



1.2 EXERCICE DE FAISABILITE TECHNICO-ECONOMIQUE

Exercice 1.2.b : Le bâtiment agricole

Deux bâtiments agricoles identiques possèdent une facture de consommation électrique globale de 155 100 kWh (figure 1) par an.



Figure 1 : Consommation électrique annuelle du bâtiment. La charge est supposée entièrement en courant alternatif. Extrayez la portion du coût imputable à la puissance facturée pour déterminer le coût au kilowatt-heure. Et supposez que les panneaux pourront éviter cette surcharge de puissance.

Le propriétaire désire installer des panneaux photovoltaïques afin de produire la portion la plus importante possible de son énergie électrique. Il désire que les panneaux soient installés sur le toit de ses bâtiments (figure 2) et éventuellement sur la façade sud, sous les prises d'air. Les dimensions des bâtiments sont fournies dans les plans de la figure 2. Le bâtiment est de longueur L = 250', de largeur l = 60' et de hauteur h=18' (jusqu'au bas du toit) (figure 3-4) et doté d'une pente de 12/4 (figure 2-3)

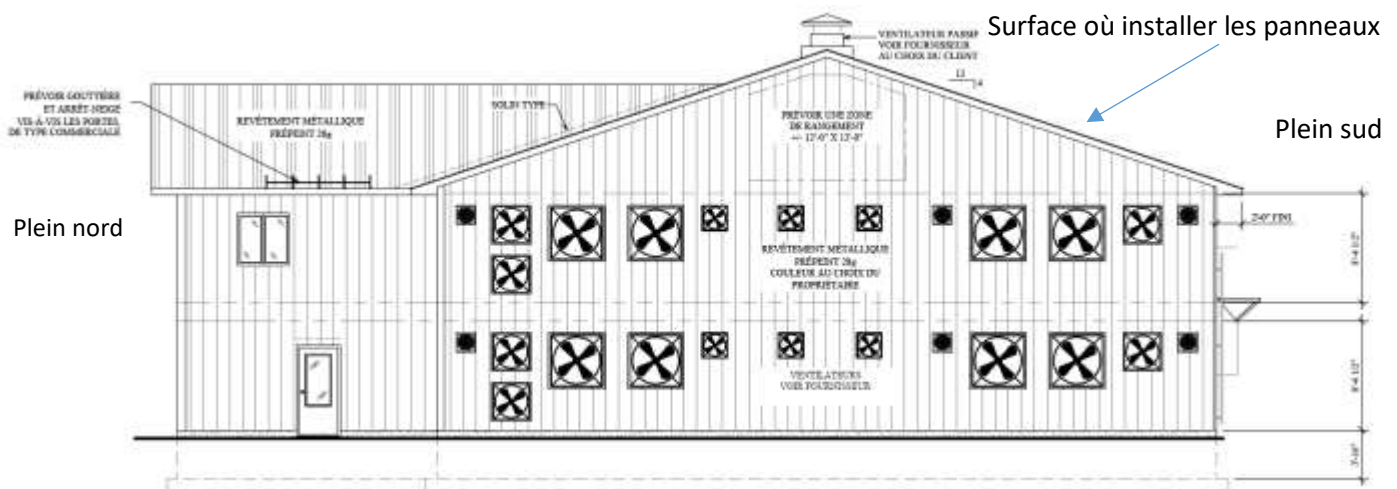


Figure 2 : Vue de l'un des deux bâtiments avec le pan du toit où les panneaux seront installés.

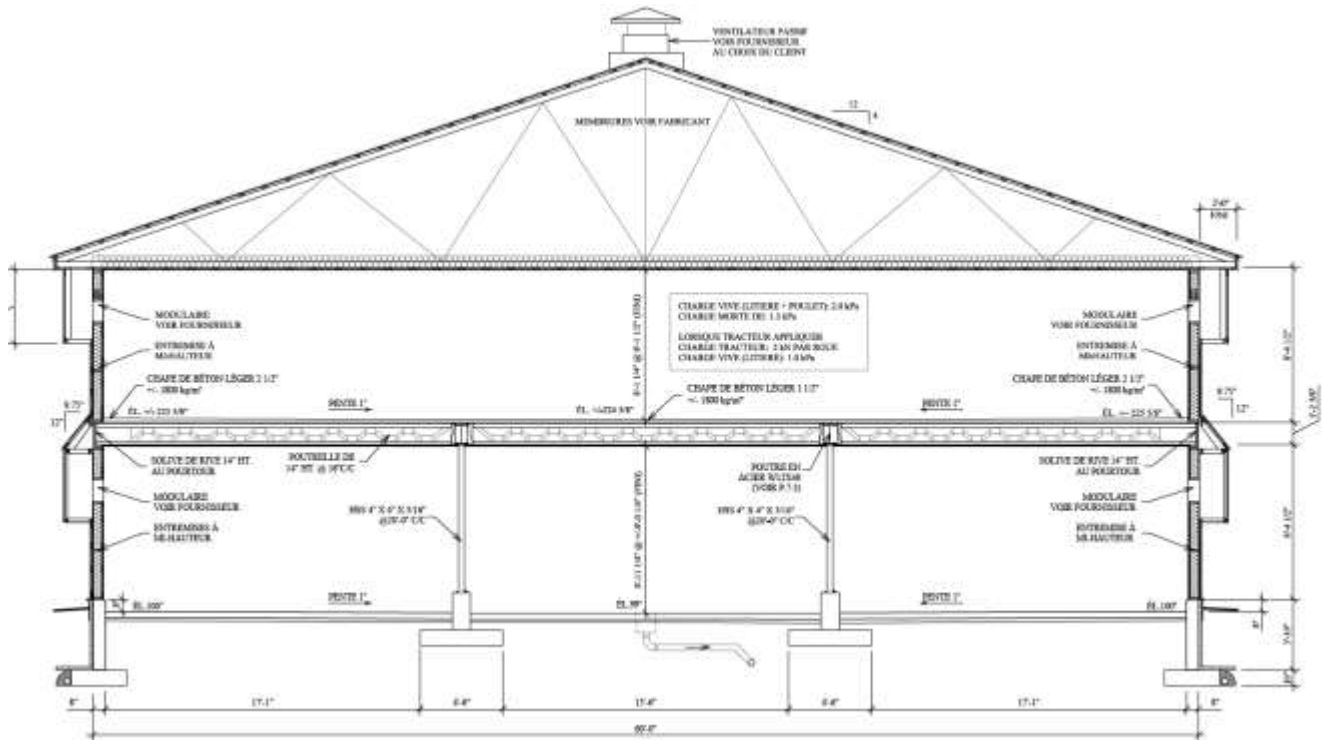


Figure 3 : Vue de l'un des deux bâtiments avec la largeur de 60' et la pente de 12/4.

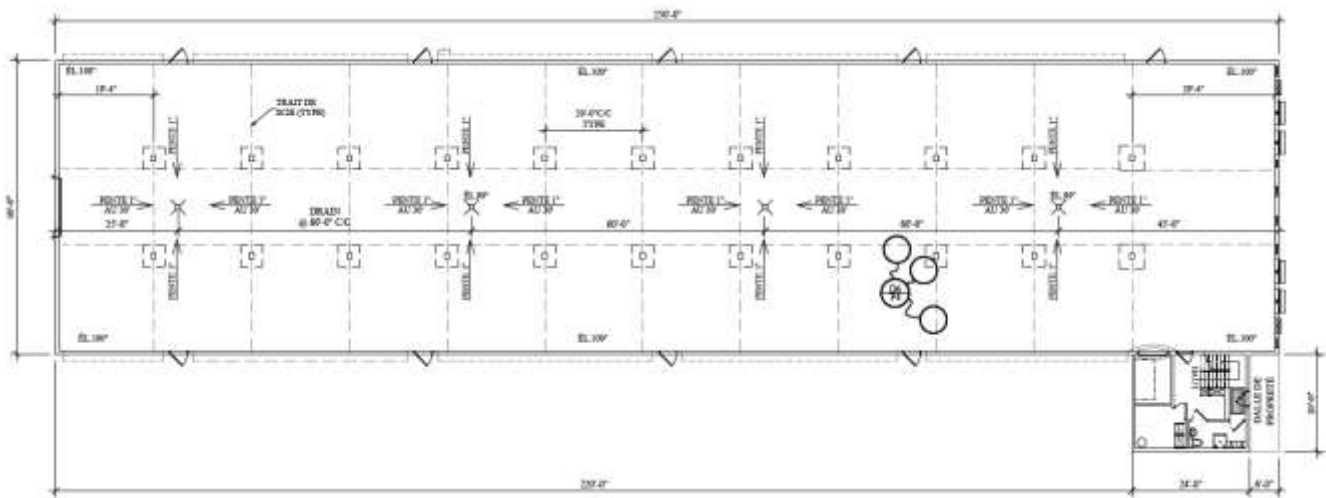


Figure 4 : Vue de plan avec les dimensions de 250' x 60'. On néglige le petit appentis en bas à droite. Les panneaux sont installés sur le versant supérieur du toit dans cette vue.

Pour réaliser le dimensionnement, les bâtiments, situés sur une petite colline, sont orientés dans l'axe est-ouest, donc avec un pan de toit exposé franc sud. Aucune végétation, aucun obstacle ne vient obstruer le rayonnement sur les toitures. Ces bâtiments sont situés près de Joliette (Québec).

Pour réaliser le problème, les deux figures suivantes fournissent la quantité d'énergie produite mensuellement :

- A) pour un collecteur de 1kW incliné à 18,43°
- B) pour un collecteur de 1kW vertical. Orientation sud, simulation PVWatts (NREL).



Month	Solar Radiation (kWh / m ² / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	2.15	59	N/A
February	3.32	83	N/A
March	4.45	115	N/A
April	5.55	132	N/A
May	5.73	135	N/A
June	6.19	136	N/A
July	6.21	142	N/A
August	5.75	131	N/A
September	4.81	107	N/A
October	3.13	76	N/A
November	2.06	52	N/A
December	1.74	46	N/A
Annual	4.26	1,214	0

Toiture : 1214 kWh/kW installé

Month	Solar Radiation (kWh / m ² / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	2.88	79	N/A
February	3.71	92	N/A
March	3.80	98	N/A
April	3.51	83	N/A
May	2.89	67	N/A
June	2.79	61	N/A
July	2.95	67	N/A
August	3.43	77	N/A
September	3.81	85	N/A
October	3.28	79	N/A
November	2.62	66	N/A
December	2.50	67	N/A
Annual	3.18	921	0

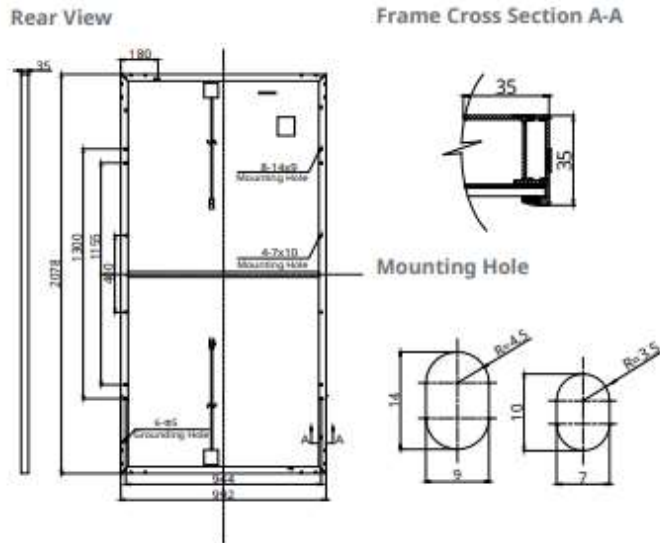
Mur : 921 kWh/kW installé.

NOTE: PVWatts est disponible en ligne. Il fait l'objet d'une présentation du Module 3.

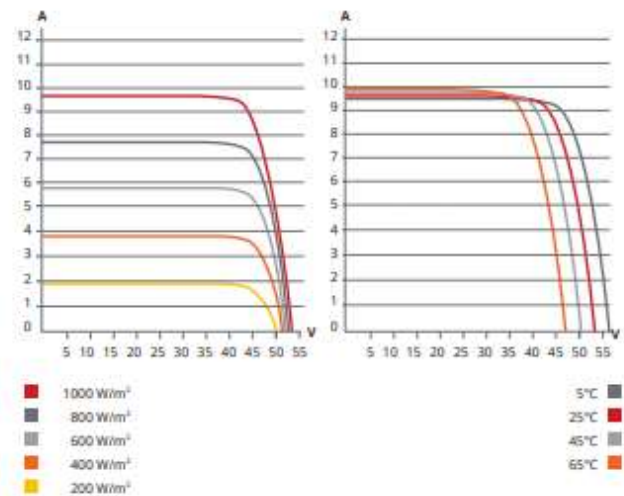
Pour concevoir le système, employez les collecteurs Canadian solar HiDM CSU-400 de 400Wc.



ENGINEERING DRAWING (mm)



CS1U-405MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.08 A	9.16 A	9.23 A	9.30 A	9.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.4 V	53.5 V	53.6 V	53.7 V	53.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.60 A	9.65 A	9.70 A	9.75 A	9.80 A
Module Efficiency	19.4%	19.6%	19.9%	20.1%	20.4%
Operating Temperature	-40°C – +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	15 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 – + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Dimensions	2078 × 992 × 35 mm (81.8 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	23.4 kg (51.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 4 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC)
Cable length (Including connector)	1000 mm (39.4 in) (+) and 640 mm (25.2 in) (-) *; leap-frog connection: 1780 mm (70.1 in)**
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* Adjacent two modules (portrait: left and right modules, landscape: up and down modules) need to be rotated 180 degrees.

** Need to confirm with the tracker suppliers there are no mounting or operation risks when cables go across the torque tube and bearing house.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	296 W	300 W	304 W	307 W	311 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.26 A	7.32 A	7.37 A	7.43 A	7.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.9 V	50.0 V	50.1 V	50.2 V	50.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.75 A	7.79 A	7.83 A	7.87 A	7.91 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±3 °C



QUESTIONS

Question 1 : Quelle est l'orientation fixe préférentielle des panneaux (orientation, inclinaison) pour maximiser la production annuelle? (5 points)

Question 2 : Quelle est la surface totale des panneaux que vous allez installer (choisissez parmi des panneaux existants)? (5 points)

Question 3 : Quelle sont les productions annuelle et mensuelles de l'installation? (5 points)

Question 4 : Quelle fraction cette production représente-t-elle par rapport à la consommation? Produisez un graphique pour les 12 mois de l'année (5 points)

Question 5 : Faites une rapide analyse économique (Pré-faisabilité) pour déterminer la PRI de l'installation (trouver le coût du matériel, de la main d'œuvre lors de l'installation, des frais d'entretien annuels, de l'achat d'un onduleur aux 10 ans) si la durée de vie estimée est de 50 ans ? (5 points)

Question 6 : Quelle est l'orientation fixe préférentielle des panneaux (orientation, inclinaison) pour uniformiser la production annuelle? (5 points)

Question 7 : Quelle serait alors la surface requise pour rendre le bâtiment autonome en électricité (il est évident que la surface du toit serait alors insuffisante et qu'il faudrait construire un parc solaire au sol)? (5 points)

Notez que ce problème est de loin trop complexe pour faire l'objet d'un problème d'examen (à résoudre en 15-20 minutes). Seules des bribes de ce problème pourraient constituer la base d'un problème d'examen.



REponses

Question 1 : Quelle est l'orientation fixe préférentielle des panneaux (orientation, inclinaison) pour maximiser la production annuelle? (5 points)

ORIENTATION : Orienter la longue façade au sud (disposer le bâtiment le long d'un axe est-ouest pour exposer le maximum de surface au sud).

INCLINAISON : Ici, nous proposons deux choix pratiques possibles :

- 1) Couvrir le toit (le demi-toit exposé sud) de collecteurs. Il eut été possible d'installer une structure de sorte que l'inclinaison eut été de 45° mais c'est considéré trop cher, trop fragile ;
- 2) Couvrir le mur sud à l'endroit où il n'y a pas d'appareils de ventilation

Question 2 : Quelle est la surface totale des panneaux que vous allez installer (choisissez parmi des panneaux existants)? (5 points)

Il faut chercher sur le web pour couvrir au maximum le demi toit au sud et couvrir le mur sud.

Pour couvrir le demi toit on a $250' \times 30 / \cos(18,43^\circ) = 250' \times 31,62' = 7905 \text{ pi.ca.} = 76,22\text{m} \times 9,64\text{m} = 734,8\text{m}^2$

Le collecteur Canadian solar HiDM CSU-400 couvre 2,078m x 0,992m

On peut donc installer les collecteurs de deux façons :

- Mode paysage : 36 panneaux en long ($76,22 / 2,078$) par rangée pour couvrir les 76,22 m et 9 rangées ($9,64 / 0,992$) de haut sur 9,64 m
- Mode portrait : 76 panneaux en large ($76,22 / 0,992$) par rangée pour couvrir les 76,22 m et 4 rangées ($9,64 / 2,078$) de haut sur 9,64 m

Le premier agencement donne 324 collecteurs, le second 304.

On choisit 324 collecteurs qui couvrent 667,88 m², disons 668 m² pour les calculs préliminaires.

La puissance installée sur le toit est donc de 129,6 kW ($324 * P_{\text{nom}} = 324 \times 0,4 \text{ kW}$).

Pour couvrir le mur sud, on considère 250' x 16' et on retire presque la moitié car il y a des trappes d'admission d'air sur presque la totalité de la longueur du bâtiment (on néglige les 4 portes, mais on retirera 4 collecteurs au final)

Pour couvrir le mur on a $250' \times 16' / 2 = 2000 \text{ pi.ca.} = 76,22 \text{ m} \times 2,43 \text{ m} = 185,9\text{m}^2$

Il n'y a pas d'espace pour disposer les collecteurs de ce type verticalement. Il faut les mettre à l'horizontale.

On peut donc en installer 36 de large (paysage) par rangée pour couvrir les 76,22 m et 2 rangées de haut une par étage.

On peut donc ajouter 72 collecteurs muraux. Mais, il faut retirer 4 de ceux-ci en raison des portes (il eut été possible de poursuivre en négligeant totalement les portes)

68 collecteurs couvrent 140,17 m², disons 140 m² et 27,2 kW ($68 \times 0,4 \text{ kW}$).

$P_{\text{totale}} = P_{\text{toit}} + P_{\text{mur}} = 156,8 \text{ kW}$ donc moins de 200kW et plus de 150 kW. Une très importante installation.

Question 3 : Quelle sont les productions annuelle et mensuelles de l'installation? (5 points)

En première approximation, on emploie PV Watts pour la localité de Joliette. Puis, on fait une simulation pour une installation de 1kW, incliné à 18,4° (pente de 4/12 ou 1/3). On obtient 1214 kWh/kW.
Ensuite, on fait une simulation pour le mur vertical à 90°. Et on obtient 921 kWh/kW.

Vous obtenez la quantité totale d'électricité produite tel que :

$$E \text{ totale annuelle} = 1214 * P_{\text{toit}} + 921 * P_{\text{mur}} = 1214 * 129,6 + 921 * 27,2 = 157\,334 + 25\,051 = 182\,386 \text{ kWh/an.}$$

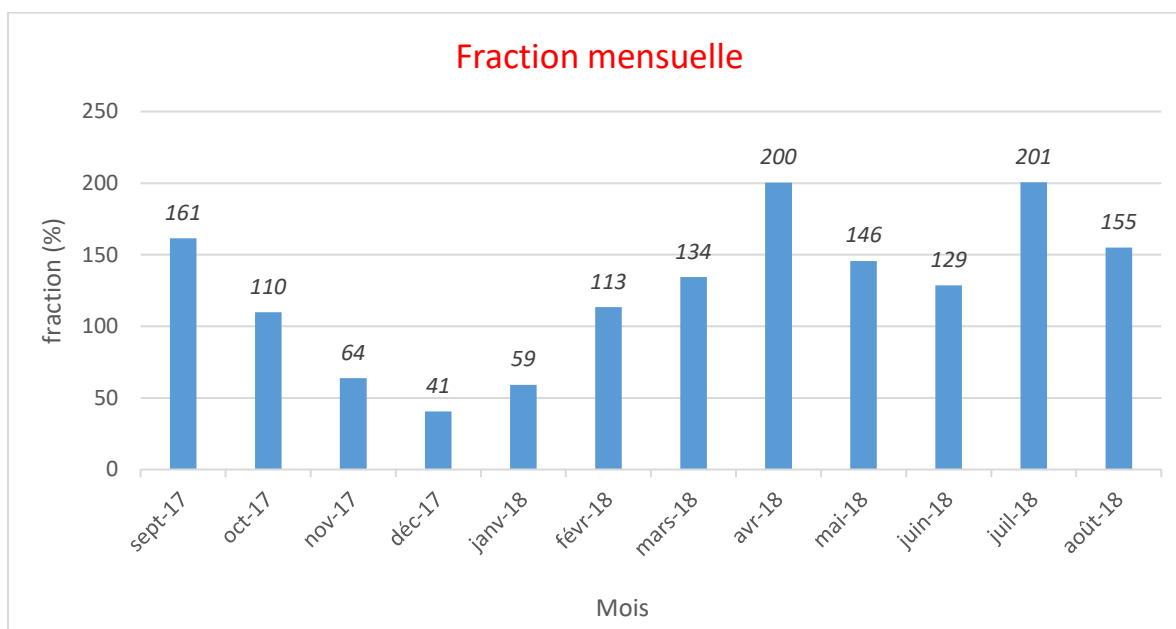
Question 4 : Quelle fraction cette production représente-t-elle par rapport à la consommation? Produisez un graphique pour les 12 mois de l'année (5 points)

$$\text{Fraction} = E \text{ totale annuelle} / \text{Conso totale} = 182\,386 / 155\,100 \text{ kWh} = 1,18 \text{ soit } 118 \%$$

C'est donc dire qu'en théorie, sur une base annuelle. L'installation produirait suffisamment d'énergie pour alimenter le bâtiment.

Le graphique pour les 12 mois est donné ci-dessous. Exemple pour le mois de septembre :

$$\text{Fraction septembre} = E \text{ totale septembre} / \text{Conso septembre} = (E_{\text{sep toit}} * P_{\text{toit}} + E_{\text{sep mur}} * P_{\text{mur}}) / \text{Conso sep} = (107 * 41,6 + 85 * 27,2) / 10\,020 = 1,61 = 161 \%$$



Notez que cette ferme à une consommation électrique presque constante sur l'Année (le chauffage est au propane et la consommation est presque exclusivement en ventilation).

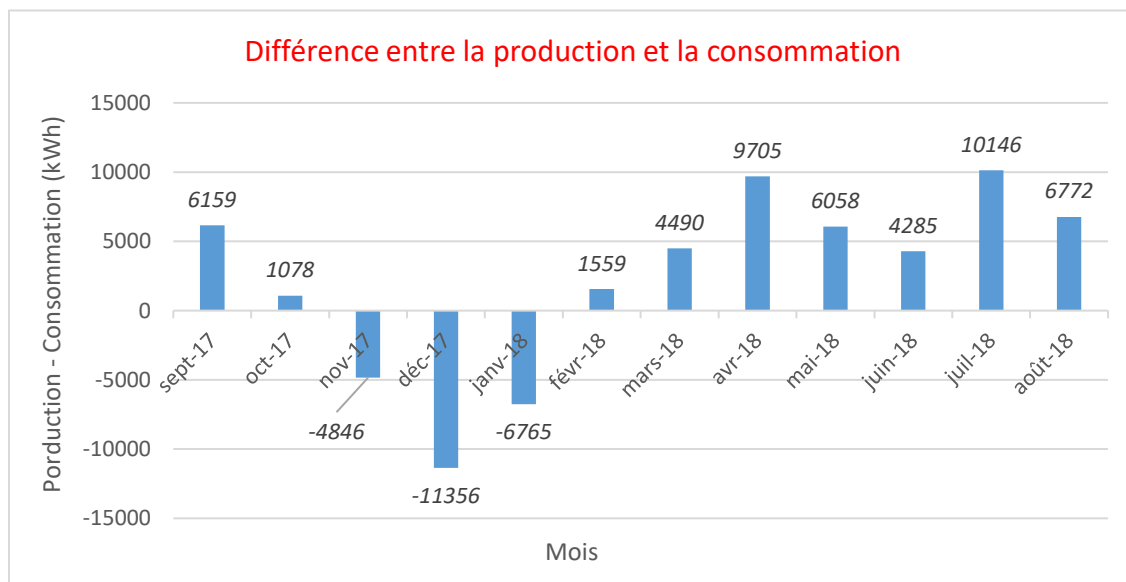
LE graphique indique donc que la ferme pourrait se passer de l'électricité d'Hydro-Québec. Mais à quel prix ??

Question 5 : Faites une rapide analyse économique (Pré-faisabilité) pour déterminer la PRI de l'installation (trouver le coût du matériel, de la main d'œuvre lors de l'installation, des frais d'entretien annuels, de l'achat d'un onduleur aux 10 ans) si la durée de vie estimée est de 50 ans ? (5 points)

Selon HydroQuébec*, le coût moyen d'une installation solaire est de 3 \$/W. Ce coût comprend le coût du matériel, la main d'œuvre et l'achat d'un onduleur. Il serait possible de déterminer le prix de chaque élément de l'installation, mais cela permet de simplifier l'analyse.

Avec 324 panneaux sur le toit et 68 sur le mur, on obtient alors un total de puissance de 156,8 kW (voir Q.2). Le coût total de l'installation serait alors de 470 400 \$ (156,8 * 1000 * 3), un investissement important. Pour les frais d'entretien annuels, on considère qu'ils sont égaux à 10 % du capital, soit 47 040 \$, pour toute la durée de vie du projet.

La production de l'énergie par l'installation n'est pas constante tout au long de l'année, et en supposant pour l'instant que le bâtiment reste rattaché au réseau, le propriétaire devrait payer un certain pourcentage de sa consommation à certains mois et produira un surplus à certaines périodes. Pour estimer le total d'énergie acheté et le surplus d'énergie, on calcule la différence entre la production et la consommation pour chaque mois. On obtient alors le graphique suivant :



Total d'énergie en surplus : 50 252 kWh

HydroQuébec n'accepte que du « net metering » (cherchez sur internet). Hydro-Québec ne permet pas de devenir des producteurs nets d'électricité, il faut produire un maximum égal à sa consommation annuelle et le surplus d'énergie est alors perdu ici.

Total d'énergie acheté : 22 967 kWh

Le tarif D** du réseau HydroQuébec propose un tarif d'achat de 0,6159 \$ pour les 40 premiers kWh du mois, puis 0,9502 \$ pour le restant. Le propriétaire achète de l'électricité lors des mois de novembre, décembre et janvier, le coût total serait alors de : $(22967 - 3 \cdot 40) \cdot 0,09502 + 3 \cdot 40 \cdot 0,06159 = 2\ 178\ \$$.

Grâce à cette installation, les 15 497 \$ de frais d'électricité annuels (figure 1) sont considérés comme des gains puisqu'ils ne sont plus à payer.

Pour calcul la PRI, on fait alors le bilan de ce qui est payé par rapport aux gains annuels produits par l'installation :

$$PRI = \frac{CAPEX + OPEX}{Gain - Energie achetée} = \frac{470\,400 + 47\,040}{15\,497 - 2\,783} = 38,85 \approx 39 \text{ ans}$$

Cette analyse économique est simpliste et néglige beaucoup de facteurs comme par exemple l'inflation sur le coût de l'électricité, le taux du prêt, parce qu'évidemment, un investissement d'une telle ampleur requiert souvent un prêt bancaire, des taxes ou encore certaines subventions potentielles.

A noter qu'il est possible de simuler le coût de l'installation sur HydroQuébec *** en rentrant certains paramètres, voir ci-dessous :

La période de récupération de l'investissement est différente, mais reste dans le même ordre de grandeur. La simulation prend en compte certains paramètres de manière différente, comme par exemple le fait que tous les panneaux soient inclinés à la latitude locale, ce qui n'est pas notre cas ici. Ceci explique une partie de la différence entre la solution proposée et la simulation HydroQuébec (qui n'est pas forcément très réaliste non plus).

L'analyse présentée ici est simple, comme expliqué précédemment, elle contient des failles, l'objectif est d'avoir un premier aperçu ou un ordre de grandeur de la PRI du projet.

* <https://www.hydroquebec.com/solaire/couts.html>

** <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-d.html>

*** <https://www.hydroquebec.com/solaire/couts.html>

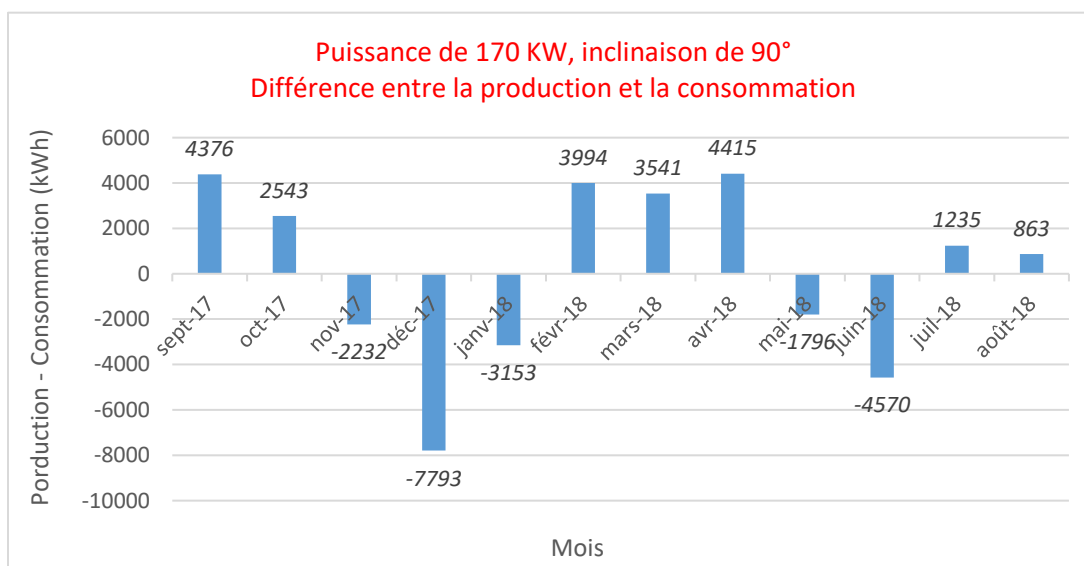
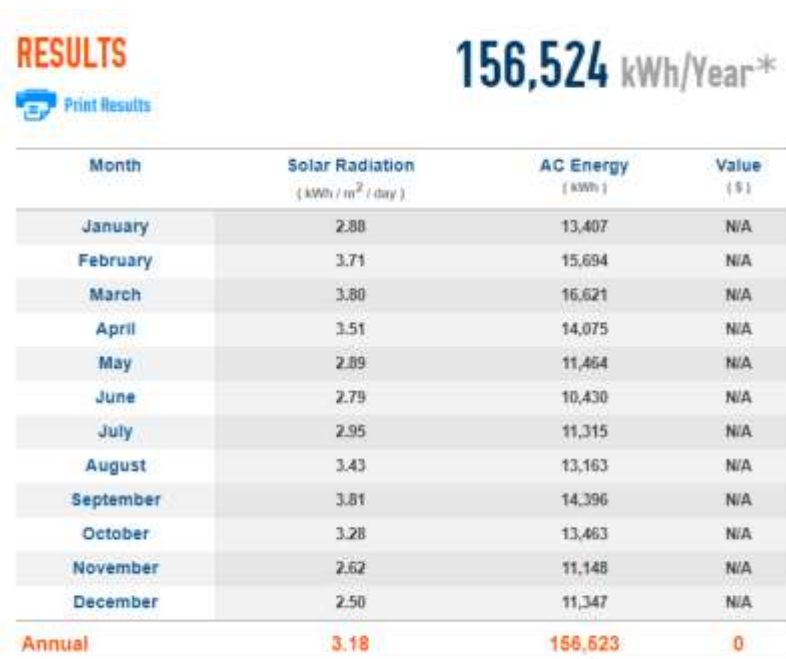
Question 6 : Quelle est l'orientation fixe préférentielle des panneaux (orientation, inclinaison) pour uniformiser la production annuelle? (5 points)

L'inclinaison fixe préférentielle pour uniformiser la production annuelle est de 90°, la production l'hiver augmentera et celle de l'été diminuera, ce qui permettra d'obtenir moins de variation de production le long de l'année. L'orientation des panneaux doit rester plein sud de manière à optimiser la production.

Question 7 : Quelle serait alors la surface requise pour rendre le bâtiment autonome en électricité (il est évident que la surface du toit serait alors insuffisante et qu'il faudrait construire un parc solaire au sol)? (5 points)

Pour rendre le bâtiment autonome, il faut produire autant que l'on comme consomme chaque mois. Comme précisé à la question précédente, l'objectif n'est d'avoir uniquement que des panneaux à 90°, l'installation sur le toit semble donc compromise pour obtenir une production plus lisse sur l'année. On utilise PVWatt pour estimer la puissance requise afin d'obtenir une production mensuelle répondant à la demande de consommation.

Avec une puissance de 170 kW, soit 425 panneaux verticaux (inclinés à 90°), la production annuelle est de 156 254 kWh et répond donc à la demande. Cependant, si on regarde la différence entre la production et la consommation mensuelle, on se rend alors compte que la production ne semble pas suffisante pour certains mois, notamment décembre. Sans système de stockage, les 170 kW sont alors insuffisants.



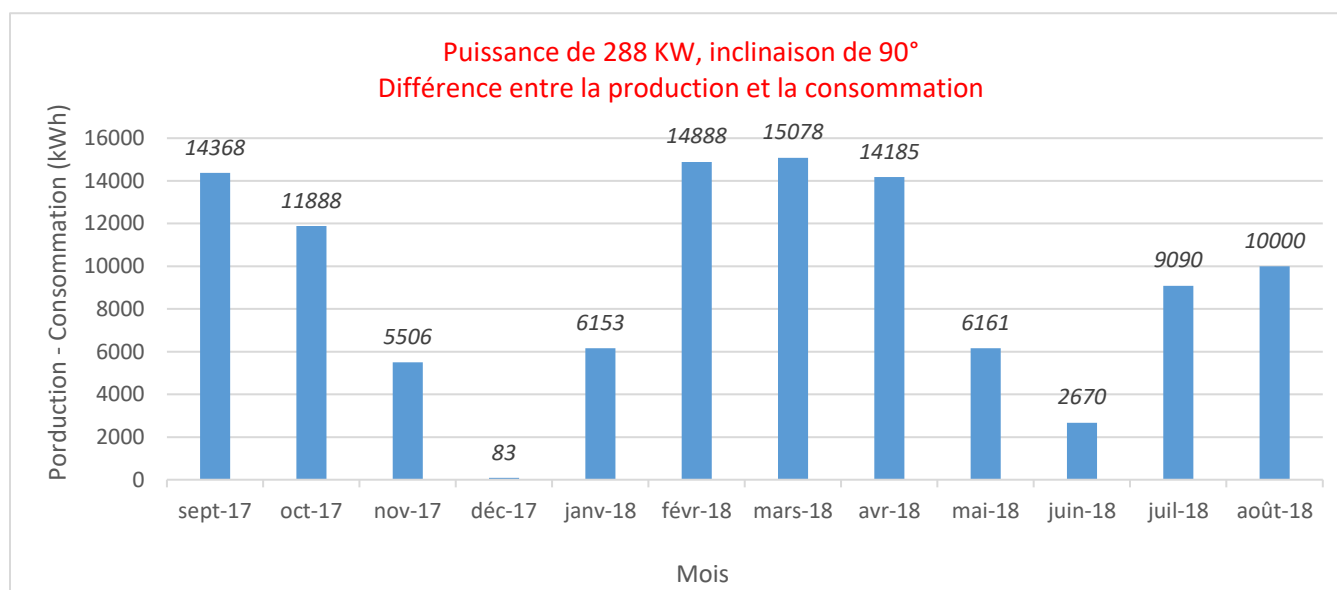
Le mois de décembre est le mois limitant, il faut réussir à produire les 19 140 kWh. Avec une puissance totale de 288 kW, soit 720 panneaux pour une superficie 1 484 m² (c'est très important), la production du mois de décembre atteint la consommation produite.

RESULTS



265,169 kWh/Year*

Month	Solar Radiation (kWh / m ² / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	2.88	22,713	N/A
February	3.71	26,588	N/A
March	3.80	28,158	N/A
April	3.51	23,845	N/A
May	2.89	19,421	N/A
June	2.79	17,670	N/A
July	2.95	19,170	N/A
August	3.43	22,300	N/A
September	3.81	24,388	N/A
October	3.28	22,808	N/A
November	2.62	18,886	N/A
December	2.50	19,223	N/A
Annual	3.18	265,170	0



Une installation de 288 kW qui permettrait de produire de l'électricité suffisamment chaque mois n'est pas une solution. La différence de production et de consommation annuelle est de 110 070 kWh. Cette quantité d'énergie importante sera perdue. Les économies réalisées ne permettront pas de couvrir l'investissement initial.

Une autre solution serait alors de coupler une installation solaire couvrant 155 100 kWh annuellement avec une unité de stockage qui pourrait stocker le surplus d'énergie produit l'été et le restituer en hiver. Cela entraîne un coût supplémentaire et une complexification du système, mais reste tout à fait possible.