

Cet article constitue un excellent exemple, Prenez le temps de le lire avant de préparer le vôtre.



Séminaire scientifique et technique
Énergies renouvelables
École de technologie supérieure
Avril 2020, Montréal, Québec

2020-1-ENR810-01-05

Analyse de la performance d'une centrale PV 10MW en fonction du gisement solaire, de la technologie des modules et du système de suivi

Al Amjad AL MAADENI (35%)
École de technologie supérieure
ALMA17098500
Al-amjad.al-maadeni.1@ens.etsmtl.ca

Ivan DE LA CUESTA (15%)
École de technologie supérieure
DELI30046805
ivan-benhur.de-la-cuesta.1@ens.etsmtl.ca

Abdelbaste ENNACHID (25%)
École de technologie supérieure
ENNA25037908
abdelbaste.ennachid.1@ens.etsmtl.ca

Ricardo Alfonso VILLANUEVA VAZQUEZ (25%)
École de technologie supérieure
VILR26019507
ricardo-alfonso.villanueva-vazquez.1@ens.etsmtl.ca

RÉSUMÉ

Parmi les énergies renouvelables, l'énergie solaire photovoltaïque est en plein essor. Le gisement solaire varie d'un lieu à un autre et le marché des modules PV présente une variété de cellules PV de différentes natures. La rentabilité énergétique et économique des projets solaires PV dépend fortement de ces facteurs mais aussi de la performance des cellules PV installées. Cet article présente une analyse de la performance des projets solaires PV en fonction des conditions climatiques et des technologies de cellules PV. Des configurations typiques ont été simulées pour deux sites et deux technologies de cellules notamment les couches minces CdTe et le Si-cristallin avec un système de « tracking » afin de déterminer les recommandations quant au choix les plus rentables. Le Si-cristallin avec suivi solaire est recommandé pour Varennes (Canada) alors que pour Tozeur (Tunisie), les modules CdTe fixes, même avec un coût 8% plus élevé que les modules Si-c sont plus économiques.



NOMENCLATURE

Symboles utilisés

CAPEX: Capital investit, \$

CdTE: Tellurure de Cadmium

Coeff: Coefficient

FE: Facteur d'Émission

Fréq: Fréquence

GES: Gaz à effet de serre

I: Intensité de courant, A

LCOE: Levelized Cost Of Energy, \$

OPEX: Coût d'O&M, \$/an

P: Puissance électrique, W

PV: Photovoltaïque

Si-c: silicium cristallin

Temp: Température, °C

V: Différence de potentiel, V

Indices/Exposants

nom: nominal

sc: court-circuit

mpp: max. power point

max: maximal

co: circuit ouvert

INTRODUCTION

La grande menace que posent les changements climatiques ainsi que l'éventuel épuisement des réserves fossiles font que de plus en plus de pays se tournent vers les énergies renouvelables, et notamment vers l'énergie solaire PV. Selon les rapports de L'utilisation de REN21 et l'IRENA.[1][2], l'énergie solaire PV a connu une augmentation de capacité de 25% et une baisse des coûts d'environ 13% entre 2017 et 2018 selon. Depuis 2014, le kWh PV est inférieur à celui du kWh fossile. Le solaire PV est

une solution viable pour les régions africaines qui sont parmi les plus ensoleillées de toute la planète et qui dépendent beaucoup des énergies fossiles pour leur production d'électricité. Une tendance pointue vers l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque est établie dans ces régions durant les dernières années. Tel est le cas de la Tunisie dont 97% de son électricité est produite à partir du gaz naturel en 2018 [3]. À l'année 2019, la Tunisie a mis en marche sa première centrale électrique solaire PV à Tozeur, centrale avec une capacité de production de 10MW [4]. Cette centrale, dont on dispose de ces données techniques et

économiques, sera la base et la référence pour notre étude comparative dans cet article.

Étant donné la variation du gisement solaire et du climat en fonction des lieux, d'une part, et la variété des technologies de modules PV disponibles, d'autre part, il serait utile d'étudier la performance des projets solaires PV en fonction des paramètres climatiques et technologiques.

Cet article propose une étude comparative entre deux projets de centrale PV identiques dans deux régions différentes avec deux technologies de cellules PV différentes. L'objectif est de déterminer l'effet du climat et du type des cellules PV sur la performance énergétique et économique des projets solaires PV. Ça pourra aider à la prise de décision par rapport au choix de la technologie des cellules PV pour les investisseurs en solaire PV.

Tout d'abord, la démarche suivie pour le dimensionnement et la simulation énergétique sera explicitée. Ensuite, l'étude énergétique sera complétée par une analyse économique et environnementale (GES) afin de pouvoir trancher sur les recommandations.



MÉTHODOLOGIE

VARIANTES DU PROJET

Deux sites sont considérés: Varennes à Québec et Tozeur en Tunisie. Les deux sites sont caractérisés par des gisements solaires et des températures moyennes différents, à savoir : 1320 kWh/m²/an et 6.2 °C pour le site de Varennes contre 2100 kWh/m²/an et 22.4 °C pour le site de Tozeur comme c'est illustré en **Annexe 1**.

Deux technologies de cellules PV sont utilisées : les cellules à Silicium Polycristallin et les cellules à couches minces CdTe. Les deux technologies ont leurs avantages et leurs inconvénients face à leur utilisation dans les centrale PV.

L'option du "tracking" mono-axe a été étudiée aussi pour les deux sites afin de déduire son utilité économique pour le projet.

Ainsi, la démarche de cette étude est basée sur la simulation des six variantes de la centrale PV comme indiqué par le **Tableau 1**.

Tableau 1: Variantes de la simulation

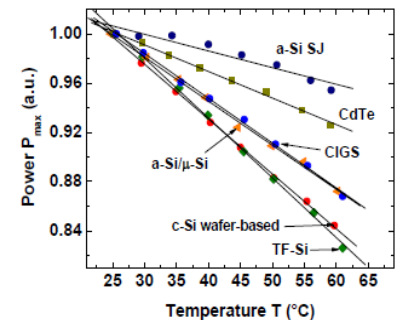
Tech. Site	Si-polycristallin	CdTe	Si-poly & Tracker
Varennes	Varennes_Si-Poly	Varennes_CdTe	Varennes_Si-Tracker
Tozeur	Tozeur_Si-Poly	Tozeur_CdTe	Tozeur_Si-Tracker

Les paragraphes suivants présentent la démarche de modélisation et simulation sur PVSyst ainsi que les résultats de l'étude énergétique plus l'analyse économique et environnementale.

CARACTÉRISTIQUES DES CELLULES PV

Les cellules à Si-c sont caractérisées par un processus de fabrication mature et maîtrisé. Le silicium est le deuxième élément abondant de la croûte terrestre (O₂ (46%), Si (28%), Al (8%)) et il se dope facilement avec du bore et du phosphore. L'inconvénient des cellules Si-c est que leur gap indirect de 1.12 eV nécessite une épaisseur minimale de 100µm pour absorber 90% du rayonnement incident. De plus, la performance des cellules Si-c diminue fortement à faible éclairage (diffus) ou si la température de la cellule augmente [5][7].

Les cellules à couche mince CdTe sont caractérisées par une fabrication relativement coûteuse nécessitant l'utilisation des matériaux rares (Tellurure) et toxiques (Cadmium). Les cellules CdTe nécessitent beaucoup moins de matières que le silicium cristallin (moins de 1µm) et sont flexibles à mettre en œuvre avec l'utilisation de substrats souples. Contrairement aux cellules Si-c, les cellules CdTe sont performantes en climat chaud et à faible éclairage. Tel que montré sur la **Figure 1**, une étude à propos de l'effet de la température sur différents modules de PV a révélé que les modules CdTe conservent mieux leur rendement à haute température que les modules Si-Poly (c-Si)[6]. Pour une température de la cellule de 50°C, la puissance maximale des cellules CdTe est de 95% de la puissance nominale aux conditions standards, tandis qu'elle est de 85% pour les cellules Si-c. À noter que la température de la cellule est approximativement 20°C supérieure à la température ambiante.



Pour discerner l'effet de la température sur la performance de la centrale, les modules utilisés des deux technologies sont du même rendement. Le **Tableau 2** présente les caractéristiques des modules choisis. Le coefficient de température pour la puissance maximale de CdTe est bien inférieur à celui du Si-c. Les fiches techniques détaillées des modules sont données en **Annexe 2**.



Tableau 2: Caractéristiques des modules PV

Technologie	CdTe	Polycristalline
Fabricant	First Solar	JinkoSolar
Modèle	FS-6445	JKM 350PP-72-DV
Pmpp	445 W	350 W
Rendement	18.08 %	18.07 %
Coef. Temp. (P _{max})	-0.28% /°C	-0.39% /°C
Tension Voc.	220.4 V	48 V
Tension Vmpp	185.7 V	38 V
Courant Impp	2.40 A	8.89 A
Courant Isc	2,56 A	9.36 A
Surface du module	2.475 m ²	1,952 m ²

DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE PV 10 MW

La conception de la centrale se base sur l'onduleur. Une configuration modulaire du champ PV est adoptée avec 10 onduleurs de puissance 1 MW chacun. Ce nombre est un bon compromis. Une panne sur un onduleur engendre la perte temporaire de 10% de la puissance du champ PV. D'ailleurs, plus le nombre d'onduleurs est grand, plus le coût et la complexité de la centrale seront élevés. L'onduleur utilisé dans cette étude est de modèle PVS800-57-1000kW-C du fabricant ABB. Sa tension d'entrée DC est entre 600 V et 850 V, le courant d'entrée I DC maximal est 1710A. La tension de sortie AC est de 400V avec un courant nominal AC de 1445A. La fiche technique de l'onduleur est donnée en **Annexe 3**.

Les modules sont branchés en série et en parallèle à l'onduleur tout en respectant sa tension et son courant d'entrée. La détermination de la configuration du champ PV se fait à l'aide des équations de (1) à (8) :

$$N_{tot} = \frac{P_{tot}}{P_{mpp}} \quad (1); \quad N_{shed} = \frac{N_{tot}}{N_{inv}} \quad (2);$$

$$N_{min} < N_s < N_{max} \quad (3); \quad N_{min} = \frac{V_{inv_min}}{V_{mpp}(60^\circ C)} \quad (4);$$

$$N_{max} = \frac{V_{inv_max}}{V_{mpp}(-10^\circ C)} \quad (5);$$

$$V_{mpp}(T) = V_{mpp}(25^\circ C) + \mu_T(V) \times (T - 25) \quad (6);$$

$$N_p = \frac{N_{shed}}{N_s} \quad (7); \quad \text{et} \quad N_p \times I_{mpp} < I_{inv_max} \quad (8);$$

Où N_s et N_p sont le nombre des modules en série et en parallèle pour chaque onduleur. V_{mpp} et I_{mpp} sont la tension et le courant nominaux du module dans les conditions standards*. $V_{mpp}(T)$ est la tension maximale du module à une température T de la cellule PV et $\mu_T(V)$ est le coefficient de température pour la tension. V_{inv_min} , V_{inv_max} et I_{inv_max} sont respectivement les tensions et le courant DC admissibles minimale et maximale de l'onduleur.

La surface du terrain requise pour le champ PV est calculée sur la base de l'inclinaison des modules et la hauteur solaire minimale calculée généralement à 9 h du matin sur toute l'année. Un supplément de 15% de la surface totale du champ PV sera requis pour les cabines onduleurs, la salle de commande et les accès. L'angle d'inclinaison fixe de Tozeur est de 30° (Latitude : $33,9^\circ$), tandis qu'il est de 45° pour Varennes (Latitude: $45,9^\circ$). Ces angles sont pratiques du point de vue structures standards et sont près de l'optimal. Les modules sont orientés au Sud dans les deux sites (azimut 0°). L'**Annexe 4** présente l'inclinaison optimale et l'horizon solaire pour les deux sites. Le calcul de la configuration du champ PV est donné par le **Tableau 3**.

Une autre configuration avec système de suivi (tracker) mono-axe (Est-Ouest) sera aussi simulée pour les deux sites. Celui-ci fera varier l'inclinaison des panneaux pour suivre

l'altitude du soleil. L'inclinaison des modules pourra donc varier de 10° à 80° .

Tableau 3: Configuration du champ PV pour les deux sites

	Tozeur		Varennes	
	Si-Poly	CdTe	Si-Poly	CdTe
Ntot	28576	22472	28576	22472
Ns /Ond.	19	4	19	4
Np/Ond.	1504	560	1504	1504
α	$18,9^\circ$	$18,9^\circ$	13°	13°
β	30°	30°	45°	45°
D (m)	9,2 m	9,4 m	14,9 m	15,2 m
Stot (ha)	15 ha	15 ha	25 ha	25 ha

SIMULATIONS ÉNERGÉTIQUE SUR PVSYST

Les six variantes de la centrale PV de 10 MW présentées dans le **Tableau 1** ont été modélisées et simulées à l'aide du logiciel PVSyst. Ceci est un logiciel très développé et permet de faire une analyse détaillée des systèmes solaires PV aussi bien énergétique qu'économique. La base des données météorologiques utilisée pour les deux sites est *Méteonorm 7.2*. Comme il est illustré en **Annexe 1**, sur toute l'année, l'irradiation solaire à Tozeur est plus grande qu'à Varennes.

Les résultats des simulations des trois variantes du site de Tozeur sont donnés par le **Tableau 4**. La variante avec suiveur Si-Tracker produit le plus d'énergie mais elle a l'indice de performance le plus faible. Pour la même inclinaison fixe, la variante CdTe produit plus que la variante Si-Poly avec un indice de performance meilleur. Pour le site de Tozeur, qui est caractérisé par une température ambiante annuelle élevée ($22,4^\circ C$), la technologie de cellules à couches minces CdTe est **5,4%** plus performante que la technologie à silicium polycristallin.

Tableau 4: Résultats de simulation pour le site de Tozeur

	Tozeur		
	Si-Poly	CdTe	Si-Trackr
Production (MWh/an)	20548	21887	21912
Productible (kWh/kWp/an)	2054	2189	2191
Indice de Performance	0,834	0,888	0,833
Prod. Normalisée (kWh/kWp/jour)	5,63	6	6
Pertes Champ (kWh/kWp/jour)	1,03	0,64	1,1
Pertes Totales (%)	16.6%	11.2%	16.7%

Les résultats des simulations des trois variantes de Varennes sont donnés par le **Tableau 5**. La variante avec suiveur Si-Tracker produit le plus d'énergie et elle a un bon indice de performance. Pour la même inclinaison fixe, la variante CdTe produit moins que la variante Si-Poly avec un indice de performance plus faible. Pour le site de Varennes, qui est caractérisé par une température ambiante annuelle froide ($6,2^\circ C$), la technologie de cellules à silicium polycristallin est

(*) Conditions Standards: T = $25^\circ C$, I = 1000 W/m², AM = 1.5.

légèrement plus performante que la technologie à couches minces CdTe.

Tableau 5: Résultats de simulation pour le site de Varennes

	Varennes		
	Si-Poly	CdTe	Si-Tracker
Production (MWh/an)	14146	14012	15016
Productible (kWh/kWp/an)	1414	1401	1501
Indice de Performance	0,904	0,896	0,904
Prod. Normalisée (kWh/kWp/jour)	3,88	3,84	4,11
Pertes Champ (kWh/kWp/jour)	0,32	0,36	0,35
Pertes Totales (%)	9,6 %	10,4%	9,6%

La Figure 2 présente une comparaison des six variantes en termes de la production et l'indice de performance. Il est remarquable que la production de la même centrale de Tozeur soit bien supérieure à celle de Varennes grâce au gisement solaire. En revanche, le meilleur indice de performance est pour le site de Varennes du fait de la température. D'un point de vue énergétique, la technologie CdTe est recommandée pour le site de Tozeur et la technologie Si-Poly avec Tracker est recommandée pour le site de Varennes.

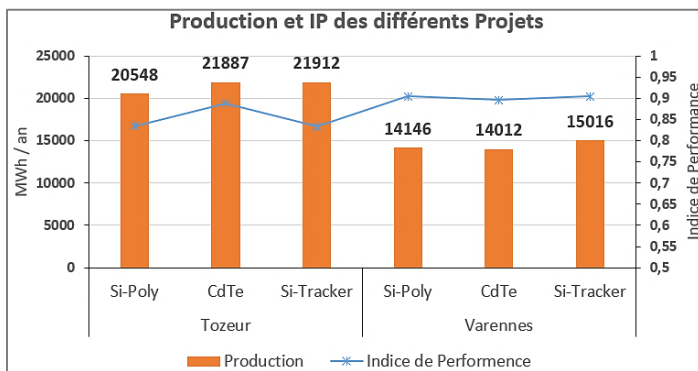


Figure 2: Production et indice de Performance des six variantes

Les bilans énergétiques de toutes les six variantes sont donnés dans l'Annexe 5. Un seul rapport complet de la simulation PVSyst est donné dans l'Annexe 6 pour la variante Varennes_Si-Tracker.

L'étude énergétique doit être complétée par une analyse économique et environnementale, objet des paragraphes suivants, afin de pouvoir trancher des recommandations.

ANALYSE FINANCIÈRE

COÛTS DU PROJET

Les coûts (en USD) des équipements de la centrale PV ainsi que la décomposition des coûts du projet sont déterminée à partir des données de la centrale de référence de cette étude, la centrale réelle de Tozeur 10 MW, et les publications de PVmagazine [8] et NREL[9]. Les coûts des principaux équipements pour les deux technologies de cellules sont donnés par le Tableau 6.

Tableau 6: Coûts des équipements PV

	Si-Poly	CdTe
Modules (\$/Wc)	0.28	0.3
Onduleurs (\$/Wc)	0.07	
Trackers	+60% de la structure, +7% du cout global	

La Figure 3 présente la structure des coûts du projet de la centrale PV commerciale connectée au réseau.

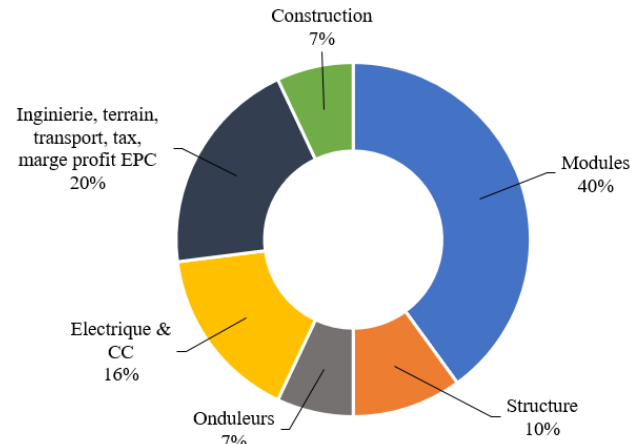


Figure 3: Décomposition des coûts du projet de centrale PV

Les données financières des six variantes étudiées sont présentées par le Tableau 7. Il est à noter que les coûts des équipements sont les mêmes pour les deux sites. Seulement les coûts de construction et du terrain sont considérés respectivement trois fois et deux fois plus chères à Varennes qu'à Tozeur. Le coût d'exploitation à Varennes est aussi plus élevé qu'à Tozeur. Les paramètres économiques (TVA, inflation et intérêt) sont spécifiques à chaque pays.

Tableau 7: Coûts des projets des six variantes de la centrale PV

	Tozeur			Varennes		
	Si-Poly	CdTe	Si-Tracker	Si-Poly	CdTe	Si-Tracker
CAPEX (M \$)	7,835	8,055	8,435	9,000	9,200	9,600
OPEX (k\$/an)	120			140		
Emprunt (%)	65%			65%		
Tarif (\$/kWh)	0,027			0,05		
Subventions	Non			0,01 \$/kWh		
Taux Tarif kWh	5%			2%		
Taux d'intérêt	6%			3%		
Taux d'inflation	5%			2%		

TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Le Tarif de l'électricité est fixé en tenant compte des tarifs locaux pour chaque pays. Pour le site de Varennes, le prix de vente du kWh est fixé à 0.05 USD soit 0.07 CAD/kWh. On considère aussi qu'une subvention de 0.01 CAD/kWh est attribuée pour promouvoir l'énergie solaire au Québec ce qui rend le prix de vente final du kWh à 0.08 CAD à payer par Hydro-Québec. Pour le site de Tozeur, le prix de vente est fixé à

0.027 USD/kWh, l'équivalent de 0.08 TND/kWh à racheter par la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) qui est le propriétaire du réseau électrique. Ce tarif est calculé en se basant sur les derniers appels d'offre pour des projets solaire PV pour les promoteurs privés dont les tarifs gagnants varient entre 0.023 et 0.035 USD/kWh[10]. Le tarif moyen basse tension facturé au consommateur final en Tunisie est de l'ordre de 0.2 TND/kWh [3]p.11 ce qui laisse une bonne marge bénéficiaire pour la STEG.

Une dégradation annuelle des modules PV de l'ordre de - 0.72% est considérée dans l'analyse économique. Cette dégradation est une donnée caractéristique des modules indiquée dans les fiches techniques du fabricant.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE FINANCIÈRE

Le résultat de l'analyse financière effectuée à l'aide de PVSyst est donné dans le **Tableau 8**. Pour le site de Tozeur, le coût actualisé de l'énergie LCOE est le plus bas pour la technologie CdTe avec 0.017 \$/kWh, tandis que pour le site de Varennes il est favorable pour les technologies Si-Poly avec et sans Tracker (0.026 \$/kWh). Ceci confirme l'analyse énergétique faite précédemment. De plus, pour le site de Varennes, même à performances égales avec la technologie Si-c sans Tracker, la variante Si-c avec Tracker est plus recommandée si on considère le facteur neige. Les Tracker permettent de déneiger les modules en les positionnant à 80° durant la nuit et occasionnellement durant la journée.

La période et le taux de retour sur investissement correspondants aux données de cette étude sont donnés dans le **Tableau 8**.

Tableau 8: Performance financière des six variantes

	Tozeur			Varennes		
	Si-Poly	CdTe	Si-Tracker	Si-Poly	CdTe	Si-Tracker
LCOE (\$/kWh)	0,018	0,017	0,019	0,026	0,027	0,026
PRI (ans)	14,7	14,2	14,7	14,2	14,6	14,2
TRI (%)	108,0%	119,0%	105,7%	94,1%	87,9%	92,6%

En moyenne, le LCOE pour le site de Tozeur est 30% inférieur à celui de Varennes. Ceci est dû principalement du gisement solaire qui est plus important à Tozeur. Le tarif de vente du kWh, qui est plus élevé à Varennes, fait que les projets des deux sites aient à peu près la même période de retour sur investissement.

Une étude de sensibilité est fort utile aussi pour savoir les limites de rentabilité de ces variantes faces aux variations de certains paramètres. Le CAPEX, le tarif du kWh et le taux d'intérêt sont des paramètres qui affectent fortement la rentabilité de ces variantes. La **Figure 4** montre la sensibilité de la PRI au tarif du kWh.

Pour avoir une PRI < 10 ans, le tarif du kWh doit être supérieure à 0.042 \$/kWh pour le site de Tozeur et 0.085 \$/kWh

pour le site de Varennes. Ceci est possible surtout pour Tozeur où le tarif facturé au consommateur final est de 0.07 \$/kWh.

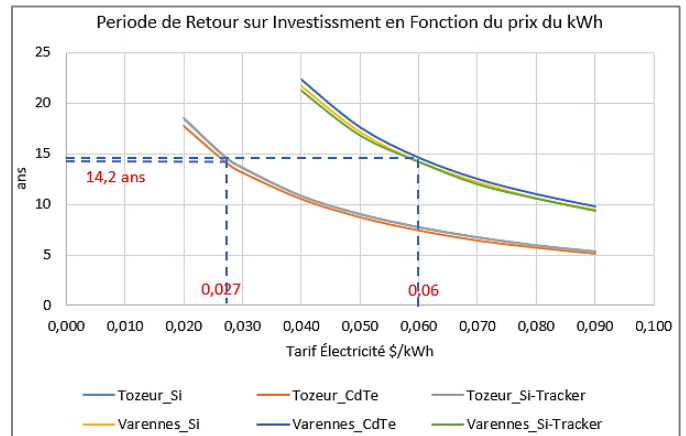


Figure 4: Sensibilité du PRI au tarif du kWh

La **Figure 5** montre la sensibilité du LCOE au CAPEX. Une augmentation de 30% du CAPEX engendre en moyenne un LCOE de 0.024 \$/kWh pour Tozeur et 0.035 \$/kWh pour Varennes. Par conséquent, le projet reste rentable économiquement même avec cette augmentation du CAPEX.

L'analyse économique montre que les six variantes sont rentables. De plus, la technologie CdTe est la plus favorable à Tozeur. Celle à silicium avec tracker est meilleure pour Varennes.

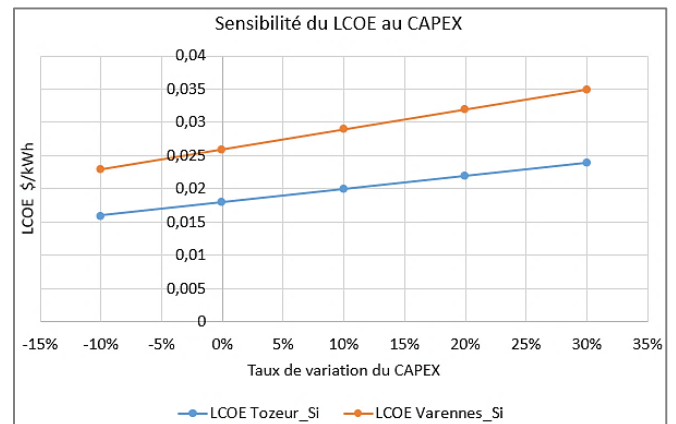


Figure 5: Sensibilité du LCOE au CAPEX

IMPACTS SUR LES ÉMISSIONS DE GES

FACTEURS D'ÉMISSION

Bien que les centrales solaires photovoltaïques ne produisent pas directement des GES, le facteur d'émission peut se calculer en prenant compte du cycle de vie de la centrale. Ce facteur considère les émissions de CO₂ produites, entre autres, lors de la fabrication de l'équipement (modules, etc.) et lors de la construction. Par la suite, ces émissions sont réparties durant toute la vie utile de la centrale pour donner un facteur d'émission. Pour la production d'électricité solaire PV, selon le GIEC, le facteur d'émission est en moyenne de 48 g CO₂/kWh pour une durée de vie de la centrale de 25 ans. [6]

BILAN DE CARBONE AVEC PVSYS

Le logiciel PVSyst permet de calculer le bilan carbone en utilisant le facteur d'émission. Les émissions du cycle de vie sont réparties sur la durée de vie de la centrale (25 ans). Le FE dépend du mix énergétique du pays, il est de 476 gCO₂/kWh pour la Tunisie et de 183 gCO₂/kWh pour le Canada. Les résultats donnent une quantité de CO₂ évité de l'ordre de 8500 tCO₂/an pour la centrale de Tozeur. Entre les différentes technologies, l'écart est plutôt faible. Pour la centrale de Varennes, les économies de CO₂ sont moindres, de l'ordre de 1700 tCO₂/an, car le mix énergétique Canadien est moins émetteur de GES.

REBOUSEMENT DE LA DETTE CARBONE

À cause des GES émis à l'implantation du projet, une dette de carbone est créée. Cette dette se rembourse à l'aide des émissions évitées. Tel que montré dans les *Figure 6* montrent le cumul du CO₂ évité pour les deux sites. La dette se rembourse autour de la deuxième année à Tozeur et autour de la septième année pour la centrale de Varennes.

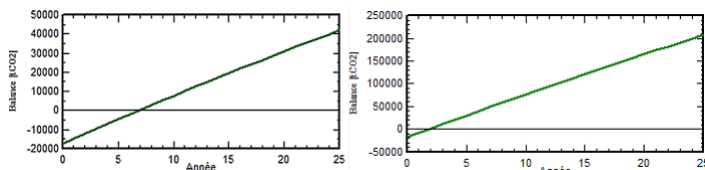


Figure 6: Remboursement de la dette CO₂ à Varennes (gauche) et à Tozeur (droite)

CONCLUSION

L'objectif de cet article est d'analyser l'effet du climat (irradiation et température) et la technologie des modules PV sur la rentabilité économique et la performance énergétique des centrales solaires PV connectées au réseau.

Des configurations typiques d'une même centrale PV de 10 MW ont été simulées à l'aide de PVSyst en changeant le site, la technologie des cellules PV, ainsi que l'ajout ou non d'un système de « tracking » solaire. Deux sites ont été utilisés dans les simulations : le site de Varennes au Québec a été considéré pour sa température et son irradiation solaire (GHI) relativement faibles de l'ordre de 6.2°C et de 1320 kWh/m²/an respectivement. Le site de Tozeur en Tunisie a été considéré pour sa température 22.4°C et son GHI de l'ordre de 2100 kWh/m²/an qui sont relativement élevés. L'étude s'est limitée sur deux technologies de cellules PV : les couches minces CdTe et le Silicium polycristallin. Ces deux technologies fortement présentes sur le marché des modules PV (3^{ème} et 1^{er} rang) ont des rendements importants (de 17% à 20%) avec des prix très compétitifs mais, elles se comportent différemment vis-à-vis la température ambiante.

Pour le site froid, Varennes, les cellules à Si-c sont plus performantes que les cellules CdTe. De plus, l'ajout d'un système de « tracking » n'affecte pas la rentabilité économique, le supplément du coût de tracking est compensé par le gain d'irradiation solaire, mais si on tient compte du facteur neige, le système de tracking est fortement recommandé dans ce cas et améliore la rentabilité économique.

Pour le site chaud, Tozeur, les modules CdTe, même avec un coût 8% plus élevé que les modules Si-c, prouvent des performances énergétiques et économiques 5% supérieures aux modules Si-c. Contrairement à Varennes, le système de tracking n'est pas rentable à Tozeur du fait de l'abondance de l'irradiation solaire même à position fixe.

En termes de recommandations, les sites bien ensoleillés (GHI > 2000 kWh/m²/an) offrent un kWh très compétitif de moins de 2 cents (USD) ce qui permet des temps de retour plus ou moins rapides en fonction des tarifs locaux de vente du kWh. Les modules CdTe sont plus recommandés pour les sites chauds et le système de tracking n'apporte pas de gain suffisant. Cependant, il est recommandé pour les sites à faible ensoleillement surtout s'il y a de la neige.

REMERCIEMENTS

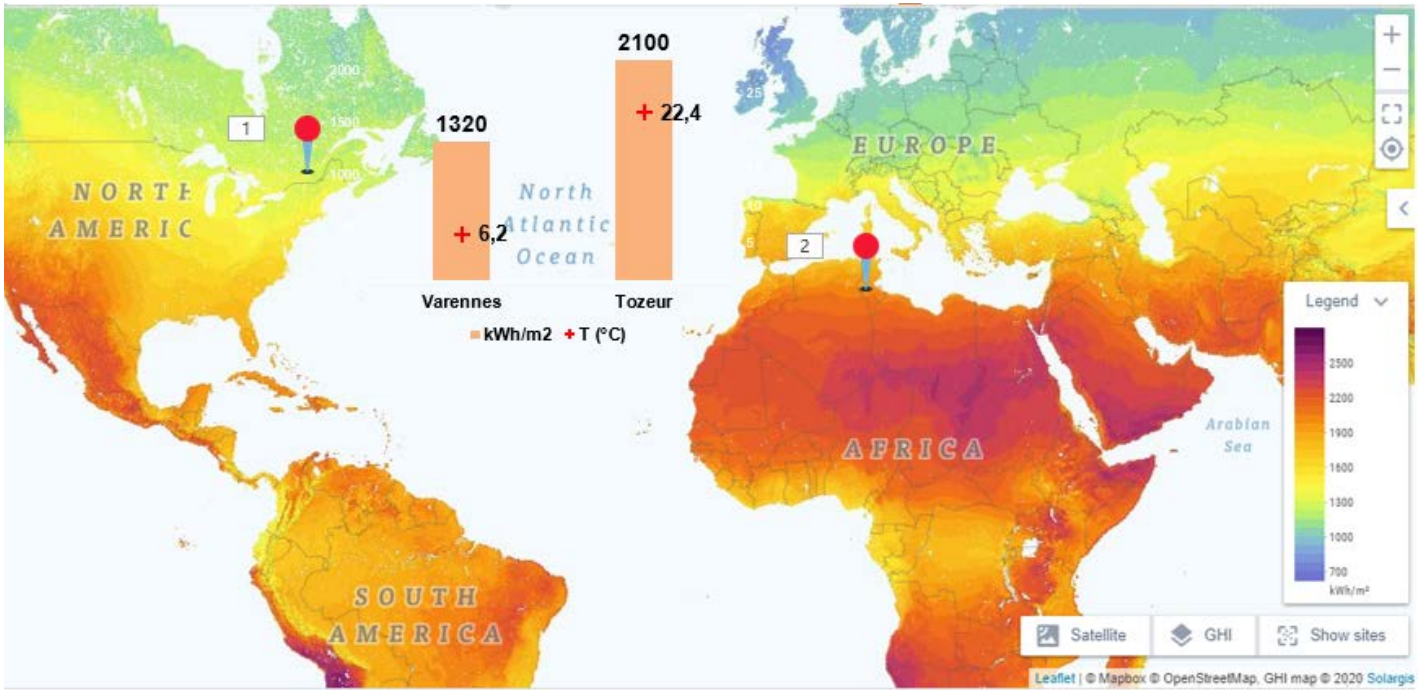
Nous remercions le Professeur Daniel Rousse pour la richesse de son cours ENR810. Merci à ceux qui partagent la connaissance pour un monde meilleur!

REFERENCES

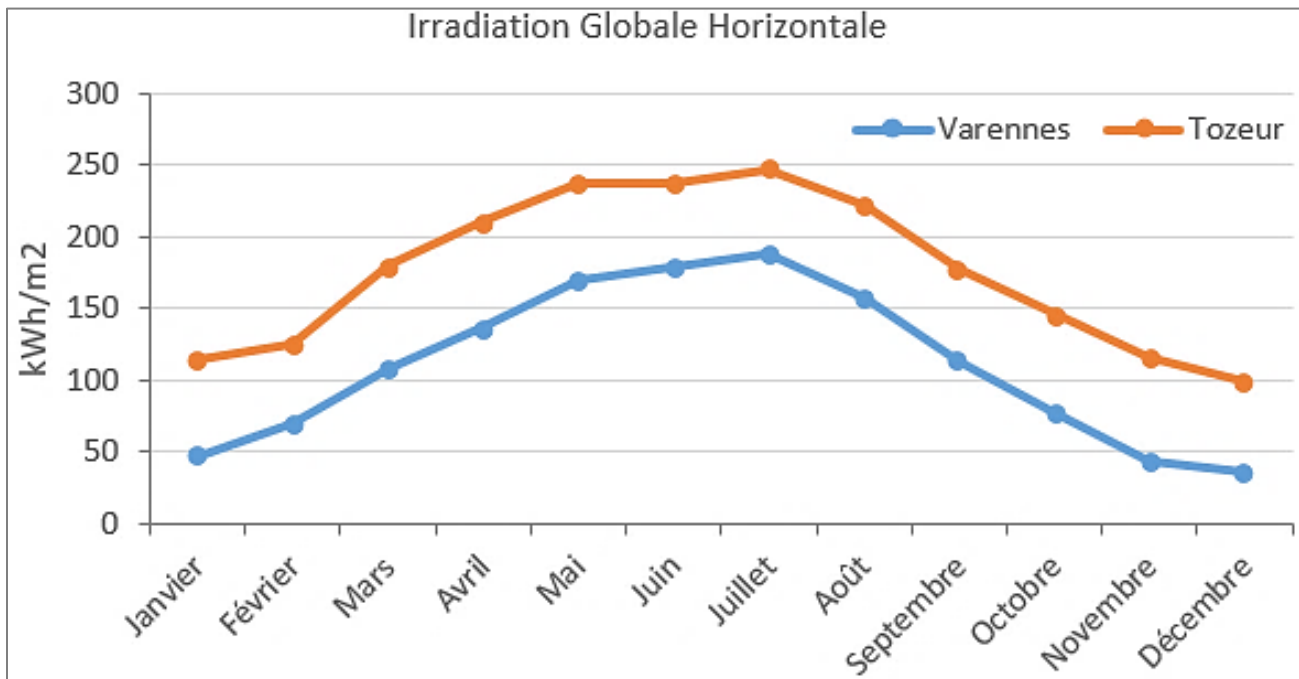
- [1] IRENA, (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, UAE, p.14
- [2] REN21, (2019), Renewables 2019 Global Status Report, *REN21 Secretariat*, Paris, France, p.94
- [3] TRACTEBEL, (2019), Projets d'énergie renouvelable en Tunisie-Guide détaillé, *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*, Tunisie, p.10
- [4] Bellini, E., (2019), La Tunisie raccorde son premier parc solaire au réseau, *pv magazine*.
- [5] Thomas Mombrini, Caractérisation des panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies. *Thèse de doctorat, Université Paris-Sud*, 16-12-2014, p.62.
- [6] Virtuani, A., Pavanello, D. and Friesen, G., (2010). Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Valence, Espagne. p.2.
- [7] Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wisner, (2014), Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, É-U.
- [8] ENKHARDT, S., (2018) Prices for monocrystalline solar modules are picking up, *PV Magazine*.
- [9] Horowitz, K., Fu R., Sun, X., Silverman, T., Woodhouse, M., and Alam, M. (2017) An Analysis of the Cost and Performance of Photovoltaic Systems as a Function of Module Area, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 15013, Denver West Parkway, Golden, CO, p.9.
- [10] <https://www.actu-economie.com/2019/12/29/la-tunisie-annonce-les-gagnants-de-lappel-doffres-photovoltaïque-de-500-mw/>



Annexe 1.1 : Gisement solaire et Température dans les sites de Varennes et Tozeur [<https://globalsolaratlas.info/map>]



Annexe 1.2 : Irradiation solaire horizontale mensuelle pour les sites de Varennes et Tozeur.



Annexe 2.1: Data Sheet Module JKM 350PP-72-DV

PVSYST V6.86		09/04/20	Page 1/1
Caractéristiques d'un module PV			
Fabricant, modèle :	Jinkosolar, JKM 350PP-72-DV		
Disponibilité :	Prod. depuis 2018		
Source des données :	Manufacturer 2017		
Puissance STC (fabricant)	Pnom	350 Wc	Technologie
Dimensions module (L x H)	0.992 x 1.968	m ²	Surface brute module
Nombre de cellules	1 x 72		Surf. sensible (cellules)
			Si-poly
			Smodule 1.95 m ²
			Scellules 1.75 m ²
Spécifications pour le modèle (fabricant ou données mesurées)			
Température de référence	TRef	25 °C	Irradiance de référence
Tension de circuit ouvert	Vco	48.0 V	Courant de court-circuit
Tension au point de puiss. max.	Vmpp	38.6 V	Courant au point de puiss. max.
=> puissance maximale	Pmpp	350.1 W	Coeff. de temp. sur Isc
			GRef 1000 W/m ²
			Isc 9.36 A
			Imp 9.07 A
			mulsc 5.6 mA/°C
Paramètres du modèle à 1 diode			
Résistance parall.	Rparall	650 ohm	Courant de saturation diode
Résistance série	Rsérie	0.30 ohm	Coeff. de tempér. Vco
			µVco -165 mV/°C
			Facteur de qualité diode
			Gamma 0.98
Coeff. de temp. sur Pmpp spécifié	µPMaxR	-0.40 %/°C	Coeff. tempér. sur Gamma
			muGamma -0.001 1/°C
Paramètres de polarisation inverse, pour comportements ombrages partiels ou mismatch			
Caractéristique inverse (noir)	BRev	3.20 mA/V ²	(facteur quadratique par cellule)
Nbre de diodes by-pass par module		3	Tension des diodes by-pass
			-0.7 V
Résultats du modèle pour les conditions standard (STC: T=25°C, G=1000 W/m², AM=1.5)			
Tension au point de puiss. max.	Vmpp	39.7 V	Courant au point de puiss. max.
Puissance maximale	Pmpp	352.9 Wc	Coeff. de temp. sur puissance
Efficacité(/ Surf. module)	Eff_mod.	18.1 %	Facteur de remplissage
Efficacité(/ Surf. cellules)	Eff_cell.	20.1 %	FF 0.785
			Imp 8.89 A
			muPmpp -0.39 %/°C
Module PV: Jinkosolar, JKM 350PP-72-DV 			
PVsyst Evaluation mode			

Annexe 2.2: Data Sheet Module FS-6445A

FIRST SOLAR SERIES 6™

MODEL TYPES AND RATINGS AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000W/m², AM 1.5, 25°C)¹

NOMINAL VALUES		FS-6420 FS-6420A	FS-6425 FS-6425A	FS-6430 FS-6430A	FS-6435 FS-6435A	FS-6440 FS-6440A	FS-6445 FS-6445A	FS-6450 FS-6450A
Nominal Power ² (-0/+5%)	P _{MAX} (W)	420.0	425.0	430.0	435.0	440.0	445.0	450.0
Efficiency (%)	%	17.0	17.2	17.4	17.6	17.8	18.0	18.2
Voltage at P _{MAX}	V _{MAX} (V)	180.4	181.5	182.6	183.6	184.7	185.7	186.8
Current at P _{MAX}	I _{MAX} (A)	2.33	2.34	2.36	2.37	2.38	2.40	2.41
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	218.5	218.9	219.2	219.6	220.0	220.4	221.1
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	2.54	2.54	2.54	2.55	2.55	2.56	2.57
Maximum System Voltage	V _{SYS} (V)	1500 ⁵						
Limiting Reverse Current	I _R (A)	5.0						
Maximum Series Fuse	I _{CF} (A)	5.0						

RATINGS AT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE OF 45°C (800W/m², 20°C air temperature, AM 1.5, 1m/s wind speed)²

		FS-6420	FS-6425	FS-6430	FS-6435	FS-6440	FS-6445	FS-6450
Nominal Power	P _{MAX} (W)	317.2	320.9	324.7	328.5	332.4	336.0	339.9
Voltage at P _{MAX}	V _{MAX} (V)	168.7	169.8	170.9	172.0	173.1	174.1	175.2
Current at P _{MAX}	I _{MAX} (A)	1.88	1.89	1.90	1.91	1.92	1.93	1.94
Open Circuit Voltage	V _{OC} (V)	206.3	206.6	207.0	207.3	207.7	208.0	208.8
Short Circuit Current	I _{SC} (A)	2.04	2.05	2.05	2.06	2.06	2.06	2.07

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85
Temperature Coefficient of P _{MAX}	T _K (P _{MAX})	-0.32%/°C [Temperature Range: 25°C to 75°C]
Temperature Coefficient of V _{OC}	T _K (V _{OC})	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	T _K (I _{SC})	+0.04%/°C

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	2009mm
Width	1232mm
Thickness	49mm
Area	2.47m ²
Module Weight	36kg
Leadwire ⁶	2.5mm ² , 720mm (+) & Bulkhead (-)
Connectors	MC4-EVO 2 or alternate
Bypass Diode	N/A
Cell Type	Thin film CdTe semiconductor, up to 264 cells
Frame Material	Anodized Aluminum
Front Glass	2.8mm heat strengthened Series 6A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	2.2mm heat strengthened
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Frame to Glass Adhesive	Silicone
Load Rating ⁷	2400Pa

PACKAGING INFORMATION

Modules Per Pallet	27	Pallet Dimensions (L x W x H)	2200 x 1300 x 1164mm (86 x 51 x 45.8in)
Pallet Weight	1072kg	Pallets per 40' Container	18

Disclaimer

The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

CERTIFICATIONS AND TESTS

IEC
61215:2016 & 61730-1:2016⁵, CE
61701 Salt Mist Corrosion
60068-2-68 Dust and Sand Resistance

UL
UL 1703 Listed⁵

REGIONAL CERTIFICATIONS

MCS SII
InMetro⁴ FSEC
BIS⁴ MyHijau

EXTENDED DURABILITY TESTS

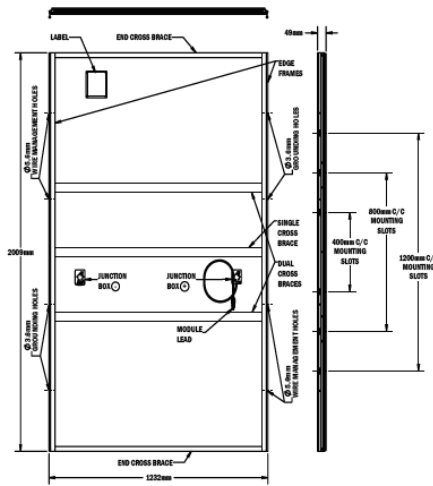
ANSI/CAN/CSA-C450-18
Long-Term Sequential Thresher Test
PID Resistant

QUALITY & EHS

ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018



MECHANICAL DRAWING



Install in portrait only

- Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions
- All ratings ±10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
- Measurement uncertainty applies
- Testing Certifications/Listings pending
- IEC 61730-1: 2016 Class II | ULC 1703 1000V listed
- Leadwire length from junction box exit to connector mating surface
- Higher load ratings can be met with additional support, subject to testing

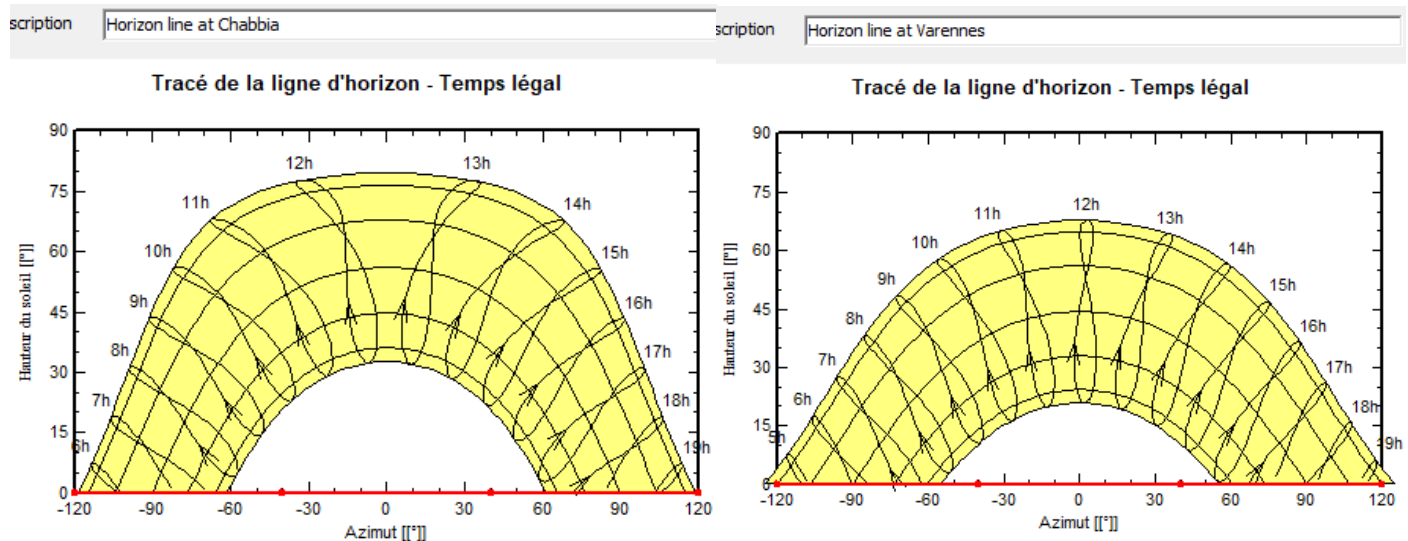
Annexe 3: Fiche technique de l'onduleur ABB PVS800-57-1000kW-C

Technical data and types				
Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Input (DC)				
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{max(DC)}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{max(DC)}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)				
Nominal power ($P_{N(AC)}$) ²⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ²⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ³⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ³⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁴⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁵⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency				
Maximum ⁶⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁶⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption				
Own consumption in operation	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ⁷⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. ⁸⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

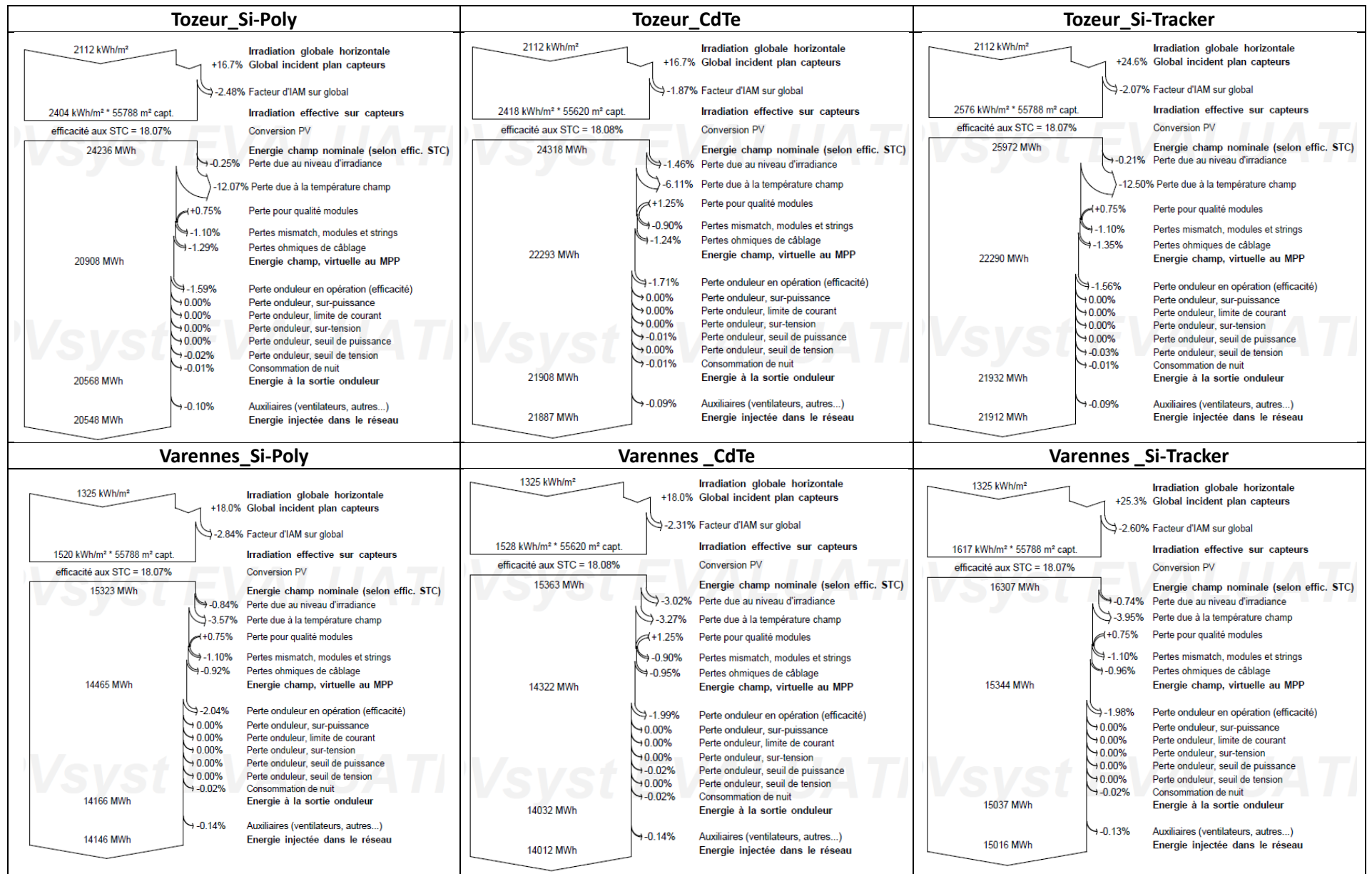
¹⁾ 630 kW at 45 °C. 500, 875 and 1000 kW at 50 °C.
²⁾ At 25 °C. See the user manual for details.
³⁾ +/- 10%
⁴⁾ At nominal power

⁵⁾ Inverter side must be IT type
⁶⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}
⁷⁾ 115 V, 60 Hz optional
⁸⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

Annexe 4 : Inclinaison et Horizon solaire pour les sites de Varennes et Tozeur



Annexe 5 : Bilans Energétique des six variantes simulées



PVSYST V6.86		29/03/20	Page 1/9
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Varennes		
Site géographique	Varennes	Pays	Canada
Situation	Latitude 45.69° N	Longitude	-73.42° W
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU-5	Altitude	5 m
Données météo:	Varennes	Meteonorm 7.2 (1991-2005), Sat=97% - Synthétique	
Variante de simulation : Varennes_Poly_Tracker			
	Date de la simulation	27/03/20 à 18h19	
Paramètres de simulation	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Plan suiveur, axe horizontal E-O		Azim normal à l'axe	0°
Limites de course	Inclin. minimum 10°	Inclin. maximale	80°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-poly	Modèle	JKM 350PP-72-DV
Paramètres définis par l'utilisateur		Fabricant	Jinkosolar
Nombre de modules PV		En série	19 modules
Nombre total de modules PV		Nbre modules	28576
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	10002 kWc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	675 V
Surface totale		Surface modules	55788 m²
		Surface cellule	50079 m²
Onduleur		Modèle	PVS800-57-1000kW-C
Base de données PVSyst originale		Fabricant	ABB
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	600-850 V	Puissance unitaire 1000 kWac
			Puissance max. (=>25°C) 1200 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	10 unités	Puissance totale 10000 kWac
			Rapport Pnom 1.00
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	0.85 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes 0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Pertes auxiliaires	Constante (ventilateurs)	4.80 kW	depuis seuil de puissance 0.0 kW

PVSYST V6.86	29/03/20	Page 2/9																																																																																																																														
Système couplé au réseau: Résultats principaux																																																																																																																																
Projet : Varennes																																																																																																																																
Variante de simulation : Varennes_Poly_Tracker																																																																																																																																
Principaux paramètres système																																																																																																																																
Orientation plan capteurs	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages																																																																																																																														
Modules PV	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe 0°																																																																																																																														
Champ PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV Pnom 350 Wc																																																																																																																														
Onduleur	Nombre de modules	28576 Pnom total 10002 kWc																																																																																																																														
Batterie d'onduleurs	Modèle	PVS800-57-1000kW-C Pnom 1000 kW ac																																																																																																																														
Besoins de l'utilisateur	Nombre d'unités	10.0 Pnom total 10000 kW ac																																																																																																																														
	Charge illimitée (réseau)																																																																																																																															
Principaux résultats de la simulation																																																																																																																																
Production du système	Energie produite	15016 MWh/an																																																																																																																														
	Indice de performance (PR)	90.42 %																																																																																																																														
Investissement	Global avec taxes	9599814.72 USD																																																																																																																														
Coût annuel	Annuités (Emprunt 3.00%, 10 ans)	773699.62 USD/an																																																																																																																														
Coût de l'énergie	Coût exploitation	-26426.00 USD/an																																																																																																																														
	Spécifique	0.96 USD/Wp																																																																																																																														
	Durée amort.	14.2 ans																																																																																																																														
<p>Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 10002 kWc</p> <p>Indice de performance (PR)</p>																																																																																																																																
<p>Varennes_Poly_Tracker</p> <p>Bilans et résultats principaux</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T_Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Janvier</td><td>46.9</td><td>19.81</td><td>-10.91</td><td>105.9</td><td>104.2</td><td>1071</td><td>1047</td><td>0.989</td></tr> <tr><td>Février</td><td>69.1</td><td>27.08</td><td>-9.24</td><td>122.8</td><td>120.5</td><td>1223</td><td>1197</td><td>0.974</td></tr> <tr><td>Mars</td><td>108.0</td><td>45.85</td><td>-2.38</td><td>144.4</td><td>140.7</td><td>1387</td><td>1357</td><td>0.940</td></tr> <tr><td>Avril</td><td>136.6</td><td>68.72</td><td>5.92</td><td>153.8</td><td>149.3</td><td>1436</td><td>1405</td><td>0.913</td></tr> <tr><td>Mai</td><td>170.3</td><td>84.05</td><td>12.92</td><td>179.1</td><td>173.6</td><td>1615</td><td>1581</td><td>0.883</td></tr> <tr><td>Juin</td><td>179.0</td><td>86.05</td><td>18.40</td><td>183.2</td><td>177.8</td><td>1612</td><td>1580</td><td>0.862</td></tr> <tr><td>Juillet</td><td>188.0</td><td>81.70</td><td>20.52</td><td>194.2</td><td>188.4</td><td>1692</td><td>1659</td><td>0.854</td></tr> <tr><td>Août</td><td>157.4</td><td>78.90</td><td>19.67</td><td>172.2</td><td>166.9</td><td>1512</td><td>1482</td><td>0.860</td></tr> <tr><td>Septembre</td><td>113.2</td><td>53.73</td><td>15.27</td><td>134.6</td><td>130.8</td><td>1200</td><td>1174</td><td>0.872</td></tr> <tr><td>Octobre</td><td>77.2</td><td>37.96</td><td>8.19</td><td>115.6</td><td>113.0</td><td>1074</td><td>1050</td><td>0.908</td></tr> <tr><td>Novembre</td><td>43.7</td><td>24.88</td><td>2.40</td><td>79.7</td><td>78.2</td><td>767</td><td>749</td><td>0.939</td></tr> <tr><td>Décembre</td><td>35.6</td><td>20.29</td><td>-7.10</td><td>75.0</td><td>73.7</td><td>756</td><td>737</td><td>0.982</td></tr> <tr><td>Année</td><td>1324.9</td><td>629.02</td><td>6.22</td><td>1660.5</td><td>1617.2</td><td>15344</td><td>15016</td><td>0.904</td></tr> </tbody> </table> <p>Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale DiffHor Irradiation diffuse horizontale T_Amb T amb. GlobInc Global incident plan capteurs GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages EArray Energie effective sortie champ E_Grid Energie injectée dans le réseau PR Indice de performance</p>				GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	Janvier	46.9	19.81	-10.91	105.9	104.2	1071	1047	0.989	Février	69.1	27.08	-9.24	122.8	120.5	1223	1197	0.974	Mars	108.0	45.85	-2.38	144.4	140.7	1387	1357	0.940	Avril	136.6	68.72	5.92	153.8	149.3	1436	1405	0.913	Mai	170.3	84.05	12.92	179.1	173.6	1615	1581	0.883	Juin	179.0	86.05	18.40	183.2	177.8	1612	1580	0.862	Juillet	188.0	81.70	20.52	194.2	188.4	1692	1659	0.854	Août	157.4	78.90	19.67	172.2	166.9	1512	1482	0.860	Septembre	113.2	53.73	15.27	134.6	130.8	1200	1174	0.872	Octobre	77.2	37.96	8.19	115.6	113.0	1074	1050	0.908	Novembre	43.7	24.88	2.40	79.7	78.2	767	749	0.939	Décembre	35.6	20.29	-7.10	75.0	73.7	756	737	0.982	Année	1324.9	629.02	6.22	1660.5	1617.2	15344	15016	0.904
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																								
Janvier	46.9	19.81	-10.91	105.9	104.2	1071	1047	0.989																																																																																																																								
Février	69.1	27.08	-9.24	122.8	120.5	1223	1197	0.974																																																																																																																								
Mars	108.0	45.85	-2.38	144.4	140.7	1387	1357	0.940																																																																																																																								
Avril	136.6	68.72	5.92	153.8	149.3	1436	1405	0.913																																																																																																																								
Mai	170.3	84.05	12.92	179.1	173.6	1615	1581	0.883																																																																																																																								
Juin	179.0	86.05	18.40	183.2	177.8	1612	1580	0.862																																																																																																																								
Juillet	188.0	81.70	20.52	194.2	188.4	1692	1659	0.854																																																																																																																								
Août	157.4	78.90	19.67	172.2	166.9	1512	1482	0.860																																																																																																																								
Septembre	113.2	53.73	15.27	134.6	130.8	1200	1174	0.872																																																																																																																								
Octobre	77.2	37.96	8.19	115.6	113.0	1074	1050	0.908																																																																																																																								
Novembre	43.7	24.88	2.40	79.7	78.2	767	749	0.939																																																																																																																								
Décembre	35.6	20.29	-7.10	75.0	73.7	756	737	0.982																																																																																																																								
Année	1324.9	629.02	6.22	1660.5	1617.2	15344	15016	0.904																																																																																																																								

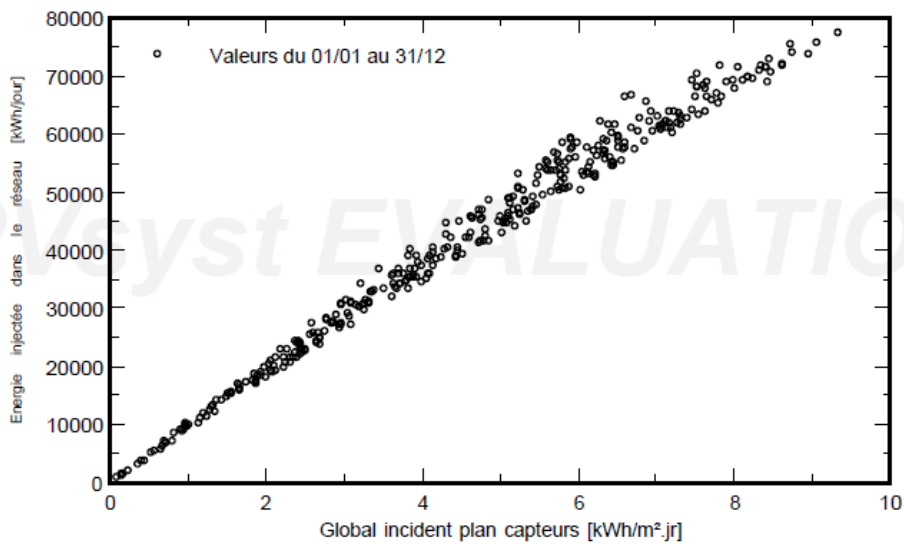
Système couplé au réseau: Graphiques spéciaux

Projet : **Varennes**

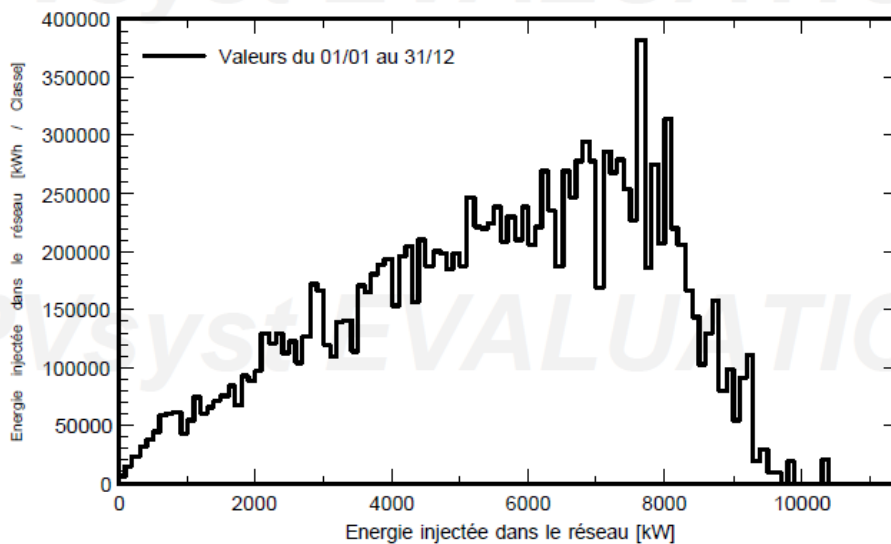
Variante de simulation : **Varennes_Poly_Tracker**

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système

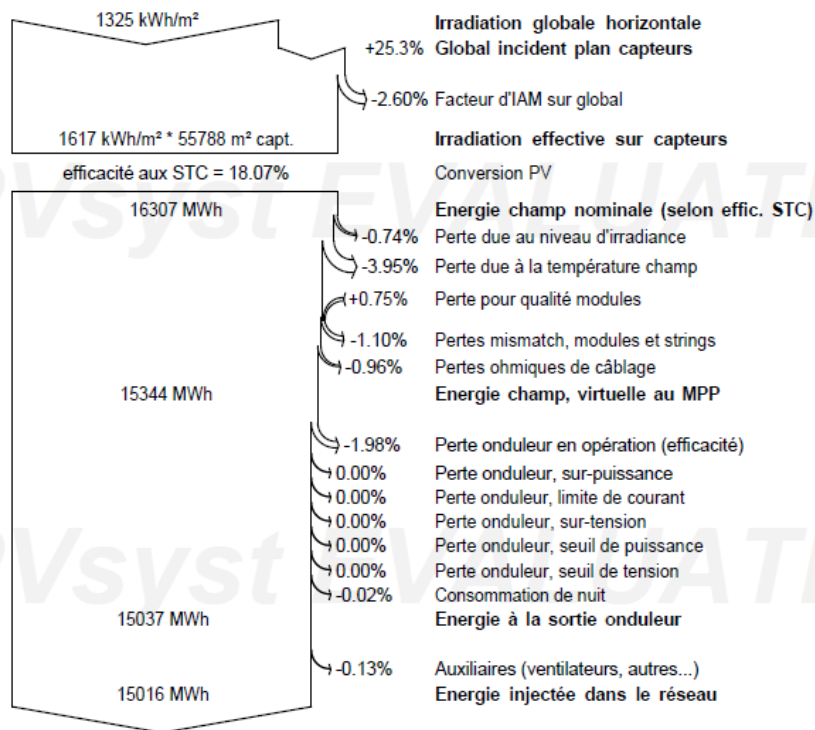


Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : Varennes
Variante de simulation : Varennes_Poly_Tracker

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages		
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°	
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom	350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total	10002 kWc
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom	1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total	10000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière



PVSYST V6.86		29/03/20	Page 5/9
Système couplé au réseau: Evaluation économique			
Projet : Varennes			
Variante de simulation : Varennes_Poly_Tracker			
Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		
Investissement			
Coûts directs			
Modules PV			
JKM 350PP-72-DV	28576 unités	97.98 USD / unité	2'799'876.48 USD
Héliostats	28576 unités	48.99 USD / unité	1'399'938.24 USD
Onduleurs			
PVS800-57-1000kW-C	10 unités	70'000.00 USD / unité	700'000.00 USD
Etudes et analyses			
Ingénierie			200'000.00 USD
Installation			
Transport			200'000.00 USD
Accessoires, fixation, visserie			1'600'000.00 USD
Câblage			700'000.00 USD
Réglages			100'000.00 USD
Connexion au réseau			650'000.00 USD
Assurance			
Assurance des bâtiments			25'000.00 USD
Assurance du transport			50'000.00 USD
Assurance responsabilité			30'000.00 USD
Assurance retard de démarrage			50'000.00 USD
Coûts fonciers			
Achat du terrain			300'000.00 USD
Préparation du terrain			50'000.00 USD
		Investissement brut	8'854'814.72 USD
Taxes et subventions			
Taxes			
TVA			745'000.00 USD
		Investissement net (CAPEX)	9'599'814.72 USD
Coûts d'exploitation			
Entretien			
Salaires			60'000.00 USD / an
Réparations			20'000.00 USD / an
Nettoyage			40'000.00 USD / an
Assurance			
Assurance des installations			20'000.00 USD / an
Subventions			-141'470.00 USD / an
Crédit CO2			-24'956.00 USD / an
		Total (OPEX)	-26'426.00 USD / an
		Coûts d'exploitation (OPEX) inflation inc. (2.00%)	-33'214.17 USD / an

PVSYST V6.86		29/03/20	Page 6/9
Système couplé au réseau: Evaluation économique			
Projet :		Varennes	
Variante de simulation : Varennes_Poly_Tracker			
Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		
Résumé du système			
Investissement net			9'599'814.72 USD
Capitaux propres			3'000'000.00 USD
Emprunt (10 ans)	Taux 3.00 % / an	Annuités 773'699.62 USD / an	6'599'814.72 USD
Coût annuel total (inc. inflation 2.00 % / an)			276'265.68 USD / an
Energie produite			15016 MWh / an
Coût de l'énergie produite			0.026 USD / kWh
(somme des coûts sur la durée de vie du projet / énergie totale produite sur la durée de vie du projet)			
<i>PVsyst EVALUATION</i>			
<i>PVsyst EVALUATION</i>			
<i>PVsyst EVALUATION</i>			

PVSYST V6.86		29/03/20	Page 7/9
Système couplé au réseau: Bilan financier à long terme			
Projet :		Varennes	
Variante de simulation :		Varennes_Poly_Tracker	
Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		
Vente d'électricité			
Tarif de rachat		0.05 USD/kWh	
Durée de la période de tarif garanti		25 ans	
Taxe de connexion annuelle		0.00 USD	
Variation annuelle du tarif		2.0 % / an	
Variation du tarif de rachat après la période garantie		-100.00 %	
Retour sur investissement			
Durée du projet		25 ans	
Durée d'amortissement		14.2 ans	
Bénéfice net à la fin de la durée de vie		8'885'456.58 USD	
Retour sur investissement (ROI)		92.6 %	
Bénéfice annuel net (kUSD)		Cashflow cumulé (kUSD)	

PVSYST V6.86		29/03/20	Page 8/9							
Système couplé au réseau: Bilan financier à long terme										
Projet :		Varennes								
Variante de simulation :		Varennes_Poly_Tracker								
Principaux paramètres système										
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Pas de scène 3D, pas d'ombrages								
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc							
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc							
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac							
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac							
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)									
Résultats économiques détaillés (USD)										
An	Energie vendue	Capital amorti	Intérêts 3.00%	Coût exploit.	Dotati. amorti.	Bénéf. imposab.	Taxe 20.00%	Après impôt	Bénéf. cumul.	% amorti
2021	750'820	575'705	197'994	-26'426	354'193	225'059	45'012	-41'465	-41'465	5.6%
2022	760'476	592'976	180'723	-26'955	354'193	252'514	50'503	-36'772	-78'238	11.4%
2023	769'921	610'766	162'934	-27'494	354'193	280'288	56'058	-32'343	-110'581	17.4%
2024	779'156	629'089	144'611	-28'043	354'193	308'396	61'679	-28'179	-138'760	23.6%
2025	788'181	647'961	125'738	-28'604	354'193	336'854	67'371	-24'285	-163'045	30.1%
2026	796'995	667'400	106'300	-29'176	354'193	365'680	73'136	-20'664	-183'709	36.9%
2027	805'600	687'422	86'278	-29'760	354'193	394'890	78'978	-17'318	-201'027	43.9%
2028	813'994	708'045	65'655	-30'355	354'193	424'502	84'900	-14'251	-215'278	51.1%
2029	822'178	729'286	44'414	-30'962	354'193	454'534	90'907	-11'466	-226'744	58.6%
2030	830'152	751'165	22'535	-31'582	354'193	485'006	97'001	-8'968	-235'712	66.3%
2031	837'915	0	0	-32'213	354'193	515'936	103'187	766'941	531'229	74.3%
2032	845'468	0	0	-32'857	354'193	524'133	104'827	773'499	1'304'729	82.3%
2033	852'811	0	0	-33'515	354'193	532'133	106'427	779'899	2'084'628	90.5%
2034	859'944	0	0	-34'185	354'193	539'936	107'987	786'142	2'870'769	98.7%
2035	866'867	0	0	-34'869	354'193	547'543	109'509	792'227	3'662'996	106.9%
2036	873'579	0	0	-35'566	354'193	554'952	110'990	798'154	4'461'151	115.2%
2037	880'081	0	0	-36'277	354'193	562'166	112'433	803'925	5'265'076	123.6%
2038	886'373	0	0	-37'003	354'193	569'183	113'837	809'539	6'074'615	132.0%
2039	892'455	0	0	-37'743	354'193	576'005	115'201	814'996	6'889'611	140.5%
2040	898'326	0	0	-38'498	354'193	582'631	116'526	820'298	7'709'909	149.1%
2041	903'987	0	0	-39'268	354'193	589'062	117'812	825'442	8'535'351	157.7%
2042	909'438	0	0	-40'053	354'193	595'299	119'060	830'431	9'365'783	166.3%
2043	914'679	0	0	-40'854	354'193	601'340	120'268	835'265	10'201'048	175.0%
2044	919'709	0	0	-41'671	354'193	607'188	121'438	839'943	11'040'991	183.8%
2045	924'530	0	0	-42'505	354'193	612'842	122'568	844'466	11'885'457	192.6%
Total	21'183'634	6'599'815	1'137'182	-846'433	8'854'815	12'038'071	2'407'614	11'885'457	11'885'457	192.6%

PVSYST V6.86		29/03/20	Page 9/9																
Système couplé au réseau: CO2 Balance																			
Projet :		Varennes																	
Variante de simulation :		Varennes_Poly_Tracker																	
Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages																	
Orientation plan capteurs	Suiveur, axe horizontal E-O	Azim normal à l'axe	0°																
Modules PV	Modèle	JKM 350PP-72-DV	Pnom 350 Wc																
Champ PV	Nombre de modules	28576	Pnom total 10002 kWc																
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom 1000 kW ac																
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total 10000 kW ac																
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)																		
Produced Emissions	Total:	17478.74 tCO2																	
	Source:	Detailed calculation from table below																	
Replaced Emissions	Total:	82440.0 tCO2																	
	System production:	15016.39 MWh/an	Lifetime: 30 years																
			Annual Degradation: 1.0 %																
	Grid Lifecycle Emissions:	183 gCO2/kWh																	
	Source:	IEA List	Country: Canada																
CO2 Emission Balance	Total:	54051.6 tCO2																	
System Lifecycle Emissions Details:																			
Item	Modules	Supports																	
LCE	1713 kgCO2/kWc	1.22 kgCO2/kg																	
Quantity	10002 kWc	285760 kg																	
Subtotal [kgCO2]	17129940	348802																	
<p>The graph shows a linear relationship between time (in years) and saved CO2 emissions (in gCO2). The x-axis ranges from 0 to 30 years, and the y-axis ranges from -20,000 to 60,000 gCO2. A single green line starts at (0,0) and reaches approximately 50,000 gCO2 at 30 years.</p> <table border="1"> <caption>Estimated data for Saved CO2 Emission vs. Time</caption> <thead> <tr> <th>Année</th> <th>Balance [gCO2]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>5</td><td>10000</td></tr> <tr><td>10</td><td>20000</td></tr> <tr><td>15</td><td>30000</td></tr> <tr><td>20</td><td>40000</td></tr> <tr><td>25</td><td>50000</td></tr> <tr><td>30</td><td>60000</td></tr> </tbody> </table>				Année	Balance [gCO2]	0	0	5	10000	10	20000	15	30000	20	40000	25	50000	30	60000
Année	Balance [gCO2]																		
0	0																		
5	10000																		
10	20000																		
15	30000																		
20	40000																		
25	50000																		
30	60000																		