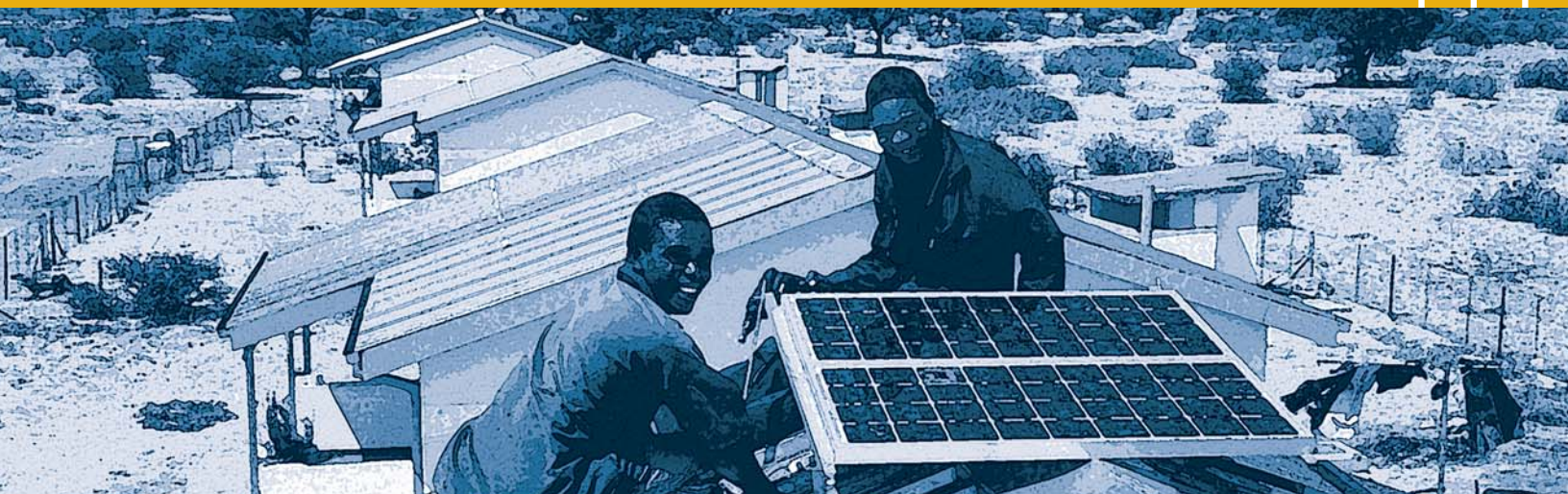
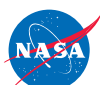


ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75477-8

Numéro de catalogue : M39-99/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	5
1.1	Description des systèmes photovoltaïques	6
1.1.1	Modules photovoltaïques	7
1.1.2	Batteries d'accumulateurs	8
1.1.3	Conditionnement de l'énergie	9
1.1.4	Génératrices	9
1.1.5	Pompes	10
1.2	Marché des systèmes photovoltaïques	11
1.2.1	Applications en réseau	11
1.2.2	Applications hors réseau	12
1.2.3	Applications du pompage de l'eau	14
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	15
2.1	Principes de calcul de l'énergie solaire	17
2.1.1	Déclinaison	18
2.1.2	Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher	18
2.1.3	Rayonnement extraterrestre et indice de clarté	19
2.2	Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné	19
2.2.1	Description de l'algorithme	20
2.2.2	Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus	20
2.2.3	Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV	22
2.2.4	Sommation	22
2.3	Modèle du champ PV	23
2.3.1	Calcul du rendement moyen	23
2.3.2	Autres corrections	24
2.4	Modèle en réseau	25
2.5	Modèle hors réseau	25
2.5.1	Aperçu général	25
2.5.2	Calcul de la charge électrique	26
2.5.3	Méthode du potentiel d'utilisation	28
2.5.4	Énergie traversant les accumulateurs	31
2.5.5	Dimensionnement du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène	35
2.6	Modèle du pompage de l'eau	36





2.7 Validation	37
2.7.1 Validation du calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné par comparaison à un modèle horaire.	38
2.7.2 Validation du modèle hors réseau par comparaison à un modèle horaire.	45
2.8 Sommaire	48
3 RÉFÉRENCES	49





CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels d'installation photovoltaïque avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1. CONTEXTE - PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE¹

La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croît constamment depuis 20 ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable. Parmi ces applications, on peut citer les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées, les aides à la navigation de la Garde côtière, les sites éloignés de télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans les fermes et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes. Un exemple de système photovoltaïque hybride de production d'électricité centralisée est montré à la **Figure 1**.



Figure 1 :

*Système photovoltaïque
hybride de production d'électricité
centralisée à Escuain
(Puertolas, Aragon, Espagne)
Parc naturel d'Ordesa
y el Monte Perdido.*

Crédit photo :

Sylvain Martel

1. Une grande partie du texte de cette section est une traduction du document suivant : Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhamani, G. et Usher, E., **Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry**, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, juin 1996.



La demande en systèmes PV devrait connaître une croissance significative dans les pays en développement pour satisfaire aux besoins de base des 2 milliards de personnes qui n'ont pas encore accès aux réseaux électriques conventionnels. À cette demande en systèmes hors réseau économiquement rentables, viennent s'ajouter les préoccupations des gouvernements et des services publics à propos de l'environnement et de l'approvisionnement à plus long terme en combustibles. Ces préoccupations sont à la base des programmes de démonstrations de systèmes PV reliés à des réseaux centralisés dans les pays industrialisés.

Au cours de 1999, la production mondiale de modules photovoltaïques était approximativement de 200 mégawatts (MW_c) et les ventes annuelles de systèmes complets pour l'industrie du PV, dépassaient les 3 milliards de dollars. À titre de comparaison, environ 23 MW_c avaient été livrés en 1985, soit une différence de 850 % en seulement 14 ans. Cette croissance a mené au début de l'année 2000 à une capacité cumulée installée de production d'électricité photovoltaïque de plus de 1 000 MW_c à l'échelle de la planète (Leng et coll., 1996, et Maycock, 2000).

1.1 Description des systèmes photovoltaïques

Le module PV est l'élément commercial principal du marché photovoltaïque. Un module PV est classé en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai. Ces conditions sont de 1 kW/m^2 de rayonnement solaire et une température de cellule PV de 25 °C. La puissance mesurée dans ces conditions est appelée capacité nominale et est exprimée en watts-crête (W_c). Ainsi, une production annuelle de 165 MW_c signifie que l'industrie du PV a fabriqué des modules pouvant fournir 165 MW_c d'électricité (puissance nominale) dans des conditions normalisées de 1 kW/m^2 de rayonnement solaire, de température de cellule de 25 °C et sous une masse d'air de 1,5.

Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes » et peuvent être classifiés dans les quatre catégories suivantes :

- Batterie d'accumulateurs² - éléments de stockage qui emmagasine sous forme chimique l'énergie produite par les modules PV, pour la restituer sous forme électrique selon les besoins (p. ex. : la nuit ou lors de jours couverts);
- onduleur - dispositif électrique utilisé pour convertir en courant alternatif (CA), le courant électrique continu (CC) produit par les modules PV;
- contrôleur - dispositif électrique qui gère le stockage de l'énergie dans les accumulateurs et la distribution vers la charge (c.-à-d. qui contrôle la charge et la décharge des accumulateurs); et
- structure portante - support requis pour monter ou installer les modules PV et les autres composants du système.

2. Le terme anglais « battery » se traduit en français par l'expression « batterie d'accumulateurs » (Office québécois de la langue française, **Le grand dictionnaire terminologique**, 1998). Les termes abrégés « accumulateur » ou « batterie » ont parfois été utilisés afin d'alléger le texte.





Selon le type d'application, certaines infrastructures connexes d'un système PV ne sont pas nécessaires. Par exemple, un onduleur n'est pas utile s'il n'y a pas de charge en courant alternatif (CA). Pour les applications en réseau, les batteries d'accumulateurs ne sont plus nécessaires puisque le réseau peut agir comme élément de stockage, en absorbant les surplus d'électricité. De même, elles ne sont généralement pas utilisées pour des applications de pompage de l'eau où le stockage de l'énergie peut se faire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Par contre, certains systèmes requièrent d'autres infrastructures connexes particulières. Par exemple, les systèmes autonomes peuvent inclure une génératrice diesel; et un système de pompage PV comprend une pompe CC ou CA.

Divers types d'entreprises sont impliquées dans l'industrie du photovoltaïque. Habituellement, ces organisations incluent les fabricants de cellules/modules PV, les fabricants des infrastructures connexes, les distributeurs et grossistes ainsi que les intégrateurs de systèmes.

1.1.1 Modules photovoltaïques

Il existe essentiellement deux technologies de fabrication de modules photovoltaïques : la production de cellules issues de plaques de silicium cristallin et les modules obtenus directement par des procédés en couches minces. Dans le premier cas, des tranches de silicium monocristallin, de silicium polycristallin ou de silicium en ruban sont utilisées pour produire des cellules solaires dans des chaînes de production utilisant des procédés et machines propres à l'industrie des semi-conducteurs au silicium (voir **Figure 2**). Les fabricants de ce type de cellules, les assemblent ensuite eux-mêmes en modules ou les vendent à des fabricants de modules, qui se chargent de l'assemblage. La première grande utilisation du PV ayant été la recharge de batteries d'accumulateurs, la plupart des modules sur le marché sont conçus pour fournir un courant continu (CC) d'un peu plus de

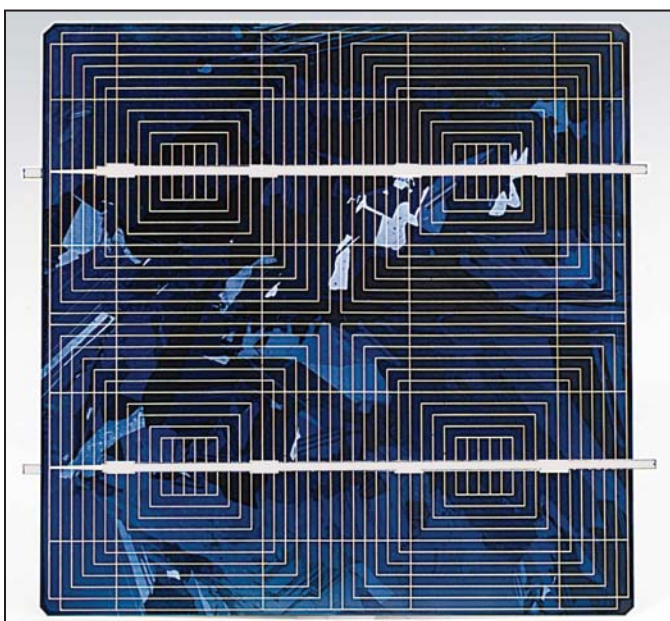


Figure 2 :

Cellule au silicium cristallin.

Photo Credit :

Photowatt

12 Volts (V). Un module PV se compose donc généralement d'un circuit de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion (énergie électrique produite vs. énergie solaire incidente) de l'ordre de 11 à 15 %.

Il existe quatre types de modules en couches minces. Leurs noms sont dérivés de l'un des principaux matériaux actifs de la cellule : tellure de cadmium (CdTe), diséléniure de cuivre-indium (CIS), silicium amorphe et silicium cristallin en couche mince. Le silicium amorphe est déjà produit à l'échelle commerciale alors que les trois autres technologies approchent du stade de commercialisation. Les modules en couches minces sont déposés directement sur le substrat de verre, supprimant ainsi les étapes intermédiaires associées à la fabrication des cellules solaires individuelles.

Certains fabricants développent des modules PV qui concentrent, à l'aide de lentilles, la lumière solaire sur des mini-cellules à haut rendement. L'idée de départ est que le matériau des lentilles coûtera moins cher par unité de surface que les modules classiques au silicium, réduisant ainsi le coût du W_c . Pour que les lentilles concentrent toujours le rayonnement sur les cellules PV, les modules doivent être orientables pour être constamment dirigés vers le soleil. Pour ce faire, ils sont utilisés en conjonction avec des systèmes de poursuite solaire (héliostats). Ces modules sont limités aux régions où il y a une forte proportion de rayonnement solaire direct, comme les déserts.

1.1.2 Batteries d'accumulateurs

Si un système hors réseau doit fournir de l'énergie à la demande et non seulement lorsqu'il y a du soleil, des batteries d'accumulateurs sont requises pour stocker l'énergie. L'accumulateur d'usage le plus courant est du type plomb-acide et comprend deux catégories : les accumulateurs plomb-calcium et les accumulateurs plomb-antimoine. Les accumulateurs nickel-cadmium peuvent aussi être utilisés, plus particulièrement s'ils doivent subir des écarts importants de température. À cause de la nature variable des radiations solaires, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines (p. ex. : pour des applications très spécifiques en région arctique). Les batteries sont caractérisées par leur tension, qui pour la plupart des applications est un multiple de 12 V, et leur capacité exprimée en ampère-heure (Ah). Par exemple, une batterie de 48 V, 50 Ah est capable d'emmagasiner $50 \times 48 = 2\,400$ Wh d'électricité sous des conditions nominales d'opération.





Noter qu'un dimensionnement optimisé des batteries est critique et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée de vie (c.-à-d. performance optimisée et durée de vie des batteries d'accumulateurs allongés). Le remplacement inutile des batteries d'accumulateurs est coûteux, particulièrement pour les applications dans les endroits isolés.

1.1.3 Conditionnement de l'énergie

Le matériel de conditionnement de l'énergie électrique peut se définir comme tout circuit qui modifie l'énergie provenant des modules PV pour la rendre compatible avec les caractéristiques de courant et de tension de la charge. Ce matériel peut inclure :

- Régulateur de recharge de batteries - régularise les cycles de recharge et de décharge des batteries d'accumulateurs;
- optimiseur de puissance fournie - maintient la tension des modules PV à la tension de puissance maximale;
- onduleur - convertit la sortie CC des modules PV ou des batteries d'accumulateurs en courant alternatif (CA). Le courant CA est utilisé par la plupart des appareils et moteurs électriques. Il est aussi le type d'énergie utilisé par les réseaux électriques et par conséquent, tout système PV qui y est connecté doit ainsi utiliser ce type d'équipement;
- redresseur/chargeur de batteries - convertit en courant CC, le courant CA produit par une génératrice pour recharger des batteries d'accumulateurs.

1.1.4 Génératrices

Pour les applications hors réseau, il est également possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel. Les systèmes sont alors complémentaires : le système PV permet de réduire la consommation en combustible fossile et les coûts d'entretien de la génératrice; l'utilisation de la génératrice permet d'éviter le surdimensionnement du système PV (modules PV et batteries d'accumulateurs) qui serait nécessaire pour répondre à la demande en tout temps.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles : essence, mazout #2 (diesel), propane ou gaz naturel. La nécessité d'une génératrice et la fraction de la charge fournie par celle-ci par rapport au système PV, dépendent de plusieurs facteurs comme le coût d'investissement du système PV, les coûts d'opération de la génératrice, la fiabilité requise par les utilisateurs et les conditions environnementales (par ex. : le bruit généré par la génératrice, les émissions de gaz d'échappement, etc.).



1.1.5 Pompes

Plusieurs types de pompes peuvent être utilisés dans les systèmes PV. Elles peuvent être classées selon leur conception (pompes centrifuge ou à déplacement positif), selon leur position dans un système (pompe de surface ou submersible) ou par le type de moteur utilisé (CA ou CC). Les pompes centrifuges sont généralement utilisées dans les puits profonds et pour des débits importants. Les pompes à déplacement positif sont habituellement limitées aux utilisations pour des débits faibles. Les pompes à déplacement positif (p. ex. : pompes à diaphragme, pompes à pistons et pompes à cavité progressive) peuvent généralement vaincre des pertes de charges statiques importantes. Elles sont par contre moins accessibles que les pompes de surface et plus sensibles aux impuretés pouvant se retrouver dans l'eau (boue, sable, etc.). La **Figure 3**, adaptée de Barlow et coll. (1993), suggère des choix possibles de pompes en fonction de la tête de pression à vaincre et du volume d'eau à pomper.

Finalement, le choix entre une pompe avec moteur CC ou CA peut dépendre de plusieurs facteurs incluant le prix, la fiabilité et le support technique disponible. Un moteur CC est généralement très efficace et plus facile à utiliser avec un système PV. D'un autre côté, un moteur CA est moins cher et plus facile à se procurer mais exige l'utilisation d'un onduleur pour pouvoir fonctionner avec un système PV.

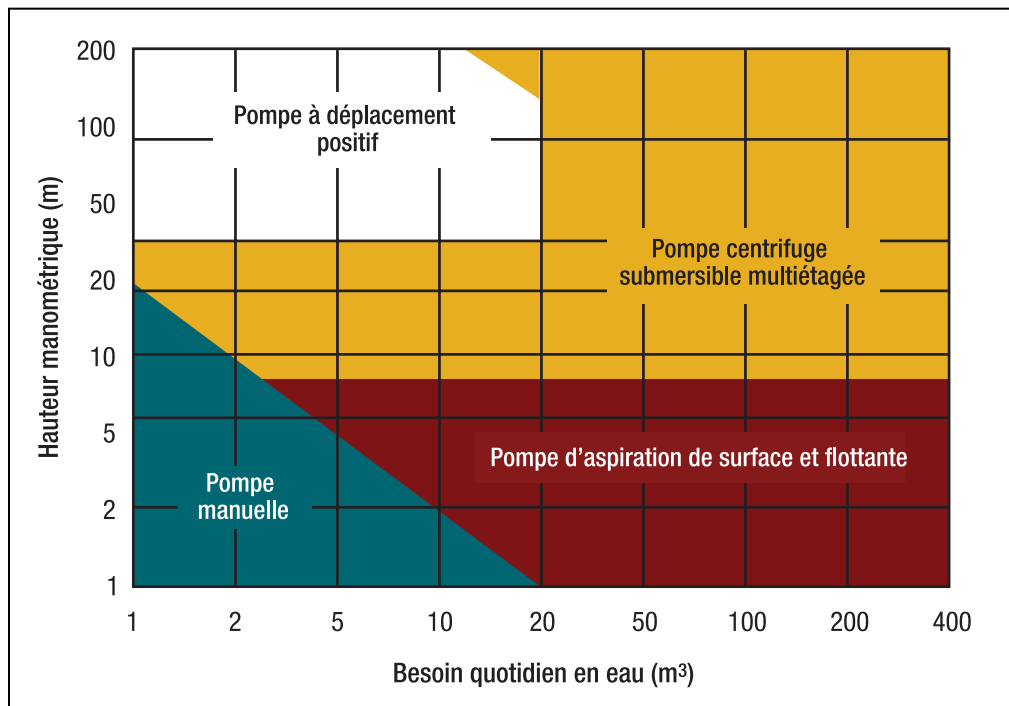


Figure 3 :
Sélection du type de pompe [adapté de Barlow et coll., 1993].



1.2 Marché des systèmes photovoltaïques

Le marché de la filière photovoltaïque peut être classé selon l'utilisation finale de la technologie. Les installations PV sont le plus souvent destinées à des applications hors réseau. Le pompage de l'eau représente aussi un secteur d'application important du PV, plus particulièrement dans les pays en développement. Le plus grand potentiel commercial à long terme de cette technologie, en terme de volumes des ventes, est celui des applications avec raccordement à un réseau.

1.2.1 Applications en réseau

Dans les applications avec raccordement à un réseau, le système PV transfère directement l'électricité à un réseau centralisé ou à un réseau isolé et ne nécessite aucune batterie d'accumulateurs. Deux types d'applications peuvent être différenciés : la production d'électricité décentralisée et centralisée. Les systèmes décentralisés comprennent les systèmes PV intégrés aux bâtiments résidentiels ou commerciaux. Pour les bâtiments résidentiels, la taille du système est en général de l'ordre de 2 à 4 kW_c. Pour les immeubles commerciaux, elle peut atteindre 100 kW_c ou davantage. L'installation par les fournisseurs d'électricité de systèmes PV dans des sous-stations ou sur des sites en fin de ligne est un autre exemple de production décentralisée. Selon l'endroit, ces applications arrivent à être concurrentielles. Par exemple, un programme du Sacramento Municipal Utility District (SMUD), en Californie, prévoit l'installation annuelle de plus de 1 MW_c de systèmes PV sur son territoire. La **Figure 4**, adaptée de Ross et Royer (1999), montre un exemple de systèmes PV distribués et d'une centrale électrique PV, reliés au réseau.

Le modèle RETScreen® International pour projets d'installation photovoltaïque

Le modèle RETScreen® International pour projets d'installation photovoltaïque permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour trois applications de base : en réseau, hors réseau et pompage de l'eau. Pour les applications en réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité. Pour les applications hors réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des systèmes autonomes (PV-batterie) et hybrides (PV-batterie-génératrice). Pour les applications de pompage de l'eau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets PV-système de pompage.

Un système photovoltaïque raccordé à un réseau est généralement évalué sur la base des économies potentielles sur les coûts de production d'énergie et de génération de capacité, ainsi qu'en fonction des bénéfices environnementaux. En production décentralisée, les générateurs électriques (PV ou autres) sont situés sur les lieux de consommation ou à proximité. Les pertes d'énergie (kWh) et de capacité (kW) des lignes de distribution du fournisseur d'électricité peuvent ainsi être réduites. Le fournisseur peut de ce fait repousser, voire éviter, des travaux d'augmentation de capacité de son réseau de transport et de distribution dans les endroits où la production quotidienne moyenne du système PV correspond à sa demande de pointe (p. ex. : la pointe de l'après-midi en été pour la climatisation), tel que décrit par Leng et Martin (1994). Par ailleurs, des fabricants de modules PV développent actuellement des modules qui peuvent être intégrés en façade ou en toiture d'édifices grâce à des éléments standards de murs rideaux ou à des tuiles de couverture. Le coût des matériaux de construction qui sont remplacés peut être déduit du coût final de l'option photovoltaïque, rendant ainsi la production décentralisée d'énergie photovoltaïque plus avantageuse pour le propriétaire du bâtiment ou le fournisseur d'électricité. L'utilisation du PV dans les bâtiments augmente grâce à des projets de démonstration dans des pays industrialisés.



Les applications centralisées du PV ne sont pas encore concurrentielles. Par contre, des systèmes PV centralisés ayant des puissances de plusieurs MW_c, ont été installés à titre de démonstration et pour aider les fournisseurs d'électricité à prendre de l'expérience dans la gestion de telles installations. Ces installations, de même que celles de systèmes PV décentralisés raccordés à un réseau, représentent une stratégie à long terme des gouvernements et compagnies d'électricité qui désirent s'impliquer dans le développement du PV, énergie propre à approvisionnement garanti.

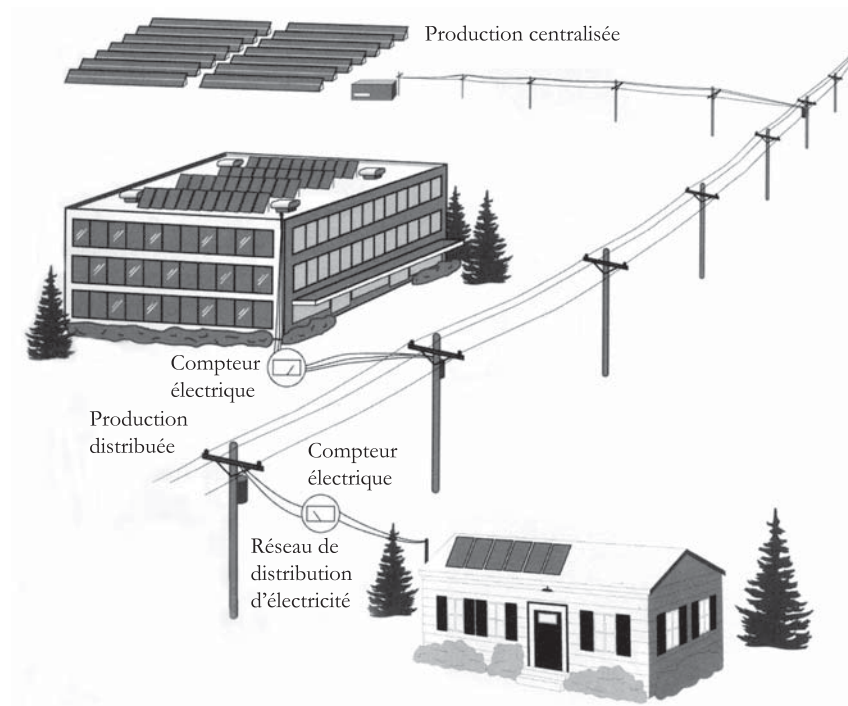


Figure 4 :
Schéma type d'un système PV raccordé à un réseau [adapté de Ross et Royer, 1999].

1.2.2 Applications hors réseau

À l'heure actuelle, c'est dans les endroits isolés, loin d'un réseau électrique et où les besoins en énergie sont relativement faibles (généralement moins de 10 kW_c) que l'énergie photovoltaïque est la plus concurrentielle. Dans ces applications hors réseau, l'énergie solaire captée par les modules sert fréquemment à recharger des batteries d'accumulateurs. L'énergie électrique ainsi emmagasinée permet alors de livrer l'électricité aux usagers quand ils le demandent. Dans les sites isolés hors réseau, l'utilisation du PV est très concurrentielle par rapport à l'extension du réseau, aux batteries non rechargeables, aux génératrices à effet Pelletier (aussi connues sous les



noms de thermogénérateurs ou de thermopiles) et aux génératrices à moteur diesel ou à essence. Aux États-Unis, selon les estimations du Utility Photovoltaic Group (UPVG), il en coûte de 12 000 à 50 000 \$ du km pour étendre un réseau. Le photovoltaïque est donc une excellente option dans le cas des demandes faibles et dans les régions éloignées du réseau des services publics. Par comparaison avec les génératrices à combustible fossile et les batteries non rechargeables, le grand avantage du PV est la réduction des coûts d'exploitation, de maintenance et de remplacement, ce qui se traduit souvent par une baisse des coûts sur le cycle de vie des systèmes PV.

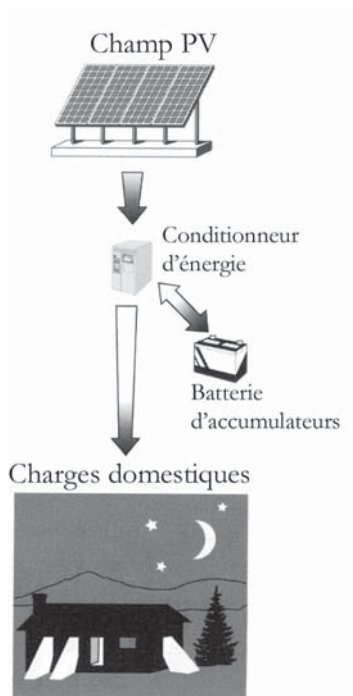


Figure 5 :
Schéma d'un système autonome hors-réseau
[adapté de Ross et Royer, 1999].

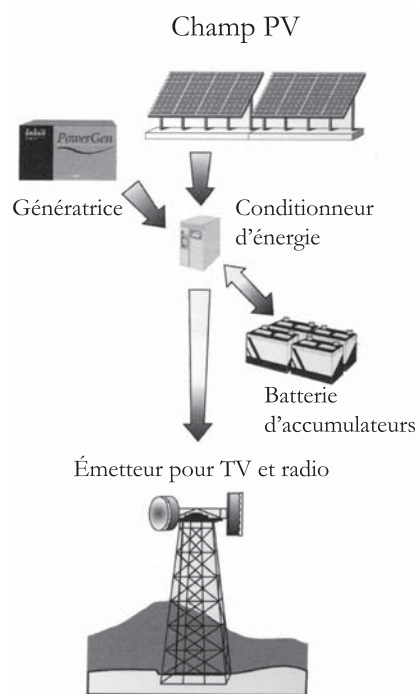


Figure 6 :
Schéma d'un système hybride hors-réseau
[adapté de Ross et Royer, 1999].

Les applications hors réseau comprennent les systèmes autonomes (**Figure 5**) et les systèmes hybrides (**Figure 6**). Ces derniers sont similaires aux systèmes autonomes mais incluent en plus une génératrice à combustible fossile pour rencontrer une partie de la charge et assurer ainsi une plus grande fiabilité.

1.2.3 Applications du pompage de l'eau

Avec des milliers d'installations dans les pays industrialisés et les pays en développement, le pompage de l'eau avec système photovoltaïque est l'une des applications les plus communes dans le monde. Les applications types dans le secteur du pompage de l'eau sont le pompage de l'eau sanitaire, le pompage de l'eau pour les camps et les campings, l'irrigation, l'alimentation en eau pour les villages et l'abreuvement du bétail. Les pompes PV sont de plus en plus utilisées et ce, pour toutes les gammes de capacité. Elles remplacent aussi de plus en plus les pompes mécaniques actionnées par le vent.

Habituellement, les applications de pompage de l'eau n'utilisent pas de batteries d'accumulateurs car elles ont l'avantage de permettre le stockage de l'énergie solaire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Le schéma d'un système de pompage PV est présenté à la **Figure 7**. Un système de pompage PV est relativement simple, requiert peu d'entretien et rend l'utilisateur indépendant des combustibles fossiles. Il est souvent choisi lorsque le site du projet est relativement loin d'un réseau centralisé (p. ex. : un ranch) ou lorsqu'il n'y a pas de réseau centralisé et que les ressources en eau sont rares (p. ex. : dans les pays en développement). L'application du pompage PV pour l'irrigation est idéale car les besoins en eau des plantes sont en phase avec l'ensoleillement (c.-à-d. qu'au moment où il y a moins de rayonnement solaire durant la période des pluies, les besoins en eau d'irrigation sont au minimum).

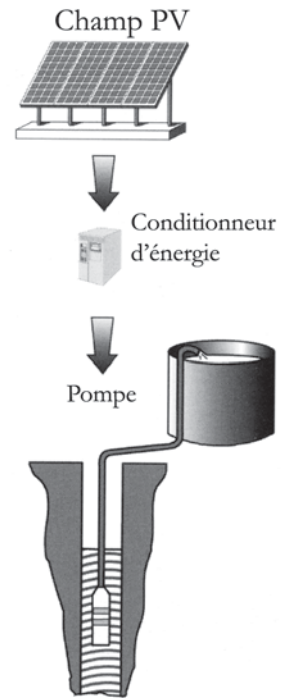


Figure 7 :
Schéma d'un système de pompage PV
[adapté de Ross et Royer, 1999].



2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque permet d'évaluer la production d'énergie et la viabilité économique de différents types de projets photovoltaïques, depuis les petits systèmes PV de pompage de l'eau, les systèmes intermédiaires PV résidentiels décentralisés (hors réseau), jusqu'aux installations de production centralisée de grande taille, et ce dans le monde entier. Trois applications de base peuvent être évaluées par le modèle PV :

- Applications avec raccordement à un réseau électrique – qui couvrent les réseaux centralisés et les réseaux isolés;
- applications sans raccordement à un réseau électrique – qui incluent les systèmes autonomes (PV et batteries) et les systèmes hybrides (PV, batteries et génératrice); et
- applications du pompage de l'eau (PV, pompe).

Le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque comporte six feuilles de calcul : *Modèle énergétique, Évaluation de la ressource solaire & calcul de la charge (Ressource solaire et charge), Analyse des coûts, Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES), Sommaire financier et Analyse de sensibilité et de risque (Analyse de sensibilité)*. La feuille *Ressource solaire et charge* permet de spécifier le type de système envisagé pour le projet et calcule la charge mensuelle du système. Cette feuille permet aussi de calculer la quantité d'énergie solaire captée pendant une année par les panneaux PV, selon leur inclinaison (par rapport à l'horizontale), leur orientation (par rapport au méridien) et en fonction des valeurs mensuelles du rayonnement solaire incident sur une surface horizontale.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : **Modèle énergétique, Ressource solaire et charge, Analyse des coûts et Sommaire financier**. Les feuilles de calcul **Analyse des GES** et **Analyse de sensibilité** sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille *Analyse de sensibilité et de risque* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité d'indicateurs financiers importants en fonction de paramètres clés techniques et financiers. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Afin d'aider l'utilisateur à caractériser un système photovoltaïque avant d'en évaluer les coûts et les performances énergétiques, le modèle suggère le dimensionnement de certains composants du système (p. ex. : « la puissance nominale du champ PV »). Le calcul des valeurs suggérées ou estimées est basé sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées en première analyse, même si elles ne sont pas nécessairement des valeurs optimales.





Cette section décrit les différents algorithmes utilisés par RETScreen pour calculer la production d'énergie des systèmes PV sur une base mensuelle. La **Figure 8** présente un schéma fonctionnel des algorithmes. Les principes de calcul de l'énergie solaire sont présentés dans la *Section 2.1*. La *Section 2.2* décrit l'algorithme de calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné, qui est commun aux trois modèles d'application (c.-à-d. système en réseau, hors réseau et pompage de l'eau). Il calcule l'ensoleillement dans le plan des capteurs PV en fonction de leur orientation, donnée mensuellement pour un ensoleillement quotidien sur une surface horizontale. Le modèle du champ PV, présenté dans la *Section 2.3*, calcule la production d'énergie du champ PV en fonction de la température ambiante et de l'ensoleillement disponible. Cet algorithme est aussi commun aux trois modèles d'application. Ensuite, différents modèles sont décrits dans les *Sections 2.4 à 2.6* pour chacun des 3 domaines d'application. Ceux-ci sont utilisés pour évaluer l'interaction des différents composants du système PV et pour prédire quelle quantité d'énergie (ou d'eau dans le cas du système de pompage) peut être annuellement produite par le système PV. Une validation du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque est présentée dans la *Section 2.7*.

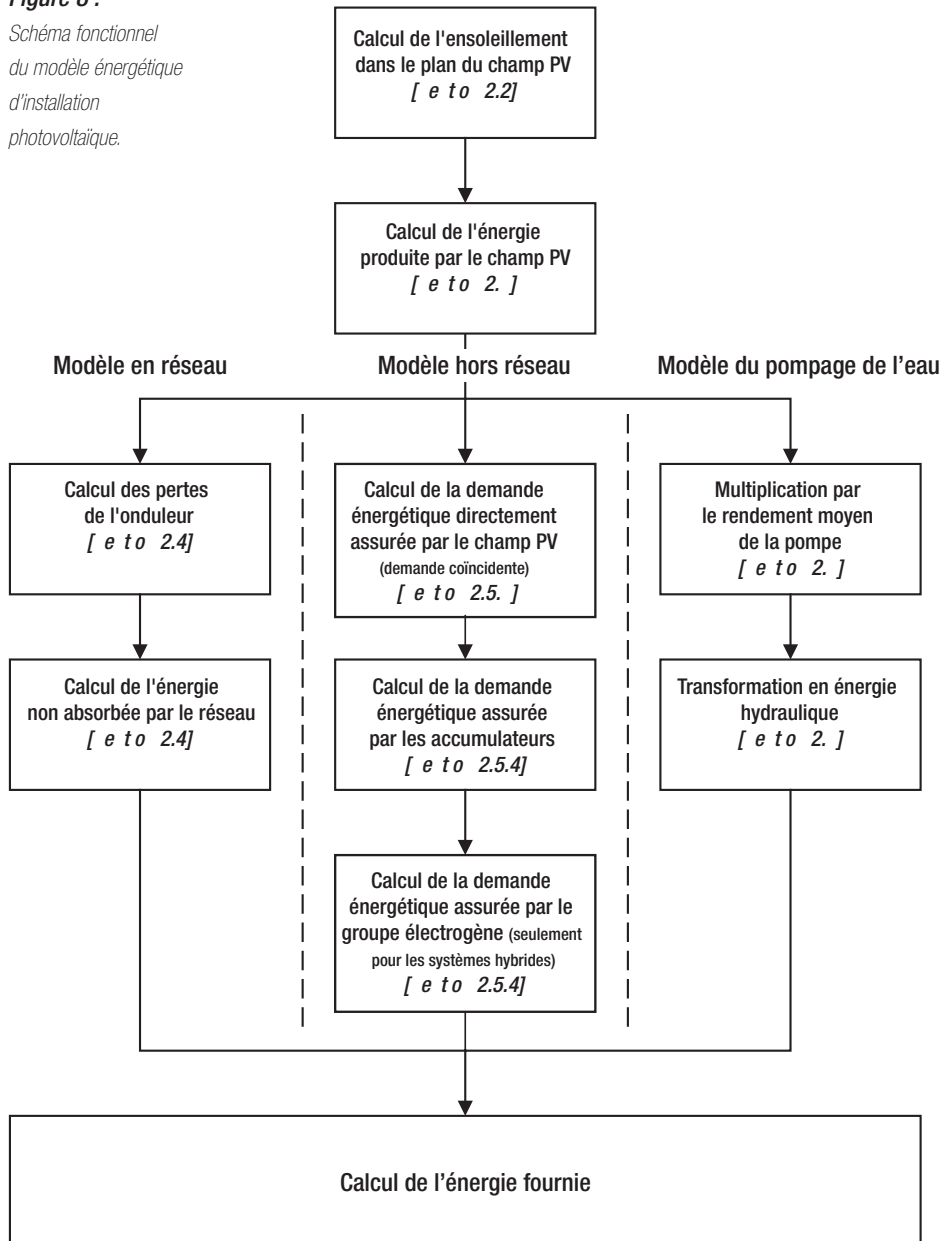
Les systèmes photovoltaïques ont relativement peu de composants, mais le comportement de ces composants n'est pas linéaire et leurs interactions sont complexes. RETScreen utilise des algorithmes simplifiés afin de minimiser les besoins de données d'entrée et d'accélérer les calculs, tout en maintenant un niveau acceptable de précision. Le modèle d'ensoleillement est celui de Klein et Theilacker (Duffie et Beckman, 1991) adapté pour inclure le cas des surfaces suiveuses. Le modèle du champ PV est issu des travaux d'Evans (1981) et prend en compte non seulement les effets de l'orientation mais aussi ceux de la température. Les modèles en réseau et du pompage de l'eau sont des algorithmes extrêmement simples, basés sur des rendements moyens présumés. Le modèle hors réseau est le plus complexe. Il introduit le concept de potentiel d'utilisation quotidienne (*daily utilisability*; Duffie et Beckman, 1991) pour déterminer la proportion des besoins énergétiques qui peut être directement assurée par le champ PV. Des corrélations provenant de simulations horaires sont utilisées pour déterminer la quantité d'énergie que doivent produire les accumulateurs. Finalement, un bilan énergétique détermine la proportion des besoins énergétiques produits par le groupe électrogène, dans le cas où il y en a un.

La méthode choisie présente deux limites : tout d'abord, les systèmes à concentrateur solaire ne peuvent pas être analysés; d'autre part, le modèle ne permet pas de donner, pour les systèmes hors réseau, la probabilité de panne électrique. Dans la plupart des situations, ces deux limites n'ont pas de conséquence.



Figure 8 :

Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
d'installation
photovoltaïque.



2.1 Principes de calcul de l'énergie solaire

Avant d'entrer dans les détails du modèle PV, certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite. La plupart des définitions et équations présentées ici proviennent d'ouvrages de référence sur l'énergie solaire, tels que *Solar Engineering of Thermal Processes*, de Duffie et Beckman (1991), que les lecteurs devraient consulter pour plus d'information.



2.1.1 Déclinaison

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

$$\delta = 23,45 \sin \left(2\pi \frac{284+n}{365} \right) \quad (1)$$

où n est le jour de l'année (c.-à-d. $n = 1$ pour le 1^{er} janvier, $n = 32$ pour le 1^{er} février, etc.). La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.

2.1.2 Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher

L'*angle horaire du soleil* est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire²), l'angle horaire du soleil vaut -75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15° égal 75° , avec un signe négatif puisque c'est le matin).

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

$$\cos \omega_s = -\tan \psi \tan \delta \quad (2)$$

où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1) et ψ la latitude du lieu du projet, précisée par l'utilisateur.

2. L'heure solaire est celle que donnerait un cadran solaire, c'est-à-dire que le midi solaire correspond au moment de la journée où le soleil est au plus haut point de sa course. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale.





2.1.3 Rayonnement extraterrestre et indice de clarté

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 , pour le jour n , est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) (\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta) \quad (3)$$

où G_{sc} est la constante solaire égale à 1 367 W/m² et où les autres variables ont été définies plus haut.

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté (traduction littérale de l'américain *clearness index*). La moyenne mensuelle de l'indice de clarté, \bar{K}_T , est définie par :

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{H_0} \quad (4)$$

où \bar{H} est la moyenne mensuelle de rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal, et H_0 est la moyenne mensuelle du rayonnement extraterrestre sur la même surface horizontale. Les valeurs de \bar{K}_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0,3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0,8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés).

2.2 Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné

Le calcul de l'ensoleillement sur la surface d'un champ PV se fait en utilisant une méthode similaire à celle de l'algorithme de Klein et Theilacker (Duffie et Beckman, 1991, Section 2.20). Cependant, l'algorithme a été étendu au cas des systèmes avec suivi du soleil et, pour cette raison, il est programmé d'une manière légèrement différente que celle décrite par Duffie et Beckman (1991).



2.2.1 Description de l'algorithme

L'algorithme peut être décrit comme une succession de trois étapes (voir *Figure 9*) :

- Calcul des ensoleillements horaires global et diffus sur une surface horizontale pour toutes les heures d'une « journée moyenne » ayant le même ensoleillement global quotidien que la moyenne mensuelle;
- calcul des valeurs horaires de l'ensoleillement global sur la surface inclinée (ou suiveuse) pour toutes les heures de la journée; et enfin,
- sommation de ces valeurs horaires sur la surface inclinée pour obtenir l'ensoleillement quotidien moyen sur la surface du champ PV.

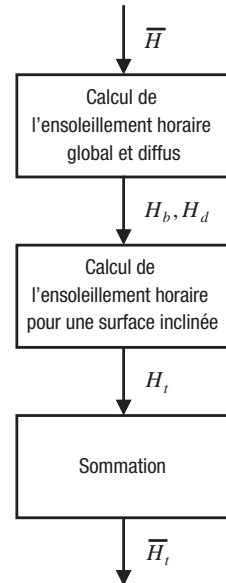


Figure 9 :
Schéma fonctionnel du calcul de l'ensoleillement sur une surface inclinée.

2.2.2 Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus

Le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct, émis par le disque solaire et l'ensoleillement diffus émis par le reste de la voûte céleste. L'algorithme de calcul sur une surface inclinée utilisé dans RETScreen, nécessite la connaissance des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure d'une « journée moyenne » (pour le concept de journée moyenne, voir Duffie et Beckman, 1991).

En premier lieu, il convient donc de calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien \bar{H}_d à partir de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien \bar{H} et en utilisant la corrélation d'Erbs et coll.³ (Duffie et Beckman, 1991) :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3 \quad (5)$$

quand l'angle horaire du soleil à son coucher pour le jour moyen du mois est inférieur à 81,4° et :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad (6)$$

3. Notez que les deux équations sont valables seulement si $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$. Une approximation particulière doit être faite lorsque \bar{K}_T est en dehors de cet intervalle, par exemple pour les situations proches de la nuit polaire.



quand l'angle horaire du soleil à son coucher est supérieur à $81,4^\circ$ (la moyenne mensuelle de l'indice de clarté \bar{K}_T , est calculée à partir de l'équation 4).

Ensuite, l'ensoleillement quotidien moyen est réparti en valeurs horaires. Cela est réalisé grâce aux formules de Collares-Pereira et Rabl pour l'ensoleillement global :

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (7)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (8)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (9)$$

où r_t est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global, ω_s est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians (voir équation 2) et ω est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians (voir Section 2.1); et avec la formule de Liu et Jordan pour l'ensoleillement diffus :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (10)$$

où r_d est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement diffus. Pour chaque heure de la « journée moyenne », H (ensoleillement global horizontal), H_d et H_b (ses composantes diffuse et directe) sont donnés par les trois formules suivantes :

$$H = r_t \bar{H} \quad (11)$$

$$H_d = r_d \bar{H}_d \quad (12)$$

$$H_b = H - H_d \quad (13)$$



2.2.3 Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV

L'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV, H_t , est obtenu en utilisant un modèle isotrope simple, décrit dans la Section 2.15 du manuel de Duffie et Beckman (1991). Ce n'est pas le modèle disponible le plus précis mais il est suffisant pour une étude de pré-faisabilité :

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (14)$$

où ρ représente le coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol) et β l'inclinaison du champ PV. L'albédo du sol a été fixé à 0,2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C, et une valeur de 0,7 si elle est inférieure à -5 °C (une interpolation linéaire est faite pour les températures comprises entre ces deux valeurs). R_b est l'ensoleillement direct sur le champ PV divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontale :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (15)$$

où θ est l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le champ PV et θ_z est l'angle zénithal du soleil.

L'avantage de cet algorithme est qu'il peut s'adapter aux situations où la position des capteurs varie au cours de la journée, comme c'est le cas avec les dispositifs suiveurs. Pour ces surfaces avec suivi du soleil, l'inclinaison du champ β et l'angle d'incidence θ pour chaque heure sont déterminés par les équations de Braun et Mitchell (1983).

2.2.4 Sommation

L'ensoleillement sur le plan incliné est calculé pour toutes les heures de la journée. Le total quotidien \bar{H}_t est alors obtenu par la sommation de ces valeurs horaires. L'algorithme n'est pas valable pour les mois proches de la nuit polaire. Dans ce cas-là, l'ensoleillement sur le plan incliné est considéré égal à l'ensoleillement global horizontal.

2.3 Modèle du champ PV

Une modélisation du champ PV est proposée à la **Figure 10**. Elle provient des travaux d'Evans (1981) et est identique pour tous les types d'applications présentées dans RETScreen.

2.3.1 Calcul du rendement moyen

Le rendement moyen du champ η_p est fonction de la température moyenne du module T_c :

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta_p (T_c - T_r)] \quad (16)$$

où η_r est le rendement du module à la température de référence T_r (25 °C), et β_p est le coefficient de température pour le rendement du module. T_c est reliée à la température ambiante moyenne du mois T_a par la formule d'Evans (Evans, 1981) :

$$T_c - T_a = (219 + 832 \bar{K}_t) \frac{NOCT - 20}{800} \quad (17)$$

où **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature) est la température nominale des cellules en opération et \bar{K}_t l'indice de clarté mensuel. η_r , **NOCT** et β_p dépendent du type de module PV considéré. L'utilisateur peut spécifier ces données ou pour des technologies courantes, se fier aux valeurs du **Tableau 1** utilisées par défaut par le modèle.

Type du module	η_r (%)	NOCT (°C)	β_p (%/°C)
Si mono-cristallin	13,0	45	0,40
Si poly-cristallin	11,0	45	0,40
Si amorphe	5,0	50	0,11
CdTe	7,0	46	0,24
CuInSe ₂ (CIS)	7,5	47	0,46

Tableau 1 : Caractéristiques du module PV pour des technologies courantes.

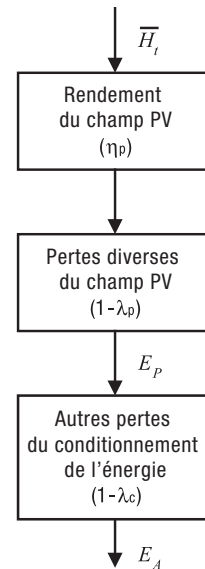


Figure 10 :
Schéma fonctionnel du modèle du champ PV.

L'équation ci-dessus n'est valable que si l'inclinaison du champ PV est optimale (c.-à-d. égale à la latitude moins la déclinaison solaire). Si l'angle est différent du maximum, la partie droite de l'équation (17) doit être multipliée par un facteur de correction C_f défini par :

$$C_f = 1 - 1,17 \times 10^{-4} (s_M - s)^2 \quad (18)$$

où s_M est l'angle d'inclinaison optimal et s l'angle d'inclinaison réel, les deux étant exprimés en degrés (dans le cas des surfaces avec suivi du soleil, RETScreen utilise l'angle d'inclinaison à midi, bien qu'Evans ne donne aucune indication à propos des corrections à apporter pour de telles configurations).

2.3.2 Autres corrections

L'énergie produite par le champ PV, E_p , est simplement donnée par :

$$E_p = S \eta_p \bar{H}_t \quad (19)$$

où S est la surface du champ PV. Elle doit être réduite par les « pertes diverses du champ PV » λ_p et les « autres pertes du conditionnement de l'énergie » λ_c :

$$E_A = E_p (1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \quad (20)$$

où E_A est l'énergie disponible pour la charge électrique et l'accumulateur. Le rendement total η_A est défini par :

$$\eta_A = \frac{E_A}{S \bar{H}_t} \quad (21)$$



2.4 Modèle en réseau

Le modèle en réseau est le plus simple (voir **Figure 11**). En effet, le modèle n'a pas besoin de préciser la charge électrique ou la taille du champ, cette dernière étant introduite par l'utilisateur. L'onduleur proposé par le modèle a une puissance tout simplement égale à la puissance nominale du champ. L'énergie disponible sur le réseau E_{disp} est l'énergie produite par le champ diminuée des pertes de l'onduleur :

$$E_{disp} = E_A \eta_{inv} \quad (22)$$

où η_{inv} est le rendement de l'onduleur. En fonction de la configuration du réseau, toute cette énergie n'est pas nécessairement absorbée par le réseau. L'énergie réellement fournie est alors :

$$E_{fournie} = E_{disp} \eta_{abs} \quad (23)$$

où η_{abs} est le taux d'absorption de l'énergie.

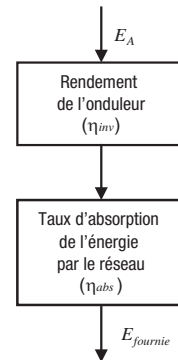


Figure 11 :

Schéma fonctionnel
du modèle PV relié
au réseau.

2.5 Modèle hors réseau

2.5.1 Aperçu général

Le modèle hors réseau s'intéresse aux systèmes autonomes reliés à des accumulateurs, qu'il y ait ou non un groupe électrogène. Le diagramme conceptuel du modèle est présenté à la **Figure 12**. L'énergie du champ PV peut être directement utilisée par la charge électrique ou peut être stockée dans les accumulateurs avant d'alimenter la charge. La charge restante est fournie par le groupe électrogène s'il y en a un. Les systèmes hybrides et autonomes ne diffèrent entre eux que par la présence du groupe électrogène qui fournit la partie de la charge qui n'est pas assurée directement ou indirectement par le photovoltaïque.



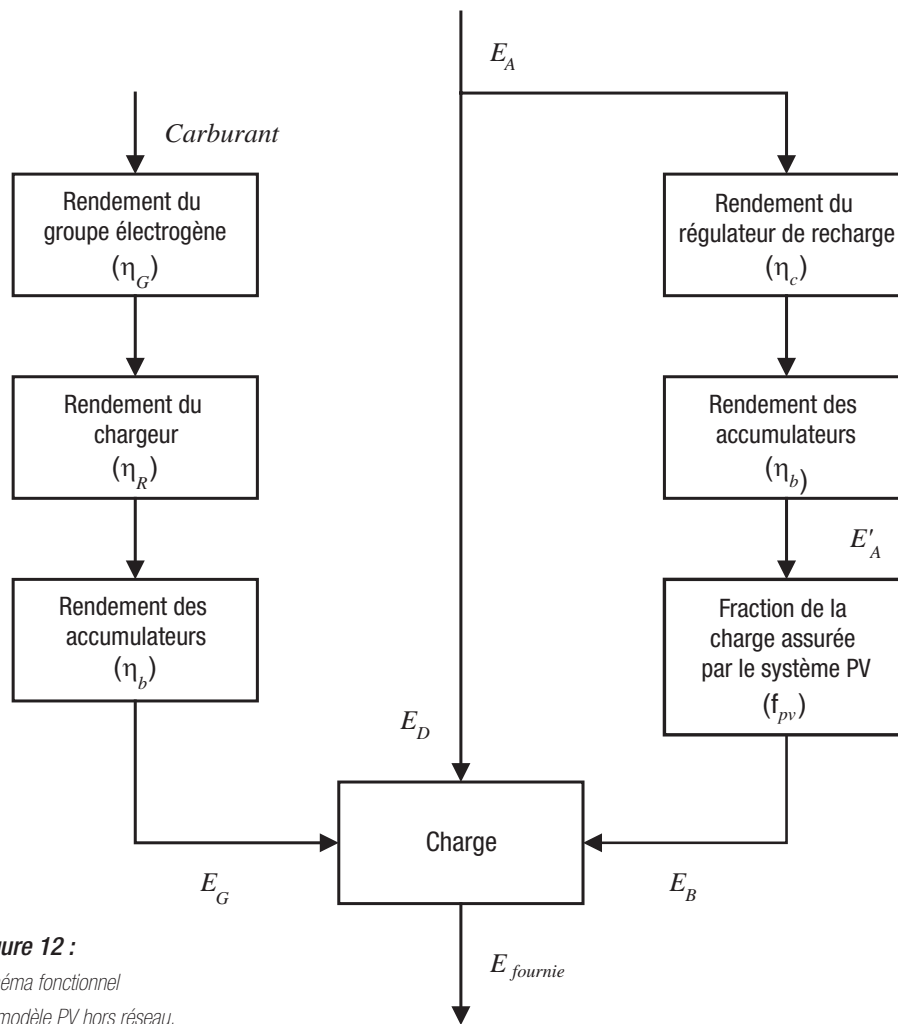


Figure 12 :
Schéma fonctionnel
du modèle PV hors réseau.

2.5.2 Calcul de la charge électrique

■ Demande équivalente en courant continu (CC)

L'utilisateur indique la demande totale en CC, D_{CC} , et la demande totale en courant alternatif (CA), D_{CA} (les deux s'expriment en kWh/j). La demande d'énergie en CA est convertie en énergie équivalente CC en la divisant par le rendement de l'onduleur. Ainsi, la demande équivalente totale en CC, $D_{CC, equ}$, est donnée par :

$$D_{CC, equ} = D_{CC} + \frac{D_{CA}}{\eta_{inv}} \quad (24)$$

où η_{inv} est le rendement de l'onduleur.



■ Types de charges

RETScreen porte attention à la relation entre la charge et l'ensoleillement. Dans certains cas, une partie de la demande énergétique peut être directement assurée par le système PV sans que l'énergie ne traverse les accumulateurs (ceci a des conséquences importantes en termes d'énergie produite par le système. En effet, les pertes dans la batterie d'accumulateurs peuvent alors être négligées). Pour savoir quelle partie de la demande énergétique peut être directement assurée par l'énergie solaire, on utilise la corrélation entre la demande électrique et l'ensoleillement qui est notifiée par l'utilisateur :

- *Positive*. C'est le cas, par exemple, d'un ventilateur relié directement au module PV; le ventilateur fonctionne uniquement quand il y a de l'énergie solaire (le cas du pompage de l'eau serait aussi dans cette catégorie, bien qu'un autre modèle soit utilisé – voir *Section 2.6*);
- *Nulle*. Ce cas est traité dans RETScreen comme celui d'une charge *constante*, c'est-à-dire identique tout au long de la journée. Ceci nécessite l'utilisation d'accumulateurs. La protection cathodique ou les systèmes de monitoring en sont des exemples; et
- *Négative*. Dans ce cas, toute l'énergie passe à travers les accumulateurs avant d'être transmise à la charge. Cela inclus tous les cas de figure qui ne sont pas décrits dans les corrélations *Positive* et *Nulle*. Notons que les charges à utilisation intermittente au cours de la journée (comme un réfrigérateur) tombent aussi dans cette catégorie.

Le résultat final de ce calcul est une subdivision de la demande d'énergie électrique équivalente en CC en trois composantes :

$$D_{CC, equ} = D_{coïncid} + D_{constante} + D_{accus} \quad (25)$$

où :

- $D_{coïncid}$ est la partie « coïncidente » de la demande, c'est-à-dire la partie de la demande qui peut être directement assurée par les modules PV, uniquement quand il y a assez d'énergie produite;
- $D_{constante}$ est la partie de la demande qui reste constante tout au long de la journée; et
- D_{accus} est la partie de la demande qui sera assurée surtout par les accumulateurs.



Notons que $D_{constante}$ peut être directement assurée par les modules PV (pendant le jour lorsque l'ensoleillement est suffisant) ou par les accumulateurs (la nuit ou lorsque l'ensoleillement est insuffisant). La méthode utilisée pour son calcul est décrite dans la section suivante. Elle fait appel à la notion de puissance critique P_{crit} définie par :

$$P_{crit} = \frac{D_{constante}}{24} \quad (26)$$

où $D_{constante}$ est exprimée en Wh et P_{crit} en W.

2.5.3 Méthode du potentiel d'utilisation

Comme exposé dans la Section 2.5.2, une partie ou la totalité de la demande d'énergie peut être constante. L'objectif de cette section est de trouver quelle proportion de cette charge constante peut être assurée directement par le champ PV, sans être d'abord stockée dans les accumulateurs. La méthode du potentiel d'utilisation (*utilisability method*) permet ce calcul; elle est expliquée en détail dans les chapitres 2 et 21 du manuel de Duffie et Beckman (1991) et est brièvement résumée ici.

■ Moyenne mensuelle du potentiel quotidien d'utilisation

Un niveau d'ensoleillement critique I_{Tc} , défini comme le niveau d'ensoleillement minimum qui doit être dépassé pour que le champ PV produise plus d'énergie que la quantité immédiatement appelée par une charge continue, est :

$$I_{Tc} = \frac{P_{crit}}{\eta_A S} \quad (27)$$

où P_{crit} est la puissance critique (voir équation 26), η_A le rendement total du champ PV (voir équation 21) et S sa surface.

La moyenne mensuelle du niveau d'ensoleillement critique \bar{X}_c , est définie comme le rapport du niveau critique d'ensoleillement sur le niveau d'ensoleillement à midi. On considère ici une journée du mois pour laquelle l'ensoleillement quotidien est le même que la moyenne mensuelle. \bar{X}_c est alors égal à :

$$\bar{X}_c = \frac{I_{Tc}}{r_{i,n} R_n \bar{H}} \quad (28)$$



$r_{i,n}$ et R_n seront expliqués plus loin. Finalement, la moyenne mensuelle du potentiel quotidien d'utilisation $\bar{\phi}$ est donnée par l'équation (29) : au cours d'un mois, pour tous les heures et les jours, les ensoleillements incidents sur la surface des capteurs qui sont supérieurs à un niveau critique sont additionnés puis divisés par l'ensoleillement mensuel :

$$\bar{\phi} = \exp \left\{ \left[a + b \frac{R_n}{\bar{R}} \right] \left[\bar{X}_c + c \bar{X}_c^2 \right] \right\} \quad (29)$$

avec :

$$a = 2,943 - 9,271 \bar{K}_T + 4,031 \bar{K}_T^2 \quad (30)$$

$$b = -4,345 + 8,853 \bar{K}_T - 3,602 \bar{K}_T^2 \quad (31)$$

$$c = -0,170 - 0,306 \bar{K}_T + 2,936 \bar{K}_T^2 \quad (32)$$

où \bar{R} est expliqué ci-dessous et \bar{K}_T est la moyenne mensuelle de l'indice de clarté.

■ Paramètres de calcul

Les paramètres qui apparaissent dans les équations (28) et (29) sont :

- \bar{R} , le rapport mensuel de l'ensoleillement dans le plan des capteurs sur celui d'une surface horizontale ($\bar{R} = \bar{H}_i / \bar{H}$);
- R_n , le rapport pour le midi solaire de l'ensoleillement sur une surface inclinée sur celui d'une surface horizontale pour une journée moyenne du mois considéré. Il est donné par :

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{d,n} H_d}{r_{i,n} H} \right) R_{b,n} + \left(\frac{r_{d,n} H_d}{r_{i,n} H} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (33)$$



où $r_{t,n}$ et $r_{d,n}$ sont respectivement le rapport de l'ensoleillement total horaire sur l'ensoleillement total quotidien et le rapport de l'ensoleillement diffus horaire sur l'ensoleillement diffus quotidien, les deux étant exprimés pour le midi solaire. Cette formule est établie pour une « journée moyenne du mois », c'est-à-dire une journée pour laquelle l'ensoleillement global quotidien H est égal à la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien \bar{H} ; H_d est la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien pour une « journée moyenne » (voir équations 5 et 6), ρ_g est l'albédo du sol moyen, et β est l'inclinaison des capteurs (pour les surfaces avec suivi du soleil, la pente à midi est utilisée).

- $r_{t,n}$ est calculé par l'équation de Collares-Pereira et Rabl, écrite pour le midi solaire (équation 7 avec $\omega = 0$); et
- $r_{d,n}$ est calculé grâce à l'équation de Liu et Jordan, écrite pour le midi solaire (équation 10 avec $\omega = 0$).

■ Répartition des quantités d'énergie

L'énergie produite directement pour alimenter la charge constante est simplement :

$$E_{const} = (1 - \phi) E_A \quad (34)$$

où E_A est l'énergie disponible du champ PV; et l'énergie fournie pour alimenter la charge coïncidente est :

$$E_{coïncid} = \min(D_{coïncid}, E_A - E_{const}) \quad (35)$$

L'énergie fournie directement à la charge est donc :

$$E_D = E_{const} + E_{coïncid} \quad (36)$$

et l'énergie fournie aux accumulateurs est :

$$E_A - E_D \quad (37)$$



2.5.4 Énergie traversant les accumulateurs

La fraction de la charge assurée par un système solaire travaillant avec des accumulateurs dépend de deux variables : la puissance du champ PV et la capacité des accumulateurs. La probabilité que le système ne puisse pas assurer l'alimentation électrique est appelée probabilité de panne électrique (LOLP - *Loss of Load Probability*).

Plusieurs méthodes pour le calcul de LOLP existent dans la littérature, en particulier celle de Bucciarelli (1986) et celle de Klein et coll. (1987). Malheureusement, aucune n'est adaptable à RETScreen. Un paramètre critique introduit dans la méthode de Bucciarelli, l'écart-type de la production d'énergie du champ PV, n'est pas réellement disponible. Quant à la méthode de Klein et coll., elle est d'un point de vue mathématique trop exigeante pour ce modèle. Une troisième méthode, basée sur des matrices de transition de Markov (Bucciarelli, 1999), serait trop compliquée à mettre en oeuvre bien qu'elle devrait probablement donner des résultats plus précis.

L'approche suivie est plus simple : un certain nombre de simulations ont été effectuées pour un système-test autonome avec une charge de nuit exclusivement. Le programme utilisé était WATSUN-PV, un programme de simulation horaire classique pour les systèmes PV, développé par l'Université de Waterloo (voir Watsun, 1999). Six années météorologiques typiques (Typical Meteorological Year - TMY; Watsun, 1993) correspondant à une pluralité de climats ont été utilisées dans le programme (Toronto, Vancouver, Edmonton, Phoenix, Miami, Denver). Plusieurs puissances du champ PV ont été utilisées et la capacité des accumulateurs a été variée pour obtenir une autonomie du système de un à six jours. Les simulations ont permis d'établir, sur une base mensuelle, la portion de la demande électrique assurée par le système PV, pour différents rapports stockage/charge et champ/charge (ce dernier rapport variant chaque mois en fonction de la production du champ PV). Les principaux paramètres utilisés dans la simulation étaient :

- Charge = 2400 Wh/jour, seulement la nuit;
- Champ PV = de 4 à 20 modules de 72 W; et
- Accumulateurs = de 4 à 24 accumulateurs de 12 V, 50 Ah et maintenus à température constante.

Le rendement moyen des accumulateurs lors des simulations, tel que révélé par une analyse des résultats des simulations, était de 85 %. Les rapports champ/charge ont été multipliés par ce facteur pour refléter la perte d'énergie dans les accumulateurs. En effet, toute l'énergie fournie à la charge doit d'abord passer à travers les accumulateurs (alimentation de la charge seulement la nuit), l'énergie *effective* produite par le champ doit être diminuée des pertes dans les accumulateurs.



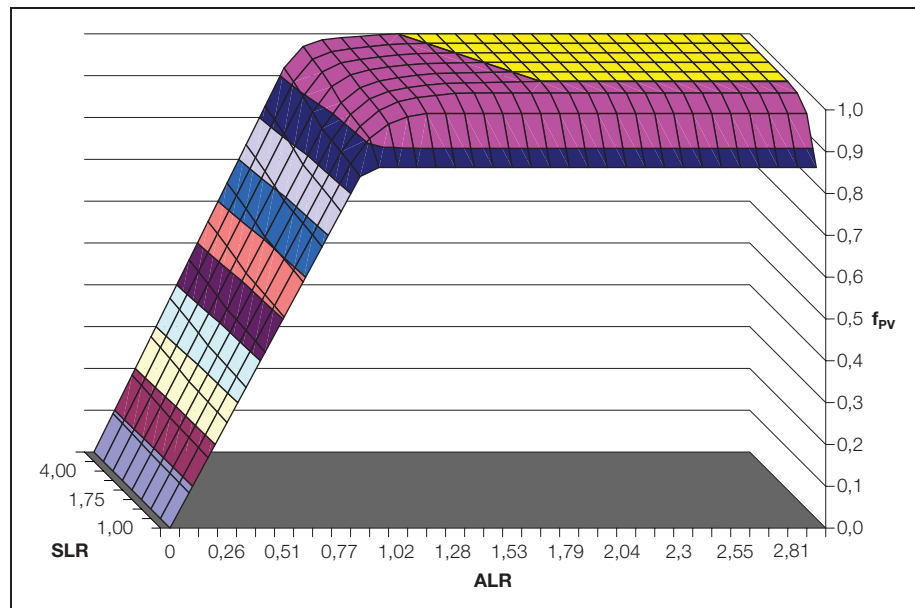


Figure 13 :

Fraction de la charge assurée par le système PV, pour différents rapports Champ/Charge et Stockage/Charge.

La **Figure 13** montre un graphique du résultat de la simulation, sur une base mensuelle, de la fraction de la charge assurée par le système PV (f_{PV}) pour différents rapports stockage/charge (storage/load ratio : SLR) et différents rapports champ/charge (array/load ratio : ALR). Ces rapports sont définis par :

$$ALR = E'_A / L' \quad (38)$$

$$SLR = Q_U / L' \quad (39)$$

où L' est la portion d'énergie qui *ne peut pas* être directement fournie par le système PV pour alimenter la charge :

$$L' = L - E_D \quad (40)$$



et E'_A est l'énergie disponible diminuée de la partie transmise directement à la charge, du rendement du régulateur de recharge η_c et du rendement des accumulateurs η_b :

$$E'_A = (E_A - E_D) \eta_c \eta_b \quad (41)$$

Une coupe de cette surface est montrée à la **Figure 14**. La forme des courbes de la **Figure 14** est presque identique à celle de la répartition de la charge entre le champ PV et le générateur que l'on peut trouver en page B-39 du *Manuel de conception de systèmes PV des laboratoires Sandia (PV Handbook, Sandia, 1995)*. Ceci n'est pas surprenant puisqu'elle représente la même chose simplement exprimée dans des unités différentes.

Le schéma de la **Figure 13** est introduit dans RETScreen sous forme d'une table de valeurs numériques. Une interpolation linéaire permet de calculer la fraction de la charge L produite par le système, en utilisant les équations (38) à (41) pour calculer ALR et SLR .

La capacité utile des accumulateurs Q_U est reliée à la capacité nominale Q_B :

$$Q_U = Q_B f_B \quad (42)$$

où $f_B(T_B, r)$ est la fraction de la capacité utile disponible. Elle dépend de la température des accumulateurs T_B et du taux de décharge r , comme le montre la **Figure 15** (d'après CANMET, 1991).

Le taux de décharge moyen est donné par $24n$ où n est le nombre de jours d'autonomie.

L'énergie fournie par le groupe électrogène est simplement la différence entre les besoins énergétiques et ce qui est produit par le champ PV (passant ou non par les accumulateurs) :

$$E_G = L - E_D - E_B \quad (43)$$

Cette quantité est limitée par la capacité réelle du groupe électrogène. En effet, le groupe électrogène ne peut pas fournir plus que $24 C_G \eta_R$ Wh par jour, où C_G est la capacité du groupe électrogène en Wh, et η_R le rendement du chargeur.



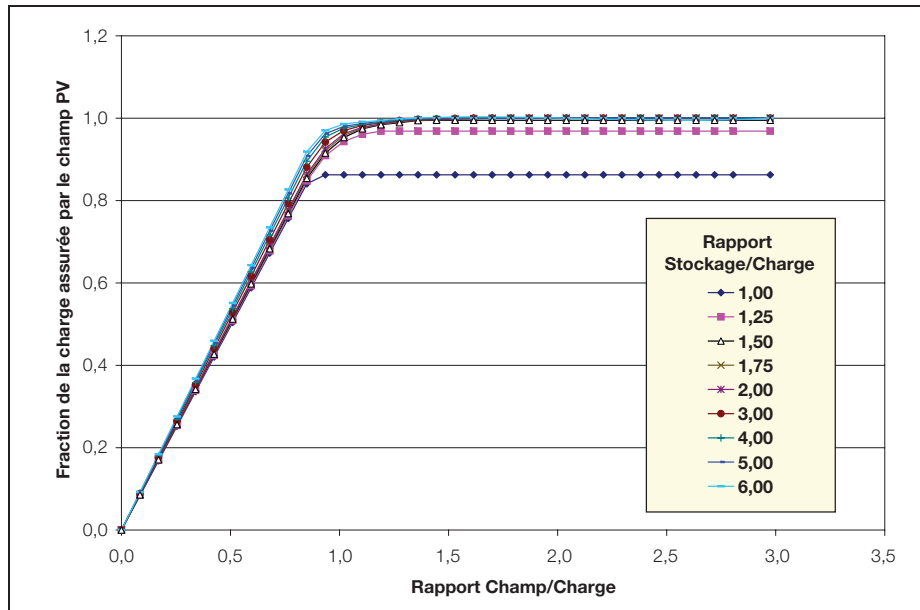


Figure 14 : Fraction de la charge assurée par le système PV (Coupe).

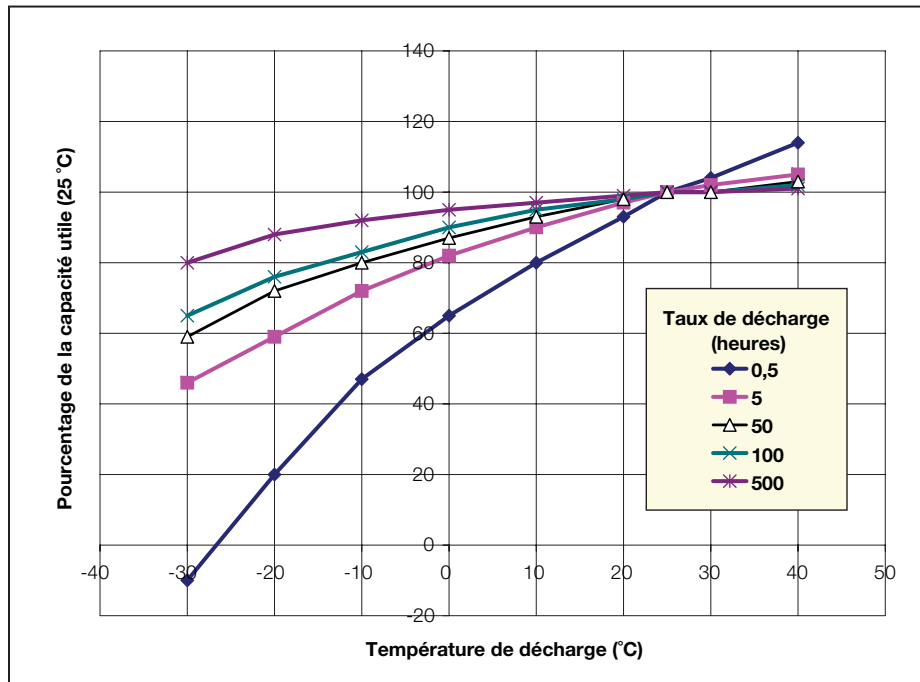


Figure 15 : Capacité utile disponible en fonction du taux de décharge et de la température (d'après CANMET, 1991).



L'énergie consommée par le groupe électrogène Q_G , est exprimée en l/j ou m³/j :

$$Q_G = \frac{E_G}{\eta_R \eta_G \eta_b} \quad (44)$$

où η_G est le rendement moyen du groupe électrogène. La présence du rendement des accumulateurs (η_b) dans le dénominateur de l'équation (44) traduit simplement le fait que la plupart de l'énergie provenant du groupe électrogène sera stockée dans les accumulateurs avant d'être restituée à la charge.

2.5.5 Dimensionnement du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène

RETScreen propose à l'utilisateur des valeurs pour les capacités du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène⁴. Les méthodes de dimensionnement présentées ci-dessous sont assez rudimentaires et ont été développées simplement pour donner à l'utilisateur un point de départ à partir duquel travailler.

Pour les systèmes autonomes, la taille du champ est déterminée de façon à ce que sa puissance définie en Section 2.2 soit supérieure à 1,2 fois la demande énergétique pour tous les mois de l'année. Pour les systèmes hybrides, une taille de 25 % de celle du système autonome est proposée; de plus, la taille est limitée afin que le champ ne produise jamais plus que 75 % de la demande énergétique, quel que soit le mois de l'année.

Le dimensionnement des accumulateurs se fait à partir du nombre de jours d'autonomie demandés. Si L est la charge équivalente en CC, n le nombre de jours d'autonomie et d la profondeur maximale de décharge, la capacité utile des accumulateurs sera :

$$Q_U = \frac{L n}{d \eta_B} \quad (45)$$

où η_B est le rendement des accumulateurs. Comme vu précédemment, la fraction utile de la capacité disponible dépend de la température des accumulateurs T_B et du taux de décharge r . Si $f_B(T_B, r)$ est la fraction utile de la capacité disponible, alors la capacité des accumulateurs est :

$$Q_B = \frac{Q_U}{f_B} \quad (46)$$

4. RETScreen suggère aussi une valeur de la capacité de l'onduleur, qui est simplement le pic (crête) de charge en CA (en kW), spécifié par l'utilisateur.



Cette valeur est calculée sur une base mensuelle et le maximum annuel est retenu comme valeur pour la capacité des accumulateurs.

Finalement, la capacité du groupe électrogène proposée sera le maximum entre la demande en CA et :

$$\frac{1}{8} \frac{Q_B}{\eta_R} \quad (47)$$

où η_R est le rendement du chargeur. Il correspond à la puissance requise pour charger les accumulateurs en 8 heures.

2.6 Modèle du pompage de l'eau

Le modèle pour systèmes de pompage de l'eau est basé sur les équations de Royer et coll. (1998) comme le montre la **Figure 16**. La demande énergétique hydraulique quotidienne E_{hydr} , en J, correspond à l'énergie nécessaire pour élever à une hauteur h (en m), un volume quotidien Q (en m³/j) :

$$E_{hydr} = 86400 \rho g Q h (1 + \eta_f) \quad (48)$$

où g est la gravité (9,81 m/s²), ρ la densité de l'eau (1 000 kg/m³), et η_f est un facteur qui tient compte des pertes de charge dans les canalisations. L'énergie hydraulique se traduit en une demande d'énergie électrique E_{pompe} par :

$$E_{pompe} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pompe}} \quad (49)$$

où η_{pompe} est le rendement de la pompe. Si la pompe fonctionne en CA, l'équation doit être modifiée pour tenir compte du rendement de l'onduleur η_{inv} :

$$E_{pompe} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pompe} \eta_{inv}} \quad (50)$$



L'énergie fournie est alors :

$$E_{fournie} = \eta_{pompe} \min(E_{pompe}, E_A) \quad (51)$$

où E_A est l'énergie du champ disponible (cette quantité doit être multipliée par η_{inv} dans le cas d'une pompe fonctionnant en CA). La quantité d'eau obtenue quotidiennement est :

$$Q_{fournie} = \frac{E_{fournie}}{86400 \rho g h (1 + \eta_f)} \quad (52)$$

La taille du champ PV proposé est calculée en inversant les équations ci-dessus, elle est donc égale à E_{pompe} / η_A où η_A est le rendement total du champ PV (voir équation 21). Cette quantité est calculée sur une base mensuelle et le maximum obtenu au cours d'une saison d'utilisation est retenu pour le dimensionnement du champ PV.

Dans le cas d'une pompe fonctionnant en CA, la capacité de l'onduleur proposée est simplement égale à la puissance nominale du champ. C'est la seule méthode possible car la puissance nominale de la pompe est supposée inconnue (seule la demande énergétique est connue).

2.7 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïques. Ceux-ci incluent des experts en modélisation PV, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière, et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente deux exemples de validation par rapport à d'autres modèles. Le premier exemple s'intéresse uniquement au modèle de calcul de l'ensoleillement sur une surface inclinée. Le deuxième exemple concerne l'évaluation d'un système et compare les prédictions du modèle RETScreen, quant à l'énergie produite par un système hybride PVDiesel, aux résultats d'un programme de simulation horaire.

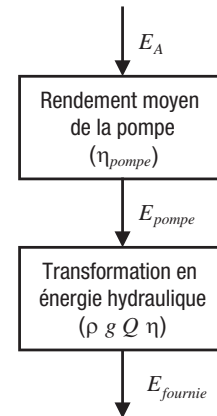


Figure 16 :
Schéma fonctionnel
du modèle PV
du pompage de l'eau.

2.7.1 Validation du calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné par comparaison à un modèle horaire

■ Méthodologie

L'algorithme de la Section 2.2 a été validé de plusieurs façons. Tout d'abord, les calculs horaires pour différentes configurations avec suivi ou non du soleil ont été faits avec les conditions météorologiques d'une année typique de six sites différents (Typical Meteorological Year - TMY) comme paramètres d'entrée⁵. Les six sites choisis sont les suivants : Iqaluit (63,75° N), Vancouver (49,20° N), Toronto (43,67° N), Denver (39,8° N), Phoenix (33,43° N), et Singapour (1,37° N). La moyenne mensuelle de l'ensoleillement quotidien sur le plan incliné, calculée à partir de valeurs horaires, a été comparée aux valeurs obtenues par RETScreen. Les configurations étudiées étaient les suivantes :

1. Capteur solaire fixe face au sud, incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 17a).
2. Capteur solaire fixe vertical face au sud (voir Figure 17b).
3. Capteur solaire fixe vertical face à l'ouest (voir Figure 17c).
4. Capteur solaire fixe vertical face à l'est (voir Figure 17d).
5. Système de suivi du soleil, avec un seul axe N-S horizontal (voir Figure 18a).
6. Système de suivi du soleil, avec un seul axe N-S incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 18b).
7. Système de suivi du soleil, à deux axes (voir Figure 18c).
8. Système azimutal de suivi du soleil, avec le champ PV incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 18d).

5. Tous sont des fichiers TMY du Watsun Simulation Laboratory, sauf celui de Singapour qui est un fichier artificiel créé par le programme WATGEN. Voir Watsun (1992, 1993).





Ensuite, pour les surfaces fixes, RETScreen est comparé à l'algorithme de Liu et Jordan, qui était utilisé dans la version précédente du modèle PV de RETScreen et qui est encore utilisé dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau.

Enfin, les calculs effectués dans l'hémisphère Nord ont été reproduits dans l'hémisphère Sud, en utilisant les mêmes paramètres d'entrée mais décalés de six mois.

■ **Résultats de la validation**

Les **Figure 17** et **Figure 18** comparent les résultats des calculs horaires avec les valeurs obtenues par RETScreen. La corrélation entre les deux séries de valeurs est bonne. Pour les surfaces fixes, RETScreen conduit à de meilleures valeurs que l'algorithme de Liu et Jordan. Le **Tableau 2** présente l'erreur systématique et l'écart type par rapport aux valeurs issues des calculs horaires (les résultats pour toutes les stations météorologiques sont présentés ensemble). Le tableau confirme d'une part que le modèle est correct pour toutes les configurations (par comparaison avec les calculs horaires) et d'autre part, que pour les surfaces fixes, RETScreen donne toujours de meilleures valeurs que l'algorithme de Liu et Jordan (particulièrement pour les surfaces faisant face à l'Est et à l'Ouest).

Finalement, la **Figure 19** permet de comparer les calculs dans les hémisphères Nord et Sud. Comme on pouvait s'y attendre, les résultats sont identiques sauf pour quelques points où les différences peuvent être imputées à de légères différences de déclinaison solaire ou d'ensoleillement extra-terrestre (d'un point de vue mathématique, l'hiver dans l'hémisphère Sud n'est pas tout à fait équivalent à l'été dans l'hémisphère Nord et ces petites différences sont amplifiées par le modèle).

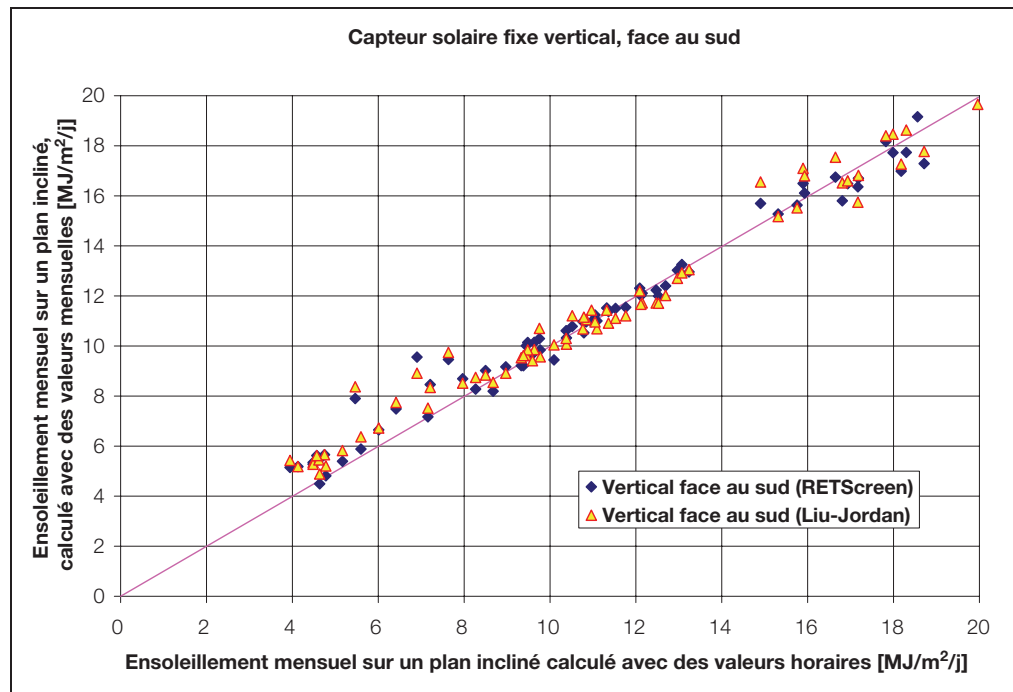
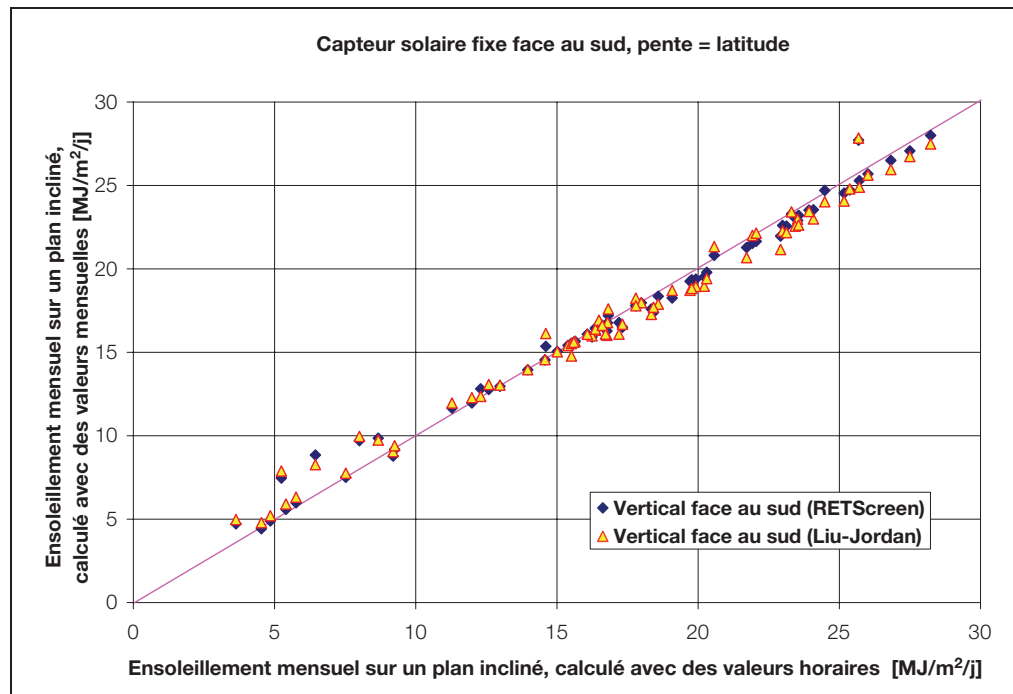


Figure 17a et 17b :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces fixes.

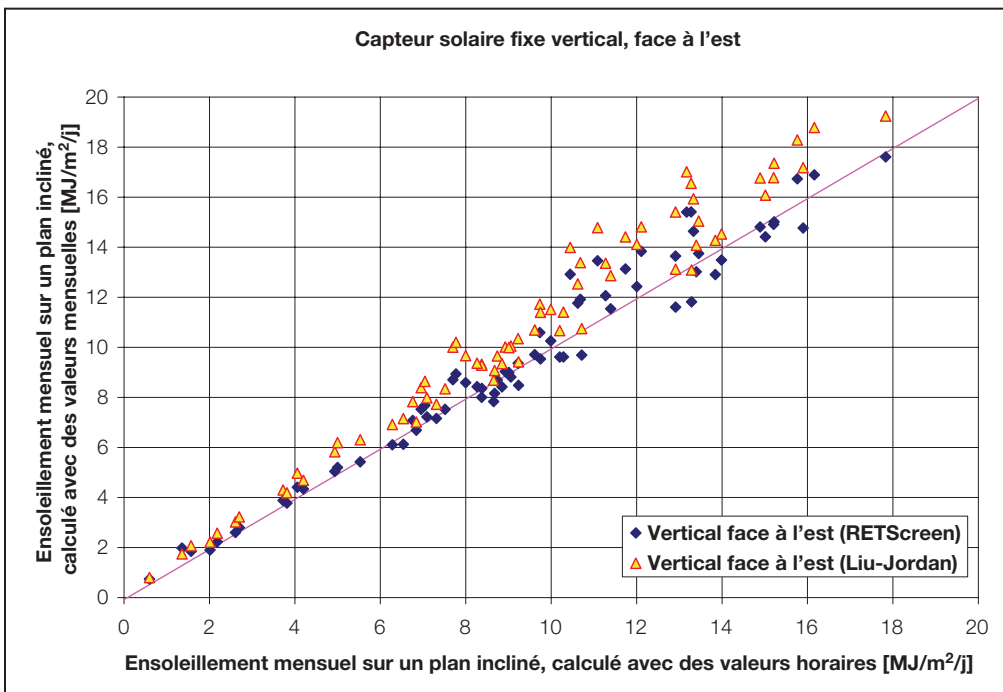
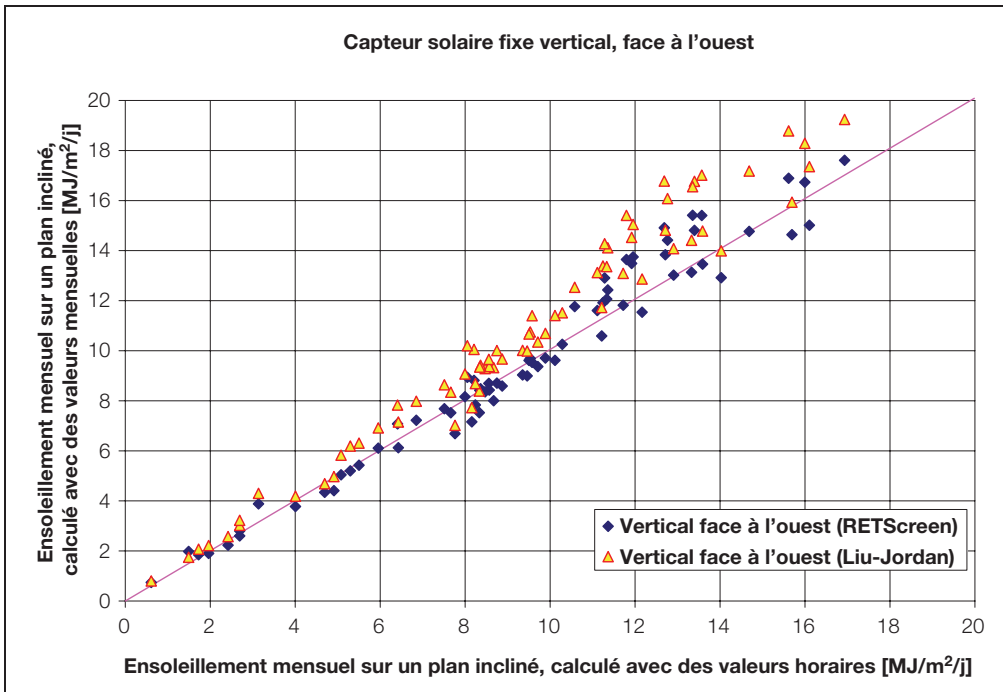


Figure 17c et 17d :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces fixes.



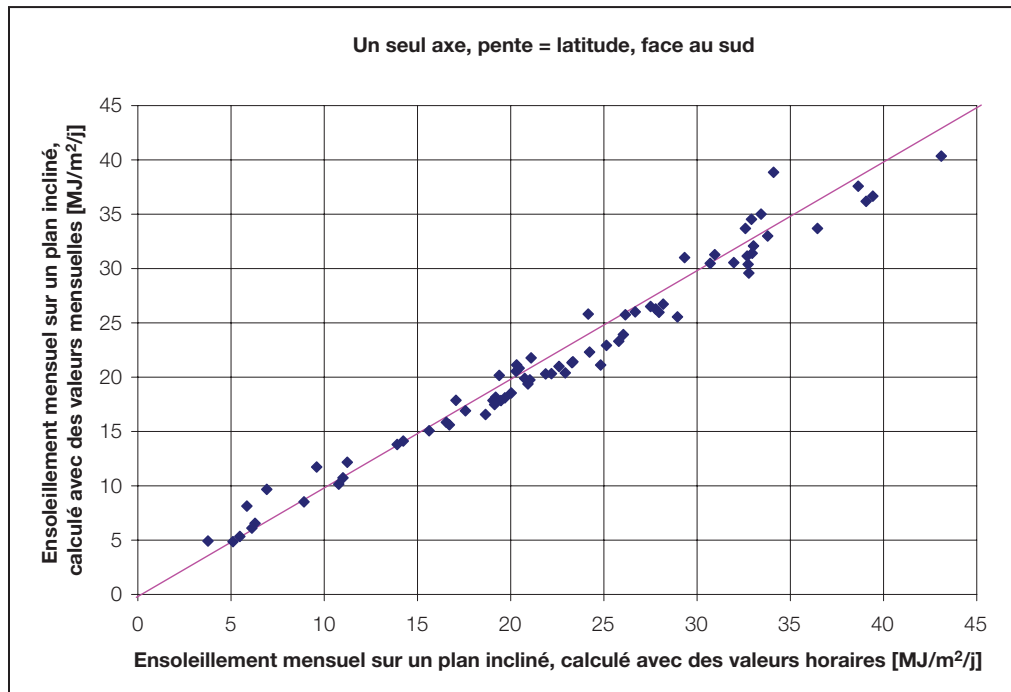
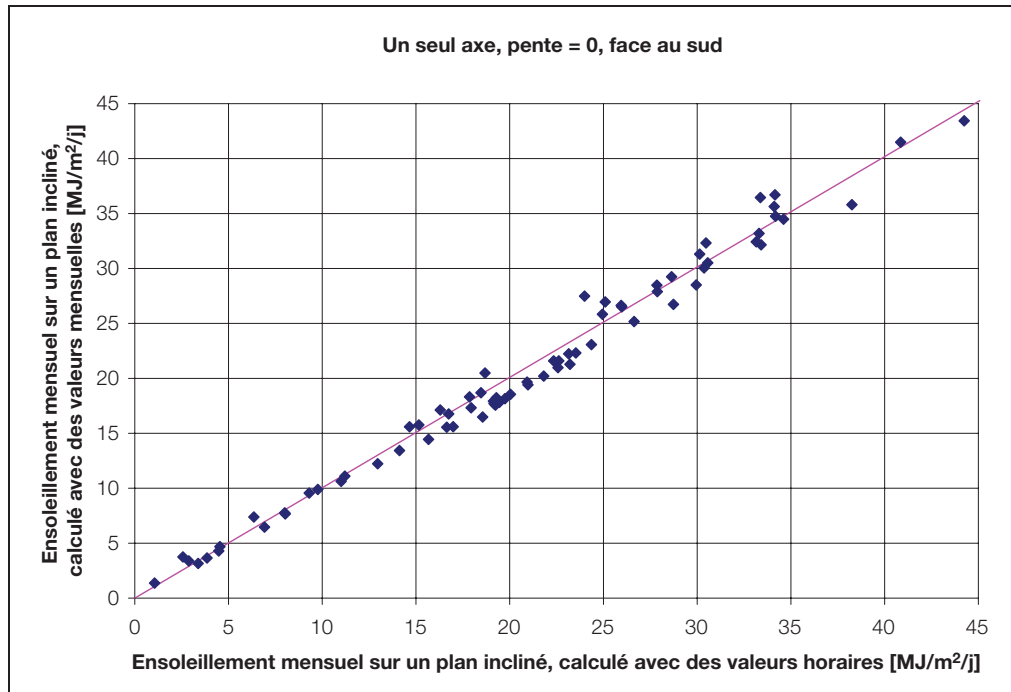


Figure 18a et 18b :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces avec suivi du soleil.

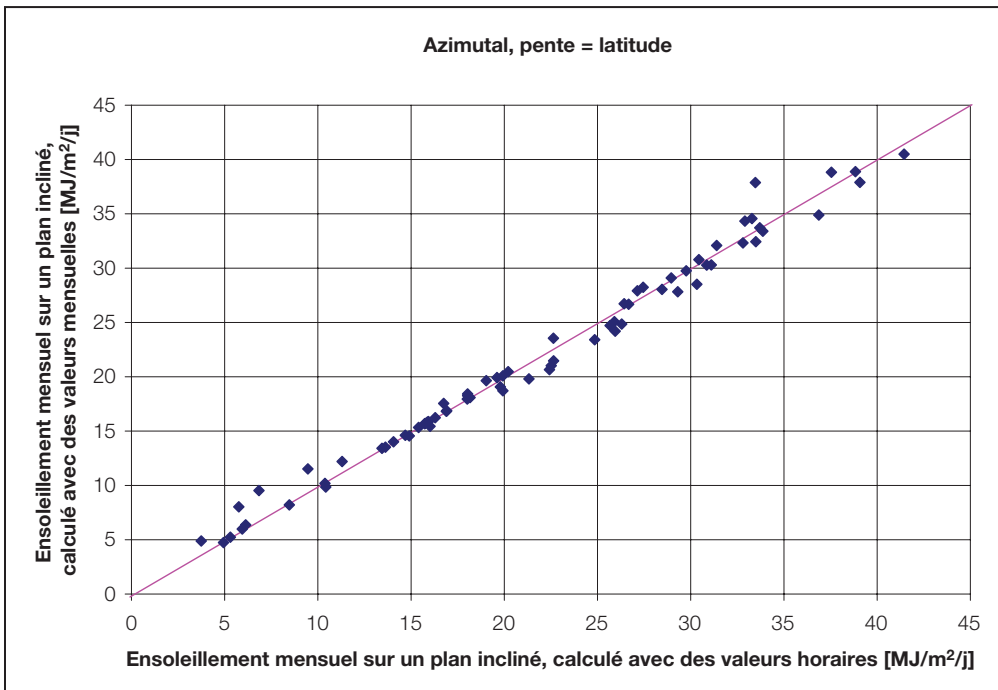
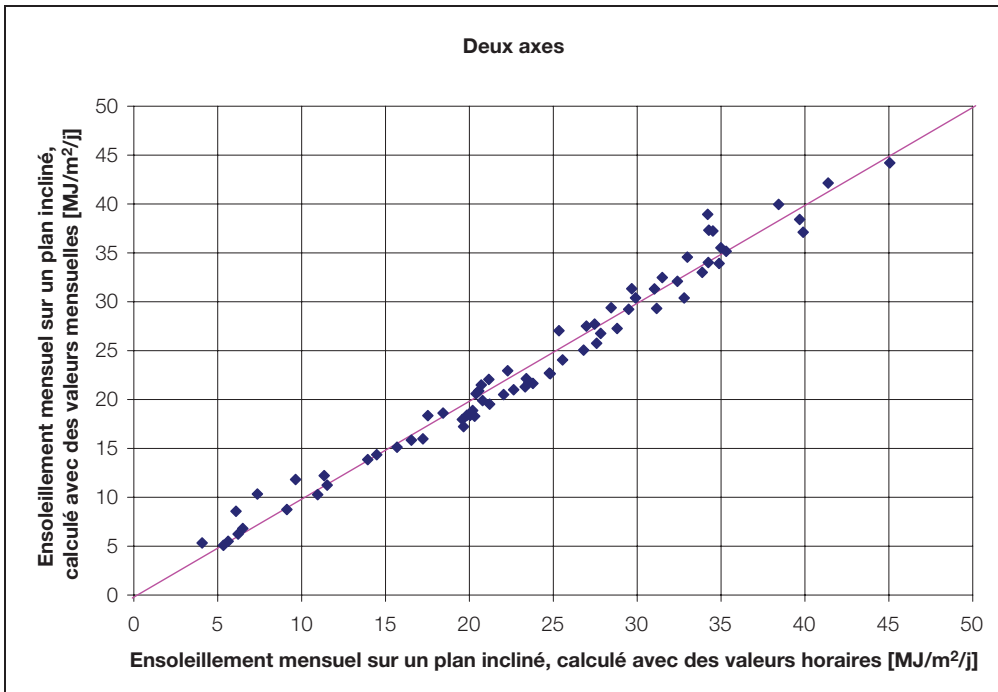


Figure 18c et 18d :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces avec suivi du soleil.



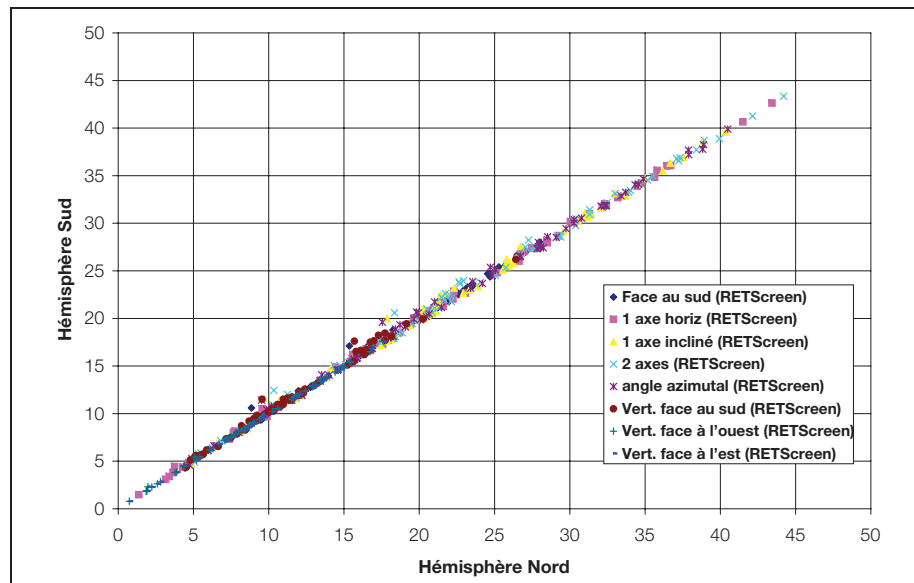


Figure 19 :
 Comparaison des calculs pour les hémisphères Nord et Sud.

Configuration	1		2		3		4	
	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan
Erreur systématique [MJ/m ²]	-0,04	-0,10	0,25	0,32	0,22	1,30	0,20	1,28
Erreur sys. [% de moyenne]	-0,24	-0,61	2,22	2,92	2,43	14,09	2,16	13,78
Ecart-type [MJ/m ²]	0,66	0,85	0,46	0,86	0,82	1,68	0,83	1,59
Ecart-type [% de moyenne]	3,85	4,93	6,88	7,76	8,91	18,15	8,89	17,14

Configuration	5	6	7	8
	RETScreen	RETScreen	RETScreen	RETScreen
Erreur systématique [MJ/m ²]	-0,21	-0,72	-0,25	-0,06
Erreur sys. [% de moyenne]	-1,03	-3,18	1,05	-0,26
Ecart-type [MJ/m ²]	1,25	1,73	1,52	1,07
Ecart-type [% de moyenne]	5,99	7,62	6,50	4,96

Tableau 2 : Performances statistiques de l'algorithme de RETScreen pour le calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné.



2.7.2 Validation du modèle hors réseau par comparaison à un modèle horaire

Dans cette partie, les résultats du modèle hors réseau de RETScreen sont comparés aux calculs d'un modèle horaire. Le modèle horaire utilisé s'appelle HOMER et est un modèle d'optimisation pour la conception de systèmes d'alimentation électriques autonomes (voir NREL, 2001). HOMER utilise des simulations horaires pour optimiser la conception de systèmes d'alimentation électriques hybrides. Il peut modéliser des combinaisons d'éoliennes, de modules PV, de générateurs Diesel et de batteries d'accumulateurs. La validation n'utilise pas les capacités d'optimisation d'HOMER, ce dernier est simplement utilisé comme outil de simulation.

La configuration du système est proche de celle de l'exemple de système hors réseau pour une configuration PV/batterie/génératrice se trouvant par défaut à l'ouverture du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque. Le système étudié est une station de télécommunications située près de Neuquén, en Argentine (latitude 39° S). L'ensoleillement sur une surface horizontale et la moyenne de la température de l'air sont présentés dans le

Tableau 3. Les principaux paramètres sont les suivants :

- Charge : 500 W, constante, charge en CA (une charge en CA a été choisie pour une comparaison plus aisée avec HOMER puisque HOMER ne traite que les charges en CA)⁶.
- Champ PV : champ en silicium mono-cristallin de 1 kW_c, les pertes diverses du champ PV sont évaluées à 10 %. Le champ est incliné à 50° par rapport à l'horizontale, face au nord.
- Accumulateurs : 24 V, 2 500 Ah de capacité nominale avec 80 % de rendement et 40 % de profondeur maximum de décharge. Dans HOMER, les options « Recharge cyclique » (*Cycle Charging*) et « État de charge fixé par point de consigne » (*Setpoint State of Charge*) ont été utilisées. La première option signifie qu'à chaque fois que l'on a besoin de l'appoint du groupe électrogène, celui-ci tourne à plein régime et le surplus de puissance par rapport à la charge sert à recharger les accumulateurs. La deuxième option signifie que, quels que soient les besoins, on laisse tourner le groupe électrogène jusqu'à ce que les accumulateurs aient récupéré un certain état de charge.
- Onduleur : 1 kW, 90 % de rendement moyen.
- Groupe électrogène : 7,5 kW avec une consommation spécifique de carburant de 0,46 L/kWh.
- Rendement du chargeur est de 95 %.

6. HOMER permet de faire varier la charge électrique de manière aléatoire sur des bases horaire et quotidienne. Cette fonction n'est pas utilisée dans la comparaison.



Avec HOMER, les résultats mensuels sont obtenus en transférant dans un fichier les résultats des simulations horaires et en faisant la somme. Pour obtenir des résultats mensuels avec RETScreen, un artifice de calcul qui consiste à effectuer douze simulations est utilisé. Pour chacune d'entre elles, les valeurs pour onze mois sont annulées et uniquement la valeur pour le mois considéré est utilisé. On répète ensuite la procédure pour tous les mois de l'année⁷.

Les résultats de la comparaison sont présentés dans le **Tableau 3**. Sur une base annuelle, RETScreen prévoit sensiblement moins d'énergie PV qu'HOMER (1 404 au lieu de 1 480 kWh, soit un écart de 5 %). Une partie de cet écart (environ 2 %) est attribuable aux différences de calcul de l'ensoleillement incident, comme cela est montré dans le tableau. Les contributions du groupe électrogène, reportées dans le **Tableau 3** comme la consommation de carburant, sont pour ainsi dire identiques (2 096 au lieu de 2 079 L). Somme toute, ces différences sont insignifiantes et illustrent l'adéquation du modèle PV de RETScreen pour les études de préfaisabilité. Une comparaison graphique des résultats est présentée aux **Figures 20** à **22**.

	Ensoleil. global kW/m ² /j	Temp. moyenne °C	Ensoleillement incident kW/m ² /j		Production d'énergie PV kWh		Consommation en carburant du groupe électrogène L	
			HOMER	RETScreen	HOMER	RETScreen	HOMER	RETScreen
janv.	6,33	23,3	4,98	4,94	139	129	164	172
févr.	5,89	22,0	5,23	5,21	132	123	141	152
mars	4,58	18,3	4,99	4,82	139	127	172	173
avr.	3,36	13,2	4,58	4,39	124	114	170	173
mai	2,33	9,2	3,88	3,88	108	106	187	186
juin	1,78	6,1	3,23	3,27	87	88	191	189
juill.	2,00	5,6	3,51	3,51	98	98	195	191
août	2,93	8,0	4,36	4,32	122	119	175	178
sept.	3,72	11,2	4,34	4,17	117	110	176	176
oct.	5,28	15,3	5,14	4,93	143	132	169	170
nov.	6,33	19,3	5,06	5,08	137	130	166	163
déc.	6,36	22,2	4,83	4,81	135	127	174	174
année	4,23	14,5	4,51	4,44	1 480	1 404	2 079	2 096

Tableau 3 : Résumé des résultats de calculs avec RETScreen et HOMER.

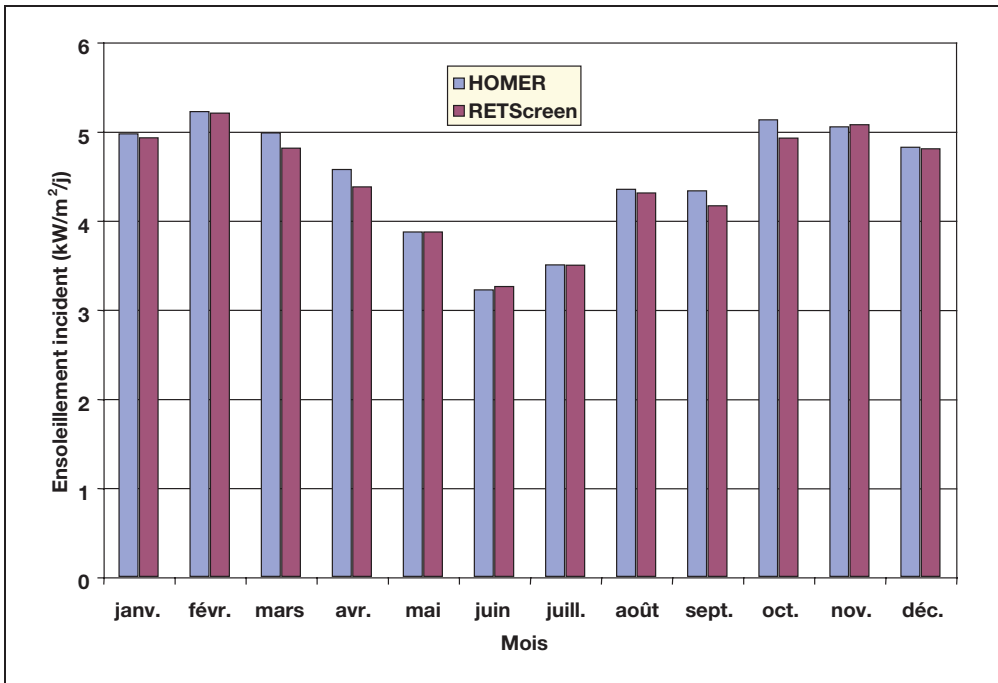


Figure 20 :
 Comparaison de l'ensoleillement incident calculé par RETScreen et par HOMER.

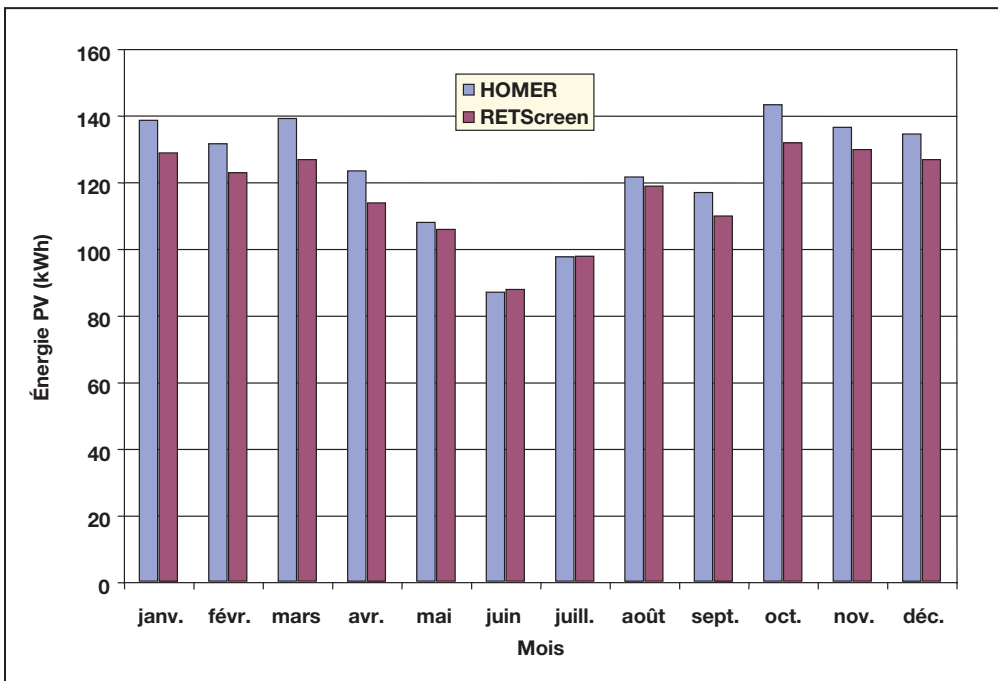


Figure 21 :
 Comparaison de la production d'énergie PV calculée par RETScreen et par HOMER.



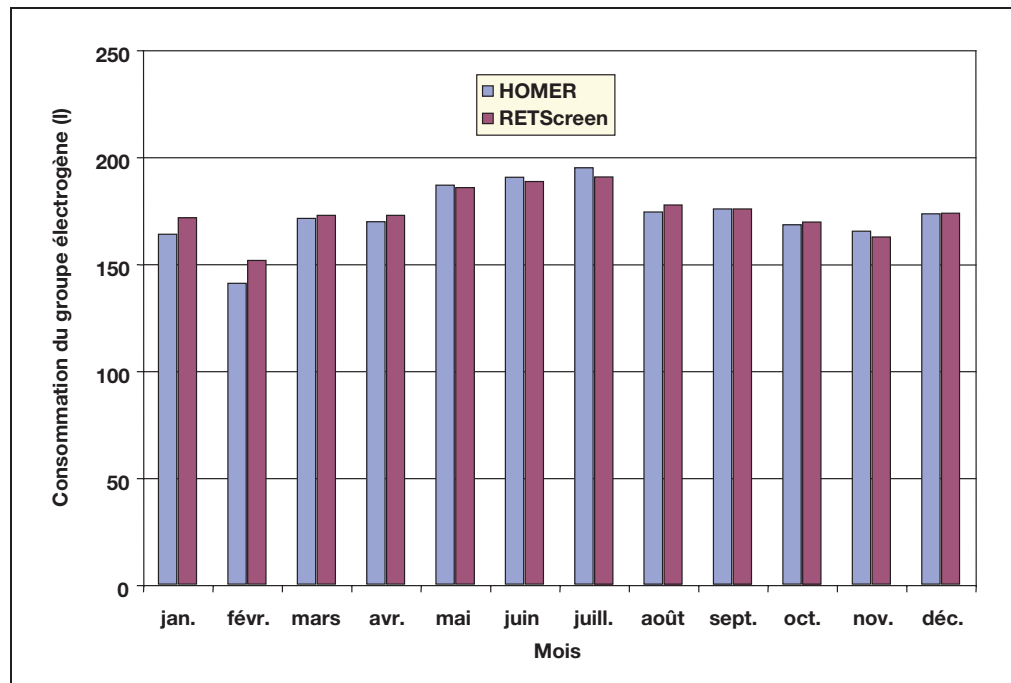


Figure 22 :

Comparaison de la consommation en carburant du groupe électrogène par RETScreen et par HOMER.

2.8 Sommaire

Dans cette section, les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque ont été présentés en détail. L'algorithme de calcul pour l'ensoleillement sur un plan incliné et le modèle du champ PV sont les mêmes pour toutes les applications. Le calcul pour l'ensoleillement sur un plan incliné utilise un modèle horaire étendu pour prendre en compte le cas des surfaces avec suivi du soleil. Le modèle du champ PV considère les modifications du champ dues à la température ambiante. Le modèle en réseau et le modèle de pompage de l'eau sont des modèles relativement simples basés sur des rendements moyens. Le modèle hors réseau est plus complexe et permet de distinguer les charges coïncidentes, constantes et intermittentes. Celles-ci peuvent avoir une influence sur la quantité d'énergie qui traverse les accumulateurs.



RÉFÉRENCES

- Barlow, R., McNelis, B. et Derrick, A., *Solar Pumping : An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs and Economics*, Intermediate Technology Publications et The World Bank, Washington, DC, USA, 1993.
- Braun, J.E. et Mitchell, J.C., *Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces*, Solar Energy 31,5, 439-444, 1983.
- Bucciarelli, L., « Communication personnelle », 1999.
- Bucciarelli, L., *The Effect of Day-to-Day Correlation in Solar Radiation on the Probability of Loss-of-Power in a Stand-Alone Photovoltaic Energy System*, Solar Energy 36,1, 11-14, 1986.
- CANMET, *Photovoltaic Systems Design Manual*, disponible à Ressources naturelles Canada, CANMET, 580 Booth Street, Ottawa, ON, Canada, K1A 0E4, 1991.
- Duffie, J.A. et Beckman, W.A., *Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd edition*, John Wiley & Sons, 1991.
- ECOTEC Research and Consulting Limited, ECD Energy and Environment, Newcastle Photovoltaics Applications Centre, *The Potential Market for PV Building Products*, rapport n° ETSU : S/P2/00277/00/00, 1998.
- Evans, D.L., *Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output*, Solar Energy 27,6, 555-560, 1981.
- Klein, S.A. et Beckman, W.A., *Loss-of-Load Probabilities for Stand-Alone Photovoltaic Systems*, Solar Energy 39, 6, 499-512, 1987.
- Leng, G. et Martin, J., *Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation : An Economic Evaluation For Electric Utilities*, IEEE First World Conference On Photovoltaic Energy Conversion, décembre 1994.
- Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhmani, G. et Usher, E., *Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry*, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique de CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, juin 1996.
- Leng, G., *Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation : An Economic Evaluation for Electric Utilities - Master Degree Thesis*, University of Massachusetts Lowell, MS, USA, novembre 1993.
- Markvart, T. (ed.), *Solar Electricity, 2nd edition*, John Wiley & Sons, 2000.
- Maycock, P.D., *Photovoltaic News*, février 2000.
- NREL, *HOMER, The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*, disponible au National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401-3393, USA, 2001.
- Ross, M. et Royer, J., *Photovoltaics in Cold Climates*, James and James Ltd., 1999.





Royer, J., « Communication personnelle », Solener Inc., 1999.

Royer, J., Djiako, T., Schiller, E. et Sy, B.S., **Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens**, Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français, 56, rue Saint-Pierre, 3^e étage, Québec, QC, Canada, G1K 4A1, 1998.

Sandia National Laboratories, **Stand-Alone Photovoltaic Systems – a Handbook of Recommended Design Practices**, disponible au National Technical Information Service, US Department of Commerce, 5285 Port Royal Road, Springfield, VA 22161, USA, 1995.

United Nations Population Information Network, **Population and Water Resources**, site internet.

Watsun, **Typical Meteorological Year (TMY) Weather Files for the WATSUN Family of Programs**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1993.

Watsun, **WATGEN - A Synthetic Radiation Data Generator, User's Manual and Program Documentation, Version 1.0**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1992.

Watsun, **WATSUN-PV - A Computer Program for Simulation of Solar Photovoltaic Systems, User's Manual and Program Documentation, Version 6.1**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1999.



