



Le 4^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables
The 4th International Seminar on New and Renewable
Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algeria 24 - 25 Octobre 2016



Etude et simulation de l'effet des paramètres climatiques (température, poussière...) sur les modules solaires en couches minces en région saharien.

B. Benabdelkarim^{1,2}, A. Benatillah¹

¹Laboratoire Energie, Environnement et Systèmes d'Information (LEESI), Université Ahmed DRAIA ADRAR, Algérie,
Email: benatillah.ali@gmail.com

²Département de sciences de la matière, Institut de sciences et Technologie, Centre universitaire de Tamanrasset,
Algérie, Email: benaekbouchra@gmail.com

Abstract— Notre recherche dans le domaine photovoltaïque est motivée principalement par l'amélioration du rendement de conversion énergétique par la simulation des divers modules couches minces et trouver les modules qui sont adaptées avec les conditions climatiques dans une région saharien et par la réduire de coût de réalisation dans le but de développer une technologie simple pour l'élaboration des cellules couches minces avec un bon rendement. Les paramètres climatiques tels que la température et poussière sont des paramètres extrêmement importants dans le comportement des cellules solaires. Ils influent énormément sur la caractéristique I-V de la cellule solaire.

Cette étude nous a permis de faire une évaluation qualitative du logiciel PVsyst6, qui permet de simuler un tel système avec une prise en compte de tous les aspects: pertes, emplacement géographique, ombrage,...etc. Ceci a permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global.

Les données météorologiques fournies par PVsyst6 sont des données synthétisées par un modèle mathématique avec comme données de base les valeurs moyennes mensuelles de la radiation. Donc, pour mener cette simulation, nous avons puisé les données de la base de PVsyst6 pour le site d'Adrar.

Les travaux présentés dans cette étude concernent encor les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles (milieu saharien). Ces facteurs incluent, en particulier, les principaux paramètres de l'équation qui gouvernent les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques et leurs performances.

Keywords— modules solaires, couches minces, logiciel PVSYST, rendement.

I. INTRODUCTION

Après les crises pétrolières dans les années 1970, l'énergie nucléaire a été très fortement développée, notamment en France, où elle représentait encore en 2005 près de 80 % de la

production d'électricité. Le recours aux énergies dites « renouvelables » est donc devenu une évidence et des efforts considérables pour le développement de ces énergies ont été consentis depuis quelques années dans de nombreux pays. Parmi ces énergies renouvelables, on peut citer par exemple l'énergie éolienne, l'énergie marémotrice, la géothermie ou encore l'énergie solaire photovoltaïque dont fait l'objet ce travail de recherche. En 2009, la capacité annuelle installée est de 5,4 GW selon l'agence internationale de l'énergie (IEA). L'IEA anticipe un doublement de cette capacité annuelle installée en 2012 (13,6 GW). À partir de 2020, l'atteinte progressive de la parité entraîne une accélération des installations annuelles, qui s'élèverait à 34 GW en 2020 et 105 en 2030 selon l'IEA tandis que l'association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA) propose une fourchette comprise entre 70 et 160 GW en 2020 et 100 et 300 GW en 2030.

II. POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [1].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région

climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau.1 selon l'ensoleillement reçu annuellement [2] :

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue(Kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Tableau 1 : les différents ensoleillements des régions Algériennes.

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (fig.1).

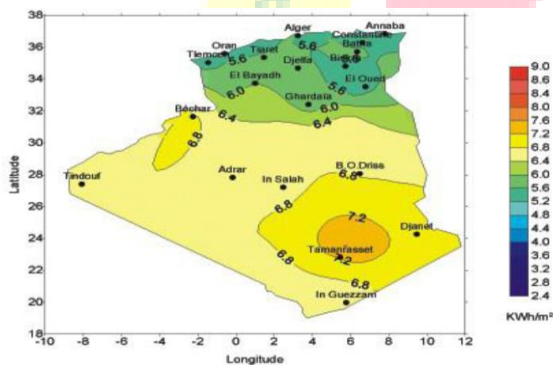


Fig.1 : Irradiation solaire globale reçue par l'Algérie : moyenne annuelle. [2]

III. LES DIFFERENTES GENERATIONS TECHNOLOGIQUES

De tous les semi-conducteurs qui possèdent un tel gap (Ge, Si, GaAs, InP, ...), le silicium est le plus prometteur car il est non-toxique et très abondant sur la Terre. De plus, ce matériau étant déjà à la base de toute la technologie de l'électronique, son utilisation est relativement bien maîtrisée de nos jours.

La première génération, celle de la filière historique autour du silicium cristallin existe depuis plusieurs dizaines d'années. Ces technologies représentent actuellement 99 % du marché des modules photovoltaïques[3]. Elle est de loin la plus mature et offre le meilleur rendement pour un coût modéré. La deuxième génération regroupe les technologies dites «couches minces». Le principe est la déposition d'une fine couche de silicium amorphe ou d'autres semi-conducteurs sur un substrat, en verre par exemple. Ces filières sont à l'heure

actuelle en début d'industrialisation. Leur rendement est encore inférieur à celui des cellules cristallines par exemple Le rendement en laboratoire a dépassé 20% pour Cu(In,Ga)Se₂, et 16% pour CdTe, alors que dans le commerce, des modules à couches minces ont montré une efficacité de conversion au voisinage de 10 à 12% [4], mais tend à s'améliorer pour un coût inférieur. La dernière génération est encore au stade de la recherche ; elle explore la voie des nanomatériaux et des solutions organiques en visant de hauts rendements et des coûts de production de plus en plus bas.

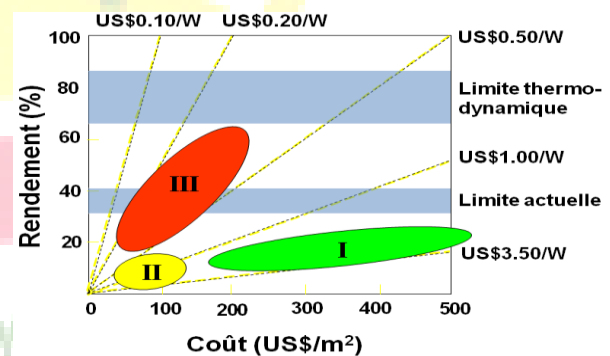


Fig. 2 : Avenir des trois générations [5].

IV. METHODE

A. Logiciel:

La modélisation et la simulation ont été effectuées sous le logiciel PVSYST 6.4.0.

PV SYST est un logiciel de dimensionnement des panneaux solaires permettant d'obtenir diverses information telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie.



Fig.3: l'interface de logiciel PVSYST 6.4.0.

Les données météorologiques fournies par PVsyst6 pour le site d'Adrar sont des données synthétisées par un modèle mathématique[6] avec comme données de base les valeurs moyennes mensuelles de la radiation. Donc, pour mener cette simulation, nous avons puisé les données de la base de PVsyst6 comme montré dans la figure suivante. Dans ce qui suit nous introduisons les différentes données tel qu'exigé par PVsyst6.

Dans cette simulation, nous nous intéressons particulièrement à l'énergie injectée dans le réseau et aux éventuelles pertes qui peuvent surgir, ainsi qu'à la rentabilité d'un tel système installé.

	Irrad. Glob.	Diffus	Tempér.	Vit. vent
	kWh/m ² ms	kWh/m ² ms	°C	m/s
Janvier	139.9	18.7	12.9	4.80
Février	144.4	29.3	15.9	5.19
Mars	198.6	39.3	21.3	5.20
Avril	218.9	49.9	24.8	5.80
Mai	237.3	61.8	30.5	6.10
Juin	236.9	63.3	34.6	5.60
Juillet	240.3	66.0	38.2	5.50
Août	228.4	59.8	37.3	5.19
Septembre	187.9	52.4	32.5	5.00
Octobre	164.4	45.3	27.4	4.60
Novembre	137.5	25.5	18.6	4.09
Décembre	126.5	20.6	14.1	3.89
Année	2261.0	531.9	25.7	5.1

Tableau. 2: Données météorologiques du site d'Adrar.

B. Trajectoire du soleil:

La position du soleil est définie par deux angle: sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son azimut AZ (angle avec la direction de sud, compté négativement vers l'est). La figure représente la hauteur de soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Adrar au cours d'une année.

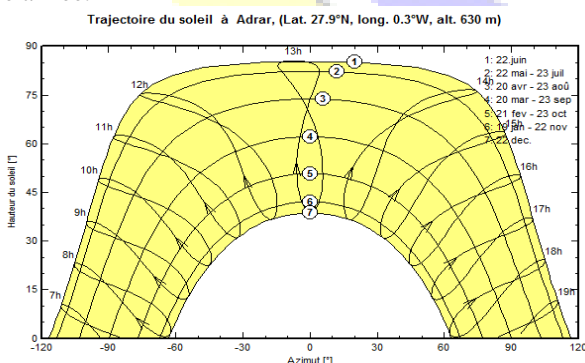


fig4. Trajectoire du soleil à Adrar

C. Résultats de simulation:

Nous présentons les résultats de simulation, en utilisant une technologie de module au CuInS₂ (CIS). Les résultats de simulation sont ensuite interprétés.

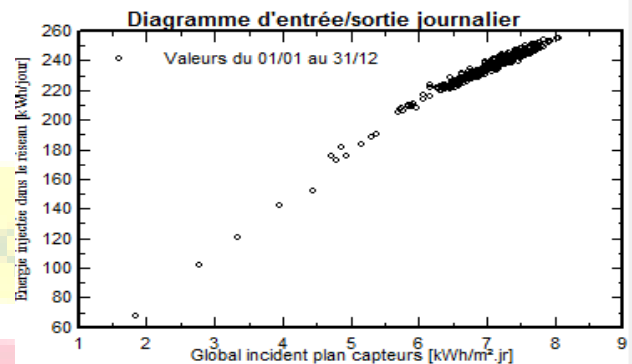


Fig. 5: Caractéristiques entré/sortie du système.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'entrée/sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (fig.5). les points des fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

Dans le tableau ci-dessus, sont résumés les principaux résultats de la simulation.

Principaux résultats de la simulation								
Production du système	Energie produite		84.94 MWh/an	Productible	1950 kWh/kWc/an			
	Indice de performance (PR)		76.9 %					
Nouvelle variante de simulation								
Bilans et résultats principaux								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Janvier	139.9	12.87	212.7	208.5	7.373	7.206	8.74	8.54
Février	144.4	15.94	191.4	187.6	6.539	6.388	8.61	8.42
Mars	198.6	21.30	231.4	226.2	7.781	7.601	8.48	8.28
Avril	218.9	24.79	222.9	216.6	7.548	7.373	8.54	8.34
Mai	237.3	30.45	218.1	211.2	7.496	7.319	8.67	8.46
Juin	236.9	34.63	207.6	200.7	7.183	7.009	8.72	8.51
Juillet	240.3	38.16	215.4	208.3	7.391	7.214	8.65	8.45
Août	228.4	37.31	222.6	216.1	7.537	7.361	8.54	8.34
Septembre	187.9	32.50	205.3	199.9	6.946	6.784	8.53	8.33
Octobre	164.4	27.43	205.7	201.2	7.081	6.917	8.68	8.48
Novembre	137.5	18.65	200.7	196.5	6.976	6.818	8.77	8.57
Décembre	126.5	14.14	200.6	196.4	7.110	6.949	8.94	8.74
Année	2261.1	25.74	2534.4	2469.2	86.960	84.939	8.65	8.45

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale EArray Energie effective sortie champ
T Amb Température ambiante E_Grid Energie injectée dans le réseau
GlobInc Global incident plan capteurs EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Tableau.3: Principaux résultats de simulation.

D'après ces résultat, on peut constater que pour une surface limitée à 400 m², l'énergie produite par le système PV estimée à 84.94 MWh/an.



**Le 4^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 4th International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 24 - 25 Octobre 2016**

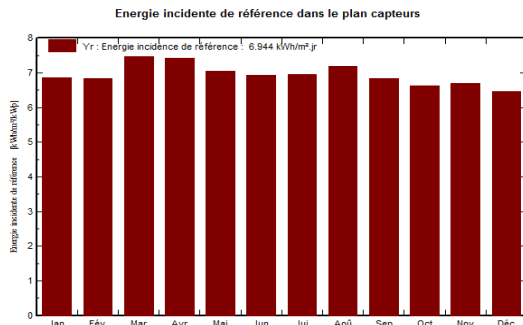


Fig. 6: Energie injectée dans le réseau.

Du figure.6, on tire l'énergie injectée au réseau = 6.944 kWh/m².jr et le rendement du système = 8.45 %. Les pertes introduites par les différents paramètres sont reportés sur le Tableau.4 . On note ici que les plus importantes pertes sont causées par l'onduleur et sont évaluées à 9277 kWh/an. Dans la figure.7, est reporté l'indice de performance du système.

**Nouvelle variante de simulation
Détail des pertes système**

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EAnMPP	InvLoss
Janvier	214.7	66.98	103.1	8202	996
Février	191.2	59.65	93.5	7304	916
Mars	227.2	70.89	113.7	8677	1076
Avril	216.3	67.50	104.3	8265	892
Mai	208.7	65.11	94.7	7979	660
Juin	196.5	61.31	86.2	7517	508
Juillet	202.3	63.11	90.1	7735	521
Août	210.0	65.53	98.8	8026	665
Septembre	196.2	61.23	92.7	7500	716
Octobre	200.0	62.40	94.2	7643	726
Novembre	199.7	62.31	94.2	7632	814
Décembre	202.3	63.12	92.0	7735	786
Année	2465.2	769.14	1157.5	94216	9277

Tableau. 4: Pertes à différent niveau du système

Indice de performance (PR)

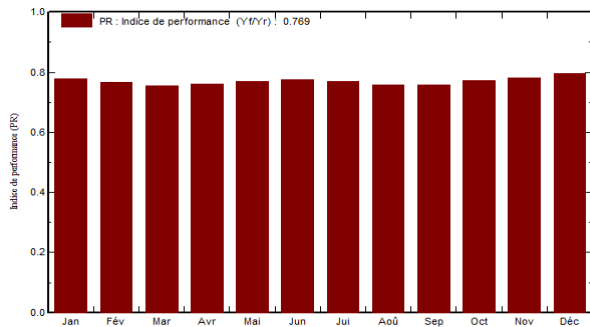


Fig. 7: Indice de performance.

Le figure.8 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir: les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes

dues à la qualité des modules,...etc. parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (E_{Array} : Tab.3) estimée à 86.960 MWh est réduite à 84.9 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le figure ci-dessous.

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année

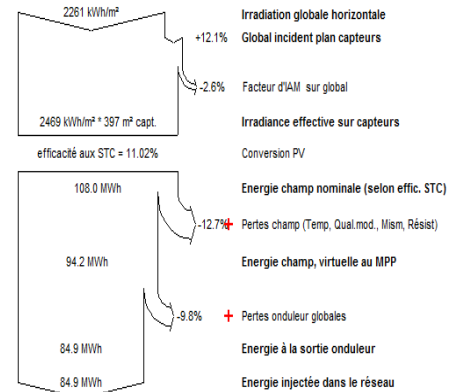


fig. 8: Diagramme des Pertes dans le système PV sur l'année entière.

✓ Influence de l'éclairement et de la température:

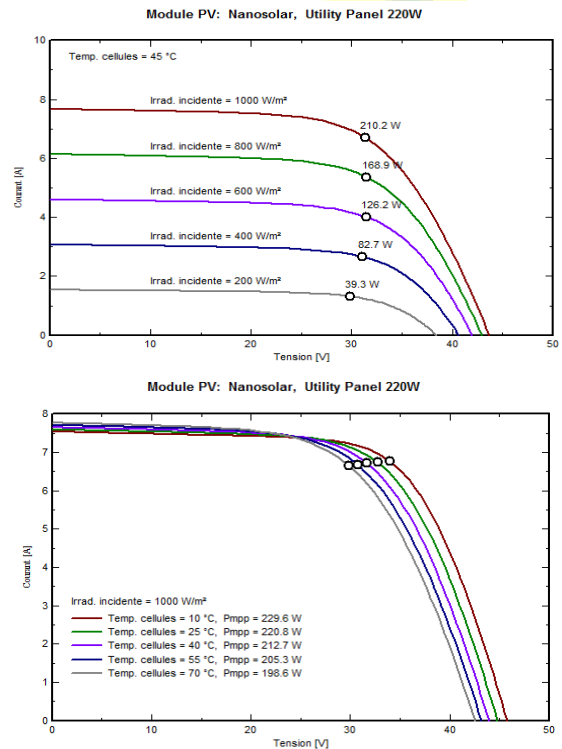


Fig.9 : Influence de l'éclairement et la température sur la caractéristique I-V.



**Le 4^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 4th International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa - Algérie 24 - 25 Octobre 2016**

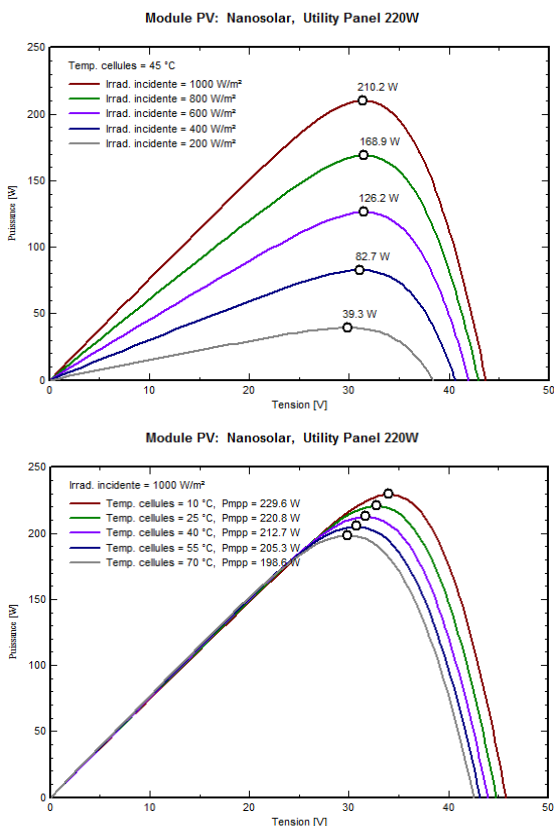


Fig.10 : Influence de l'éclairement et la température sur la caractéristique P-

V.

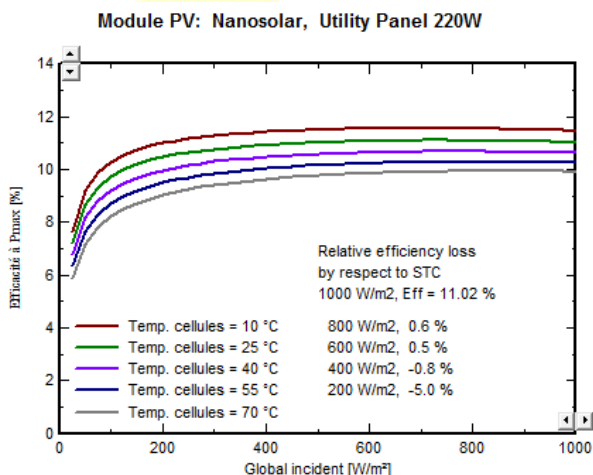


Fig.11. évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellule au CIS

V. CONCLUSION

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation avec le logiciel PVSYS, en choisissant la technologie des modules au CuInS₂ (CIS).

Cette étude nous a permis de faire une évaluation qualitative du logiciel PVSyst6, qui permet de simuler un tel système avec une prise en compte de tous les aspects: pertes, emplacement géographique, ombrage,...etc. Ceci a permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global.

A la base des résultats de simulation, la production des systèmes PV, pour un rayon de surface de 400 m², est 84.94 MWh/an pour un système à couches minces (technologie CIS) avec un rendement 11.02% .

En identifiant les différentes pertes dans le système PV, nous déduisons que l'onduleur présente la contribution la plus importante, d'où l'importance de faire un bon choix de la technologie permettant la meilleure efficacité possible de ce composant.

Les travaux présentés dans cette étude concernent les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles (milieu saharien). Ces facteurs incluent, en particulier, les principaux paramètres de l'équation qui gouvernent les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques et leurs performances.

REFERENCES

- [1] M. Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [2] A. Mefti; M.Y Bouroubi; H. Mimouni, Evaluation du potentiel énergétique solaire, Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, P12, décembre 2002.
- [3] A. Goetzberger, C. Hebling, H. W. Schock, Materials Science and Engineering: R: Reports, 40, 1, (2003).
- [4] Pushkaraj Panse « Copper Gallium Diselenide Solar Cells: Processing, Characterization and Simulation Studies ». Thèse de doctorat à l'université de South Florida, 2003.
- [5] M.A. Green. Third generation photovoltaics : Ultra-high conversion efficiency at low cost. Progress in Photovoltaics : Research and Applications, 9(2) :123-135, March 2001.
- [6] A. Turcotte, M. Ross and F. sheriff, "Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs", PV Horizon: Work shop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.