

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: Cout 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

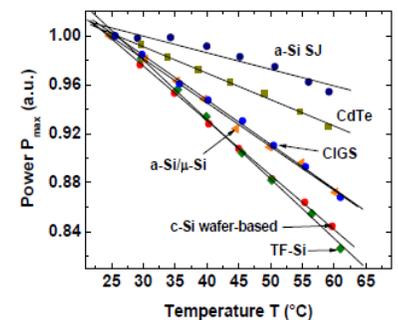
| Tech. Site | Si-polycristallin | CdTe | Si-poly & Tracker |
|------------|-------------------|---------------|---------------------|
| Varennes | Varennes_Si-Poly | Varennes_CdTe | Varennes_Si-Tracker |
| Tozeur | Tozeur_Si-Poly | Tozeur_CdTe | Tozeur_Si-Tracker |

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.

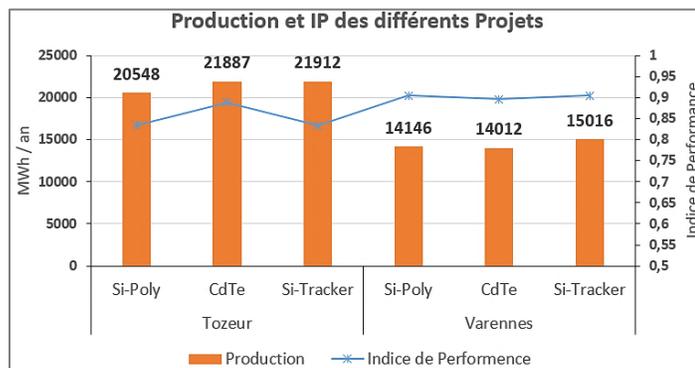


Figure 2: Production et indice de Performance des six variantes

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.

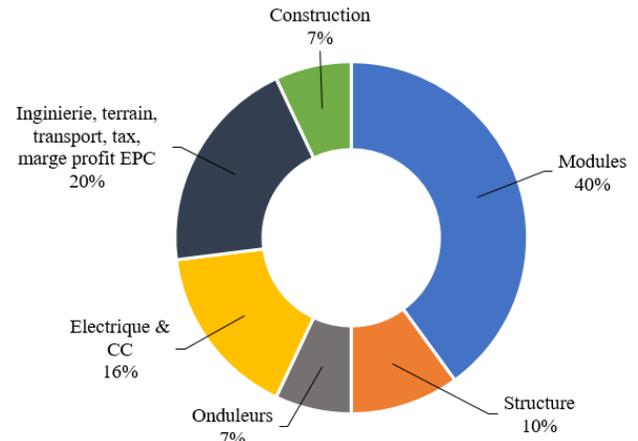


Figure 3: Décomposition des coûts du projet de centrale PV

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.

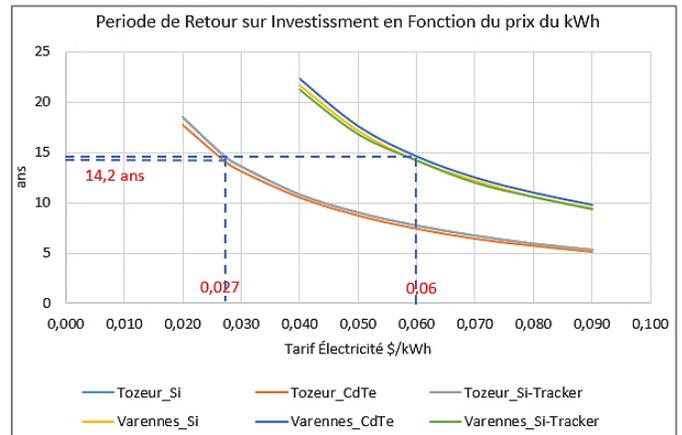


Figure 4: Sensibilité du PRI au tarif du kWh

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.

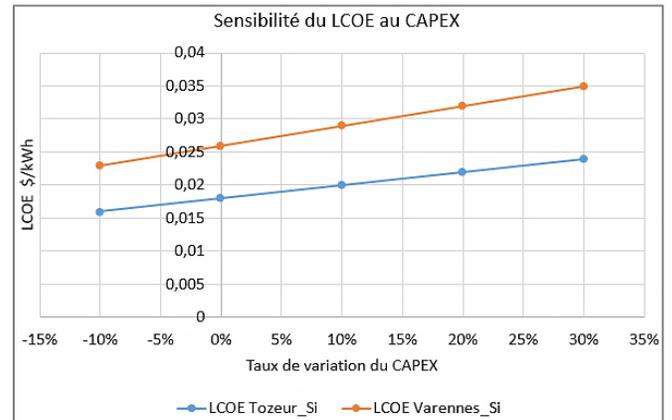


Figure 5: Sensibilité du LCOE au CAPEX

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.

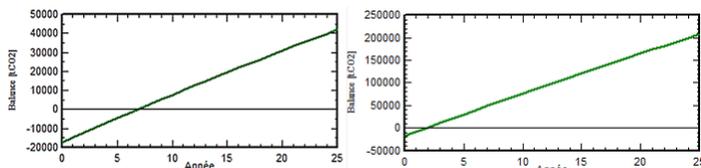


Figure 6: Remboursement de la dette CO₂ à Varennes (gauche) et à Tozeur (droite)

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!

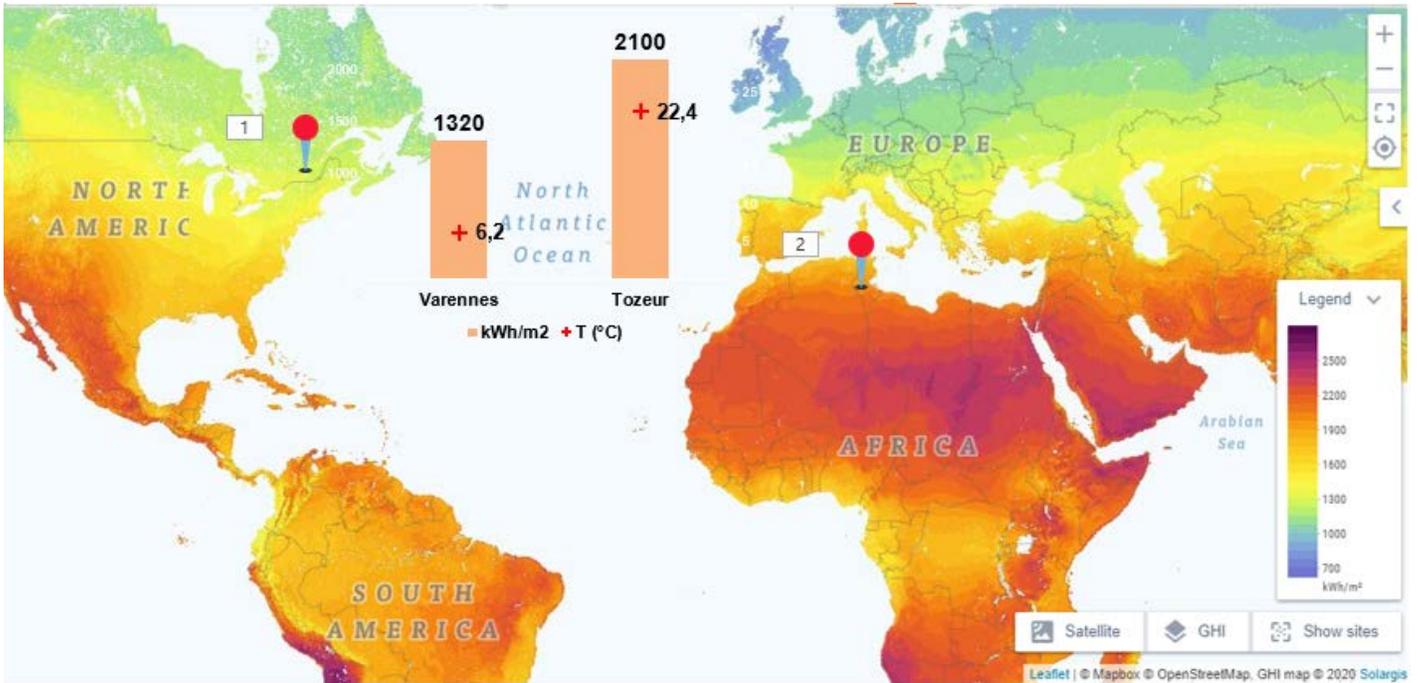
REFERENCES

- [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-photovoltaique-de-500-mw/>

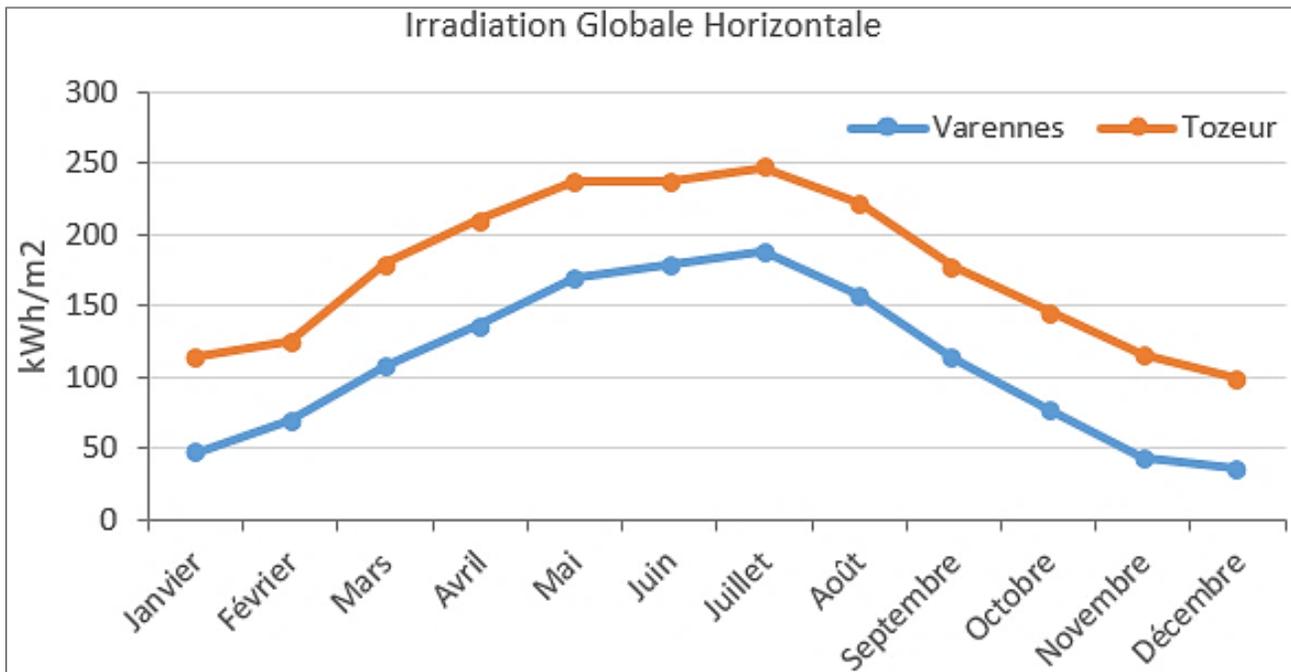
ANNEXES



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.



| | | | |
|---|------------------------------------|------------------------|-----------------------------------|
| 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

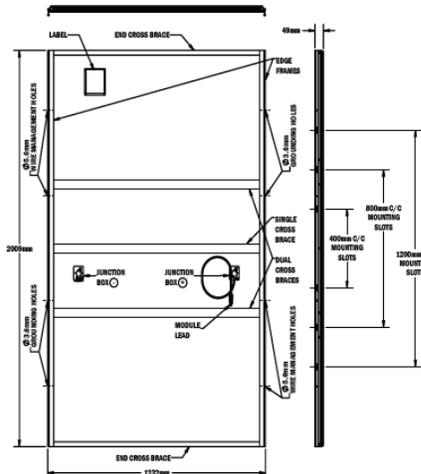
ANSI/CAN/CSA-C450-18
Long-Term Sequential
Thresher Test
PID Resistant

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

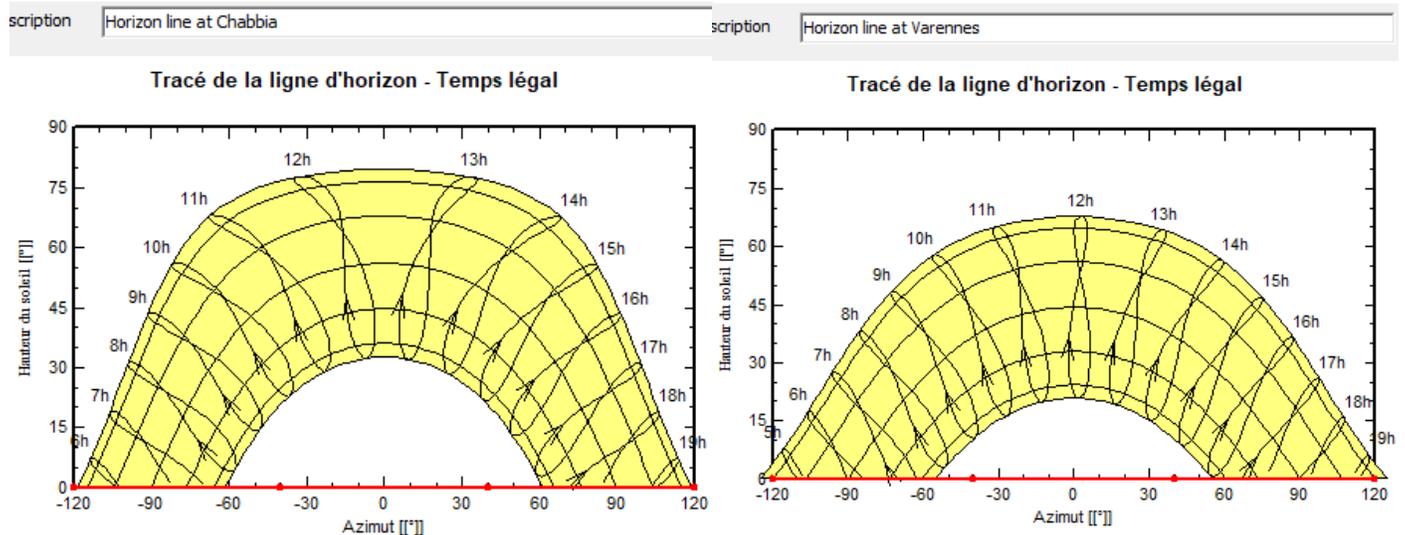
firstsolar.com | info@firstsolar.com

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

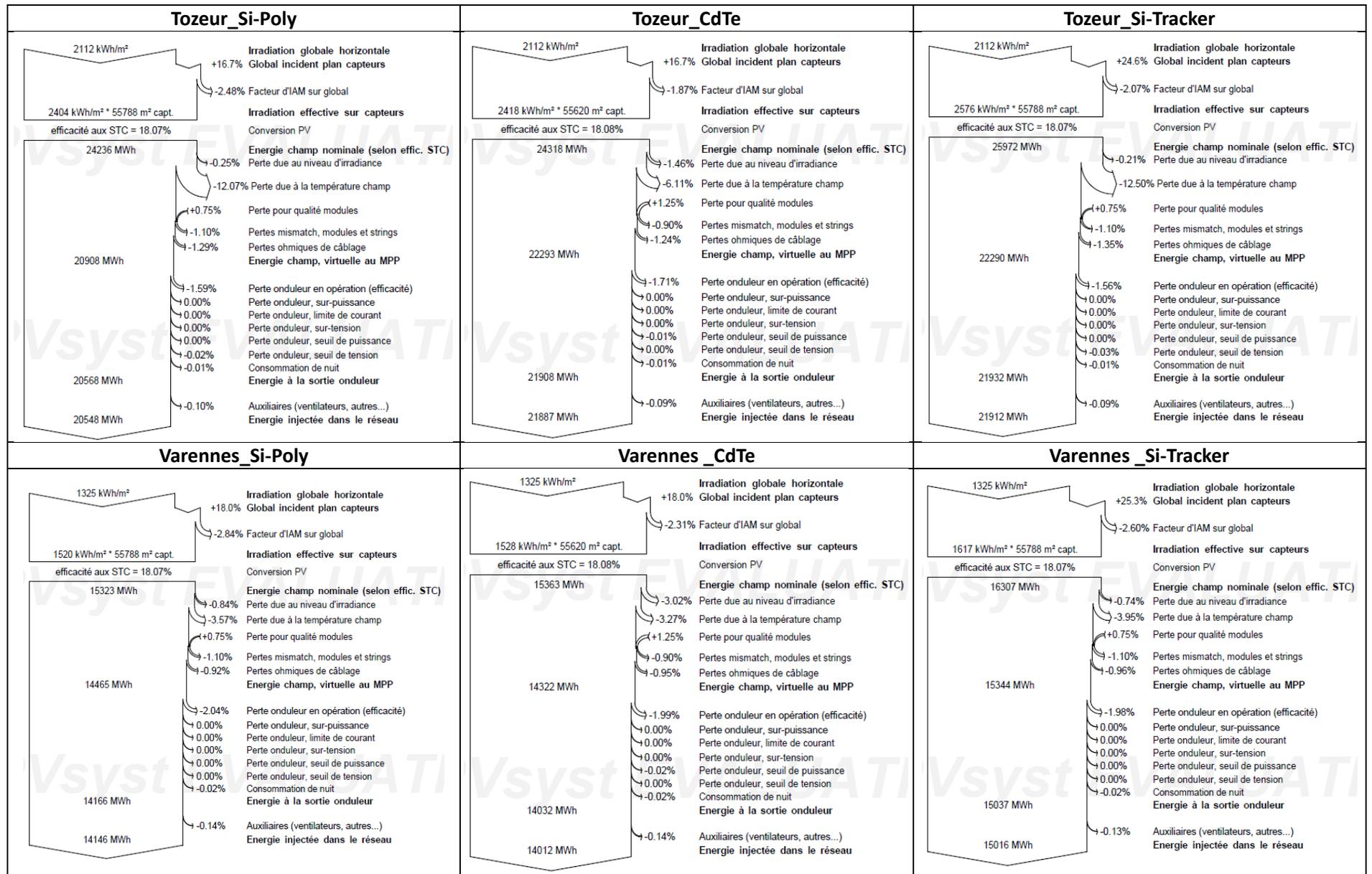
| Technical data and types | | | | |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Type designation | PVS800-57-0500kW-A | PVS800-57-0630kW-B | PVS800-57-0875kW-B | PVS800-57-1000kW-C |
| Input (DC) | | | | |
| DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$) | 450 to 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 |
| 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 | | Type de système | | | | | | |
| Orientation plan capteurs | | Suiveur, axe horizontal E-O | | | | | | |
| Modules PV | | Modèle JKM 350PP-72-DV | | | | | | |
| Champ PV | | Nombre de modules 28576 | | | | | | |
| Onduleur | | Modèle PVS800-57-1000kW-C | | | | | | |
| Batterie d'onduleurs | | Nombre d'unités 10.0 | | | | | | |
| Besoins de l'utilisateur | | Charge illimitée (réseau) | | | | | | |
| | | Pas de scène 3D, pas d'ombrages | | | | | | |
| | | Azim normal à l'axe 0° | | | | | | |
| | | Pnom 350 Wc | | | | | | |
| | | Pnom total 10002 kWc | | | | | | |
| | | Pnom 1000 kW ac | | | | | | |
| | | Pnom total 10000 kW ac | | | | | | |
| Principaux résultats de la simulation | | | | | | | | |
| Production du système | | Energie produite 15016 MWh/an | | | | | | |
| | | Productible 1501 kWh/kWc/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 | | Spécifique 0.96 USD/Wp | | | | | | |
| | | Coût exploitation -26426.00 USD/an | | | | | | |
| | | Durée amort. 14.2 ans | | | | | | |
| Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 10002 kWc | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| Varennes_Poly_Tracker | | | | | | | | |
| Bilans et résultats principaux | | | | | | | | |
| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_Grid | PR |
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | MWh | MWh | |
| 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 |
| Légendes: GlobHor | | Irradiation globale horizontale | | GlobEff | | Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages | | |
| DiffHor | | Irradiation diffuse horizontale | | EArray | | Energie effective sortie champ | | |
| T_Amb | | T amb. | | E_Grid | | Energie injectée dans le réseau | | |
| GlobInc | | Global incident plan capteurs | | PR | | Indice de performance | | |

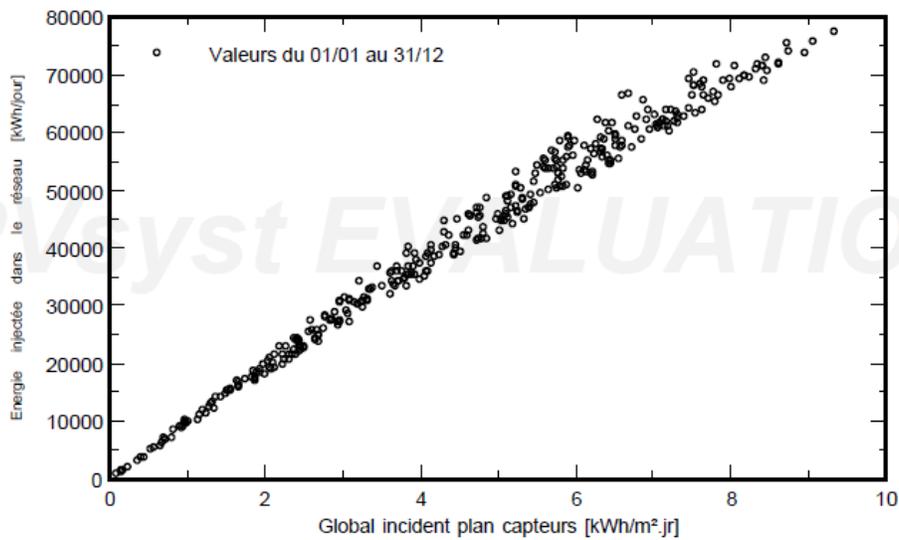
Système couplé au réseau: Graphiques spéciaux

Projet : **Varennes**

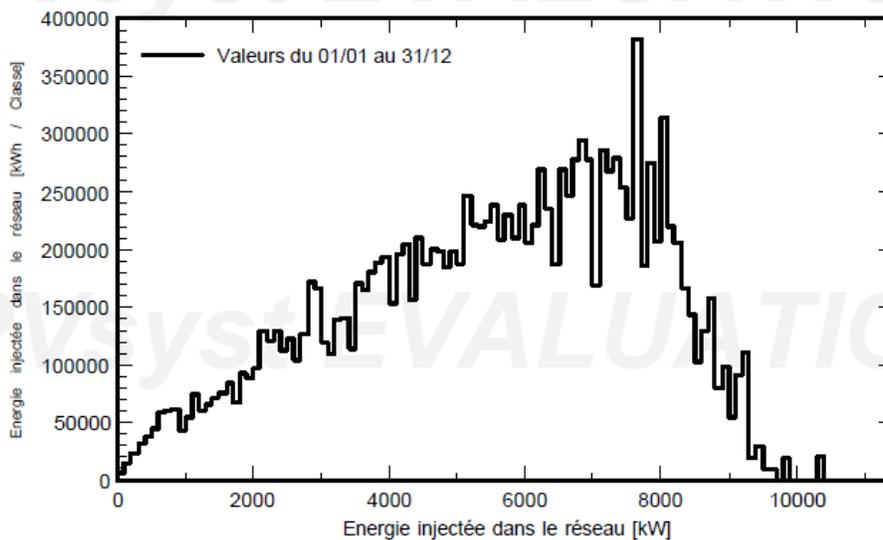
Variante de simulation : **Varennes_Poly_Tracker**

| 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

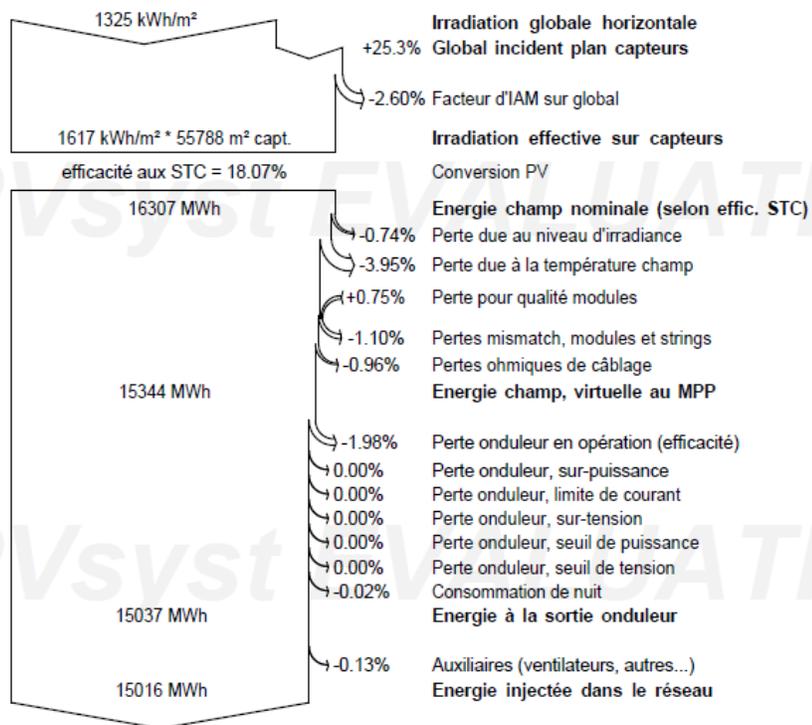


Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

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) | | | |

| | | | |
|---|-----------------------------|--|-------------------------------|
| 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 and saved CO2 emissions. The x-axis is labeled 'Année' (Year) and ranges from 0 to 30. The y-axis is labeled 'Balance [gCO2]' and ranges from -20000 to 60000. A single green line starts at (0, -15000) and ends at (30, 50000).</p> | | | |