

Simulation numérique d'une centrale solaire raccordée au réseau à Tamanrasset, Alger, Casablanca, Tunis, Perpignan et Frankfurt

Afif benameur^{#1}, amina benhamou^{*2}

[#] *Laboratory SCAMRE Department of Electrical Engineering,
 E.N.P Oran Algeria*

¹afifafif22@yahoo.fr

²amina_benhamou@hotmail.com*

Energetic department -University of Boumerdes.

Abstract— L'électricité solaire peut devenir l'un des principaux contributeurs de l'électricité au système énergétique à l'avenir, mais la technologie solaire a besoin de soutien pour trouver le chemin du marché. En ce qui concerne le fait que l'électricité photovoltaïque entraîne toujours des coûts très élevés que l'électricité provenant d'autres sources conduit à une question frappante: comment atteindre la compétitivité?

Il existe différentes stratégies pour la promotion de l'électricité générée photovoltaïque appliquée à travers le monde.

Dans ce travail, nous avons réalisé la conception et la simulation d'une centrale photovoltaïque injectée à 40Kwc en évaluant l'énergie incidente, l'énergie produite par les panneaux et l'énergie injectée au réseau.

Ceci pour juger si l'installation est rentable; Technique et économique.

Keywords— Énergie solaire, système photovoltaïque, sur réseau, onduleur solaire, énergie incidente, énergie injectée;

I. INTRODUCTION

TABLE I

LATITUDE, LONGITUDE, ALTITUDE ET ALBEDO POUR 6 SITES

LES SITES	LATITUDE	LONGITUDE	ALTITUDE	ALBED
TAMANRASSET	22.47N	5.31E	1377M	0.2
ALGER	36.34N	2.57E	5m	0.2
TUNIS	36.48N	10.21E	5m	0.2
CASABLANCA	33.29N	-7.33E	5m	0.2
PERPINAN	42.44N	2.52E	42m	0.2
FRANKFURT	49.52N	9.03E	92m	0.2

Suivant le tableau ci-dessus, on remarque différentes valeurs de longitudes, latitudes et altitudes pour les sites choisis, l'altitude de Tamanrasset est très supérieure par rapport aux autres sites d'une valeur de 1377 m au dessus du niveau de mer ; et la même valeur pour Alger, Casablanca et Tunis 5 m, la latitude de Tamanrasset est la valeur la plus inférieure de 22.47°. Alger, Tunis et Casablanca sont très

proches : 33° et 36°. Perpignan est plus proche de Frankfurt : entre 42° et 49° .

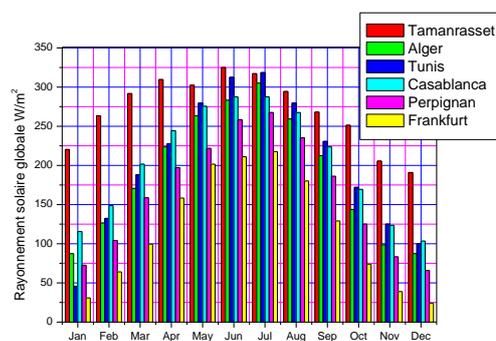


Fig. 1 Rayonnement solaire pour chaque site

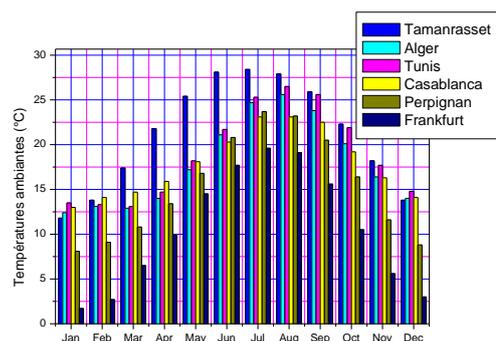


Fig. 2 La température ambiante pour chaque site

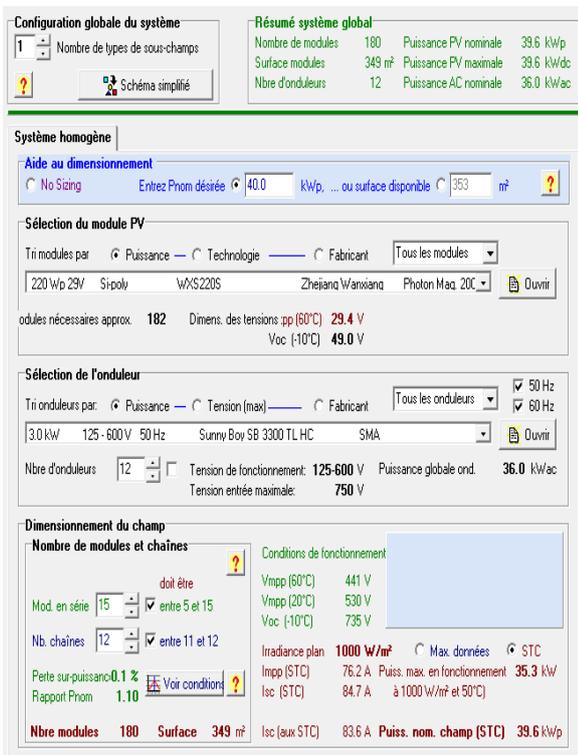


Fig.3 Caractéristiques techniques de convertisseur d'énergie choisis.

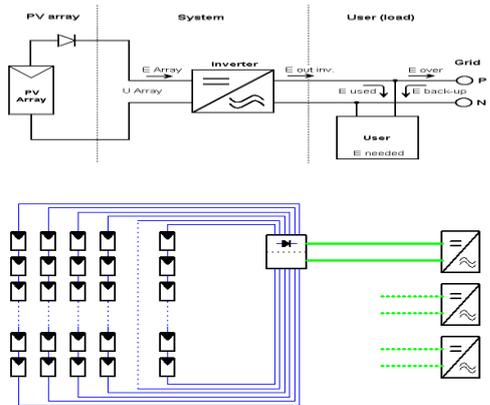


Fig 4 Schéma de branchement de système

Evaluation de la production normalisée du système :

Lors de fonctionnement de notre système, il y a des pertes lors de la collection de l'irradiation solaire qui varient d'un site à l'autre on remarque d'après la figure VI.6 que ces valeurs égales à 1, 1.55, 1.14 ; 1.07, 0.86 et 0.56 kWh/kWp/jr représentant un pourcentage de ; 22.5, 20.6, 20.1, 20, 18.7, 17.4% respectivement pour les sites de Tamanrasset, Tunis, Alger, Casablanca, Perpignan et Frankfurt classé par ordre décroissant.

Ensuite l'énergie journalière produite à la sortie de l'onduleur est de 5.11, 4.2, 4.07, 3.77, 3.53 et 2.48

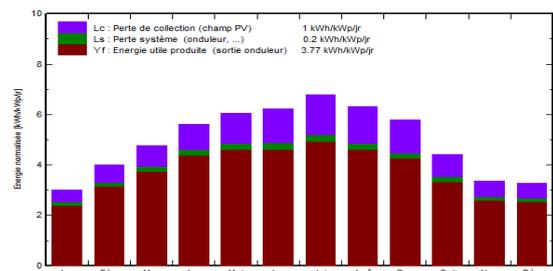
kWh/kWp/jr, respectivement pour Tamanrasset, Tunis, Casablanca, Alger, Perpignan et Frankfurt.

Ces valeurs sont traduites par un pourcentage de 77.7 ; 77.1, 76.1, 75.9, 75.6 et 73.9 %, respectivement pour Frankfurt, Perpignan, Casablanca, Alger, Tunis, Tamanrasset, et par ordre décroissant.

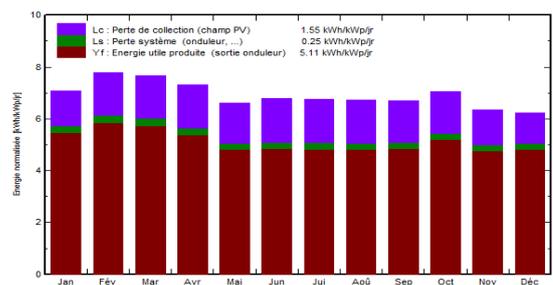
On remarque que la production était élevée pour certains sites, mais aussi les pertes qui sont dues à la température du site ont été importantes. On peut constater que Frankfurt représente le maximum de pourcentage de production bien que sa production soit minimale, et ce à cause des paramètres de sites, avec des pertes minimales.

Cependant, Tamanrasset a enregistré une production maximale, avec un taux de pertes élevé, enregistre un pourcentage de production très bas.

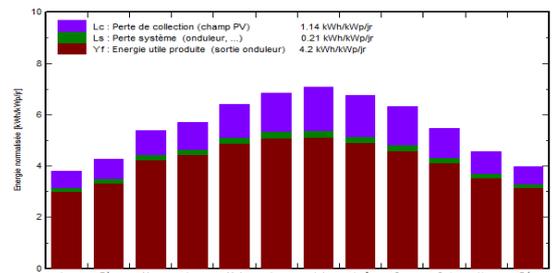
Ce qui est indiqué dans les pertes du système les plus élevées pour Frankfurt avec un taux de 4.9% (0.16 kWh/kWp/jr), suivi par Perpignan par 4.2% (0.19 kWh/kWp/jr), Alger 4% (0.20 kWh/kWp/jr), Casablanca vient après avec 3.9% (0.21 kWh/kWp/jr), Tunis 3.8% (0.21 kWh/kWp/jr), et Tamanrasset se classe en dernier avec des pertes minimales de système avec 3.7% (0.25 kWh/kWp/jr).



a)Alger



b)Tamanrasset



c)Tunis

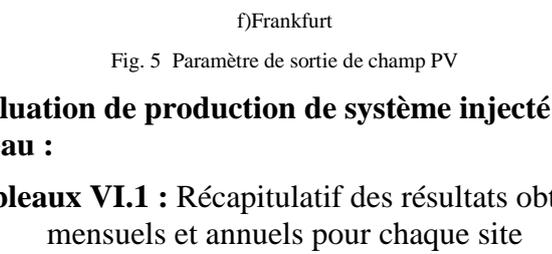
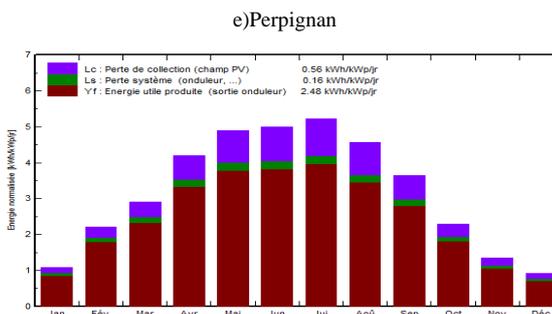
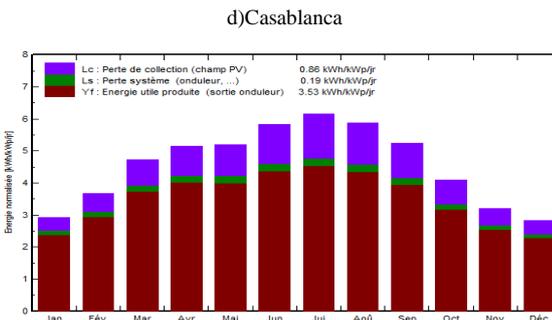
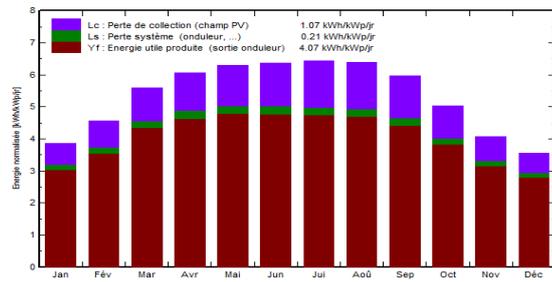


Fig. 5 Paramètre de sortie de champ PV

Evaluation de production de système injecté au réseau :

Tableaux VI.1 : Récapitulatif des résultats obtenus mensuels et annuels pour chaque site

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	65.0	12.40	83.8	81.0	3106	2933	9.49	8.96
Février	85.0	13.10	112.0	108.9	3656	3471	9.35	8.87
Mars	127.0	12.90	148.9	144.7	4879	4631	9.38	8.91
Avril	161.0	14.00	167.5	162.6	5438	5171	9.30	8.84
Mai	196.0	17.20	187.5	181.8	5987	5696	9.14	8.70
Juin	204.0	21.10	187.1	181.2	5826	5536	8.92	8.47
Juillet	227.0	24.70	210.9	204.4	6401	6088	8.69	8.27
Août	193.0	25.80	195.1	189.3	5927	5642	8.10	7.78
Septembre	153.0	23.80	174.8	170.0	5397	5139	8.84	8.42
Octobre	107.0	20.10	135.8	131.9	4302	4083	9.07	8.61
Novembre	71.0	16.40	99.7	97.0	3233	3060	9.28	8.78
Décembre	65.0	14.00	100.3	97.4	3314	3145	9.46	8.98
Année	1654.0	17.97	1813.2	1760.1	57468	54594	9.07	8.62

a) Alger

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	164.0	11.80	219.7	214.1	7052	6722	9.19	8.76
Février	177.0	13.80	217.9	212.4	6809	6490	8.95	8.53
Mars	217.0	17.40	238.0	231.8	7394	7042	8.99	8.47
Avril	223.0	21.80	219.2	212.9	6994	6379	8.74	8.33
Mai	225.0	25.40	205.0	198.7	6206	5907	8.67	8.25
Juin	234.0	28.10	203.8	197.0	6057	5769	8.51	8.10
Juillet	236.0	28.40	209.9	202.8	6231	5934	8.50	8.10
Août	219.0	27.90	208.5	202.1	6200	5905	8.51	8.11
Septembre	193.0	25.90	201.1	195.6	6037	5754	8.59	8.19
Octobre	187.0	22.30	218.4	212.9	6694	6385	8.78	8.37
Novembre	148.0	18.30	190.0	184.9	5954	5678	8.97	8.55
Décembre	142.0	13.80	193.1	187.8	6205	5915	9.20	8.77
Année	2365.0	21.27	2524.6	2453.1	77534	73878	8.79	8.38

b) Tamanrasset

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	78.0	13.50	118.0	114.8	3888	3699	9.43	8.97
Février	89.0	13.30	119.2	115.7	3883	3683	9.33	8.84
Mars	140.0	13.10	166.5	161.8	5447	5190	9.37	8.93
Avril	164.0	14.70	171.5	166.4	5539	5268	9.25	8.80
Mai	208.0	18.20	198.7	192.6	6265	5986	9.05	8.62
Juin	225.0	21.70	205.3	198.7	6343	6035	8.85	8.42
Juillet	237.0	25.30	219.8	219.8	6901	6290	8.60	8.18
Août	208.0	26.50	209.7	203.5	6316	6013	8.62	8.21
Septembre	186.0	25.60	189.7	184.1	5727	5450	8.64	8.23
Octobre	128.0	21.90	169.4	165.0	5298	5046	8.96	8.53
Novembre	90.0	17.70	137.2	133.2	4400	4190	9.19	8.75
Décembre	75.0	14.80	123.1	119.6	4052	3860	9.43	8.98
Année	1808.0	18.89	2028.0	1968.0	63778	60695	9.00	8.57

c) Tunis

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	86.0	13.00	119.9	116.5	3938	3742	9.40	8.93
Février	100.0	14.10	128.1	124.3	4142	3937	9.28	8.80
Mars	150.0	14.70	173.3	168.4	5610	5346	9.27	8.83
Avril	176.0	15.90	181.6	176.2	5800	5517	9.14	8.70
Mai	205.0	18.10	195.6	189.3	6190	5892	9.06	8.63
Juin	207.0	20.30	190.9	184.5	5966	5682	8.95	8.52
Juillet	214.0	23.10	199.8	193.2	6116	5819	8.76	8.34
Août	199.0	23.10	197.8	191.7	6065	5768	8.78	8.35
Septembre	161.0	22.50	178.8	173.6	5520	5256	8.84	8.42
Octobre	126.0	19.20	155.8	151.5	4949	4709	9.09	8.65
Novembre	89.0	16.30	122.1	118.5	3957	3762	9.28	8.82
Décembre	76.9	14.10	110.4	107.2	3626	3444	9.40	8.93
Année	1789.9	17.89	1954.1	1894.9	61879	58674	9.07	8.63

d) Casablanca

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	54.0	8.10	90.8	88.0	3088	2917	9.74	9.20
Février	70.0	9.10	102.5	99.6	3435	3254	9.59	9.09
Mars	118.0	10.80	146.3	142.1	4830	4581	9.45	8.96
Avril	142.0	13.40	154.5	150.0	5039	4780	9.34	8.86
Mai	165.0	16.80	160.8	155.8	5190	4918	9.24	8.76
Juin	186.0	20.80	174.8	169.3	5487	5203	8.99	8.52
Juillet	199.0	23.70	190.7	184.9	5868	5569	8.81	8.36
Août	175.0	23.20	182.2	177.0	5624	5339	8.84	8.39
Septembre	134.0	20.50	157.3	152.7	4934	4687	8.98	8.53
Octobre	93.0	16.40	126.8	123.3	4113	3897	9.28	8.80
Novembre	60.0	11.60	96.0	93.3	3199	3030	9.54	9.04
Décembre	49.0	8.80	87.5	84.9	2960	2799	9.69	9.16
Année	1445.0							

suite aux résultats de simulation et étude de dimensionnement illustrés dans la figure VI.13.

En se basant sur le marché international du photovoltaïque, et pour uniformiser les résultats, on s'est basé sur les prix européens, du moment que le marché algérien n'est pas encore mature dans ce domaine et n'est pas encore administré, aussi la Tunisie et le Maroc suivent l'Europe.

De ce fait, on trouve le prix global de notre système qui sera le même pour tous les sites considérés, pour qu'on puisse évaluer le retour d'investissement pour chaque site suivant sa production.

différentes sauf pour le cas d'Alger et Tamanrasset ce qui se traduit par les produits qui sont importés de l'Europe, et aussi les conditions de travail au sud.

Ensuite, et suivant la même évaluation économique et en considérant les productions annuelles du système et le retour d'investissement sur 20 ans, on a déduit que le coût de l'énergie produite est de la même valeur de 0,16 pour Perpignan et Alger, aussi la même valeur pour Tunis et Casablanca de 0,14€ /kWh, la valeur maximale de prix de revient du kWh est celle de Frankfurt à 0,23 €/kWh, alors que la valeur minimale est celle de 0,12 €/kWh atteint pour Tamanrasset

Résultats principaux			
Production du système	54594 kWh/an	Prod. normalisée	3.78 kWh/kWc/jour
Productible	1379 kWh/kWc/an	Pertes champ	0.99 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.760	Pertes système	0.20 kWh/kWc/jour

Alger

Résultats principaux			
Production du système	73878 kWh/an	Prod. normalisée	5.11 kWh/kWc/jour
Productible	1866 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.55 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.739	Pertes système	0.25 kWh/kWc/jour

Tamanrasset

Résultats principaux			
Production du système	60695 kWh/an	Prod. normalisée	4.20 kWh/kWc/jour
Productible	1533 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.14 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.756	Pertes système	0.21 kWh/kWc/jour

Tunis

Résultats principaux			
Production du système	58874 kWh/an	Prod. normalisée	4.07 kWh/kWc/jour
Productible	1487 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.07 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.761	Pertes système	0.21 kWh/kWc/jour

Casablanca

Résultats principaux			
Production du système	50974 kWh/an	Prod. normalisée	3.53 kWh/kWc/jour
Productible	1287 kWh/kWc/an	Pertes champ	0.86 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.771	Pertes système	0.19 kWh/kWc/jour

Perpignan

Résultats principaux			
Production du système	35850 kWh/an	Prod. normalisée	2.48 kWh/kWc/jour
Productible	905 kWh/kWc/an	Pertes champ	0.56 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.777	Pertes système	0.16 kWh/kWc/jour

Frankfurt

L'analyse du bilan financier à long terme, nous a révélé que notre système n'est pas rentable dans le site de Frankfurt ou un site de données météorologiques similaires, car on remarque qu'on peut vendre de l'énergie, mais le gain n'est pas suffisant pour amortir notre investissement dépensé même après 30 ans. Alors qu'à Perpignan, 20 ans sont suffisants pour amortir le montant du projet.

Quant au site d'Alger, le système peut nous donner un gain positif dans une période de 15 ans seulement, alors qu'à Casablanca le retour d'investissement est de 11 ans seulement.

Une installation à Tunis est rentabilisée au bout de 5 ans ; le plus fabuleux est le site de Tamanrasset qui est rentré en gain parfait dès le premier jour de fonctionnement.

Pour cette analyse, nous avons considéré les tarifs de vente en Europe, en Tunisie, et au Maroc qui sont égaux à 13.75 €, et en Algérie égal à 15.94 DA

Nous avons choisi 6 sites de différentes données météorologiques : Alger, Tamanrasset, Casablanca, Tunis, Perpignan et Frankfurt, pour étudier le fonctionnement d'une centrale de puissance de 40kW qui permet d'alimenter 20 foyers en considérant que chaque foyer consomme 2kWh/jour.

Nous avons procédé à une simulation numérique en utilisant le logiciel PV Syst qui nous permet de dimensionner notre centrale, aussi de suivre le fonctionnement des composants du générateur en fonction des milieux extérieurs, en influençant la production et les pertes en donnant des valeurs d'efficacité énergétiques variables d'un site à l'autre.

Les productions énergétiques varient, pour la même puissance et la même qualité des modules PV. Aussi le même convertisseur d'énergie en qualité et puissance. Mais lors de notre thèse, la déduction la plus importante est que ces composants se comportent différemment pour les 6 sites, ce qui a donné des productions annuelles d'énergie différentes, comme suivant : Tamanrasset 73879 kWh, pour Tunis 60695 kWh, Casablanca 58874kWh, Alger 54594 kWh ; Perpignan 50974 kWh, Frankfurt 35850 kWh.

Quand au retour d'investissement, il est déterminé à partir du premier jour pour Tamanrasset, à partir de 5 ans pour Tunis,

D'après les résultats obtenus après l'évaluation économique de notre système raccordé au réseau pour les 6 sites, on remarque que l'investissement global net n'a pas de valeurs trop

11 ans pour Casablanca, 15 ans pour Alger, 20 ans pour Perpignan, et plus de 30 ans pour Frankfurt.

On déduit que c'est la raison pour laquelle l'académie Allemande a choisi le site de Tamanrasset pour le fameux projet Desertec.

II. CONCLUSIONS

L'auteur de ce travail a proposé d'étudier différents sites pour des centrales photovoltaïques injectées dans le réseau, en utilisant le logiciel PV Syst. Les sites choisis ont différentes données météorologique (rayonnement solaire et température ambiante...). Pour une puissance donnée de 40kw choisie pour tous les sites.

D'après les résultats obtenus, il a été conclu que le retour d'investissement était meilleur pour le site de Tamanrasset ; à partir du premier jour ; après 5ans pour Tunis, 11ans pour Casablanca, 15ans pour Alger, et 20ans pour Perpignan, hors pour Frankfurt plus de 30ans. Quand à la production, elle est décroissante comme suivant : Tamanrasset, Tunis, Casablanca, Alger, Perpignan, Frankfurt.

Pour cette raison, on justifie le choix de Tamanrasset par l'académie Allemande pour concrétiser le fameux projet Desertec.

REFERENCES

- [1] A. Timbus, "Grid Monitoring and Advanced Control of Distributed Power Generation Systems," 2007.
- [2] R. Teodorescu, P. Rodriguez, V. Benda, D. Sera and T. Kerekes, "Industrial/PhD course in photovoltaic power systems - in theory and practice," in Aalborg, Denmark, 2010.
- [3] European Photovoltaic Industry Association, "Market Report 2011," 2012.
- [4] X. Yaosuo, D. Kurthakoti, G. Gerd, L. Mihalache, S. Sindhu and M. Madhav, "Towards Next Generation Photovoltaic Inverters," 2010.
- [5] European Photovoltaic Industry Association, "Solar generation 6. solar photovoltaic electricity empowering the world," 2011.
- [6] Electric Power Research Institute, "Solar Photovoltaics: Status, Costs, and Trends," 2009.
- [7] Anne Labouret , Michel Villo installation photovoltaïque: Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau (5° Edition).
- [8] Jayanta Deb Mondol, Yigzaw G. Yohanis and Brian Norton, Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems, *Solar Energy*, vol. 80, 2006, pp.1517-1539.
- [9] Ali Naci Celik, Present status of photovoltaic energy in Turkey and life cycle techno-economic analysis of a grid-connected photovoltaic-house, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.10, 2006, pp. 370-387.
- [10] Ramesh, G., Sunil Kumar, T.K., Active and reactive power flow control in a grid connected and autonomous microgrid, (2013) *International Review on Modelling and Simulations (IREMOS)*, 6 (2), pp. 504-514.
- [11] Ma, T.-T., Shr, T.-H., Design and hardware implementation of a versatile photovoltaic power generating system, (2013) *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 8 (1), pp. 207-215.