

NERGICA Recherche et
innovation en énergies
renouvelables

Intégration de l'énergie solaire photovoltaïque en climat froid

Un vecteur énergétique incontournable
pour la transition énergétique
des réseaux autonomes



Rédaction

Sergio Gualteros, ing., M. Sc. A.
Marc Provost, ing. jr., CanmetÉNERGIE
Lucie Fauteux, réd. a.

Révision technique

Karim Belmokhtar, Ph. D., ing. jr.
Yves Poissant, Ph. D., CanmetÉNERGIE

Révision linguistique

Louise Boulet, réd. a.
Caroline Farley

Photographies

Justin Bulota
Jacques Gratton
Nergica

Mise en page

Ghislaine Roy



L'acquisition des équipements nécessaires à la réalisation de cette étude a été rendue possible grâce au soutien financier de la Fondation canadienne pour l'innovation (FCI).



Cette recherche a été financée par le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) et réalisée dans le cadre du programme de recherche Opten.

Table des matières

Liste des tableaux	IV
Liste des figures	IV
Liste d'acronymes	IV
Le Nord canadien et le Nord québécois : des contextes énergétiques uniques	1
Le cas du Québec.....	2
Maximiser le taux de pénétration tout en protégeant le réseau	6
Impact sur le réseau électrique et les groupes électrogènes	7
Restrictions imposées par les opérateurs des réseaux autonomes au Canada	8
Opérer en climat froid : tirer profit d'un potentiel remarquable	11
Ressource solaire.....	13
Productivité annuelle.....	14
Refroidissement éolien	16
Couvert de neige	17
Technologies émergentes et taux de pénétration : se tourner vers des solutions novatrices	22
Gestion axée sur la demande	23
Stockage énergétique	24
Groupes électrogènes à vitesse variable	24
Système PV avec des onduleurs à fonctions avancées	25
Un puissant système de simulation en temps réel.....	26
Conclusion.....	27
Qui sommes-nous?	29
Bibliographie.....	30
Annexe : Fiches techniques des collectivités du Nord québécois	35

Liste des tableaux

Tableau I	Effets de l'intégration des systèmes PV dans les réseaux autonomes	7
Tableau II	Puissance PV qui peut être intégrée aux réseaux autonomes du Nord québécois	10
Tableau III	Comparaison annuelle de la ressource solaire et du potentiel PV	14
Tableau IV	Comparaison entre différents types de modules PV disponibles sur le marché	20

Liste des figures

Figure 1	Collectivités du Canada fonctionnant au diesel	1
Figure 2	Coût de production de l'électricité et consommation de diesel associée au Nunavik et à Whapmagoostui	2
Figure 3	Environnement d'affaires pour des projets d'énergies renouvelables dans le Nord québécois	4
Figure 4	Microréseau de Nergica	12
Figure 5	Instrumentation du système PV de Nergica	12
Figure 6	Ressource solaire sur le site de Nergica	13
Figure 7	Potentiel PV sur le site de Nergica	15
Figure 8	Effet de la vitesse du vent sur la température des modules	16
Figure 9	Pertes causées par l'accumulation de neige sur les modules PV	17
Figure 10	Disposition des modules PV	18

Liste des sigles et acronymes

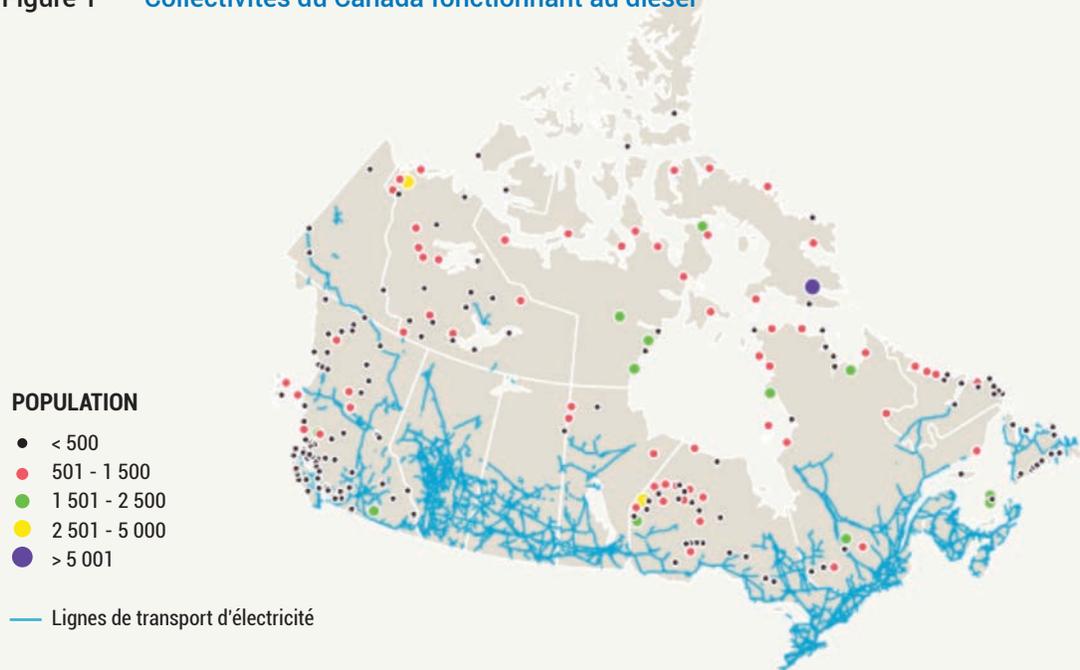
AIE	Agence internationale de l'énergie
DEL	Diode électroluminescente
GES	Gaz à effet de serre
HQD	Hydro-Québec Distribution
PV	Photovoltaïque
RNCan	Ressources naturelles Canada
VAN	Valeur actualisée nette

Le Nord canadien et le Nord québécois : des contextes énergétiques uniques

Le Canada compte sur son territoire plus de 270 collectivités isolées qui regroupent environ 190 000 personnes. Ces collectivités pour la plupart nordiques sont essentiellement approvisionnées en électricité par des systèmes hors réseau dont 75 % exploitent des carburants fossiles (Figure 1) [1]. Dans les contextes environnemental, politique et énergétique actuels, ces collectivités favorisent de plus en plus l'utilisation d'énergie qui provient de sources renouvelables pour leur production d'électricité. Comme d'autres, elles sont préoccupées par les incidences de l'utilisation des combustibles fossiles sur l'environnement et la santé publique, ainsi que par le coût élevé de l'énergie [2]–[5].

Les récents développements technologiques en matière d'énergie renouvelable ont permis de réduire les coûts associés au déploiement de cette énergie et de la rendre plus accessible. C'est pourquoi les collectivités, les gouvernements, les services publics, les universités et les centres de recherche manifestent un vif intérêt pour l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes existants [6]–[8].

Figure 1 Collectivités du Canada fonctionnant au diesel



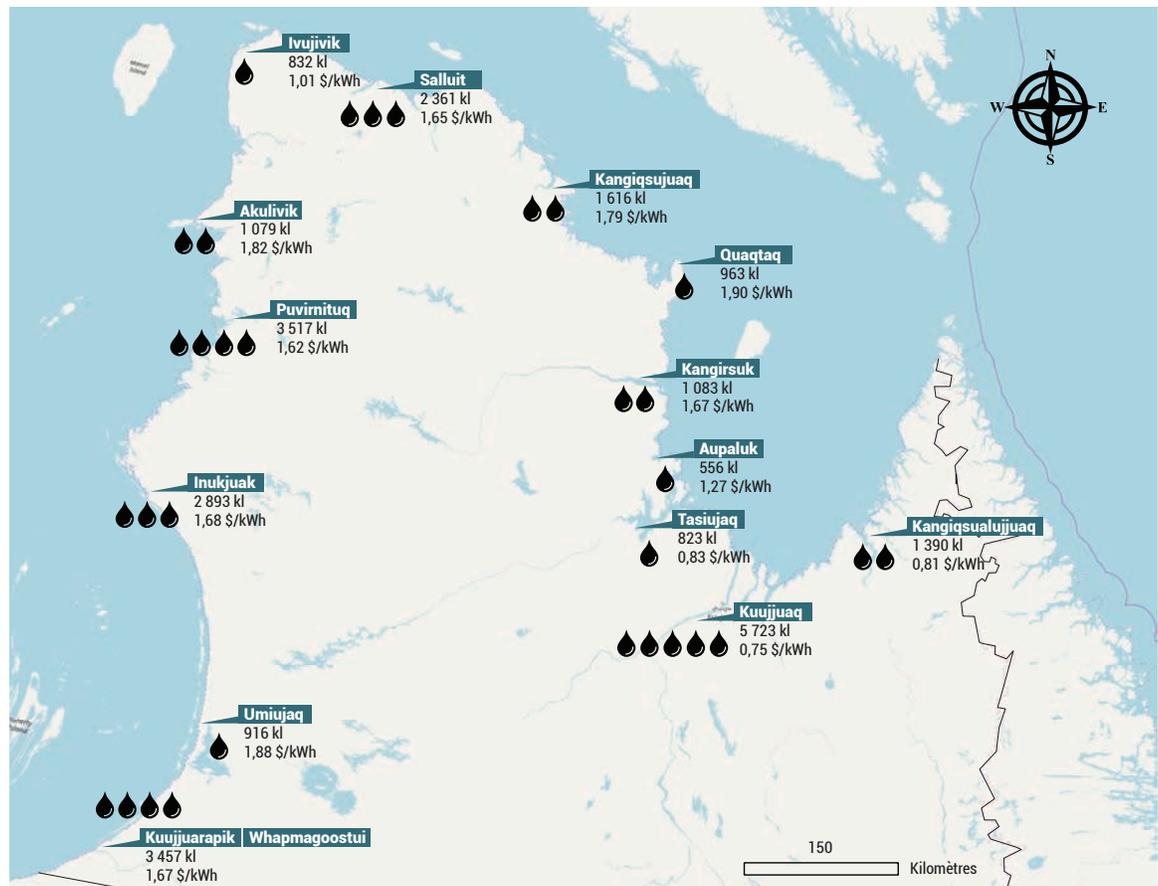
Références : [1], [9]

Le cas du Québec

Le Québec ne fait pas exception. Malgré le lancement de quelques projets d'intégration des énergies renouvelables, l'approvisionnement en électricité de la vaste majorité des collectivités isolées québécoises demeure essentiellement assuré par des génératrices diesel qui consomment bon an mal an d'importantes

quantités de combustibles fossiles (Figure 2). En effet, les émissions qui découlent de la production d'électricité dans les réseaux autonomes d'Hydro-Québec s'élèvent à plus de 223 000 tonnes de gaz à effet de serre (GES) par année dont environ 70 000 proviennent du Nunavik et du village cri de Whapmagoostui [10].

Figure 2 Coût de production de l'électricité et consommation de diesel associée au Nunavik et à Whapmagoostui ¹



Références : [1], [6], [10], [11]

¹ Les coûts de production d'électricité indiqués sur la carte datent de 2010. Les dernières informations dévoilées par Hydro-Québec montrent que le coût moyen de production d'électricité dans ses réseaux autonomes s'établit à 0,588 \$/kWh [10].

Peu de sources d'énergie renouvelable ont été intégrées jusqu'à présent dans les réseaux autonomes présentés à la Figure 2. Toutefois, des projets portant sur le potentiel de développement du solaire photovoltaïque (PV) dans le Nord québécois sont actuellement menés, notamment par Nergica et le centre de recherche CanmetÉNERGIE de Varennes appartenant à Ressources naturelles Canada [5], [12], [13].

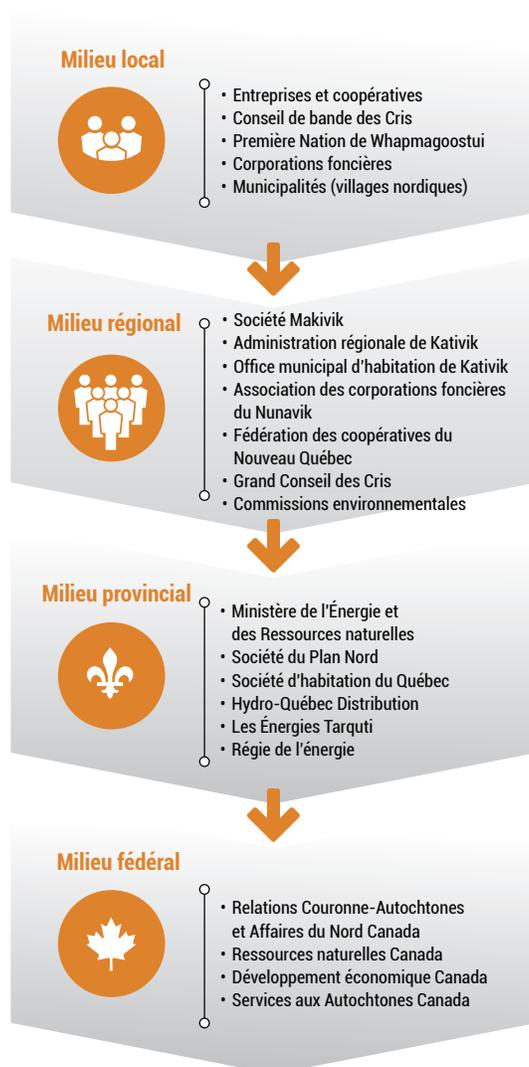
L'intégration du solaire photovoltaïque dans les réseaux autonomes du Nord québécois fait actuellement l'objet de deux projets pilotes respectivement menés à Quaqaq et à Kuujjuaq.

Quaqaq : En 2018, Hydro-Québec y a installé un système photovoltaïque de 21 kW [14]. Destiné à soutenir le développement de l'expertise en matière d'intégration du solaire photovoltaïque dans les collectivités nordiques, ce système aurait permis une économie de 6 000 litres de diesel au cours de sa première année de fonctionnement [15]. De plus, 24 kW de panneaux solaires ont été installés sur les toits de quatre résidences en septembre 2019 [16].

Kuujjuaq : La Société Makivik a installé un système PV de 70 kW sur son bureau principal et sur le bâtiment du Centre de recherche du Nunavik. Ces installations permettraient notamment d'étudier l'effet de la neige et de la glace sur les modules photovoltaïques et sur la production d'électricité [17].

La réussite et la pérennité des projets d'intégration d'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes du Nord québécois passe par une compréhension approfondie des parties prenantes pouvant avoir un rôle direct ou indirect à jouer dans l'environnement d'affaires. Les travaux menés récemment par CanmetÉNERGIE ont permis d'identifier clairement ces intervenants sur les plans local, régional et provincial.

Figure 3 Environnement d'affaires pour des projets d'énergies renouvelables dans le Nord du Québec



Par ailleurs, une récente étude réalisée par CanmetÉNERGIE a permis de calculer le potentiel de production photovoltaïque en établissant la taille maximale des systèmes qui pourraient être installés à Whapmagoostui et dans les collectivités non raccordées du Nunavik. Cette étude considère que les toits où il serait techniquement possible d'aménager de tels systèmes étaient utilisés [12]. En plus de permettre l'évaluation de la production d'énergie, cette projection a mené au calcul des économies de diesel qu'une telle installation générerait.

Les résultats de cette étude montrent que, sans tenir compte des limites relatives à l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque imposées par l'opérateur des réseaux autonomes, la production d'énergie qui en résulterait serait à même de couvrir jusqu'à 50 % des besoins en électricité dans certaines de ces communautés. Quant à elles, les réductions de consommation de diesel atteindraient les 11,6 millions de litres annuellement pour l'ensemble des collectivités.

Le solaire photovoltaïque pourrait constituer une réponse, ou à tout le moins un élément de réponse, à la problématique de la réduction de la dépendance au diesel des collectivités isolées du Nord canadien. Plusieurs questions se posent toutefois sur la performance des systèmes photovoltaïques installés en climat froid et sur les défis que leur intégration pose en termes de stabilité et de fiabilité du réseau électrique.

Mené conjointement par Nergica et CanmetÉNERGIE, le projet Optimisation et intégration de l'énergie solaire photovoltaïque en climat froid a permis de distinguer les principaux facteurs qui affectent la performance des systèmes photovoltaïques, de déterminer les barrières qui freinent leur déploiement dans les réseaux autonomes du Nord québécois et de présenter les performances d'un tel système opérant dans des conditions réelles de climat froid.

Exploiter le soleil en climat froid, un étonnant paradoxe

Produite à partir de la lumière émise par le soleil, l'énergie solaire photovoltaïque est la source d'énergie renouvelable dont l'utilisation connaît actuellement le plus important taux de croissance au monde [18]. Les technologies de plus en plus performantes contribuent à augmenter l'efficacité des systèmes photovoltaïques et à en réduire significativement le coût. Selon une étude publiée par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le prix des projets photovoltaïques commerciaux a baissé d'environ 80 % au Canada entre 2007 et 2017 [19].

De ce fait, le solaire photovoltaïque constitue désormais une source d'énergie propre et compétitive sur le plan financier. Il comporte des avantages considérables pour le Nord canadien et le Nord québécois, où la majeure partie de l'électricité est produite à partir des carburants fossiles. Ainsi, cette source d'énergie contribuerait à réduire l'importante dépendance des collectivités aux carburants fossiles et à atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre entérinés par le Canada [20] et le Québec [7].

Le potentiel solaire des régions arctiques du Canada est fort intéressant. À titre d'exemple, le potentiel solaire de Kuujuaq (1 033 kWh/kW), d'Iqaluit (1 059 kWh/kW) et de plusieurs autres communautés du Grand Nord est supérieur à celui de Tokyo (885 kWh/kW) et de Berlin (848 kWh/kW). Ces capitales occupaient en 2017 les 3^e et 4^e rangs parmi les plus grands pays producteurs d'électricité solaire photovoltaïque [21].

Dans ce contexte, l'intégration du solaire photovoltaïque en climat froid représente une option prometteuse. Outre son faible coût, l'énergie solaire photovoltaïque est modulable et facilement mise à l'échelle. L'entretien des systèmes est simple et peu coûteux, et la durée de vie des modules peut atteindre dans la plupart des cas plus de 25 ans. Mais si intéressante soit-elle, cette option pose encore d'importants défis techniques. Les conditions climatiques extrêmes et la variabilité de la production énergétique des systèmes photovoltaïques doivent en effet être prises en compte afin de réussir leur intégration en climat froid et d'optimiser leur rendement.

C'est la raison pour laquelle Nergica et CanmetÉNERGIE se sont associés pour relever ces défis et proposer des pistes de solution.

Maximiser le taux de pénétration tout en protégeant le réseau



Impact sur le réseau électrique et les groupes électrogènes

De nombreuses études et analyses démontrent que le taux de pénétration maximal de l'énergie photovoltaïque dans les réseaux électriques dépend directement des effets négatifs susceptibles d'en découler [22]–[29]. En effet, l'intégration des systèmes PV de petite à moyenne taille² dans les réseaux autonomes peut affecter leur fiabilité et leur stabilité (Tableau I).

Dans le contexte des réseaux autonomes, plusieurs conditions doivent être observées pour l'opération des groupes électrogènes afin de préserver l'intégrité des équipements, de réduire la fréquence des interventions d'entretien et de prolonger leur vie utile. En règle générale, les groupes électrogènes

principaux et auxiliaires sont conçus pour fonctionner entre 50 % et 85 % de leur puissance nominale, tandis que les groupes électrogènes conditionnés à fonctionner à régime constant peuvent être en fonction entre 70 % et 100 % de leur puissance nominale. Par ailleurs, l'utilisation de groupes électrogènes à des charges inférieures à 30 % pendant de longues périodes est déconseillée [33].

Un fonctionnement incorrect se traduira par des dommages aux composants, une réduction du cycle de vie, une augmentation de la consommation de carburant et des arrêts non planifiés [33].

Tableau I Effets de l'intégration des systèmes PV dans les réseaux autonomes

Phénomène	Répercussions sur le réseau électrique
Fluctuations de la tension du réseau	Peut causer la déconnexion des systèmes PV et conséquemment, des effets en cascade.
Débalancement des phases	Causé principalement par des onduleurs monophasés branchés sur un réseau triphasé. Effet mineur sur le réseau.
Augmentation du taux de distorsion harmonique du courant	Peut se produire à de faibles niveaux d'ensoleillement. L'effet dépend directement du taux de pénétration sur le réseau.
Papillotement	Causé par la variation de la ressource sur le très court terme. Effet mineur sur le réseau.
Diminution de l'inertie du réseau	Lorsque le système PV augmente sa production énergétique, la charge attribuée aux groupes électrogènes diminue. L'effet dépend directement du taux de pénétration sur le réseau.

Références : [23], [30]–[32]

² Cette étude se limite à des systèmes d'une puissance installée inférieure à 500 kW, selon la définition de la taille des systèmes proposée par la norme IEEE 929-2000 [1].

Restrictions imposées par les opérateurs des réseaux autonomes au Canada

La principale mesure d'atténuation des effets de l'intégration des sources variables de production d'énergie dans les réseaux autonomes, notamment des systèmes photovoltaïques, demeure la limitation de leur

taux de pénétration. En effet, les opérateurs imposent des limites afin de respecter les contraintes opérationnelles et d'assurer une fourniture d'électricité fiable [6].



Northwest Territories Power Corporation (NTPC)

Dans son plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de sa dépendance aux combustibles fossiles 2012-2017, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a déterminé quelle serait la partie de l'électricité générée par les générateurs diesel qui pourrait être remplacée par des systèmes photovoltaïques.

L'utilisation de systèmes photovoltaïques pour la production d'électricité pourrait procurer jusqu'à 20 % de la charge moyenne fournie par les groupes électrogènes [34].



ᑭᓄᓐ-ᑭᓄᓐ ᑲᓄᓐ ᑲᓄᓐ ᑲᓄᓐ ᑲᓄᓐ ᑲᓄᓐ
Qulliq Energy Corporation
Société d'énergie Qulliq
Qulliq Alruyaktuqtunik Ikumatjutiit

Qulliq Energy Corporation (QEC)

La Société d'énergie Qulliq qui gère et opère le réseau électrique au Nunavut a mis en place un programme de facturation nette. Ce programme permet aux clients de produire leur propre électricité à partir de sources d'énergie renouvelable tout en restant connectés au réseau électrique de la Société.

La limite imposée pour injecter de l'énergie dans le réseau de distribution est de 10 kW en tout temps [35], [36]. La puissance maximale qui peut être installée est limitée à 7 % de la charge maximale moyenne annuelle de la section du réseau de distribution où le système sera déployé [37].



ATCO Electric (Yukon)

L'hydroélectricité alimente la plupart de la population du Yukon. Toutefois, des centrales thermiques approvisionnent la majorité des réseaux autonomes du territoire.

Les projets opérés par les producteurs indépendants d'électricité sont limités à 20 % de la production totale de l'ensemble des réseaux autonomes [39].



Hydro One (Ontario)

Hydro One a créé un programme de facturation nette pour tous les clients qui génèrent de l'électricité à partir de sources renouvelables (éolien, hydro, solaire ou biomasse).

La réglementation d'Hydro One concernant les raccordements de microgénération (jusqu'à 10 kW) à son réseau de distribution établit un seuil qui correspond à 7 % du niveau maximum annuel de charge de la section du réseau [38].



Hydro-Québec Distribution

Les clients résidentiels et d'affaires des réseaux autonomes peuvent accéder au programme d'autoproduction offert par Hydro-Québec Distribution (HQD), lequel comporte certaines exigences. De plus, le contexte particulier des réseaux autonomes qui opèrent des centrales thermiques fait en sorte que d'autres conditions doivent être prises en compte [40].

- **Niveau d'opération minimum des groupes électrogènes**

L'opération de groupes électrogènes à faible régime peut engendrer plusieurs problèmes, allant d'une consommation de carburant plus élevée jusqu'à leur dégradation prématurée.

La plupart des fabricants de groupes électrogènes recommandent qu'ils soient opérés à plus de 30 % de leur capacité nominale.

- **Stabilité**

La stabilité fait référence à la réserve tournante, c'est-à-dire la capacité non utilisée d'un groupe électrogène, laquelle permet de faire face à des changements abrupts dans la charge électrique et d'éviter son décrochage.

Le critère de stabilité de HQD indique que les groupes électrogènes doivent opérer à moins de 90 % de leur puissance nominale [16].

- **Puissance maximale des énergies renouvelables**

Le programme d'autoproduction limite la puissance installée des systèmes d'énergie renouvelable à 50 kW [41].

En plus de se conformer aux conditions et règlements en vigueur, les projets d'envergure, qui visent le dépassement de cette limite, pourraient se voir imposer des études additionnelles afin d'évaluer leur impact sur la stabilité et la fiabilité du réseau.

En dépit des efforts et de la volonté politique, l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque dans le Nord québécois se trouvera entravée par la capacité du réseau à absorber cette énergie tout en maintenant les critères de stabilité et de sécurité imposés.

Le Tableau II comprend des données qui proviennent de la récente étude de CanmetÉNERGIE, laquelle porte sur le calcul du potentiel de production photovoltaïque à Whapmagoostui et dans les collectivités non raccordées du Nunavik (cf. page 2) [12]. Il présente les capacités photovoltaïques maximales qui peuvent être installées conformément aux restrictions imposées sur les onze réseaux autonomes pour lesquels des données de consommation électrique sont disponibles.

Les critères pris en compte sont les suivants :

1. Le niveau d'opération minimal
2. La stabilité, telle que définie par Hydro-Québec Distribution (cf. p. 9)
3. La puissance installée des nouveaux systèmes, laquelle est limitée à 5 % de la puissance nominale de la plus petite génératrice ou d'une combinaison des génératrices nécessaires pour fournir la charge minimale du réseau autonome.

Dans la plupart des cas, la limite supérieure de 5 % imposée sur la puissance installée provenant d'énergies renouvelables contraint l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque dans les réseaux autonomes de la province. En matière de production, l'énergie solaire générée pourrait couvrir en moyenne 0,5 % des besoins annuels des collectivités [5].

Tableau II **Puissance PV qui peut être intégrée aux réseaux autonomes du Nord québécois**

Communauté	Puissance maximale PV [kW] (Critères 1 et 2)	Puissance maximale PV [kW] (Critères 1, 2 et 3)
Aupaluk	42	11
Inukjuak	291	73
Ivujivik	50	12
Kangiqualujuaq	23	23
Kangirsuk	90	23
Kuujuaq	481	120
Kuujuarapik*	112	57
Puvirnitq	347	87
Quaqtaq	64	16
Salluit	171	43
Umiujaq	103	33

Référence : [5]

* La centrale de Kuujuarapik alimente aussi la communauté de Whapmagoostui.

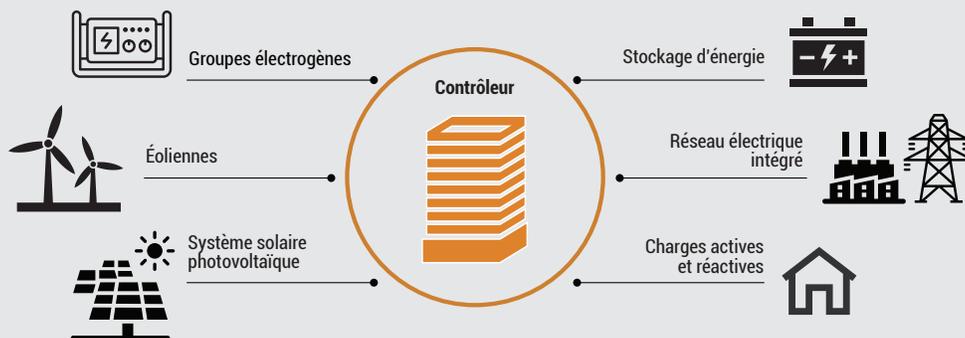
Opérer en climat froid : tirer profit d'un potentiel remarquable

La production de l'énergie solaire photovoltaïque en climat froid est tributaire de différents facteurs, dont la ressource solaire disponible, le choix technologique, l'effet du refroidissement éolien, le couvert de neige et bien entendu, les paramètres d'installation des systèmes.

Des infrastructures qui se tournent aussi vers le soleil

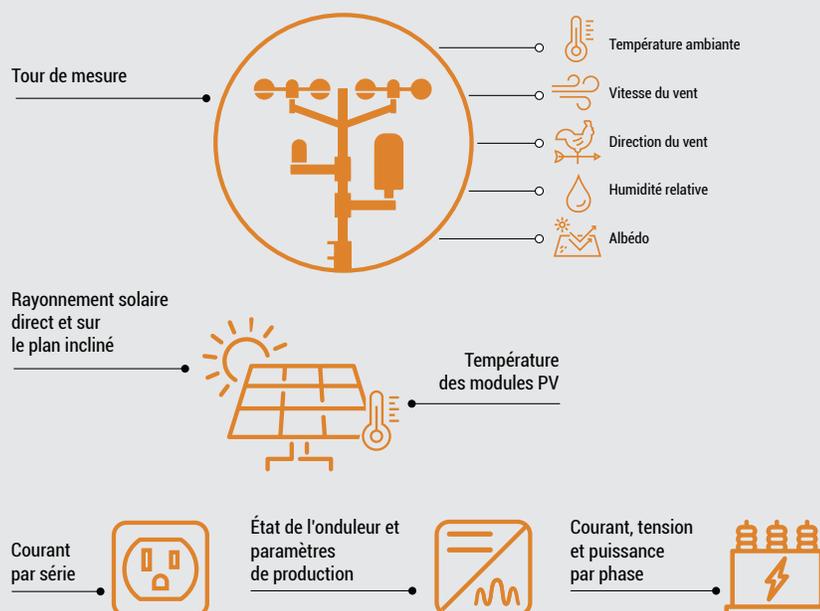
Situé à Rivière-au-Renard, au Québec, le site de recherche en conditions réelles de Nergica (Figure 4) compte des éoliennes, un système photovoltaïque et un microréseau. Ce dernier permet de réaliser une panoplie d'analyses en matière d'intégration d'énergies renouvelables, et ce, autant pour des systèmes hors réseau que pour des systèmes connectés au réseau de distribution d'Hydro-Québec.

Figure 4 **Microréseau de Nergica**



Conçu dans un objectif de recherche, le système photovoltaïque de Nergica regroupe une instrumentation qui surpasse les normes existantes pour le suivi de performance [42]. Outre les capteurs installés sur la structure des modules PV, un mât de mesure dressé à proximité a permis l'installation, sur place, d'une instrumentation plus poussée.

Figure 5 **Instrumentation du système PV de Nergica**



Les données d'opération recueillies à partir du système photovoltaïque de Nergica dans le cadre du projet Optimisation et intégration de l'énergie solaire PV en climat froid [13], mené de novembre 2016 à avril 2019, ont permis de réaliser plusieurs analyses.

Celles-ci contribuent à déterminer la performance des systèmes ou encore à quantifier l'effet de différentes variables climatiques (rayonnement solaire, température ambiante, vitesse du vent) sur cette performance.



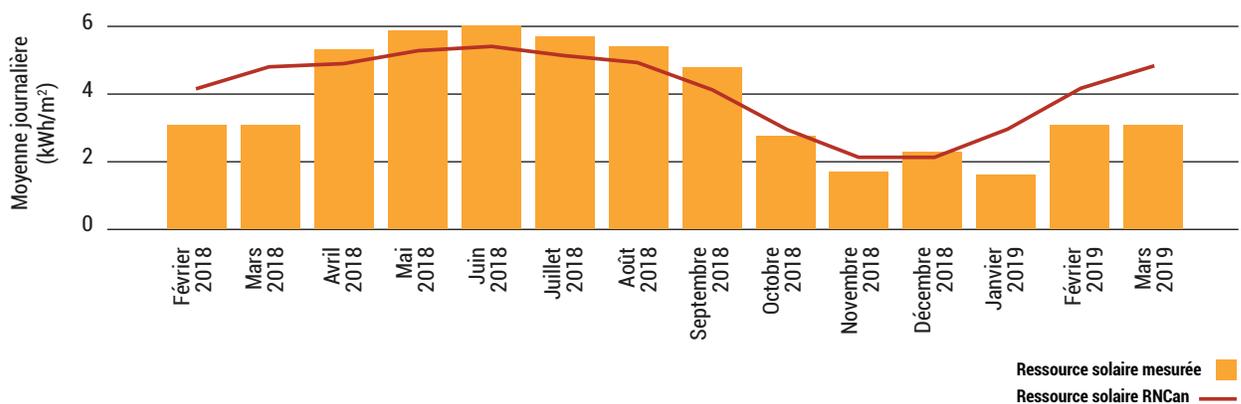
Ressource solaire

La ressource solaire peut être interprétée comme le nombre d'heures de soleil à 1 000 W/m² par jour et est exprimée en kWh/m². Les résultats obtenus à la suite du projet ont montré que la ressource solaire a été 3,96 % plus élevée en 2018 que la moyenne proposée par Ressources naturelles Canada (RNCAN) dans ses cartes de la ressource solaire et photovoltaïque du Canada. Ces cartes présentent des estimés de la quantité d'électricité pouvant être produite par des systèmes photovoltaïques (en kWh/kW) et de l'ensoleillement global quotidien moyen (en kWh/m²) pour plus de 3 500 municipalités au

Canada [43] (Figure 6). Les valeurs proposées par RNCAN sont des moyennes interannuelles calculées à partir des données historiques; des différences de 4 % à 8 % peuvent apparaître d'une année à l'autre.

Durant la période estivale, le rayonnement mesuré sur le site dépasse les valeurs proposées. La ressource solaire en période hivernale est inférieure à celle de RNCAN, mais le potentiel plus élevé entre avril et septembre atténue l'impact de cette réduction.

Figure 6 Ressource solaire sur le site de Nergica



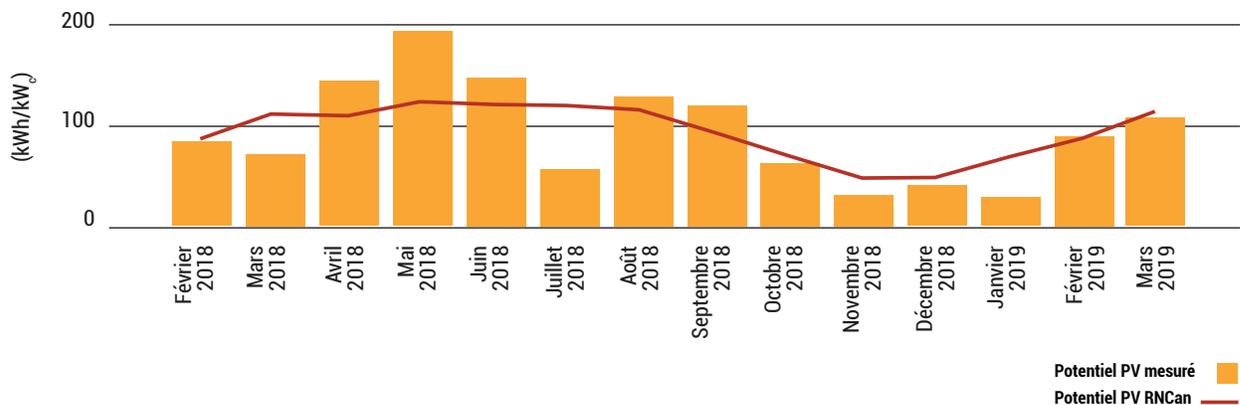


Productivité annuelle

Quant à lui, le potentiel photovoltaïque du site de recherche de Nergica en 2018 a été 0,97 % plus élevé que la moyenne que propose RNCAN (Figure 7). La tendance annuelle est très similaire à celle de la ressource solaire, sauf pour le mois de juillet, alors que des travaux d'entretien sur les infrastructures de Nergica ont affecté la disponibilité technique des équipements. Cette situation explique la différence entre le profil du potentiel photovoltaïque et celui de la ressource solaire présentée à la Figure 7.

Le potentiel PV normalisé (en kWh/kW_c) est un paramètre qui indique la production attendue d'un système photovoltaïque sur une période donnée, habituellement une année. Sa valeur varie en fonction du rayonnement solaire disponible sur le site où le système est installé et de la position du panneau (inclinaison et orientation).

Figure 7 Potentiel PV sur le site de Nergica



Les données du site de recherche de Nergica concernant le potentiel PV et la ressource solaire permettent de dégager un premier profil annuel de production (Tableau III). Bien que les différences entre les moyennes de RNCAN et les résultats de l'étude qui porte sur la première année de production soient minimales, et que l'étude ait été menée sur une année seulement, certaines différences mensuelles sont néanmoins notables. À titre d'exemple, la production énergétique des deux premiers

mois de l'année est inférieure à l'information fournie par RNCAN. La tendance est toutefois inversée durant l'été alors que la production énergétique dépasse l'estimation de RNCAN.

Enfin, la production particulièrement élevée des mois d'avril et de mai s'explique principalement par des températures basses et une diminution considérable des précipitations de neige par rapport aux mois précédents.

Tableau III **Comparaison annuelle de la ressource solaire et du potentiel PV**

Comparaison annuelle				
Paramètre	Unité	RNCAN	Mesuré	Pourcentage
Ressource solaire	kWh/m ² Moyenne journalière	3,92	4,08	103,96 %
Potentiel PV	kWh/kW _c	1 122,00	1 132,91	100,97 %



Refroidissement éolien

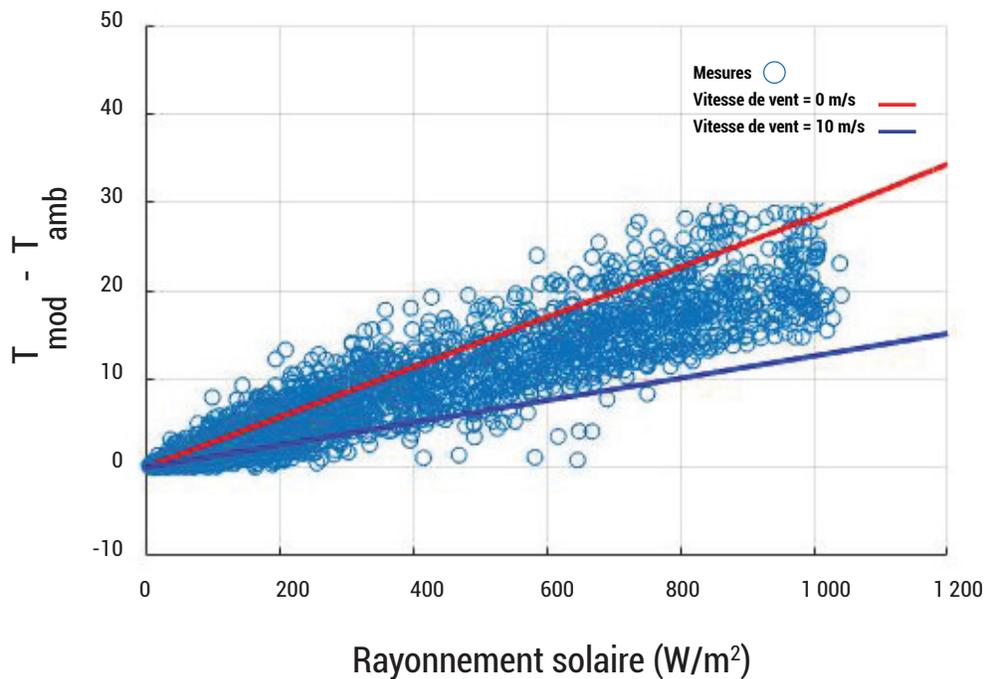
En plus de dépendre des rayons du soleil, le rendement des modules PV de silicium résulte en partie de leur température qui, lorsque moins élevée, induit une augmentation de leur efficacité.

Le vent a donc un effet considérable sur le rendement des modules, puisqu'il peut entraîner un refroidissement par convection naturelle. Les analyses réalisées par Nergica sur son système photovoltaïque ont permis de mesurer la réduction de la température des modules en fonction de la vitesse du vent

(Figure 8) et de mettre en relief l'augmentation de la production, principalement en période hivernale.

À titre d'exemple, avec un rayonnement solaire de 1 000 W/m² sur la surface des modules, une vitesse du vent de 10 m/s peut entraîner une réduction de la température des modules de près de 16 °C. Cela se traduit par une augmentation de la puissance de sortie de l'ordre de 8,2 %.

Figure 8 Effet de la vitesse du vent sur la température des modules





Couvert de neige

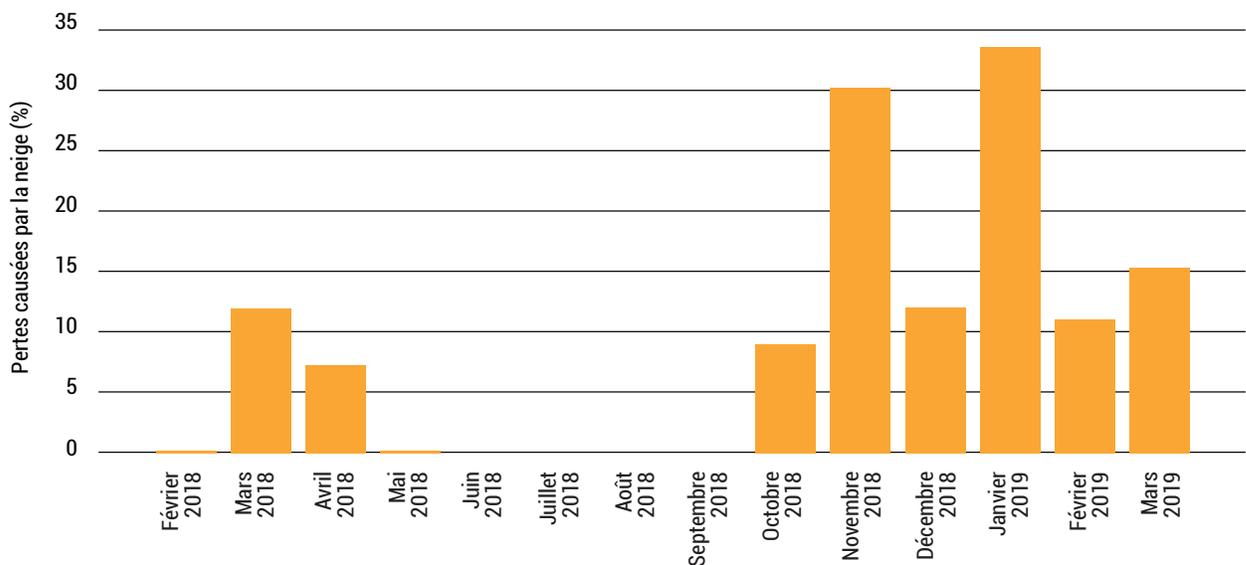
Un des principaux facteurs qui contribue à la perte de la production photovoltaïque en période hivernale est sans conteste l'effet de la couverture de neige sur les modules qui empêche le rayonnement solaire d'en atteindre la surface.

Les analyses menées par Nergica selon des méthodes numériques de comparaison de la production et des analyses d'images ont permis d'évaluer à environ 6 % les pertes annuelles liées à l'accumulation de neige sur les modules. Ces analyses permettent également d'affirmer que les méthodes

conventionnelles qui utilisent les données d'accumulation de neige au sol [44] sous-estiment généralement les pertes. La Figure 9 montre le pourcentage des pertes mensuelles causées par les accumulations de neige sur les modules.

Les pertes causées par la neige au cours d'une année, soit d'avril 2018 à mars 2019, sont de 5,93 %. Les pertes les plus significatives (-33,52 %) ont été enregistrées au mois de janvier 2019 et les valeurs les plus basses (-7,31 %), au mois d'avril 2018.

Figure 9 Pertes causées par l'accumulation de neige sur les modules PV



Disposition des systèmes

En climat froid, la neige et la glace peuvent s'accumuler sur les modules PV, bloquant ainsi la lumière du soleil, réduisant la production électrique et, dans de rares cas, endommageant les modules. Les zones montagneuses exposées au givrage atmosphérique s'avèrent particulièrement problématiques à cet égard [45], [46].

La probabilité d'avoir des accumulations de neige sur les modules peut toutefois être réduite :

- En utilisant des angles d'inclinaison plus élevés, ce qui augmente la probabilité du glissement de la neige par gravité. Des inclinaisons faibles ($< 30^\circ$) empêchent le glissement de la neige, ce qui entraîne une diminution de la production énergétique en période hivernale.
- En tenant compte de la disposition des modules, soit en les installant de telle sorte que le côté le plus court soit parallèle au sol [45] (Figure 10).
- En choisissant des modules d'une plus grande surface, puisque les petits modules ont tendance à retenir la neige plus longtemps que les grands [45]. En effet, plus la longueur du module est importante, plus la neige glisse par gravité.
- En choisissant des modules sans cadre (frameless) puisque le cadre peut empêcher le glissement de la neige [47].
- En favorisant l'installation des modules sur des façades orientées vers le sud, ce qui permet d'augmenter la production énergétique en hiver, car l'élévation du soleil est moindre, et réduit considérablement le risque d'accumulation de neige. D'autres avantages de ce type d'installation : la réduction des bris structuraux causés par de forts vents et la diminution des quantités de matériel requis pour l'installation, donc de l'investissement initial.
- En prenant en compte les accumulations maximales historiques de neige au sol, afin de surélever les structures en conséquence [48].
- Finalement, en considérant les caractéristiques de la charge électrique sur l'année pour choisir la position des modules. Évidemment, il est possible de choisir des orientations et des inclinaisons qui améliorent l'adaptation entre la charge et la production d'électricité. Par exemple, une orientation est-ouest permet d'obtenir un profil de production aplati, c'est-à-dire dont le niveau maximum de production vers midi est moins élevé [49], [50].

Figure 10 **Disposition des modules PV**





Tirer parti des technologies en constante évolution

Il existe de nombreux types de modules solaires PV classifiés en fonction de leur niveau de développement technologique. Certains reposent sur des technologies éprouvées, alors que d'autres font appel à des technologies en développement ou émergentes.

Le Tableau IV présente une analyse comparative des différents types de modules actuellement disponibles. Cette analyse inclut leur rendement, de même que des avantages et désavantages de l'utilisation de chacun en climat froid.

Tableau IV Comparaison entre différents types de modules PV disponibles sur le marché

Technologies éprouvées			
Type de module solaire	Rendement	Avantages	Inconvénients
Silicium monocristallin (mono-Si)	~ 20 - 26 %	- Rendement et durée de vie élevés	- Relativement dispendieux - Fragilité - Rendement faible à haute température et à faible rayonnement
Silicium polycristallin (poly-Si)	~ 15 - 22 %	- Bas coût - Bon rapport qualité-prix	- Efficacité légèrement inférieure à celle du silicium monocristallin - Fragilité - Rendement faible à haute température et à faible éclairage
Couches minces : silicium amorphe (a-Si)	~ 7 - 14 %	- Coûts relativement bas - Production facile et flexible - Sensibilité réduite aux effets de la température - Bon rendement à faible rayonnement	- Durée de vie moindre - Rendement faible
Modules bifaciaux	~ 20 %	- Réduction des frais d'installation et de câblage - Réduction des surfaces requises pour les modules - Production accrue en période hivernale grâce à l'effet réfléchissant de la neige	- Coût élevé - Normes d'installation à respecter pour éviter l'ombrage des deux côtés des modules - Peu de systèmes installés en climat froid et dans des réseaux autonomes

Technologies en développement

Type de module solaire	Rendement	Avantages	Inconvénients
Silicium à hétérojonction	~ 26 %	<ul style="list-style-type: none"> - Combinaison des avantages du silicium monocristallin, du silicium polycristallin et du silicium amorphe - Conception simple - Nombre réduit d'étapes de fabrication - Sensibilité réduite aux effets de la température 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible niveau de maturité technologique
Tellurure de cadmium (CdTe)	~ 16 - 22 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Sensibilité réduite aux effets de la température 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - Toxicité (si non recyclé)
Cuivre indium gallium sélénium (GICS)	~ 20 - 23 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Flexibilité et épaisseur des cellules - Coefficient de température bas - Efficacité moins affectée à haute température 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible niveau de maturité technologique - Procédé de production complexe à partir d'éléments rares - Coût élevé

Technologies émergentes

Type de module solaire	Rendement	Avantages	Inconvénients
Cellule photovoltaïque à perovskites	~ 24 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement très élevé - Poids léger - Souplesse - Taux de transparence et teinte variables - Coût avantageux 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en développement - Problèmes de fiabilité - Stabilité structurale : peu de résistance à l'humidité, à la pression, aux températures élevées et aux rayons UV - Plomb utilisé dans la fabrication
Tandem de perovskite et de silicium	~ 28 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement très élevé - Poids léger - Semi-transparence - Coût avantageux 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en développement - Problèmes de fiabilité - Stabilité structurale : peu de résistance à l'humidité, à la pression, aux températures élevées et aux rayons UV - Faible stabilité opérationnelle à long terme - Composants toxiques (électrolyte liquide) - Fabrication difficile particulièrement au regard du dépôt de la couche de pérovskite sur le silicium
Cellule solaire à pigment photosensible (<i>Dye-Sensitized Solar Cell-DSSC</i>)	~ 12 %	<ul style="list-style-type: none"> - Robustesse, légèreté - Remplacement intéressant pour les technologies existantes à basse densité - Bon rendement à faible rayonnement - Rendement plus élevé à des températures élevées - Faible toxicité - Flexibilité moyenne 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en développement - Bas rendement et basse stabilité intrinsèque - Durée de vie faible - Reproductibilité (production en masse) - Étanchéité de l'électrolyte liquide : danger de vapeurs toxiques - Flexibilité faible lorsque l'électrolyte est solide - Coût élevé
Cellule solaire à points quantiques (<i>Quantum Dot Solar Cell-QDSC</i>)	~ 17 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Bas coût - Bon rapport qualité-prix - Légèreté, flexibilité - Fabrication facile 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en développement - Matériel du semi-conducteur toxique pour la fabrication de QDSC à métaux lourds
Cellules solaires organiques	~ 16 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Structure légère et flexible - Semi-transparence - Bas coût - Bon rapport qualité-prix - Fabrication facile - Matériel écologique 	<ul style="list-style-type: none"> - Technologie encore en développement - Durée de vie opérationnelle réduite - Problèmes liés à la stabilité - Faible résistance - Dégradation photochimique importante

Technologies émergentes et taux de pénétration : se tourner vers des solutions novatrices

Bien que les contraintes touchant l'intégration du solaire photovoltaïque constituent un frein à l'exploitation optimale de cette source énergétique en climat froid, la gestion axée sur la demande et certaines technologies émergentes pourraient contribuer à augmenter son taux de pénétration tout en assurant la stabilité du réseau. Ainsi, ces technologies, tout comme cette approche de gestion, constituent une perspective attrayante à la fois pour les collectivités et les gouvernements qui souhaitent assurer, au meilleur coût, un approvisionnement propre, durable et sobre en carbone.

Gestion axée sur la demande

La gestion axée sur la demande vise à modifier la demande plutôt que de concentrer les efforts seulement sur la production, et ce, par des mesures incitatives, des mesures dissuasives ou encore la mise en place de nouvelles technologies. Une mesure incitative pourrait être, par exemple, des rabais accordés à l'achat d'ampoules DEL qui consomment considérablement moins d'énergie que les lampes à incandescence. À l'inverse, une mesure dissuasive se traduirait

par la modulation des tarifs d'électricité selon l'heure de la journée. Ceci déplacerait donc la consommation de certains utilisateurs vers des heures où la demande est moins élevée. Enfin, il est possible de favoriser la mise en place de nouvelles technologies, par exemple des thermostats intelligents qui peuvent moduler la consommation d'énergie en fonction de plusieurs facteurs, notamment la disponibilité de la ressource solaire.

Plusieurs mesures en ce sens sont déjà en place dans les réseaux autonomes du Québec [8].

1. Les programmes d'utilisation efficace de l'énergie offerts par Hydro-Québec Distribution (HQD) qui incluent : 1) un tarif dissuasif pour éviter le chauffage des espaces à l'électricité et 2) un programme qui vise à favoriser l'utilisation du propane ou du mazout pour le chauffage des espaces (HQD paie 90 % des frais d'entretien et garantit un prix pour le propane, peu importe le prix courant).

2. Les interventions en économie d'énergie offrent aux clients des réseaux autonomes des moyens de réduire leur consommation d'électricité. HQD a remplacé l'éclairage public par des ampoules DEL et poursuit la même démarche pour les clients résidentiels.

La société d'État offre aussi un accompagnement pour l'isolation des bâtiments et des entretoits, l'analyse de la consommation, l'acquisition d'un chauffe-eau à trois éléments, etc.

3. Des campagnes de sensibilisation pour réduire la pointe de puissance en période hivernale.

Stockage énergétique

L'utilisation du stockage énergétique peut améliorer l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque. En effet, différents systèmes, comme des batteries, par exemple, permettent de stocker l'énergie produite à la sortie des systèmes solaires PV pour la rendre disponible à une utilisation subséquente lorsque la ressource solaire ne suffit plus. Autrement, des accumulateurs thermiques sont parfois utilisés pour emmagasiner l'énergie excédentaire sous une autre forme facilement utilisable.

Le recours à des systèmes de stockage permet de réduire considérablement les contraintes imposées à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes. Ainsi, les groupes électrogènes peuvent

toujours opérer à des régimes acceptables, puisque l'énergie supplémentaire produite durant la journée peut être utilisée plus tard, au besoin. L'ajout de systèmes de stockage comporte également d'autres avantages, principalement l'amélioration de la stabilité et une meilleure adaptation entre la charge et la production d'énergie. Des défis associés à l'intégration des sources de stockage persistent toutefois et sont principalement liés à leur coût.

Groupes électrogènes à vitesse variable

Les groupes électrogènes à vitesse variable sont une option intéressante pour réduire la consommation du carburant et pour augmenter la quantité d'énergie renouvelable que le réseau peut accueillir. Cette technologie cherche à découpler la vitesse de rotation du groupe électrogène et la fréquence du réseau grâce à des interfaces d'électronique de puissance.

Une autre approche, celle des systèmes de transmission variable, permettrait plutôt de découpler la vitesse de rotation du moteur thermique et celle de la génératrice électrique. Dans ce type de groupe électrogène, le moteur

diesel peut fonctionner dans des conditions optimales pour chaque valeur de charge qui lui est attribuée. Cela entraîne un rendement accru et une meilleure performance à faible régime (typiquement, en deçà de 30 % de la capacité nominale de la machine thermique).

Bien qu'il s'agisse d'une technologie relativement peu explorée, elle peut avoir un impact important sur la transformation des réseaux autonomes qui dépendent principalement des centrales thermiques pour la production d'électricité.

Systeme PV avec des onduleurs à fonctions avancées

Une option qui s'offre à une collectivité voulant intégrer une plus grande puissance d'énergie solaire photovoltaïque est l'utilisation d'onduleurs à fonctions avancées. Ces derniers permettent de réduire la puissance à la sortie du système en temps réel. Il devient donc possible de respecter en tout temps les limites imposées pour garder l'équilibre entre la production et la demande.

La production d'énergie croît toujours avec l'ajout de modules PV mais la contribution utile de chaque nouveau module décroît. Plus la puissance installée est grande, plus il y a de moments dans l'année où la puissance à la sortie excède la demande : elle doit donc être réduite pour maintenir l'équilibre entre la production et la demande.

Ainsi, le rendement énergétique annuel par kilowatt de puissance installée diminue avec la taille du système. Par conséquent, le coût associé à l'installation du système PV doit rester avantageux par rapport à l'utilisation des centrales thermiques pour produire une unité d'énergie donnée. La limite supérieure de la puissance pour ce type d'installation est donc fonction de la valeur actualisée nette (VAN) du projet.

Notons aussi que les onduleurs à fonctions avancées peuvent fournir d'autres services dans le réseau de distribution. Cela inclut des services auxiliaires tels que la gestion de la puissance réactive, la régulation de la tension, l'augmentation graduelle de la puissance de sortie et la possibilité d'éviter les déconnexions du réseau lors des perturbations de la fréquence ou de la tension. La gestion décentralisée des services auxiliaires du

réseau de distribution peut être considérée comme une nouvelle valeur ajoutée pour l'énergie solaire.

C'est sur ce dernier sujet que Nergica et CanmetÉNERGIE poursuivront leur collaboration. Cette initiative de recherche vise à déterminer la pertinence du déploiement des onduleurs à fonctions avancées dans les réseaux autonomes du Québec et du Canada dans un contexte de production distribuée.

L'utilisation de nouvelles technologies permettra de repousser les limites à l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque dans les réseaux autonomes et bonifiera la proposition de valeur de cette source d'énergie grâce à la décentralisation de la gestion des services auxiliaires du réseau électrique.

Les infrastructures complémentaires et l'expertise technique que l'équipe de Nergica a développée constituent sans conteste un atout pour l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque en climat froid et dans les réseaux autonomes du Canada.

Un puissant système de simulation en temps réel

Par l'entremise du Cégep de la Gaspésie et des Îles, Nergica a acquis une plateforme de simulation auprès de OPAL-RT. Cet équipement d'avant-garde contribue à fournir les données et les informations nécessaires aux fins de simulation de systèmes solaires PV et d'autres énergies renouvelables. Cette plateforme permet l'ajout de modules physiques dans les simulations numériques. Les résultats produits par ces simulations reproduisent fidèlement le comportement des infrastructures réelles du microréseau de Nergica.

L'un des principaux avantages qu'offre cette plateforme est la possibilité de développer et de valider des solutions avant-gardistes avant leur déploiement sur le terrain avec une précision élevée. Cela permet entre autres de réduire les coûts et les risques lors des phases de conception et de validation de systèmes d'énergies renouvelables. Nergica peut notamment tester l'impact des énergies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolienne, hydrolienne, etc.) sur la fiabilité et la résilience de microréseaux et implanter des algorithmes pour atténuer ces effets.



Les défis associés à l'intégration de l'énergie solaire PV dans les réseaux autonomes sont liés à des phénomènes transitoires qui peuvent créer des perturbations et générer des risques pour la stabilité et la fiabilité du réseau. De plus, l'intégration des sources d'énergie variables peut affecter considérablement la qualité de l'énergie.

D'un autre côté, les onduleurs à fonctions avancées peuvent atténuer ces risques, ainsi qu'améliorer la qualité de l'énergie en fournissant des services auxiliaires. Les systèmes de simulation qui intègrent du matériel dans la boucle (Hardware in the Loop) permettent l'étude des perturbations et l'évaluation des avantages que l'utilisation des onduleurs à fonctions avancées peut offrir dans le contexte des réseaux autonomes.

Conclusion

Issu de la collaboration de recherche entre Nergica et CanmetÉNERGIE, ce livre blanc présente les principaux facteurs qui affectent la performance des systèmes photovoltaïques, les barrières qui freinent leur déploiement dans les réseaux autonomes du Nord canadien et du Nord québécois ainsi que les performances de ces systèmes PV exploités dans les conditions réelles de climat froid.

Les récentes avancées technologiques assurent à l'énergie solaire photovoltaïque un positionnement enviable dans la transition énergétique des collectivités isolées. Les coûts liés à son déploiement, ses exigences logistiques bien connues et sa mise à l'échelle qui peut s'adapter aux besoins des collectivités constituent des atouts indéniables.

Des efforts en recherche appliquée doivent être consentis pour surmonter les défis qui limitent l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque à des taux de pénétration élevés dans les réseaux autonomes. Les pistes de solution identifiées dans ce document font foi du potentiel remarquable de cette source énergétique qui, jumelée à d'autres technologies, à des mesures d'efficacité énergétique novatrices ou à des changements d'habitudes de consommation, peut contribuer à accélérer la transition énergétique et à réduire la dépendance au diesel des collectivités hors réseau.



Photo : Jacques Gratton

Qui sommes-nous?

Nergica est un centre de recherche appliquée qui stimule l'innovation en matière d'énergies renouvelables à travers des activités de recherche, d'aide technique, de transfert technologique et d'accompagnement aux entreprises et aux collectivités. Sa mission : ouvrir de nouveaux horizons pour les énergies renouvelables.

Plus précisément, Nergica se spécialise dans le développement de solutions favorisant l'intégration des énergies renouvelables, l'optimisation de la performance des centrales éoliennes et solaires et le soutien à la croissance des PME. L'organisation déploie ses activités grâce à une équipe d'experts pluridisciplinaires, des infrastructures de recherche en milieu naturel uniques au Canada et des services sur mesure qui soutiennent l'innovation.

D'abord reconnu pour son expertise en climat froid ainsi qu'en exploitation et en maintenance, Nergica offre également des services de pointe relatifs au développement et à l'évaluation des technologies, à la commercialisation des innovations, à la météorologie adaptée, aux microréseaux, au stockage de l'énergie et à la gestion des réseaux électriques. Bien connu depuis 2000 sous le nom de TechnoCentre éolien, Nergica agit à titre de centre collégial de transfert de technologie (CCTT) affilié au Cégep de la Gaspésie et des Îles.

Bibliographie

- [1] Ressources naturelles Canada, « Base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées | Ressources naturelles Canada », 2018. [En ligne]. Disponible à : <http://atlas.gc.ca/rced-bdece/fr/index.html>. [Consulté le : 07-mars-2018].
- [2] R. Neufeld et al., « Énergiser les territoires du Canada », 2014.
- [3] I. Das et C. Cañizares, « Renewable Energy Solutions for the Canadian Arctic », 2016.
- [4] Centre for the North at the Conference Board of Canada, « Study on Addressing the Infrastructure Needs of Northern Aboriginal Communities », 2014.
- [5] M. Provost, « Study on the Potential for the Development of Photovoltaic Energy in Northern Quebec », Varennes, Qc, 2018.
- [6] K. Karanasios and P. Parker, « Recent Developments in Renewable Energy in Remote Aboriginal Communities, Quebec, Canada », *Papers in Canadian Economic Development*, vol. 16, n° 0, pp. 98-108, 2016.
- [7] Gouvernement du Québec, « Politique énergétique 2030 », vol. 53, n° 9, 2016.
- [8] Hydro-Québec Distribution, « Plan d'approvisionnement 2017-2026 - Réseaux autonomes », n° R-3986-2016, p. 1-15, 2017.
- [9] M. Brooks et N. Moore, « Open Access Energy Blueprint », 2017.
- [10] R. Lagrange, « Conversion des réseaux autonomes : Vers une nouvelle ère énergétique au Nunavik », Colloque annuel de l'Association québécoise des producteurs d'énergie renouvelable, Montréal, p. 12, 2018.
- [11] H.-Q. Distribution, « Plan d'approvisionnement 2017-2026 - Réseaux autonomes - Annexes », n° R-3986-2016, p. 1-124, 2017.
- [12] M. Provost, « Rooftop PV Potential in Northern Quebec », Varennes, Qc, 2019.
- [13] L. F. Gomez et S. Gualteros, « Optimisation et intégration de l'énergie solaire PV en climat froid », Gaspé, 2019.
- [14] Hydro-Québec, « Rapport annuel 2017 », Montréal, 2017.
- [15] Hydro-Québec Distribution, « État d'avancement 2018 du plan d'approvisionnement 2017-2026 », 2018.
- [16] Hydro-Québec Distribution, « Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 Réseaux autonomes », 2019.
- [17] C. Makivik, « Press Release: An Historic Year for Makivik Corporation – Highlights from 2017 », Société Makivik, 2017. [En ligne]. Disponible à : <https://www.makivik.org/historic-year-makivik-corporation/>.

- [18] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, « Renewables 2018 - Global Status Report », 2018.
- [19] C. Baldus-Jeursen, Y. Poissant, et P. Bateman, « National Survey Report of Photovoltaic Applications in Canada », Varennes, Qc, 2017.
- [20] Premiers ministres des provinces et territoires, « Stratégie canadienne de l'énergie 2015 », p. 38, 2015.
- [21] A. Prieur, V. Delisle, Y. Poissant, et L. Dignard-Bailey, « État et perspectives de l'énergie solaire photovoltaïque », CanmetÉnergie, Varennes, Qc, p. 41, 2017.
- [22] ElNozahy, M.S. et Salama, M.M.A., « Technical Impacts of Grid-Connected Photovoltaic Systems on Electrical Networks—A Review », *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5. n° 3, mai 2013.
- [23] F. Katirae, K. Mauch, and L. Dignard-Bailey, « Integration of photovoltaic power systems in high-penetration clusters for distribution networks and mini-grids », *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 3, n° 3 juillet-septembre, 2007.
- [24] S. Cobben, B. Gaiddon, et H. Laukamp, « Impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high PV population », *PV Upscale*. 2008.
- [25] R. Yan and T. K. Saha, « Voltage variation sensitivity analysis for unbalanced distribution networks due to photovoltaic power fluctuations », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, pp. 1078-1089, 2012.
- [26] C. Whitaker, J. Newmiller, M. Ropp, et B. Norris, « Distributed photovoltaic systems design and technology requirements », *Sandia Laboratories*. 2008.
- [27] B. Mather, « Analysis of high-penetration levels of PV into the distribution grid in California », *High Penetration Solar Forum*. National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [28] N. Miller et Z. Ye, « Distributed generation penetration study », *National Renewable Energy Laboratory*, 2003.
- [29] W. Wencong, J. Kliber, Z. Guibin, X. Wilsun, B. Howell, et T. Palladino, « Power line signaling based scheme for anti-islanding protection of distributed generators: Part II: Field test results », *Power Eng. Soc. Gen. Meet. IEEE*, 2007.
- [30] E. A. F. Nunes, D. K. Alves, E. S. Dantas, T. O. A. Rocha, R. L. A. Ribeiro, et F. B. Costa, « Impact of PV systems on microgrids under different levels of penetration and operational scenarios », *14th Brazilian Power Electronics Conference, COBEP 2017*, vol. 2018-janvier, p. 1-6.
- [31] M. C. Kocer et al., « Cloud induced PV impact on voltage profiles for real microgrids », *Proceedings of the 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications, EFEA 2018*, 2019.
- [32] T. K. Chau, S. Shenglong Yu, T. Fernando, H. H. C. lu, et M. Small, « An investigation of the impact of pv penetration and BESS capacity on islanded microgrids-a small-signal based analytical approach », *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2019, vol. 2019-février p. 1679-1684.
- [33] B. Jabeck, « The Impact of Generator Set Underloading », *Electric power division, Caterpillar*, 2013.

- [34] NWT, « Solar Energy Strategy 2012- 2017 », Yellowknife, 2012.
- [35] QEC, « The QEC Energy Framework: the Cost of Generating Electricity in Nunavut », Qulliq Energy Corporation, 2018.
- [36] QEC, « Power in Nunavut », Cordova, Alaska, 2017.
- [37] Utility Rates Review Council of Nunavut, « Letter and URRC Report on QEC Net Metering Application », Iqaluit, 2017.
- [38] Hydro One, « Technical Interconnection Requirements (TIR) For Distributed Generation Micro Generation & Small Generation, 3-phase, less than 30 kW », 2010.
- [39] Amicus, « Proceedings Yukon Electric Company Limited 2016-2017 General Rate Application », Whitehorse, Yukon, p. 221, 2016.
- [40] M. Provost, « Étude du potentiel de développement de l'énergie photovoltaïque dans le nord du Québec », CanmetÉNERGIE, 2018.
- [41] Hydro-Québec, « Autoproduction | Hydro-Québec », 2017.
- [42] International Electrotechnical Commission, « IEC 61724-1 Photovoltaic System Performance - Part 1: Monitoring », p. 62, 2017.
- [43] Ressources naturelles Canada, « Cartes de la ressource photovoltaïque et solaire du Canada | Ressources naturelles Canada », 2016. [En ligne]. Disponible à: <https://www.rncan.gc.ca/18367>. [Consulté le: 13-févr-2018].
- [44] D. Ryberg Severin et J. Freeman, « Integration, Validation, and Application of a PV Snow Coverage Model in SAM », *National Renewable Energy Laboratory*, n° Task No. SETP-10304-11.01.20, p. 33, 2017.
- [45] M. Ross et J. Royer, « Photovoltaics in Cold Climates », James & James, 1999.
- [46] T. Townsend et L. Powers, « Photovoltaics and now: An Update from Two Winters of Measurements in the SIERRA », *37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, p. 003231-003236.
- [47] J. Pearce, « Differences in Snow Shedding in Photovoltaic Systems with Framed and Frameless Modules », *Conf. Proc. 2019 IEEE Photovolt. Spec. Conf. (PVSC)* .
- [48] S. Ben Hamed, A. Amossé, L. F. Gomez, et S. Gualteros, « Optimisation et intégration de l'énergie solaire PV en climat froid », Gaspé, 2019.
- [49] L. F. Gomez et S. Gualteros, « Contribution to the Increase of PV Penetration in Hybrid PV-Diesel Off-Grid Microgrids », 2019.
- [50] BBA, « Old Crow Solar Project », 2019.
- [51] D. Friedman et NREL, « Best Research-Cell Efficiency Chart », National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO., 2019. [En ligne]. Disponible à: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. [Consulté le: 08-oct-2019].
- [52] A. M. Bagher, « Solar Cell Quantum Dots », *Am. J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 2, n°1, p. 1-5, 2016.

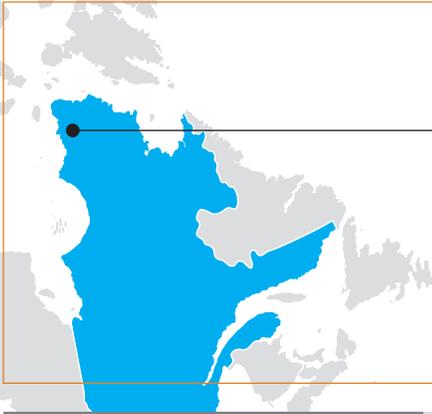
- [53] A. Ganesan, A. Houtepen, et R. Crisp, « Quantum Dot Solar Cells: Small Beginnings Have Large Impacts », *Appl. Sci.*, vol. 8, n° 10, p. 1867, oct. 2018.
- [54] J. Werner, B. Niesen, and C. Ballif, « Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells: Marriage of Convenience or True Love Story? - An Overview », *Advanced Materials Interfaces*, vol. 5, n° 1, janvier 2018.
- [55] D. Reaux, « Cellules photovoltaïques à hétérojonctions de silicium (a-Si H/c-Si) : modélisation des défauts et de la recombinaison à l'interface », Université Paris-Saclay, 2017.
- [56] M. Aghaei, « Review on Comparison between Traditional Silicon Solar Cells and Thin-Film CdTe Solar Cells », *Proceedings National Graduate Conference 2012*, 2012.
- [57] J. ur Rehman et M. H. Chowdhury, « Conventional versus Flexible Substrates for Dye Sensitized and Perovskite Type Photo Voltaic Solar Cells », *IEEE International Conference on Flexible and Printable Sensors and Systems (FLEPS)*, 2019, p. 1-3.
- [58] S. Hooper, T. Rissom, et S. Nicolay, « Deliverable 2.5 Semi-transparent (> 40% transparency) Mini-Module with 10% Stabilized Aperture Area Efficiency on 20cm x 30cm », p. 1-14, 2019.
- [59] K. Sharma, V. Sharma, et S. S. Sharma, « Dye-Sensitized Solar Cells: Fundamentals and Current Status », *Nanoscale Res. Lett.*, vol. 13, n° 1, p. 381, déc. 2018.
- [60] Nature, « A Decade of Perovskite Photovoltaics », *Nature Energy Editorial*, vol. 4, n° 1. p. 1-1, 14-janv-2019.
- [61] Z. Shi et A. Jayatissa, « Perovskites-Based Solar Cells: A Review of Recent Progress, Materials and Processing Methods », *Materials (Basel)*, vol. 11, n° 5, p. 729, mai 2018.
- [62] A. Ramdas, A. W. H. Kelsey, et B. Sigrin, « Quantifying the Relationship Between Higher Photovoltaic Module Efficiency and the Adoption of Distributed Solar », National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2019.
- [63] S. Kurtz et al., « Historical Analysis of Champion Photovoltaic Module Efficiencies », *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, n° 2, p. 363-372, mars 2018.

Annexe

Fiches techniques des collectivités du Nord québécois *

* Référence : [12]





Akulivik

633 habitants

60,81° N, 78,19° O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	565/727/727 kW
Année d'installation	2015
Efficacité énergétique moyenne	3,59 kWh/l
Consommation annuelle	919 kl
Émissions CO ₂ annuelles	2 445 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	*	*
Réserve tournante (20 %)	*	*
Charge minimale du GE ** (30 %)	*	*
Taux de pénétration (puissance)	*	*
Taux de pénétration (énergie)	*	*

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 800 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	*	*
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	*	*
Maximum PV sur le toit (2 MW)	496 kl	1 319 t

Charge électrique

Données 2016

Consommation annuelle	3,66 GWh
Charge maximale	742 kW
Charge moyenne journalière	*

Prévision 2026

Consommation annuelle	4,72 GWh
Croissance de charge	2,6 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS

Données de charge non disponibles pour cette collectivité.

Ressource solaire et potentiel PV

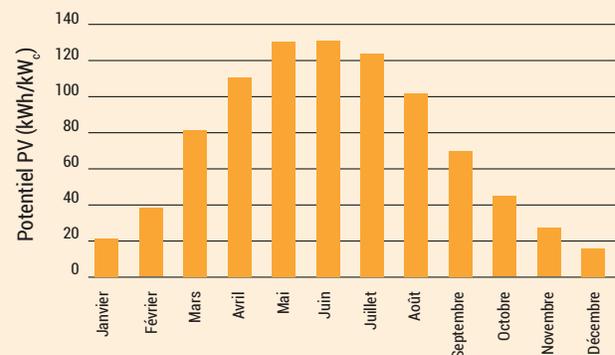
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,25 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	890 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	15 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	2 MW
Production annuelle estimée	1 923 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c ***





Aupaluk

209 habitants

59,3° N, 69,6° O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	210/250/320 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,75 kWh/l
Consommation annuelle	427 kl
Émissions CO ₂ annuelles	1 135 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	42 kW	42 kW
Réserve tournante (20 %)	42 kW	42 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	59 kW	116 kW
Taux de pénétration (puissance)	0,11 %	0,08 %
Taux de pénétration (énergie)	1,9 %	1,4 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	1 000 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	9,6 kl	26 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	9,6 kl	26 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	206 kl	548 t

Charge électrique

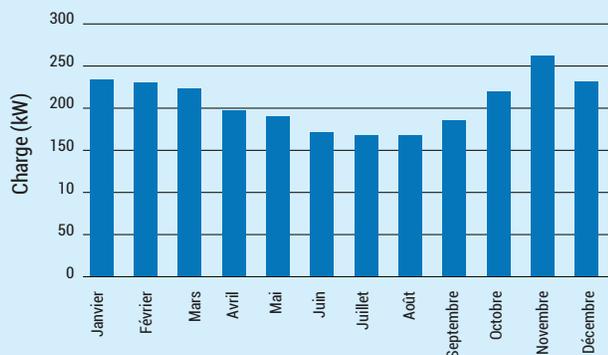
Données 2016

Consommation annuelle	1,89 GWh
Charge maximale	375 kW
Charge moyenne journalière	206 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	2,5 GWh
Croissance de charge	2,8 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

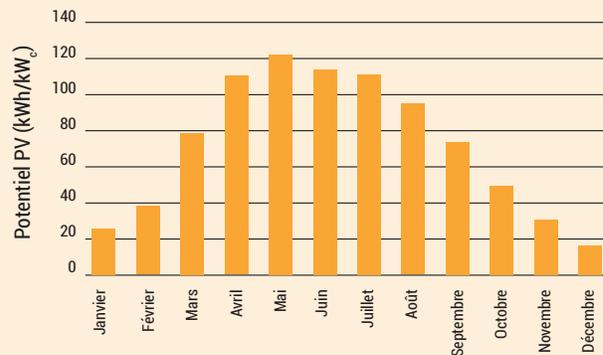
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,13 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	857 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	7 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	0,9 MW
Production annuelle estimée	853 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête

Inukjuak

1 757 habitants

58.45° N, 78.1 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	4
Capacité	855/600/1168/1135 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,84 kWh/l
Consommation annuelle	2 395 kl
Émissions CO ₂ annuelles	6 371 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	244 kW	291 kW
Réserve tournante (20 %)	291 kW	291 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	244 kW	463 kW
Taux de pénétration (puissance)	13 %	13 %
Taux de pénétration (énergie)	2,1 %	2,1 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 800 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	58,8 kl	156 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	70,1 kl	186 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	1 180 kl	3 139 t

Charge électrique

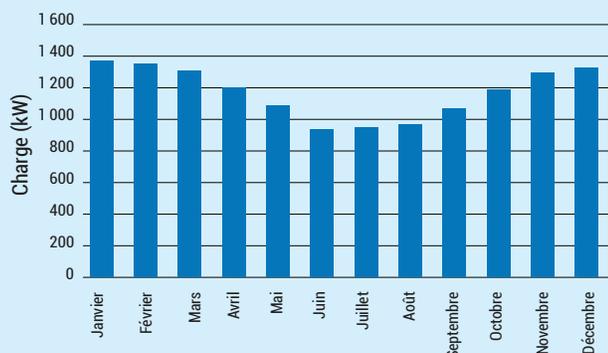
Données 2016

Consommation annuelle	10,52 GWh
Charge maximale	1 823 kW
Charge moyenne journalière	1174 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	12,94 GWh
Croissance de charge	2,1 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

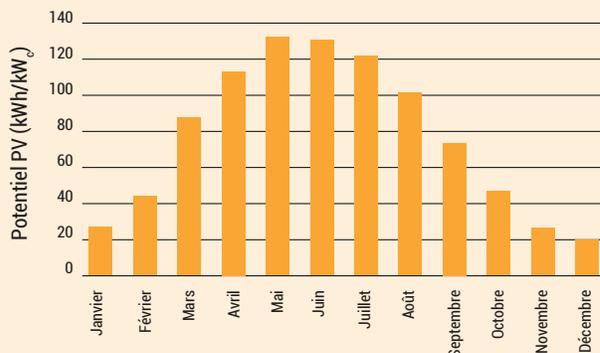
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,38 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	925 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	37 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	4,9 MW
Production annuelle estimée	4 874 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **





Ivujivik

414 habitants
62.42° N, 77.91 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	250/365/365 kW
Année d'installation	Avant 1987
Efficacité énergétique moyenne	3,35 kWh/l
Consommation annuelle	627 kl
Émissions CO ₂ annuelles	1 667 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	50 kW	50 kW
Réserve tournante (20 %)	28 kW	69 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	244 kW	463 kW
Taux de pénétration (puissance)	6 %	8 %
Taux de pénétration (énergie)	0,8 %	1,2 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	1 100 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	6,5 kl	17 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	11,6 kl	31 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	302 kl	803 t

Charge électrique

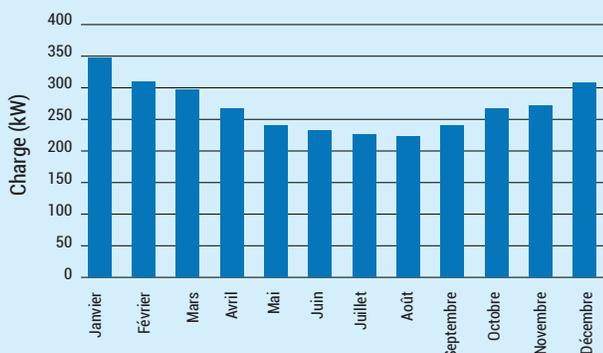
Données 2016

Consommation annuelle	2,56 GWh
Charge maximale	460 kW
Charge moyenne journalière	270 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	3,28 GWh
Croissance de charge	2,5 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

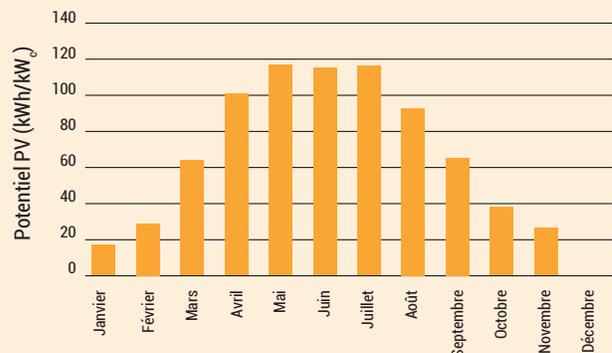
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	2,84 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	777 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	10 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	1,3 MW
Production annuelle estimée	1 175 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête



Kangiqsualujjuaq

942 habitants

58.69° N, 65.95 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	560/560/855 kW
Année d'installation	Avant 1986
Efficacité énergétique moyenne	3,47 kWh/l
Consommation annuelle	1 268 kl
Émissions CO ₂ annuelles	3 373 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	0 kW	23 kW
Réserve tournante (20 %)	112 kW	112 kW
Charge minimale du GE ** (30 %)	0 kW	23 kW
Taux de pénétration (puissance)	*	2 %
Taux de pénétration (énergie)	*	0,3 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	3 500 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	*	*
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	5,4 kl	14 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	536 kl	1 426 t

Charge électrique

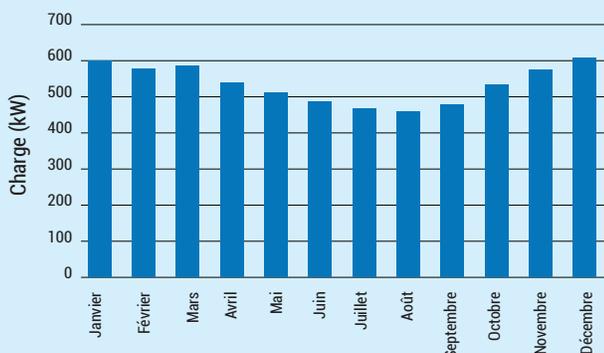
Données 2016

Consommation annuelle	4,5 GWh
Charge maximale	907 kW
Charge moyenne journalière	536 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	5,6 GWh
Croissance de charge	2,2 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

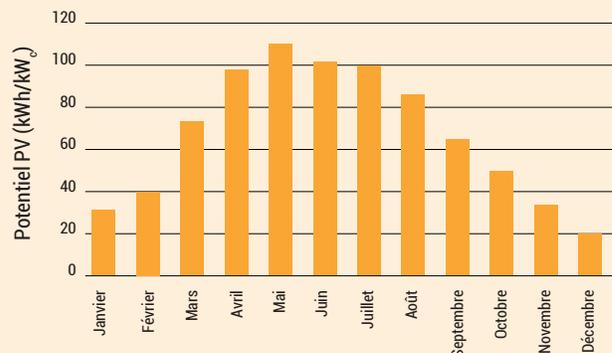
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	2,95 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	808 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	17 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	2,3 MW
Production annuelle estimée	1 978 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c ***





Kangiqsujaq

750 habitants
61.6° N, 71.96 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	409/560/560 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,34 kWh/l
Consommation annuelle	1 198 kl
Émissions CO ₂ annuelles	3 186 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	*	*
Réserve tournante (20 %)	*	*
Charge minimale du GE ** (30 %)	*	*
Taux de pénétration (puissance)	*	*
Taux de pénétration (énergie)	*	*

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 700 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	*	*
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	*	*
Maximum PV sur le toit (2 MW)	627 kl	1 668 t

Charge électrique

Données 2016

Consommation annuelle	5,18 GWh
Charge maximale	959 kW
Charge moyenne journalière	*

Prévision 2026

Consommation annuelle	6,25 GWh
Croissance de charge	1,9 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS

Données de charge non disponibles pour cette collectivité.

Ressource solaire et potentiel PV

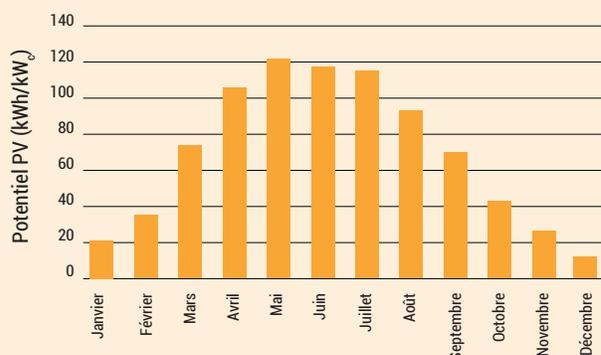
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,06 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	838 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	19 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	2,5 MW
Production annuelle estimée	2 222 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c ***



* Données non disponibles ** Groupe électrogène *** Kilowatt-crête



Kangirsuk

567 habitants
60.02° N, 70.01 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	450/450/560 kW
Année d'installation	Avant 1988
Efficacité énergétique moyenne	3,48 kWh/l
Consommation annuelle	977 kl
Émissions CO ₂ annuelles	2 599 t

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	1 500 m (estimé)

Charge électrique

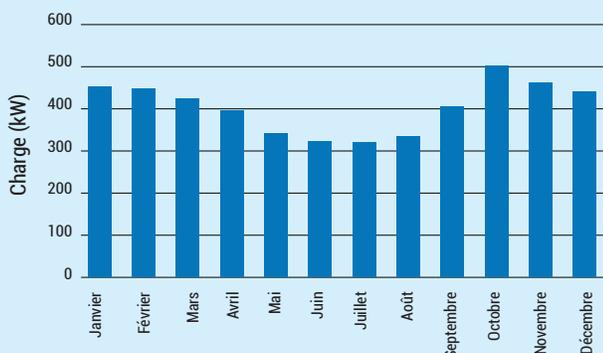
Données 2016

Consommation annuelle	3,58 GWh
Charge maximale	681 kW
Charge moyenne journalière	405 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	4,17 GWh
Croissance de charge	1,5 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	90 kW	90 kW
Réserve tournante (20 %)	90 kW	90 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	99 kW	150 kW
Taux de pénétration (puissance)	13 %	11 %
Taux de pénétration (énergie)	2,1 %	1,8 %

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	21,8 kl	58 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	21,8 kl	58 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	484 kl	1 287 t

Ressource solaire et potentiel PV

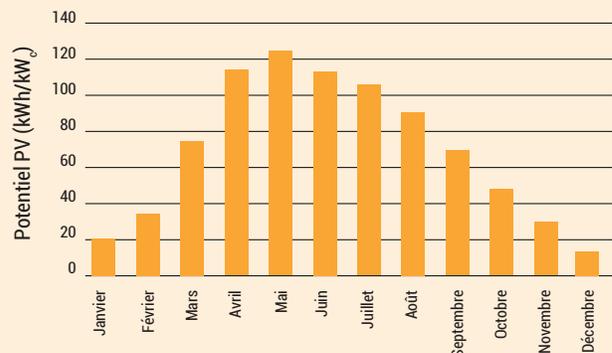
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,08 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	843 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	15 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	2 MW
Production annuelle estimée	1 753 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **





Kuujuaq

2 754 habitants

58.11° N, 68.39 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	5
Capacité	1202/1202/1202/1202/1202 kW
Année d'installation	2011
Efficacité énergétique moyenne	3,86 kWh/l
Consommation annuelle	4 767 kl
Émissions CO ₂ annuelles	12 680 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	481 kW	481 kW
Réserve tournante (20 %)	481 kW	481 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	785 kW	1 247 kW
Taux de pénétration (puissance)	13 %	11 %
Taux de pénétration (énergie)	2 %	1,6 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	25 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	3 900 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	106 kl	282 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	106 kl	282 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	2 249 kl	5 982 t

Charge électrique

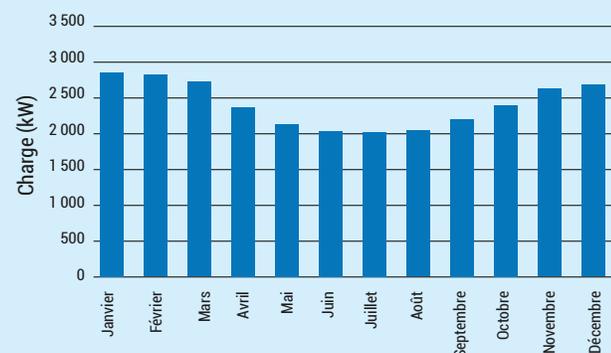
Données 2016

Consommation annuelle	20,73 GWh
Charge maximale	3 576 kW
Charge moyenne journalière	2 408 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	26,08 GWh
Croissance de charge	2,3 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

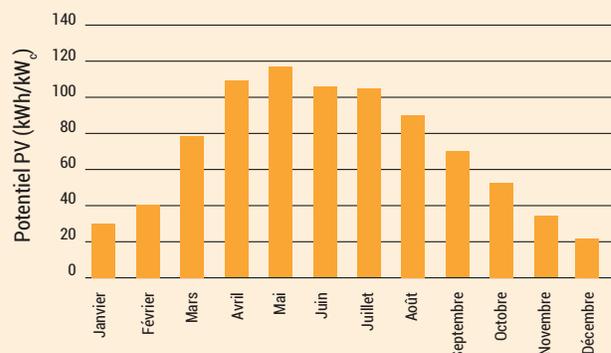
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,11 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	851 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

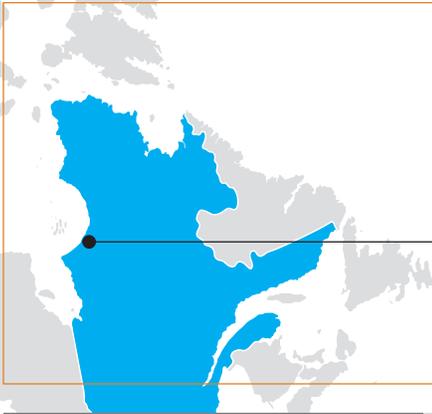
Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	77 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	10,2 MW
Production annuelle estimée	9 314 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête



Kuujuaq

686 habitants
55.27° N, 77.76 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	1135/1135/1135 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,63 kWh/l
Consommation annuelle	2 400 kl
Émissions CO ₂ annuelles	6 384 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	29 kW	112 kW
Réserve tournante (20 %)	227 kW	227 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	29 kW	112 kW
Taux de pénétration (puissance)	1 %	5 %
Taux de pénétration (énergie)	0,2 %	0,7 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 200 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	7,2 kl	19 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	28 kl	74 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	749 kl	1 992 t

Charge électrique

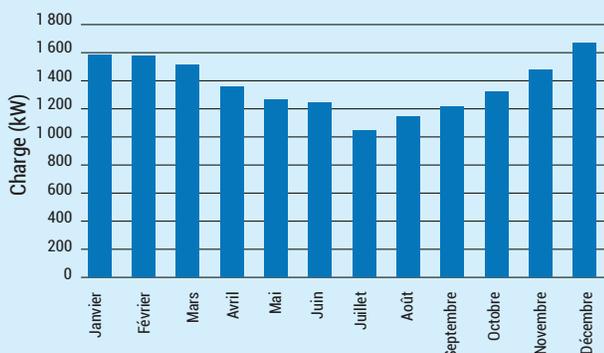
Données 2016

Consommation annuelle	12,26 GWh
Charge maximale	2 030 kW
Charge moyenne journalière	1 372 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	14,39 GWh
Croissance de charge	1,6 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

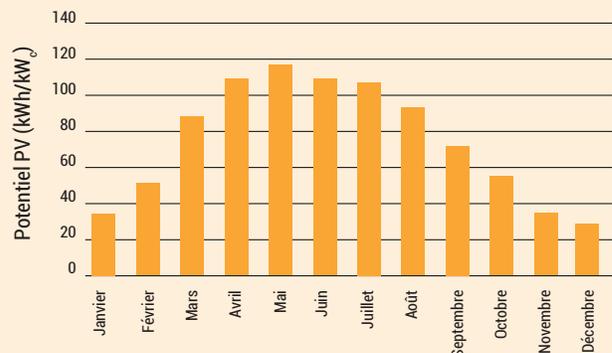
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

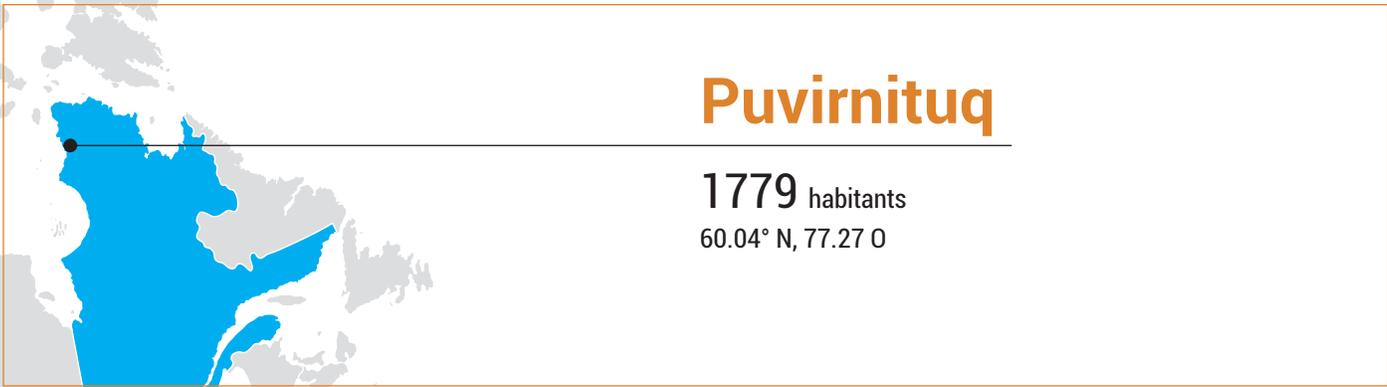
Rayonnement moyen	3,31 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	906 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	23 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	3 MW
Production annuelle estimée	2 887 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **





Puvirnituk

1779 habitants

60.04° N, 77.27 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	600/1135/1135 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,76 kWh/l
Consommation annuelle	2 713 kl
Émissions CO ₂ annuelles	7 216 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	315 kW	347 kW
Réserve tournante (20 %)	347 kW	347 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	315 kW	699 kW
Taux de pénétration (puissance)	16 %	13 %
Taux de pénétration (énergie)	2,2 %	1,8 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 200 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	70,6 kl	188 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	77,8 kl	207 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	1 300 kl	3 458 t

Charge électrique

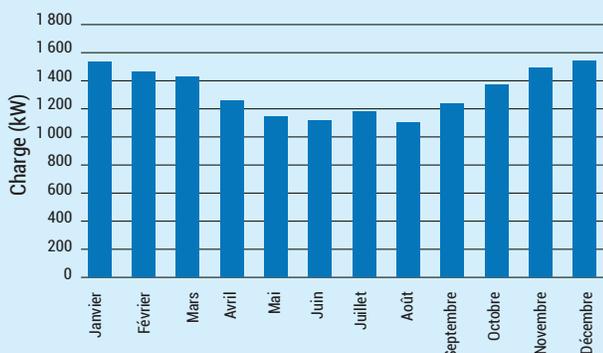
Données 2016

Consommation annuelle	11,97 GWh
Charge maximale	2 020 kW
Charge moyenne journalière	1 323 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	14,39 GWh
Croissance de charge	1,6 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

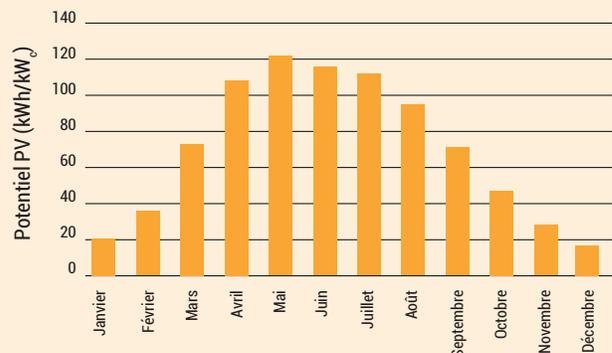
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,08 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	843 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	44 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	5,8 MW
Production annuelle estimée	5 211 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête



Quaqtaq

403 habitants

61.05° N, 69.63 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	320/365/400 kW
Année d'installation	1988
Efficacité énergétique moyenne	3,52 kWh/l
Consommation annuelle	682 kl
Émissions CO ₂ annuelles	1 814 t

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	1 100 m (estimé)

Charge électrique

Données 2016

Consommation annuelle	3,03 GWh
Charge maximale	575 kW
Charge moyenne journalière	331 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	4,04 GWh
Croissance de charge	2,9 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	64 kW	64 kW
Réserve tournante (20 %)	64 kW	64 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	108 kW	189 kW
Taux de pénétration (puissance)	11 %	8 %
Taux de pénétration (énergie)	1,8 %	1,4 %

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	15,9 kl	42 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	15,9 kl	42 t t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	397 kl	1 056 t

Ressource solaire et potentiel PV

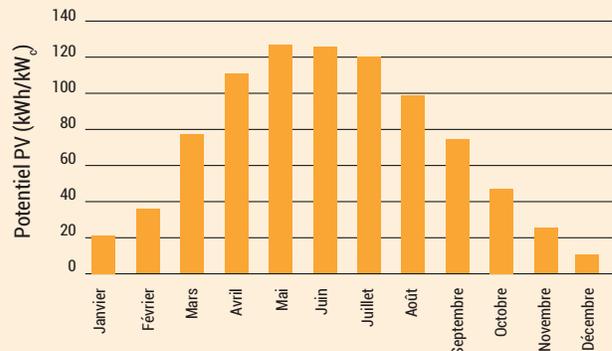
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

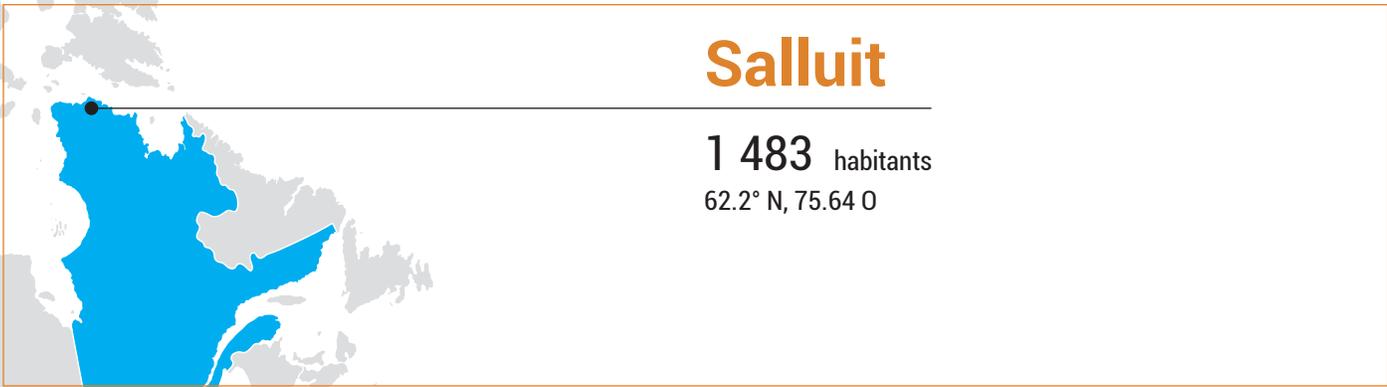
Rayonnement moyen	3,19 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	873 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	12 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	1,6 MW
Production annuelle estimée	1 522 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **





Salluit

1 483 habitants
62.2° N, 75.64 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	855/855/1168 kW
Année d'installation	1990
Efficacité énergétique moyenne	3,75 kWh/l
Consommation annuelle	1 947 kl
Émissions CO ₂ annuelles	5 178 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	171 kW	171 kW
Réserve tournante (20 %)	171 kW	171 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	266 kW	416 kW
Taux de pénétration (puissance)	12 %	10 %
Taux de pénétration (énergie)	1,6 %	1,4 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 900 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	36,4 kl	97 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	36,4 kl	97 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	852 kl	2 266 t

Charge électrique

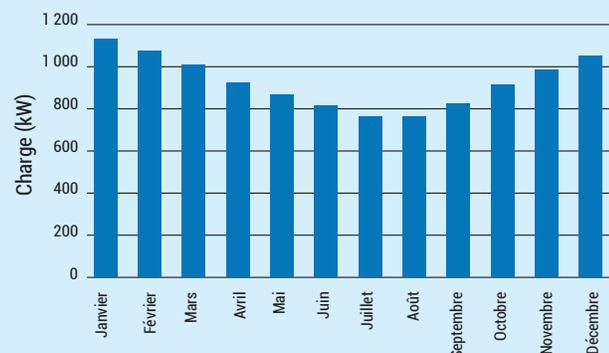
Données 2016

Consommation annuelle	8,3 GWh
Charge maximale	1 428 kW
Charge moyenne journalière	930 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	10,08 GWh
Croissance de charge	2 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

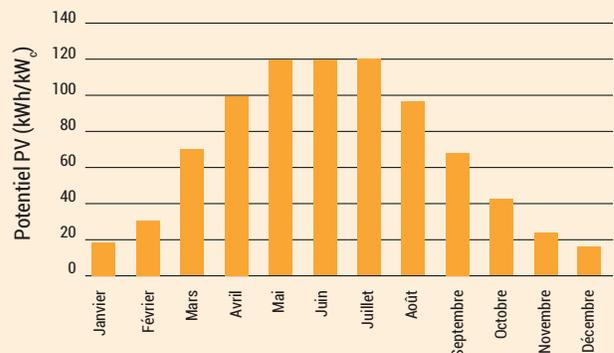
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	2,92 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	799 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	30 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	4 MW
Production annuelle estimée	3 749 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête



Tasiujaq

369 habitants

58.7° N, 69.93 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	210/320/320 kW
Année d'installation	1981
Efficacité énergétique moyenne	3,24 kWh/l
Consommation annuelle	*
Émissions CO ₂ annuelles	*

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	*	*
Réserve tournante (20 %)	*	*
Charge minimale du GE ** (30 %)	*	*
Taux de pénétration (puissance)	*	*
Taux de pénétration (énergie)	*	*

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	3 800 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	*	*
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	*	*
Maximum PV sur le toit (2 MW)	293 kl	779 t

Charge électrique

Données 2016

Consommation annuelle	2,58 GWh
Charge maximale	452 kW
Charge moyenne journalière	*

Prévision 2026

Consommation annuelle	3 GWh
Croissance de charge	1,5 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS

Données de charge non disponibles pour cette collectivité.

Ressource solaire et potentiel PV

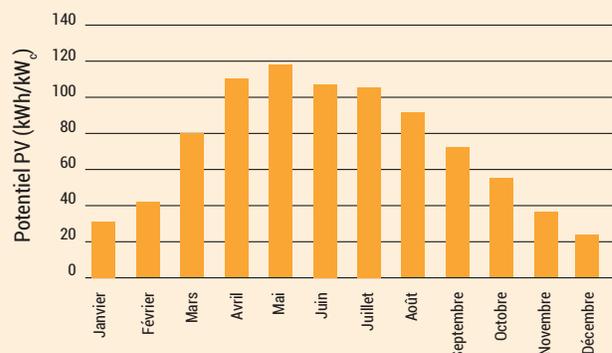
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,15 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	862 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	8 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	1,1 MW
Production annuelle estimée	998 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c ***





Umiujaq

442 habitants

56.55° N, 76.55 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	250/400/400 kW
Année d'installation	1987
Efficacité énergétique moyenne	3,51 kWh/l
Consommation annuelle	769 kl
Émissions CO ₂ annuelles	2 046 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	103 kW	103 kW
Réserve tournante (20 %)	103 kW	103 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	103 kW	103 kW
Taux de pénétration (puissance)	18 %	14 %
Taux de pénétration (énergie)	3 %	2,3 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 200 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	25,1 kl	67 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	25,1 kl	67 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	316 kl	841 t

Charge électrique

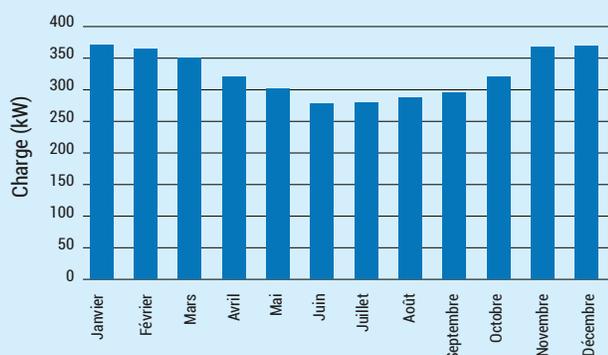
Données 2016

Consommation annuelle	2,97 GWh
Charge maximale	558 kW
Charge moyenne journalière	327 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	3,79 GWh
Croissance de charge	2,5 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

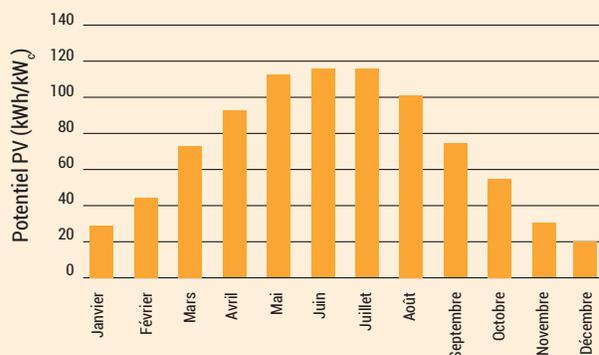
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,12 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	854 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

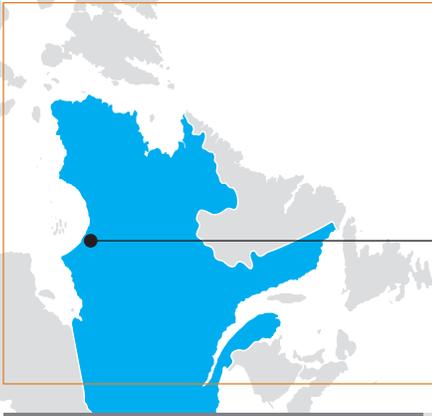
Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	10 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	1,3 MW
Production annuelle estimée	1 230 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



* Groupe électrogène ** Kilowatt-crête



Whapmagoostui

984 habitants

55.28° N, 77.75 O

Infrastructure de génération

Nombre de génératrices	3
Capacité	1135/1135/1135 kW
Année d'installation	Avant 1981
Efficacité énergétique moyenne	3,63 kWh/l
Consommation annuelle	2 400 kl
Émissions CO ₂ annuelles	6 384 t

Limites de pénétration

	2015	2025
Maximum PV respectant tous les critères	29 kW	112 kW
Réserve tournante (20 %)	227 kW	227 kW
Charge minimale du GE * (30 %)	29 kW	112 kW
Taux de pénétration (puissance)	1 %	5 %
Taux de pénétration (énergie)	0,2 %	0,7 %

Infrastructure de distribution

Voltage du réseau	4,16 kV
Nombre de phases	3
Ligne de réseau la plus longue	2 200 m (estimé)

Potentiel d'économie de diesel et de réduction de CO₂

	Diesel	CO ₂
Limite de pénétration 2015 (0 kW)	7,2 kl	19 t
Limite de pénétration 2025 (0 kW)	28 kl	74 t
Maximum PV sur le toit (2 MW)	699 kl	1 859 t

Charge électrique

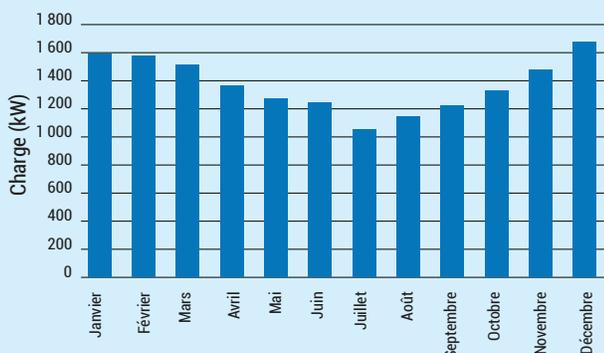
Données 2016

Consommation annuelle	12,26 GWh
Charge maximale	2 030 kW
Charge moyenne journalière	1 372 kW
Charge moyenne mensuelle	Voir graphique

Prévision 2026

Consommation annuelle	14,39 GWh
Croissance de charge	1,6 % par année (comparé à 2016)

CHARGE JOURNALIÈRE MOYENNE PAR MOIS



Ressource solaire et potentiel PV

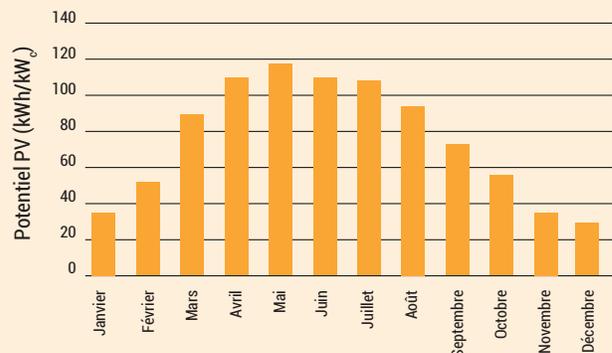
Surfaces inclinées (inclinaison = latitude)

Rayonnement moyen	3,31 kWh/m ²
Potentiel PV annuel	906 kWh/kW
Potentiel PV mensuel	Voir graphique

Potentiel PV sur les toits

Estimation de l'aire du toit	21 x 10 ³ m ² max.
PV sur les toits	2,8 MW
Production annuelle estimée	2 706 MWh

POTENTIEL PV MENSUEL PAR kW_c **



NERGICA

70, rue Bolduc, Gaspé, QC G4X 1G2
nergica.com

T +1 418 368-6162 | info@nergica.com

Nos principaux partenaires financiers



Développement
économique Canada
pour les régions du Québec

Canada Economic
Development
for Quebec Regions

Québec