs une conversion électrique de plus de 10 % à des coûts de production plusieurs fois moins élevés que les technologies actuelles. Un des grands avantages de cette technologie est qu'elle n'a pas besoin d'un environnement de haute technologie pour être produite.

Cellules à concentration

La concentration sur les cellules solaires consiste à utiliser une loupe de type Fresnel, un miroir parabolique, etc., afin de concentrer la lumière sur une petite surface de cellule solaire. Cette technique permet d'utiliser de petites surfaces de cellules très efficaces (GaAs ou silicium de haut rendement) en tandem avec des matériaux moins coûteux comme le plastique. Ceci rend le coût de production d'électricité photovoltaïque moins sensible aux coûts de la cellule elle-même. Des rendements de plus de 25 % pour les modules de concentration devraient être possibles en l'an 2000 avec des coûts de moins de 1,50 \$ le watt-crête. Notons cependant que la concentration nécessite une lumière solaire directe et ne peut être utilisée aux endroits où le rayonnement est de plus de 50 % diffus.

Annexe III

Fiches de dimensionnement

FICHES DE DIMENSIONNEMENT D'UNE POMPE PHOTOVOLTAÏQUE

Fiche de dimensionnement n° 1 – Estimation de la charge

- Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.
 - Débit: déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal. Noter que le forage doit être capable de remplir ces conditions d'exploitation.
 - HMT: mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charges dues à la tuyauterie.
- Arrêter la configuration du système (type de pompe, moteur, etc.).
- Choisir la tension nominale à la sortie du générateur.
- Choisir le genre de conditionnement de l'énergie électrique nécessaire et en estimer l'efficacité.
- Rajuster la charge aux fins d'optimisation de l'efficacité et la convertir en ampères-heure par jour.

Fiche de dimensionnement n° 1 – Estimation de la charge

Débit

| Eau domestique | | | |
|----------------|---------|----------------------|-------------------------|
| Famille | Nb/Fam. | litres/pers. | Total (m ³) |
| | | | |
| Bétaïls | | | |
| Type | Têtes | litres/tête | Total (m ³) |
| | | | |
| | | | |
| Maraîchage | | | |
| Type | Surface | m ³ /hect | Total (m ³) |
| | | | |
| | | | |

HMT

| Niv. statique | Rabatt. | Niv. dynamique | Haut. réserv. | Pert. tuyau. | HMT |
|---------------|---------|----------------|---------------|--------------|-------------------|
| Ns (m) | RS (m) | Nd (m) | HR (m) | Pc (%) | (Nd+Hr) (1+Pc) |
| | | | | | |

Choisir un type et une puissance de pompe capable de remplir les conditions requises. Déterminer, grâce à la documentation du fabricant, l'efficacité de la pompe et du moteur choisie aux conditions d'exploitation.

Calculer l'énergie quotidienne requise pour les conditions d'exploitation.

$$E_{\text{elec}} = \frac{2,725 \times Q \text{ (m}^3\text{/j)} \times \text{HMT (m)}}{R_p}$$

où R_p est le rendement du groupe motopompe (multipliez le rendement de la pompe par le rendement du moteur).

Fiche de dimensionnement n° 2 – Définition des conditions du site

- Recueillir les données sur le site.
- Recueillir les données sur l'ensoleillement mensuel moyen selon différentes inclinaisons du champ.
- Recueillir les données sur les moyennes mensuelles de température ambiante.

Lieu :
_____Latitude :
_____Longitude :
_____Saison d'exploitation :

| Mois | Température | Ensoleillement horizontal | Ensoleillement Angle = Lat. + 0° | Heures max. d'ensoleillement |
|-----------|-------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------|
| | Degré C | kWh/m ² | kWh/m ² | Heures |
| Janvier | | | | |
| Février | | | | |
| Mars | | | | |
| Avril | | | | |
| Mai | | | | |
| Juin | | | | |
| Juillet | | | | |
| Août | | | | |
| Septembre | | | | |
| Octobre | | | | |
| Novembre | | | | |
| Décembre | | | | |

Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible et où les besoins en eau sont au maximum.

Fiche de dimensionnement n° 3 – Dimensionnement du champ

- Choisir l'inclinaison optimale du champ.
- Déterminer l'énergie produite par le champ à cette inclinaison pendant la période de fonctionnement. Choisir le moment le moins ensoleillé. Convertir cette donnée en heures d'ensoleillement maximum par jour (1 kWh/m² = 1 heure d'ensoleillement maximum).
- Déterminer l'efficacité approximative du champ (pertes dues à la température, aux câbles, à la poussière, au déséquilibre du point optimal, etc.).
- Estimer la capacité, en watts-crête, que doit avoir le champ.
- Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

| E _{elec} | Ensoleillement | Pertes | P _{champs} | Tension | Intensité | Config. |
|-------------------|----------------|--------|---------------------|---------|-----------|---------|
| Wh | Heures | % | W _c | V | I | S x P |
| | | | | | | |

$$W_c = \frac{E_{elec}}{\text{Ensoleil.} (1 - \text{Pertes})}$$

Le point de fonctionnement du champ PV est fixé par le choix du groupe motopompe et de l'onduleur (convertisseur). Déterminer la tension de fonctionnement du champ et choisir le nombre de modules en série. Calculer l'intensité de fonctionnement du champ et déterminer le nombre de modules en parallèle requis.

Recalculer la puissance du champ PV selon le type de module choisi et la configuration arrêtée.

$$W_c (\text{Champ}) = W_c (\text{Modules}) \times \text{nombre de modules en séries (S)} \times \text{nombre de modules en parallèles (P)}$$

Annexe IV

Analyse économique

Les systèmes photovoltaïques coûtent cher en investissement de capital mais ils ont peu de coûts récurrents alors que les systèmes d'énergie conventionnels ont un coût d'investissement relativement faible mais des coûts récurrents importants. Comparer ces technologies seulement au niveau de leur coût capital ne reflète pas le vrai coût que l'utilisateur aura à payer durant la vie du système. Une analyse économique complète doit inclure le coût du financement du capital, ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement des composants sur la durée de vie prévue du système. Cette analyse comprend le calcul des coûts sur la durée de vie du système (*life-cycle-cost*).

Parce que les coûts récurrents sont faits durant des années différentes, il convient de ramener ces coûts à une valeur actualisée. Ceci est fait en utilisant un taux d'actualisation, qui est une mesure du retour sur l'investissement ajusté pour l'inflation.

La feuille de calcul suivante permet de calculer rapidement la valeur actualisée des différents coûts associés à un système de pompage solaire. Elle permet également de ramener la valeur du coût du système par rapport à la puissance du générateur ou par rapport au volume pompé durant la période de la durée de vie. À noter que cette dernière valeur n'est fournie qu'à titre indicatif. Nous avons vu à la deuxième partie du chapitre 8 que certains paramètres additionnels peuvent influencer le coût de l'eau payé par le consommateur.

Les paramètres suivants ont été utilisés pour effectuer notre analyse économique :

Paramètres économiques :

1. Taux d'intérêt (**i**)
2. Taux d'investissement (**inv**)
3. Taux d'inflation (**inf**)
4. Taux d'actualisation net (2-3) (**t**)
5. Taux d'inflation du gaz-oil (**inf_d**)
6. Taux d'actualisation du gaz-oil (5-3) (**t_d**)

Paramètres de fonctionnement

1. Type de système de pompage
2. Durée de vie du système en années
3. HMT en mètres
4. Volume d'eau requis par jour en m³/j
5. Population desservie
6. Ensoleillement en kWh/m²/j
7. Puissance du générateur PV
8. Puissance du groupe électrogène (ou source d'appoint)

Coûts et durée de vie (ou période) des composantes

1. Investissement initial ou annuités
2. Remplacement des composantes
3. Frais annuels de fonctionnement (salaire, etc.)
4. Coût annuel de la maintenance
5. Coût annuel de la source d'énergie extérieure
6. Valeur de rachat des équipements à la fin de la période

Calcul économique pour la durée de vie du système

Description du projet

| | | | |
|-----------------------------|--------|-------------------|---------------------------|
| Durée de vie du système | 20 ans | Ensoleillement | 5,5 kWh/m ² -j |
| Puissance du générateur PV | Wc | HMT | m |
| Production journ. d'énergie | kWh | Volume d'eau j | m ³ /j |
| Production ann. d'énergie | kWh | Volume d'eau ann. | m ³ /an |
| Capacité batterie | Ah | Population | hab. |
| Puissance du génér. diesel | kVA | Monnaie | \$US |

Paramètres économiques

| | | | |
|--------------------------------|------|--|-----|
| 1. Taux d'intérêt (i) | 10 % | 4. Taux d'actualisation net (2-3) (t) | 5 % |
| 2. Taux d'investissement (inv) | 8 % | 5. Taux d'inflation du gaz-oil (infg) | 6 % |
| 3. Taux d'inflation (inf) | 3 % | 6. Taux d'actualisation du gaz-oil (5-3) | 3 % |

| Poste | Durée de la période | Valeur présente | Coeff. pour annuité (tabl. 1) | Coeff. d'actual. simple (tabl. 2) | Coeff. d'actual. uniforme (tabl. 3) | Valeur actualisée |
|---|---------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| | n | V | $i*(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$ | $1/(1+t)^n$ | $1-(1+t)^{-n/t}$ | Va |
| 1. Coût initial | | | | | | |
| Coût des composantes | | _____ \$ | | | | |
| – Paiement unique | 0 | _____ \$ | | 1,000 | | |
| – Annuités | 20 | _____ \$ | 0,117 | | 12 462 | _____ \$ |
| Transport et installation | 0 | _____ \$ | | 1,000 | | _____ \$ |
| 2. Exploitation et maintenance | | | | | | |
| Coût d'exploitation | 20 | _____ \$ | | | 12 462 | _____ \$ |
| Coût de maintenance | 20 | _____ \$ | | | 12 462 | _____ \$ |
| Autres coûts | | _____ \$ | | | | |
| 3. Coût de l'énergie d'appoint | | | | | | |
| Coût du gaz-oil (annuel) | 20 | _____ \$ | | | 12 462 | _____ \$ |
| Coût de l'électricité (annuel) | | _____ \$ | | | | |
| 4. Remplacement (incluant temps et transport) | | | | | | |
| Exemple | 3 | _____ \$ | | 0,864 | | _____ \$ |
| Exemple | 5 | _____ \$ | | 0,784 | | _____ \$ |
| Exemple | 7 | _____ \$ | | 0,711 | | _____ \$ |
| Exemple | 10 | _____ \$ | | 0,614 | | _____ \$ |
| Exemple | 13 | _____ \$ | | 0,530 | | _____ \$ |
| Exemple | 15 | _____ \$ | | 0,481 | | _____ \$ |
| Exemple | 17 | _____ \$ | | 0,436 | | _____ \$ |
| 5. Valeur de rachat | | | | | | |
| -10 % | 20 | 0 \$ | | 0,377 | | _____ \$ |
| Coût actualisé | Postes (1+2+3+4+5) | | | | | _____ \$ |
| Coût par Wc | | | | | | |
| Coût de l'eau par m ³ | | | | | | |

Lorsque l'investissement initial est remboursé sur la durée de vie du système, les annuités sont calculées en fonction du remboursement du capital et de l'intérêt selon la formule suivante :

$$V_{\text{ann}} = \frac{V_{\text{init}} (1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

où

- V_{ann} = la valeur de l'annuité
- V_{init} = le coût initial de la composante
- i = le taux d'intérêt bancaire
- n = la durée de vie du système

Le tableau 1 permet de trouver rapidement le coefficient de l'annuité d'un prêt pour des périodes de financement et des taux d'intérêt différents.

À noter que l'annuité ainsi calculée devra être ramenée à une valeur actualisée lors de notre analyse des coûts. L'annuité est alors traitée comme un coût récurrent.

Pour les frais ponctuels, on procède à une actualisation simple de la valeur présente de la composante pour l'année de la dépense. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle de cette dépense par rapport au moment futur où elle sera effectuée.

$$V_{\text{as}} = \frac{V_{\text{init}}}{(1+t)^n}$$

où

- V_{as} = la valeur actualisée de la composante
- V_{init} = la valeur initiale de la composante
- t = le taux d'actualisation
- n = la durée de vie de la composante

Le tableau 2 permet de trouver rapidement le coefficient d'actualisation simple pour des valeurs d'actualisation et des durées de vie différentes.

Pour les frais annuels, on procède à une actualisation uniforme de cette valeur annuelle pour la durée de vie du système. Ce calcul permet de ramener la valeur des annuités à une valeur actualisée globale. La formule ci-dessous permet de calculer la valeur actuelle des annuités et est appelée formule d'actualisation uniforme :

$$V_{\text{au}} = \frac{V_{\text{ann}} (1 - (1+t)^{-n})}{t}$$

où

- V_{au} = la valeur actualisée de l'annuité
- V_{ann} = la valeur initiale de l'annuité
- t = le taux d'actualisation
- n = la durée de vie du système

Le tableau 3 permet de trouver rapidement le coefficient d'actualisation uniforme pour des valeurs d'actualisation et des durées de vie différentes.

Tableau 1
Remboursement annuel du capital et intérêts

| Prêt | Années | | | | | | |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 3 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
| 5,0 % | 1,0500 | 0,3672 | 0,2310 | 0,1295 | 0,0963 | 0,0802 | 0,0710 |
| 5,5 % | 1,0550 | 0,3707 | 0,2342 | 0,1327 | 0,0996 | 0,0837 | 0,0745 |
| 6,0 % | 1,0600 | 0,3741 | 0,2374 | 0,1359 | 0,1030 | 0,0872 | 0,0782 |
| 6,5 % | 1,0650 | 0,3776 | 0,2406 | 0,1391 | 0,1064 | 0,0908 | 0,0820 |
| 7,0 % | 1,0700 | 0,3811 | 0,2439 | 0,1424 | 0,1098 | 0,0944 | 0,0858 |
| 7,5 % | 1,0750 | 0,3845 | 0,2472 | 0,1457 | 0,1133 | 0,0981 | 0,0897 |
| 8,0 % | 1,0800 | 0,3880 | 0,2505 | 0,1490 | 0,1168 | 0,1019 | 0,0937 |
| 8,5 % | 1,0850 | 0,3915 | 0,2538 | 0,1524 | 0,1204 | 0,1057 | 0,0977 |
| 9,0 % | 1,0900 | 0,3951 | 0,2571 | 0,1558 | 0,1241 | 0,1095 | 0,1018 |
| 9,5 % | 1,0950 | 0,3986 | 0,2604 | 0,1593 | 0,1277 | 0,1135 | 0,1060 |
| 10,0 % | 1,1000 | 0,4021 | 0,2638 | 0,1627 | 0,1315 | 0,1175 | 0,1102 |
| 10,5 % | 1,1050 | 0,4057 | 0,2672 | 0,1663 | 0,1352 | 0,1215 | 0,1144 |
| 11,0 % | 1,1100 | 0,4092 | 0,2706 | 0,1698 | 0,1391 | 0,1256 | 0,1187 |
| 11,5 % | 1,1150 | 0,4128 | 0,2740 | 0,1734 | 0,1429 | 0,1297 | 0,1231 |
| 12,0 % | 1,1200 | 0,4163 | 0,2774 | 0,1770 | 0,1468 | 0,1339 | 0,1275 |
| 12,5 % | 1,1250 | 0,4199 | 0,2809 | 0,1806 | 0,1508 | 0,1381 | 0,1319 |
| 13,0 % | 1,1300 | 0,4235 | 0,2843 | 0,1843 | 0,1547 | 0,1424 | 0,1364 |
| 13,5 % | 1,1350 | 0,4271 | 0,2878 | 0,1880 | 0,1588 | 0,1467 | 0,1409 |
| 14,0 % | 1,1400 | 0,4307 | 0,2913 | 0,1917 | 0,1628 | 0,1510 | 0,1455 |
| 14,5 % | 1,1450 | 0,4343 | 0,2948 | 0,1955 | 0,1669 | 0,1554 | 0,1501 |
| 15,0 % | 1,1500 | 0,4380 | 0,2983 | 0,1993 | 0,1710 | 0,1598 | 0,1547 |
| 15,5 % | 1,1550 | 0,4416 | 0,3019 | 0,2031 | 0,1752 | 0,1642 | 0,1593 |
| 16,0 % | 1,1600 | 0,4453 | 0,3054 | 0,2069 | 0,1794 | 0,1687 | 0,1640 |
| 16,5 % | 1,1650 | 0,4489 | 0,3090 | 0,2108 | 0,1836 | 0,1732 | 0,1687 |
| 17,0 % | 1,1700 | 0,4526 | 0,3126 | 0,2147 | 0,1878 | 0,1777 | 0,1734 |
| 17,5 % | 1,1750 | 0,4562 | 0,3162 | 0,2186 | 0,1921 | 0,1822 | 0,1782 |
| 18,0 % | 1,1800 | 0,4599 | 0,3198 | 0,2225 | 0,1964 | 0,1868 | 0,1829 |
| 18,5 % | 1,1850 | 0,4636 | 0,3234 | 0,2265 | 0,2007 | 0,1914 | 0,1877 |
| 19,0 % | 1,1900 | 0,4673 | 0,3271 | 0,2305 | 0,2051 | 0,1960 | 0,1925 |
| 19,5 % | 1,1950 | 0,4710 | 0,3307 | 0,2345 | 0,2095 | 0,2007 | 0,1973 |
| 20,0 % | 1,2000 | 0,4747 | 0,3344 | 0,2385 | 0,2139 | 0,2054 | 0,2021 |

Tableau 2
Coefficient d'actualisation simple

| Année | Taux d'actualisation nette | | | | | | | | | | | |
|-------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,1 | 0,11 | 0,12 |
| 1 | 0,990 | 0,980 | 0,971 | 0,962 | 0,952 | 0,943 | 0,935 | 0,926 | 0,917 | 0,909 | 0,901 | 0,893 |
| 2 | 0,980 | 0,961 | 0,943 | 0,925 | 0,907 | 0,890 | 0,873 | 0,857 | 0,842 | 0,826 | 0,812 | 0,797 |
| 3 | 0,971 | 0,942 | 0,915 | 0,889 | 0,864 | 0,840 | 0,816 | 0,794 | 0,772 | 0,751 | 0,731 | 0,712 |
| 4 | 0,961 | 0,924 | 0,888 | 0,855 | 0,823 | 0,792 | 0,763 | 0,735 | 0,708 | 0,683 | 0,659 | 0,636 |
| 5 | 0,951 | 0,906 | 0,863 | 0,822 | 0,784 | 0,747 | 0,713 | 0,681 | 0,650 | 0,621 | 0,593 | 0,567 |
| 6 | 0,942 | 0,888 | 0,837 | 0,790 | 0,746 | 0,705 | 0,666 | 0,630 | 0,596 | 0,564 | 0,535 | 0,507 |
| 7 | 0,933 | 0,871 | 0,813 | 0,760 | 0,711 | 0,665 | 0,623 | 0,583 | 0,547 | 0,513 | 0,482 | 0,452 |
| 8 | 0,923 | 0,853 | 0,789 | 0,731 | 0,677 | 0,627 | 0,582 | 0,540 | 0,502 | 0,467 | 0,434 | 0,404 |
| 9 | 0,914 | 0,837 | 0,766 | 0,703 | 0,645 | 0,592 | 0,544 | 0,500 | 0,460 | 0,424 | 0,391 | 0,361 |
| 10 | 0,905 | 0,820 | 0,744 | 0,676 | 0,614 | 0,558 | 0,508 | 0,463 | 0,422 | 0,386 | 0,352 | 0,322 |
| 11 | 0,896 | 0,804 | 0,722 | 0,650 | 0,585 | 0,527 | 0,475 | 0,429 | 0,388 | 0,350 | 0,317 | 0,287 |
| 12 | 0,887 | 0,788 | 0,701 | 0,625 | 0,557 | 0,497 | 0,444 | 0,397 | 0,356 | 0,319 | 0,286 | 0,257 |
| 13 | 0,879 | 0,773 | 0,681 | 0,601 | 0,530 | 0,469 | 0,415 | 0,368 | 0,326 | 0,290 | 0,258 | 0,229 |
| 14 | 0,870 | 0,758 | 0,661 | 0,577 | 0,505 | 0,442 | 0,388 | 0,340 | 0,299 | 0,263 | 0,232 | 0,205 |
| 15 | 0,861 | 0,743 | 0,642 | 0,555 | 0,481 | 0,417 | 0,362 | 0,315 | 0,275 | 0,239 | 0,209 | 0,183 |
| 16 | 0,853 | 0,728 | 0,623 | 0,534 | 0,458 | 0,394 | 0,339 | 0,292 | 0,252 | 0,218 | 0,188 | 0,163 |
| 17 | 0,844 | 0,714 | 0,605 | 0,513 | 0,436 | 0,371 | 0,317 | 0,270 | 0,231 | 0,198 | 0,170 | 0,146 |
| 18 | 0,836 | 0,700 | 0,587 | 0,494 | 0,416 | 0,350 | 0,296 | 0,250 | 0,212 | 0,180 | 0,153 | 0,130 |

Tableau 2 (suite)
Coefficient d'actualisation simple

| Année | Taux d'actualisation nette | | | | | | | | | | | |
|-------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,1 | 0,11 | 0,12 |
| 19 | 0,828 | 0,686 | 0,570 | 0,475 | 0,396 | 0,331 | 0,277 | 0,232 | 0,194 | 0,164 | 0,138 | 0,116 |
| 20 | 0,820 | 0,673 | 0,554 | 0,456 | 0,377 | 0,312 | 0,258 | 0,215 | 0,178 | 0,149 | 0,124 | 0,104 |
| 21 | 0,811 | 0,660 | 0,538 | 0,439 | 0,359 | 0,294 | 0,242 | 0,199 | 0,164 | 0,135 | 0,112 | 0,093 |
| 22 | 0,803 | 0,647 | 0,522 | 0,422 | 0,342 | 0,278 | 0,226 | 0,184 | 0,150 | 0,123 | 0,101 | 0,083 |
| 23 | 0,795 | 0,634 | 0,507 | 0,406 | 0,326 | 0,262 | 0,211 | 0,170 | 0,138 | 0,112 | 0,091 | 0,074 |
| 24 | 0,788 | 0,622 | 0,492 | 0,390 | 0,310 | 0,247 | 0,197 | 0,158 | 0,126 | 0,102 | 0,082 | 0,066 |
| 25 | 0,780 | 0,610 | 0,478 | 0,375 | 0,295 | 0,233 | 0,184 | 0,146 | 0,116 | 0,092 | 0,074 | 0,059 |
| 26 | 0,772 | 0,598 | 0,464 | 0,361 | 0,281 | 0,220 | 0,172 | 0,135 | 0,106 | 0,084 | 0,066 | 0,053 |
| 27 | 0,764 | 0,586 | 0,450 | 0,347 | 0,268 | 0,207 | 0,161 | 0,125 | 0,098 | 0,076 | 0,060 | 0,047 |
| 28 | 0,757 | 0,574 | 0,437 | 0,333 | 0,255 | 0,196 | 0,150 | 0,116 | 0,090 | 0,069 | 0,054 | 0,042 |
| 29 | 0,749 | 0,563 | 0,424 | 0,321 | 0,243 | 0,185 | 0,141 | 0,107 | 0,082 | 0,063 | 0,048 | 0,037 |
| 30 | 0,742 | 0,552 | 0,412 | 0,308 | 0,231 | 0,174 | 0,131 | 0,099 | 0,075 | 0,057 | 0,044 | 0,033 |

Tableau 3
Coefficient d'actualisation uniforme

| Année | Taux d'actualisation nette | | | | | | | | | | | |
|-------|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,1 | 0,11 | 0,12 |
| 1 | 0,990 | 0,980 | 0,971 | 0,962 | 0,952 | 0,943 | 0,935 | 0,926 | 0,917 | 0,909 | 0,901 | 0,893 |
| 2 | 1,970 | 1,942 | 1,913 | 1,886 | 1,859 | 1,833 | 1,808 | 1,783 | 1,759 | 1,736 | 1,713 | 1,690 |
| 3 | 2,941 | 2,884 | 2,829 | 2,775 | 2,723 | 2,673 | 2,624 | 2,577 | 2,531 | 2,487 | 2,444 | 2,402 |
| 4 | 3,902 | 3,808 | 3,717 | 3,630 | 3,546 | 3,465 | 3,387 | 3,312 | 3,240 | 3,170 | 3,102 | 3,037 |
| 5 | 4,853 | 4,713 | 4,580 | 4,452 | 4,329 | 4,212 | 4,100 | 3,993 | 3,890 | 3,791 | 3,696 | 3,605 |
| 6 | 5,795 | 5,601 | 5,417 | 5,242 | 5,076 | 4,917 | 4,767 | 4,623 | 4,486 | 4,355 | 4,231 | 4,111 |
| 7 | 6,728 | 6,472 | 6,230 | 6,002 | 5,786 | 5,582 | 5,389 | 5,206 | 5,033 | 4,868 | 4,712 | 4,564 |
| 8 | 7,652 | 7,325 | 7,020 | 6,733 | 6,463 | 6,210 | 5,971 | 5,747 | 5,535 | 5,335 | 5,146 | 4,968 |
| 9 | 8,566 | 8,162 | 7,786 | 7,435 | 7,108 | 6,802 | 6,515 | 6,247 | 5,995 | 5,759 | 5,537 | 5,328 |
| 10 | 9,471 | 8,938 | 8,530 | 8,111 | 7,722 | 7,360 | 7,024 | 6,710 | 6,418 | 6,145 | 5,889 | 5,650 |
| 11 | 10,368 | 9,787 | 9,253 | 8,760 | 8,306 | 7,887 | 7,499 | 7,139 | 6,805 | 6,495 | 6,207 | 5,938 |
| 12 | 11,255 | 10,575 | 9,954 | 9,385 | 8,863 | 8,384 | 7,943 | 7,536 | 7,161 | 6,814 | 6,492 | 6,194 |
| 13 | 12,134 | 11,348 | 10,635 | 9,986 | 9,394 | 8,853 | 8,358 | 7,904 | 7,487 | 7,103 | 6,750 | 6,424 |
| 14 | 13,004 | 12,106 | 11,296 | 10,563 | 9,899 | 9,295 | 8,745 | 8,244 | 7,786 | 7,367 | 6,982 | 6,628 |
| 15 | 13,865 | 12,849 | 11,938 | 11,118 | 10,380 | 9,712 | 9,108 | 8,559 | 8,061 | 7,606 | 7,191 | 6,811 |
| 16 | 14,718 | 13,578 | 12,561 | 11,652 | 10,838 | 10,106 | 9,447 | 8,851 | 8,313 | 7,824 | 7,379 | 6,974 |
| 17 | 15,562 | 14,292 | 13,166 | 12,166 | 11,274 | 10,477 | 9,763 | 9,122 | 8,544 | 8,022 | 7,549 | 7,120 |
| 18 | 16,398 | 14,992 | 13,754 | 12,659 | 11,690 | 10,828 | 10,059 | 9,372 | 8,756 | 8,201 | 7,702 | 7,250 |

Tableau 3 (suite)
Coefficient d'actualisation uniforme

| Année | Taux d'actualisation nette | | | | | | | | | | | |
|-------|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,1 | 0,11 | 0,12 |
| 19 | 17,226 | 15,678 | 14,324 | 13,134 | 12,085 | 11,158 | 10,336 | 9,604 | 8,950 | 8,365 | 7,839 | 7,366 |
| 20 | 18,046 | 16,351 | 14,877 | 13,590 | 12,462 | 11,470 | 10,594 | 9,818 | 9,129 | 8,514 | 7,963 | 7,469 |
| 21 | 18,857 | 17,011 | 15,415 | 14,029 | 12,821 | 11,764 | 10,836 | 10,017 | 9,292 | 8,649 | 8,075 | 7,562 |
| 22 | 19,660 | 17,658 | 15,937 | 14,451 | 13,163 | 12,042 | 11,061 | 10,201 | 9,442 | 8,772 | 8,176 | 7,645 |
| 23 | 20,456 | 18,292 | 16,444 | 14,857 | 13,489 | 12,303 | 11,272 | 10,371 | 9,580 | 8,883 | 8,266 | 7,718 |
| 24 | 21,243 | 18,914 | 16,936 | 15,247 | 13,799 | 12,550 | 11,469 | 10,529 | 9,707 | 8,985 | 8,348 | 7,784 |
| 25 | 22,023 | 19,523 | 17,413 | 15,622 | 14,094 | 12,783 | 11,654 | 10,675 | 9,823 | 9,077 | 8,422 | 7,843 |
| 26 | 22,795 | 20,121 | 17,877 | 15,983 | 14,375 | 13,003 | 11,826 | 10,810 | 9,929 | 9,161 | 8,488 | 7,896 |
| 27 | 23,560 | 20,707 | 18,327 | 16,330 | 14,643 | 13,211 | 11,987 | 10,935 | 10,027 | 9,237 | 8,548 | 7,943 |
| 28 | 24,316 | 21,281 | 18,764 | 16,663 | 14,898 | 13,406 | 12,137 | 11,051 | 10,116 | 9,307 | 8,602 | 7,984 |
| 29 | 25,066 | 21,844 | 19,188 | 16,984 | 15,141 | 13,591 | 12,278 | 11,158 | 10,198 | 9,370 | 8,650 | 8,022 |
| 30 | 25,808 | 22,396 | 19,600 | 17,292 | 15,372 | 13,765 | 12,409 | 11,258 | 10,274 | 9,427 | 8,694 | 8,055 |

Annexe V

Calcul comparatif des coûts

Cette annexe indique les résultats d'une analyse comparative réalisée par Meridian Corp. et IT Power pour le compte du US Committee on Renewable Energy Commerce and Trade. Un rapport intitulé *Learning from Success: Photovoltaic-Powered Water Pumping in Mali* a été rédigé en février 1990. Bien que les prix des différentes technologies aient varié quelque peu depuis, cette comparaison est encore significative.

Les paramètres suivants ont été utilisés pour l'analyse économique des systèmes. Nous renvoyons le lecteur au rapport original pour plus de détail :

- Taux d'actualisation : 10 %
- Durée de vie des systèmes : 20 ans
- Latitude du site : 15 deg 20 min Nord
- Ensoleillement minimum : 4,5 kWh/m² jour (décembre)
- Température ambiante : 24 °C
- HMT : 15, 25, 40, 50 mètres
- Population : 100 à 2 000 personnes
- Besoin en eau : 43,5 litres/personne/jour (incluant les bêtes)
- Efficacité du groupe motopompe solaire : 35 %
- Temps de pompage manuel : 7,2 heures/jour
- Temps de pompage avec chameau : 8 heures/jour
- Puissance du générateur diesel : 3 kVA
- Coût du diesel : 0,90 \$US/litre

Tableau 1
Comparaison de coûts entre différents systèmes de pompage

Les prix indiqués sont en dollars américains (\$US) par mètre cube.

| 15 mètres | | | | | 40 mètres | | | | |
|-----------|-------|--------|---------|--------|-----------|-------|--------|---------|--------|
| Popul. | PV | Manuel | Chameau | Diesel | Popul. | PV | Manuel | Chameau | Diesel |
| 100 | 0,949 | 0,3 | 1,322 | 2,514 | 100 | 1,627 | 1,73 | 1,579 | 3,005 |
| 200 | 0,595 | 0,3 | 0,661 | 1,323 | 200 | 1,03 | 1,73 | 1,131 | 1,618 |
| 300 | 0,474 | 0,3 | 0,441 | 0,923 | 300 | 0,827 | 1,73 | 0,892 | 1,152 |
| 400 | 0,406 | 0,3 | 0,499 | 0,722 | 400 | 0,719 | 1,73 | 0,932 | 0,919 |
| 500 | 0,368 | 0,3 | 0,481 | 0,601 | 500 | 0,655 | 1,73 | 0,965 | 0,778 |
| 600 | 0,342 | 0,3 | 0,401 | 0,52 | 600 | 0,614 | 1,73 | 0,805 | 0,683 |
| 700 | 0,322 | 0,3 | 0,466 | 0,461 | 700 | 0,584 | 1,73 | 0,899 | 0,616 |
| 800 | 0,307 | 0,3 | 0,408 | 0,418 | 800 | 0,561 | 1,73 | 0,787 | 0,634 |
| 900 | 0,296 | 0,3 | 0,408 | 0,383 | 900 | 0,543 | 1,73 | 0,834 | 0,587 |
| 1 000 | 0,287 | 0,3 | 0,434 | 0,356 | 1 000 | 0,529 | 1,73 | 0,859 | 0,549 |
| 2 000 | 0,242 | 0,3 | 0,38 | 0,259 | 2 000 | 0,46 | 1,73 | 0,797 | 0,438 |

| 25 mètres | | | | | 50 mètres | | | |
|-----------|-------|--------|---------|--------|-----------|-------|---------|--------|
| Popul. | PV | Manuel | Chameau | Diesel | Popul. | PV | Chameau | Diesel |
| 100 | 1,219 | 0,79 | 1,425 | 2,71 | 100 | 1,897 | 1,681 | 3,201 |
| 200 | 0,773 | 0,79 | 0,712 | 1,441 | 200 | 1,2 | 1,393 | 1,736 |
| 300 | 0,614 | 0,79 | 0,838 | 1,015 | 300 | 0,967 | 1,305 | 1,244 |
| 400 | 0,533 | 0,79 | 0,628 | 0,801 | 400 | 0,846 | 1,083 | 0,997 |
| 500 | 0,484 | 0,79 | 0,69 | 0,672 | 500 | 0,775 | 1,004 | 0,848 |
| 600 | 0,45 | 0,79 | 0,643 | 0,585 | 600 | 0,725 | 1,095 | 0,749 |
| 700 | 0,427 | 0,79 | 0,551 | 0,523 | 700 | 0,69 | 1,115 | 0,757 |
| 800 | 0,409 | 0,79 | 0,567 | 0,477 | 800 | 0,663 | 0,976 | 0,693 |
| 900 | 0,394 | 0,79 | 0,55 | 0,44 | 900 | 0,643 | 1,039 | 0,644 |
| 1 000 | 0,382 | 0,79 | 0,588 | 0,411 | 1 000 | 0,624 | 1,004 | 0,638 |
| 2 000 | 0,329 | 0,79 | 0,521 | 0,335 | 2 000 | 0,547 | 0,963 | 0,51 |

Annexe VI

**Fiche d'identité d'une station
de pompage solaire**

Fiche d'identité de la station de pompage photovoltaïque

| | | | |
|----------------|--|----------|--|
| Site | | Fonction | |
| N° de Site | | | |
| Responsabilité | | | |

Installation

| | |
|--------------|--|
| Établie le : | |
|--------------|--|

Renseignements généraux

| | | | |
|--------------|--|----------------------------|--|
| Constructeur | | N° de commande | |
| Fournisseur | | Date de la commande | |
| Projet | | Date de la mise en service | |

Caractéristiques techniques

| | | | | | |
|-------------------------------|-----------------------|--|------------------|-------------------|-------------------|
| Forage | | | | | |
| | Diamètre | | pouces | Niveau statique | m |
| | Profondeur totale | | m | Niveau dynamique | m |
| | Long. du tubage | | m | Rabattement | m |
| | Diam. crépine | | pouces | Tuyau (flexible) | m |
| Pompe | | | | | |
| | Type | | HMT nom. | | m |
| | Marque | | Rendement | | % |
| | Nb d'étages | | Débit nom. | | m ³ /h |
| Stockage | | | | | |
| Réservoir | Volume | | m ³ | Hauteur réservoir | m |
| | Vol/j requis | | m ³ | Long. tuyauterie | m |
| | | | Pertes de charge | | m |
| Distribution | Nb de bornes | | | | |
| | Description du réseau | | | | |
| Champ PV | | | | | |
| Champ | Puissance | | Wc | Tension max. | V |
| | | | | Intensité max. | A |
| Modules | Puissance | | Wc | Configuration | Série |
| | Marque | | | | Parallèle |
| | Type | | | | |
| Moteur | | | | | |
| | Marque | | Puissance | | W |
| | Type | | Tension nom. | | V |
| | | | Intensité nom. | | A |
| Onduleur/Convertisseur | | | | | |
| | Marque | | Puissance | | W |
| | Type | | Intensité par ph | | A |
| | Nb de phases | | Tension sortie | | V |
| | Tension entrée | | V | Fréquence | Hz |
| | Intensité sortie | | A | Rendement nom | % |

Annexe VII

Réception provisoire d'une station de pompage solaire

Les fiches suivantes permettront au chargé de projet de contrôler les caractéristiques techniques des équipements et de dresser un procès-verbal attestant son bon fonctionnement. Ce procès-verbal devra être signé par le responsable de la pompe et l'opérateur chargé du service après-vente.

À noter que la fiche de réception provisoire est identique à la fiche de maintenance qui doit être remplie à chaque visite de maintenance préventive. Ceci permet de mieux comparer le fonctionnement de la pompe au fil des années.

Contrôle des caractéristiques techniques

Cochez lorsque l'action a été exécutée.

| Modules | Câblage électrique | |
|---|--------------------------|--|
| Noter référence des modules | <input type="checkbox"/> | Vérifier types et section de câbles <input type="checkbox"/> |
| Compter nombre de modules en série | <input type="checkbox"/> | Serrer connections dans les boîtiers <input type="checkbox"/> |
| Compter nombre de modules en parallèle | <input type="checkbox"/> | Présence de presse-étoupe dans boîtier <input type="checkbox"/> |
| Mesurer orientation (sud) | <input type="checkbox"/> | Hauteur min. au sol de 0,5 m pour boîtier <input type="checkbox"/> |
| Mesurer inclinaison des modules | <input type="checkbox"/> | Fixer les câbles à intervalles réguliers <input type="checkbox"/> |
| Vérifier horizontalité axe est-ouest | <input type="checkbox"/> | Mettre câbles sous gaines lorsqu'enterrés <input type="checkbox"/> |
| Mesurer la hauteur au sol (minimum 1 m) | <input type="checkbox"/> | Enterrer câbles entre deux structures <input type="checkbox"/> |
| Vérifier état des modules | <input type="checkbox"/> | Enterrer piquet de prise à la terre <input type="checkbox"/> |
| Structures support | Clôture | |
| Noter le matériau constitutif | <input type="checkbox"/> | Hauteur des poteaux : 2 m <input type="checkbox"/> |
| Vérifier l'alignement des supports | <input type="checkbox"/> | Intervalle entre poteaux : 2 m <input type="checkbox"/> |
| Vérifier la verticalité des poteaux | <input type="checkbox"/> | Diamètre maille : 3 mm <input type="checkbox"/> |
| Évaluer la bonne dimension des fondations | <input type="checkbox"/> | Verrouillage de la porte <input type="checkbox"/> |
| Onduleur/autre interface | Groupe motopompe | |
| Noter la référence | <input type="checkbox"/> | Noter référence moteur <input type="checkbox"/> |
| Vérifier les connections | <input type="checkbox"/> | Noter référence pompe <input type="checkbox"/> |
| Vérifier la hauteur du sol (0,5 m) | <input type="checkbox"/> | Vérifier profondeur d'immersion <input type="checkbox"/> |
| Placer à l'ombre des modules | <input type="checkbox"/> | Réserve de câble pour élongation tuyau <input type="checkbox"/> |
| | | Noter longueur tuyau forage <input type="checkbox"/> |
| | | Noter longueur câble <input type="checkbox"/> |
| Tête de forage et aval | Pompe de surface | |
| Aménagement | <input type="checkbox"/> | Vérifier dispositif d'ancrage <input type="checkbox"/> |
| Vérifier vanne en position ouverte | <input type="checkbox"/> | Choisir emplacement propre <input type="checkbox"/> |
| Positionner vanne en position ouverte | <input type="checkbox"/> | |
| Vérifier compteur | <input type="checkbox"/> | |

Pays _____

Projet _____

Procès-verbal de réception provisoire

Nom du site:

Type de système: station de pompage solaire photovoltaïque

En l'an _____, le _____, a eu lieu la réception provisoire de la station de pompage solaire photovoltaïque située _____ (endroit) _____ dans la _____ (localité) _____, au _____ (pays) _____.

L'acceptation de la réception provisoire a été effectuée par une commission composée des personnes suivantes:

M. _____, responsable de la pompe

M. _____, représentant de l'entrepreneur

M. _____, responsable du service après-vente

Conformément aux dispositions du projet, les vérifications décrites dans la fiche de réception en annexe 1 ont été effectuées. Ces vérifications ont établi que la réception provisoire de l'installation est acceptable/non acceptable avec la ou les réserves mentionnées dans la fiche en annexe 1.

La Commission de réception prononce donc que la réception provisoire de l'installation a été complétée.

En foi de quoi, le présent procès-verbal est établi pour servir et valoir ce que de droit.

Représentant site

Représentant entr.

Représentant SAV

Fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque

Site _____ Fonction _____
 Pays _____
 Responsabilité _____
 Installation établie le : _____ Établie par : _____

Contrôle visuel

Inscrire : BON ou MAUVAIS, si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS

Aspect général : _____ Câble pompe (visible) : _____
 Clôture : _____ Conduite de refoulement : _____
 Module : _____ Compteurs : _____
 Câbles mod./onduleur _____ Total m³ affiché : _____
 Onduleur : _____ Robinetterie : _____

Mesure des rendements

Faire 3 mesures à 1/2 heure d'intervalle

| | 1 | 2 | 3 | Notes |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Heure : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Température extérieure (°C) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Température cellules (°C) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Niveau dynamique (m) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Pression de refoulement (bar) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension entrée onduleur (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité entrée onduleur (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur U-V (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur U-W (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur V-W (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur U (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur V (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur W (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Débit instantané (l/s ou m ³ /h) : | _____ | _____ | _____ | _____ |

Observations :

Pièce(s) remplacée(s) :

Signatures

Le représentant du comité de gestion : _____
 L'installateur ou technicien SAV : _____

Annexe VIII

**Fiches d'exploitation
de la station de pompage solaire**

Cahier d'exploitation de la borne-fontaine

| Site | | | | | Mois | |
|--------------------------|---|---|---|---|---|---|
| Responsable exploitation | | | | Année | | |
| Jour | Relevé compteur d'eau 1 | | Relevé compteur d'eau 2 | | Volume total  | Recettes  |
| |  1 |  |  2 |  | | |
| 1 | | | | | | |
| 2 | | | | | | |
| 3 | | | | | | |
| 4 | | | | | | |
| 5 | | | | | | |
| 6 | | | | | | |
| 7 | | | | | | |
| 8 | | | | | | |
| 9 | | | | | | |
| 10 | | | | | | |
| 11 | | | | | | |
| 12 | | | | | | |
| 13 | | | | | | |
| 14 | | | | | | |
| 15 | | | | | | |
| 16 | | | | | | |
| 17 | | | | | | |
| 18 | | | | | | |
| 19 | | | | | | |
| 20 | | | | | | |
| 21 | | | | | | |
| 22 | | | | | | |
| 23 | | | | | | |
| 24 | | | | | | |
| 25 | | | | | | |
| 26 | | | | | | |
| 27 | | | | | | |
| 28 | | | | | | |
| 29 | | | | | | |
| 30 | | | | | | |
| 31 | | | | | | |

Récapitulatif de gestion de la pompe solaire

| Nom du quartier | | Année | | | | | | |
|------------------------|---------------------------------|------------------|---------|---------------------|----------|-------------------|-------|----------------------------------|
| Responsable de gestion | | Prix eau (___/l) | | Gestion point d'eau | | Mouvements compte | | Autres informations ¹ |
| Responsable financier | | Cotisations | Revente | Recettes | Dépenses | Crédit | Débit | |
| Mois | Débit mensuel (m ³) | | | | | | | |
| Janvier | | | | | | | | |
| Février | | | | | | | | |
| Mars | | | | | | | | |
| Avril | | | | | | | | |
| Mai | | | | | | | | |
| Juin | | | | | | | | |
| Juillet | | | | | | | | |
| Août | | | | | | | | |
| Septembre | | | | | | | | |
| Octobre | | | | | | | | |
| Novembre | | | | | | | | |
| Décembre | | | | | | | | |
| Totaux annuels | | | | | | | | |

1. Exemples : pannes, recettes ou dépenses spéciales, etc.

Annexe IX

Fiche de visite de maintenance

Fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque

Site _____ Fonction _____
 Pays _____
 Responsabilité _____
 Installation établie le : _____ Établie par : _____

Contrôle visuel

Inscrire : BON ou MAUVAIS, si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS

Aspect général : _____ Câble pompe (visible) : _____
 Clôture : _____ Conduite de refoulement : _____
 Module : _____ Compteurs : _____
 Câbles mod./onduleur _____ Total m³ affiché : _____
 Onduleur : _____ Robinetterie : _____

Mesure des rendements

Faire 3 mesures à une demi-heure d'intervalle

| | 1 | 2 | 3 | Notes |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Heure : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Température extérieure (°C) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Température cellules (°C) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Niveau dynamique (m) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Pression de refoulement (bar) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension entrée onduleur (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité entrée onduleur (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur U-V (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur U-W (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Tension sortie onduleur V-W (V) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur U (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur V (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Intensité sortie onduleur W (A) : | _____ | _____ | _____ | _____ |
| Débit instantané (l/s ou m ³ /h) : | _____ | _____ | _____ | _____ |

Observations :

Pièce(s) remplacée(s) :

Signatures

Le représentant du comité de gestion : _____
 L'installateur ou technicien SAV : _____

Au sujet des collaborateurs

M. Jimmy ROYER, ing.

Jimmy ROYER a reçu son diplôme d'ingénieur électrique de l'Université de Sherbrooke en 1981. Il travaille depuis treize ans dans le domaine de l'énergie, notamment en conservation de l'énergie dans le secteur commercial et industriel et en énergies renouvelables dans l'installation de systèmes solaires photovoltaïques et l'évaluation de systèmes éoliens.

De 1989 à 1992, il fut l'autorité scientifique et le coordonnateur du programme d'énergie photovoltaïque du Canada pour le compte du ministère de l'Énergie, Mines et Ressources Canada. Il est présentement l'expert canadien pour la Tâche 1 du programme photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

M. ROYER a œuvré dans plusieurs pays en développement afin d'installer des systèmes photovoltaïques, notamment au Sénégal, au Burkina Faso et au Nicaragua. En 1992, il a fondé le bureau d'études, Solener inc., pour offrir les services de consultant en énergie solaire, principalement photovoltaïque. Il a écrit plusieurs rapports et communications techniques et il est coauteur de deux livres sur les applications de l'énergie solaire.

En 1996, il s'est associé avec quatre partenaires pour créer la firme Énersite International afin de planifier et de gérer les programmes d'électrification rurale décentralisée dans les pays en développement.

D^r Thomas DJIAKO, Ph.D., ing.

Thomas DJIAKO est ingénieur en matériaux et constructions mécaniques et docteur en énergétique. Après un court passage dans l'industrie pétrolière, M. DJIAKO a exercé, dès 1988, les fonctions de chargé de cours en froid et transferts thermiques, puis de chef du Département de physique industrielle de l'École nationale supérieure des industries agro-alimentaires du Centre universitaire de Ngaoundéré au Cameroun.

M. DJIAKO est actuellement professeur de techniques frigorifiques à l'École inter-États d'ingénieurs de l'équipement rural (EIER) de Ouagadougou, au Burkina Faso. Il est aussi responsable pédagogique de la formation postuniversitaire en génie énergétique et froid industriel de l'EIER.

Dans le cadre de ses activités à l'EIER, M. DJIAKO anime, en collaboration avec l'École inter-États des techniciens de l'hydraulique et de l'équipement rural (ETSHER) de Ouagadougou, un cycle inter-États de formation

continue portant sur la conception et la maintenance des installations photovoltaïques.

D^r Eric SCHILLER, Ph.D., ing.

Eric SCHILLER, ingénieur, est diplômé en génie hydraulique de l'Université de Toronto. Il a aussi fait sa maîtrise à l'Université de Toronto et a obtenu son doctorat en hydraulique de l'Iowa Institute of Hydraulic Research (IIHR) en 1973. Depuis 1966, M. SCHILLER joue un rôle actif dans le transfert et l'adaptation des technologies de l'eau et de l'assainissement dans les pays en développement. Il a enseigné outre-mer pendant trois ans au niveau collégial et quatre ans au niveau universitaire. Il a participé à la recherche en technologie du pompage solaire.

M. SCHILLER a été consultant en ressource de l'eau auprès de l'Agence canadienne de développement international (ACDI), le Centre de recherche et de développement international (CRDI), de l'USAID, du PNUD et de la Banque Mondiale, ainsi qu'auprès de plusieurs autres organismes privés et non gouvernementaux.

Il a puisé son expérience principalement en hydraulique et dans la gestion des ressources de l'eau pour les pays en développement. Il a travaillé au niveau :

- du pompage de l'eau (énergies solaire et éolienne, avec pompe à coup de bélier et avec pompe à main),
- de l'assainissement et du traitement de l'eau,
- de l'irrigation (conception et opération),
- de la planification des ressources et la gestion des bassins versants.

M. Bocar Sada SY, ing.

Bocar Sada SY, ingénieur, est diplômé en génie mécanique de l'École Polytechnique de Thiés-Sénégal. Il a suivi plusieurs stages de formation sur les techniques solaires et éoliennes ainsi que sur les systèmes de mesures et d'acquisition de données, notamment au Centre d'études nucléaires de Cadarache en France et à Tüv-Rheinland en Allemagne.

Il possède une solide expérience professionnelle de 17 ans dont 12 dans le secteur des énergies nouvelles et renouvelables et 5 dans le secteur industriel. Ces acquis importants, tant sur le plan technique que sur le plan de la gestion, permettent à M. SY d'être opérationnel dans des domaines d'activité variés de l'ingénierie, spécialement ceux liés à la problématique des énergies en général et à ceux des énergies renouvelables en particulier.

Recruté comme assistant au coordonnateur du Programme Régional Solaire du CILSS/CCE, M. SY a élargi son expérience dans la conduite des

PREMIÈRE PARTIE: INTRODUCTION À L'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

Chapitre 1

L'énergie solaire

Chapitre 2

Le système photovoltaïque

Chapitre 3

Les systèmes photovoltaïques avec batterie

Chapitre 4

Les systèmes photovoltaïques sans batterie

DEUXIÈME PARTIE: LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Chapitre 5

Les ressources en eau

Chapitre 6

Composants d'une pompe photovoltaïque

Chapitre 7

Dimensionnement d'une pompe photovoltaïque

Chapitre 8

Analyse économique

TROISIÈME PARTIE: INSTALLATION ET MISE EN EXPLOITATION DE LA POMPE PHOTOVOLTAÏQUE

Chapitre 9

Contrôles préliminaires et acheminement des équipements

Chapitre 10

Installation de la station de pompage

Chapitre 11

Réception et mise en exploitation de la station

QUATRIÈME PARTIE: LA MAINTENANCE ET L'EXPLOITATION DES STATIONS DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

Chapitre 12

Organisation de la maintenance des stations de pompage photovoltaïque

Chapitre 13

Exploitation de la station de pompage photovoltaïque

Chapitre 14

Organisation sociale et formation des utilisateurs