



HAL
open science

Analyse des facteurs de perte dans les systèmes photovoltaïques sur suiveurs solaires dans un climat continental humide

Mehdi Talebi

► **To cite this version:**

Mehdi Talebi. Analyse des facteurs de perte dans les systèmes photovoltaïques sur suiveurs solaires dans un climat continental humide. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Sherbrooke (Québec, Canada), 2024. Français. NNT: . tel-04677119

HAL Id: tel-04677119

<https://hal.science/tel-04677119v1>

Submitted on 25 Aug 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

**Faculté de génie
Département de génie électrique et de génie
informatique**

**Analyse Des Facteurs de Perte Dans Les Systèmes
Photovoltaïques sur Suiveurs Solaires Dans un
Climat Continental Humide**

**Thèse de doctorat
Spécialité : génie électrique**

**Mehdi TALEBI
Sherbrooke (Québec) Canada**

Avril 2024

MEMBRES DU JURY

Maxime Darnon

Directeur

Gwenaelle Hamon

Codirectrice

Richard Arés

Rapporteur

Julien Chapon

Évaluateur

Julien Choisnard

Évaluateur

Résumé

Dans le contexte de trouver des solutions aux problèmes causés par les combustibles fossiles en utilisant des sources d'énergie renouvelables, les technologies photovoltaïques (PV) sont devenues importantes dans de nombreux endroits du monde au cours des dernières décennies. Par conséquent, évaluer et analyser ces systèmes dans différents endroits avec leurs caractéristiques météorologiques spécifiques est crucial pour les décideurs. Dans cette étude, trois types de technologies PV - les systèmes monofaciaux et bifaciaux à deux axes avec des modules PV standard, et les systèmes photovoltaïques concentrés (CPV) avec un système de suivi à deux axes - ont été examinés à Sherbrooke, au Québec, Canada, où le climat est de type continental humide. Les résultats montrent que les systèmes monofaciaux et bifaciaux subissent environ 4% de pertes dues à un mode de fonctionnement dégradé en cas de vents forts ou de très basses températures. En plus de ces pertes, nos systèmes ont subi des pertes supplémentaires de 12 et 9% causées en partie par la neige, plus prononcées pour les modules monofaciaux que pour les bifaciaux. Pour les systèmes CPV, le givre est le principal facteur de perte, suivi par la neige. Nous avons proposé une méthode pour prendre en compte l'effet négatif de la neige et du gel en ajoutant des facteurs de salissure mensuels à notre modèle de prédiction, basés sur les chutes de neige mensuelles et la température ambiante. En appliquant cette méthode, nous avons réduit l'erreur entre la production d'énergie prévue et réelle de près de 25 à 5%, ce qui montre que notre modèle fonctionne bien dans un climat continental humide pour les systèmes CPV.

Mots-clés : Photovoltaïque (PV), systèmes PV monofaciaux à deux axes, systèmes PV bifaciaux à deux axes, systèmes photovoltaïques concentrés (CPV), climat continental humide, pertes induites par la neige, pertes induites par le givre, modélisation des facteurs de perte.

Abstract

In the context of addressing fossil fuels related issues by harnessing renewable energy sources, photovoltaic (PV) technologies have emerged as significant players around the globe in recent decades. Hence, evaluation and analysis of these systems in different locations with their specific characteristics of weather conditions can be very important for decision makers in this regard. In this research work, three types of PV technology as two-axis monofacial and bifacial systems with standard PV modules and concentrated photovoltaic (CPV) systems which benefit from two-axis tracking system as well, are analyzed in Sherbrooke, Quebec, Canada under a humid continental climate based on the simulation and experimental results of the systems. The results show that due to safe mode operation (stow mode) that is required in case of high wind or very low temperature, monofacial and bifacial systems suffer from approximately 4% of losses. In addition to these losses, our systems experienced from 12 and 9% additional losses that include snow-induced losses and that are more pronounced for monofacial modules than for bifacial ones. About CPV systems, frost as the dominant factor and snow the second reason are introduced as main loss factors in such climate. A method is proposed to account for the negative effect of snow and frost on the system, by adding monthly soiling factors in the predictive model. The monthly soiling factors are modeled based on average monthly snow fall and ambient temperature. Applying this method, decrease in Root Mean Square Error (RMSE) between predicted and actual energy production from close to 25 to 5 % validates our model in humid continental climate for CPV systems.

Keywords: Photovoltaic (PV), two-axis monofacial PV systems, two-axis bifacial PV systems, concentrated photovoltaic (CPV) systems, humid continental climate, snow induced loss, frost induced loss, loss factor modeling,

Remerciements

Cette thèse a été menée sur une période de trois ans sous la supervision de mon comité consultatif. Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à mon directeur de thèse, le professeur Maxime Darnon, dont l'expertise exceptionnelle et le soutien indéfectible ont été inestimables tout au long de ce parcours. Sa foi en mes capacités et son encouragement, tant dans les moments de succès que de difficultés, ont été essentiels à la réalisation de ce projet. Je tiens également à exprimer ma gratitude envers les autres professeurs et supporteurs, notamment Gwenaëlle Hamon, Maïté Volatier, David Chuet et Jean-François Lerat.

Je suis reconnaissant envers les membres du jury, y compris le professeur Maxime Darnon (directeur), le professeur Gwenaëlle Hamon (co-directeur), le Dr Richard Arès (rapporteur), le Dr Julien Chapon (évaluateur) et le Dr Julien Choisnard (évaluateur).

Je suis également reconnaissant envers mes collègues et pairs du 3IT, avec une mention spéciale à Dr. Konan, qui a été comme un frère pour moi pendant cette période.

Enfin, des remerciements sincères sont adressés à ma famille pour leur compréhension, leur encouragement et leur soutien indéfectible tout au long des différentes étapes de ce voyage. Il convient de mentionner que le Dr. Konan a apporté son aide pour améliorer la rédaction en français de ma thèse, et que le traducteur AI Grammarly a été utilisé pour la relecture.

Table des matières

Liste des figures	8
Liste des tables	11
Liste des acronymes	12
CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	13
CHAPTER 2 : CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART	16
2.1. Le rôle des ressources énergétiques renouvelables	16
2.2. La technologie photovoltaïque	17
2.2.1. Technologie photovoltaïque	18
2.2.2. Irradiance solaire	20
2.2.3. Température ambiante et température des cellules.....	21
2.2.4. Orientation du panneau photovoltaïque.....	22
2.2.5. Accumulation de poussière.....	23
2.2.6. Ombres.....	25
2.3. l'effet de la neige et du gel dans différents climats froids sur les performances des systèmes photovoltaïques	26
2.4. Systèmes photovoltaïques concentrés (CPV).....	27
2.4.1. Évaluation des systèmes CPV	30
2.4.2. Défauts et pertes dans les systèmes CPV	30
2.5. Conclusion.....	32
CHAPITRE 3 : QUESTION DE RECHERCHE ET OBJECTIFS	33
CHAPTER 4: ANALYSIS AND MODELING OF CPV PERFORMANCE LOSS IN HUMID CONTINENTAL CLIMATE.....	35
4.1. Avant-propos.....	35
4.2. Abstract	37
4.3. Introduction	38
4.4. CPV plant of Université de Sherbrooke.....	39
4.5. CPV system Performance analysis in a Humid continental climate	41
4.6. Accounting for losses caused by snow and frost.....	49
4.6.1. Method description	49
4.6.2. Monthly soiling losses modeling based on snowfall	50
4.6.3. Monthly soiling losses modeling based on snowfall and frost.....	52

4.7. validation	54
4.8. Conclusion and discussion	55
4.9. Appendix	55
CHAPTER 5: OPERATION OF TWO-AXIS MONOFACIAL AND BIFACIAL PV SYSTEMS IN HUMID CONTINENTAL CLIMATE	57
5.1. Avant-propos	57
5.2. Abstract	59
5.3. Introduction	60
5.4. Monofacial and bifacial plants of Université de Sherbrooke	61
5.5. Methodology for System performance analysis	63
5.6. Two-axis monofacial PV system	67
5.7. Two-axis bifacial PV system	70
5.8. Conclusion	73
5.9. Acknowledgements	73
Perspective	74
Conclusion	76
Publications et communications	78
References	79

Liste des figures

Figure 2.1 Génération d'électricité par les centrales électriques basées sur les énergies renouvelables .	16
Figure 2.2 Structure générale d'un réseau composé de systèmes PV avec les composants associés	17
Figure 2.3 Les facteurs affectant l'efficacité des systèmes PV	18
Figure 2.4 Différentes nouvelles technologies PV disponibles sur le marché	19
Figure 2.5 Représentation spatiale mondiale de l'irradiation horizontale globale (GHI) et de l'irradiation normale directe (DNI)	21
Figure 2.6 L'effet de l'irradiance sur les performances du système PV	21
Figure 2.7 Les caractéristiques de la courbe P-V d'un panneau PV sous une irradiance solaire constante de 1000 W/m ² à différentes températures	22
Figure 2.8 Panneaux solaires installés à différents angles d'inclinaison	23
Figure 2.9 Les facteurs causant l'accumulation de poussière sur les surfaces des modules PV [3]	24
Figure 2.10 Caractéristiques de la courbe I-V des panneaux PV en fonction de l'accumulation de poussière	24
Figure 2.11 Différentes ombres sur les panneaux PV	25
Figure 2.12 Caractéristiques mesurées des courbes I-V, P-V pour des panneaux partiellement ombragés	26
Figure 2.13 production d'électricité par (a) PV et (b) CPV	28
Figure 2.14 Différentes configurations de photovoltaïque concentré	29
Figure 2.15 Concentrateur de Fresnel et cellule CPV	29
Figure 4.1 Monthly snowfall, average and minimum temperature in Sherbrooke over a one-year period (Feb 2021 – Jan 2022)	40
Figure 4.2 Five out of eight CPV systems in Université de Sherbrooke solar park, Quebec	40
Figure 4.3 Three elements of CPV utilization factor for importing to PVsyst	42
Figure 4.4 Comparison between simulated and experimental PR for a CPV system in Université de Sherbrooke solar park	43

Figure 4.5 performance of a CPV system in a typical clear sky in winter, without snow and frost: (a) ambient temperature, and (b) DNI, CPV AC output power, and hourly PR- Université de Sherbrooke solar park -December 12th, 2021.....	45
Figure 4.6 Front view on a CPV system following the sun and covered partially by snow in a typical winter day in Université de Sherbrooke solar park: (a) early morning; (b) around noon; and (c) afternoon - February 26th, 2022	46
Figure 4.7 DNI, AC output power, and hourly PR of the CPV system in case of snow coverage - Université de Sherbrooke solar park – February 26th, 2022.....	47
Figure 4.8 A CPV system covered by frost at (a) 9:34 am, (b) 10:37 am, and (c) 11:49 am- December 9 th , 2022, Université de Sherbrooke solar park	47
Figure 4.9 The effect of low temperature on a CPV system performance: (a) ambient temperature, and (b) DNI, AC output power, and hourly PR- Université de Sherbrooke solar park -December 9 th , 2022.....	48
Figure 4.10 Flowchart of the methodology for considering environmental-induced losses in PVsyst	50
Figure 4.11 linear regression between monthly snowfall and (PR^*).....	51
Figure 4.12 Experimental and simulated PR by PVsyst considering the effect of snow.....	52
Figure 4.13 Experimental and simulated PR considering the effect of snow and frost.....	53
Figure 4.14 Monthly share of snow and temperature (frost) in PSL during the cold months ...	54
Figure 4.15 Monthly experimental PR, and PVsyst PR calculation	54
Figure 4.16 . Two CPV systems in Université de Sherbrooke solar Park at the same time: (a) totally covered by frost; (b) clear of frost coverage.....	56
Figure 5.1 Monthly snowfall and average temperature in Sherbrooke over a one-year period- 2022.....	62
Figure 5.2 Pictures of Monofacial and bifacial PV plant in Université de Sherbrooke solar park (left) in summer and (right) in winter	63
Figure 5.3 Input Data filtering and classification flowchart	64
Figure 5.4 The methodology to calculate snow and stow induced loss in a two-axis tracking system at each time step.....	66

Figure 5.5 Comparison between simulated by PVsyst and experimental output energy (kWh) (2022) for a two-axis monofacial system.....	68
Figure 5.6 Relative monthly losses in a two-axis tracking monofacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022.....	68
Figure 5.7 Equivalent relative monthly losses in a two-axis tracking monofacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022	69
Figure 5.8 Comparison between simulation and experimental output energy in a two-axis bifacial system- Université de Sherbrooke solar park-2022	70
Figure 5.9 Monthly losses in a two-axis tracking monofacial system- Université de Sherbrooke solar park – 2022.....	71
Figure 5.10 Equivalent relative monthly losses in a two-axis tracking bifacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022	71
Figure 5.11 Monthly bifaciality gain between monofacial and bifacial modules energy production at Université de Sherbrooke solar park-2022	72
Figure 5.12 Difference between monthly equivalent relative losses of a bifacial module and a monofacial module at Université de Sherbrooke solar park-2022.....	72

Liste des tables

Table 2.1	Résumé de la littérature étudiée et de l'effet des différentes technologies PV	20
Table 4.1	monthly relative loss	43
Table 4.2	Monthly soiling losses, calculated by the model (4.6), based on snowfall.....	51
Table 4.3	Monthly soiling losses, predicted by the model (4.7), based on snowfall and frost...	53
Table 5.1	Correction factors for two-axis bifacial simulation by PVsyst based on two-axis monofacial simulation (2022).....	65

Liste des acronymes

Acronyme	Signification
CdTe	Cadmium Telluride
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CPV	Concentrated Photovoltaic
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide
CIS	Copper Indium Selenide
DNI	Direct Normal Irradiance
GHI	Global Horizontal Irradiance
HCPV	High-Concentrator Photovoltaic
IEC	International Electrotechnical Commission
IRENA	International Renewable Energy Agency
MJSC	Multi-Junction Solar Cells
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaic
RE	Renewable Energy
STC	Standard Test Condition

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les préoccupations concernant l'approvisionnement énergétique et les défis mondiaux découlant des émissions de gaz à effet de serre se sont accrues. Au cours des dernières décennies, on a constaté une augmentation notable de la contribution des systèmes photovoltaïques (PV), une source d'énergie renouvelable, à la production d'énergie globale [1]. Identifier les facteurs d'efficacité sur différents types de systèmes PV pourrait avoir son importance propre sur la situation actuelle et future de ces technologies [2].

La performance et la longévité d'un système photovoltaïque dépendent de divers facteurs tels que le type spécifique de technologie PV, le niveau d'irradiance solaire reçue, les températures ambiantes et des cellules, les effets potentiels d'ombrage, l'accumulation de poussière, l'orientation des modules, les conditions météorologiques dominantes et le placement géographique, parmi d'autres considérations significatives [3].

En termes de technologie, comme mentionné précédemment, le type de technologie a son propre impact sur la production finale d'un système PV. Plusieurs technologies PV sont disponibles sur le marché et sont fréquemment utilisées pour générer de l'électricité. À l'échelle de la cellule PV, ces technologies comprennent le silicium cristallin (c'est-à-dire monocristallin et polycristallin) et d'autres technologies à film mince, y compris le silicium amorphe, le CdTe, le CIS et le CIGS. Chaque technologie convient à des emplacements géographiques différents [4].

Le photovoltaïque concentré (CPV) est connu comme un autre type de PV qui se distingue par sa structure car il utilise des cellules solaires à jonction multiple (MJSC) avec des rendements élevés dépassant 30% en conjonction avec un élément optique de concentration (miroir ou lentille). Dans cette technologie, la quantité de matériau doit être réduite en raison du coût élevé de ces cellules, qui est plusieurs fois supérieur à celui des cellules solaires au silicium traditionnelles, et le système doit suivre le soleil car pour concentrer la lumière du soleil sur les cellules par les parties optiques, les rayons du soleil doivent être perpendiculaires à la partie optique [5].

Un module PV traditionnel composé d'un nombre spécifique de cellules (généralement de 50 à 144) peut être fabriqué dans des structures monofaciales et bifaciales. Un panneau solaire monofacial n'absorbe que la lumière du soleil de la surface avant du panneau solaire, tandis que le

panneau solaire bifacial présente des cellules solaires qui peuvent collecter la lumière des deux côtés.

Dans les systèmes PV plats, en plus du type de technologie, l'emplacement d'installation d'un système PV, l'orientation optimale et les conditions météorologiques ont leur propre influence sur les performances finales d'un système PV. En ce qui concerne l'orientation, les systèmes PV sont normalement installés en mode fixe ou de suivi. Les systèmes de montage fixes sont stationnaires et ne suivent pas le mouvement du soleil tout au long de la journée. Ils sont généralement installés à un angle fixe, souvent basé sur la latitude de l'emplacement d'installation, pour optimiser la production d'énergie. Les systèmes de suivi sont conçus pour suivre le trajet du soleil à travers le ciel, ajustant l'orientation des panneaux solaires pour maximiser l'exposition au soleil tout au long de la journée dans deux principaux types : à un axe et à deux axes. Les trackers à un axe font pivoter les panneaux est-ouest, suivant le mouvement du soleil du lever au coucher du soleil. Les trackers à deux axes peuvent également ajuster l'inclinaison des panneaux pour optimiser leur angle par rapport à la position du soleil tout au long de la journée et à travers les différentes saisons. Les systèmes de suivi peuvent augmenter considérablement la production d'énergie par rapport aux systèmes fixes, surtout dans les endroits avec un fort ensoleillement [6].

Étant donné qu'il n'y a pas de conditions météorologiques égales dans le monde entier, la situation géographique d'un système PV peut influencer les performances finales. Par conséquent, pour évaluer de manière plus précise le fonctionnement d'un système PV, il est nécessaire de tenir compte de ce facteur.

La question de recherche de cette thèse est la suivante : "**Dans un climat continental humide comme à Sherbrooke, quel est l'impact des conditions météorologiques spécifiques à l'hiver sur la production d'énergie photovoltaïque ?**"

Pour répondre à cette question, deux objectifs principaux sont considérés :

- Identifier les sources de pertes pour les systèmes PV à suivi sur deux axes liées aux conditions météorologiques locales à Sherbrooke.
- Introduire une méthode pour estimer les valeurs de pertes. Comparer le comportement des pertes liées à l'hiver à Sherbrooke en fonction de la technologie (monofaciaux, bifaciaux ou concentrée).

Dans cette thèse, trois types de systèmes photovoltaïques sur suiveurs à deux axes, comprenant des systèmes monofaciaux, bifaciaux et CPV, sont évalués dans un climat continental humide. Pour les systèmes monofaciaux et bifaciaux, tout d'abord, une évaluation des performances est réalisée en utilisant l'application PVsyst basée sur nos données météorologiques locales et les données techniques des systèmes fournies par les entreprises fabricantes. À l'étape suivante, en introduisant une nouvelle méthode pour calculer les pertes dans de tels systèmes, une comparaison détaillée entre les performances de ces deux technologies dans un tel climat est présentée. En tant qu'autre partie de ce travail, les performances des systèmes CPV ont également été évaluées. De cette manière, PVsyst est utilisé après adaptation pour un système CPV. En utilisant les résultats expérimentaux et de simulation, un nouveau modèle est introduit pour prédire les pertes induites par la neige et le givre en tant que principaux facteurs de perte en hiver dans un système CPV dans un climat continental humide.

Cette introduction est suivie d'un chapitre sur l'état de l'art et le contexte des divers facteurs influençant les performances des systèmes PV et CPV, divisé en deux sections différentes. De plus, la question principale et les objectifs sont présentés dans une partie distincte. Les principaux résultats de ce travail sont présentés sous forme d'un article soumis et d'un article publié dans les chapitres suivants.

CHAPTER 2 : CONTEXTE ET ÉTAT DE L'ART

2.1. Le rôle des ressources énergétiques renouvelables

Les combustibles fossiles, sources d'énergie traditionnelles, ont été largement étudiés et utilisés pour la production d'électricité dans les centrales électriques au cours des derniers décennies. Les émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre, comme conséquence de l'utilisation de ces ressources énergétiques, ont soulevé des préoccupations telles que les problèmes liés au réchauffement climatique [7]. La demande mondiale en énergie augmente chaque année, les prévisions indiquant une hausse projetée de 56% de la demande en énergie d'ici 2040 par rapport aux niveaux enregistrés en 2010, ce qui signifie que pour faire face aux préoccupations mentionnées ci-dessus, il faudrait envisager davantage de ressources énergétiques alternatives. Dans ce cas, les ressources énergétiques renouvelables avec beaucoup moins d'émissions de gaz à effet de serre peuvent être considérées comme une solution pour réduire la consommation des combustibles fossiles [8]. Généralement, les ressources énergétiques renouvelables sont connues sous le nom d'hydroélectricité, d'éolien, de solaire (photovoltaïque), de bioénergie, de géothermie, de solaire thermique concentrée et d'énergie océanique. La figure 2.1 illustre la quantité d'électricité générée par chaque type de centrale électrique basée sur les énergies renouvelables en 2020 dans le monde [9]. Il est évident que l'hydroélectricité représente la plus grande proportion par rapport à tout autre type d'ER. À elles seules, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne représentent chacune un quart de la part totale.

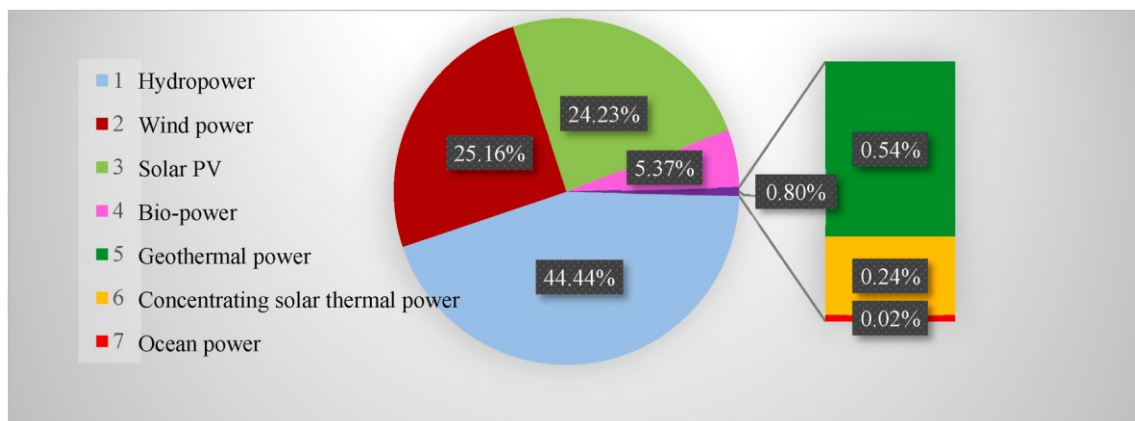


Figure 2.1 Génération d'électricité par les centrales électriques basées sur les énergies renouvelables [9].

2.2. La technologie photovoltaïque

La technologie photovoltaïque solaire (PV) offre une méthode propre de conversion directe du rayonnement solaire en énergie électrique. Ses applications, allant des systèmes isolés de petite échelle aux systèmes connectés au réseau de grande échelle, se sont répandues dans le monde entier. Selon l'IRENA (2020), la capacité installée cumulée mondiale en PV est passée de 483,1 GW en 2018 à 580,2 GW en 2019, ce qui indique une croissance relative d'environ 21%. L'Asie est en tête en termes de systèmes PV installés actuellement, avec la Chine possédant la capacité la plus élevée à 175 GW, suivie du Japon à 55,5 GW et de l'Inde à 26,8 GW. L'Europe se classe deuxième en termes de capacité installée en PV, avec des contributions significatives de l'Allemagne (45,9 GW), de l'Italie (20,12 GW) et du Royaume-Uni (13,4 GW). Pour utiliser efficacement un système PV, en plus des modules PV, une conception minutieuse et la sélection d'autres composants sont essentielles pour atteindre une productivité optimale. La Figure 2.2 illustre un agencement de base d'un système de panneaux solaires connecté au réseau électrique, accompagné de divers composants électriques [10].

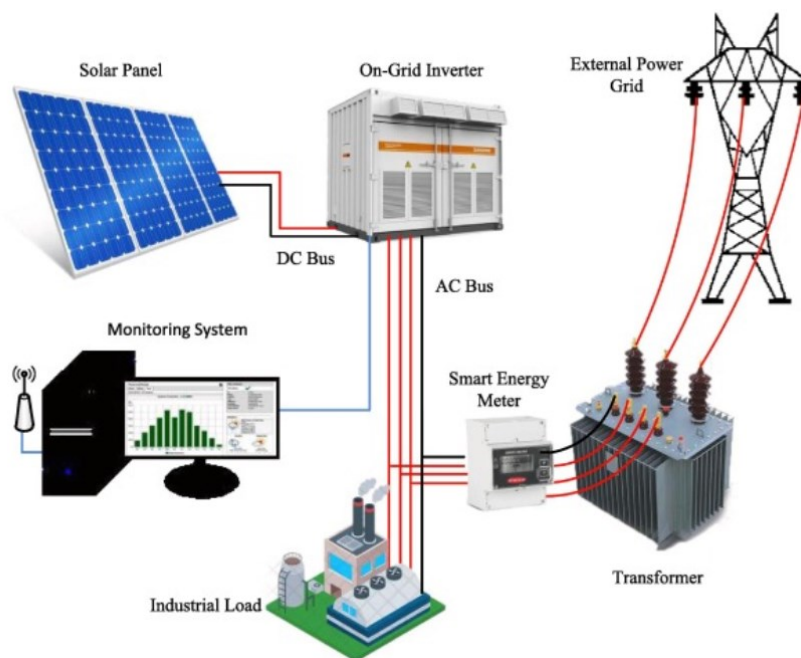


Figure 2.2 Structure générale d'un réseau composé de systèmes PV avec les composants associés [11]

Outre les pertes associées aux composants électriques, qui sont généralement prises en compte dans les analyses opérationnelles à l'aide de divers simulateurs, il existe d'autres facteurs qui influencent les performances globales d'un système PV. En essence, l'efficacité de conversion réelle d'un système d'alimentation PV peut dévier de l'efficacité mesurée dans des conditions d'essai standard en raison des conditions météorologiques externes et dynamiques [12]. Le type de technologie PV, la quantité de rayonnement solaire, la température ambiante, la température des cellules, l'effet d'ombrage, l'accumulation de poussière, l'orientation des modules sont quelques-uns des principaux facteurs qui causent cette différence [13].

Figure 2.3 montre les différents facteurs qui affectent l'efficacité des systèmes PV.

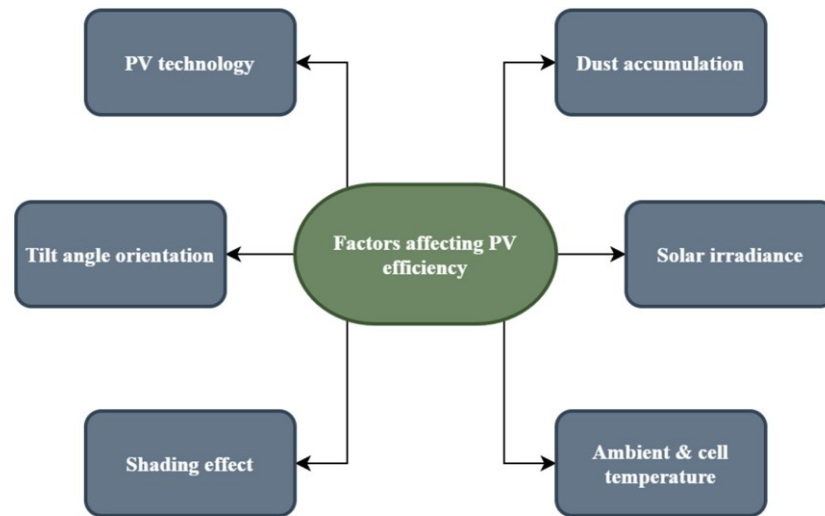


Figure 2.3 Les facteurs affectant l'efficacité des systèmes PV [14]

2.2.1. Technologie photovoltaïque

Diverses technologies PV sont facilement disponibles sur le marché et largement utilisées pour la production d'électricité. Elles comprennent le silicium cristallin (comme le monocristallin et le polycristallin) ainsi que d'autres technologies à film mince telles que le silicium amorphe, le CdTe (Tellure de cadmium), le CIS (Sélénure de cuivre et d'indium) et le CIGS (Sélénure de Cuivre Indium Gallium). Chaque technologie est adaptée pour convenir à des emplacements géographiques différents [15]. La Figure 2.4 et le Tableau 2.1 présentent les technologies à haute performance les plus récentes ainsi que leurs spécifications. De nombreuses études dans la

littérature réalisent également des comparaisons entre les technologies PV [16]. Dans la figure 2.4, on peut constater que l'efficacité des différentes technologies PV n'est pas la même, comme le montre également le tableau avec le Performance Ratio (PR) qui est égal à la proportion du rendement final par rapport au rendement de référence [88] comme autre métrique dans différents emplacements. En d'autres termes, le type de technologie utilisé dans un système PV peut avoir un impact sur la production finale d'un système ou d'une installation dans les mêmes conditions météorologiques.

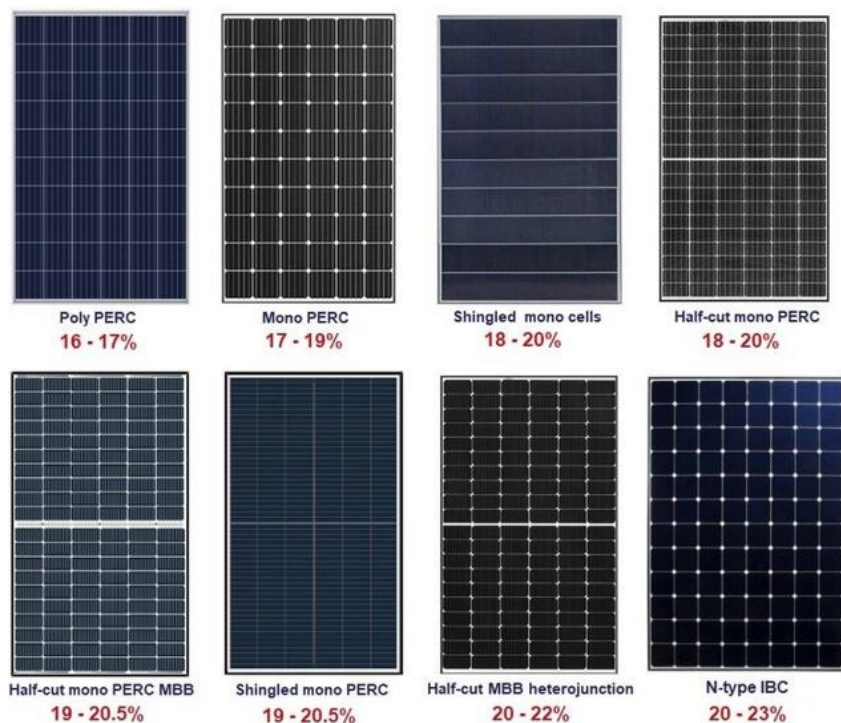


Figure 2.4 Différentes nouvelles technologies PV disponibles sur le marché [16]

Table 2.1 Résumé de la littérature étudiée et de l'effet des différentes technologies PV [14]

Location	PV Technology	Performance Ratio (%)
KNUST, Ghana	Mono-Si	67.9
	Poly-Si	76.3
	a-Si	75.8
	HIT	74.8
Meknes, Morocco	Poly-Si	81.7
	Mono-Si	79.6
NMMU South Africa	Poly-Si	84.3
	Mono-Si	75.5
UENR Nsoatre Campus, Ghana	Poly-Si	75.7
	CdTe	77.4
	Mono-Si	77.85
Malaysia	HIT	81.25
	a-Si	83.37

2.2.2. Irradiance solaire

L'irradiance solaire, provenant du soleil, impacte directement la génération d'énergie d'un système PV. Une radiation solaire plus élevée absorbée par les modules PV se traduit par une production d'énergie accrue du système [17]. Une génération optimale d'énergie nécessite que les modules PV soient orientés directement vers le soleil. Des études suggèrent qu'un écart d'un degré dans la direction azimutale entraîne une perte de 0,08 pour cent [18]. Une analyse englobant divers paramètres extérieurs, y compris l'irradiance solaire, sur la production d'énergie, a révélé grâce à une analyse de régression que l'irradiance solaire détient un coefficient de détermination de 96,5 %, soulignant son influence significative en tant que facteur le plus dominant [19]. La Figure 2.5 illustre les niveaux d'irradiation variables en fonction de l'emplacement géographique, tandis que la Figure 2.6 élucide l'impact de l'irradiation sur les performances du système PV. Il est évident que le niveau d'irradiance solaire a son propre effet sur la caractéristique courant-tension (IV) d'un système PV. Plus le niveau de rayonnement est faible, plus la production est faible. Cela signifie qu'un système PV peut avoir des performances différentes dans des endroits différents.

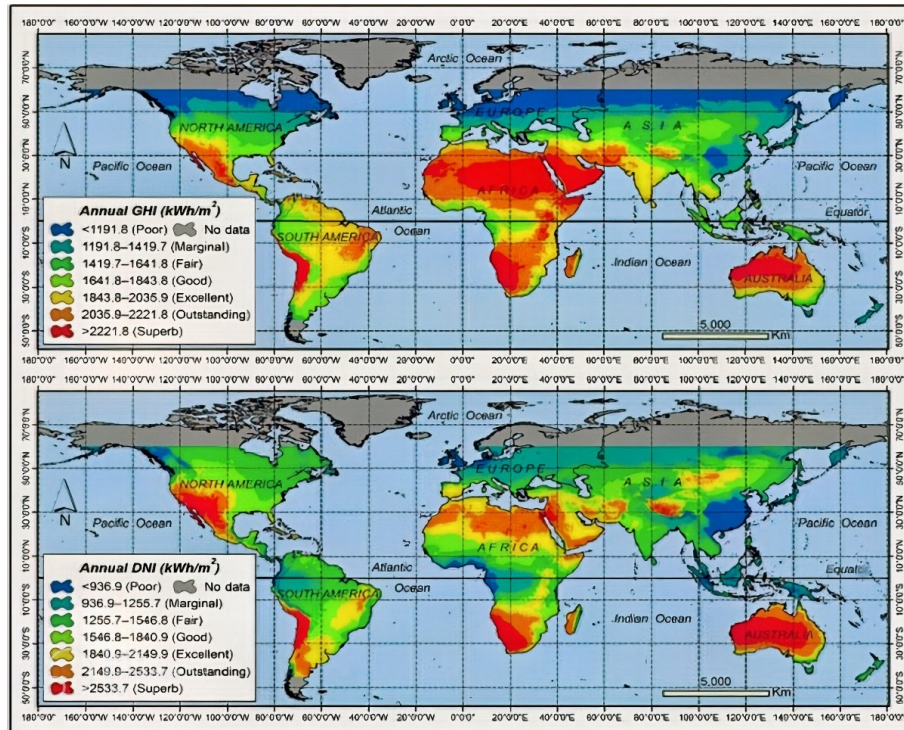


Figure 2.5 Représentation spatiale mondiale de l'irradiation horizontale globale (GHI) et de l'irradiation normale directe (DNI) [20]

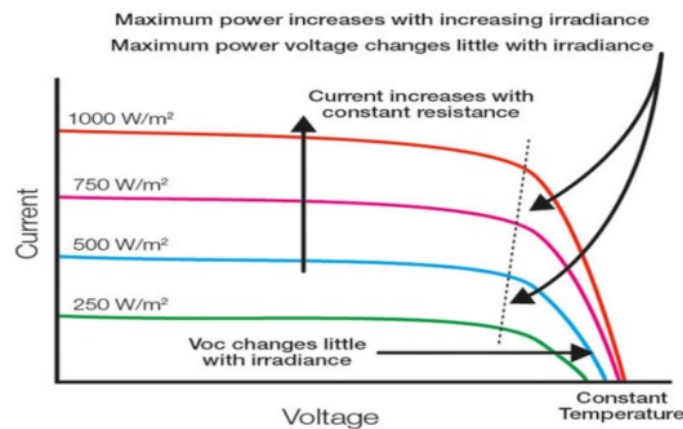


Figure 2.6 L'effet de l'irradiance sur les performances du système PV [21]

2.2.3. Température ambiante et température des cellules

En raison de l'utilisation incomplète de l'irradiance solaire par le système PV, l'excès d'irradiance solaire est converti en chaleur, entraînant une surchauffe des modules PV. La température

ambiante est un facteur environnemental qui affecte la capacité du système PV à générer de l'énergie [22]. Avec l'augmentation de la température ambiante, la température de surface des modules augmente en conséquence. Cette élévation de température entraîne ensuite une augmentation de la température des cellules du module PV, provoquant une diminution de la tension de fonctionnement des cellules et une réduction de la puissance de sortie du système PV [23]. La littérature a largement exploré l'impact de la température sur l'efficacité des systèmes PV. Des études indiquent que les cellules PV subissent une perte relative d'efficacité de 0.5 % et une perte de tension de 2.2 mV pour chaque augmentation de température opérationnelle de 1 °C [24]. Pour les panneaux PV monocristallins, les coefficients typiques de température de puissance varient de 0.38 %/°C à 0.45 %/°C, ce qui indique que 0.38 % à 0.45 % de perte relative de puissance pour chaque augmentation de 1 °C de la température [25]. La figure 2.7 illustre l'effet de la température sur les caractéristiques puissance / tension d'un panneau photovoltaïque. Plus la température est élevée, plus la puissance maximale de sortie est faible.

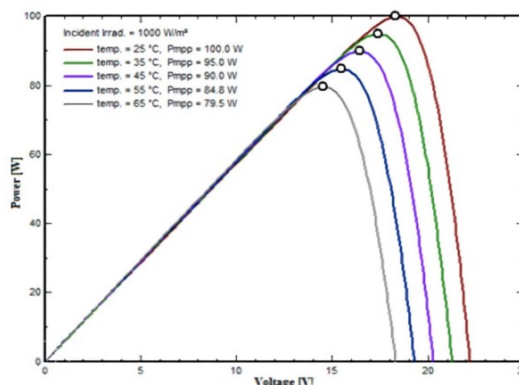


Figure 2.7 Les caractéristiques de la courbe P-V d'un panneau PV sous une irradiance solaire constante de 1000 W/m² à différentes températures [26]

2.2.4. Orientation du panneau photovoltaïque

Pour maximiser l'absorption du rayonnement solaire, les modules PV doivent être installés de manière à ce que la lumière du soleil arrive perpendiculairement sur la surface du module (c'est-à-dire à un angle de 90° par rapport à la surface du module) [27]. Généralement, l'angle de latitude d'une région sert de critère standard pour l'installation des modules [28]. Des écarts plus importants par rapport à l'angle de latitude entraînent une absorption réduite du rayonnement solaire, diminuant ainsi la capacité de génération d'énergie du module PV. La figure 2.8 illustre des

configurations expérimentales installées à différents angles d'inclinaison. Les résultats indiquent qu'en ajustant les angles d'inclinaison six fois par an, il est possible de capturer 99,5 % du rayonnement solaire. Par conséquent, il est conclu que l'angle d'inclinaison des panneaux PV dépend de l'emplacement et, par conséquent, est spécifique au site.

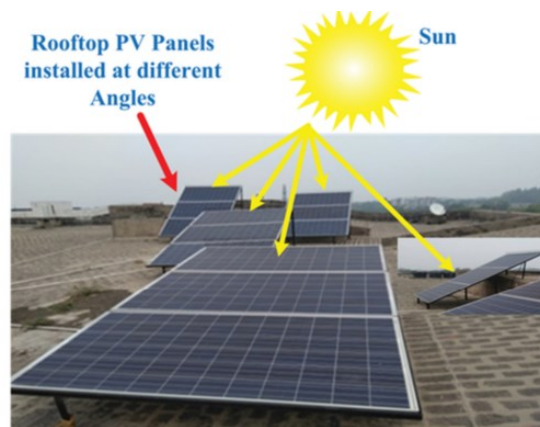


Figure 2.8 Panneaux solaires installés à différents angles d'inclinaison [29]

2.2.5. Accumulation de poussière

La poussière, qu'elle bloque partiellement ou complètement les rayons du soleil atteignant la surface du module PV, diminue les performances du module [30]. La figure 2.9 illustre divers facteurs contribuant à l'accumulation de poussière sur la surface du module PV et illustre la corrélation entre ces facteurs.

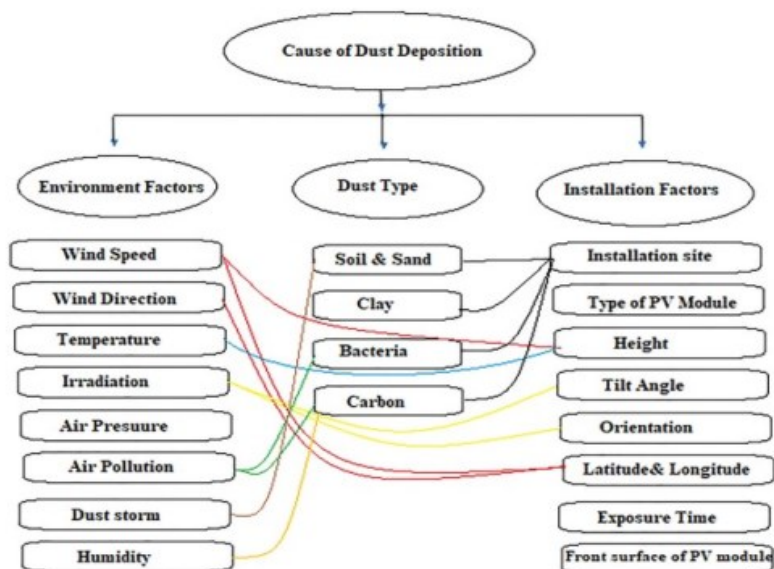


Figure 2.9 Les facteurs causant l'accumulation de poussière sur les surfaces des modules PV [31]

L'accumulation de poussière sur les modules photovoltaïques est influencée par trois variables interdépendantes : les conditions environnementales, les propriétés de la poussière et la méthode d'installation du module PV. La figure 2.10 représente la caractéristique courant / tension de modules PV avant et après l'accumulation de poussière. Par conséquent, on peut en déduire que l'accumulation de poussière est spécifique au climat, et sa quantité dépend de facteurs tels que l'emplacement, le type de poussière et divers autres paramètres.

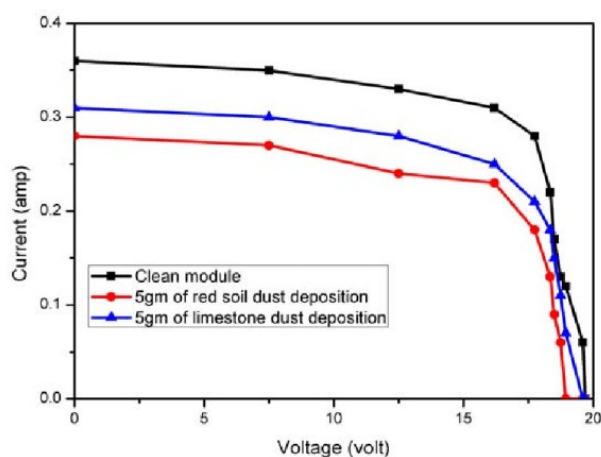


Figure 2.10 Caractéristiques de la courbe I-V des panneaux PV en fonction de l'accumulation de poussière [32]

2.2.6. Ombres

L'effet des ombres sur les panneaux PV peut réduire la génération d'énergie PV [33]. L'ombre peut être créée par diverses structures, telles que des arbres et des poteaux construits à proximité du site de la centrale PV. La figure 2.11 illustre divers systèmes PV avec différentes ombres sur les modules PV.



Figure 2.11 Différentes ombres sur les panneaux PV [14]

De plus, la présence d'oiseaux sur les panneaux, leurs excréments et les feuilles qui tombent sur les panneaux peuvent également provoquer un effet d'ombre. Comme les cellules sont couplées de manière sérielle, le courant dans les cellules ombragées s'arrête, ce qui entraîne également l'arrêt du courant dans les cellules non ombragées. Pour réduire les pertes de puissance causées par les ombrages, divers schémas d'interconnexion ont été proposés dans la littérature [34]. Une étude a été menée, dans laquelle un pourcentage fixe de différents types de cellules était ombragé, en fonction de leurs caractéristiques, et les résultats ont montré que différentes pertes de puissance se sont produites, variant de 59 % à 73 % [34]. Les figures 2.12 montrent un exemple de l'effet d'ombrage partiel sur une courbe IV de panneaux PV. La comparaison entre les performances du panneau PV avec et sans ombrage partiel montre clairement l'effet négatif de ce facteur.

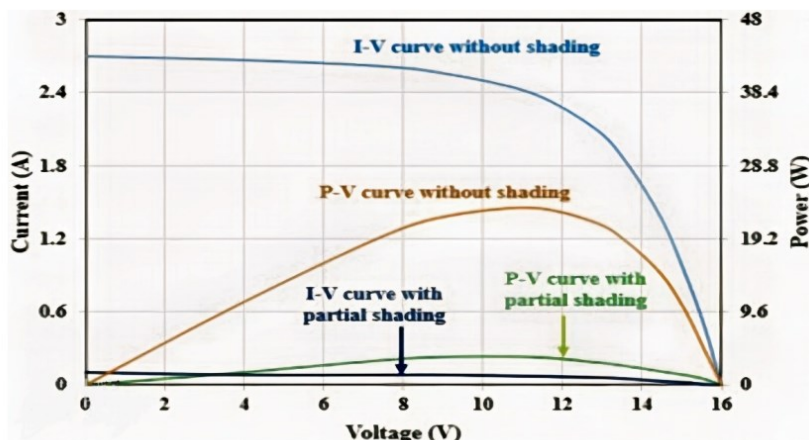


Figure 2.12 Caractéristiques mesurées des courbes I-V, P-V pour des panneaux partiellement ombragés [35]

2.3. l'effet de la neige et du gel dans différents climats froids sur les performances des systèmes photovoltaïques

Les conditions météorologiques ont leur propre effet sur les performances des systèmes PV. Dans ce cas, les principaux facteurs d'influence climatique sont les chutes de neige et la température ambiante. Le rôle de la température ambiante est discuté dans les sections précédentes. Les chutes de neige fréquentes entravent la génération d'électricité dans une certaine mesure pendant de nombreux jours d'hiver. Des chutes de neige substantielles réduisent la pénétration du rayonnement solaire sur les panneaux PV et sa contribution au réchauffement et à l'élimination des accumulations de neige [36]. Étant donné que la fréquence des chutes de neige pendant les mois froids est différente dans le monde entier, chaque emplacement peut avoir ses propres caractéristiques pour étudier l'effet de ce phénomène naturel sur les systèmes PV. À cet égard, les conditions météorologiques peuvent être classées en climats doux, continentaux modérés et sévères [37].

Dans les climats doux, la perte de production d'électricité est généralement minimale, en particulier dans les régions où les températures ambiantes dépassent fréquemment 0°C et où les quantités de neige annuelles sont faibles. Les faibles niveaux de chutes de neige entraînent souvent une mince couverture de neige sur les panneaux PV. Cette mince couverture, combinée à des températures ambiantes élevées, conduit généralement à ce que la neige reste sur les panneaux pendant de courtes périodes seulement. De plus, dans les climats doux, la couverture neigeuse a tendance à se dissiper en fondant sur place plutôt qu'en glissant [38]. De nombreuses régions connaissent des

températures hivernales froides, mais en raison d'un climat continental, elles reçoivent seulement des quantités modérées de chutes de neige, généralement entre 100 cm et 200 cm par an. Ce schéma climatique est courant dans la plupart des prairies canadiennes et dans le nord des États-Unis [39]. En revanche, les climats sévères présentent à la fois des caractéristiques : des températures ambiantes constamment basses pendant l'hiver, généralement bien en dessous de 0°C, et des quantités importantes de chutes de neige [40].

L'estimation et la prédiction de l'effet de la neige sur les systèmes PV ont été rapportées dans la littérature [36]. La couverture de neige sur les panneaux PV réduit considérablement la quantité de rayonnement solaire atteignant les cellules, entraînant une diminution substantielle voire une absence totale de génération d'électricité. Les recherches indiquent que pour les panneaux PV fixes, la perte annuelle de génération d'électricité due à la couverture de neige peut atteindre jusqu'à 34 % [41]. En particulier pendant les mois d'hiver, cet impact peut entraîner la perte de 90 à 100 % de la génération d'électricité attendue à partir des panneaux PV [42-43].

2.4. Systèmes photovoltaïques concentrés (CPV)

En général, la technologie photovoltaïque peut être catégorisée en deux groupes principaux : les systèmes photovoltaïques standards, et les systèmes photovoltaïques concentrés qui fonctionnent sur la base de l'irradiance solaire concentrée.

Une des critiques adressées aux systèmes PV standards est leur faible densité de production, en raison de la faible densité de puissance et de la nature intermittente de la ressource solaire, ainsi que de l'efficacité limitée de la conversion photovoltaïque. Pour surmonter cette faible efficacité, plusieurs études sur les nouvelles technologies de cellules solaires PV, telles que les cellules solaires à jonctions multiples (MJSC) avec des efficacités élevées dépassant 30 %, ont été réalisées. Dans cette nouvelle technologie, la quantité de matériau doit être réduite en raison du coût élevé de ces cellules, qui est plusieurs fois supérieur à celui des cellules solaires au silicium traditionnelles. Comme le montre la figure 2.13, de petites cellules sont utilisées en conjonction avec des dispositifs concentrateurs solaires tels que des lentilles peu coûteuses pour concentrer les faisceaux de rayonnement solaire [44 -45].

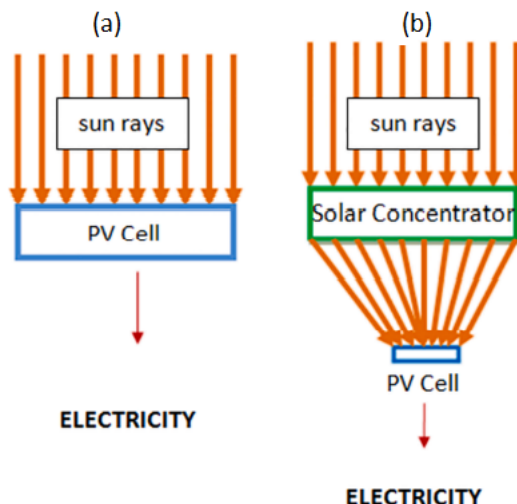


Figure 2.13 production d'électricité par (a) PV et (b) CPV [45]

L'utilisation d'un dispositif de concentration nécessite l'utilisation d'un suiveur solaire, ce qui réduit la fiabilité, augmente la complexité et accroît le coût de ces systèmes. Par conséquent, des recherches sur différentes caractéristiques de cette technologie pour augmenter l'efficacité totale ont été menées par des chercheurs du monde entier. Les sujets liés aux cellules CPV, les problèmes de modules CPV et les centrales CPV ont été trois domaines principaux d'études. En raison du manque de disponibilité à l'échelle des centrales électriques, les facteurs opérationnels et environnementaux causant des pertes et une diminution de l'efficacité ont été moins pris en compte que d'autres sujets. Les facteurs environnementaux causés par des raisons naturelles telles que l'encrassement et l'ombrage peuvent avoir un effet négatif sur les performances de tels systèmes. De plus, les défauts structurels ou opérationnels tels que le désalignement des modules, l'existence d'erreurs dans le système de suivi, etc. peuvent être considérés comme des facteurs opérationnels.

Selon les études précédentes, il existe différents types de systèmes photovoltaïques concentrés qui peuvent être catégorisés comme indiqué dans la Figure 2.14. En général, un système CPV est composé de modules comprenant des optiques de concentration solaire et des cellules photovoltaïques. Un système de suivi est nécessaire pour suivre le soleil afin de concentrer l'irradiation par les optiques. Dans les CPV, le facteur de concentration du soleil varie de 2 ou 3 soleils en basse concentration à plus de 400 soleils pour les systèmes à haute concentration. Généralement, dans un CPV à basse concentration, le système est équipé d'un concentrateur parabolique composé (CPC), d'un collecteur parabolique ou d'un concentrateur de points

quantiques. Les CPV à haute concentration bénéficient généralement d'un collecteur parabolique, d'un collecteur non imageant et de concentrateurs à lentille de Fresnel [45].

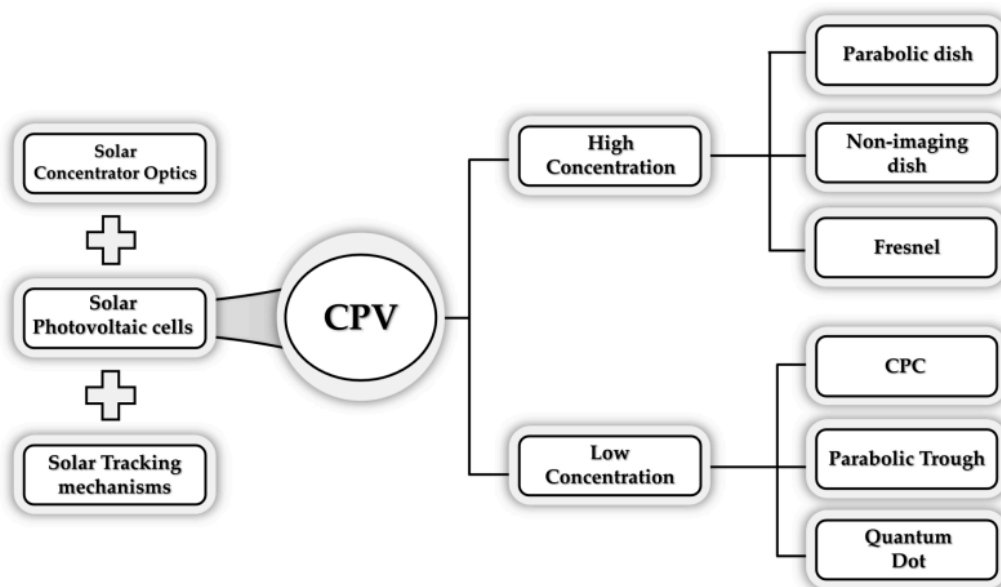


Figure 2.14 Différentes configurations de photovoltaïque concentré [45]

Dans ce travail de recherche, l'accent est mis principalement sur les systèmes CPV avec concentrateurs de Fresnel. Ce type de lentille est moins cher en raison de l'utilisation du matériau et de sa structure par rapport aux lentilles traditionnelles. Un schéma simple d'un concentrateur de Fresnel et d'une cellule solaire est présenté dans la figure 2.15.

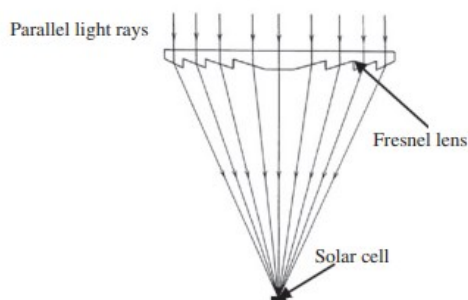


Figure 2.15 Concentrateur de Fresnel et cellule CPV [46]

2.4.1. Évaluation des systèmes CPV

Pour améliorer l'efficacité et le rendement final des systèmes CPV, différents aspects de cette technologie ont été pris en compte par des groupes de recherche du monde entier. Travailler sur différents matériaux efficaces sur les performances d'une cellule CPV peut être considéré comme l'un des sujets les plus fondamentaux parmi les recherches scientifiques visant à améliorer les performances de la technologie CPV. Les sujets liés aux modules CPV tels que les méthodes d'emballage, les méthodes de contrôle qualité et la caractérisation en extérieur dans différentes conditions atmosphériques ont fait l'objet d'études dans des travaux précédents.

Bien que la technologie photovoltaïque hautement concentrée (HCPV) ait été développée, il existe encore un manque de connaissance à l'échelle d'un système ou d'une centrale sous différentes circonstances climatiques par rapport à d'autres types de PV [47].

À l'échelle du système, diverses méthodes d'évaluation du rendement énergétique des HCPV basées sur l'irradiance normale directe (DNI) et des métriques auxiliaires ont été décrites au cours des dernières années. Les attributs des cellules, des lentilles et des éléments du système d'équilibrage ont fait l'objet d'études, ainsi que des corrections pour les variables ambiantes et atmosphériques [48]. Une autre méthode a utilisé une paramétrisation différente, qui incluait un coefficient pour l'impact spectral de la profondeur des aérosols atmosphériques ainsi qu'une modélisation spécifique des défaillances des onduleurs DC/AC. [49]. En plus de ce qui précède, l'énergie produite par un système HCPV peut être estimée en combinant les efficacités des différents composants du système. Le taux de rendement (PR), qui est défini comme le rapport du rendement final au rendement nominal de référence du système, est une approche simple pour évaluer la sortie d'un système CPV. Il indique le gain total ou l'efficacité du système HCPV, comprenant tous ses composants [50].

2.4.2. Défauts et pertes dans les systèmes CPV

Dans des conditions extérieures, différents segments d'un système CPV à l'échelle d'une installation ou d'une centrale peuvent être exposés à divers défauts et facteurs entraînant des pertes. Certains de ces facteurs peuvent être communs aux systèmes PV, comme l'ombrage, l'accumulation de poussière et la température des cellules ou de l'ambiance. De plus, il existe d'autres facteurs de perte spécifiques aux systèmes CPV. Les équipements de suivi, utilisant

différentes méthodes pour suivre le soleil afin d'atteindre le point de puissance maximale (MPPT), jouent un rôle important dans un système CPV. Par conséquent, même une petite déviation dans le suivi précis peut entraîner une perte considérable dans le rendement final du système. Dans ce contexte, un suiveur photosensible intelligent a été déployé pour augmenter l'efficacité de conversion de l'énergie solaire jusqu'à 34,77% [51]. De plus, la consommation électrique des mécanismes du système de suivi ne dégrade pas significativement l'efficacité du système [52].

L'existence de désalignements entre les modules montés sur des suiveurs dans un système CPV peut être l'un des problèmes les plus graves entraînant une baisse de performance, et peut même affecter le processus de dimensionnement des onduleurs [53].

L'ombrage, en tant qu'autre source de pertes dans un système CPV, a fait l'objet d'études particulières. Lorsque des ombrages partiels ou auto-ombrages entre les suiveurs solaires se produisent, la génération d'énergie des dispositifs peut subir une perte de performance allant de 7% à 12%. Des paramètres de géométrie sans dimension, tels que les conditions optimales en fonction du facteur d'espace et du rapport d'aspect des panneaux, sont fournis pour résoudre ce type de problèmes d'optimisation. Le type de modèle d'allocation optimal et son rapport d'aspect sont déterminés par des facteurs tels que la latitude, le climat, le rapport d'aspect des panneaux et le facteur d'espace. [54].

Un autre facteur causant des pertes dans les systèmes CPV considéré dans des études précédentes est la salissure. Les pertes dues à la salissure dans les systèmes HCPV diffèrent de celles des systèmes photovoltaïques (PV) standards. Une comparaison directe entre un groupe HCPV et un groupe PV standard montre que la salissure a un effet cinq fois plus important sur le groupe HCPV que sur le groupe PV [55].

Le dimensionnement de l'onduleur pour les systèmes photovoltaïques à haute concentration peut jouer un rôle dans la réduction des pertes. Pour maximiser le rendement énergétique final du système, un onduleur peut être dimensionné entre 84% et 112% de la capacité nominale du générateur HCPV aux conditions de test standard du concentrateur. [56].

La neige et le givre, deux autres phénomènes environnementaux dans les régions froides, peuvent également réduire la production d'énergie des systèmes PV [57]. Dans ce contexte, il est crucial de tenir compte des zones climatiques spécifiques, catégorisées en climats tempérés, sévères ou

continentaux, afin de quantifier correctement les pertes de génération d'électricité [58]. Les pertes de production dues à la couverture de neige et de glace ont été évaluées pour les systèmes PV à panneaux plats à différentes résolutions annuelles, mensuelles, hebdomadaires ou quotidiennes [59]. Pour prédire l'effet de la couverture neigeuse sur les performances des systèmes PV à panneaux plats, différents modèles linéaires, non linéaires et de séries temporelles ont été introduits [60]. La perte directe de génération d'électricité et la prédiction de la couverture neigeuse sont les deux principales catégories utilisées par les modèles à court et à long terme. Les propriétés du système, les paramètres météorologiques et les propriétés de la neige ont également été utilisés pour affiner davantage les modèles [61].

2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, tout d'abord, un état de l'art sur les différents facteurs affectant les performances des systèmes photovoltaïques (PV) a été présenté. La technologie PV, l'ombrage, l'accumulation de poussière, la température des cellules et ambiante, l'irradiation solaire et les conditions météorologiques ont été discutés comme étant ces facteurs. Ensuite, les systèmes photovoltaïques concentrés (CPV) ont été présentés comme un type spécial de technologie PV qui sont sensibles à la DNI et doivent être équipés d'un système de suivi solaire pour concentrer l'irradiation sur une cellule CPV. L'évaluation et les facteurs de perte dans les systèmes CPV ont été abordés comme un autre sujet faisant partie de l'état de l'art global.

CHAPITRE 3 : QUESTION DE RECHERCHE ET OBJECTIFS

Comme mentionné dans les sections précédentes, le rôle indéniable de la technologie photovoltaïque dans l'exploitation de l'énergie solaire et la demande en énergie solaire augmentent à un rythme significatif à travers le monde. Par conséquent, une évaluation plus précise de ces technologies dans différents types et emplacements sera cruciale tant pour les fabricants que pour les clients. Les régions dotées d'un climat continental humide, bénéficiant d'un niveau acceptable d'irradiation solaire mais généralement caractérisées par des chutes de neige importantes et des températures basses pendant les mois d'hiver, ont été moins prises en compte par rapport aux endroits exposés à une irradiation et à des températures élevées. De plus, en raison du manque d'accès aux systèmes PV à grande échelle industrielle, la plupart des études précédentes ont été menées en quantités limitées sur des installations fixes. Les systèmes photovoltaïques sur suiveurs à deux axes, normalement plus efficaces que les systèmes fixes en raison de l'utilisation de systèmes de suivi, n'ont jamais été évalués dans un climat continental humide à grande échelle industrielle et de centrale.

En 2019, le plus grand parc solaire de recherche en photovoltaïque du Canada pour les collaborations industrielles a été construit à l'Université de Sherbrooke, au Québec, au Canada. Ce parc solaire, doté de différentes technologies photovoltaïques, comprend huit suiveurs CPV de 30 kW, une installation monofaciale à double axe de 115 kW et une installation bifaciale à double axe de 118 kW. Sherbrooke se trouve dans une région au climat continental humide, où l'on s'attend à des chutes de neige fréquentes et à des températures basses pendant les mois d'hiver.

Comment évaluer et analyser les performances de ces trois types de technologies photovoltaïques et identifier les facteurs de perte dominants pendant les mois d'hiver est la principale question de recherche de ce travail. Ainsi, comme il est évident dans la question, l'évaluation et l'identification des facteurs de perte sont les deux objectifs essentiels de ma thèse.

Comme premier objectif, une méthode de simulation est nécessaire pour comprendre les performances attendues des systèmes dans un tel climat avec ses caractéristiques météorologiques locales. Réaliser une analyse précise basée sur les résultats simulés et expérimentaux peut être

considéré comme le premier résultat et le deuxième objectif. Ensuite, l'introduction d'une procédure efficace pour identifier les facteurs cruciaux spécifiques au climat continental humide et influençant le fonctionnement des systèmes PV sera le troisième objectif. Le calcul des pertes et, si possible, la création d'un nouveau modèle pour prédire la valeur des pertes sont les prochains objectifs. Enfin, proposer des solutions pour atténuer l'effet des facteurs de perte sera le point final de ce travail de recherche.

CHAPTER 4: ANALYSIS AND MODELING OF CPV PERFORMANCE LOSS IN HUMID CONTINENTAL CLIMATE

4.1. Avant-propos

Ce chapitre est lié au problème de l'effet des conditions météorologiques sur les performances des systèmes CPV. Le climat continental humide est la cible de l'analyse. Ainsi, tout d'abord, une méthode est nécessaire pour parvenir à une analyse de performance fiable afin de reconnaître les principaux facteurs effectifs sur un système CPV dans un tel climat. La simulation de la sortie du système peut être considérée comme une référence pour comparer avec les résultats expérimentaux afin de trouver la cause des pertes. Le calcul des pertes basé sur les données historiques et l'introduction d'un nouveau modèle pour prédire les pertes basées sur les paramètres météorologiques peuvent être considérés comme la dernière partie de la résolution du problème.

Le titre de l'article :

Analysis and Modeling of CPV Performance Loss Factors in Humid Continental Climate

Auteurs:

- Mehdi Talebi, étudiant au doctorat, Laboratoire de nanotechnologies et nanosystèmes, département de génie électrique, Faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Volatier, Professionnelle de recherche, Laboratoire de nanotechnologies et nanosystèmes, département de génie électrique, Faculté de génie, Université de Sherbrooke
- G. Hamon, Professeure, Laboratoire de nanotechnologies et nanosystèmes, département de génie électrique, Faculté de génie, Université de Sherbrooke
- S. Nicolay, Professeur, Laboratoire de nanotechnologies et nanosystèmes, département de génie électrique, Faculté de génie, Université de Sherbrooke-
- C. Dubuc, STACE Solar Solutions, 75 rue d'Anvers, Saint Augustin, Qc, G3A-1S5, Canada

- M. Darnon, Professeur associé, Chargé de recherche au Laboratoire de nanotechnologies et nanosystèmes, département de génie électrique, Faculté de génie, Université de Sherbrooke

Adhésions

- Laboratoire de Nanotechnologies et Nanosystèmes (LN2) - CNRS IRL-3463

Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke

3000 Boulevard de l'Université, Sherbrooke, QC, J1K 0A5, Canada

- Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke

3000 Boulevard de l'Université, Sherbrooke, QC, J1K 0A5, Canada

Date de soumission

8 mai 2023

Statut d'acceptation

Publié le 13 novembre 2023

Journal dans lequel l'article a été soumis

IEEE journal of photovoltaic

Contribution à la these

Cet article apporte une contribution importante à cette thèse. Son principal objectif est d'analyser les performances des systèmes CPV dans une région caractérisée par un climat particulier, connu sous le nom de climat continental humide. Tout d'abord, en adaptant et en utilisant le logiciel PVsyst, les performances d'un système CPV sont simulées en tenant compte des informations météorologiques et techniques locales du système. La neige et le gel sont présentés comme les principaux facteurs de perte dans un tel climat pendant les mois froids pour les systèmes CPV. Une nouvelle méthode basée sur la chute moyenne mensuelle de neige et la température ambiante est introduite pour estimer les pertes causées par la neige et le gel. Atteindre ces objectifs signifie

qu'un type spécial de technologie photovoltaïque a été correctement évalué et que l'effet du climat continental humide sur de tels systèmes peut être prédit.

Titre français

Analyse et modélisation des facteurs de perte de performance des systèmes CPV dans un climat continental humide

Résumé français

Le climat local et les conditions environnementales peuvent avoir un impact sur les performances des systèmes photovoltaïques à concentration (CPV). Il existe un manque d'analyses expérimentales des performances des systèmes CPV, en particulier dans les régions caractérisées par des chutes de neige importantes et des températures très basses en hiver. Dans cet article, nous présentons d'abord les performances d'un système CPV dans un climat continental humide et identifions la neige et le givre comme sources de pertes qui ne sont pas prises en compte dans les modèles prédictifs conventionnels. Nous proposons ensuite une méthode pour tenir compte de l'effet négatif de la neige et du givre sur le système, en ajoutant des facteurs de salissure mensuels dans le modèle prédictif. Les facteurs de salissure mensuels sont modélisés en fonction de la chute mensuelle moyenne de neige et de la température ambiante. L'application de cette méthode, qui réduit l'erreur quadratique moyenne (RMSE) entre la production d'énergie prévue et réelle de 24,51 à 5,07 %, valide notre modèle dans un climat continental humide pour les systèmes CPV.

4.2. Abstract

Local climate and environmental conditions can impact the performance of concentrator photovoltaic (CPV) systems. There is a lack of experimental performance analysis of CPV systems, especially in the region with high snowfall and very low temperature in winters. In this paper, we present first a CPV system performance in humid continental climate and identify snow and frost as sources of losses that are not considered in conventional predictive models. We propose then a method to account for the negative effect of snow and frost on the system, by adding monthly soiling factors in the predictive model. The monthly soiling factors are modeled based on average monthly snow fall and ambient temperature. Applying this method, decrease in Root Mean

Square Error (RMSE) between predicted and actual energy production from 24.51 to 5.07 % validates our model in humid continental climate for CPV systems.

Keywords— Concentrated photovoltaic, humid continental climate, snow and frost losses modeling.

4.3. Introduction

Energy supply and global issues caused by greenhouse gases emissions are a concern. Photovoltaic (PV) systems as a renewable energy resource have increased their share of energy production in recent decades [62]. To overcome the rather low efficiency of flat panel PV systems (around 20 % in maximum [63]), concentrator photovoltaic (CPV) has been proposed. Even though the efficiency of such technology has reached over 38% in optimal solar conditions [64], studies are still ongoing to maximize their performance. For instance, shading or soiling which have negative effect on the performance of such technologies, have been considered, mostly in the regions with moderate or hot weather [65-69]. Snow and frost, as two other environmental phenomena in cold regions, can also reduce PV systems energy production [70]. In this regard, it is critical to account for specific climate zones, categorized in mild, sever or continental, to correctly quantify electricity generation losses [71]. Output losses by snow and ice coverage have been assessed for flat panel PV systems in annual, monthly, weekly, or daily resolution [70,72-74]. To predict the effect of snow coverage on performance of flat panel PV system, different linear, nonlinear, and time-series models have been introduced [72, 75-83]. Direct electricity generation loss and snow cover prediction are the main two categorization used by the models in short-term and long-term resolutions [71]. System properties, weather parameters and properties of snow have also been utilized to further refine the models [71, 84,85].

Although, the effect of snow and ice coverage is investigated for flat panel PV systems in previous studies, they have not been yet considered for CPV systems. CPV systems differ significantly from PV systems in the sense that (1) they are necessary mounted on a 2-axis sun trackers which leads to a variable tilt along the day, including high tilt at dawn and dusk, (2) they are sensitive to direct normal irradiance (DNI) only, and do not collect diffuse or reflected light,

(3) the front glass (lens parquet) is not in contact with the solar cells and remains therefore at a temperature close to ambient temperature, and (4) the systems are usually placed in horizontal position during the night. Therefore, direct models for snow-induced losses prediction from PV systems cannot be applied to CPV systems.

The objective of this paper is to identify the sources of environmental losses, and more especially snow- and frost-induced losses, in a humid continental-climate, and to propose a method to account for these losses for CPV systems.

This paper is divided into five parts. In the first section, we present the CPV plant from Université de Sherbrooke as the case study alongside its geographical and meteorological specificities. Performance analysis of this CPV system in humid continental climate is presented in the second section. Part three proposes a method for accounting for the losses and focuses on two models to estimate monthly snow- and frost-induced losses. Method validation and conclusion are the last two sections, respectively.

4.4. CPV plant of Université de Sherbrooke

Sherbrooke city is in a humid continental region. Based on its historical meteorological data, wide range of temperatures (-25°C to $+35^{\circ}\text{C}$) and significant snowfall in the cold months (around 125 cm annually), make the condition unique for CPV systems [86]. Also, all months except for three summer months (June, July, and August), have probability of snow fall or below zero temperature [87]. Figure 4.1 presents the monthly average temperature measured in the solar park and snow accumulation published by Québec ministry of climate for nearest weather station to the solar park, from February 2021 to January 2022 [86]. For winter months (December to March), the average ambient temperature is below zero and the amount of monthly snow accumulation is larger than 10 cm [86].

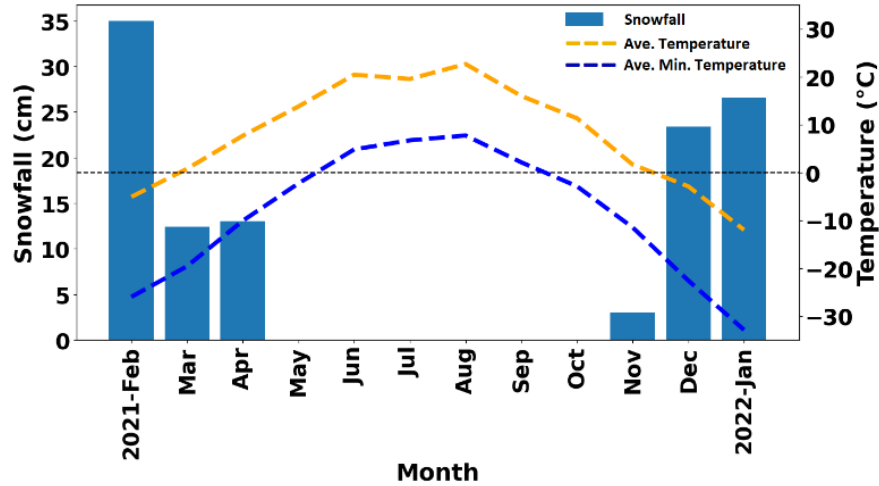


Figure 4.1 Monthly snowfall, average and minimum temperature in Sherbrooke over a one-year period (Feb 2021 – Jan 2022)

In 2019, the largest Canadian solar park dedicated to industrial collaborations was built at Université de Sherbrooke.

This 1 MWp solar park includes 240 kW CPV plant composed of eight 30 kW trackers from Stace, each having its own inverter. Each CPV system includes 12 CPV modules mounted on a 2-axis tracking system. The direct current (DC) output of each CPV system can be injected to the power network after converting to alternative current (AC) power by their own inverter. Figure 4.2 shows five CPV systems in the solar park during a winter day with accumulated snow on the ground.



Figure 4.2 Five out of eight CPV systems in Université de Sherbrooke solar park, Quebec

4.5. CPV system Performance analysis in a Humid continental climate

To evaluate the performance of the CPV system, we used the performance ratio (PR) as a metric. It can be calculated as below [88]:

$$PR = \frac{\frac{P_{out}(kW)}{DNI (kWm^{-2})}}{\frac{P_{rated}(kW)}{1 (kWm^{-2})}} (\%) \quad (4.1)$$

where, P_{out} is AC output power of a CPV system, DNI represents direct normal irradiance and P_{rated} is the rated AC output power of the CPV system in concentrated standard test condition (CSTC) in which DNI should be 1 kWm^{-2} .

The PR measured in the solar park for a CPV system is compared to simulated PR obtained from PVsyst. Since PVsyst is designed for flat panel PV systems, the simulation model was built after importing technical information of the CPV system, the solar park meteorological data, and CPV utilization factor (UF) which is a function of DNI, air mass, and ambient temperature. Figure 4.3 shows an example of the three elements of UF. In fact, UF describes the deviation of the measured from the simulated short circuit current depending on air mass, DNI and ambient temperature [89].

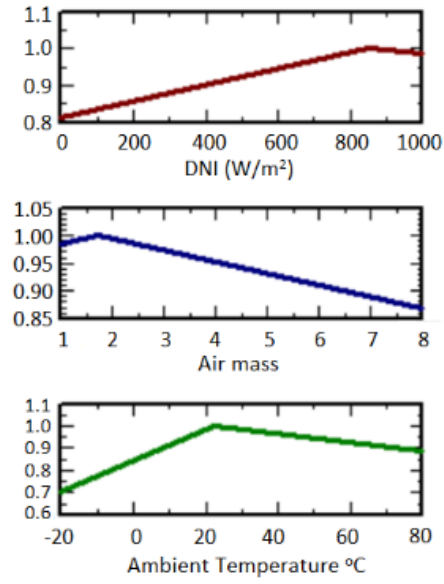


Figure 4.3 Three elements of CPV utilization factor for importing to PVsyst

The comparison between monthly simulated PR by PVsyst and experimental results from one CPV tracker is shown in Figure 4.4. Also, the relative loss \widehat{PR} for each month, calculated by (4.2) is given in Table 4.1.

$$\widehat{PR} = \frac{|PR_S - PR_{Exp}|}{PR_S} (\%) \quad (4.2)$$

where, PR_S represents simulated PR calculated by PVsyst and PR_{Exp} is experimental PR of the system.

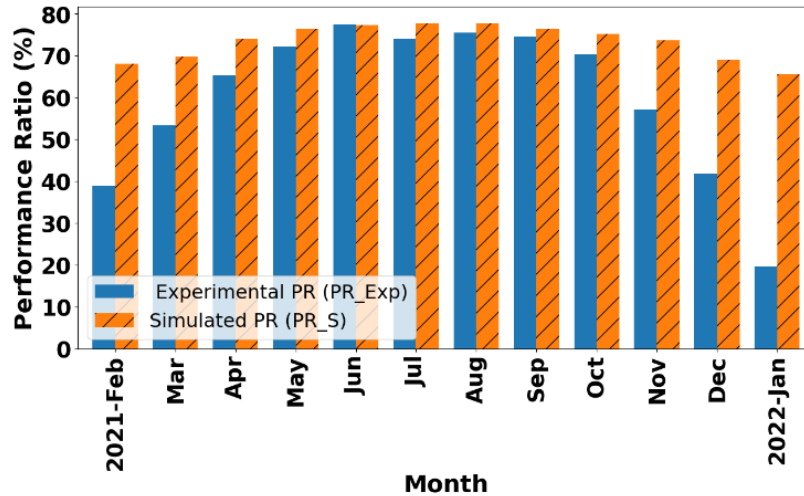


Figure 4.4 Comparison between simulated and experimental PR for a CPV system in Université de Sherbrooke solar park

Table 4.1 monthly relative loss

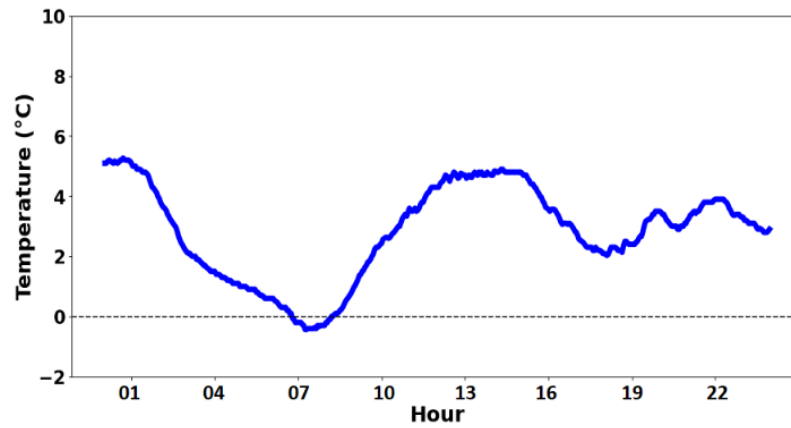
Month	2021 Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	2022 Jan
\widehat{PR} (%)	42.7	23.4	11.6	5.6	0.17	4.8	2.7	23	6.5	22.3	39.2	70

Considering Figure 4.4 and Table 4.1, the CPV system performs close to what is predicted by PVsyst from June to September, when there is no probability of snow nor expectation of low temperature. It can be implied that the system presents some constant loss (L_c) below 5%, that may come from different reasons like soiling, spectral variation, tracking errors, and wind effects as well. In opposite, the CPV system PR is below predictions during fall, winter, and spring months, with \widehat{PR} being maximal in January (70%) and above 40% or around 40% in February and December respectively. It is therefore clear that the CPV system performs below expectation outside of summer due to some losses not accounted for in PVsyst model. However, PVsyst models are well validated for CPV systems in warm regions [90]. Therefore, the not-accounted-for losses are attributed to cold-environment-related losses. Two specific characteristics of humid continental regions can affect the CPV system performance and are not taken into consideration in PVsyst. First, considerable snowfall can eventually lead to snow accumulation on the panel. Second, low temperatures can induce frost on the front glass surface. Both effects would lead to losses equivalent to soiling losses and have a negative impact on the output of the CPV system.

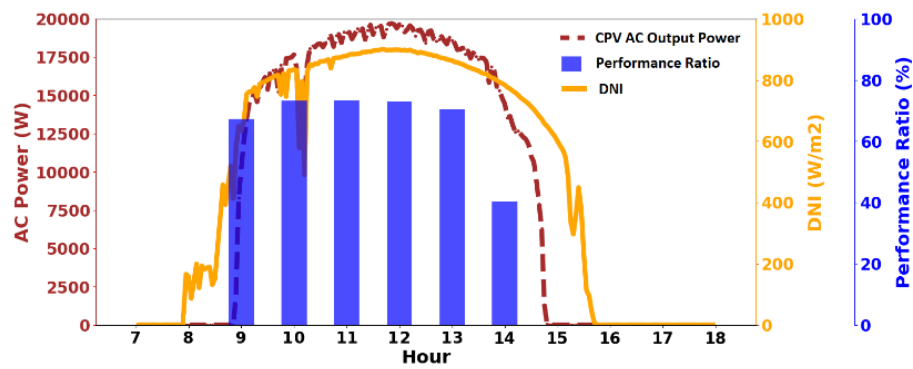
To clarify the origin of the losses in the months with probability of snow and frost, we identified three typical days in the winter season: (1) a sunny one with high DNI and without snow and frost on the CPV panels, (2) a day with snow accumulation, and (3) a day with frost coating on the panels.

First, we identified December 12th, 2021, a day without snow and frost with high DNI. As it is shown in Figure 4.5 (a), the temperature reached -0.5 C° around 7:30 am but over zero during the night before. That means there was no frost on the panels in the early morning and the rest of the day with temperature higher than 0 C° . Figure 4.5 (b) shows that in such a condition performance of the system is proportional to the DNI so that the average hourly PR is 71.7 % between 9 am and 1 pm which is close to PVsyst prediction with 74.3% for this period. A similar result was confirmed for lower average temperature (-10 C°). Therefore, we can conclude that even in cold situations, the CPV system behaves close to what is predicted by the model when the module front surface is clear from snow or frost.

Second, we identified February 26th, 2022, as a day following snow falls. Figure 4.6 shows that in such a day, some snow is accumulated on the panel surface, and is only partially cleared by natural sliding. Even if the tilt angle is steep in the morning (around 85°), eight out of 12 CPV modules of the CPV system are totally covered by snow. Snow starts to melt or slide around noon (Fig.6 (b)), but traces of snow remain on the module during the afternoon (Figure 4.6 (c)). Figure 4.7 shows the effect of the snow coverage on the power output of the system. Except the time between 11 am and 2 pm which was cloudy, DNI was larger than 800 W/m^2 between 9AM and 4PM. The power output slightly increased in the afternoon, as snow is partly removed. Therefore, in presence of snow, the CPV system performance is strongly degraded by shading so that mean value of the PR for the day during the time with high level of DNI is only 16.6 % which is far from the Calculated PR by PVsyst for the same time (67.5 %). Since PVsyst does not include snow-induced shading, it overestimates the system production, and therefore the PR.



(a)



(b)

Figure 4.5 performance of a CPV system in a typical clear sky in winter, without snow and frost: (a) ambient temperature, and (b) DNI, CPV AC output power, and hourly PR- Université de Sherbrooke solar park -December 12th, 2021



(a)



(b)



(c)

Figure 4. 6 Front view on a CPV system following the sun and covered partially by snow in a typical winter day in Université de Sherbrooke solar park: (a) early morning; (b) around noon; and (c) afternoon - February 26th, 2022

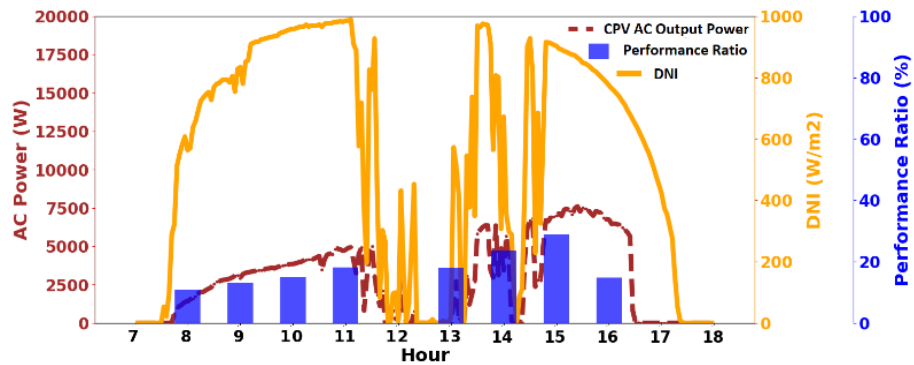


Figure 4.7 DNI, AC output power, and hourly PR of the CPV system in case of snow coverage - Université de Sherbrooke solar park – February 26th, 2022

Third, we identified December 9th, 2022, as a cold winter day with frost accumulation on the panel surface. Figure 4.8 shows the CPV system covered by frost on December 9th, 2022, from 9:34 AM to 11:49 AM. We can see that the full surface of the CPV modules is covered by frost at dawn, and that it takes half the day to get rid of it. Simultaneously, a significant reduction of the system performance is observed in Figure 4.9 (b). As temperature and sun irradiance rise (Figure 4.8 (b)) frost gradually melts or is sublimated, and the power output of the system increases from 0 at 8:45AM to 12.4 kW in the early afternoon (Figure 4.8 (c)), while the DNI is between 480 and 880W/m² in this period of time, the frost leads to a PR mean value of 24.1%, far below the average PR predicted by the simulator for the same period (73.9%). Like snow, frost has shading effect on the CPV cells that is not accounted for in PV_{system}. Therefore, PR overestimation happens in sunny days when we have frost on the panels which happens frequently during the winter.

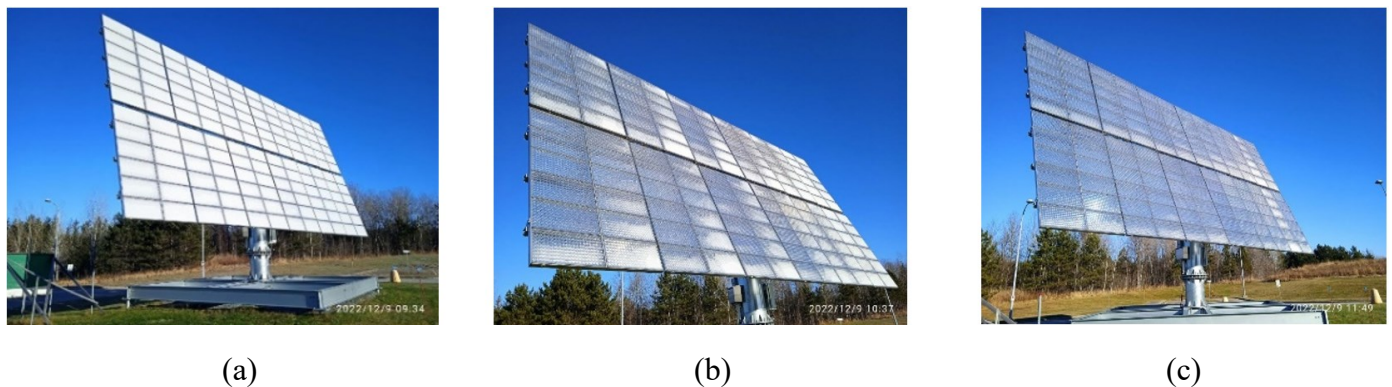


Figure 4.8 A CPV system covered by frost at (a) 9:34 am, (b) 10:37 am, and (c) 11:49 am- December 9th, 2022, Université de Sherbrooke solar park

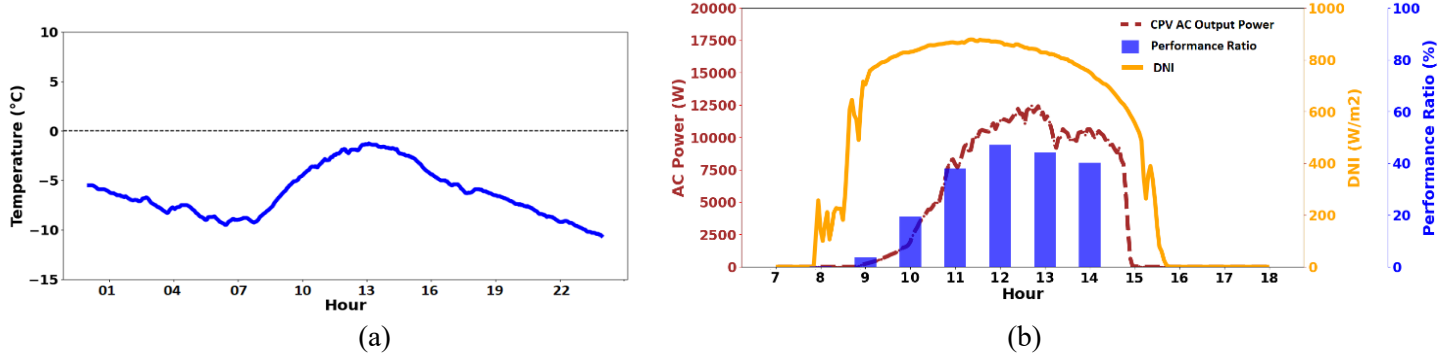


Figure 4.9 The effect of low temperature on a CPV system performance: (a) ambient temperature, and (b) DNI, AC output power, and hourly PR- Université de Sherbrooke solar park -December 9th, 2022

Therefore, snow and frost cause losses in cold months that are not accounted for in PV_{sys}. Since both frost and snow leads to partial covering of the modules, their effect is similar to soiling. In the following, these losses will be considered as soiling losses (P_{sl}).

Considering the three situations described above, we can postulate that the model from PV_{sys} gives a much better representation of the CPV system performance in absence of snow and frost, and that additional soiling losses should be considered in cold and snowy months to account for the accumulation of frost or snow on the surface of the CPV modules. Therefore:

$$\widehat{PR}(\%) = \begin{cases} P_{sl} + L_c & \text{in the months with snow and frost} \\ L_c & \text{the other months} \end{cases} \quad (4.3)$$

where, L_c is average losses for the three summer months with no probability of snow and frost which is equal to 2.6 %. In order not to consider the constant losses in the rest of the paper, we define PR_{exp}^* and \widehat{PR}^* as corrected values by:

$$PR_{exp}^*(\%) = PR_{exp} + L_c \quad (4.4)$$

$$\widehat{PR}^*(\%) = \frac{|PR_S - PR_{exp}^*|}{PR_S} \quad (4.5)$$

4.6. Accounting for losses caused by snow and frost.

4.6.1. Method description

The method is illustrated in Figure 4.10. Since both frost and snow lead to module surface shading similar to soiling, we propose to represent losses due to snow and frost as monthly soiling-losses (P_{SL}). Inputting these monthly soiling losses, the system configuration, and the meteorological data (for instance, the ones of a typical meteorological year) into PVsyst enables to estimate the system performance ratio, considering the losses [91].

The key point is therefore to determine the monthly soiling losses P_{SL} that depend on the extended meteorological conditions (*e.g.*, temperature and snow falls). We propose to quantify P_{SL} using a model that is trained using a one-year dataset of extended meteorological and power production data. The details of the model are explained in the next sections.

To train the model, we first simulate the CPV system in PVsyst using the system configuration, and we simulate the monthly performance ratio PR_S using the one-year meteorological data. The comparison between PR_S and the experimental performance ratio (PR_{Exp}) provides the monthly relative losses \widehat{PR}^* . These data are used then to train the model that provides a relationship between extended meteorological data and P_{SL} . Once this training phase is completed, the model can be used to estimate P_{SL} for any year, providing the extended meteorological data are known.

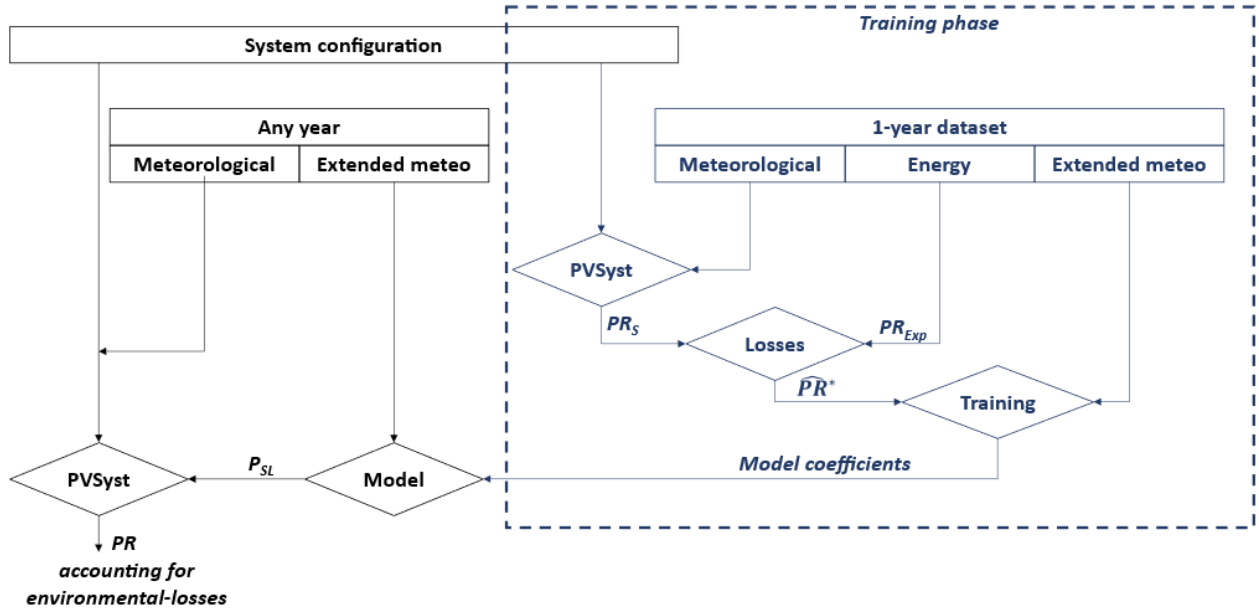


Figure 4.10 Flowchart of the methodology for considering environmental-induced losses in PVsyst

4.6.2. Monthly soiling losses modeling based on snowfall

As a first approximation, one can consider that losses depend on the amount of snowfall. For a flat panel PV system, losses caused by snow over a one-year period depend on snowfall and the tilt angle of the system [79]. For CPV systems, the modules are installed on a 2-axis tracker, and the tilt angle evolves along the day. Therefore, we propose to model monthly losses with a linear variation as a function of monthly average snowfall only which can therefore be modeled by:

$$P_{SL} = C_s Snow \quad (4.6)$$

where, C_s is the snow loss coefficient and $Snow$ the monthly snowfalls in cm. Using \widehat{PR}^* , recorded average monthly snow fall for of 2021 (except June, July, and August which have no probability of snow fall), and Linear Regression method shown in Figure 4.11, the coefficient C_s is equal to 1.55%/cm. The monthly soiling losses given by the model are presented in Table 4.2.

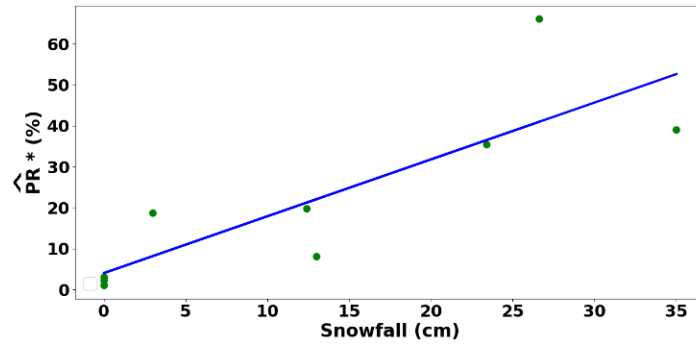


Figure 4.11 linear regression between monthly snowfall and (\widehat{PR}^*)

Table 4.2 Monthly soiling losses, calculated by the model (4.6), based on snowfall

Month	P_{SI} (%)
Feb-2021	54.2
Mar	19.2
Apr	20.1
May	0
Sep	0
Oct.	0
Nov	4.6
Dec	36.2
Jan-2022	41.2

The percentage of the losses are calculated for the non-summer months using the model and applied as soiling losses in PVsyst. This leads to an improvement in prediction of PR by simulator as shown in Figure 4.12. In comparison with the previous results in Figure 4.4 with root mean square error (RMSE) equal to 22.23%, new results are closer to the measured ones with a RMSE of 7.78%. However, we can see that depending on the months, the losses can be over- (*e.g.*, Feb. 2021) or under- (*e.g.*, Jan 2022) estimated.

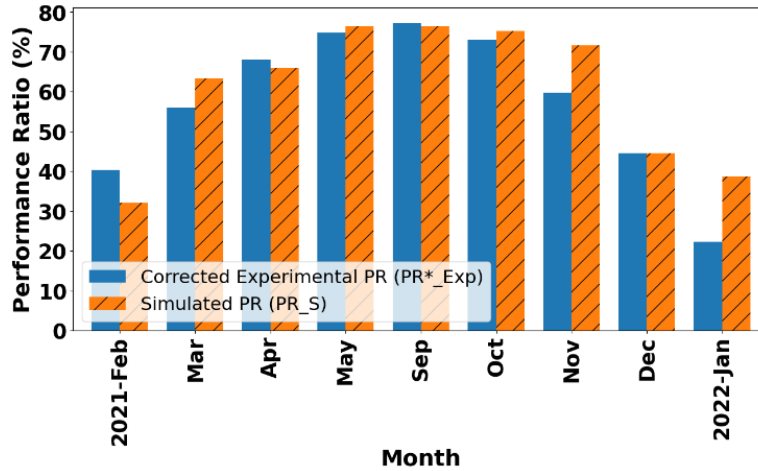


Figure 4.12 Experimental and simulated PR by PVsyst considering the effect of snow

4.6.3. Monthly soiling losses modeling based on snowfall and frost

The dominant parameter for frost formation is the ambient temperature [70]. We therefore consider ambient temperature as another factor affecting losses in our model:

$$P_{SL} = C_s Snow + C_t (T_{amb} - T_{frost}) \quad (4.7)$$

where, C_t is temperature coefficient and T_{frost} is the monthly average frosting temperature. It corresponds to the monthly average temperature below which some frost can be observed during the month.

Using multi regression method based on the nine months of recorded data, the coefficient C_s , C_t , and T_{frost} are equal to 0.101 (%/cm), -2.106 (%/°C), and 13°C, respectively. Importing the soiling loss factors given in Table 4.3 to PVsyst which are estimated by the model, brings more proximity between simulated and experimental monthly PR in Figure 4.13, so that RMSE decreases down to 2.34%.

Table 4.3 Monthly soiling losses, predicted by the model (4.7), based on snowfall and frost

Month	$P_{St}(\%)$
Feb-2021	41.8
Mar	27,1
Apr	12.6
May	1.5
Sep	6.1
Oct.	3.6
Nov	24.3
Dec	36
Jan-2022	55.5

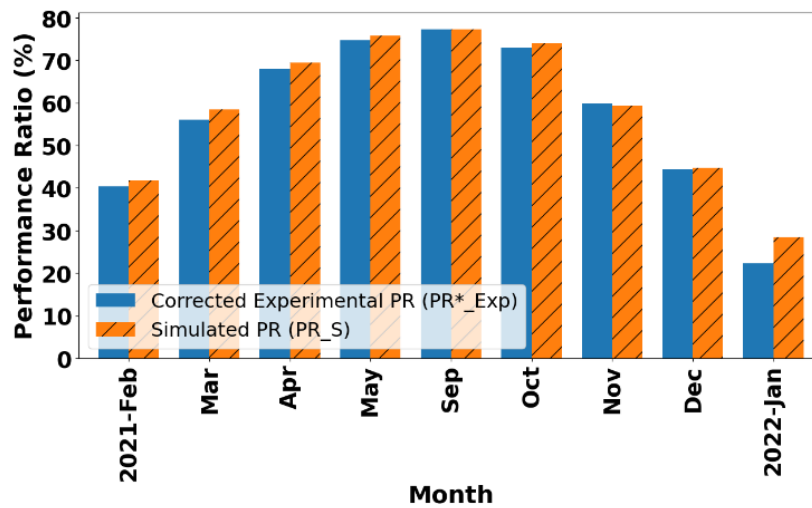


Figure 4.13 Experimental and simulated PR considering the effect of snow and frost

Figure 4.14 shows the relative contribution of snow ($C_s Snow$) and frost ($C_t(T_{amb} - T_{frost})$) in P_{SL} for each month. It indicates that snow is responsible for less than 11% of the soiling losses and frost causes the majority of these losses in humid continental climate for CPV systems during cold months. In fact, a frosty layer in addition to making shadow, can diffuse the light and prevent its concentration by the lenses on the solar cells. To the best of our knowledge, there has not been any study to discuss the share of frost in power generation losses in flat panel PV system in regions with high snowfall and very low temperature in winter. Based on our observation, the probability of frost coating on flat panel PV systems is much lower than CPV system. We believe it is due to larger radiative cooling for CPV systems during the night (horizontal position) compared to flat panel PV systems, and to a higher front glass surface temperature for flat panel PV systems

compared to CPV systems.

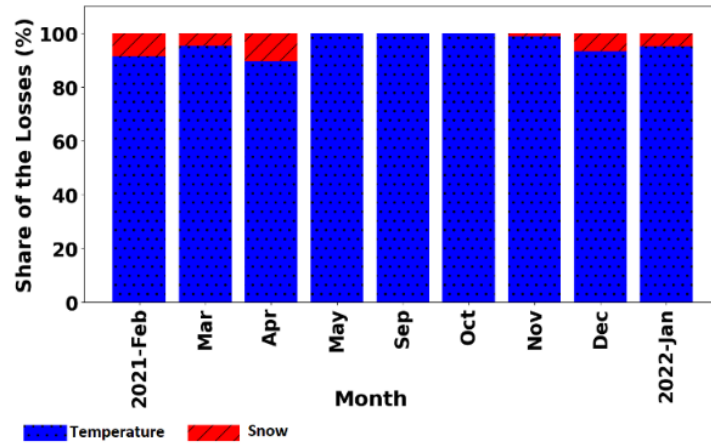


Figure 4. 14 Monthly share of snow and temperature (frost) in PSL during the cold months

4.7. validation

The soiling factors have been calculated based on Feb-2021 to Jan-2022 historical meteorological data and one of the eight CPV systems of our solar park. For validation, the method has been tested on one of the other seven CPV systems during the following winter months of 2022 (February and March). Figure 4.15 shows a comparison between PVsyst results and experimental monthly PR after applying the loss factors gained from the model. Without considering snow nor frost, RMSE of the predicted PR is equal to 24.51%. After importing the losses predicted by our model, it decreased down to 5.07%.

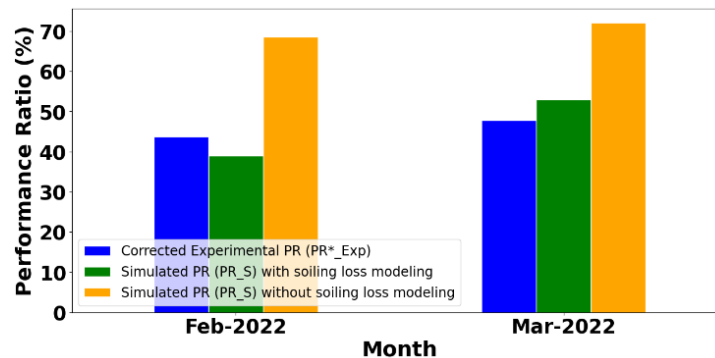


Figure 4.15 Monthly experimental PR, and PVsyst PR calculation

4.8. Conclusion and discussion

We investigated the cold-environment-related losses of a CPV system installed in a humid continental region, in Sherbrooke, Quebec, Canada. The first analysis indicated that when the modules are cleared from snow and frost, the system losses are well captured by PVsyst. However, snow and frost lead to additional performance losses in CPV systems that are not considered in PVsyst. We proposed a method to account for snow- and frost-induced losses in the regions with high level of snow and cold winters, which uses soiling factors in PVsyst. A first approach considered a linear relationship between snowfalls and losses and improves the estimation of PR by decreasing RMSE from 22.23 to 7.78%. The better accuracy for the second model that includes frost-induced losses with RMSE equal to 2.34 %, demonstrates that frost-induced losses dominate over snow-induced losses. We demonstrated that snow-induced losses account for less than 11 % of the losses and frost- induced losses plays the main role. We validated the method on another CPV system with two winter months with the corresponding snow and temperature data. The results show an improvement in RMSE by a decrease from 24.51 to 5.07 %. The method can therefore be used to account for snow and frost-induced losses in CPV systems installed in humid continental regions.

To reduce these losses, one must therefore prevent the accumulation of frost on the front surface of CPV systems, which can be done for instance by positioning the modules at steep angles instead of horizontal position during the night (see supplementary data) or by implementing a lens heating system.

The method presented here was applied to assess snow and frost-induced losses in humid continental climate. As a perspective, it could eventually be generalized to other climate conditions and other source of losses such as soiling.

4.9. Appendix

Based on the results, frost has the main role to reduce the performance of a CPV system in humid continental climate. Therefore, finding a method to reduce frost covering on the panels, can lead to mitigate the negative effect of this phenomena.

Figure 4.16 shows two different CPV systems in the solar park (a) totally covered by frost and (b) almost clear, at the same time in the morning of a cold day (9:08 am, December 10th, 2022). Based on the tracking control system, all the CPV systems should be on the safe mode (horizontal position) during the nights but the CPV in (b) had been near to vertical position. According to our observation, the main reason of this difference in frost coverage between the two CPV system is their different tilt angle during the night before. In fact, tilt angle does have a significant effect on the frosting process. It changes both the surface temperature due to radiative cooling [92] and the ability to form, grow and freeze water droplets [93]. Finding optimal position at night to address both safety and minimal frost coverage is therefore a perspective to mitigate frost-induced losses.

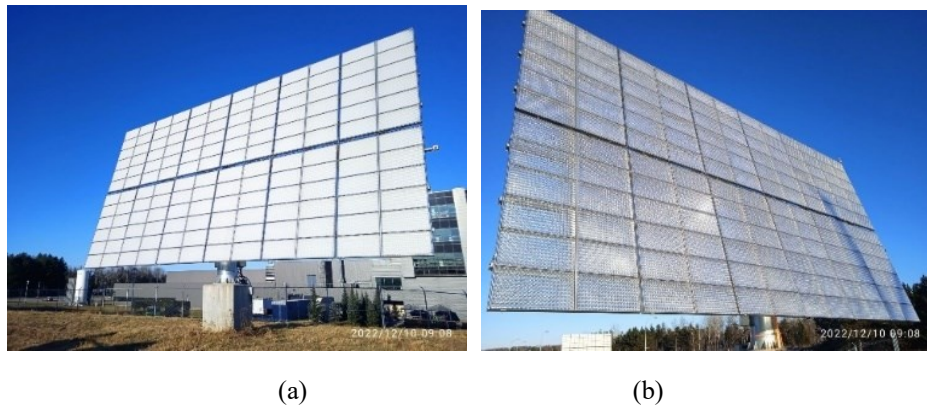


Figure 4.16 . Two CPV systems in Université de Sherbrooke solar Park at the same time: (a) totally covered by frost; (b) clear of frost coverage

CHAPTER 5: OPERATION OF TWO-AXIS MONOFACIAL AND BIFACIAL PV SYSTEMS IN HUMID CONTINENTAL CLIMATE

5.1. Avant-propos

Ce chapitre concerne l'analyse des performances de deux types de systèmes photovoltaïques, à savoir les systèmes PV monofaciaux et bifaciaux, dans un climat continental humide. Ces systèmes sont équipés d'un système de suivi à deux axes. En fait, dans ce chapitre, l'effet des conditions météorologiques sur de tels systèmes est en cours d'examen. Les principaux facteurs de perte et la part de chacun dans la perte totale sont discutés dans cette partie.

Le titre de l'article :

Operation of Two-axis Tracking Monofacial and Bifacial PV Systems in Humid Continental Climate

Auteurs:

- Mehdi Talebi, doctorant, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Volatier, professionnelle de la recherche, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- D. Chuet, professionnel de la recherche, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- V. Aimez, professeur, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- J.F. Lerat, professionnel de la recherche, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- G. Hamon, professeure, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

- S. Nicolay, professeur, Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

- M. Darnon, professeur associé, chargé de recherche au Laboratoire de nanotechnologies et nano systèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

Adhésions

Nanotechnologies Nano systems Laboratory (LN2) - CNRS IRL-3463 Interdisciplinary Institute of Technological Innovation (3IT), University of Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5 Quebec, Canada

Interdisciplinary Institute of Technological Innovation (3IT), University of Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5, QC, Canada

Date of submission

11 mars 2024

État de l'acceptation

Soumise

Revue dans laquelle l'article a été soumis

Applied Solar Energy

Contribution à la thèse

Cet article apporte une contribution majeure à cette thèse. Dans un premier temps, les performances des systèmes monofacial et bifacial du parc solaire de l'Université de Sherbrooke, situé dans un climat continental humide, sont analysées en comparant les résultats de simulation (par l'application PVsyst) et les résultats expérimentaux. La neige et le mode de préservation (« stow mode ») sont présentés comme deux principaux facteurs de perte, et la part de chacun dans la perte totale est discutée dans cet article. Le calcul du gain de bifacialité est également étudié

dans ce travail de recherche. La réalisation des objectifs mentionnés ci-dessus démontre très bien l'apport de l'article à cette thèse.

Titre français

Fonctionnement des systèmes PV monofaciaux et bifaciaux sur suiveurs à deux axes dans un climat continental humide

Résumé français

Avec le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables, des systèmes photovoltaïques sont installés dans le monde entier, y compris dans les régions au climat continental humide. Nous présentons ici la production d'énergie de systèmes à suivi bi-axial équipés de modules monofaciaux ou bifaciaux. Nous montrons que les conditions météorologiques sévères, surtout en hiver, obligent les systèmes à fonctionner en mode dégradé (c'est-à-dire à 10° d'inclinaison fixe), ce qui entraîne des pertes annuelles d'environ 4 %. D'autres pertes, incluant les pertes dues à la neige, entraînent des pertes supplémentaires de 12 % et 9 % pour les systèmes monofaciaux et bifaciaux, respectivement. Les modules bifaciaux sont mieux adaptés que les modules monofaciaux dans le climat et la configuration système étudiés, grâce à une sensibilité plus élevée à l'albédo et une meilleure capacité à éliminer la neige pendant l'hiver, ce qui amplifie le gain de bifacialité pendant les mois enneigés.

5.2. Abstract

With the large-scale deployment of renewable energy, photovoltaic systems are installed worldwide, including in regions with humid continental climate. We present here the energy production of 2-axis tracking systems equipped with either monofacial or bifacial modules. We show that severe weather conditions, especially in winter, force the systems to operate in a degraded mode (i.e. 10° fixed tilt) that leads to yearly losses of $\sim 4\%$. Other losses that include snow-induced losses lead to 12% and 9% additional losses for monofacial and bifacial systems,

respectively. Bifacial modules are better suited than monofacial modules in the studied climate and system configuration, thanks to a higher sensitivity to albedo and higher ability to shed snow during winter, that both amplify the bifaciality gain during snowy months.

Keywords— Two-axis tracking, monofacial photovoltaic (PV) system, bifacial PV system, humid continental climate, loss factors, performance analysis

5.3. Introduction

The global reliance on renewable energy to meet energy demands is on the rise. The expansion of solar photovoltaic (PV) is growing at a much faster pace compared to other renewable energy sources [94]. The distinctive scalability of solar PV allows for cost-effective construction of relatively small PV systems for on-site electricity generation (less than 10 kW) or large utility-scale projects (greater than 100 MW), with minimal impact on the surrounding area. [95] Communities at high latitudes experience increased energy demands, especially during winter, primarily driven by the need for space heating. In this regard, it is critical to account for specific climate zones, categorized in mild, severe or continental, to correctly quantify electricity generation losses [96]. However, solar PV systems in these regions face challenges such as snow cover and reduced solar exposure. Estimation and prediction of the effect of snow on fixed PV systems have been reported in the literature [97-105]. Snow covering PV panels diminishes the amount of solar irradiance reaching the cells, resulting in a considerable reduction or no electricity generation. Studies indicate that for fixed PV panels, the loss in electricity generation due to snow cover can reach up to 34% annually [106], though it typically remains below 10% [14]. Notably, during winter months, the impact can escalate to the loss of 90–100% of the expected electricity generation from PV panels [107-108].

PV panels with tracking systems, in one and two-axis tracking types, have been considered as a technical solution to increase the efficiency of such system by following the sun to reach maximum possible sunlight collection [109-110]. However, there are few reports on snow induced losses on tracking photovoltaic systems. [111-112] Losses can also depend on the photovoltaic technology installed on the tracker (monofacial, bifacial, frame or frameless ...).

In a two-axis tracking PV system, there are typically two tracking modes determined by the controller. The first involves following the sun by adjusting both azimuth and elevation angles. The second mode, known as the safe or stow mode, is activated during nighttime and under adverse weather conditions such as storms or high winds during the daytime. To analyze system performance, it is therefore important to consider the operation mode of the tracker. This is especially important in a humid continental region, given its susceptibility to heavy snowfall and strong winds.

In this paper, we investigate the effect of snow on two-axis tracking PV with monofacial and bifacial technology at plant-scale in a humid continental climate.

In section II, we present the two-axis monofacial and Bifacial power plants from the Université de Sherbrooke as the case study alongside its geographical and meteorological specificities. Methodology for estimating losses of these systems in humid continental climate is presented in section III. In section IV, monofacial system performance is analyzed. Bifacial system production is analyzed and compared to monofacial system performance in section V.

5.4. Monofacial and bifacial plants of Université de Sherbrooke

Sherbrooke, QC, Canada, is located in a humid continental climate zone. Based on its historical meteorological records, the region witnesses a wide range of daily temperatures, generally spanning from -25°C (sometimes experiencing below -30°C in winter months) to $+35^{\circ}\text{C}$, accompanied by considerable snowfall in the colder months that can exceed 1 meter cumulated snow. Figure 5.1 illustrates the monthly snowfall and average temperature throughout the year 2022 in Sherbrooke [113].

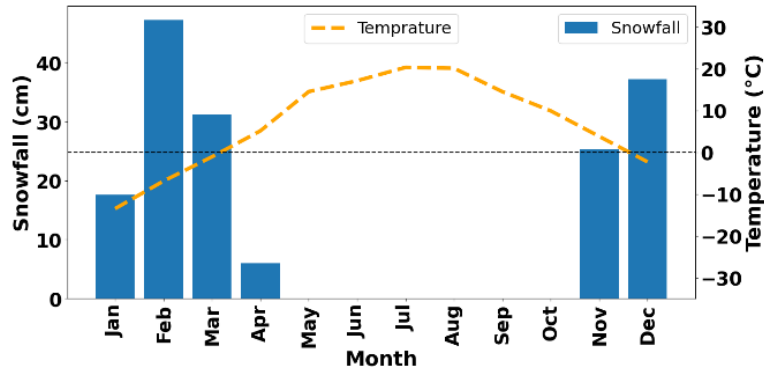


Figure 5.1 Monthly snowfall and average temperature in Sherbrooke over a one-year period- 2022

In 2019, the Université de Sherbrooke established the largest Canadian solar park specifically designed for industrial collaborations. This solar park boasts a capacity of 1 MWp, including a 115 kW monofacial plant and a 118 kW bifacial plant. For this study, we focus exclusively on the two-axis tracker systems of the solar park. Figure 5.2 shows a part of the PV plant in Université de Sherbrooke solar park, with two-axis trackers, in summer and in winter.

The two-axis trackers part of the solar park is composed of 17 trackers positioned in two rows spaced by 18.5 m. The distance between the trackers is 22 m. Each tracker is equipped with 42 modules arranged in seven rows and will be named T1 to T17 in the rest of the paper. The PV modules of T1 to T7 are 390W bifacial PV modules from LG (LG 390 N2T-A5). The modules are connected in series through solar edge optimizers (SolarEdge-SE 20KUS) into two strings inputted in a 30-kW inverter connected to the AC grid. Each tracker has its own inverter, and the third string of each inverter is not used. The modules of T8 to T14 are 395W monofacial modules from LG (LG 395 N2W-A5), connected in series through solar edge optimizers (one optimizer per module for T8 and one optimizer per two modules for T9 to T14). T8 has its own inverter (as T1 to T7) while there is one inverter per couple of trackers for the other trackers. T15 to T17 are equipped with polycrystalline PV modules but are not considered in this paper. The trackers production is collected at the inverter level every hour. All trackers consist in a vertical pole of 4.085 m and a horizontal torque tube. Two motors are used to control the azimuth from 65° to 285° and the elevation from 10° to 65° , respectively. Each tracker is driven by a Lauritzen tracker control unit that uses astronomical data to determine the Sun direction. The tracker adjusts position every 10 minutes. A safe position (so-called stow mode) is defined with a tilt angle of 10° and an

azimuth angle of 180° . The trackers automatically enter stow mode when wind gusts exceed 10 m/s and stay in stow mode for 120 minutes after the last wind gust event. They are also automatically put in stow mode at night (from sun set to the next sun rise). When very cold weather is expected (below -10°C), the trackers are manually set to the stow mode for the duration of the cold weather event.

A RaZON+ all-in-one station is located in the solar park at a height of 3.63 m. It is equipped with a pyrhelimeter, a shaded pyranometer to measure direct normal irradiance (DNI) and global horizontal irradiance (GHI) every hour.

In this paper, we focus our analysis by comparing the energy production from tracker T2 (a bifacial system) and tracker T8 (a monofacial system), measured at the inverter level.



Figure 5.2 Pictures of Monofacial and bifacial PV plant in Université de Sherbrooke solar park (left) in summer and (right) in winter

5.5. Methodology for System performance analysis

To analyze the PV system production, we use a dataset of hourly-based AC energy production from each inverter string, as well as GHI and DNI from the RaZON+ station.

To prevent the inclusion of invalid input data, and to identify operation mode of the trackers at each time step, we use the filtration and classification method illustrated in Figure 5.3 that is applied to each timestep of our dataset.

First, the GHI level and the output energy of the systems should be over zero. We fixed a threshold value of 0 W/m^2 for the irradiance and also 0 Wh for the inverter string energy as thresholds, and any datapoint below these thresholds is discarded, to eliminate night and system

down times.

Second, we calculate the difference between the tracker azimuth angle and the sun azimuth angle, as well as the difference between the tracker tilt and the complementary angle of the sun elevation angle. If both are below a threshold angle (set at 5° here), the tracker is considered to be in tracking mode. When the differences are bigger than the threshold, we compare the tracker tilt angle and the stow mode tilt angle (180° in azimuth and 10° in elevation angle). If the system registers a variance below a threshold value (5°) in both azimuth and elevation angles, it is recognized as being in stow mode. Otherwise, the datapoint is discarded. In this way, for each time step, a flag S is allocated to identify whether the system is in tracking ($S = 0$) or stow ($S = 1$) mode.

After data filtration and classification process, it is essential to have a reference to analyze the system output under the two operation modes. We use PVsyst application to estimate the expected energy production at each time step, for each operation mode. For this, two models are built using system-specific technical details, including the modules and inverter information like the brand, model and size, and the orientation of the systems as well.

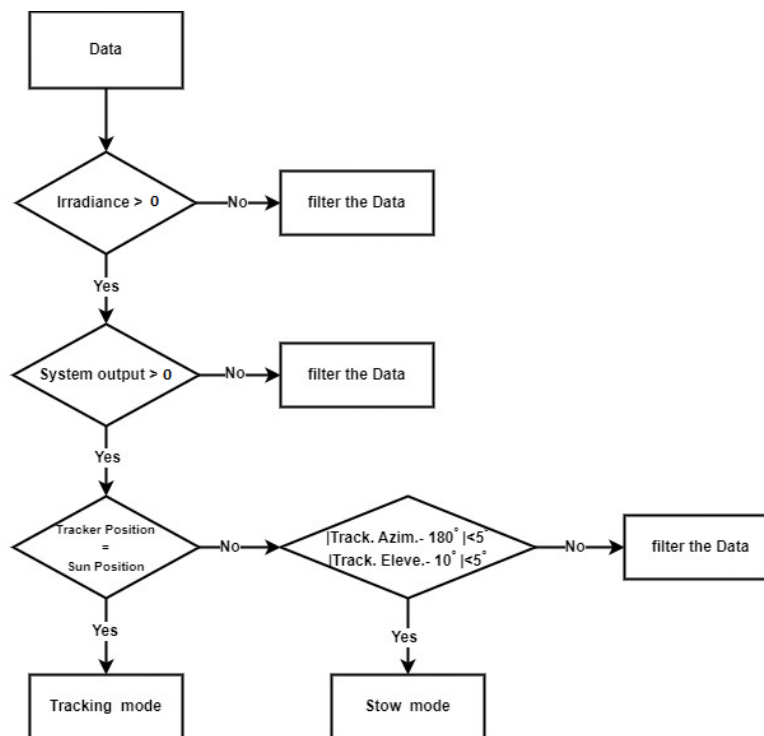


Figure 5.3 Input Data filtering and classification flowchart

The first model considers a 2-axis tracking system, while the second system considers a fixed 10° tilt 180° azimuth system, corresponding to our system in stow mode. Local meteorological data have been integrated into the PVsyst models to predict the expected output energy of the systems, at each timestep, and for each operation mode. It is noteworthy to highlight that we have recognized approximately a 10 percent underestimation in the PVsyst output modeling for the monofacial system. Upon investigation, we identified a calibration issue with our sensors in Razon+ station. Consequently, we have adjusted the simulated output values of the system by multiplying them by 1.1 as a correction factor.

Unfortunately, there is no PVsyst model for bifacial modules on a two-axis tracking system. Therefore, we used a two-axis tracking monofacial system and the simulated output energy has been adjusted by a monthly factor given in Table 5.1 which is estimated based on days when there was no snow nor clouds.

Table 5.1 Correction factors for two-axis bifacial simulation by PVsyst based on two-axis monofacial simulation (2022)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Correction factor	1.1	1.13	1.17	1.1	1.11	1.16	1.16	1.15	1.13	1.13	1.1	1.07

To calculate the loss for each operation mode, the energy produced by the system is compared to the expected energy production determined by PVsyst. The absolute loss is calculated as the difference between simulated output energy and the experimental output in tracking or stow mode.

Since in stow mode, the system is not tracking, it can be considered as another loss factor which can be calculated based on the difference between simulations by PVsyst in the tracking and stow modes.

Therefore, we can identify three kinds of losses, determined as shown in Figure 5.4. Losses L_1 occur when the system is in tracking mode. L_2 accounts for the lower system performance when operating in stow mode compared to tracking mode. And losses L_3 correspond to losses when the system is in stow mode. These losses can be calculated at each time step using formulas (5.1) to (5.3):

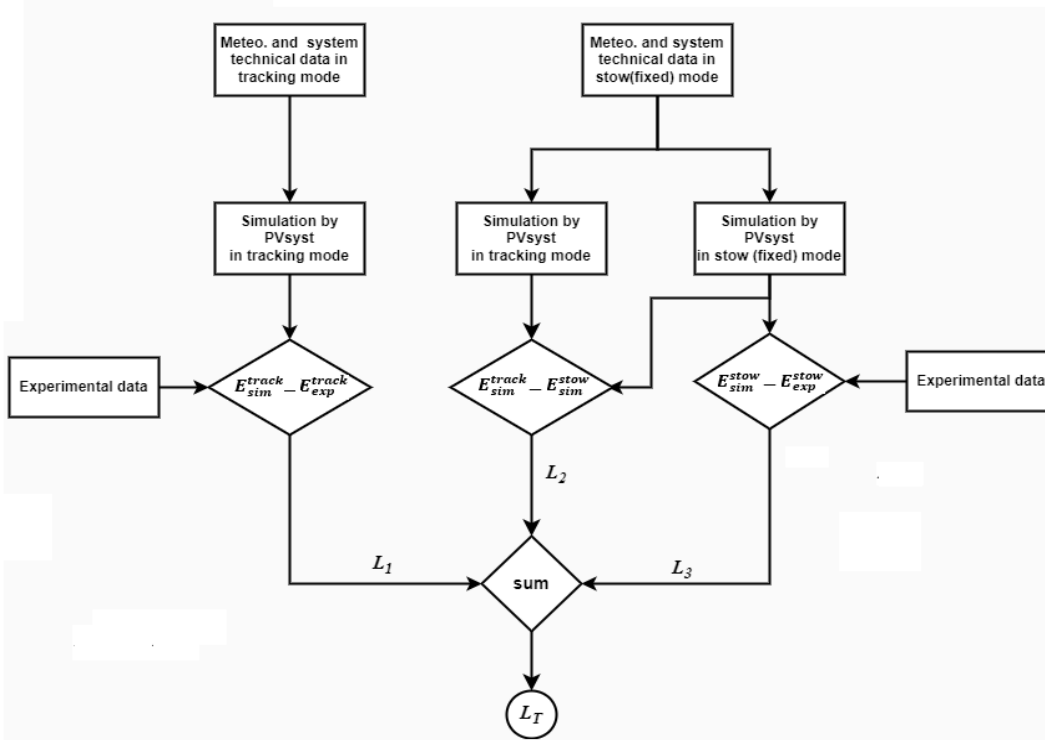


Figure 5.4 The methodology to calculate snow and stow induced loss in a two-axis tracking system at each time step

$$L_1 = E_{sim}^{track} - E_{exp}^{track} \quad (\text{kWh}) \quad (5.1)$$

$$L_2 = E_{sim}^{track} - E_{sim}^{stow} \quad (\text{kWh}) \quad (5.2)$$

$$L_3 = E_{sim}^{stow} - E_{exp}^{stow} \quad (\text{kWh}) \quad (5.3)$$

In this context, L_i denotes the absolute losses, E_{sim}^{track} and E_{exp}^{track} are simulated and experimental output energy in tracking mode, respectively, and E_{sim}^{stow} and E_{exp}^{stow} are simulated and experimental output energy in stow mode, respectively. Total losses (L_T) are calculated by summing up L_1 , L_2 , and L_3 .

To estimate losses over a period of time (monthly or yearly), the absolute losses of each time step are summed up over the period of time. Relative losses are then calculated, for a given period of

time, by dividing the absolute losses by the energy predicted by PVsyst for a 2-axis tracker (E_{sim}^{track}) summed up for the same period of time.

A direct comparison of L_1 and L_3 monthly relative losses is not straight forward, since the amount of losses depends both on the severity of the loss and the time in which the system is in tracking or stow mode. For a direct comparison, we define L_1^{eq} and L_3^{eq} as the monthly losses relative to the expected energy production (either in tracking or in stow mode), while the system is in tracking or stow mode, respectively. The mathematical definition is:

$$L_1^{eq} = \frac{\sum L_1}{\sum (1 - S) E_{sim}^{track}} \quad (5.4)$$

$$L_3^{eq} = \frac{\sum L_3}{\sum S \cdot E_{sim}^{stow}} \quad (5.5)$$

With S a constant equal to 1 when the system is in stow mode and equal to 0 when the system is tracking. Therefore, L_1^{eq} corresponds to the relative monthly losses assuming the system is always tracking and L_3^{eq} correspond to the relative monthly losses assuming the system is always in stow mode.

5.6. Two-axis monofacial PV system

Figure 5.5 presents the energy produced by a two-axis monofacial system in the solar park as well as the simulated results obtained from PVsyst over a twelve-month period including summer and winter months in 2022. The data have been previously filtered by the method presented in the previous part. As expected, the amount of energy produced by the system is larger during the summer than during the winter, due to longer days in summer. Some months (e.g. June and September) seem to have a low production. This is explained by the data filtering method we used that deletes timesteps when some data were missing.

More interestingly, the distinction between the experimental results and the anticipated outcome from the simulator becomes more pronounced during the winter months compared to summer months. This difference is expected to come both from losses due to snow accumulation on the PV panels, and from operation in stow mode in case of cold weather. Operating in stow mode is especially prejudicial in winter since it favors snow accumulation on quasi-horizontal surface, and

since sun elevation angle is low during winter, leading to large incident angle on 10° tilted surfaces.

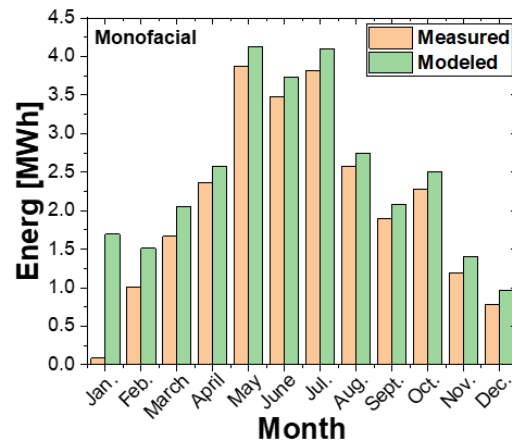


Figure 5.5 Comparison between simulated by PVsyst and experimental output energy (kWh) (2022) for a two-axis monofacial system

Figure 5.6 displays the relative monthly losses, as well as the repartition between L_1 , L_2 , and L_3 . Not considering other sources of loss (*i.e.* considering only L_2 losses), we can see that operation in stow

expected from operation in stow mode, our system suffers from additional losses (L_1 and L_3), that correspond to $\sim 7\%$ during the summer months, and can reach much more than 10% during the winter months. This results in 12% additional losses over the year.

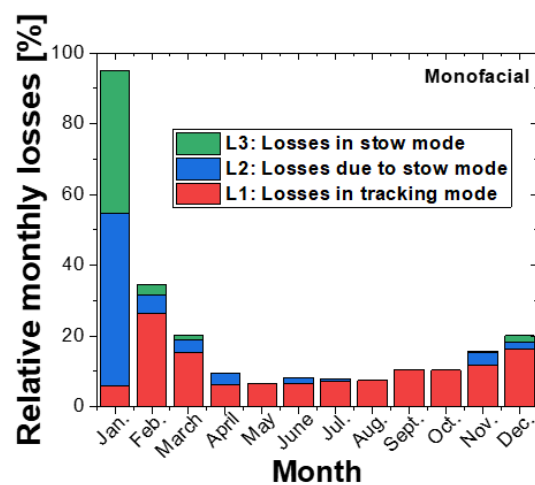


Figure 5.6 Relative monthly losses in a two-axis tracking monofacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022

Given the specific location of our solar park in a snowy area and the seasonal distribution of the losses, we can assume that a significant part of these losses is attributed to snow accumulation on the PV panels. Note that contrary to our concentrator photovoltaic (CPV) systems [18], we never observed frost accumulation on the PV panels for more than an hour, which we attribute to the faster increase of the PV modules' surface temperature when sun is shining compared to the increase of the temperature of the lens plate of a CPV module.

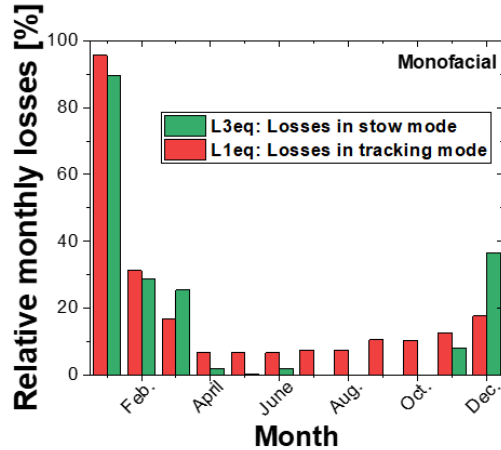


Figure 5.7 Equivalent relative monthly losses in a two-axis tracking monofacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022

Figure 5.7 represents the evolution of L_1^{eq} and L_3^{eq} for all months of 2022. We can see that the values of L_1^{eq} and L_3^{eq} evolve along the year, with values which are the same order of magnitude. This is unexpected, since one could assume a larger accumulation of snow on a fixed PV module at 10° compared to a tracked system. As a matter of fact, a larger tilt angle has adverse effect on snow accumulation on the PV panels [114]. Our results show that in our case, positioning the tracker at 10° does not lead to larger snow-induced losses. Indeed, as soon as weather conditions allow it, the tracker leaves the 10° position, which gives more opportunity for snow shedding than in the case of a fixed system at 10° .

Therefore, we can conclude that our 2-axis tracker system equipped with monofacial modules and located in a humid continental climate suffers from two main sources of loss. First, losses attributed to degraded operation in severe weather conditions (high wind, low temperature) that force the 2-axis tracker system to operate in fixed tilt mode at 10° , and that account for

approximately 4% annual losses. Second, additional losses that account for approximately 12% of annual energy loss, and that include snow-induced losses during snowy months.

5.7. Two-axis bifacial PV system

A similar analysis has been performed on a two-axis bifacial system in the solar park. Energy production and simulated results obtained from PVsyst over 2022 are shown in Figure 5.8. As for a monofacial system, we observe a large production during summer months, and a larger discrepancy between modelled and experimental data during the winter.

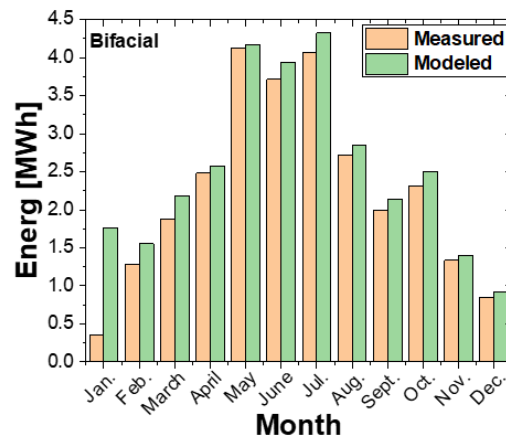


Figure 5.8 Comparison between simulation and experimental output energy in a two-axis bifacial system- Université de Sherbrooke solar park-2022

Figure 5.9 illustrates the relative monthly losses in the bifacial system, as well as the repartition between L_1 , L_2 , and L_3 . We can see that for a bifacial system, the relative losses due to operation in stow mode correspond to 45% in January, and account for only 4% along the year. The other losses account for 9%. As for a monofacial system, the analysis of the equivalent losses L_1^{eq} and L_3^{eq} show no significant difference (see Figure 5.10).

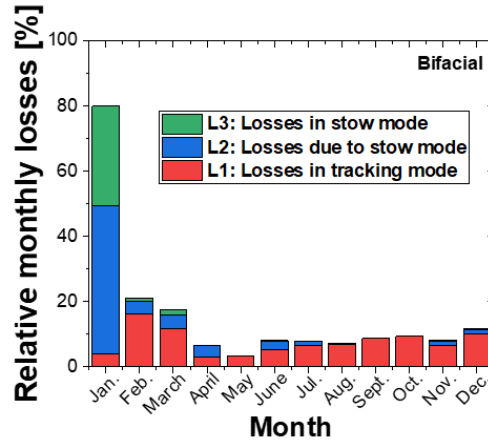


Figure 5.9 Monthly losses in a two-axis tracking monofacial system- Université de Sherbrooke solar park – 2022

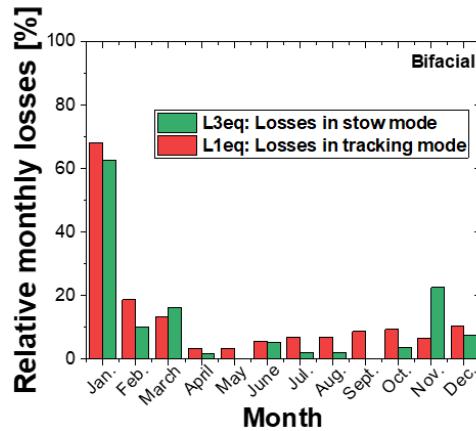


Figure 5.10 Equivalent relative monthly losses in a two-axis tracking bifacial system in Université de Sherbrooke solar park-2022

When bifacial and monofacial system energy productions are compared, we can see that the bifacial system produces 8% more energy over the year. However, this average gain masks a strong difference between high-snow months (8 to 300%) and low- or no-snow months (<7%), as shown Figure 5.11. Comparing the losses between monofacial and bifacial systems, we can see Figure 5.12 that the equivalent losses L_1^{eq} and L_3^{eq} of the monofacial system are significantly larger than the losses of the bifacial system for the high-snow months, and approximately identical for the other months. This indicates that bifacial modules tend to shed snow faster than monofacial modules. Added to the higher sensitivity of bifacial modules to albedo compared to monofacial modules, we can conclude that bifacial modules are better suited than monofacial modules for

regions susceptible for suffering from snow falls. The only exception we observed is for Nov. 2022 that has surprisingly high L_3^{eq} , that may be explained by the very low amount of time the system was in stow mode (below 3%) leading to higher uncertainties.

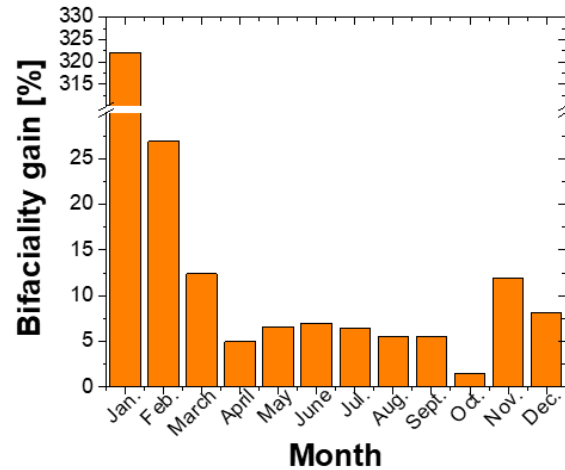


Figure 5.11 Monthly bifaciality gain between monofacial and bifacial modules energy production at Université de Sherbrooke solar park-2022

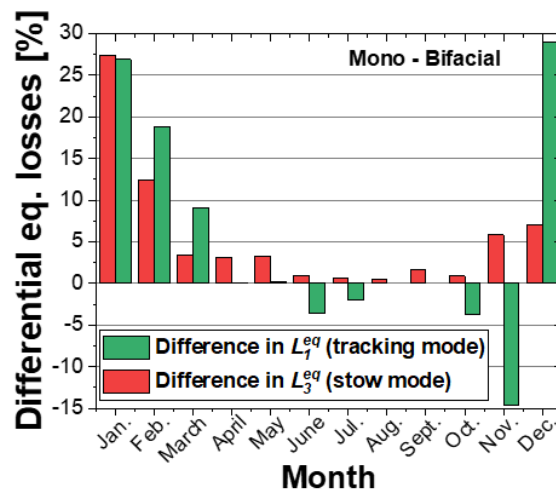


Figure 5.12 Difference between monthly equivalent relative losses of a bifacial module and a monofacial module at Université de Sherbrooke solar park-2022

5.8. Conclusion

We analyzed and compared the energy production of 2-axis tracking systems equipped with mono or bifacial photovoltaic modules, and located in a humid continental climate in Sherbrooke, Qc, Canada. We have shown that due to safe mode operation (stow mode) that is required in case of high wind or very low temperature, both systems suffer from approximately 4% of losses. In addition to these losses, our systems suffer from 12 and 9% additional losses for monofacial and bifacial systems, respectively. These losses include snow-induced losses that are more pronounced for monofacial modules than for bifacial modules. However, snow-induced losses on systems operating in safe mode are similar to snow-induced losses during operation in tracking mode. The monthly bifacial gain of ~5% during summer months is strongly increased in presence of snow thanks to a higher sensitivity to albedo and a higher capability of snow shedding for bifacial modules. We can conclude that bifacial modules are more adequate than monofacial modules for regions susceptible for snow accumulation. Providing the trackers are robust-enough to minimize losses due to operation in degraded stow mode, 2-axis tracking systems equipped with bifacial modules seem particularly well suited by favoring snow shedding and amplifying energy production, especially during snowy months.

5.9. Acknowledgements

We acknowledge the support from NSERC, InnovEE, TotalEnergies and STACE in the framework of the Olaf project.

LN2 is a joint International Research Laboratory (IRL 3463) funded and co-operated in Canada by Université de Sherbrooke (UdeS) and in France by CNRS as well as ECL, INSA Lyon, and Université Grenoble Alpes (UGA). It is also supported by the Fonds de Recherche du Québec Nature et Technologie (FRQNT).

Perspective

Basé sur les résultats de ma thèse, il est évident que dans un climat continental humide, la neige et le givre jouent le rôle principal pendant les mois froids en tant que facteurs de perte dans les systèmes CPV et PV sur suiveurs à deux axes. Quant aux systèmes photovoltaïques fixes, qui sont plus courants à installer dans les zones résidentielles et industrielles sous différents angles d'inclinaison, la situation peut être plus dramatique en cas de chute de neige pendant les mois froids avec des températures basses. En comparaison avec les panneaux équipés de systèmes de suivi qui ont une probabilité plus élevée de glissement de la neige, les systèmes PV fixes peuvent souffrir de la couverture de neige pendant une période beaucoup plus longue. Par conséquent, passer aux systèmes PV fixes est suggéré comme une continuation de cette voie. Ainsi, les étapes suivantes peuvent être considérées comme un projet ou un travail de recherche :

1) Évaluation précise et analyse des différentes technologies des systèmes PV fixes à différents angles d'inclinaison dans un climat continental humide.

Les étapes suivantes peuvent être envisagées pour atteindre cet objectif :

- Mise en place d'une plateforme de systèmes PV avec différentes technologies adaptées au climat continental humide.
- Développement d'un modèle efficace pour simuler les performances de ces systèmes dans ce climat.
- Collecte de données expérimentales sur les systèmes.
- Comparaison entre les simulations et les résultats expérimentaux pour identifier les différences et formuler des hypothèses sur les raisons de ces divergences.

2) Enquête sur les méthodes d'atténuation

Identifier des solutions optimales pour atténuer les impacts négatifs des facteurs de perte dans un climat continental humide peut être considéré comme la prochaine étape. Par conséquent, les étapes suivantes peuvent être poursuivies :

- Effectuer une revue de la littérature pour découvrir les méthodes déjà utilisées à cet égard.

- Mettre en œuvre les méthodes précédentes et travailler sur de nouvelles méthodes basées sur les caractéristiques du climat continental humide pour trouver la solution optimale dans la région.

Conclusion

Dans cette recherche, trois types de systèmes photovoltaïques à deux axes, équipés de photovoltaïque concentré (CPV) ainsi que de modules monofaciaux et bifaciaux standards, ont été évalués et analysés dans un climat continental humide.

L'Université de Sherbrooke possède un parc solaire d'une capacité de 1 MW comprenant une installation monofaciale à double axe de 115 kW (sept systèmes), une installation bifaciale à double axe de 118 kW (sept systèmes) et une installation CPV de 230 kW (huit systèmes CPV).

Les premières étapes ont été initiées par le travail sur les systèmes CPV dans le cadre du projet MARS-CPV. L'adaptation de PVSyst, un logiciel bien connu pour la simulation des performances des systèmes PV standards, à un système CPV était le premier défi, qui a été relevé après quelques recherches et interactions nécessaires avec des experts industriels. Ensuite, pour évaluer et analyser les performances des systèmes CPV, l'un d'entre eux dans le parc solaire, qui fonctionnait principalement normalement pendant une année, a été sélectionné. Après l'extraction des résultats et des données expérimentales, une méthode de filtrage localisée définie par nous mais basée sur les règles standard de l'EIC a été utilisée pour affiner les données. Ensuite, une nouvelle formule a été définie pour calculer la perte relative mensuelle du système CPV sur une période d'un an en se basant sur le ratio de performance (PR) simulé et expérimental. Ensuite, de nouveaux modèles ont été introduits pour prédire et estimer les valeurs de pertes induites par la neige et le givre en se basant sur les chutes de neige mensuelles moyennes et la température. De cette manière, une première approche a considéré une relation linéaire entre les chutes de neige et les pertes, ce qui a amélioré l'estimation du PR en diminuant l'EQM de 22,23 à 7,78 %. La meilleure précision pour le deuxième modèle qui inclut les pertes induites par le gel avec un EQM de 2,34 % démontre que les pertes induites par le givre dominant sur les pertes induites par la neige. Il a été démontré que les pertes induites par la neige représentent moins de 11 % des pertes et que les pertes induites par le givre jouent le rôle principal. Pour la validation, la méthode a été mise en œuvre sur un autre système CPV avec deux mois d'hiver et les données correspondantes de neige et de température. Les résultats ont montré une amélioration de l'EQM par une diminution de 24,51 à 5,07 %. Pour réduire ces pertes, il faut donc empêcher l'accumulation de givre sur la surface avant des systèmes CPV, ce qui peut être fait par exemple en positionnant les modules à des angles raides au lieu d'une

position horizontale pendant la nuit. Enfin, les résultats de ce travail de recherche ont été publiés dans le Journal IEEE de Photovoltaïque.

Comme deuxième partie principale de mon doctorat, j'ai commencé à travailler sur des centrales monofaciales et bifaciales à suivi 2 axes dans le parc solaire dans le cadre du projet OLAF. L'objectif principal était d'évaluer et d'analyser les performances de ce type de technologies dans un climat continental humide. PVsyst a été utilisé pour simuler les performances des deux types de systèmes. Après le filtrage et l'affinement pertinents des données, une nouvelle méthode a été introduite pour calculer les pertes en fonction du mode de contrôle des suiveurs et de l'accumulation de neige sur les panneaux. Les résultats ont montré que les deux systèmes souffrent d'environ 4 % de pertes. En plus de ces pertes, les systèmes souffrent de pertes supplémentaires de 12 % et 9 % pour les systèmes monofaciaux et bifaciaux, respectivement. Ces pertes comprennent les pertes induites par la neige, qui sont plus prononcées pour les modules monofaciaux que pour les modules bifaciaux. Cependant, les pertes induites par la neige sur les systèmes fonctionnant en mode sécurisé sont similaires aux pertes induites par la neige pendant le fonctionnement en mode suivi. Le gain bifacial mensuel d'environ 5 % pendant les mois d'été est fortement augmenté en présence de neige grâce à une sensibilité plus élevée à l'albédo et une capacité de dégagement de la neige plus élevée pour les modules bifaciaux. Il a été conclu que les modules bifaciaux sont plus adaptés que les modules monofaciaux pour les régions sujettes à l'accumulation de neige. Sous réserve que les suiveurs soient suffisamment robustes pour minimiser les pertes dues au fonctionnement en mode dégradé, les systèmes à suivi bidimensionnel équipés de modules bifaciaux semblent particulièrement bien adaptés en favorisant le dégagement de la neige et en amplifiant la production d'énergie, surtout pendant les mois enneigés.

À la fin, les résultats finaux validés ont été soumis au Journal Applied Solar Energy. Il convient de mentionner que toute la programmation a été réalisée dans le logiciel de programmation Python.

Publications et communications

Publications:

- [1] M. Talebi, et al, "Analysis and Modeling of CPV Performance Loss Factors in Humid Continental Climate," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 14, no. 1, pp. 123-130, Jan. 2024, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3326564
- [2] M. talebi et al. "Operation of Two-axis Tracking Monofacial and Bifacial Photovoltaic system in Humid Continental Climate", (submitted), *Applied Solar energy*, March 2024.

Présentations en conférences:

- [1] M. Talebi, et al, " First Feedback from a CPV Plant in a Nordic Location, Québec, Canada," in *18th Conference on Concentrated Photovoltaic System*, Japan, 2022.

References

- [1] E. R. Hossein Abad and R. J. Moraga, 'The evaluation of renewable energy predictive modelling in energy dependency reduction: a system dynamics approach', *Int. J. Applied Management Science*, Vol. 12, No. 1, 2020
- [2] A. K. Singh and R. R. Singh, "An Overview of Factors Influencing Solar Power Efficiency and Strategies for Enhancing," *2021 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/i-PACT52855.2021.9696845.
- [3] A.C. Lazaroiu, M. G. Osman, C.V. Strejoiu, and G. Lazaroiu. 2023, "A Comprehensive Overview of Photovoltaic Technologies and Their Efficiency for Climate Neutrality" *Sustainability* 15, no. 23: 16297. <https://doi.org/10.3390/su152316297>
- [4] A. Allouhi, S. Rehman, M. S. Buker, Z. Said, "Up-to-date literature review on Solar PV systems: Technology progress, market status and R&D", *Journal of Cleaner Production*, Volume 362, 2022, 132339, ISSN 0959-6526, doi: /10.1016/j.jclepro.2022.132339.
- [5] A.L .Lopez , V.M. Andreev, G. Sala, A . Luque, "In: Past experiences and new challenges of PV concentrators", *Springer Series in Optical Sciences*, vol. 130, 2007,
- [6] S. Bazyari, R. Keypour, S. Farhangi, A. Ghaedi, K. Bazyari, "A Study on the Effects of Solar Tracking Systems on the Performance of Photovoltaic Power Plants". *Journal of Power and Energy Engineering*, 2014, 02. 718-728. 10.4236/jpee.2014.24096.
- [7] A. H. M. S. Ula, "Global warming and electric power generation: What is the connection?," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 6, no. 4, pp. 599-604, Dec. 1991, doi: 10.1109/60.103631
- [8] A. Rahman, T. Aziz, N-Al. Masood, SR.Deeba, "A time of use tariff scheme for demand side management of residential A time of use tariff scheme for demand side management of residential", *Energy Rep* 2021;7:3189–98.
- [9] Renewables 2020. Global status report. REN21, [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf.
- [10] IRENA, 2020. IRENA-International Renewable Energy Agency, *Renewable Capacity Statistics 2019 Web Mater*.
- [11] N. Ahmed, A. N. Khan, N. Ahmed, A. Aslam, K. Imran, M. B. Sajid, A. Waqas, "Techno-economic potential assessment of mega scale grid-connected PV power plant in five climate

- zones of Pakistan”, *Energy Conversion and Management*, Volume 237, 2021, 114097, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114097>.
- [12] M. Agrawal, P. Chhajed, A. Chowdhury, “Performance Analysis of Photovoltaic Module with Reflector: Optimizing Orientation with Different Tilt Scenarios”, *Renew. Energy* 2022, 186, 10–25.
- [13] D. Atsu, I. Seres, , M. Aghaei; I. Farkas, “Analysis of Long-Term Performance and Reliability of PV Modules under Tropical Climatic Conditions in Sub-Saharan”, *Renew. Energy* 2020, 162, 285–295.
- [14] A. Aslam, & A. Naseer & Q. Safian & A. Mohsen & A. Naveed, “Advances in Solar PV Systems; A Comprehensive Review of PV Performance, Influencing Factors, and Mitigation Techniques”, *Energies*, 2022, 15. 7595. 10.3390/en15207595.
- [15] M.D. Udayakumar, G. Anushree, J. Sathyaraj, A. Manjunathan, “The impact of advanced technological developments on solar PV value chain”, *Materials Today: Proceedings*, Volume 45, Part 2, 2021, Pages 2053-2058, ISSN 2214-7853, <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.09.588>.
- [16] D.O., Akinyele, R.K. Rayudu, N.K.C. Nair, “Global Progress in Photovoltaic Technologies and the Scenario of Development of Solar Panel Plant and Module Performance Estimation—Application in Nigeria”, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 48, 112–139
- [17] C. Sarannya, M. Kumar “Performance Evaluation of 50 KW Solar PV Power Plant Installed in a Technical Institution”, In *Proceedings of the 2021 International Conference on Communication, Control and Information Sciences (ICCISc)*, Idukki, India, 16–18 June 2021; pp. 1–6.
- [18] F. Chabane, N. Moumami, A. Brima, “A New Approach to Estimate the Distribution of Solar Radiation Using Linke Turbidity Factor and Tilt Angle”, *Iran. J. Sci. Technol.-Trans. Mech. Eng.* 2020, 45, 523–534.
- [19] A. Al-bashir, M., Al-Dweri, A. Al-ghandoor, B. Hammad, W. Al-kouz, “Analysis of Effects of Solar Irradiance, Cell Temperature and Wind Speed on Photovoltaic Systems Performance”, *Int. J. Energy Econ. Policy* 2020, 10, 353–359.
- [20] R., Präválie, C. Patriche, G. Bandoc, “Spatial Assessment of Solar Energy Potential at Global Scale. A Geographical Approach”, *J. Clean. Prod.* 2019, 209, 692–721.
- [21] Available online: <http://blog.thesolarlabs.com/2020/11/02/factors-that-affect-photovoltaic-performance/>
- [22] P. Roy, N.K., Sinha, A. Khare, “An Investigation on the Impact of Temperature Variation over the Performance of Tin-Based Perovskite Solar Cell: A Numerical Simulation Approach Mater”, *Today Proc.* 2019, 39, 2022–2026.

- [23] M. Talaat, T. Said, Essa, M.A. Hatata, “Integrated MFFNN-MVO Approach for PV Solar Power Forecasting Considering Thermal Effects and Environmental Conditions”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022, 135, 107570.
- [24] M.E. Meral, F. Diner, “A Review of the Factors Affecting Operation and Efficiency of Photovoltaic Based Electricity Generation Systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2011, 15, 2176–2184.
- [25] Available online: <https://www.suntech-power.com>
- [26] A.R. Amelia, Y.M. Irwan, W.Z. Leow, M. Irwanto, I. Safwati, M. Zhafarina, “Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance”, *Int. J. Adv. Sci. Eng. Inf. Technol.* 2016, 6, 682–688.
- [27] A. Aslam, A.N. Khan, N. Ahmed, N. Ahmed, K. Imran, M. Mahmood, “Effect of Fixed and Seasonal Tilt Angles on the Performance of an ON-Grid PV Plant”, In *Proceedings of the 2021 International Conference on Emerging Power Technologies 2021*, Topi, Pakistan, 10–11 April 2021; pp. 1–5
- [28] K. Bakirci, “General Models for Optimum Tilt Angles of Solar Panels: Turkey Case Study”, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012, 16, 6149–6159
- [29] M.K. Sharma, D. Kumar, S. Dhundhara, D. Gaur, Y.P. Verma, “Optimal Tilt Angle Determination for PV Panels Using Real Time Data Acquisition”, *Glob. Chall.* 2020, 4, 1900109.
- [30] M. Saidan, A.G. Albaali, E. Alasis, J.K. Kaldellis, “Experimental Study on the Effect of Dust Deposition on Solar Photovoltaic Panels in Desert Environment”, *Renew. Energy* 2016, 92, 499–505.
- [31] Z.A. Darwish, H.A. Kazem, K. Sopian, M.A. Alghoul, H. Alawadhi, “Experimental Investigation of Dust Pollutants and the Impact of Environmental Parameters on PV Performance: An Experimental Study”, *Environ. Dev. Sustain.* 2018, 20, 155–174
- [32] A.K. Tripathi, M. Aruna, C.S. Murthy, “Experimental Investigation of Dust Effect on PV Module Performance Experimental Investigation of Dust Effect on PV Module Performance”, *Glob. J. Res. Eng.* 2017, 17, 35–39.
- [33] M.M. Fouad, L.A. Shihata, E.I. Morgan, “An Integrated Review of Factors in Influencing the Performance of Photovoltaic Panels”, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 80, 1499–1511
- [34] M.C. Alonso-García, J.M. Ruiz, F. Chenlo, “Experimental Study of Mismatch and Shading Effects in the I-V Characteristic of a Photovoltaic Module”, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 2006, 90, 329–340

- [35] D. Atsu, I. Seres, M. Aghaei, I. Farkas, “Analysis of Long-Term Performance and Reliability of PV Modules under Tropical Climatic Conditions in Sub-Saharan”, *Renew. Energy* 2020, 162, 285–295.
- [36] E. Lorenz, D. Heinemann, C. Kurz, “Local and regional photovoltaic power prediction for large scale grid integration: assessment of a new algorithm for snow detection”, *Prog Photovolt: Res Appl* 2012;20:760–9.
- [37] R.E. Pawluk, Y. Chen, Y. She, “Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 107, 2019, Pages 171-182, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.031>.
- [38] R.W. Andrews, A. Pollard, J.M. Pearce, “The effects of snowfall on solar photovoltaic Performance”. *Sol Energy* 2013;92:84–97
- [39] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine, G. Sanchez, “Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations”, *Sol Energy* 2013;97:112–21.
- [40] Government of Canada Environment and Natural Resources. Canadian Climate Normals 1981–2010 Station Data; 2017. (http://climate.weather.gc.ca/climate_normals)
- [41] N. Heidari, J. Gwamuri, T. Townsend, J.M. Pearce, “Impact of snow and ground interference on photovoltaic electric system performance”, *JPHOTOV* 2015;5:1680–5.
- [42] L. Powers, J. Newmiller, T. Townsend, “Measuring and modeling the effect of snow on photovoltaic system performance”, *PVSC* 2010:973.
- [43] T. Townsend, L. Powers, “Photovoltaics and snow: an update from two winters of measurements in the SIERRA”. *PVSC* 2011:3231.
- [44] A.L. Lopez, V.M. Andreev, G. Sala, A. Luque, “In: Past experiences and new challenges of PV concentrators”, *Springer Series in Optical Sciences*, vol. 130, 2007,
- [45] A. Ejaz et al., “Concentrated photovoltaics as light harvesters: Outlook, recent progress, and challenges”, *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 46, p. 101199, Aug. 2021,
- [46] Y. Wu, P. Eames, T. Mallick, M. Sabry, “Experimental characterization of a Fresnel lens photovoltaic concentrating system”, *Solar Energy*, Volume 86, Issue 1, 2012, Pages 430-440, ISSN 0038-092X, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.032>.
- [47] S. Kurtz et al., ‘Key parameters in determining energy generated by CPV modules: Key parameters in determining CPV energy’, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 23, no. 10, pp. 1250–1259, Oct. 2015.

- [48] G. S. Kinsey, K. Stone, J. Brown, and V. Garboushian, 'Energy prediction of Amonix CPV solar power plants', *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 19, no. 7, pp. 794–796, Nov. 2011
- [49] E. F. Fernández et al., 'Model for estimating the energy yield of a high concentrator photovoltaic system', *Energy*, vol. 87, pp. 77–85, Jul. 2015.
- [50] M. Benhammane, G. Notton, G. Pichenot, P. Voarino, and D. Ouvrard, 'Overview of electrical power models for concentrated photovoltaic systems and development of a new operational model with easily accessible inputs', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, p. 110221, Jan. 2021.
- [51] J. Hu and T. Yachi, 'An intelligent photosensitive tracker for concentrating PV system', in *Proceedings of 2012 International Conference on Measurement, Information and Control*, Harbin, China, May 2012, pp. 917–921.
- [52] L. A. Hussein, O. Ayadi, and M. Fathi, 'Performance Comparison for Sun-Tracking Mechanism Photovoltaic (PV) and Concentrated Photovoltaic (CPV) Solar Panels with Fixed System PV Panels in Jordan', in *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)*, Amman, Jordan, Apr. 2021, pp. 1–8.
- [53] P. M. Rodrigo, D. L. Talavera, E. F. Fernández, F. M. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, 'Optimum capacity of the inverters in concentrator photovoltaic power plants with emphasis on shading impact', *Energy*, vol. 187, p. 115964, Nov. 2019.
- [54] K. Araki, H. Nagai, K. Ikeda, K.-H. Lee, and M. Yamaguchi, 'Optimization of Land Use for a Multitracker System Using A Given Geometrical Site Condition', *IEEE J. Photovolt.*, vol. 6, no. 4, pp. 960–966, Jul. 2016.
- [55] H. Khonkar et al., 'Importance of cleaning concentrated photovoltaic arrays in a desert environment', *Sol. Energy*, vol. 110, pp. 268–275, Dec. 2014.
- [56] P. J. Pérez-Higueras, F. M. Almonacid, P. M. Rodrigo, and E. F. Fernández, 'Optimum sizing of the inverter for maximizing the energy yield in state-of-the-art high-concentrator photovoltaic systems', *Sol. Energy*, vol. 171, pp. 728–739, Sep. 2018.
- [57] E. Andenæs, B. P. Jelle, K. Ramlo, T. Kolås, J. Selj and S. E. Foss, "The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells," *Solar Energy*, vol. 159, pp. 318-328, 2018, doi; 10.1016/j.solener.2017.10.078.
- [58] R. E. Pawluk, Y. Chen and Y. She, "Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 171-182, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.031.

- [59] R. W. Andrews and J. M. Pearce, "Prediction of energy effects on photovoltaic systems due to snowfall events," 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 2012, pp. 003386-003391, doi: 10.1109/PVSC.2012.6318297
- [60] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine and G. Sanchez, "Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations," *Solar Energy*, vol. 97, pp.112-121, 2013 doi: 10.1016/j.solener.2013.07.029
- [61] X. Fu, X. Wang, Y. Gong, Y. Wang and Y. Zhang, "Impact of Snow Weather on PV Power Generation and Improvement of Power Forecasting," 2023 International Conference on Power Energy Systems and Applications (ICoPESA), Nanjing, China, 2023, pp. 448-453, doi: 10.1109/ICoPESA56898.2023.10140199
- [62] E. R. Hossein, R. J. Moraga, "The evaluation of renewable energy predictive modelling in energy dependency reduction: a system dynamics approach," *Int. J. Applied Management Science*, vol. 12, no. 1, 2020.
- [63] [Online]. Available: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- [64] E. jaz, H. Babar, H. M. Ai, F. Jamil, M. M. Janjua, I.M. R. Fattah, Z. Said and C. Li, "Concentrated photovoltaics as light harvesters: Outlook, recent progress, and challenges," *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 46, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101199
- [65] M. Vivar and R. Herrero, I. Anton, F. Martinez-Moreno, R. Moreton, G. Sala, A.W. Blakers, J. Smeltink, "Effect of soiling in CPV systems," *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp 1327–1335, 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.03.031.
- [66] S. Pulipaka and R. Kumar, "Analysis of irradiance losses on a soiled photovoltaic panel using contours," *Energy Conversion and Management*, vol. 115, pp. 327-336, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.02.068.
- [67] P. M. Rodrigo, D. L. Talavera, E. F. Fernández, F. M. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, "Optimum capacity of the inverters in concentrator photovoltaic power plants with emphasison shading impact," *Energy*, vol. 187, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.115964.
- [68] L.A.A. Bunthof, F.P.M. Kreuwel, A. Kaldenhoven, S. Kin, W.H.M. Corbeek, G.J. Bauhuis, E. Vlieg and J.J. Schermer, "Impact of shading on a flat CPV system for façade integration," *Solar Energy*, vol. 140, pp. 162-170, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.11.001.

- [69] P. M. Rodrigo, "Balancing the shading impact in utility-scale dual-axis tracking concentrator photovoltaic power plants," *Energy*, vol. 210, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118490.
- [70] E. Andenæs, B. P. Jelle, K. Ramlo, T. Kolås, J. Selj and S. E. Foss, "The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells," *Solar Energy*, vol. 159, pp. 318-328, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.078.
- [71] R. E. Pawluk, Y. Chen and Y. She, "Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 171-182, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.031.
- [72] R. W. Andrews and J. M. Pearce, "Prediction of energy effects on photovoltaic systems due to snowfall events," 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 2012, pp. 003386-003391, doi: 10.1109/PVSC.2012.6318297
- [73] T. Townsend and L. Powers, "Photovoltaics and snow: An update from two winters of measurements in the SIERRA," 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, USA, 2011, pp. 003231-003236, doi: 10.1109/PVSC.2011.6186627.
- [74] D. S. Ryberg, J. Freeman, "Integration, validation, and application of a PV snow coverage model in SAM," National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-68705, Aug. 2017.
- [75] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine and G. Sanchez, "Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations," *Solar Energy*, vol. 97, pp.112-121, 2013 doi: 10.1016/j.solener.2013.07.029
- [76] B. Hashemi, A. -M. Cretu and S. Taheri, "Snow Loss Prediction for Photovoltaic Farms Using Computational Intelligence Techniques," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 4, pp. 1044-1052, July 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.2987158.
- [77] S. Pisklak, "Commercial implementation of a snow impact model for PV performance prediction," 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Portland, OR, USA, 2016, pp. 1002-1006, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749761.
- [78] M. B. Øgaard, H. N. Riise and J. H. Selj, "Modeling Snow Losses in Photovoltaic Systems," 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Fort Lauderdale, FL, USA, 2021, pp. 0517-0521, doi: 10.1109/PVSC43889.2021.9518886.

- [79] L. Powers, J. Newmiller and T. Townsend, "Measuring and modeling the effect of snow on photovoltaic system performance," 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010, pp. 000973-000978, doi: 10.1109/PVSC.2010.5614572.
- [80] M. B. Øgaard, I. Frimannslund, H. N. Riise and J. Selj, "Snow Loss Modeling for Roof Mounted Photovoltaic Systems: Improving the Marion Snow Loss Model," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 12, no. 4, pp. 1005-1013, July 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2022.3166909.
- [81] B. Hashemi, S. Taheri and A. -M. Cretu, "Systematic Analysis and Computational Intelligence Based Modeling of Photovoltaic Power Generation in Snow Conditions," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 12, no. 1, pp. 406-420, Jan. 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3123198.
- [82] C. Baldus-Jeursen et al., "Snow Losses for Photovoltaic Systems: Validating the Marion and Townsend Models," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 13, no. 4, pp. 610-620, July 2023, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3264644.
- [83] O. W. Westbrook, S. M. MacAlpine and D. A. Bowersox, "Comparison of Measured and Modeled Snow Losses for Photovoltaic Systems in Colorado," 2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, USA, 2022, pp. 0964-0966, doi: 10.1109/PVSC48317.2022.9938919.
- [84] X. Fu, X. Wang, Y. Gong, Y. Wang and Y. Zhang, "Impact of Snow Weather on PV Power Generation and Improvement of Power Forecasting," 2023 International Conference on Power Energy Systems and Applications (ICoPESA), Nanjing, China, 2023, pp. 448-453, doi: 10.1109/ICoPESA56898.2023.10140199.
- [85] A. Singh and D. Jones, "Snow Shedding properties of Bifacial PV Panels," 2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, USA, 2022, pp. 0646-0648, doi: 10.1109/PVSC48317.2022.9938947.
- [86] [Online]. Available: <https://weatherspark.com/y/26459/Average-Weather-in-Sherbrooke-Canada-Year-Round>
- [87] [Online]. Available: Climate Atlas of Québec - Daily observations (gouv.qc.ca)
- [88] H. Tawa et al., "Comparison of CPV systems with lattice-matched and mismatched solar cells in long-term outdoor performance," 2018 IEEE 7th World Conference on

- Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), Waikoloa, HI, USA, 2018, pp. 0961-0964, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547428.
- [89] T. Gerstmaier, S. van Riesen, A. Gombert, A. Mermoud, T. Lejeune, and E. Duminil, “Software modeling of FLATCON CPV systems,” AIP Conference Proceedings, 2010, doi: 10.1063/1.3509185
- [90] M. Benhammane, G. Notton, G. Pichenot, P. Voarino and D. Ouvrard, “Overview of electrical power models for concentrated photovoltaic systems and development of a new operational model with easily accessible inputs,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 135, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110221.
- [91] [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/help/soiling_loss.htm
- [92] M. Hu, B. Zhao, S. Jingyu Cao, Q. Wang, S. Riffat, Y. Su, Gang Pei, “Quantitative characterization of the effect of inclination angle on flat-plate radiative cooling performance in buildings,” Journal of Building Engineering, vol 59, 2022, 105124, ISSN 2352-7102, doi: 10.1016/j.jobbe.2022.105124
- [93] A.Chen, Y. Meng, B. Liu, Y. Li, Z. Miao, “Effects of inclination on the frosting process on cold surface of copper heat exchanger,” Energy and Buildings, vol. 231, 2021, 110628, ISSN 0378-7788, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110628.
- [94] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2017 global status report. 2017, [Online].
- [95] Available: <https://www.ren21.net/gsr-2017>, Jan, 12, 2024
R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse, A. Kristen, “U.S. Solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017”, Golden, Colorado, United States: National Renewable Energy Laboratory; 2017.
- [96] R. E. Pawluk, Y. Chen, and Y. She, “Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 107, pp. 171–182, 2019.
- [97] R. W. Andrews and J. M. Pearce, “Prediction of energy effects on photovoltaic systems due to snowfall events,” in Proc. 38th IEEE Photovolt. Specialists Conf., 2012, pp. 003386–003391.

- [98] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine, and G. Sanchez, "Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations," *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 112–121, 2013.
- [99] S. Pisklak, "Commercial implementation of a snow impact model for PV performance prediction," in *Proc. IEEE 43rd Photovolt. Specialists Conf.*, 2016, pp. 1002–1006, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749761.
- [100] M. B. Øgaard, H. N. Riise, and J. H. Selj, "Modeling snow losses in photovoltaic systems," in *Proc. IEEE 48th Photovolt. Specialists Conf.*, 2021, pp. 517–521, doi:10.1109/PVSC43889.2021.9518886
- [101] L. Powers, J. Newmiller, and T. Townsend, "Measurement and Modeling of snow on photovoltaic system performance" in *Proc. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conf*, 2021 PP. 000973–000978, doi: 10.1109/PVSC.2010.5614572
- [102] M. B. Øgaard, I. Frimannslund, H. N. Riise, and J. Selj, "Snow loss modeling for roof mounted photovoltaic systems: Improving the Marion snow loss model," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 12, no. 4, pp. 1005–1013, Jul. 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2022.3166909.
- [103] B. Hashemi, S. Taheri, and A.-M. Cretu, "Systematic analysis and computational intelligence based modeling of photovoltaic power generation in snow conditions," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 12, no. 1, pp. 406–420, Jan. 2022, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3123198
- [104] C. Baldus-Jeursen et al., "Snow losses for photovoltaic systems: Validating the Marion and townsend models," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 13, no. 4, pp. 610–620, Jul. 2023, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3264644
- [105] O. W. Westbrook, S. M. MacAlpine, and D. A. Bowersox, "Comparison of measured and modeled snow losses for photovoltaic systems in Colorado," in *Proc. IEEE 49th Photovolt. Specialists Conf.*, 2022, pp. 964–966, doi: 10.1109/PVSC48317.2022.9938919.
- [106] N. Heidari, J. Gwamuri, T. Townsend and J. M. Pearce, "Impact of Snow and Ground Interference on Photovoltaic Electric System Performance," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, pp. 1680–1685, Nov. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2466448

- [107] B. Marion, R. Schaefer, H. Caine , G. Sanchez, “Measured and modeled photovoltaic system energy losses from snow for Colorado and Wisconsin locations”, *Sol Energy*, 2013; 97:112–21, DOI:10.1016/j.solener.2013.07.029
- [108] B. Hashemi, A.-M. Cretu, and S. Taheri, “Snow loss prediction for photovoltaic farms using computational intelligence techniques,” *IEEE J.Photovolt.*, vol. 10, no. 4, pp. 1044–1052, Jul. 2020, doi: 10.1109/JPHO- TOV.2020.2987158.
- [109] B.J, Huang, Y.C. Huang, G.Y. Chen, P.C. Hsu, K. Li, “Improving Solar PV System Efficiency Using One-Axis 3-Position Sun Tracking”, *Energy Procedia*, Volume 33, 2013, Pages 280-287, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.069>.
- [110] S. Aziz, S. Hassan, On Improving the Efficiency of a Solar Panel Tracking System, *Procedia Manufacturing*, Volume 7,2017, Pages 218-224, ISSN 2351-9789, <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2016.12.053>
- [111] M. Talebi, M. Volatier, G. Hamon, S. Nicolay, C. Dubuc and M. Darnon, "Analysis and Modeling of CPV Performance Loss Factors in Humid Continental Climate," in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 14, no. 1, pp. 123-130, Jan. 2024, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3326564.
- [112] L. Burnham, D. Riley, B. Walker and J. M. Pearce, "Performance of Bifacial Photovoltaic Modules on a Dual-Axis Tracker in a High-Latitude, High-Albedo Environment," 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 2019, pp. 1320-1327, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980964.
- [113] Weather Spark website, Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://weatherspark.com/y/26459/Average-Weather-in-SherbrookeCanada-Year-Round>
- [114] C. Zheng, H. Lu, F. An, M. An, Y. Xu and G. Wu, "Experimental measurement and Numerical Simulation on the snow cover process of solar photovoltaic module and its influence on photoelectric conversion efficiency," *International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST)*, Tirana, Albania, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/REST54687.2022.10022965.