

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2020


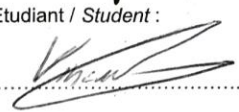
Vincent Gilliéron

Prévision de production photovoltaïque

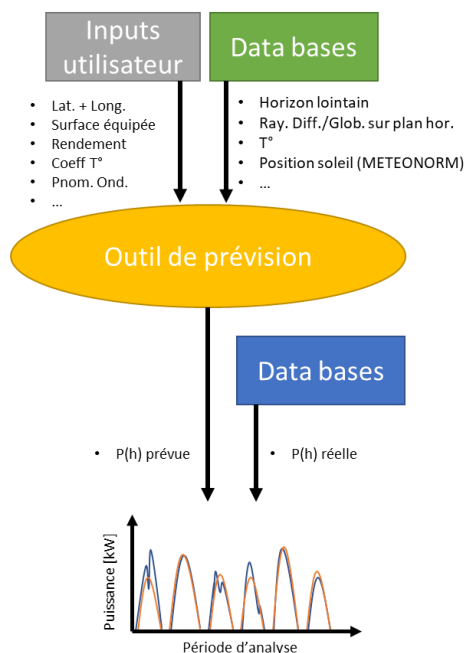
-  *Professeur*
Gilbert Morand
-  *Expert*
Baptiste Cavin
-  *Date de la remise du rapport*
14.08.2020

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2019/20	No TD / Nr. DA ER/2020/75
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant / Student Vincent Gilliéron Professeur / Dozent Gilbert Morand	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Baptiste Cavin; baptiste.cavin@winsun.ch ; +41 79 543 51 95	

Titre / Titel Prévision de production photovoltaïque
Description / Beschreibung <p>En disposant des prévisions météorologiques, prédire la production photovoltaïque ne se réduit pas à un simple problème de géométrie, additionné d'un peu statistique et de quelques règles de probabilité. En effet, il convient de distinguer le rayonnement direct et diffus, de tenir compte de la température des panneaux, de leurs orientations et des particularités locales du site où ils sont installés.</p> <p>L'école dispose d'un certain nombre de panneaux solaires (quelques dizaines de kW) partiellement instrumentés, d'une station météo autonome placée sur le toit du "bâtiment D" et s'est abonnée, il y a deux ans, à des prévisions météorologiques produites par Météotest, qui livre chaque heure les prévisions d'une semaine toute entière. Un prédicteur photovoltaïque précis et fiable intéresse les distributeurs d'électricité. Le modèle développé, pourrait s'intégrer harmonieusement dans le logiciel solar-log.</p> <p>Les phases de tests dans l'environnement de simulation REM (Représentation Energétique Macroscopique) peuvent être envisagées.</p> <p>Objectifs / Ziele</p> <ul style="list-style-type: none">- Développer un modèle et un outil prévisionnel de production photovoltaïque.- Comparer les résultats obtenus avec des mesures de production d'énergie photovoltaïque.- Etudier l'opportunité d'intégrer les développements dans des produits existants.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation / filière Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:  ¹ Etudiant / Student : 	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 25.05.2020 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation Semaine / Woche 26 (22.06 – 26.06.2020) Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: 14.08.2020, 12:00 Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten: 28.08.2020 (si autorisé / falls genehmigt) Défense orale / Mündliche Verfechtung: Semaine / Woche 36 (31.08 – 04.09.2020)
---	--

¹ Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme.
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



Prévision de production photovoltaïque

Diplômant

Vincent Gilliéron

Objectif du projet

L'objectif de ce projet est de développer un outil de prévision de production d'installations photovoltaïques. La prévision sera effectuée par pas horaires.

Méthodes | Expériences | Résultats

Le modèle physique de prévision développé dans le cadre de ce projet est basé sur des prévisions météorologiques horaires telles que la température et les rayonnements direct et diffus sur le plan horizontal. Le modèle permet, à l'aide de différents paramètres supplémentaires comme la position solaire (azimut et inclinaison) ou l'horizon lointain, d'estimer le rayonnement global réel incident sur n'importe quel plan incliné (simulant les panneaux solaires) via le calcul des rayonnements diffus, direct et réfléchi qui le composent. Les pertes causées par la température sont également prises en compte dans le modèle. Une méthode de gestion des ombrages causés par un horizon proche est également proposée mais n'a pas pu être implémentée dans l'outil en question.

Les prévisions effectuées lors de ce projet ont montré que l'outil développé est relativement précis mais qu'il reste très limité par la précision des données météorologiques utilisées. En effet, les deux périodes analysées d'une semaine chacune (estivale et hivernale) ont montré des résultats très contrastés.

On conclut que l'outil développé constitue une base intéressante qui mérite d'être améliorée en optimisant les prévisions météorologiques utilisées.

Travail de diplôme
| édition 2020 |

Filière

Energie et techniques
environnementales

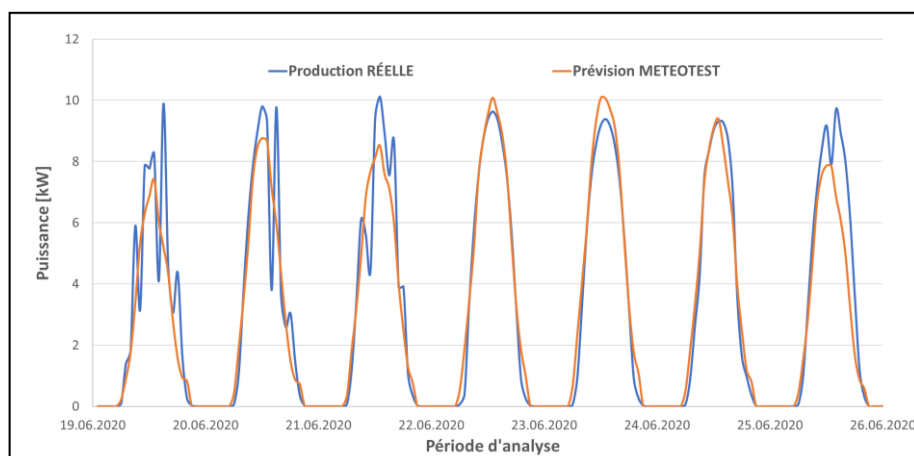
Domaine d'application

Energie renouvelable

Professeur responsable

Gilbert Morand

Gilbert.morand@hevs.ch



Comparaison de la prévision de production et de la production réelle pour la période estivale.

On constate, ci-dessus, les limites de l'algorithme développé pour les journées nuageuses et donc l'intérêt de données météorologiques plus précises.

I AVANTS PROPOS ET REMERCIEMENTS

Ce travail s'inscrit dans le cursus de bachelor 2020 de la filière ETE de la HES-SO Valais/Wallis et représente 12 semaines de travail à plein temps. Lors de ce travail, plusieurs personnes ont apporté leur contribution.

Je tiens tout d'abord à remercier mon professeur Mr. Gilbert Morand pour le temps qu'il m'a consacré tout au long de ce projet mais également pour sa permission d'utiliser son installation photovoltaïque personnelle comme sujet d'analyse. Je tiens ensuite à remercier Mr. Stéphane Genoud pour son aide apportée lors de l'année scolaire sur les divers aspects importants d'un rapport scientifique. Enfin, je tiens à remercier Mr. Jacques Epiney pour les conseils fournis sur certains aspects mathématiques du modèle de prévision développé.

TABLE DES MATIERES

I	Avants propos et remerciements	1
II	Glossaire	4
III	Liste des tableaux.....	4
IV	Liste des figures	4
1	Introduction	6
1.1	Contexte	6
1.1.1	Situation de l'énergie photovoltaïque mondiale.....	6
1.1.2	Situation de l'énergie photovoltaïque en Suisse.....	7
1.2	Problématique	8
1.2.1	Réseau électrique suisse (structure et gestion)	8
1.3	Objectifs.....	11
1.4	Cahier des charges	11
1.4.1	But	11
1.4.2	Liste des tâches :	12
1.5	Méthodologie.....	12
2	État de l'art :	13
2.1	Technologie photovoltaïque	13
2.1.1	Principe de fonctionnement	13
2.1.2	Facteurs d'influence	15
2.2	Rayonnements solaires	17
3	Prévision de production :	19
3.1	Schéma de principe :	19
3.2	Bases de données :	19
3.3	Modèle mathématique de prévision :	21
3.3.1	Rayonnement global sur plan un incliné :	21
3.3.2	Pertes par flux thermiques :	28
3.3.3	Gestion des ombrages dus aux horizons proches :	29
3.4	Routine Matlab	33
3.4.1	Fonctionnement et fonctionnalités	33
4	Résultats et analyse de précision de l'algorithme	34
4.1	Outils d'analyse de précision utilisés	35
4.1.1	Coefficient de corrélation (Microsoft Office) :	35
4.1.2	MAPE (Mean Absolute Percentage Error) :	35
4.1.3	MADP (Mean Absolute Deviation Percentage) :	36

4.2	Résultats de prévision et précision de l'algorithme	37
4.2.1	Résultats pour la période estivale	37
4.2.2	Résultats pour la période hivernale.....	38
4.2.3	Précision de l'algorithme	41
4.3	Propositions d'amélioration	42
4.3.1	Précision des données météorologiques	42
4.3.2	Prévision de la couverture nuageuse précise	42
5	Maquette d'application imaginée	43
5.1	Situation géographique des producteurs	43
5.2	Analyse et prédiction de production	45
5.2.1	Estimations futures.....	45
5.2.2	Analyse des performances de l'algorithme.....	46
6	Conclusion.....	48
7	Bibliographie :	49
8	Annexes.....	51
8.1	Caractéristiques installation photovoltaïque Bougy-Villars	51
8.2	Caractéristiques installation photovoltaïque analysée (Uvrier)	52
8.3	Equation RRMSE.....	58
8.4	Enveloppe des données disponibles via Meteotest (période estivale).....	58
8.5	Code brut de l'outil de prévision développé	59
8.6	Comparaison des données météorologiques fournies par les bases de données	75
8.6.1	Période estivale	75
8.6.2	Période hivernale	76
8.7	Part des différents rayonnements (plan incliné) sur le rayonnement global	77
8.8	Erreurs des prévisions de production énergétiques de la période hivernale.....	77

II GLOSSAIRE

GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
SDS	Sustainable development scenarios
OFEN	Office fédérale de l'énergie
RPC	Rétribution à prix coûtant
SRI	Système de rétribution à l'injection
RU	Rétribution unique
LEne	Nouvelle loi sur l'énergie
ElCom	Commission fédérale de l'électricité
RGB	Responsable de groupe bilan

III LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Précision des prévisions horaires pour les deux périodes étudiées.....	41
Tableau 2 Erreurs relatives des prévisions de production énergétique pour la période estivale.....	42

IV LISTE DES FIGURES

Figure 1 Evolution de la production photovoltaïque mondiale	6
Figure 2 Évolution du photovoltaïque en Suisse	7
Figure 3 Niveaux de tension du réseau électrique Suisse.....	8
Figure 4 Energy Market Timeline	9
Figure 5 Intermittence de l'énergie photovoltaïque	10
Figure 6 Effet photoélectrique externe	13
Figure 7 Passage d'un électron de la bande de valence à la bande de conduction dans un semi-conducteur	14
Figure 8 Impact de la disposition de l'ombrage sur la production d'un module photovoltaïque (schéma simplifié).....	16
Figure 9 Intérêt des diodes by-pass dans la limitation des effets d'ombrages sur la production photovoltaïque	16
Figure 10 Types de rayonnements présents dans l'atmosphère terrestre.....	18
Figure 11 Schéma de principe de fonctionnement global de l'algorithme.....	19
Figure 12 Schéma de base, angles et nomenclature	21
Figure 13 Explication du facteur de transformation $\cos(\theta)/\sin(\theta)$	22
Figure 14 Calcul de l'angle entre les vecteurs n et n_k	23
Figure 15 Angle plan	24
Figure 16 Angle solide : cas d'une sphère.....	24
Figure 17 Cas général angle solide	25
Figure 18 Cas particuliers fonction z	26
Figure 19 Exemples représentatifs des facteurs r_D et r_R	27
Figure 20 Facteurs de réflexion solaire en fonction du type de sol	27
Figure 21 Flux thermiques d'un panneau solaire photovoltaïque	29
Figure 22 Illustration simplifiée de la méthode de Monte-Carlo	30

Figure 23 Définition des coordonnées tridimensionnelles de l'horizon proche	31
Figure 24 Calcul des coordonnées limites du panneau solaire pour la méthode de Monte-Carlo	31
Figure 25 Trajectoire des rayons du soleil et détermination de la surface ombragée	32
Figure 26 Schéma de principe de l'outil développé	33
Figure 27 Récupération des données d'horizon lointain et météorologiques (exemple pour une période de 48h) via les coordonnées GPS de l'installation	33
Figure 28 Outputs graphiques de l'outil de prévision	34
Figure 29 Interprétation des valeurs de MAPE	36
Figure 30 Résultats de prévision de production horaire et comparaison avec la production réelle pour la période estivale	37
Figure 31 Résultats de prévision de production d'énergie et comparaison avec la production réelle pour la période estivale	38
Figure 32 Résultats de prévision de production horaire et comparaison avec la production réelle pour la période hivernale	38
Figure 33 Comparaison des rayonnements globaux pour Sion et Visp	39
Figure 34 Comparaison des données météorologiques prévues et réellement mesurées pour la période hivernale	39
Figure 35 Prévision de production effectuée avec les données météorologiques réelles	40
Figure 36 Résultats de prévision de production d'énergie et comparaison avec la production réelle pour la période hivernale	40
Figure 37 Maquette: Situation géographique des installations sur le réseau de distribution	43
Figure 38 Maquette: Affichage spécifique par groupe d'installations	44
Figure 39 Maquette: Choix des installations à analyser	44
Figure 40 Maquette: Graphique présentant les prévisions de production horaires	45
Figure 41 Maquette: Analyse de la précision des dernières estimations	46
Figure 42 Maquette: Choix de la période d'analyse	46
Figure 43 Maquette: Comparaison des données de production avec la température	47
Figure 44 Maquette: Analyse de la production énergétique (période d'une année)	47
Figure 45 Maquette: Analyse de la production énergétique (période d'un mois)	48

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE

Au cours des dernières années, l'importance des différentes énergies renouvelables dans le mix de production énergétique aussi bien suisse que mondial n'a fait qu'augmenter. Cette croissance est d'autant plus flagrante en ce qui concerne la production d'énergie photovoltaïque qui connaît un véritable « boom » depuis quelques années. Cependant, cette croissance bien que positive d'un point de vue écologique amène avec elle de réelles problématiques de gestion énergétique. Notamment en ce qui concerne la gestion des réseaux électriques. L'intérêt de prédictions de production fiables devient de plus en plus important pour les GRD actuels et est devenu un sujet majeur au cours des dernières années.

1.1.1 Situation de l'énergie photovoltaïque mondiale

Comme dit précédemment et comme le montre la figure 1 ci-dessous, la production d'énergie photovoltaïque n'a cessé de croître depuis les années 2008 pour atteindre en 2018 une production mondiale de plus de 580 TWh.

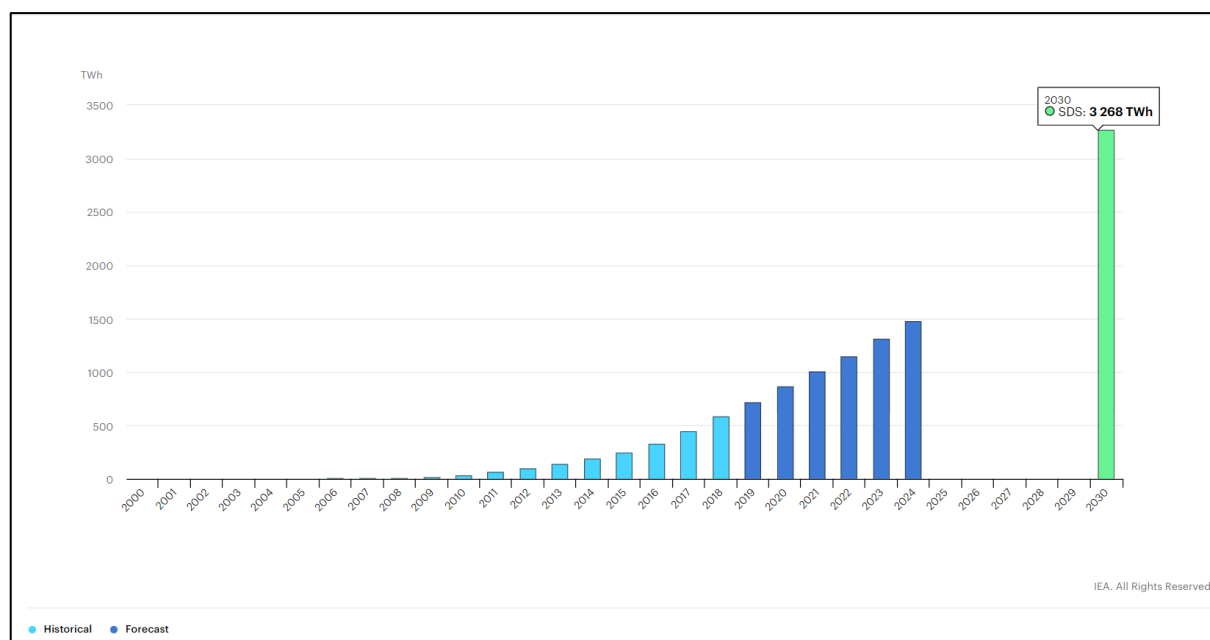


Figure 1 Evolution de la production photovoltaïque mondiale [1]

La puissance mondiale installée est certes restée relativement stable depuis 2018, mais grâce aux progrès effectués dans la gestion de puissance, la production mondiale n'a quant à elle cessé d'augmenter[2].

Si l'on souhaite atteindre les objectifs fixés par les SDS (*Sustainable Development Scenarios*) les énergies solaires et éoliennes mondiales devront produire à elles seules 8100 TWh d'ici à 2030. Pour y parvenir, une croissance moyenne de la production photovoltaïque annuelle de 16% serait nécessaire[1]. Engendrant par conséquent une croissance importante de la puissance photovoltaïque mondiale installée.

1.1.2 Situation de l'énergie photovoltaïque en Suisse

En Suisse, on retrouve un schéma de croissance similaire à celui évoqué dans le point précédent. En effet, comme le montre la figure 2 ci-dessous, on constate là encore un développement important dès 2008 et une augmentation rapide de la puissance installée entre 2008 et 2018. Selon l'OFEN (l'Office Fédérale de l'Energie), la puissance installée en Suisse était en 2018 égale à 2.17 GW pour une production annuelle de 1.94 TWh[3].

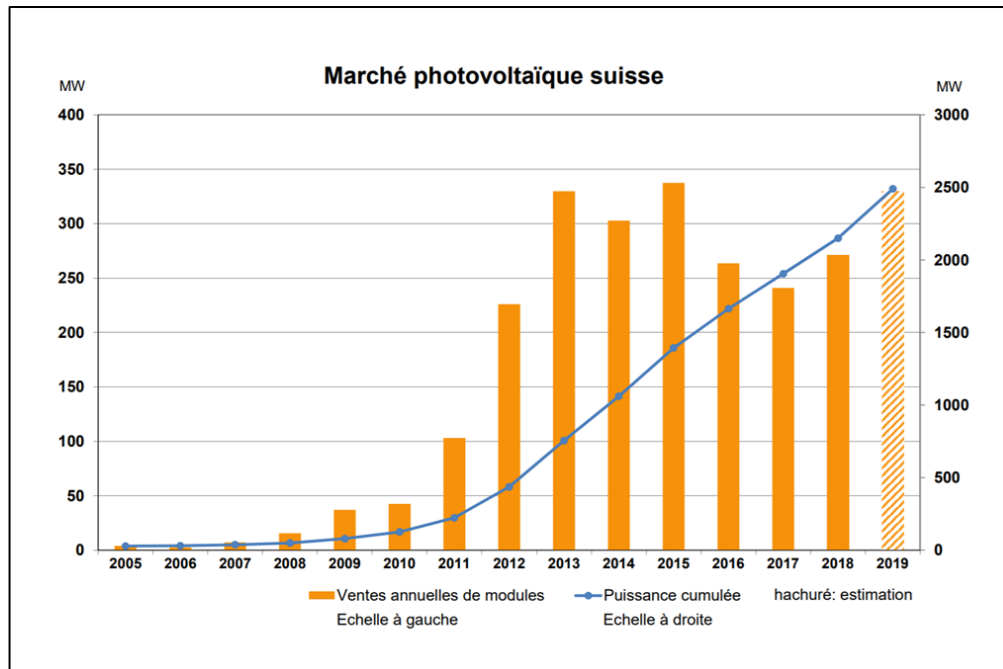


Figure 2 Évolution du photovoltaïque en Suisse [4]

Cette croissance importante dès 2008 en Suisse s'explique notamment par l'introduction de mesures visant à valoriser l'installation de panneaux solaires photovoltaïques comme la RPC (Rétribution à Prix Coûtant) aidant les propriétaires à rentabiliser leurs installations photovoltaïques en leur accordant un revenu correspondant au prix de production de l'énergie injectée sur le réseau.

Depuis 2018 cependant, ce système de rétribution a laissé place à d'autres programmes d'encouragement comme la SRI (Système de Rétribution à l'Injection) ou la RU (Rétribution Unique).

La LEné (la nouvelle loi sur l'énergie) votée en avril 2017 et entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018 impose à la Suisse (cpt. 2, art. 2, al. 1)[5] une production d'énergie issue de sources renouvelable (hors hydraulique) de minimum 4.4 TWh d'ici à 2020 et minimum 11.4 TWh d'ici à 2035. Pour ce faire, de nouveaux programmes d'encouragement tels que ceux mentionnés ci-dessus ont alors été proposés dans l'optique de « rebooster » les investissements dans les énergies renouvelables après l'arrêt de la RPC en 2018 [6].

Selon la commission fédérale de l'électricité (ElCom) les objectifs de la LEné semblent réalisables pour 2020 mais elle reste tout de même réservée sur la possibilité d'atteindre les 11.4 TWh prévus pour 2035 le développement futur de la production d'origine renouvelable restant tributaire des conditions de financement[7]. Ce n'est cependant pas le potentiel de production de la Suisse qui ferait défaut à ces objectifs. En effet, d'après l'OFEN le potentiel de production photovoltaïque suisse s'élèverait à environ 67 TWh soit 110% de la consommation nationale d'électricité.[8]

1.2 PROBLÉMATIQUE

Comme expliqué précédemment, ce développement rapide de l'énergie photovoltaïque suisse et mondial est certes positif d'un point de vue écologique et s'accorde parfaitement avec la stratégie 2050 du conseil fédéral[9] mais il n'est pas sans conséquences. Notamment en ce qui concerne la gestion du réseau électrique suisse comme celle des réseaux mondiaux. Pour bien comprendre cette problématique, il est nécessaire de s'intéresser tout d'abord au fonctionnement et à la gestion d'un réseau électrique.

Ce chapitre aura pour but d'expliquer les raisons de cette problématique et traitera pour ce faire des points suivants :

- Structure et gestion d'un réseau électrique (cas du réseau suisse)
- Problématiques liées aux production issues d'ENR pour le réseau et les GRD (cas de l'énergie solaire)

1.2.1 Réseau électrique suisse (structure et gestion)

1.2.1.1 Fréquence et tension

Il existe deux caractéristiques principales définissant la stabilité sur un réseau électrique :

- la fréquence
- la tension

Sur le réseau suisse, la fréquence est fixée à 50Hz ce qui n'est pas le cas du réseau américain par exemple dont la fréquence s'élève à 60Hz. La particularité du réseau électrique est qu'à tout instant, la production injectée sur ce dernier doit correspondre à la consommation. Ceci, afin de garantir une fréquence la plus stable possible. En effet, si la production est plus importante que la consommation, la fréquence aura tendance à augmenter (les générateurs tournants plus rapidement). Inversement, si la consommation excède la production, la fréquence baissera. Cette stabilité de fréquence est primordiale car un écart trop important pourrait par exemple endommager certaines machines électriques conçues pour une fréquence propre voir même causer un black-out.[10]

Le réseau électrique suisse est décomposé en différents niveaux de tension [11] comme le montre la figure 3 ci-dessous.

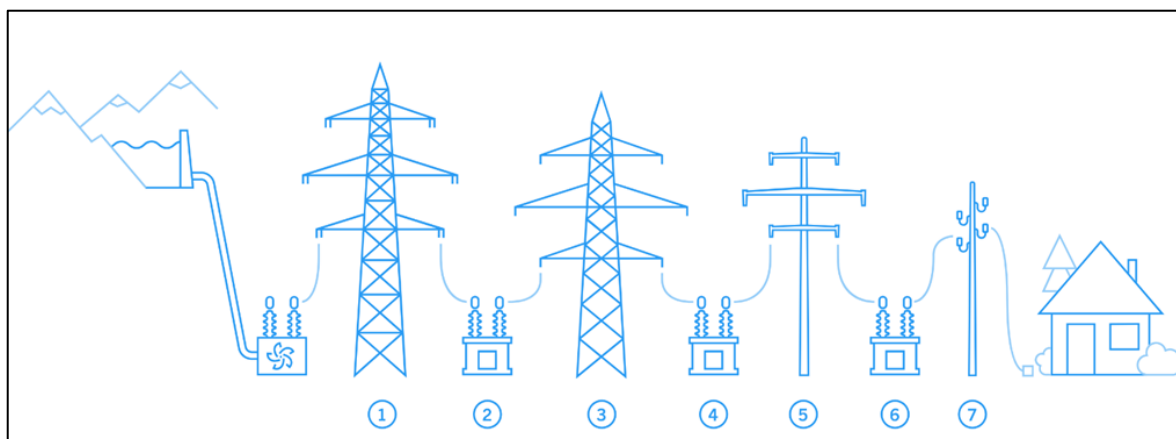


Figure 3 Niveaux de tension du réseau électrique Suisse[11]

- **Niveau 1** : « très haute tension » (380kV-220kV). C'est sur ce niveau que transite le courant provenant de l'étranger ainsi que de diverses grandes centrales de production comme les centrales nucléaires ou certaines centrales hydroélectriques par exemple.
- **Niveau 2,4,6** : niveaux de transformation permettant la transition entre les différents niveaux de transport.
- **Niveau 3** : « haute tension » (36kV-150kV).
- **Niveau 5** : « moyenne tension » (1kV-36kV).
- **Niveau 7** : « basse tension » (<1kV). C'est à ce niveau que sont raccordés les consommateurs finaux.

1.2.1.2 Rôle d'un GRD sur le réseau suisse

Selon la LApEI (loi sur l'approvisionnement en électricité), les GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) sont obligés de garantir la distribution d'énergie aux consommateurs captifs ainsi qu'aux consommateurs finaux ne faisant pas appel à leur droit d'accès au réseau de leur zone de desserte. Cette distribution doit être faite à des tarifs équitables et valables pour un an au moins. L'approvisionnement doit également être fourni via un réseau sûr, performant et efficace [12]. Un GRD doit donc gérer au mieux la stabilité de son réseau. Comme expliqué précédemment, la stabilité d'un réseau électrique dépend d'un équilibre parfait entre consommation et production. Il est donc essentiel pour un GRD de connaître les profils de consommation et de production des différents acteurs connectés à son réseau. Le cas échéant, un surplus ou un déficit de production devra être compensé en achetant ou vendant de l'énergie à un fournisseur ou directement en bourse sur le marché spot. Dans la mesure du possible, l'achat d'énergie s'effectue à long terme afin de bénéficier de prix les plus bas possibles mais il arrive que l'achat d'énergie s'effectue à court terme, très court terme, voir même en temps réel (voir figure 4 ci-dessous).

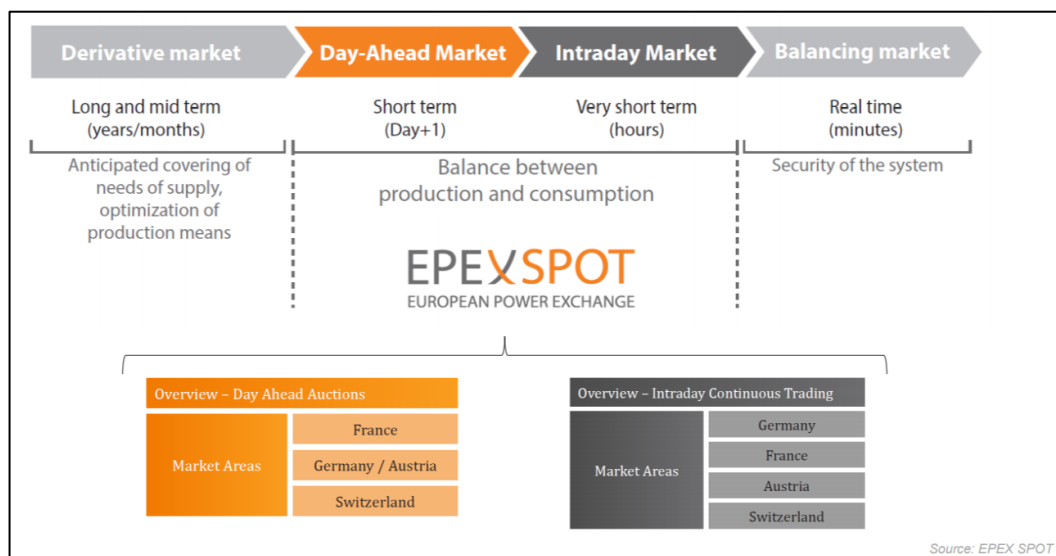


Figure 4 Energy Market Timeline [13]

L'achat à court terme est souvent très coûteux pour un GRD, d'où l'importance de posséder des prévisions de consommation et de production fiables afin de limiter au maximum les coûts.

La fréquence et la tension du réseau de transport est assuré par la société SwissGrid. Cette dernière travaille en étroite collaboration avec les groupes bilans. Un groupe bilan est défini par SwissGrid comme étant un compte énergétique placé sous la gestion d'un responsable, dit RGB (Responsable de Groupe-Bilan). Le groupe-bilan sert à gérer le bilan d'ajustement[14]. Le RGB reçoit des acteurs

appartenant à son groupe (comme par exemple des GRD) un programme prévisionnel contenant les valeurs de charges attendues au quart d'heure[15]. Le RGB effectue alors le bilan de l'ensemble des programmes prévisionnels reçus et transmet ces données à SwissGrid. En cas de surplus de charge, l'excédent sera facturé sous forme d'énergie d'ajustement par SwissGrid au RGB qui répartira ensuite les coûts selon les clauses des contrats passés avec ces différents membres.

Le coût de l'énergie d'ajustement est toujours plus élevé que le prix du marché spot. On comprend alors qu'il est économiquement parlant très important pour un GRD de pouvoir prédire précisément les fluctuations de charges sur son réseau afin d'éviter des coûts supplémentaires.

1.2.1.3 Problématiques des ENR pour le réseau et les GRD

Les profils de consommation sont relativement faciles à prévoir pour un GRD. En effet, la consommation des ménages par exemple est relativement régulière et varie principalement avec les températures, les saisons et les jours de la semaine. Cependant, la précision de prédiction de production énergétique varie énormément en fonction du type de production connectée au réseau électrique. Notamment en ce qui concerne les énergies renouvelables. En effet, les énergies renouvelables telles que le solaire ou l'éolien sont dites intermittentes c'est-à-dire qu'à l'instar de l'énergie nucléaire par exemple qui, elle, produit de manière régulière (dite « en bande »), leur production d'énergie fluctue très rapidement au grès de la météo.

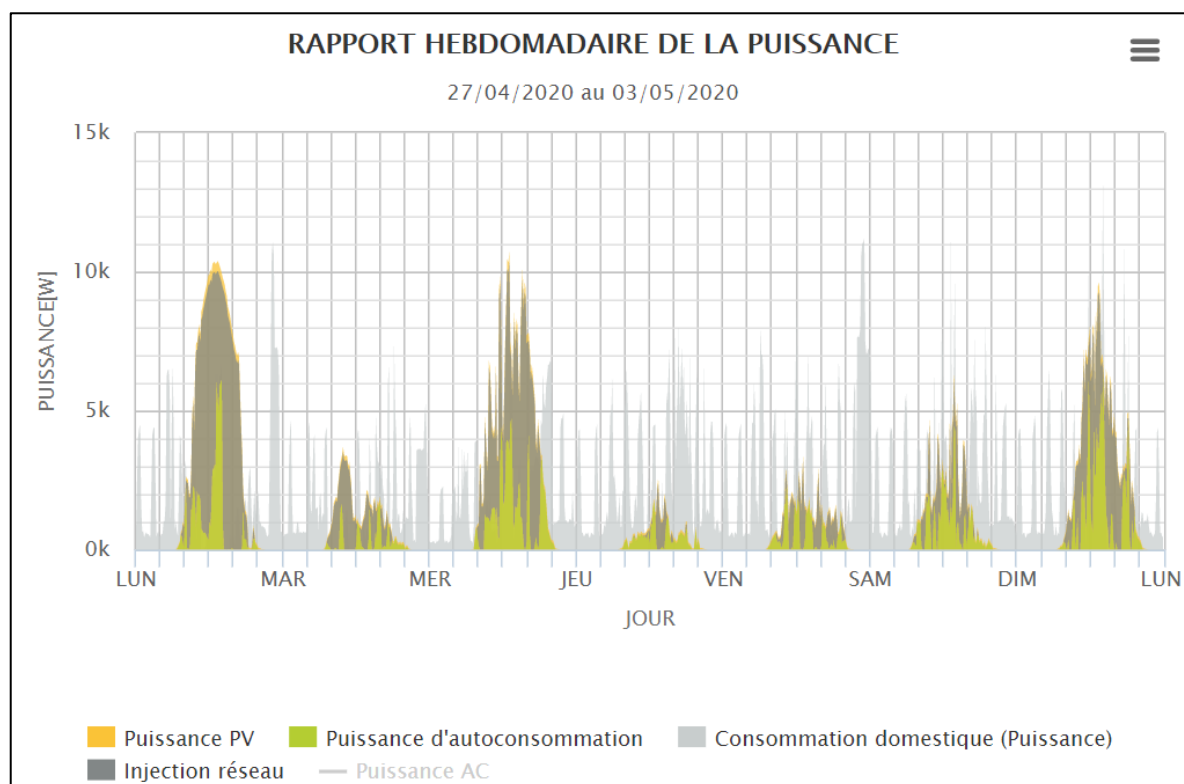


Figure 5 Intermittence de l'énergie photovoltaïque [16]

L'intermittence des énergies renouvelables décrite précédemment est bien visible sur la figure 5 ci-dessus. En effet on constate que la production provenant d'une installation photovoltaïque basée ici dans le canton de Vaud (caractéristiques complètes en annexe 8.1 [16]) n'est jamais constante et qu'elle varie fortement non seulement de jour en jour mais également d'heure en heure.

Ces variations brutales peuvent être dues à des passages nuageux intermittents ou à l'ombrage très variable d'un horizon proche par exemple. Ces points seront abordés dans la suite de ce rapport.

Cette intermittence rend la gestion du réseau électrique beaucoup plus complexe. De plus, avec le développement grandissant du nombre d'installations photovoltaïques en Suisse ces instabilités ne feront qu'augmenter dans les prochaines années. En effet, les consommateurs qui jusqu'alors ne faisaient que consommer l'énergie issue des producteurs d'électricité deviennent à leur tour producteurs d'énergie ce qui complique le calcul précis des programmes prévisionnels pour les GRD et peuvent créer des variations de puissances néfastes à la stabilité du réseau. Ces nouveaux types de consommateurs-producteurs sont appelés prosummateurs ou « *prosumers* » en anglais.

Comprenant à présent le fonctionnement général d'un réseau électrique et les problématiques de gestion, on comprend alors la problématique de la croissance importante du nombre d'installations photovoltaïques pour le réseau suisse et mondial et dès lors l'intérêt des GRD pour une prévision précise de la production d'énergie photovoltaïque. Intérêt sécuritaire d'une part mais également économique.

1.3 OBJECTIFS

L'objectif principal de ce projet est de concevoir une routine capable de prédire de manière fiable la production horaire future d'une seule installation photovoltaïque. L'idée étant par la suite de complexifier cette routine afin d'élargir la prévision sur un ensemble d'installations et de créer une application permettant aux GRD de mieux gérer les flux énergétiques sur leurs réseaux. Le cadre de ce projet se limite à la prédiction basée sur un modèle physique. Les méthodes de prévision de production utilisant la technologie « *machine learning* » ou l'intelligence artificielle ne seront pas traitées dans ce projet.

Après un état de l'art décrivant brièvement le fonctionnement des cellules photovoltaïques et les principales influences extérieures pouvant limiter leur efficacité, un bref rappel sur les rayonnements présent dans l'atmosphère sera effectué. Ceci, afin d'introduire les connaissances nécessaires à la compréhension du modèle de prévision utilisé. Se basant sur ces explications, la méthode de calcul de la prédiction et les différentes bases de données utilisées seront précisément décrites. Une description des fonctionnalités de la routine de base sera ensuite effectuée, suivie d'une discussion des résultats et d'une analyse de précision. Cette analyse portera sur une même installation durant deux périodes précises (périodes d'une semaine chacune, estivale et hivernale). À la suite de cette analyse, diverses possibilités d'amélioration seront proposées. Enfin, le temps imparti et les lacunes en informatique n'ayant pas permis le développement d'une réelle application plus complexe, une maquette graphique d'une application de prédiction sera proposée.

1.4 CAHIER DES CHARGES

Suite à la discussion avec Mr. Morand du 10.06.2020 le cahier des charges suivant a été défini :

1.4.1 But

Le but de ce travail est d'élaborer un outil permettant de prévoir la production horaire future ($\Delta t_{min} = 48h$) d'installations photovoltaïques.

1.4.2 Liste des tâches :

Dans un premier temps, l'objectif sera de créer une routine permettant de prédire la production horaire future (48h à l'avance) d'une seule installation photovoltaïque pour laquelle on dispose des données suivantes :

Données géographiques :

- Coordonnées GPS
 - Latitude [°]
 - Longitude [°]

Données techniques :

- Nombre de pans de toits équipés
- Surface équipée (par pan de toit) [m²]
- Inclinaison et azimuth (de chaque pan) [°]
- Nombre d'onduleurs et pans correspondants
- Puissance nominale de(s) l'onduleur(s) [W ou kW]
- Rendement des panneaux solaires (par pan de toit) [%]
- Coefficients de température de chaque type de panneau solaire [%/K]
- Production horaire passée disponible dans une base de données

La précision de l'algorithme sera ensuite testée en comparant les résultats obtenus avec la production réelle de l'installation simulée.

Dans un second temps, la possibilité d'inclure plusieurs installations photovoltaïques (groupées par GRD) afin d'en décaler la production totale sera implémentée.

Finalement, si les objectifs précédents ont été remplis, une application de prévision de production pourra être développée.

1.5 MÉTHODOLOGIE

La prédiction de production photovoltaïque fait intervenir un très grand nombre de facteurs externes en plus des prévisions météorologiques. En effet, ce type de prédiction doit également prendre en compte, pour chaque installation, les horizons proches et lointains (plus précisément la gestion des ombrages créés par ces derniers), la température extérieure (influençant la température et donc le rendement des panneaux solaires), ou encore le facteur d'albédo par exemple.

La première étape de ce projet, en plus des diverses recherches bibliographiques, a consisté à définir la méthode de prédiction souhaitée. Le modèle de prédiction utilisé dans ce projet se base sur le modèle mathématique utilisé dans le logiciel bSol pour calculer les gains solaires d'une habitation. En parallèle, des bases de données fournissant les données météorologiques (rayonnement global et diffus sur le plan horizontal, position du soleil et températures) ainsi que les données d'horizon lointain ont été recherchées. Le modèle de calcul et les bases de données utilisées dans ce projet seront décrits dans les points 3.2 et 3.3.

Pour des raisons d'accès rapide et simplifié aux données de production réelles (visant à analyser la précision de l'algorithme) ainsi que sa simplicité géométrique (pan unique, influence négligeable de

l'horizon proche) le choix a été fait de travailler sur l'installation photovoltaïque de Mr. Gilbert Morand basée à Uvrier (voir caractéristiques de l'installation en annexe 8.2).

Une fois le modèle physique de prévision complètement défini et les données nécessaires au calcul disponibles, la possibilité de programmer une application sur le framework QT a été étudiée. Cependant, le manque de connaissances dans le langage C++ et le temps imparti n'en permettant pas un apprentissage suffisant, ont forcé l'abandon de cette approche. À la suite de quoi le logiciel Matlab, déjà pris en main dans le cadre du cursus HEI, a été choisi pour la programmation.

L'algorithme une fois programmé, l'analyse de précision de ce dernier a pu être effectuée. En parallèle, une maquette graphique d'application finale potentielle a été élaborée. Il est à noter que l'algorithme programmé ne prend pas en compte l'horizon proche de l'installation dont il prévoit la production bien que la méthode de prise en charge des horizons proches soit précisément détaillée dans le point 3.3.3. Ceci, dû à un manque de temps ainsi qu'à l'effet négligeable de l'horizon proche sur l'installation étudiée n'influençant, par conséquent, pas les résultats obtenus.

2 ÉTAT DE L'ART :

2.1 TECHNOLOGIE PHOTOVOLTAÏQUE

Dans ce chapitre, les bases du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque seront introduites. Ceci, dans l'optique de mieux comprendre certains facteurs externes pouvant influencer la production d'une installation solaire devant être pris en compte lors de la prévision de production photovoltaïque. Toutes les informations énoncées dans ce chapitre sont issues du document de cours écrit par Mr. Christoph Ellert, professeur et chercheur à la HES-SO de Sion [17].

2.1.1 Principe de fonctionnement

Toutes les cellules photovoltaïques fonctionnent selon le même principe physique : l'effet photoélectrique. Cet effet illustré de manière simplifiée dans la figure 6 ci-dessous a été découvert au 19^{ème} siècle.

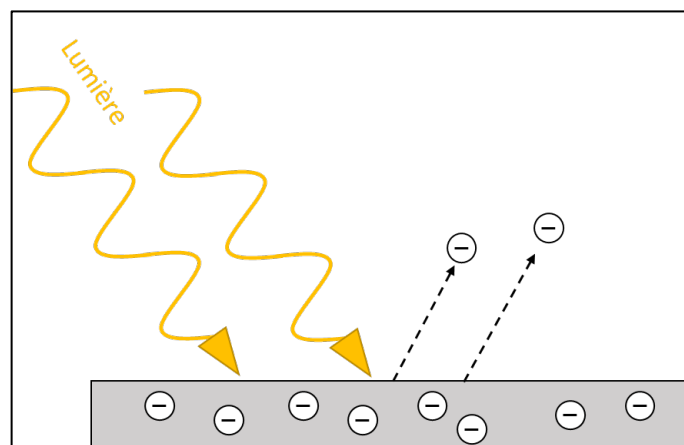


Figure 6 Effet photoélectrique externe

La lumière venant frapper la plaque métallique transfère son énergie à la matière et expulse certains électrons de cette dernière. Il s'agit alors d'un effet photovoltaïque dit « externe ». Pour les modules photovoltaïques cependant, l'effet photovoltaïque interne est utilisé. Il est en tout point identique à l'effet externe à la seule exception que les électrons ne sont pas expulsés du semi-conducteurs mais

accélérés dans ce dernier. (page 24). À la suite de cette découverte, on définit la lumière comme étant une onde mais également un flux de particules ayant leur énergie propre appelées quanta de lumière. L'énergie de ces quanta décrite dans l'équation 1 ci-dessous dépend de leur longueur d'onde λ .

$$E_Q = \frac{h * c}{\lambda}$$

Équation 1 Energie d'un quantum de lumière (page 24)

Avec :

h = constante de Planck = $6.626 \cdot 10^{-34}$ J·s

c = vitesse de la lumière dans le vide = $3 \cdot 10^8$ m/s

λ = longueur d'onde du quantum de lumière [m]

Pour comprendre le fait qu'un électron puisse être arraché à son atome, il faut introduire le concept de bandes d'énergie. Dans un atome, les électrons sont disposés dans des états énergétiques précis. Ces états (appelés bandes) correspondent à un certain niveau d'énergie. Pour passer d'une bande à une autre et devenir « excité », un électron devra emmagasiner suffisamment d'énergie pour passer le gap énergétique séparant les bandes d'arrivée et de départ. Cette augmentation de l'énergie d'un électron peut notamment provenir d'une augmentation de la température ou d'un choc comme lors de l'effet photoélectrique par exemple. La bande possédant l'énergie la plus élevée est appelée bande de valence. Nous ne rentrerons pas ici dans les détails des différents agencements possibles des bandes d'énergie, ce chapitre n'ayant pour but que d'introduire certains concepts visant à mieux comprendre le fonctionnement des modules photovoltaïques et non de les expliquer précisément.

Dans un semi-conducteur, afin qu'un électron soit arraché de son atome, il doit passer le gap entre la bande de valence et la bande dite « de conduction ». Pour ce faire, il faut que l'énergie du quantum de lumière venant frapper l'électron soit suffisante (voir figure 7 ci-dessous).

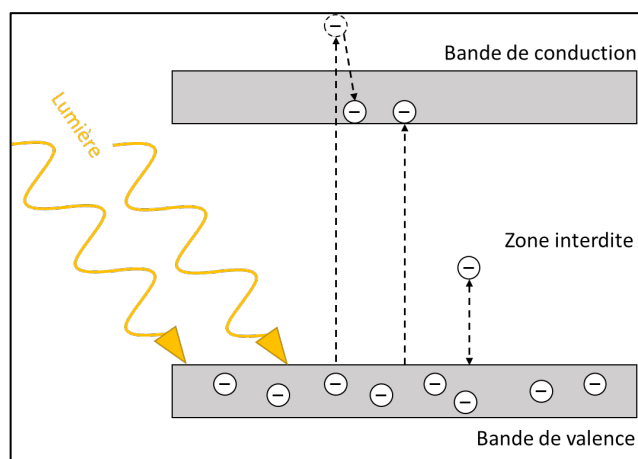


Figure 7 Passage d'un électron de la bande de valence à la bande de conduction dans un semi-conducteur

Lors du passage d'un électron entre ces deux bandes il se peut que l'électron n'ait pas suffisamment d'énergie pour passer la bande interdite. Dans ce cas, il retombera directement dans la bande de valence. Au contraire si l'électron possède trop d'énergie et dépasse la bande de conduction, il perdra

rapidement de l'énergie suite à divers phénomènes physiques et redescendra sur la bande de conduction. Un électron ainsi excité manque dans sa bande de valence et crée ce qu'on appelle un trou (porteur de charge positif).

Afin d'obtenir un courant électrique, il est nécessaire d'avoir une différence de potentiel. Dans le cas des panneaux solaires utilisant le silicium comme semi-conducteur, on utilise du phosphore et du bore. Le phosphore possède cinq électrons sur sa couche de valence contre quatre pour le silicium. Ce qui crée un surplus de charge négative. À l'inverse, le bore possède trois électrons sur sa couche de valence ce qui crée avec le silicium un surplus de charge positif. C'est cette différence de potentiel qui crée le courant électrique et permet aux électrons de silicium excités par la lumière de circuler de part et d'autre du panneau photovoltaïque.

Il est important de noter qu'une paire électron-trou ne pourra contribuer au courant photoélectrique que si les deux porteurs de charges parviennent à rejoindre les bornes externes de l'électrode. Ceci explique en partie le rendement relativement faible des cellules photovoltaïques (environ 20-30% maximum) la majorité de l'énergie étant perdue sous forme de chaleur lors de ces « déplacements ».

2.1.2 Facteurs d'influence

Il existe un grand nombre de facteurs extérieurs pouvant influencer la production d'un panneau solaire photovoltaïque : propreté du panneau, âge de l'installation.... Nous traiterons ici de deux facteurs en particulier :

- La température
- L'homogénéité du rayonnement (ombrages)

Ces facteurs ont été choisis car ils ont tous deux dû être traités dans ce projet lors de la conception de l'algorithme de prévision.

2.1.2.1 Influence de la température sur la production photovoltaïque :

Comme mentionné dans le point 2.1.1, la chaleur a une influence directe sur l'énergie des électrons. En effet, leur agitation augmente avec la température. Cela peut avoir des effets néfastes pour un module photovoltaïque. Comme expliqué précédemment, pour qu'une paire électron-trou puisse contribuer au courant photoélectrique, il est nécessaire que les porteurs de charge parviennent à rejoindre tous deux les bornes externes de l'électrode. Or, si la température est trop élevée, les chocs à l'intérieur du matériau seront plus importants. A chaque choc, de l'énergie est alors dissipée sous forme de chaleur. L'énergie des porteurs de charges diminue donc au fur et à mesure des chocs, ce qui aura pour effet de favoriser les recombinaisons électron-trou et diminuer ainsi l'efficacité du panneau solaire.

2.1.2.2 Influence de l'ombrage sur la production photovoltaïque :

Même si ce point semble évident, il est tout de même intéressant de noter que l'impact d'un ombrage sur la production d'un module photovoltaïque est très difficilement quantifiable. En effet, les pertes engendrées par l'ombre sont non linéaires et dépendront non seulement de l'emplacement précis de cette dernière sur le module photovoltaïque mais également de la structure du module (voir figure 8).

De l'ombre sur une cellule signifie une agitation très faible voire inexistante du silicium présent dans celle-ci et donc aucun transfert d'électron. Pas de transfert d'électron signifie qu'aucun courant ne circulera dans la zone ombragée, agissant alors en quelque sorte comme un interrupteur ouvert. Les modules photovoltaïques standards sont composés de 60 cellules photovoltaïques assemblées en séries de 20 cellules. Ces séries sont séparées par des diodes by-pass rendant chaque

« string » indépendante et limitant ainsi l'impact de l'ombrage d'une de ces cellules sur les performances du module (voir figure 9).

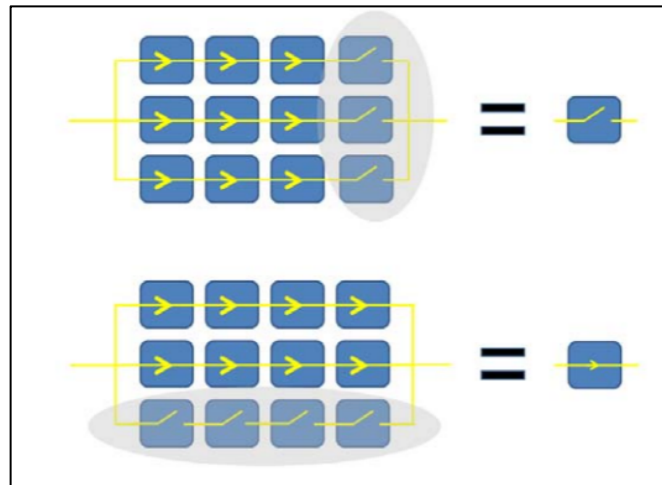


Figure 8 Impact de la disposition de l'ombrage sur la production d'un module photovoltaïque (schéma simplifié) [17]

Sur la figure 8 ci-dessus, l'impact de la disposition de l'ombrage sur la production est bien visible. Bien qu'il s'agisse d'un schéma simplifié, il illustre parfaitement la problématique exposée précédemment à savoir l'impact de la position de l'ombrage sur la performance d'un module photovoltaïque.

Une seule cellule ombragée sur un panneau solaire standard peut donc à elle seule théoriquement couper 33% de la production potentielle. Alors que deux cellules ombragées pourront soit couper 33% de la production (si elles se situent dans le même string) soit 66% si elles se situent dans des strings différents. Il est donc très difficile de prévoir précisément l'impact d'un ombrage sur la production sans connaître exactement la position de l'ombre et les cellules impactées.

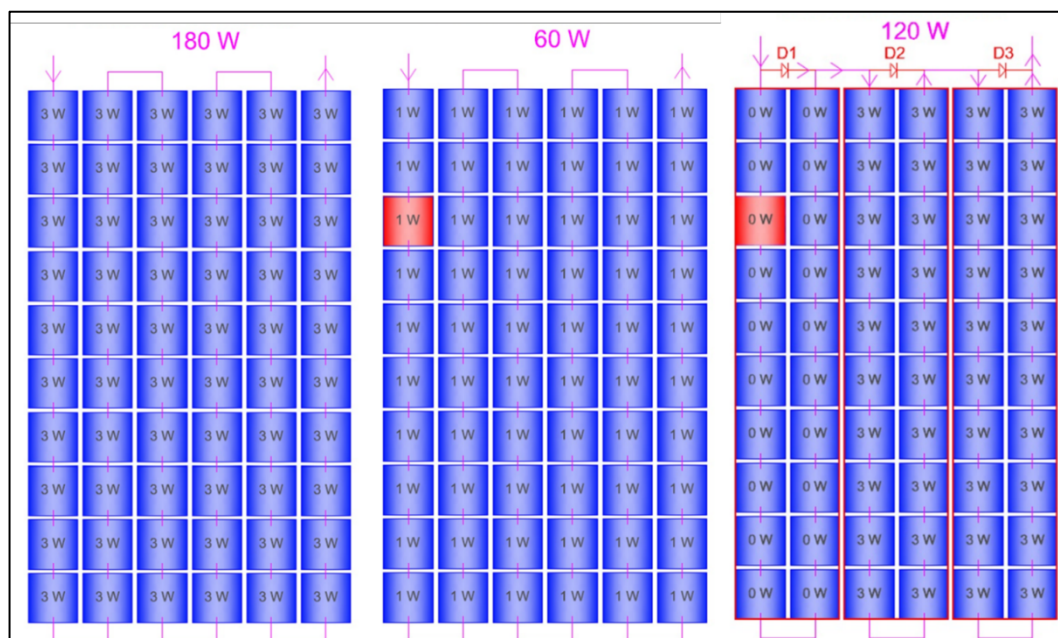


Figure 9 Intérêt des diodes by-pass dans la limitation des effets d'ombrages sur la production photovoltaïque [18]

La figure 9 représente l'intérêt des diodes by-pass installées sur les modules photovoltaïques. On y observe trois cas de figures différents. Le premier (à gauche) représente le fonctionnement optimal du

module sans ombrage. Le deuxième (au centre) représente l'impact d'un ombrage partiel sur l'une des cellules du module ne possédant pas de diodes by-pass. On constate que dans ce cas une seule cellule, même partiellement ombragée, limite grandement la puissance de sortie du module. Enfin, le dernier cas de figure illustre le même module muni cette fois-ci de diodes by-pass (D1, D2, D3) séparant le module en 3 « strings » différents. On constate que malgré l'ombrage total sévissant sur la cellule en rouge (0 W en sortie) la puissance de sortie totale reste plus élevée que pour le second cas.

Le branchement des modules entre eux aura également un grand impact sur l'effet de l'ombrage sur la production ce qui complique d'avantage les estimations.

2.2 RAYONNEMENTS SOLAIRES

Le rayonnement solaire parvenant à la Terre est affecté par trois phénomènes principaux lors de sa traversée de l'atmosphère :

- Absorption du rayonnement par les gaz et la vapeur d'eau présents dans l'atmosphère
- Diffusion moléculaire du rayonnement par le gaz et la vapeur d'eau présents dans l'atmosphère
- Absorption et diffusion du rayonnement par des particules présentes dans l'atmosphère (microparticules, gaz à effet de serre, ...)

On distingue deux catégories de longueurs d'ondes pour les rayonnements présents dans l'atmosphère [19]:

- Les rayonnements à faibles longueurs d'ondes (290-2'400nm environ) issus de la diffusion du rayonnement dans l'atmosphère. On y retrouve les rayonnements dits : direct, diffus et réfléchi.
- Les rayonnement à grandes longueurs d'ondes (2'400-100'000nm environ), provenant de la partie du rayonnement solaire total ayant été absorbée par l'atmosphère et le sol et qui est alors restituée sous forme de rayonnement thermique infrarouge.

Ces différentes catégories de rayonnements sont illustrées dans la figure 10. Avec en jaune les rayonnement à faibles longueurs d'ondes et en rouge les rayonnement à grandes longueurs d'ondes.

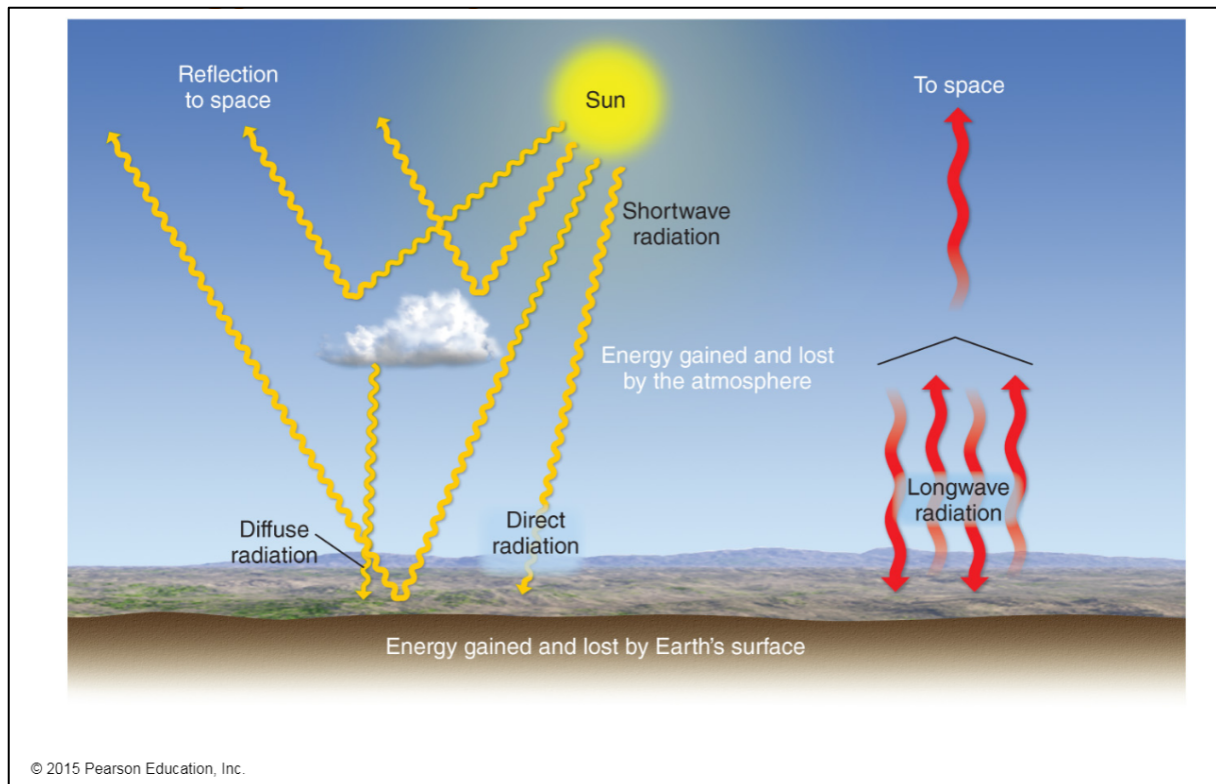


Figure 10 Types de rayonnements présents dans l'atmosphère terrestre [20]

Les panneaux solaires sont sensibles à la première catégorie de rayonnements à savoir les rayonnements de faible longueur d'onde. En effet, on a vu dans le point 2.1.1 que pour exciter un électron de valence d'un atome de silicium, il était nécessaire que l'énergie E_Q du quantum de lumière venant frapper l'atome soit suffisamment grande pour faire passer l'électron d'une bande d'énergie à l'autre (voir équation 1). On a également vu que l'énergie du quantum était dépendante de sa longueur d'onde et que plus elle est petite, plus l'énergie du quantum est grande. L'« *energy gap* » du silicium, c'est-à-dire l'énergie nécessaire à faire passer un électron d'un atome de silicium de la bande de valence à la bande de conduction (voir figure 7) est égal à environ 1.1 eV [21]. Sachant cela, on peut dès lors calculer, en utilisant l'équation 1, la longueur d'onde limite permettant au quantum d'exciter un électron qui vaut environ 1150nm.

$$\lambda_{lim}[m] = \frac{c * h}{E_{Qlim}} = \frac{3 * 10^8 \left[\frac{m}{s} \right] * 6.62 * 10^{-34} [Js]}{1.762 * 10^{-19} [J]} = 1150 [nm]$$

Cela signifie qu'au-delà de cette longueur d'onde, aucune production d'énergie photovoltaïque n'est possible. Afin de prédire la production photovoltaïque il est donc nécessaire de connaître uniquement les rayonnements influençant celle-ci, à savoir :

- Rayonnement global sur le plan horizontal
- Rayonnement diffus sur le plan horizontal

Le rayonnement direct n'étant que la différence entre le rayonnement global et le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi étant proportionnel au rayonnement global, ceux-ci pourront être calculés. Nous reviendrons sur leur calculs dans le point suivant.

3 PRÉVISION DE PRODUCTION :

Ce chapitre présente précisément la méthode de prévision de production photovoltaïque développée lors de ce projet. Une première partie introduira le schéma de principe de l'algorithme permettant de saisir son fonctionnement général ainsi que les différentes données nécessaires à son utilisation. Par la suite, les différentes bases de données utilisées dans ce projet ainsi que leurs données respectives seront présentées. Enfin, les différents calculs permettant la prévision de production seront détaillés.

3.1 SCHÉMA DE PRINCIPE :

L'algorithme de prévision imaginé fonctionne de la manière suivante :

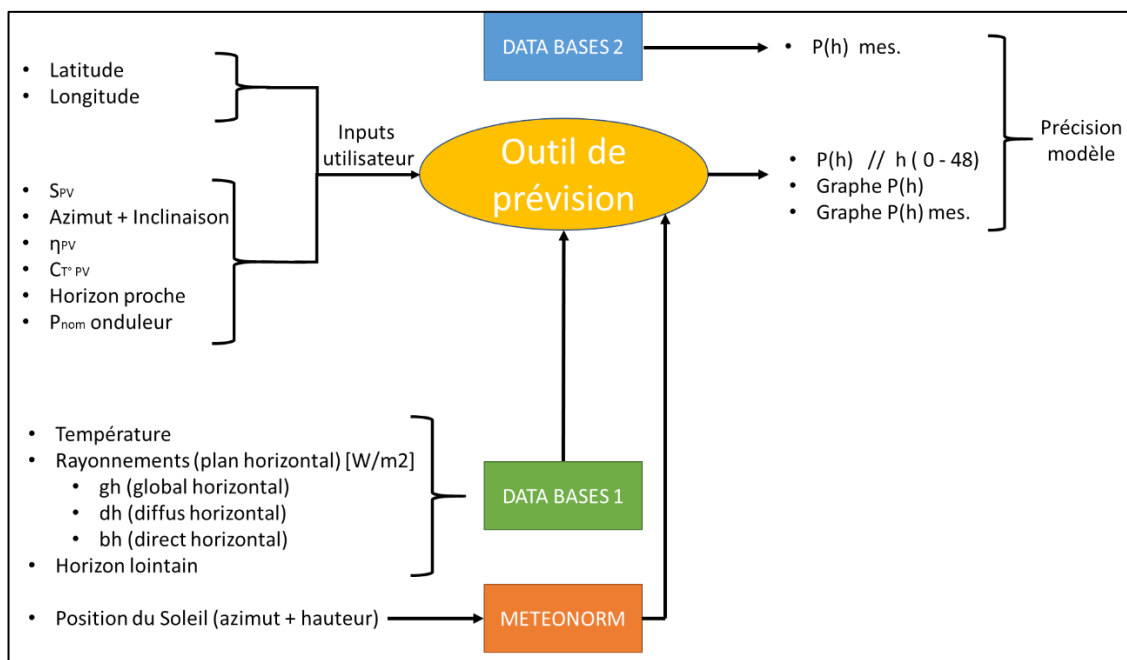


Figure 11 Schéma de principe de fonctionnement global de l'algorithme

Les différentes données relatives à l'installation sont entrées manuellement par l'utilisateur (voir *Inputs utilisateur* sur la figure 11 ci-dessus). Ces données permettent la caractérisation précise de l'installation. Les données de latitude et longitude sont quant-à-elles utilisées dans la détermination des informations demandées aux différentes bases de données météorologiques (voir ensemble *DATA BASES 1* ci-dessus). Ces bases de données sont présentées dans le point suivant. En combinant les données caractéristiques de l'installation avec les données de prévisions météorologiques reçue des bases de données, la production peut alors être estimée et illustrée sous forme de graphique. Ces différentes étapes seront décrites plus en détails dans le point 3.4.

3.2 BASES DE DONNÉES :

À la suite des diverses recherches effectuées, les différentes bases de données retenues pour ce projet sont les suivantes :

- API Meteotest (prévision des rayonnements sur plan horizontal, température et vitesse du vent)

Cette dernière à les avantages d'être non seulement une des plus fiables du marché avec une RRMSE (Relative Root Mean Square Error) de 33%-43% [22] (équation de la RRMSE en annexe 8.3[23]) mais également d'être facilement disponible par simple requête « http » sur un serveur externe hébergé par Mr. Morand. En effet, dans le cadre du projet Opengridlab, la HES a souscrit un abonnement au service *Solar Forecast Advanced* qui fournit la prévision d'un grand nombre de données horaires utiles au calcul de production photovoltaïque pour plus d'une dizaine de sites¹. Elle correspond donc tout à fait aux besoins de ce projet. Les prévisions horaires peuvent être obtenues jusqu'à 168h à l'avance. Cependant, il faut garder à l'esprit que ces estimations sont relativement instables et que les données fournies varieront toujours en fonction de l'écart entre le moment de la demande et la date d'estimation demandée pouvant ainsi créer des écarts importants de précision sur une même période d'analyse (voir annexe 8.4 illustrant ces propos pour la période estivale). En effet, une prévision effectuée pour 1 heure à l'avance sera logiquement plus précise qu'une même estimation effectuée 24h à l'avance. Or il arrive que cela ne soit pas le cas (voir annexe 8.4 également). Il est à noter que les prévisions de production analysées dans le point 4.2 utilisent les données prédites à h=0. Il s'agit donc théoriquement des données les plus précises possibles en utilisant la base de données en question.

- API du EU Science Hub² (Horizon lointain de n'importe quel site via coordonnées GPS)

L'horizon lointain est un élément très important dans le calcul de prévision de production photovoltaïque et le fait de pouvoir obtenir un horizon précis pour n'importe quel emplacement d'installation est un atout considérable pour ce projet. Aucun abonnement n'est nécessaire à l'accès et l'utilisation de ces données ce qui est non négligeable.

- Application Meteonorm (azimut et inclinaison horaires annuels du soleil pour un emplacement donné)

Cette application, bien que nécessitant une licence, demeure très utile dans la détermination de la position horaire du soleil à n'importe quel moment de l'année. Cependant, comme pour la base de données Meteotest, ces données ne sont disponibles que pour certains sites particuliers. Toutefois, le nombre de sites de mesure dont elle dispose est amplement suffisant.

Remarques : *Les données de production réelles provenant de différentes bases de données propres à chaque installation, elles n'ont pas été mentionnées ci-dessus. Il s'agira d'adapter l'algorithme au cas par cas.*

Dans le cadre de l'installation de Mr. Morand étudiée lors de ce projet, les données de production n'étaient pas stockées sur une base de donnée accessible via requête http. Elles ont donc dû être téléchargées (semaine par semaine) et stockées dans un fichier csv. L'automatisation de cet accès aux données n'a, par conséquent, pas pu être effectué.

¹ http://asq.ddns.net/pages/XMeteo/serveur_previsions_meteo_HES-SO_Valais.pdf

² Huld T., Müller R. and Gambardella A., 2012: "A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa". Solar Energy, 86, 1803-1815.

3.3 MODÈLE MATHÉMATIQUE DE PRÉVISION :

Afin de comprendre les différents éléments géométriques dont il sera question ici, ils ont été illustrés dans la figure 12 ci-dessous. Les équations principales (2-4) mentionnées dans ce chapitre sont basées sur le modèle mathématique de *Hays and Davies*[23]. Elles ont été conçues par Mr. Morand et utilisées dans le logiciel de simulation bSol.

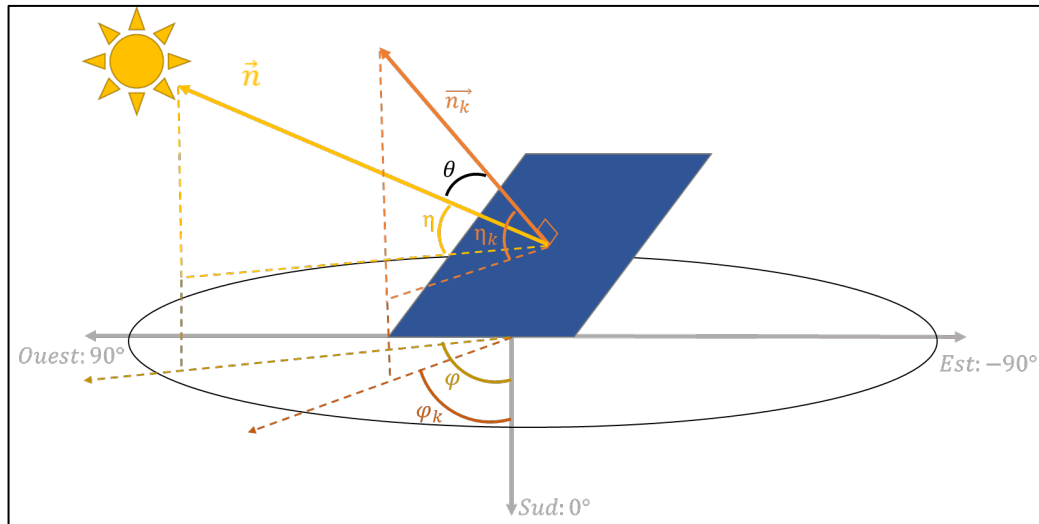


Figure 12 Schéma de base, angles et nomenclature

3.3.1 Rayonnement global sur plan un incliné :

Le rayonnement global G_k parvenant sur la surface d'un panneau solaire photovoltaïque est défini par trois composantes principales :

- Le rayonnement direct
- Le rayonnement diffus
- Le rayonnement réfléchi

Les différentes prévisions de rayonnements disponibles dans la base de données Meteotest correspondent aux rayonnements perçus dans le plan horizontal. Or les modules photovoltaïques se situent toujours (pour des raisons d'efficacité) dans un plan incliné. Il est donc nécessaire de pouvoir transformer le rayonnement perçu dans le plan horizontal en rayonnement perçu dans n'importe quel plan incliné.

Pour ce faire, l'équation suivante sera utilisée.

$$G_K [W/m^2] = (G_h - D_h) * \frac{\cos(\theta)}{\sin(\eta)} + r_D * D_h + r_R * \rho * G_h$$

Équation 2 Rayonnement global sur n'importe quel plan incliné

L'équation 2 permet d'obtenir le rayonnement global sur n'importe quel plan incliné en W/m^2 à partir des éléments suivants :

- Rayonnement global horizontal (G_h) [W/m^2]
- Rayonnement diffus horizontal (D_h) [W/m^2]
- Position du soleil (azimut et hauteur) [$^\circ$]
- Inclinaison et azimut du plan en question [$^\circ$]
- Profil d'horizon (azimut et hauteur de l'horizon lointain et proche) [$^\circ$]

Afin de bien comprendre cette équation il est nécessaire de la décomposer :

3.3.1.1 Rayonnement direct :

$$G_K [W/m^2] = (G_h - D_h) * \frac{\cos(\theta)}{\sin(\eta)} + r_D * D_h + r_R * \rho * G_h$$

Cette première partie correspond au rayonnement direct incident sur le panneau solaire. Le coefficient $\frac{\cos(\theta)}{\sin(\eta)}$ correspond au rapport entre le rayonnement direct sur plan horizontal et le rayonnement direct sur plan incliné.

La figure 13 ci-dessous permet d'illustrer ce rapport de transformation basé sur le théorème du sinus.

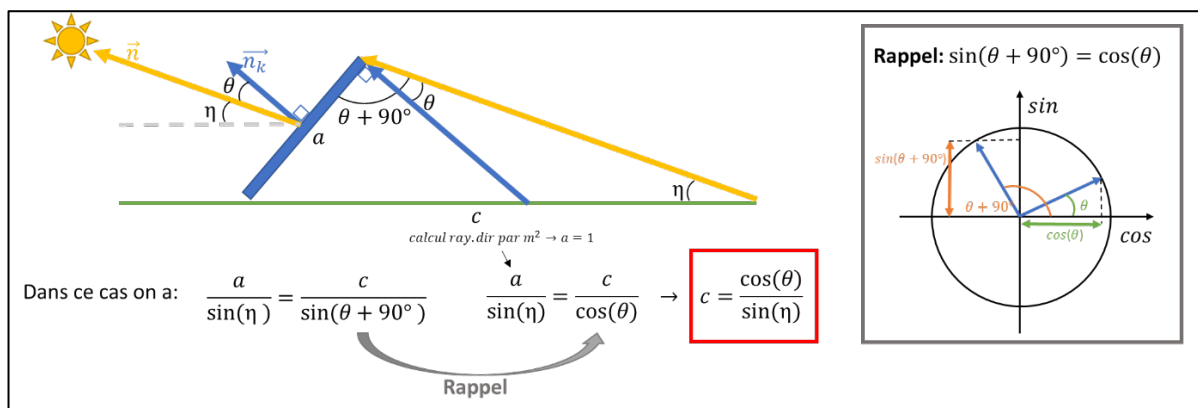


Figure 13 Explication du facteur de transformation $\cos(\theta)/\sin(\eta)$

Les valeurs de rayonnement étant données pour un référentiel horizontal, on peut donc en déduire que le rayonnement incident sur le plan incliné correspond au rayonnement direct horizontal multiplié par la proportion de surface d'ombre créée par le panneau solaire. En d'autres termes, le rayonnement direct total frappant le panneau solaire (plan incliné) correspond au rayonnement horizontal qui aurait frappé la surface d'ombre créée par le panneau solaire.

Comme illustré dans la figure 12 en début de chapitre, l'angle θ correspond à l'angle formé par les vecteurs \vec{n} et \vec{n}_k (respectivement le vecteur directeur des rayons du soleil et le vecteur normal à la surface des panneaux solaires). Cet angle, illustré avec l'angle η dans un simple plan vertical sur la figure 13 peut donc logiquement se retrouver sur un tout autre plan. Son calcul devient alors plus complexe. Pour le calculer la méthode suivante sera appliquée :

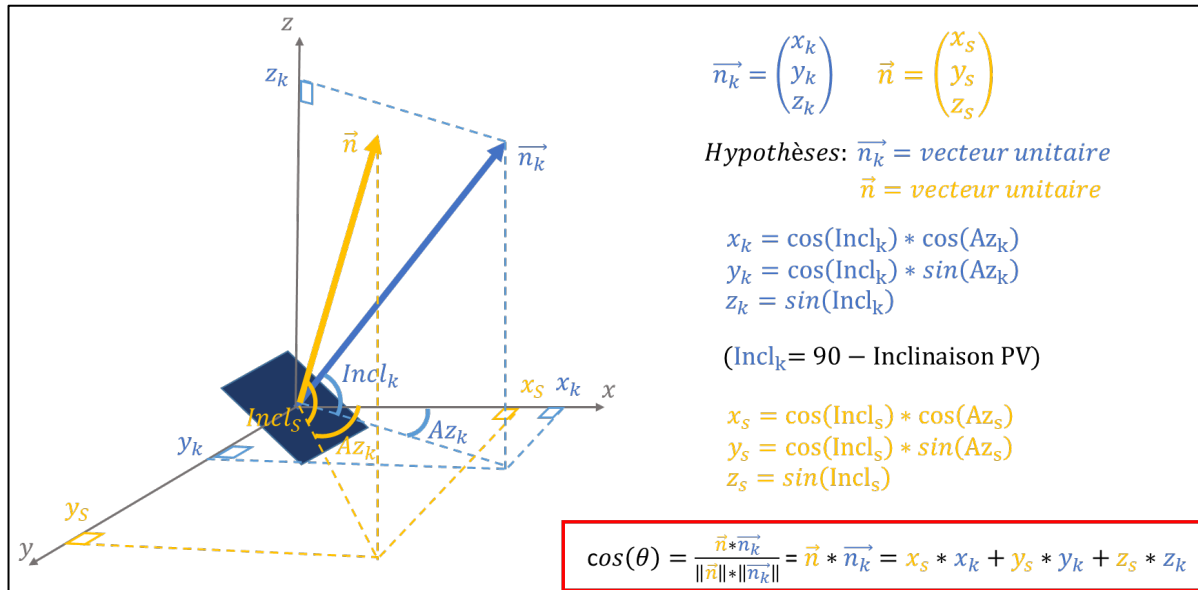


Figure 14 Calcul de l'angle entre les vecteurs n et nk

Comme illustré sur la figure 14 ci-dessus, l'utilisation de la définition mathématique de l'angle entre deux vecteurs (découlant directement de l'inégalité de Cauchy-Schwarz[24]) permet de définir l'angle θ (plus précisément de définir directement le cosinus de ce dernier). En effet, en émettant l'hypothèse que les vecteurs \vec{n} et \vec{n}_k sont des vecteurs unitaires (norme = 1) le cosinus de l'angle θ devient alors égal à leur produit scalaire. Connaissant les angles d'inclinaison et d'azimut des deux vecteurs ($\text{Incl}_k, \text{Az}_k, \text{Incl}_s, \text{Az}_s$), on peut en dégager leurs coordonnées tridimensionnelles permettant ensuite la résolution de leur produit scalaire.

3.3.1.2 Rayonnement diffus :

$$G_K [W/m^2] = (G_h - D_h) * \frac{\cos(\theta)}{\sin(\eta)} + \boxed{r_D * D_h} + r_R * \rho * G_h$$

Cette seconde partie de l'équation correspond au rayonnement diffus dans le plan incliné. Elle fait intervenir le coefficient r_D (correspondant au facteur de vue du ciel) ainsi que le rayonnement diffus dans le plan horizontal D_h .

Le facteur de vue du ciel est défini par l'équation suivante :

$$r_D = \frac{1}{4 \cdot \pi} \cdot \int_{\Theta=\Theta_k-90^\circ}^{\Theta=\Theta_k} \int_{\varphi=0^\circ}^{\varphi=360^\circ} z(\Theta, \varphi) \cdot \cos(\Theta) \cdot d\Theta \cdot d\varphi$$

Équation 3 Calcul du facteur de vue du ciel

Il s'agit d'une équation complexe faisant intervenir la notion d'angle solide. Afin de la comprendre, il est donc nécessaire de saisir cette notion.

Angle solide :

L'angle solide est l'analogue tridimensionnel de l'angle plan.

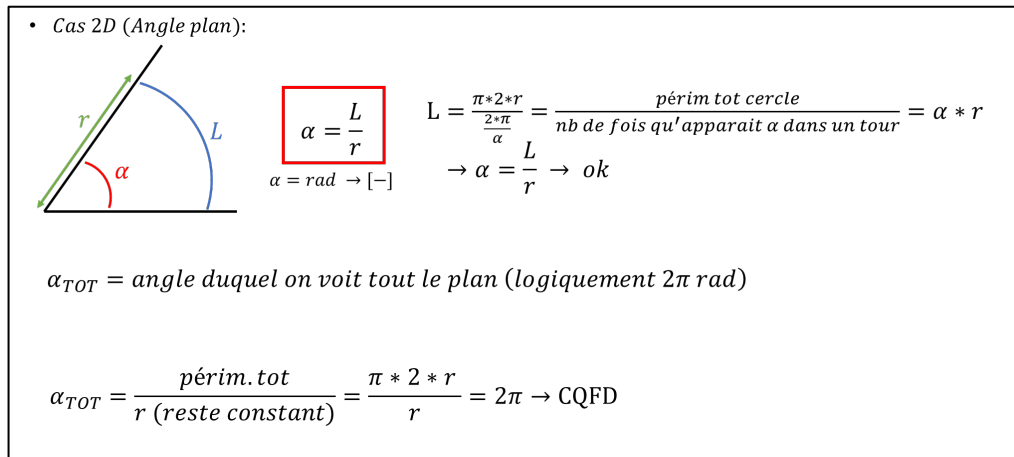


Figure 15 Angle plan

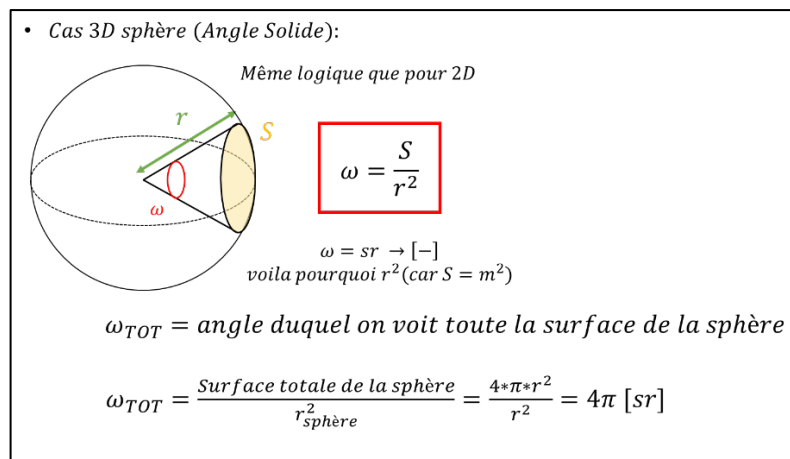


Figure 16 Angle solide : cas d'une sphère

Dans le cas de l'angle plan (illustré dans la figure 15) l'angle alpha [rad] calculé est sans dimension. Il est simplement décrit par le rapport entre la longueur d'arc qu'il forme sur le pourtour du cercle dont il fait partie et le rayon de ce dernier.

Utilisant cette même approche (voir figure 16), on peut donc dire que l'angle solide ω correspond au rapport entre la surface qu'il décrit sur le pourtour de la sphère dont il fait partie et le rayon de cette dernière élevé au carré. On élève le rayon de la sphère au carré afin que le résultat du rapport $\frac{S}{r^2}$ soit bien adimensionnel tout comme pour l'angle plan. On note la non-dimension de ω [sr] pour stéradians.

L'idée de base de l'équation 3 est donc d'utiliser cet outil mathématique pour définir la proportion de ciel et de sol visible par le panneau solaire. On peut assimiler le champ de vision global du panneau solaire à une sphère. On sait à présent que l'angle solide total pour une sphère (c'est-à-dire l'angle solide duquel on peut « voir » la totalité de la surface de la sphère) est de 4π . Il s'agit d'une constante dont on peut alors se servir comme référence pour calculer un rapport (le facteur de vue du ciel).

Pour cela, il suffira d'effectuer le ratio : $\frac{\omega_{\text{visible}}}{\omega_{\text{total}}}$.

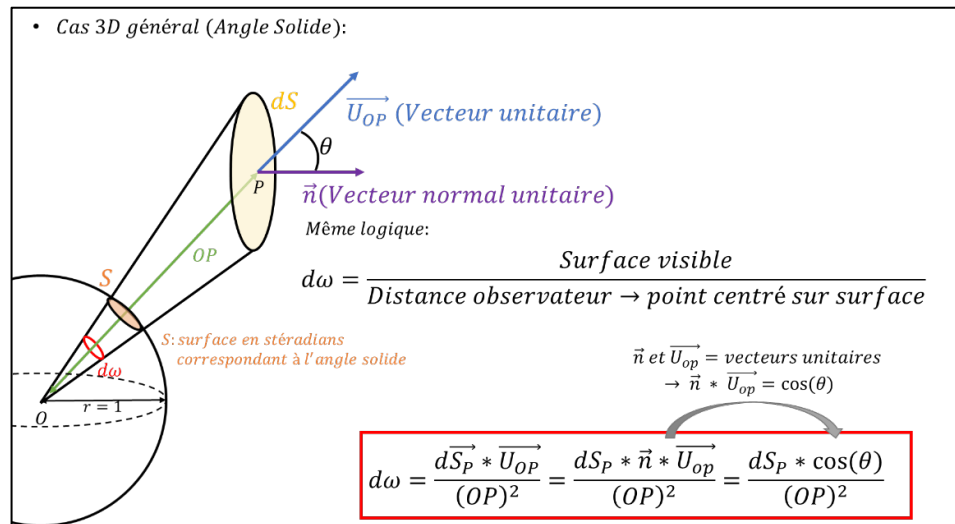


Figure 17 Cas général angle solide

La figure 17 décrit l'équation générale d'un angle solide. En intégrant l'équation finale des deux côtés, on obtient la relation suivante :

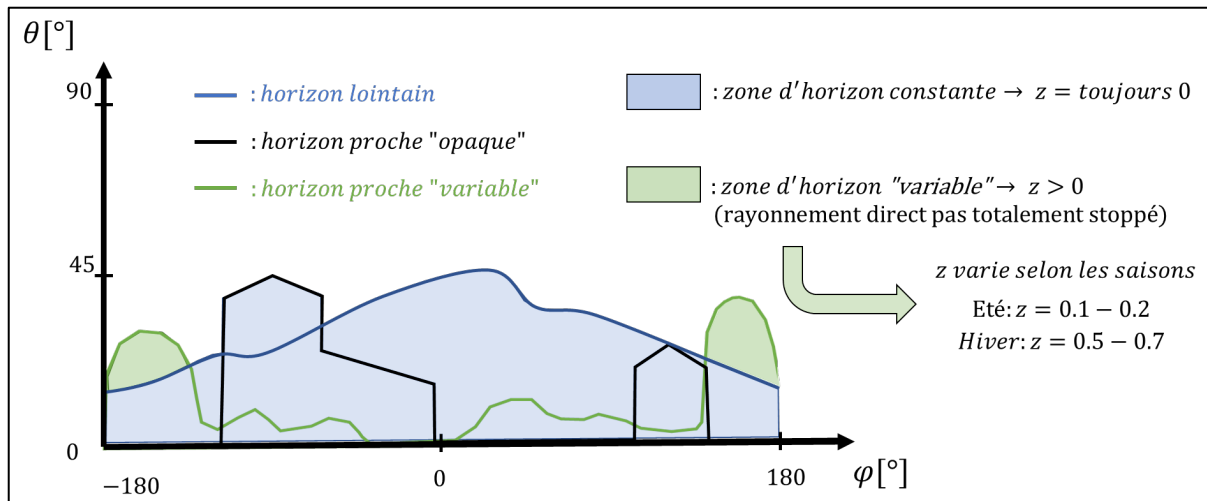
$$\omega = \int \frac{dS_P * \cos(\theta)}{(OP)^2} \quad \omega = \int dS_P * \cos(\theta)$$

Hypothèse: sphère de rayon = 1 $\rightarrow (OP)^2 = 1$

Afin de simplifier les calculs, on considère le rayon de la sphère dont on analyse la surface visible comme étant égal à 1. Dans notre cas, l'angle θ correspond à l'angle d'incidence du soleil sur le panneau solaire (voir figure 12).

Reprenons l'explication de l'équation 3 :

La surface variable dS_P ci-dessus correspond à la surface effectivement visible du ciel (elle vaudra au maximum 2π). Afin de définir cette surface, il est nécessaire d'introduire une nouvelle fonction : la fonction $z(\varphi, \theta)$ visible dans l'équation 3. Cette fonction aura pour but de définir la partie de ciel visible à l'aide de l'horizon défini par son azimut et son inclinaison (voir figure 18) et la trajectoire du soleil. Le principe est le suivant : comparer pour chaque azimut la hauteur du soleil et de l'horizon. Si le soleil est caché derrière l'horizon (altitude du soleil < altitude de l'horizon), alors on considère cette partie du ciel comme « non visible ». La fonction $z(\varphi, \theta)$ aura alors comme valeur $z(\varphi, \theta) = 0$. Inversement, si l'horizon ne cache pas le soleil, $z(\varphi, \theta) = 1$. Il existe cependant quelques exceptions. En effet, si l'horizon proche est composé d'arbres laissant passer plus ou moins la lumière, la valeur de $z(\varphi, \theta)$ variera selon les saisons.

Figure 18 Cas particuliers fonction z

L'intégrale de l'équation 3 fonctionne donc en quelque sorte comme un radar balayant la surface de la sphère en effectuant des tours complets à chaque angle d'inclinaison et en additionnant les surfaces visibles lorsque la fonction $z(\varphi, \theta) > 0$.

On peut résumer la construction de cette intégrale de la manière suivante :

$$\omega^{\text{visible}} = \int \frac{dS_p \cdot \cos(\theta)}{(OP)^2} \quad (\text{équation générale angle solide})$$

$$r_D = \frac{1}{4 \cdot \pi} \cdot \int_{\Theta=\Theta_k-90^\circ}^{\Theta=\Theta_k} \int_{\varphi=0^\circ}^{\varphi=360^\circ} z(\Theta, \varphi) \cdot \cos(\Theta) \cdot d\Theta \cdot d\varphi$$

$\omega_{TOTmax}(\text{sphère})$ $\frac{\omega^{\text{visible}}}{\omega_{TOTmax}}$

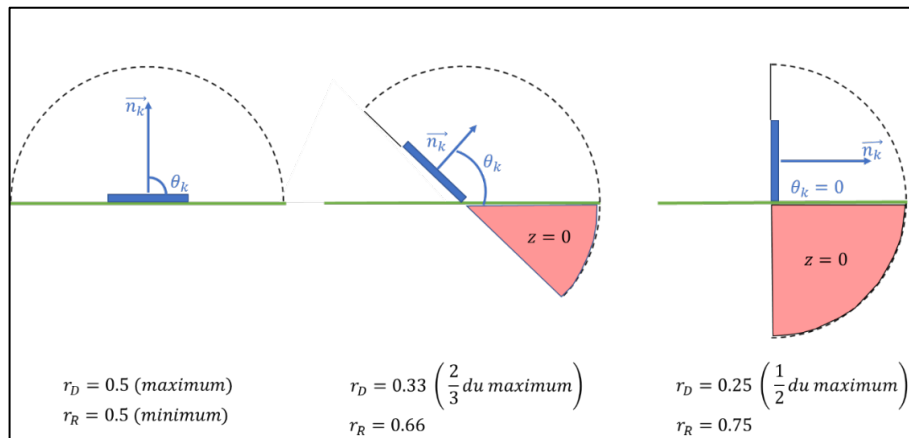
3.3.1.3 Rayonnement réfléchi :

$$G_K [W/m^2] = (G_h - D_h) \cdot \frac{\cos(\theta)}{\sin(\eta)} + r_D \cdot D_h + \boxed{r_R \cdot \rho \cdot G_h}$$

Cette dernière partie de l'équation 2 correspond au rayonnement réfléchi frappant le plan incliné. Le coefficient r_R correspond au facteur de vue du sol. On le définit de la manière suivante :

$$r_R = 1 - r_D$$

Il s'agit en quelque sorte de la surface totale de la sphère à laquelle on soustrait le facteur de vue du ciel. Ces facteurs de vue du ciel et de vue du sol sont plus facilement compréhensibles via des exemples comme ceux présents dans la figure 19.

Figure 19 Exemples représentatifs des facteurs r_D et r_R

Le coefficient ρ quant à lui, représente le coefficient d'albedo. Il est défini selon l'équation suivante :

$$\rho = \rho_0 + \delta_p * e^{-0.038(T_a+3)^2}$$

Équation 4 Facteur d'albedo

Avec :

$\rho_0 = 0.2$ (Albedo moyen de la surface de la terre selon le modèle de *Hays and Davies*³)

$\delta_p = 0.3$

Type de surface	Albédo de Bond (0 à 1)
Corps noir parfait	0
Surface de lac	0,02 à 0,04
Forêt de conifères ¹	0,05 à 0,15
Forêt de feuillus ¹	0,15 à 0,20
Surface de la mer	0,05 à 0,15
Sol sombre	0,05 à 0,15
Cultures	0,15 à 0,25
Sable léger et sec	0,25 à 0,45
Calcaire ²	environ 0,40
Nuage	0,5 à 0,8
Glace	environ 0,60
Neige tassée	0,40 à 0,70
Neige fraîche	0,75 à 0,90
Miroir parfait	1

L'albedo correspond au rapport entre le rayonnement frappant une surface et le rayonnement qui en est réfléchi. Plus ce coefficient est élevé, plus la surface est dite « réfléchissante ».

On constate que l'albedo ainsi défini dans l'équation 4 est égal à 0.5 pour $T_a \leq -3^\circ\text{C}$ ce qui correspond environ à l'albedo moyen d'un sol couvert de neige tassée (estimation logique au vu de la température). L'albedo aura tendance à diminuer lorsque la température augmente jusqu'à atteindre la limite asymptotique de 0.2 correspondant environ à celui d'un sol sombre. Cette valeur de 0.2 correspond également à un sol accueillant des cultures. Ce mélange entre sol sombre et cultures représente de manière cohérente le territoire suisse (Voir figure 20 ci-contre).

Figure 20 Facteurs de réflexion solaire en fonction du type de sol [25]

³ https://www.researchgate.net/publication/320657721_Comparison_of_Modelled_and_Measured_Tilted_Solar_Irradiance_for_Photovoltaic_Applications

3.3.2 Pertes par flux thermiques :

Comme expliqué précédemment, le rendement d'un panneau solaire fluctue avec sa température. Plus celle-ci est élevée, moins bon sera son rendement. Chaque type de panneau solaire possède une résistance spécifique à la température. Cette résistance est définie par un coefficient appelé coefficient de température [%/K]. Dans le cadre de ce projet, on s'intéresse uniquement à la puissance produite par l'installation photovoltaïque, on utilisera donc uniquement le facteur de variation de puissance en fonction de la température α_p [%/K] pour effectuer les corrections de puissance adéquates.

Les données techniques des panneaux solaires sont données pour les conditions STC (rayonnement : 1000W/m², température des cellules : 25°C, masse d'air : AM 1.5). C'est au-delà des 25°C STC que les performances du panneau solaire baissent[26].

Pour déterminer la température d'un panneau solaire photovoltaïque, il est nécessaire d'effectuer un bilan des flux thermiques de ce dernier (pertes et absorption de chaleur). On simplifie ce calcul en admettant que l'inertie thermique du panneau solaire est négligeable. Les flux thermiques considérés sont illustrés dans la figure 21.

Le bilan des flux thermiques à l'équilibre peut être décrit grâce à l'équation suivante :

$$E_{reçue} = E_{perdue}$$

$$Q_{ray} + Q_{env} = Q_{pv}$$

$$(E_{ray} * S_{pv}) + (\varepsilon * \sigma * 2 * S_{pv} * T_0^4) = (\varepsilon * \sigma * 2 * S_{pv} * T_{pv}^4)$$

On obtient alors, par résolution, l'équation 5 ci-après décrivant la température d'équilibre d'un panneau solaire en fonction du rayonnement incident sur ce dernier ainsi que la température ambiante :

$$T_{PV} = \sqrt[4]{\frac{Q_{ray}}{\varepsilon * \sigma * 2 * S_{pv}} + T_0^4}$$

Équation 5 Température d'équilibre d'un panneau solaire

Avec :

ε = émissivité du panneau solaire ± 0.9 [-]

σ = constante de Boltzmann = $5.67 \cdot 10^{-8}$ [W/m²K⁴]

S_{pv} = surface du panneau solaire [m²]

T_0 = température de l'environnement [K]

T_{pv} = température d'équilibre du panneau [K]

La température d'équilibre une fois calculée, on peut estimer les pertes engendrées par la surchauffe si cette dernière s'élève au-dessus de 25°C à l'aide du coefficient α_p [%/K] comme expliqué précédemment.

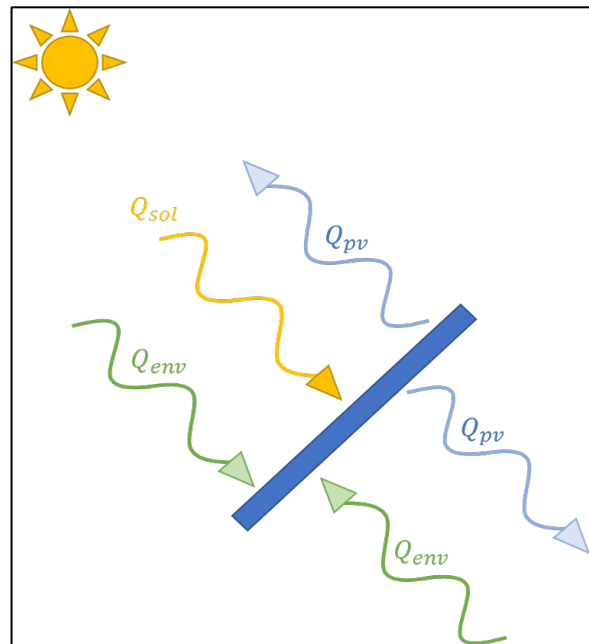


Figure 21 Flux thermiques d'un panneau solaire photovoltaïque

3.3.3 Gestion des ombrages dus aux horizons proches :

Une problématique majeure lors du calcul de la prévision de production photovoltaïque est l'impact des ombrages créés par des obstacles se situant à proximité de l'installation. Ces obstacles proches créent des ombres « localisées » sur une partie de l'installation (à l'instar de l'horizon lointain ombrageant toujours l'ensemble de l'installation) et peuvent engendrer, on l'a vu, des variations de puissance importantes. Il est donc nécessaire de pouvoir quantifier précisément la proportion de l'installation dans l'ombre afin d'estimer au mieux ces pertes de production. Pour ce faire, l'approche statistique de la méthode de Monte Carlo sera utilisée.

Cette méthode consiste à utiliser, par informatique, des nombres générés aléatoirement dans le but de trouver, mesurer ou vérifier une solution d'un modèle quantitatif. Elle est notamment utilisée dans les problèmes de calculs de surfaces complexes [27]. Le principe général de la méthode peut être vulgarisé de la manière suivante :

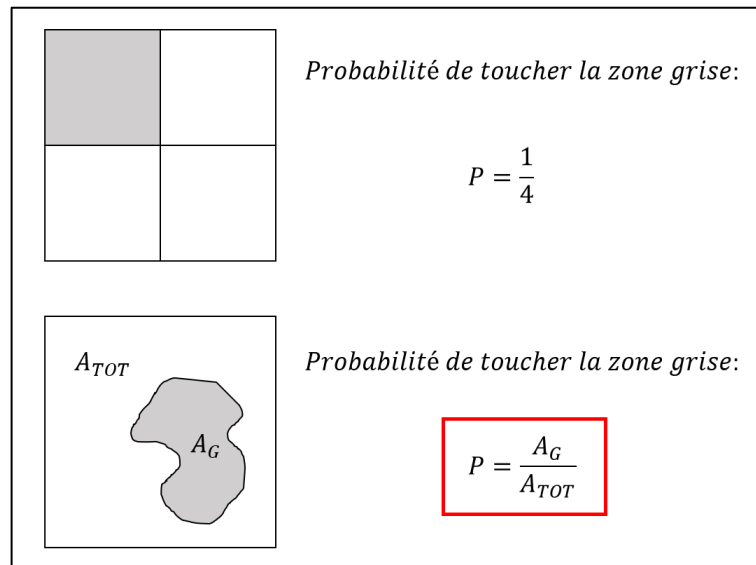


Figure 22 Illustration simplifiée de la méthode de Monte-Carlo

Soit une cible carrée de surface A_{TOT} connue dont un quart de la surface est grisée (voir figure 22 ci-dessus). La probabilité qu'une fléchette lancée sur cette cible atterrisse dans la zone grisée est intuitivement d'un quart. Prenons à présent une cible identique dont la surface grisée A_G est inconnue. La probabilité que cette même flèche tombe dans cette zone sera alors de :

$$P = \frac{A_G}{A_{TOT}}$$

C'est afin de définir la surface A_G qu'on utilise la méthode d'approximation de Monte Carlo. Le principe étant de « lancer un grand nombre de fléchettes » de manière aléatoire (suivant une distribution normale) et de comparer le nombre de fléchettes ayant atterri dans la zone grisée avec le nombre total de fléchettes tirées. En effectuant le ratio entre ces deux valeurs, on obtient le pourcentage de fléchettes ayant atterri dans la zone. Si le nombre de fléchettes tirées est infini, alors ce rapport correspondra parfaitement (mathématiquement parlant) au rapport entre les surfaces A_G et A_{TOT} . Connaissant A_{TOT} on peut alors déterminer A_G de la manière suivante :

$$A_G = \frac{N_{AG}}{N_{ATOT}} * A_{TOT}$$

Équation 6 Détermination de la surface complexe A_G

Avec :

N_{AG} = nombre de fléchettes tombées dans la zone grisée

N_{ATOT} = nombre total de fléchettes tirées

On peut rapporter cette méthode au calcul de la proportion de toiture ombragée, dans le but de déterminer aussi précisément que possible les pertes de production.

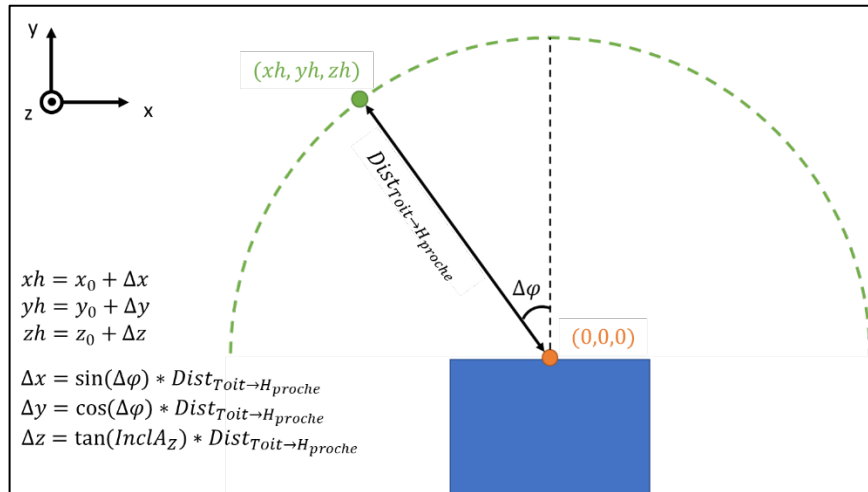


Figure 23 Définition des coordonnées tridimensionnelles de l'horizon proche

Pour ce faire, la première étape consiste à déterminer les coordonnées tridimensionnelles de l'horizon proche gênant l'habitation (voir figure 23 ci-dessus). Il est pour cela nécessaire de connaître l'azimut φ , l'inclinaison $InclA_Z$ ainsi que la distance de chaque point de l'horizon proche en question. On peut alors calculer les coordonnées tridimensionnelles de ces points d'horizon en prenant comme référence le point central inférieur du panneau solaire (en orange dans la figure 23). Dans le cas d'un horizon proche complexe composé d'obstacles à différentes distances, on regroupe les obstacles en fonction de leur distance à l'installation et on effectue cette étape séparément sur chacun de ces groupes.

Les coordonnées tridimensionnelles de chacun des horizons proches étant connus (c'est-à-dire qu'on a défini la surface complexe A_G), il est à présent nécessaire de définir mathématiquement les limites du panneau solaire (représentant la surface totale A_{TOT}). En effet, c'est ce dernier qui servira de « cible ». Cependant, à l'instar d'une cible sur laquelle on lance des fléchettes, c'est depuis le panneau solaire que les fléchettes vont être tirées en direction du soleil.

Les limites du module sont définies de la manière suivante :

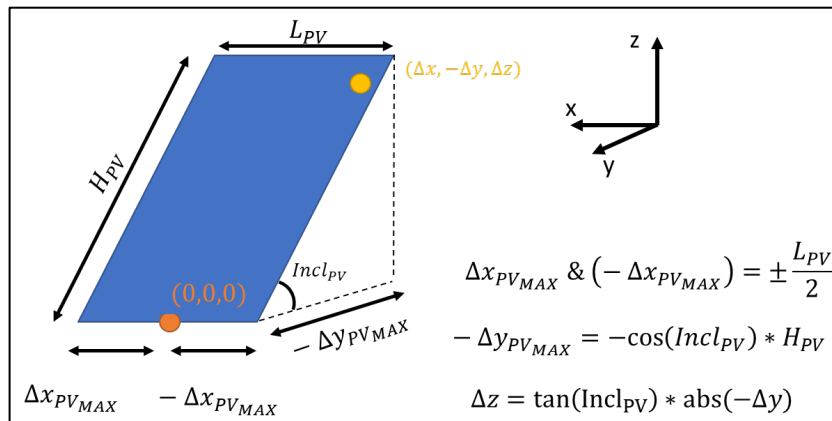


Figure 24 Calcul des coordonnées limites du panneau solaire pour la méthode de Monte-Carlo

Comme expliqué précédemment, la méthode de Monte-Carlo utilise des nombres aléatoires afin de générer un grand nombre de points suivant une distribution normale (représentés précédemment par des fléchettes). Afin d'être certain que ces points se situent dans la zone de calcul il est nécessaire de pouvoir définir les limites de cette zone mathématiquement. Connaissant les dimensions de bases du panneau solaire (longueur, hauteur) ainsi que son inclinaison, on peut définir les coordonnées

tridimensionnelles de tous les points qui le composent (en jaune sur la figure 24) et donc les limites géométriques en dehors desquelles le calcul ne s'appliquera pas.

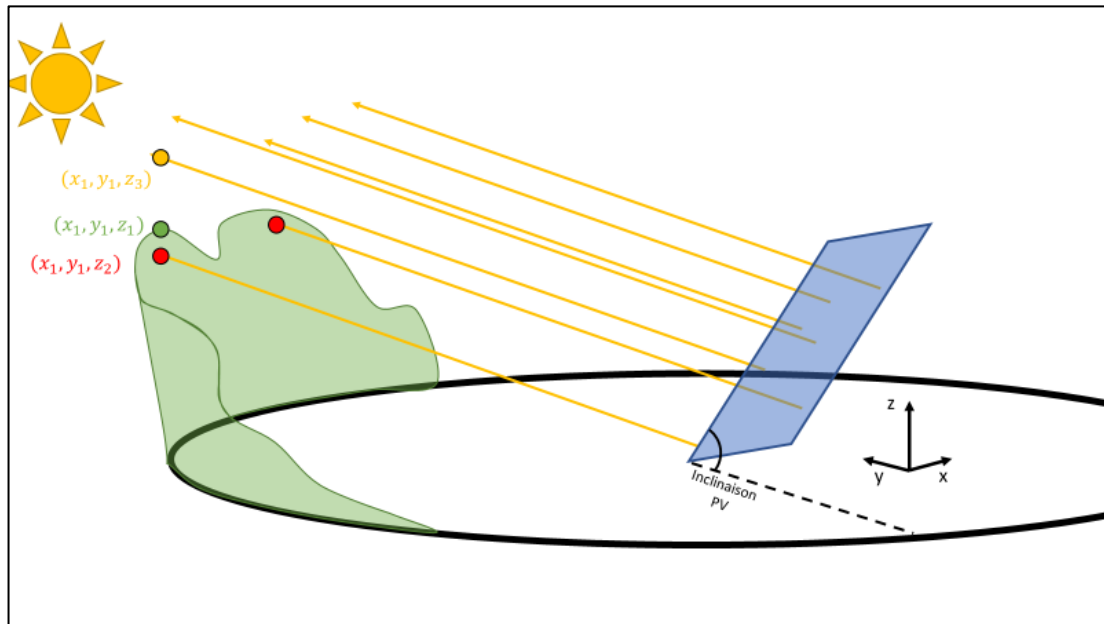


Figure 25 Trajectoire des rayons du soleil et détermination de la surface ombragée

La suite de la méthode consiste à utiliser la position horaire du soleil (azimut + inclinaison) afin d'en définir un vecteur directeur. Ce vecteur directeur \vec{n} (déjà défini dans la figure 14) sera utilisé pour « tracer » des droites simulant les rayons du soleil et partant des points (aux coordonnées aléatoirement définies) situés sur le panneau solaire. Le Soleil étant situé à une UA (Unité Astronomique) de la Terre [28] (soit environ 150 millions de kilomètres)⁴ on considère les rayons frappant la Terre comme étant parallèles. Un seul vecteur directeur horaire est donc nécessaire.

On détermine si la droite tracée passe en dessous ou au-dessus de l'horizon en comparant leurs coordonnées verticales pour deux mêmes x et y. Si la coordonnée verticale de la droite est plus grande que celle de l'horizon (cas jaune sur la figure 25), alors aucune ombre ne sera présente sur le panneau solaire au point de départ de cette droite. À l'inverse si la coordonnée verticale de la droite est plus basse, cela signifie que le point de départ de celle-ci est dans l'ombre.

En comptabilisant le nombre de droites heurtant l'horizon avec le nombre total de droites tirées, on peut déterminer la proportion d'ombrage présent sur le panneau solaire (via l'équation 6).

Comme expliqué dans le point 2.1.2.2, il est impossible de quantifier précisément l'impact d'un tel ombrage sur la production totale sans connaître précisément les cellules touchées, la structure interne des modules et les branchements entre ces derniers. Il faudra donc estimer ces pertes au cas par cas. Cependant, pour des installations dotées de micro-onduleurs sur chaque module, on peut considérer ces pertes comme linéairement proportionnelles à l'ombrage ce qui permet une implémentation simplifiée du calcul. Dans le cas contraire une fonction décrivant l'impact de cet ombrage devra être définie au cas par cas.

⁴ Une unité astronomique correspond à la distance moyenne annuelle entre la Terre et le Soleil

3.4 ROUTINE MATLAB

Ce point abordera les différentes fonctionnalités de la routine programmée pour ce projet sur le logiciel Matlab (code brut disponible en annexe 8.5).

Dans le temps imparti, l'implémentation du calcul de prévision simultanée de plusieurs installations n'a pas pu être réalisée. Seule une unique installation (celle de Mr.Morand) a pu être simulée. Cependant, l'outil développé utilisant les données provenant de bases de données ou d'applications disposant de plusieurs sites de mesures, différentes installations pourraient être simulées après quelques modifications.

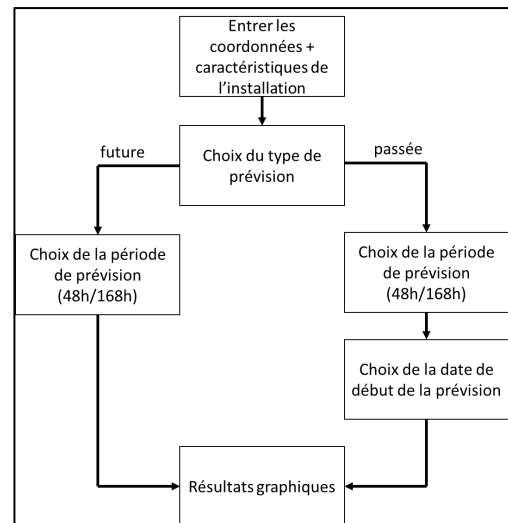


Figure 26 Schéma de principe de l'outil développé

3.4.1 Fonctionnement et fonctionnalités

3.4.1.1 Horizon lointain et données météorologiques personnalisés

La première étape lors du lancement de l'algorithme est d'entrer les coordonnées GPS de l'installation et vérifier que les informations caractérisant celle-ci soient correctement définies dans le code sous la rubrique « CARACTERISTIQUES INSTALLATION » (ligne 14 du code). Comme expliqué précédemment, l'outil obtient, grâce à ces deux coordonnées, l'horizon lointain précis de l'installation ainsi que l'identifiant du site Meteotest le plus proche⁵ permettant la récupération des prévisions météo adéquates (voir figure 27 ci-dessous).

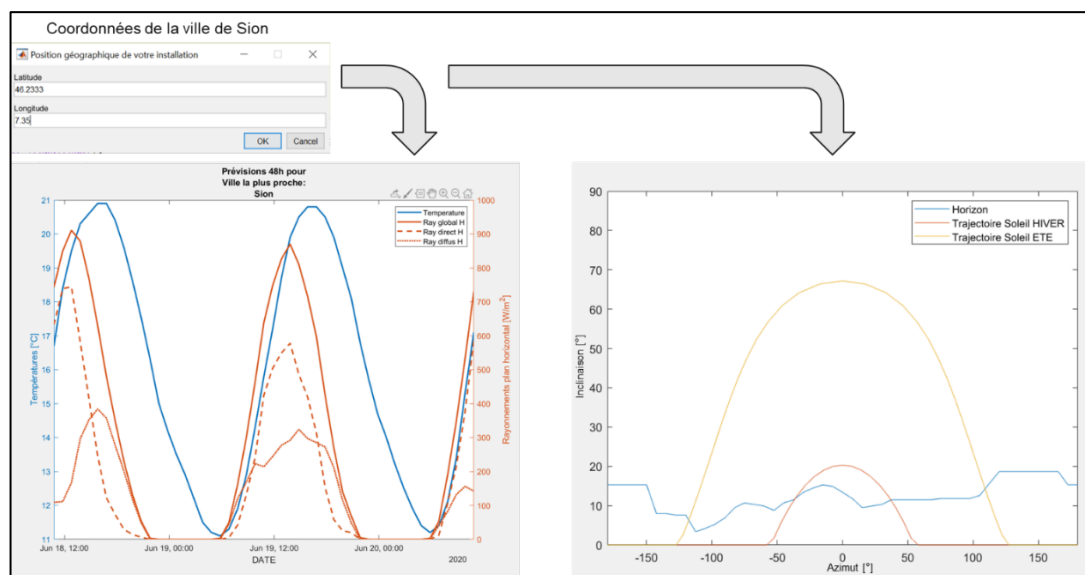


Figure 27 Récupération des données d'horizon lointain et météorologiques (exemple pour une période de 48h) via les coordonnées GPS de l'installation

⁵ La méthode utilisant le site de prévision le plus proche n'est pas la méthode optimale, les conditions météorologiques dépendant principalement des reliefs et de l'altitude plus que de la position géographique. Cette méthode reste toutefois précise pour des territoires plats et sans grands reliefs.

3.4.1.2 Choix du type de prévision

L'utilisateur choisit ensuite le type de prévision qu'il souhaite effectuer. Soit il s'agit d'une prévision future, soit d'une prévision de production passée. Cette deuxième possibilité permet à l'utilisateur en possession des données de production réelles de quantifier la précision de l'outil de prévision (voir chapitre 4). Dans les deux cas, l'utilisateur a le choix entre une période de calcul de 48h ou 168h. Si l'utilisateur choisit un calcul de production passée, il devra également introduire la date de début de la période qu'il souhaite analyser (voir figure 26). La période de calcul de production passée s'effectue toujours sur des journées complètes. Dans le cas d'une production future, la période de calcul débute à l'heure précise du lancement de l'algorithme.

3.4.1.3 Présentation graphique des résultats

Quelle que soit la prévision choisie, les résultats sont illustrés sous forme de deux graphiques :

Le premier indique à l'utilisateur les données météorologiques utilisées pour les calculs et le second illustre la prévision de production de l'installation (voir figure 28 ci-dessous).

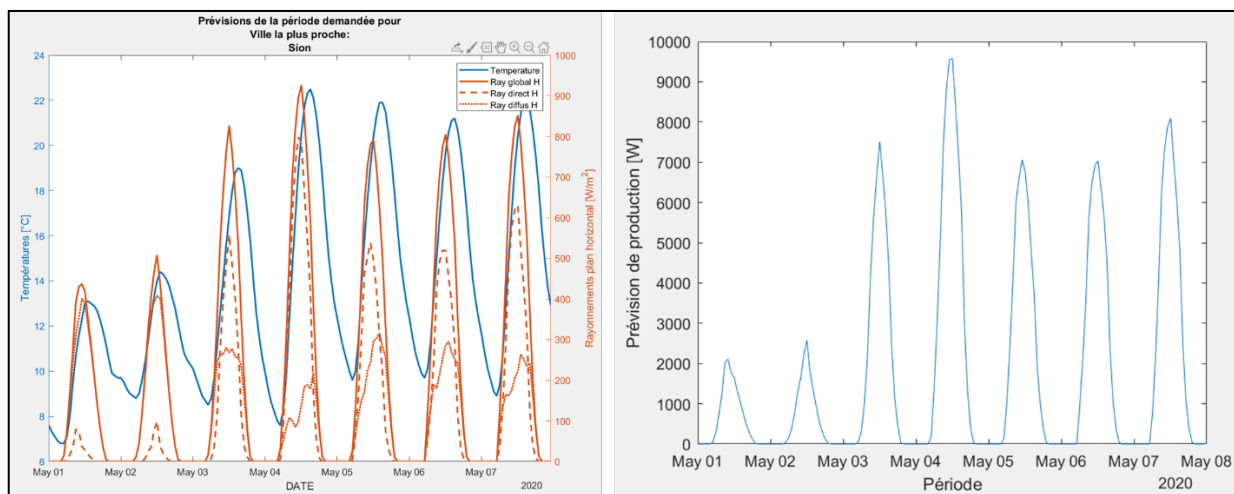


Figure 28 Outputs graphiques de l'outil de prévision

Dans le cas d'un calcul de production passée, la possibilité de comparer les données prévues avec les données de production réelles sur un même graphique a été imaginée. Cependant, les données réelles de production de l'installation étudiée lors de ce projet n'étant pas accessibles via une base de données interrogeable automatiquement, cette fonctionnalité n'a pas pu être implémentée.

4 RÉSULTATS ET ANALYSE DE PRÉCISION DE L'ALGORITHME

Comme expliqué dans le point 1.3, deux prévisions de production principales ont été effectuées pour une seule installation. L'une présentant les résultats d'une période hivernale (du 23.02.2020 au 29.02.2020) et l'autre d'une période estivale (du 19.06.2020 au 25.06.2020). Les différentes analyses et discussions des résultats présentées dans ce chapitre se basent sur ces deux périodes uniquement. L'intérêt principal d'effectuer des prévisions sur deux périodes opposées d'un point de vue météorologique (représentant les deux extrêmes du spectre météorologique annuel) est que cela permet de tester la fiabilité et la robustesse du modèle en toute situation.

4.1 OUTILS D'ANALYSE DE PRÉCISION UTILISÉS

L'analyse de la précision de l'algorithme a été effectuée à l'aide des outils mathématiques suivants :

- Coefficient de corrélation
- MAPE
- MADP

4.1.1 Coefficient de corrélation (Microsoft Office) :

Le coefficient de corrélation (voir équation 7 ci-dessous) permet d'illustrer le lien entre deux séries de mesures (dans notre cas les valeurs de production réelle et les valeurs issues de la prévision). Il indique si celles-ci suivent ou non la même tendance. Un coefficient de corrélation de 0 indique qu'aucun lien entre les séries n'est observable. À l'inverse, un coefficient de 1 indique que les deux séries suivent parfaitement la même tendance. Il sera utilisé pour compléter les deux indicateurs d'analyse de précision suivants.

$$\text{Correl}(X, Y) = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}}$$

Équation 7 Coefficient de corrélation Microsoft Office [29]

4.1.2 MAPE (Mean Absolute Percentage Error) :

Cet outil, souvent utilisé dans le calcul de précision d'algorithmes de prévision, indique l'écart moyen entre la valeur réelle et la valeur prévue. Cet outil est défini par l'équation suivante :

$$M = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right|$$

Équation 8 Formule MAPE[30]

Avec :

n = nombre de valeurs

A_t = valeur réelle

F_t = valeur prévue

La MAPE à l'avantage d'être facilement compréhensible et de donner un bon aperçu de la précision d'un modèle. Par exemple, une MAPE de 10% signifie que l'écart moyen entre la valeur réelle et celle prévue est de 10% sur l'ensemble de la période étudiée. L'interprétation des résultats de la MAPE est illustrée dans la figure 29. Une MAPE située entre 0 et 50% indique que le modèle de prévision reste relativement précis.

MAPE	Interpretation
<10	Highly accurate forecasting
10-20	Good forecasting
20-50	Reasonable forecasting
>50	Inaccurate forecasting
Source: Lewis (1982, p. 40)	

Figure 29 Interprétation des valeurs de MAPE[31]

La MAPE a cependant l'inconvénient de ne pas être définie pour des valeurs réelles de 0 et de biaiser les résultats pour des valeurs proches de 0. Ce qui est le cas de la production photovoltaïque durant la nuit ou au petit matin par exemple. Ces valeurs nulles de production ont donc été ignorées lors du calcul des MAPE présentées dans le point 4.2.3 mais les valeurs proches de 0 ont quant à elles tout de même été prises en compte. Afin d'obtenir une vision globale de la précision de l'algorithme développé, et relativiser les résultats potentiellement biaisés de la méthode MAPE, un troisième outil d'analyse complémentaire a été utilisé : la MADP.

4.1.3 MADP (Mean Absolute Deviation Percentage) :

La MADP est définie par l'équation 9 ci-dessous. Il s'agit du calcul de la MAD (Mean Absolute Deviation) du set de données analysées (réelles et prévues), divisée par la moyenne des valeurs réelles.

$$MADP = \frac{\sum_{k=1}^N |F_k - A_k|}{\sum_{k=1}^N |A_k|}$$

Équation 9 Formule MADP [32]

Cet outil exprime la déviation en pourcentage des valeurs obtenues par rapport à la moyenne des valeurs analysées. Elle permet d'estimer la dispersion des données. Seule, elle ne serait pas pertinente. Ce pourquoi, le coefficient de corrélation présenté précédemment est nécessaire afin de compléter les résultats obtenus.

4.2 RÉSULTATS DE PRÉVISION ET PRÉCISION DE L'ALGORITHME

4.2.1 Résultats pour la période estivale

4.2.1.1 Prévision de production horaire

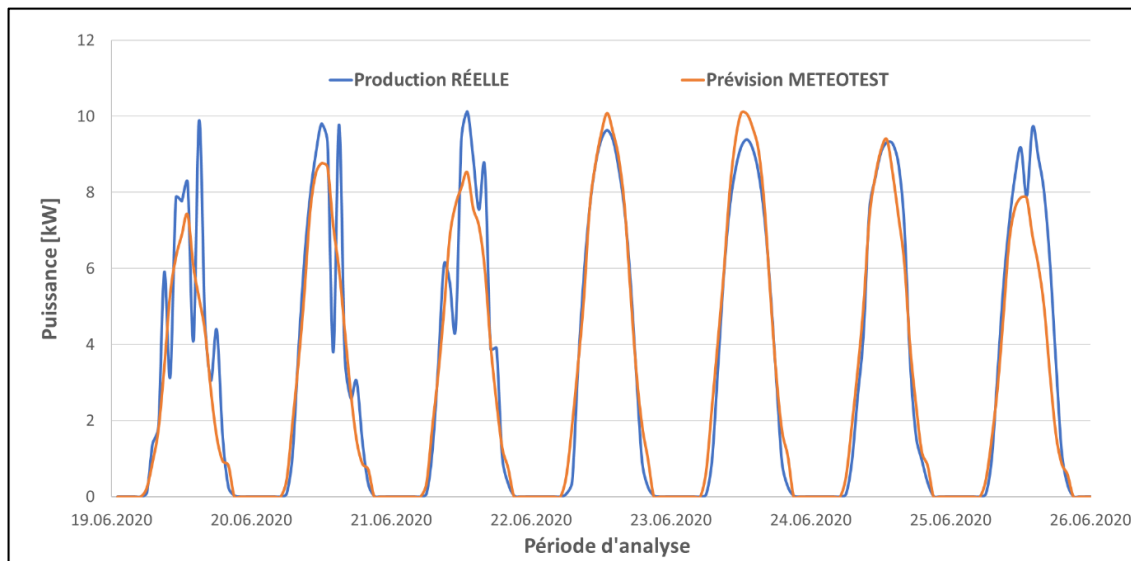


Figure 30 Résultats de prévision de production horaire et comparaison avec la production réelle pour la période estivale

Les résultats de prévision de production horaire obtenus pour la période estivale sont visibles sur la figure 30 ci-dessus. De manière générale, on constate que les prévisions obtenues sont relativement précises. Il est intéressant de noter que les résultats obtenus par l'algorithme sont meilleurs lors de jours non nuageux comme l'ont été les 22, 23 et 24 juin. Ceci peut s'expliquer par le fait que les prévisions météorologiques utilisées seront plus précises pour des journées totalement claires (les variations de luminosité ponctuelles étant difficilement prévisibles). Il est également à noter que les prévisions météorologiques utilisées correspondent à celles de la ville de Sion se situant à quelques kilomètres de l'installation étudiée. Il se peut donc que ce décalage géographique influence aussi les résultats.

On constate cependant assez rapidement les limites de l'algorithme. En effet le modèle développé n'est pas en mesure de prédire les diverses variations brutales (dus notamment aux passages nuageux) visibles dans les données de production réelles (en bleu) le 19 juin par exemple. Malheureusement, ce sont principalement ces variations brutales qui posent des problèmes pour la gestion du réseau. Il s'agit donc d'une des pistes d'amélioration non négligeable qui sera mentionnée plus tard dans ce rapport.

4.2.1.2 Prédiction de production énergétique

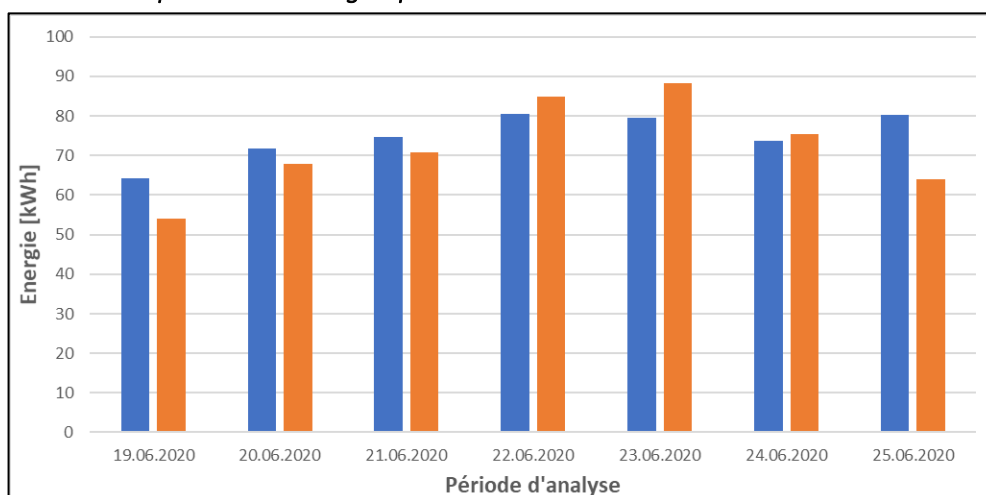


Figure 31 Résultats de prédiction de production d'énergie et comparaison avec la production réelle pour la période estivale

Sur la figure 31 ci-dessus, les résultats de production énergétique pour la période estivale sont illustrés. Ces résultats étant obtenus par intégration des courbes de production présentées précédemment dans la figure 30, les mêmes tendances de précision principales y sont visibles bien que les écarts importants constatés précédemment pour les jours nuageux soient atténués dû à la nature (intégrale) du calcul énergétique.

4.2.2 Résultats pour la période hivernale

4.2.2.1 Prédiction de production horaire

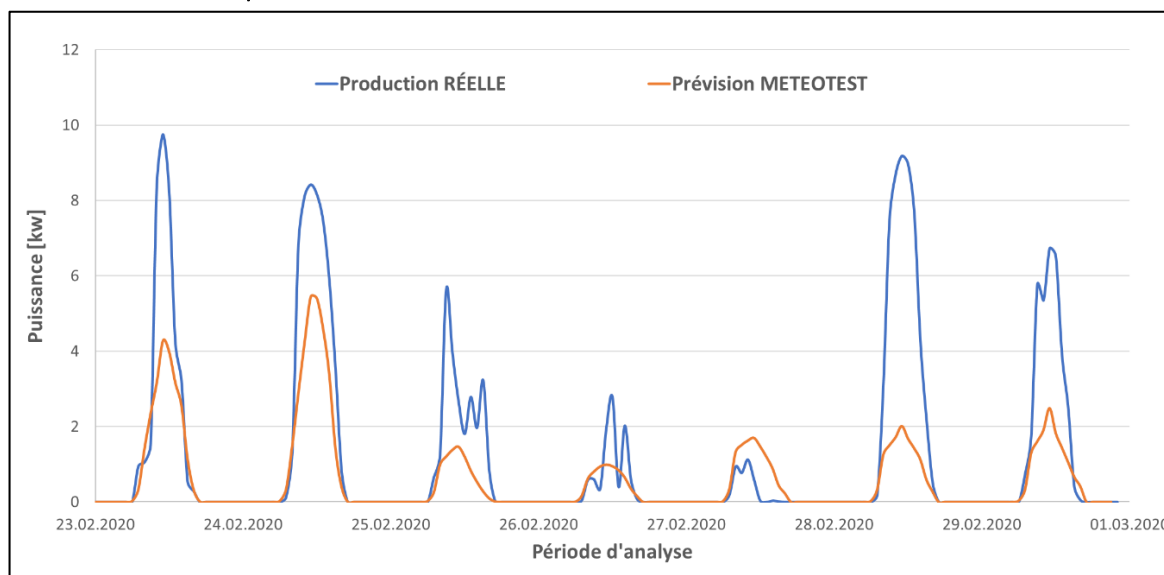


Figure 32 Résultats de prédiction de production horaire et comparaison avec la production réelle pour la période hivernale

Les résultats obtenus pour la période hivernale sont visibles sur la figure 32 ci-dessus. On constate que la précision de l'algorithme est cette fois très médiocre. Non seulement lors des journées nuageuses comme le 25 février, mais également lors des journées totalement claires comme le 28 février par exemple, ce qui est contradictoire compte tenu des résultats observés pour la période estivale.

Afin d'expliquer ces résultats, les données météorologiques utilisées pour le calcul de la prévision (issues de la base de données Meteotest) ont été comparées avec les données réellement mesurées

lors de cette période (données obtenues via l'application IDA Web[33]). Les résultats de cette comparaison sont illustrés sur les figures 33 et 34.

Remarque :

Seul le rayonnement global sur le plan horizontal a pu être obtenu pour la ville de Sion. Le rayonnement direct sur le plan horizontal n'étant pas disponible, les données de Visp ont été utilisées. En effet, les données de rayonnement global de ces deux sites étant relativement proches lors de cette période (voir figure 33 ci-dessous), l'utilisation de ces données a été jugée acceptable bien que le rayonnement global ne reflète pas parfaitement la tendance du rayonnement direct.

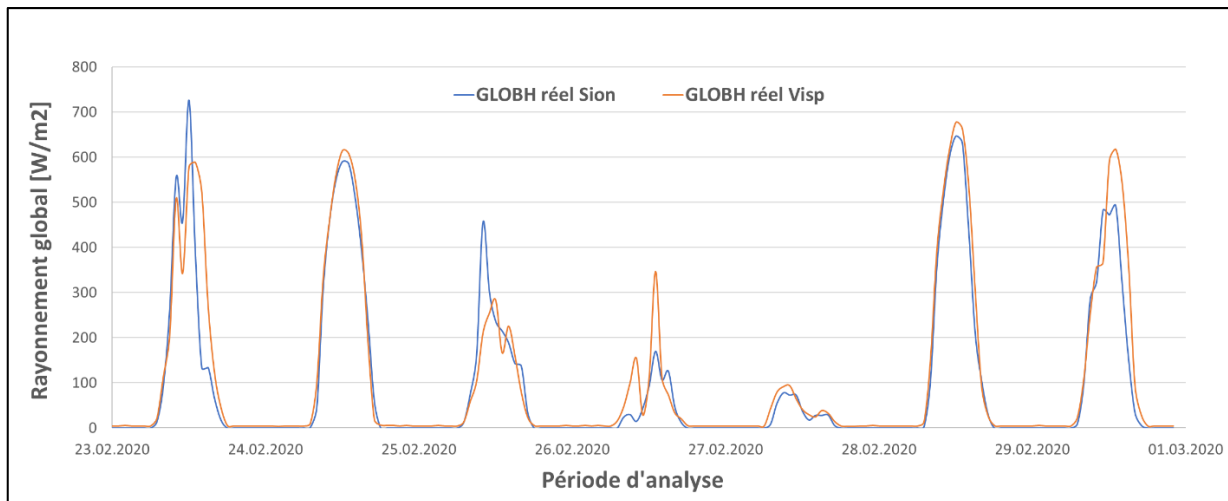


Figure 33 Comparaison des rayonnements globaux pour Sion et Visp

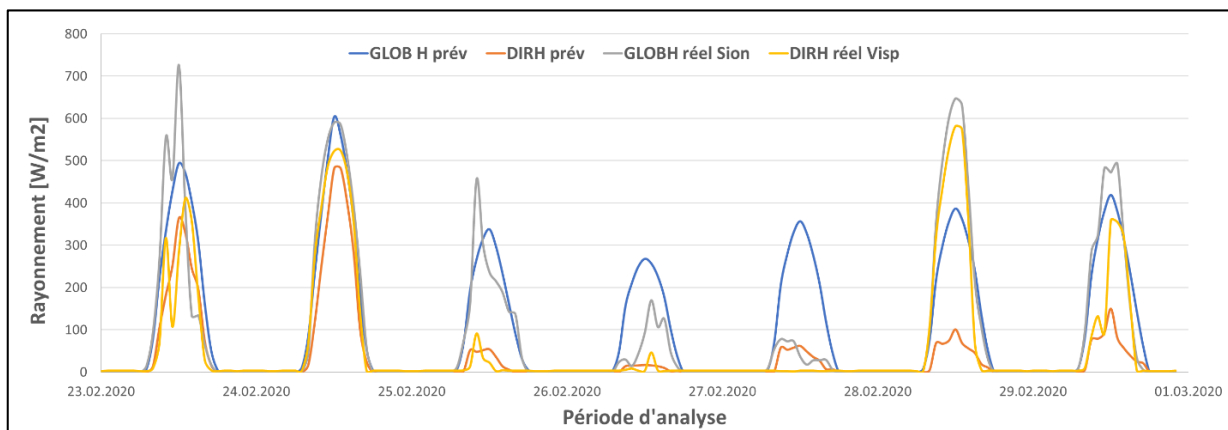


Figure 34 Comparaison des données météorologiques prévues et réellement mesurées pour la période hivernale

On constate sur la figure 34 ci-dessus que les données météorologiques utilisées dans la prévision de production sont passablement différentes des valeurs réellement mesurées. Ceci explique les erreurs importantes observées sur la figure 32. Pour la journée du 28 février par exemple, le rayonnement direct mesuré à Visp est près de six fois supérieur au rayonnement direct utilisé pour les prévisions ce qui est non négligeable.

Cette différence montre l'importance cruciale de la précision des données météorologiques utilisées lors de la prévision de production photovoltaïque. En effet, peu importe la précision réelle du modèle physique, la précision des données disponibles affectera de manière notable les prévisions finales. La comparaison de l'ensemble des données météorologiques (réelles, Meteotest et Meteonorm) pour les

deux périodes d'analyses sont visibles en annexe 8.6. On y constate les différences majeures qu'il peut exister entre les différentes bases de données et les impacts importants que ces écarts peuvent avoir sur la précision des prévisions obtenues.

À titre indicatif, une prévision utilisant les données météorologiques réelles disponibles a été effectuée pour la période hivernale. Les résultats sont visibles sur la figure 35.

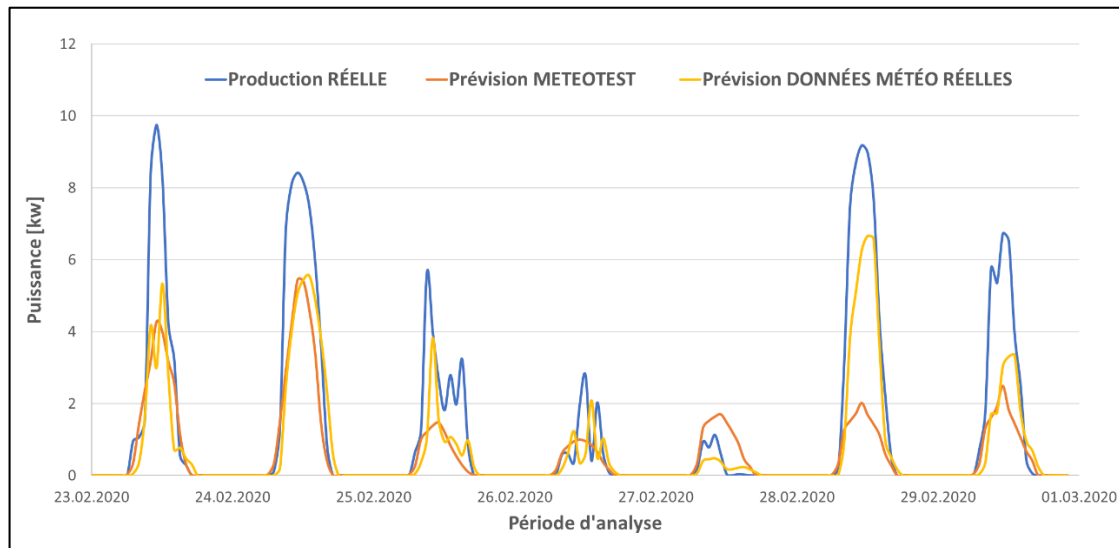


Figure 35 Prévision de production effectuée avec les données météorologiques réelles

On observe ci-dessus que l'utilisation des données météorologiques réelles améliore sans surprise les résultats obtenus. On peut donc en conclure que les erreurs observées précédemment sont bel et bien dues à des données météorologiques erronées. Cependant, ces nouveaux résultats ne sont toutefois pas parfaits et la qualité de la prévision varie énormément entre les différentes journées de la semaine. Les écarts subsistants peuvent être en partie expliqués par les données météorologiques utilisées provenant, comme expliqué, de sites plus moins éloignés de la position réelle de l'installation. Il se peut donc qu'elles soient, là encore, toujours imprécises.

4.2.2.2 Prévision de production énergétique

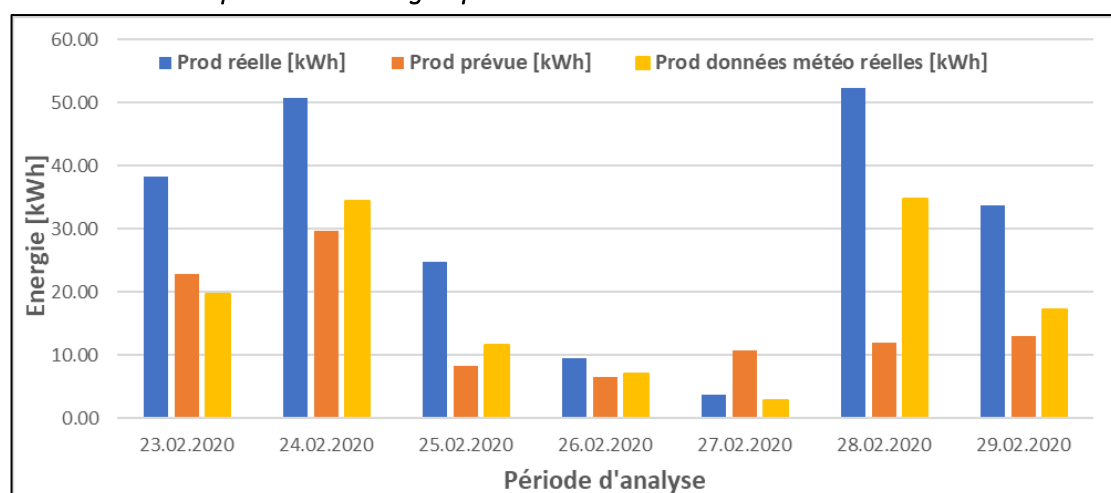


Figure 36 Résultats de prévision de production d'énergie et comparaison avec la production réelle pour la période hivernale

La figure 36 illustre les prévisions de production énergétique pour la période hivernale. On constate, comme expliqué précédemment, que les prédictions effectuées pour cette période sont moins précises que pour la période estivale en raison d'erreurs importantes entachant les données météorologiques utilisées. L'amélioration des prévisions est là encore visible lors de l'utilisation des données météorologiques réellement mesurées (résultats en jaune ci-dessus).

Il est intéressant de noter que la part des différents rayonnements calculés (direct, diffus et réfléchi sur plan incliné) dans le résultat final n'est pas homogène. En effet, comme le montre l'annexe 8.7⁶ le rayonnement direct est, comme attendu, le plus important (occupant une part de 80.95% - 66.7% pour la période estivale et de 76.58% - 15.27% pour la période hivernale). Suivi ensuite par le rayonnement réfléchi et le rayonnement diffus. Comme attendu, le rayonnement réfléchi occupe une place plus importante en hiver qu'en été. En effet, le facteur d'albédo étant plus important lors de cette période le rayonnement réfléchi le sera également.

4.2.3 Précision de l'algorithme

La précision intrinsèque de l'algorithme programmé dans le cadre de ce projet ne peut pas être strictement analysée sur la base des résultats obtenus en utilisant des prévisions. La seule méthode envisageable permettant une analyse exacte et mathématiquement correcte serait d'utiliser des données réellement mesurées sur site (via pyranomètre et sonde de température) pour effectuer la prévision de production. Malheureusement, ces mesures réelles n'ont pas pu être effectuées dans le cadre de ce projet. Les résultats de l'analyse de précision présentés ici ont donc une valeur indicative et ne sont pas parfaitement représentatifs de la précision exacte du modèle physique développé.

4.2.3.1 Précision des prévisions de production horaire

MAPE		MADP		COEFFICIENT DE CORRÉLATION	
ESTIVAL	HIVERNAL	ESTIVAL	HIVERNAL	ESTIVAL	HIVERNAL
49.5%	90.0%	17.9%	63.0%	96.0%	85.3%

Tableau 1 Précision des prévisions horaires pour les deux périodes étudiées

Le tableau 1 ci-dessus illustre les différentes valeurs des outils d'analyse de précision obtenues pour les périodes présentées précédemment. Comme attendu, la précision du modèle est bien meilleure pour la période estivale que pour la période hivernale. En effet, la MAPE calculée de 49.5% reste une MAPE acceptable pour un algorithme de prévision (voir figure 29) bien que loin d'être optimale. La MADP s'élevant à 17.9% est, en revanche tout à fait acceptable. Combinés à un coefficient de corrélation de 96%, on peut conclure que ces résultats font de l'outil de prévision développé un outil satisfaisant.

Il est cependant important de garder en mémoire que la précision des résultats du modèle dépend principalement des données d'entrée utilisées pour la prévision. En effet, comme le montrent les résultats très contrastés obtenus pour les différentes périodes, un même outil peut à la fois fournir des prévisions fiables pour une période donnée et une prévision presque aléatoires pour une autre période.

⁶ Rayonnements comparés sur l'ensemble de chaque période entre 10h-14h afin d'obtenir le rayonnement le plus complet possible

4.2.3.2 Précision des prévisions de production énergétiques

Comme expliqué précédemment, les prévisions calculées pour la période hivernale ne sont pas représentatives de la précision réelle de l'outil développé. Ce pourquoi, nous nous intéresserons dans ce point qu'aux erreurs relatives et absolues obtenues pour la période estivale (période n'accusant pas d'erreurs de données météorologiques importantes). Les erreurs relatives et absolues de la période hivernale sont visibles à titre indicatif en annexe 8.8.

	Période estivale 19.06.2020-25.06.2020							
	Période complète	19.06.2020	20.06.2020	21.06.2020	22.06.2020	23.06.2020	24.06.2020	25.06.2020
Prod réelle [kWh]	524.8	64.2	71.7	74.7	80.5	79.6	73.8	80.3
Prod prévue [kWh]	505.1	54.0	67.8	70.8	84.8	88.4	75.5	63.9
Erreur relative	-4%	-16%	-5%	-5%	5%	11%	2%	-20%
Erreur absolue [kWh]	-19.7	-10.2	-3.9	-3.9	4.3	8.8	1.7	-16.5

Tableau 2 Erreurs relatives des prévisions de production énergétique pour la période estivale

Comme le montre le tableau 2, les erreurs relatives de production d'énergie de la période estivale sont tout à fait correctes. En effet, sur l'ensemble de la période l'erreur relative n'est que de -4% soit un peu moins de 20 kWh en moins. L'erreur relative journalière maximale est de -20% soit environ 16 kWh. On ne constate aucune tendance notable de surestimation ou sous-estimation de l'algorithme pouvant provenir d'une erreur de programmation. Ces résultats restent cependant améliorables.

4.3 PROPOSITIONS D'AMÉLIORATION

Comme expliqué précédemment, l'outil de prévision développé présente encore certaines limites. Ce point présente différentes possibilités d'amélioration envisageables.

4.3.1 Précision des données météorologiques

On l'a à présent compris, la plus grande problématique influençant drastiquement les performances de l'algorithme est la précision des prévisions météorologiques utilisées. Malheureusement, il n'existe pas de méthode miracle permettant d'augmenter de manière considérable la précision de ces données. On restera toujours dépendants des modèles météorologiques existants. Cependant, une piste d'amélioration serait par exemple d'utiliser un grand nombre de données provenant de modèles différents et d'en effectuer la moyenne. Cependant, bien que cette méthode soit intéressante d'un point de vue mathématique, les coûts engendrés par la souscription à de nombreuses bases de données la rendrait sans doute inintéressante.

4.3.2 Prévision de la couverture nuageuse précise

Une seconde possibilité d'amélioration serait la prise en compte précise de la couverture nuageuse dans la prévision de production photovoltaïque. En effet, comme expliqué dans le point 4.2.1.1 l'algorithme actuel n'est pas en mesure de gérer précisément les variations brutales de rayonnement dues aux passages nuageux ponctuels. Ces variations sont très problématiques et leur estimation serait extrêmement bénéfique pour la gestion précise du réseau électrique.

L'entreprise Reuniwatt [34], basée sur l'île de la Réunion s'est d'ores et déjà penchée sur cette problématique et est devenue en quelques années l'un des leaders mondiaux dans la prévision de la couverture nuageuse et du calcul du rayonnement solaire. Avec sa technologie *Sky InSight*TM[35]

l'entreprise est par exemple capable de prédire l'évolution de la couverture nuageuse précise à court terme avec une résolution kilométrique. De plus, leur technologie *HourCast* [36] permet une prévision infra-journalière (prévisions précises jusqu'à 6h à l'avance) du rayonnement solaire. Basée sur l'imagerie satellite, cette technologie étudie et prédit les déplacements des masses nuageuses afin de fournir une prédiction de rayonnement la plus précise possible. L'entreprise propose l'envoi de ces données météorologiques sous différents formats (email, API...).

La complémentarité intéressante de diverses données météorologiques à plus ou moins long terme pourrait être extrêmement bénéfique dans la prévision de la production photovoltaïque et mérite d'être étudiée plus profondément. En effet, l'utilisation de prévisions à long terme combinées à des données infra-journalières très précises pourrait sans doute améliorer drastiquement les résultats de prévision obtenus.

L'entreprise a été contactée pour plus d'informations concernant notamment les tarifs de souscription mais aucune réponse n'est à ce jour parvenue.

5 MAQUETTE D'APPLICATION IMAGINÉE

Comme expliqué précédemment, une application de prévision plus complexe n'a malheureusement pas pu être développée dans le temps imparti. Ce chapitre a pour but de présenter une maquette graphique de l'application qui aurait idéalement été développée pour des GRD dans le cadre de ce projet.

5.1 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DES PRODUCTEURS

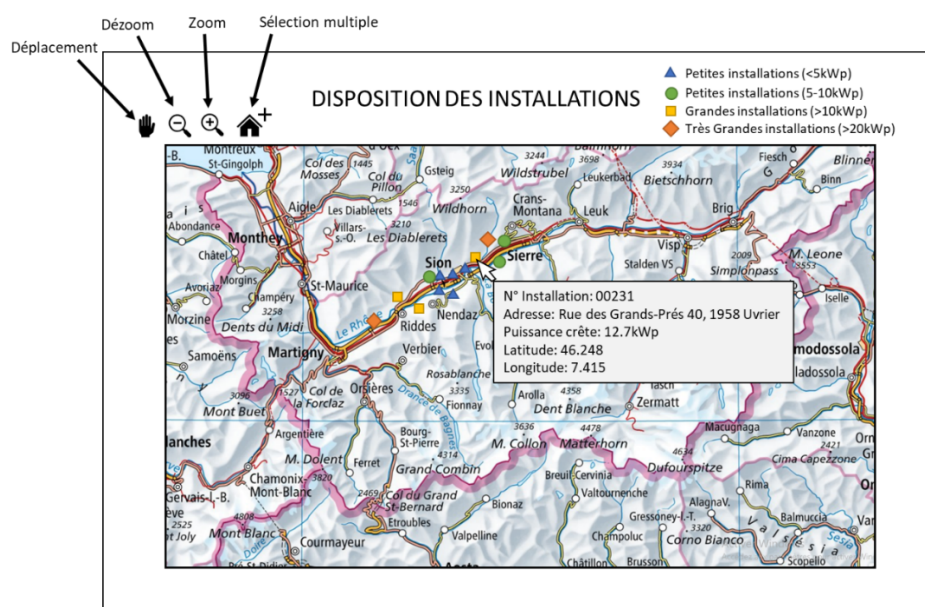


Figure 37 Maquette: Situation géographique des installations sur le réseau de distribution

Une fonctionnalité intéressante pour un GRD est de pouvoir situer géographiquement les différents producteurs présents sur son réseau électrique. Ainsi, il possède une bonne vision globale des producteurs de son réseau et peut, le cas échéant, le renforcer en conséquence ou détecter les zones présentant des risques.

Comme le montre la figure 37, l'application imaginée serait capable de situer sur une carte topographique (ajustable aux besoins) les différentes installations regroupées en catégories de puissance. La possibilité d'obtenir ponctuellement des informations générales sur une installation donnée est également une fonctionnalité intéressante. La possibilité de choisir les types d'installations affichées sur la carte (voir figure 38) a également été imaginée afin de simplifier la lecture ou analyser certains aspects de la structure du réseau de distribution comme la répartition de certains types de producteurs par exemple.

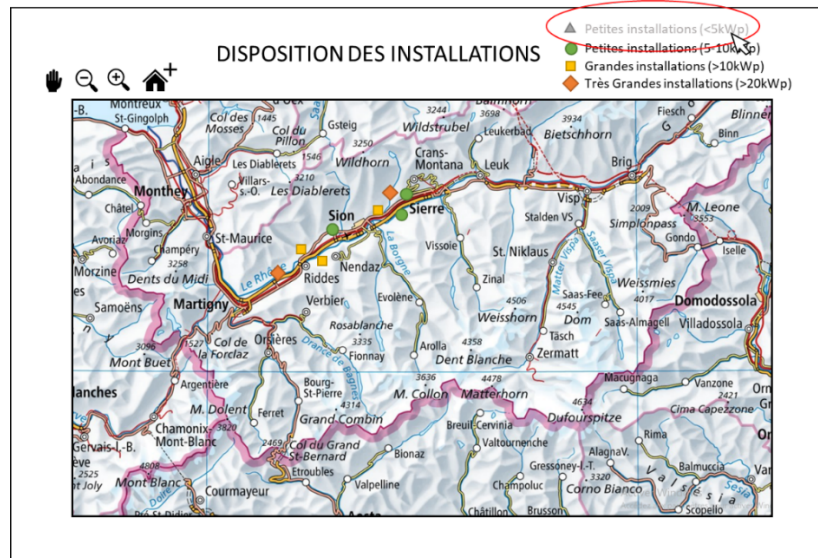


Figure 38 Maquette: Affichage spécifique par groupe d'installations

L'outil de sélection multiple permettrait à l'utilisateur de choisir les installations dont il souhaite prédire ou analyser la production. La sélection peut être effectuée ponctuellement ou par zone comme illustré dans la figure 39 ci-dessous. La possibilité de regrouper les installations connectées au même point de mesure est également envisageable afin de simplifier le calcul des rapports prévisionnels qui seront envoyés aux groupes bilans. Ceci fait, l'utilisateur peut ensuite analyser et prédire la production des installations sélectionnées.

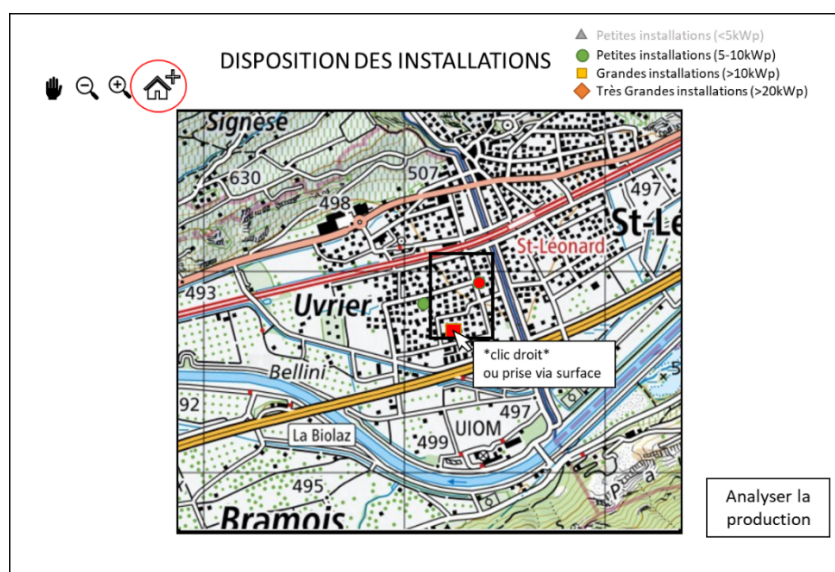


Figure 39 Maquette: Choix des installations à analyser

5.2 ANALYSE ET PRÉDICTION DE PRODUCTION

Ce point aura pour but d'expliquer les différentes options d'analyse imaginables qui pourraient être implémentées dans le logiciel final. Les courbes présentées dans ce point n'ont qu'une valeur indicative et ne correspondent en rien à des valeurs réellement mesurées ou calculées.

5.2.1 Estimations futures

Les prévisions de production horaires seront affichables pour différentes périodes futures. À savoir 168h, 72h, 48h ou 24h. Ceci, afin de pouvoir se concentrer si besoin sur une période particulière. Comme pour l'algorithme présenté dans le point 3.4, l'heure de début de la prévision correspondra à l'heure du lancement du programme. La possibilité d'afficher des données au quart d'heure est bien entendu possible à condition de posséder une base de données météorologiques fournissant les données météorologiques nécessaires au quart d'heure également. La possibilité d'interpoler les données est également imaginable au besoin.

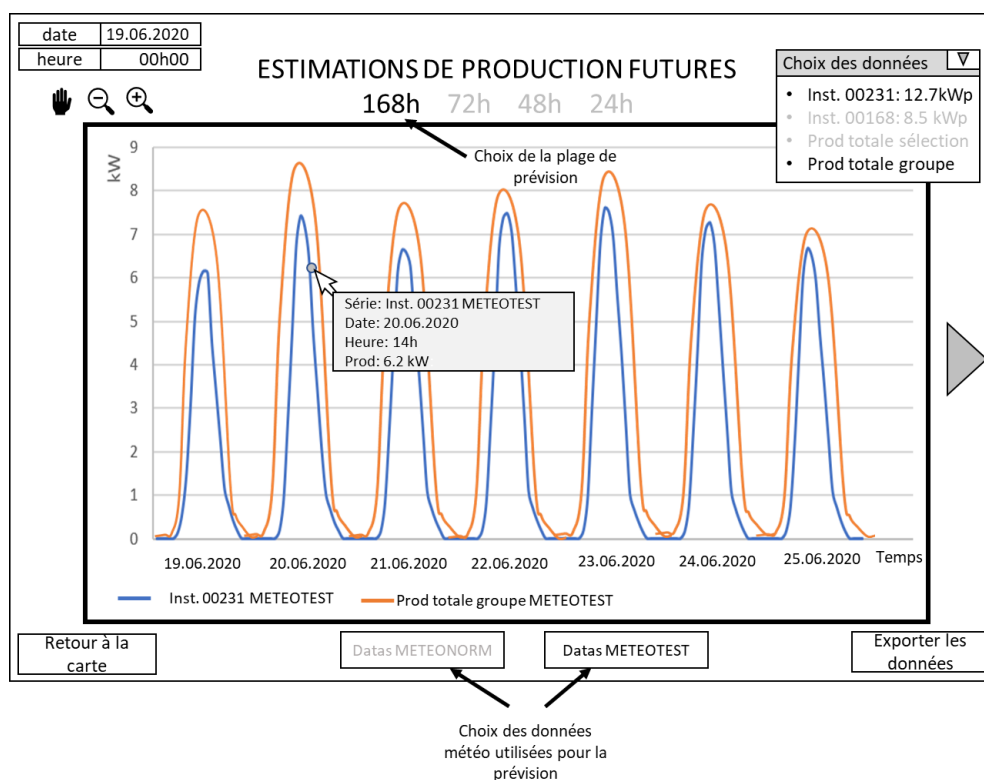


Figure 40 Maquette: Graphique présentant les prévisions de production horaires

Pour des raisons de lisibilité, la possibilité de choisir les installations dont les données sont affichées a également été imaginée. L'utilisateur pourra afficher la production estimée de l'ensemble des installations sélectionnées comme présenté en orange ci-dessus et afficher les productions individuelles des installations comme illustré pour l'installation fictive n°00231 en bleu ci-dessus. Il sera également possible de naviguer dans les graphiques et d'exporter les données au besoin.

Si plusieurs bases de données météorologiques sont disponibles, la possibilité de choisir la base de données météorologiques utilisée a également été imaginée afin de comparer leurs résultats.

5.2.2 Analyse des performances de l'algorithme

5.2.2.1 Puissance horaire et comparaison avec les données météorologiques

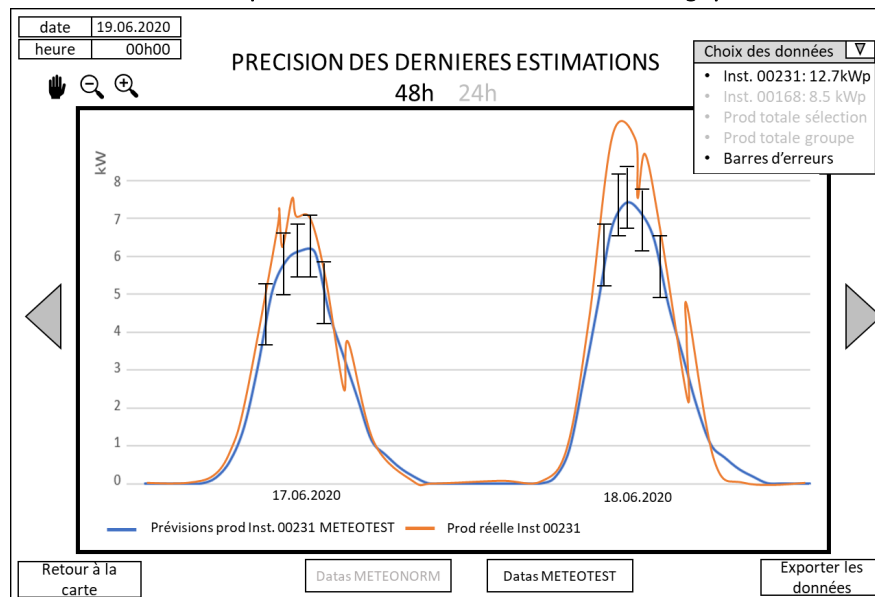


Figure 41 Maquette: Analyse de la précision des dernières estimations

La possibilité d'analyser les performances de l'algorithme a également été imaginée à titre indicatif. En effet, comme expliqué dans le point 4.2.3, la précision des estimations est très variable et dépend principalement de la justesse des données météorologiques disponibles.

L'analyse de production passée ne pourra s'effectuer que sur une période d'une semaine au maximum (en ce qui concerne la puissance horaire) pour des raisons de visibilité. La période sera définie par l'utilisateur. L'énergie quant à elle pourra être analysée sur de plus longues périodes (voir point suivant)

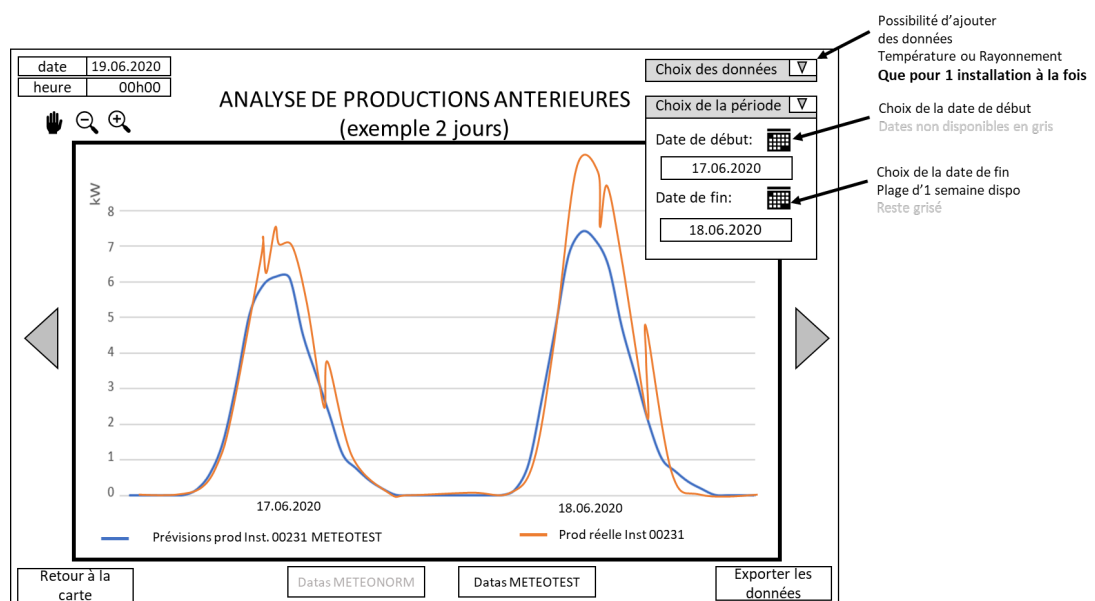


Figure 42 Maquette: Choix de la période d'analyse

Différents éléments pourront également être comparés avec les prévisions de production passées tels que la température de la période analysée ou encore les rayonnements incidents (réel ou issus des prévisions). Il sera cependant impossible d'afficher toutes les données (températures, rayonnements, barres d'erreurs) sur un même graphique pour des raisons de lisibilité des axes. De plus, ce type d'analyse ne pourra être effectué que pour une installation à la fois étant donné que les données météorologiques sont spécifiques à chaque installation (voir figures 42 et 43).

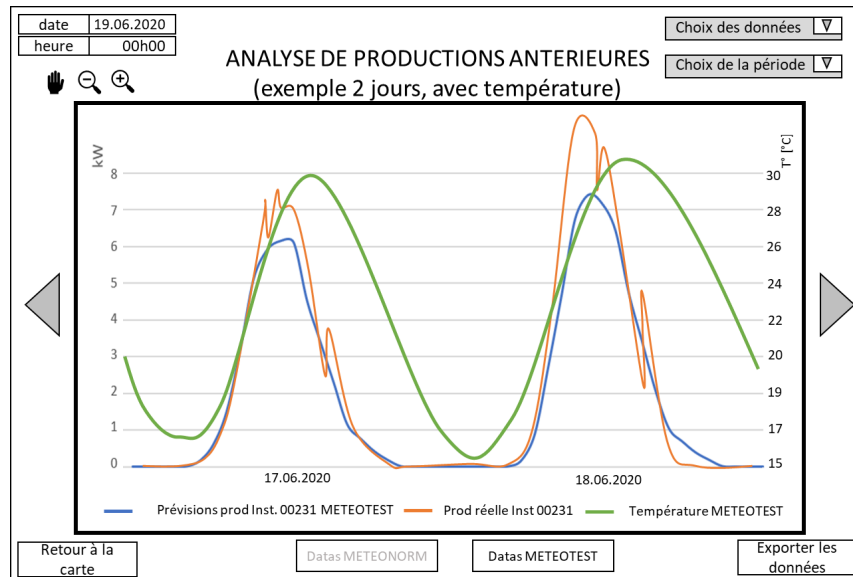


Figure 43 Maquette: Comparaison des données de production avec la température

5.2.2.2 Production d'énergie

Comme pour les données de puissance horaire, l'énergie produite pourra également être analysée. Contrairement aux données horaires, les données de production énergétique pourront être analysées par année ainsi que par mois. Dans le cas où l'année ne serait pas terminée, l'énergie du mois en cours sera affichée en grisé (voir mois d'août sur la figure 44). La possibilité de comparer l'énergie prévue avec l'énergie réellement produite sera bien évidemment proposée.

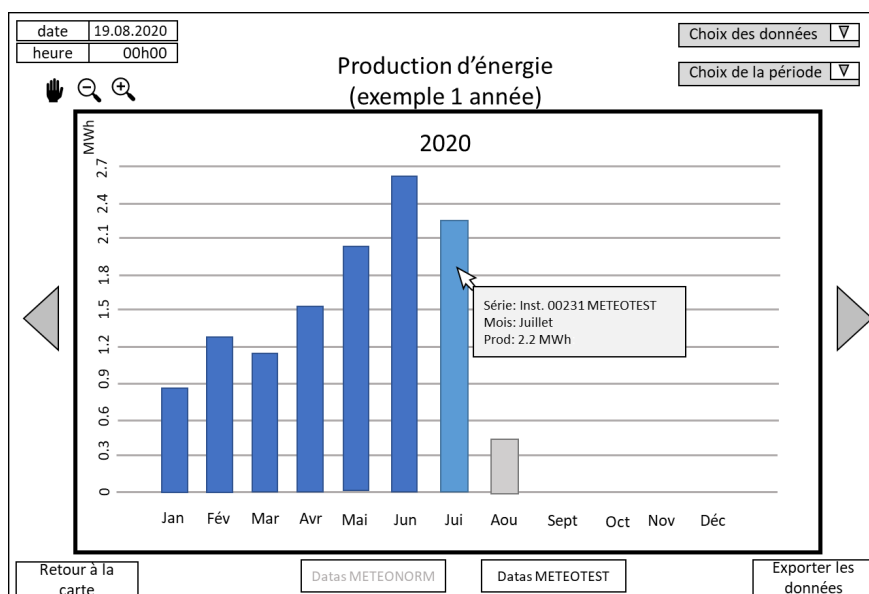
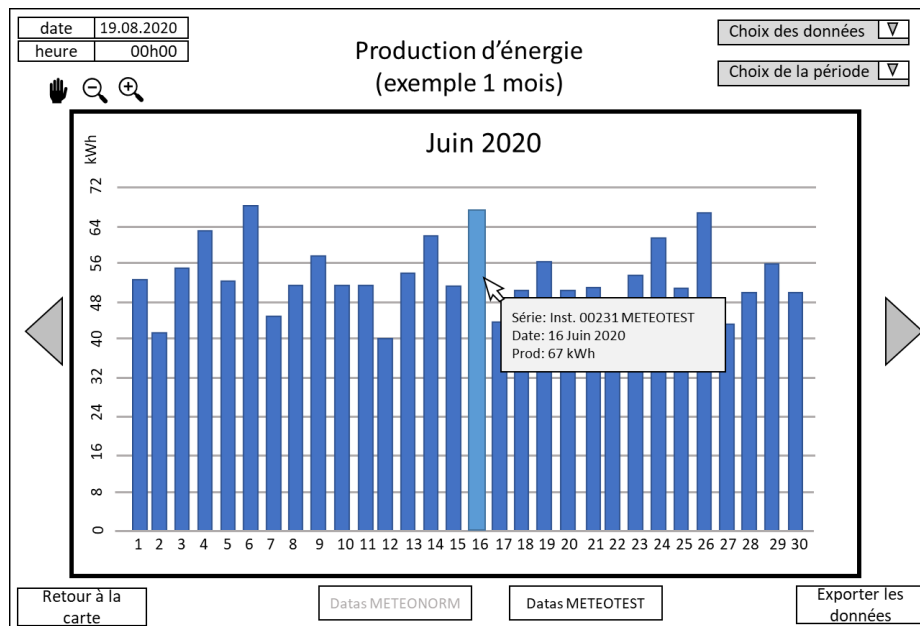


Figure 44 Maquette: Analyse de la production énergétique (période d'une année)

La production mensuelle sera accessible par double clic sur le mois en question. L'analyse mensuelle permettra à l'utilisateur d'analyser, de manière journalière, la production d'une ou de l'ensemble des installations sélectionnées (voir figure 45 ci-dessous).



6 CONCLUSION

La croissance importante de la puissance photovoltaïque installée en Suisse et dans le monde amène avec elle diverses problématiques qu'il sera nécessaire de gérer dans le futur. En effet, l'intermittence de ce type de production peut causer d'importantes perturbations pour le réseau et dévernir à terme problématique d'un point de vue sécuritaire mais également économique pour les différents acteurs du marché électrique suisse. En découle alors un intérêt grandissant pour des prévisions de production fiables visant à améliorer la gestion de cette énergie très variable. C'est dans ce cadre que s'inscrit le projet présenté.

Lors de ce projet, un outil de prévision de production photovoltaïque horaire a pu être développé. Bien qu'il s'agisse d'un outil simplifié ne permettant la prévision horaire que d'une seule installation, les résultats obtenus restent toutefois prometteurs bien que contrastés.

En effet, les résultats de la période estivale ont prouvé que l'outil était relativement précis et était capable de fournir des résultats intéressants tandis que les prévisions obtenues pour la période hivernale ont été largement insuffisantes. Ce contraste s'explique par les erreurs importantes entachant les données météorologiques disponibles pour cette période. Il est donc important de garder en tête que comme pour n'importe quel outil de prévision, la précision des données utilisées est primordiale afin de garantir des résultats fiables. La mesure des différentes données météorologiques sur site permettant une prévision basée sur des données exactes n'a pas pu être techniquement effectuée. Il a donc été impossible de quantifier exactement la précision de l'algorithme programmé.

Les diverses améliorations imaginées impliquent toutes une amélioration des données météorologiques visant à augmenter leur précision ou leur résolution en prenant également en compte la nébulosité ponctuelle par exemple ce qui n'était pas le cas des données météorologiques

utilisées dans ce projet. Le travail effectué représente cependant une base complète qu'il serait intéressant d'améliorer.

Une maquette d'application destinée aux GRD a également été proposée à titre indicatif mais n'a malheureusement pas pu être développée lors de ce projet dû à un manque de temps ainsi qu'un manque de connaissances important en programmation informatique.

7 BIBLIOGRAPHIE :

- [1] « Sustainable Development Scenario – World Energy Model – Analysis », IEA, mai 27, 2020. <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario> (consulté le mai 27, 2020).
- [2] « Solar PV – Tracking Power – Analysis », IEA, mai 27, 2020. <https://www.iea.org/reports/tracking-power-2019/solar-pv> (consulté le mai 27, 2020).
- [3] O. fédéral de l'énergie OFEN, « Statistique globale de l'énergie », mai 27, 2020. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html> (consulté le mai 27, 2020).
- [4] « Graphiques ». <https://www.swissolar.ch/fr/lenergie-solaire/faits-et-chiffres/graphiques/> (consulté le mai 26, 2020).
- [5] « RS 730.0 Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne) », mai 28, 2020. <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20121295/index.html> (consulté le mai 28, 2020).
- [6] « Programmes d'encouragement – Pronovo AG », mai 28, 2020. <https://pronovo.ch/fr/financement/> (consulté le mai 28, 2020).
- [7] E. E. ElCom, « Berichte und Studien », juin 2016. Consulté le: mai 28, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>.
- [8] Swissolar, « Etude de l'OFEN : le potentiel solaire suisse est plus élevé que nécessaire », mai 28, 2020. <https://www.swissolar.ch/fr/services/medias/news/detail/n-n/bfe-studie-schweizer-solarpotenzial-groesser-als-benoetigt/> (consulté le mai 28, 2020).
- [9] D. fédéral de l'environnement DETEC des transports, de l'énergie et de la communication, « Stratégie énergétique 2050 », mai 26, 2020. <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/energie/energiestrategie-2050.html> (consulté le mai 26, 2020).
- [10] « Comment fonctionne le réseau électrique? » <https://www.swissgrid.ch/fr/home/about-us/newsroom/dossiers/how-the-grid-works.html> (consulté le mai 28, 2020).
- [11] « Niveaux de réseau ». <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html> (consulté le mai 28, 2020).
- [12] « RS 734.7 Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) ». <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20042411/index.html> (consulté le juin 24, 2020).
- [13] « Basics of the Power Market | EPEX SPOT ». <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#day-ahead-and-intraday-the-backbone-of-the-european-spot-market> (consulté le juill. 14, 2020).
- [14] « Gestion du groupe-bilan ». <https://www.swissgrid.ch/fr/home/customers/topics/bgm.html> (consulté le juin 24, 2020).
- [15] « Impacts des importations et de l'injection stochastique décentralisée sur le réseau », 2018. <https://www.strom.ch/fr/search?keywords=injection&f%5B0%5D=type%3A14> (consulté le mai 28, 2020).
- [16] « PIKO Solar Portal ». <https://www.piko-solar-portal.com/Default.aspx> (consulté le juill. 03, 2020).
- [17] D. C. Mohamed et U. F. A.- Setif, « Effets du taux d'ombrage sur les performances des cellules solaires à base de CIGS », p. 86.
- [18] « GuidEnR PHOTOVOLTAÏQUE > Effets des ombrages sur une installation photovoltaïque ». <http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaïque-autonome-1/effets-ombrages-installation-photovoltaïque-autonome.php> (consulté le juill. 17, 2020).
- [19] A. Joukoff, « Climatologie du rayonnement solaire », *Ciel Terre*, vol. 107, p. 59, 1991.
- [20] « Chapter 4 Atmosphere and Surface Energy Balances Pearson Education, Inc. - PDF Free Download ». <https://docplayer.net/46474018-Chapter-4-atmosphere-and-surface-energy-balances-pearson-education-inc.html> (consulté le juill. 15, 2020).

- [21] « Semiconductor Band Gaps ». <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/Tables/Semgap.html> (consulté le juill. 15, 2020).
- [22] « Solar Web Services API by Meteotest ». <https://solarwebservices.ch/solarforecast.php> (consulté le juill. 17, 2020).
- [23] Despotovic, M., Nedic, V., Despotovic, D., et Cvetanovic, S., « Evaluation of empirical models for predicting monthly mean horizontal diffuse solar radiation », avr. 2016. Consulté le: août 10, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://stats.stackexchange.com/questions/260615/what-is-the-difference-between-rmse-and-rmsre>.
- [24] R. E. Bird et R. L. Hulstrom, « Simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces », Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA), SERI/TR-642-761, févr. 1981. doi: 10.2172/6510849.
- [25] « Mathtraining | Inégalités vectorielles ». <https://www.mathtraining.be/chapters/14?type=1&which=89> (consulté le juill. 03, 2020).
- [26] « Thème 2– Le Soleil, notre source d'énergie », *SVT au lycée*, sept. 17, 2019. <https://svtlyceedevenne.com/1ere-tronc-commun/theme-2-le-soleil-notre-source-denergie/> (consulté le juill. 15, 2020).
- [27] C. Ellert, « Énergie solaire photovoltaïque », 2017.
- [28] L. Laurencelle, *Hasard, nombres aléatoires et méthode Monte Carlo*. PUQ, 2001.
- [29] « L'Unité Astronomique ou la distance Terre-Soleil ». http://www.reflexions.uliege.be/cms/c_43752/fr/lunite-astronomique-ou-la-distance-terre-soleil (consulté le juill. 16, 2020).
- [30] « COEFFICIENT.CORRELATION (COEFFICIENT.CORRELATION, fonction) ». <https://support.microsoft.com/fr-fr/office/coefficient-correlation-coefficient-correlation-fonction-995dcef7-0c0a-4bed-a3fb-239d7b68ca92> (consulté le juill. 21, 2020).
- [31] « math - exclude 0 in MAPE calculation in matlab », *Stack Overflow*. <https://stackoverflow.com/questions/41625468/exclude-0-in-mape-calculation-in-matlab> (consulté le juill. 21, 2020).
- [32] « Table 1 Interpretation of typical MAPE values », *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/figure/nterpretation-of-typical-MAPE-values_tbl1_257812432 (consulté le juill. 21, 2020).
- [33] « Forecast Fit », *Vanguard Software*, janv. 15, 2019. <https://www.vanguardsw.com/business-forecasting-101/forecast-fit/> (consulté le juill. 21, 2020).
- [34] « MétéoSuisse IDAWEB: Connexion ». <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do?idaweb=Up5wvMDG-mzqBB73S8Z68-4EiyvHx1qgcZVusIngzN62IP9HIVcY!1176335093> (consulté le juill. 21, 2020).
- [35] admin, « Solar energy forecasting », *Reuniwatt | Solar energy forecasting*. <https://reuniwatt.com/en/> (consulté le juill. 22, 2020).
- [36] admin, « Sky InSight, the infrared all sky camera for continuous cloud observation », *Reuniwatt | Solar energy forecasting*. <https://reuniwatt.com/en/247-all-sky-observation-sky-insight/> (consulté le juill. 22, 2020).
- [37] admin, « Prévisions solaires infra-journalières avec HourCast », *Reuniwatt | Prévision d'énergie solaire*. <https://reuniwatt.com/fr/previsions-infra-journalieres-satellite/> (consulté le juill. 22, 2020).

8 ANNEXES

8.1 CARACTÉRISTIQUES INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE BOUGY-VILLARS



Nom	[REDACTED]
Propriétaire	[REDACTED]
Description	toiture PV
Ville	1172 Bougy-Villars, Switzerland
Fuseau horaire	(GMT+01:00) Amsterdam, Berlin, Bern, Rome, Stockholm, Vienna
Date d'installation	oct. 11 2019, 14:48 (GMT+02:00)
Type d'installation	Toiture
Direction	12°
Inclination	43°
Puissance PV installée (kWp)	13,02 kWp
Est-ce une installation publique?	aucun
Statut	active
Créé par	Electro-sol SA Electro-sol SA (solaire@electrosol.ch)
Créé le	oct. 11 2019, 14:48 (GMT+02:00)
Modifié le	[REDACTED]
Modifié le	oct. 24 2019, 14:47 (GMT+02:00)

8.2 CARACTÉRISTIQUES INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE ANALYSÉE (UVRIER)



Installation photovoltaïque

Gilbert-André Morand, Rue des Grands-Prés 40, 1958 Uvrier



winsun AG | Beeschi Mattenstrasse 2 | CH-3940 Steg | info@winsun.ch
energieberatungen | planungen | solar | elektro | batterien | e-mobilität





Votre installation photovoltaïque





Exposition



champ 1 Le champ de capteur est orienté sud

Rotation [°]: 344

0=sud 90=ouest 180=nord 270=est

Zénith [°]: 16

0=sud 90=Ost 180=nord -90=ouest

winsun ag | beeschi mattenstrasse 2 | 3940 steg | info@winsun.ch
energieberatungen | planungen | solar | elektro | batterien | e-mobilität





Charge de surface SIA261

Coordonnées (lat/lon): 46.251 7.412

Altitude 500 m d'altitude *arrondie à dix*
Niveau de référence 0 m *selon le graphique ci-dessous*

Exposition 1

Exposé au vent modéré 1
Exposé au vent fort 0.8
Abrisée des vents 1.2

S_k 1.2163 [kN/m²] Valeur caractéristique de la charge de neige

μ 0.8 Coefficient dépendant de l'inclinaison et de la forme

q_k 0.9731 [kN/m²] Charge du neige de notre surface

q_{Modul} 15.4 [kN/m²] Charge de neige de notre panneaux



Altitude de référence h0 - (pas applicable pour les constructions situées au-dessus de 2000 m d'altitude)

winsun ag | beeschi mattenstrasse 2 | 3940 steg | info@winsun.ch
energieberatungen | planungen | solar | elektro | batterien | e-mobilität



Rapport professionnel



Vue d'ensemble du système (valeurs annuelles)

Consommation électrique total [Ecs]	4'600 kWh
-------------------------------------	-----------

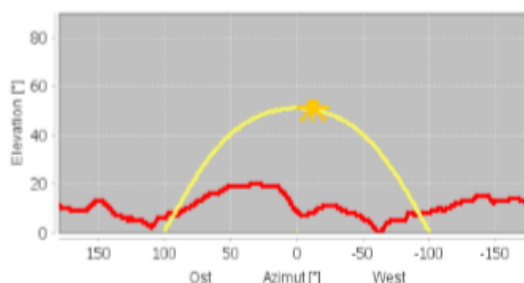
Vue d'ensemble photovoltaïque (valeurs annuelles)

Surface totale brute	89.7 m²
Production d'énergie DC [Qpvf]	19'273.9 kWh
Production d'énergie AC [Qinv]	16'772 kWh
Puissance nominale totale champ photovoltaïque	12.74 kW
Performance ratio	80.6 %
Rendement spécifique annuel (valeurs annuelles)	1'316 kWh
Décalage de réseau	0 kVA
Energie réactive [Qinvr]	0 kvarh
Energie apparente [Qinva]	16'772 kVAh
Economie de CO2	8'996 kg

Aperçu électricité (valeurs annuelles)

Consommation annuelle	4'600 kWh
Autoconsommation	2'264 kWh
Pourcentage d'autoconsommation	13.5 %
Degré d'autonomie	49.2 %

Ligne d'horizon



Données météo-Vue d'ensemble

Température extérieure moyenne	10.6 °C
Rayonnement global, total annuel	1'468 kWh/m²
Rayonnement diffus, total annuel	591 kWh/m²

Rapport professionnel



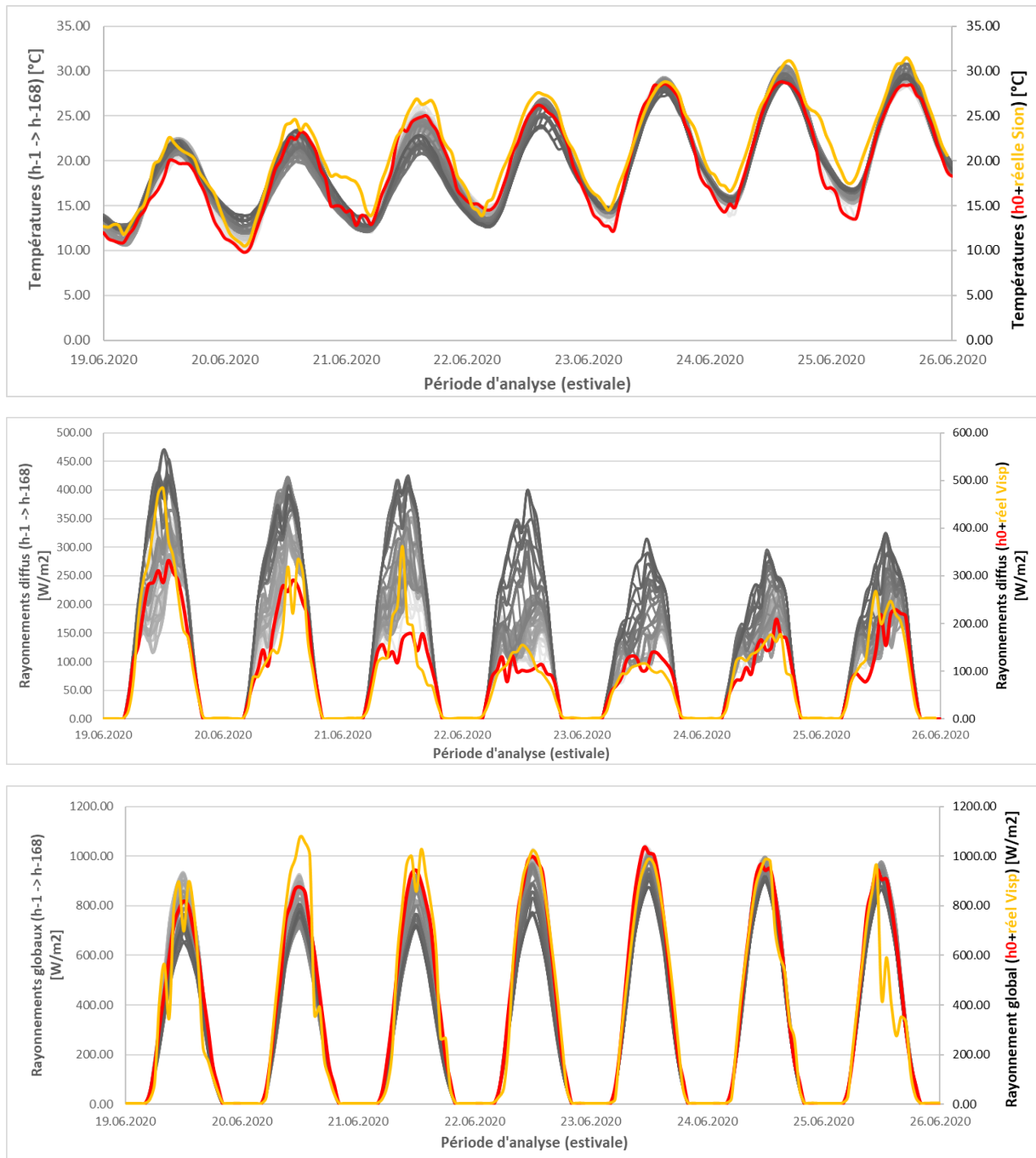
Vue d'ensemble des composants (valeurs annuelles)

Photovoltaïque Roof plan		SunStyle Solarziegel
Fabricant		SunStyle
Source des données		winsun AG
Nombre de modules		118
Nombre de modules (dimensionnement)		118
Puissance nominale totale champ photovoltaïque	kW	12.74
Surface totale brute	m²	89.68
Onduleur 1: Nom		Solaredge-Optimizer P370 MPPT optimiert
Fabricant		SunStyle
Onduleur 1: Nombre de phases		3
Projet 1: Nombres d'onduleurs		20
Projet 1: cos phi		1
Projet 1: A nombre de strings		1
Projet 1: A modules par string		3
Projet 1: A orientation	°	16
Projet 1: A inclinaison	°	20
Onduleur 2: Nom		Onduleur
Fabricant		SunStyle
Onduleur 2: Nombre de phases		3
Projet 2: Nombres d'onduleurs		19
Projet 2: cos phi		1
Projet 2: A nombre de strings		1
Projet 2: A modules par string		3
Projet 2: A orientation	°	16
Projet 2: A inclinaison	°	20
Fabricant		SunStyle
Puissance nominale totale de tous les onduleurs	kVA	1'907.4
Production d'énergie DC [Qpvf]	kWh	19'274
Production d'énergie AC [Qinv]	kWh	16'772
Rendement spécifique annuel (valeurs annuelles)	kWh	1'316
Energie réactive [Qinvr]	kvarh	0
Energie apparente [Qinva]	kVAh	16'772
Pertes câbles [Qcbl]	kWh	79
Baisse de puissance onduleur [Qderi]	kWh	0
Pertes baisse de puissance [Qder]	kWh	0
Réseau électrique		Triphasé (230V/400V, 50Hz, en étoile)
Réseau électrique		Triphasé (230V/400V, 50Hz, en étoile)
Tension nominale	V	400
Fréquence nominale	Hz	50
Introduction dans le réseau		oui
Limite puissance active		non

8.3 EQUATION RRMSE

$$RRMSE = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(Predicted_i - Actual_i)^2}{N}}}{\sum_{i=1}^N \frac{Actual_i}{N}}$$

8.4 ENVELOPPE DES DONNÉES DISPONIBLES VIA METEOTEST (PÉRIODE ESTIVALE)



8.5 CODE BRUT DE L'OUTIL DE PRÉVISION DÉVELOPPÉ

```

%% ----SCRIPT DE PREVISION DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE D'UNE SEULE INSTALLATION----
%% Codé par: Mr. Vincent Gilliéron
%% DANS LE CADRE DE: Travail de bachelor HES-SO Valais/Wallis
%% Professeur responsable: Mr.Gilbert Morand
%% ANNEE: 2020
%% FONCTIONNALITES:
%-Prévision de production futures à partir de l'instant du lancement de la routine
% (période de 48h et 1 semaine)
%-Prévision de productions passées (période de 48 et 1 semaine)
% date de début de la période d'analyse à choix
%% RESTART AU DEBUT DE LA ROUTINE
close all;
clear all;

%% CARACTERISTIQUES INSTALLATION -----> (A MODIFIER SELON INSTALLATION)
InclinaisonPV=16;
AzimutPV=-16;
SurfacePV=89.7;
rendement=0.14;
PnomOnd=12000;
CoeffTEMP=-0.004;

%% INPUT DES COORDONNEES
%fenêtre d'entrée des paramètres de position géographique (latitude/longitude)
labels= ('Latitude','Longitude');
coord=inputdlg(labels,'Position géographique de votre installation',[1 90]);
%latitude/longitude=str -> Utilisés pour les URL
latitude=char(coord(1,1));
longitude=char(coord(2,1));

%Coordonnees=array de double pour calcul distance
coordonnees=zeros(1,2);
coordonnees(1,1)=str2double(latitude);
coordonnees(1,2)=str2double(longitude);
%% Coordonnées villes de la database irradiance xMeteo : latitude-longitude
%ATTENTION A L'ORDRE!!! DOIT CORRESPONDRE A ORDRE LISTE SITE_ID
Sion=[46.2333 7.35];
Orsieres=[45.9734 7.10245];
LaFouly=[45.9723 7.1016];
GeneveAeroport=[46.2111 6.1028];
Neuchatel=[46.95 6.85];
Fribourg=[46.8 7.15];
Visp=[46.2833 7.8667];
Zurich=[47.3667 8.55];
Zermatt=[46.0167 7.75];
Montana=[46.3 7.4667];
Gondo=[46.2 8.1333];
Eischoll=[46.2834 7.76321];
Lausanne=[46.5333 6.6667];
Yverdon=[46.7833 6.65];
%% calcul distance la plus courte et sa position dans array "Distance"
%
Distance=zeros();
%il y a 14 villes
Distance(1,1)=sqrt(((abs(Sion(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Sion(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,2)=sqrt(((abs(Orsieres(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Orsieres(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,3)=sqrt(((abs(LaFouly(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(LaFouly(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,4)=sqrt(((abs(GeneveAeroport(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(GeneveAeroport(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,5)=sqrt(((abs(Neuchatel(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Neuchatel(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,6)=sqrt(((abs(Fribourg(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Fribourg(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,7)=sqrt(((abs(Visp(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Visp(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,8)=sqrt(((abs(Zurich(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Zurich(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,9)=sqrt(((abs(Zermatt(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Zermatt(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,10)=sqrt(((abs(Montana(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Montana(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,11)=sqrt(((abs(Gondo(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Gondo(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,12)=sqrt(((abs(Eischoll(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Eischoll(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,13)=sqrt(((abs(Lausanne(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Lausanne(1,2)-coordonnees(1,2))^2));
Distance(1,14)=sqrt(((abs(Yverdon(1,1)-coordonnees(1,1))^2)+(abs(Yverdon(1,2)-coordonnees(1,2))^2));

[x,y]=find(Distance==min(Distance));

%% Définition du site en fonction de la position distance la plus courte

%SiteId= liste des SiteId pour xMeteo DANS L'ORDRE!!!
SiteId=[172711 173901 173902 176778 176779 176780 176781 176782 176783 176784 176786 176787 176788 176789];
Site=num2str(SiteId(1,y)); %SiteId

list = {'Sion','Orsières','La Fouly','Genève
Aéroport','Neuchâtel','Fribourg','Visp','Zurich','Zermatt','Montana','Gondo','Eischoll','Lausanne','Yverdon'};
Villes=string(list);
Ville=Villes(1,y); %Nom de la ville la plus proche choisie
%% CONNECTION AUX DATABASES xMETEO (météo) + IPA EU (horizon)
%--paramètres nécessaires à la construction URLs
Annee=datestr(now,10);
Mois=datestr(now,5);
Jour=datestr(now,7);

format shortg
c=clock;
H=c(1,4)-1;
Heure=num2str(H);

%% CHOIX DE LA PERIODE
answer = questdlg('Quel type de prévision désirez vous effectuer?','Choix de la prévision','Prévision future (à partir de maintenant)','Prévision passée','cancel');

switch answer
case 'Prévision future (à partir de maintenant)'

```



```

answer1 = questdlg('Choisissez la période de prévision','Choix de la période','48h','1 semaine','cancel');

switch answer1
case '48h'
%Construction de l'URL METEO
URLM1='http://asq.ddns.net:1226/xmeteo?cmd=getForeCastDoneAt&siteId= ';
URLM2=[Site ' &date='];
URLM3=[Annee '-'];
URLM4=[Mois '-'];
URLM5=[Jour ' &hour='];
URLM6=Heure;
URLM=[URLM1 URLM2 URLM3 URLM4 URLM5 URLM6]; %URLM=URL METEO
datBrutesMeteo=webread(URLM);
%CONSTRUCTION URL HORIZON
URLH1='https://re.jrc.ec.europa.eu/api/printhorizon?lat=';
URLH2=latitude;
URLH3='&lon=';
URLH4=longitude;
URLH=[URLH1 URLH2 URLH3 URLH4]; %URLH=URL HORIZON
datBrutesHorizon= webread(URLH);
%% TRAITEMENT (EXTRACTION PRIMAIRE) DES DONNEES
%---traitement données METEO---
datBrutesMet=strsplit(datBrutesMeteo,'');
DatMet=datBrutesMet(1,11:4714); %on prend que les lignes qui nous intéressent
DatasMet= reshape(DatMet,28,168);
DatasMet2=DatasMet(6:28,:);
DataTotM=DatasMet2'; %DataTotM=données METEO traitées et nettoyées
%---traitement données HORIZON---
datBrutesH2=strsplit(datBrutesHorizon);
datBrutesH3=datBrutesH2(1,7:306);
DatasTotH= reshape(datBrutesH3,6,50); %DataTotH=données HORIZON traitées et nettoyées

%---Préparation données METEO pour plot---

Dirh=zeros(1,48);
Diffh=zeros(1,48);
Vvent=zeros(1,48);
Globh=zeros(1,48);
Globk=zeros(1,48);
Temperatures=zeros(1,48);

for i=1:48
    Dirh(1,i)=str2double(DataTotM(i,7));
    Diffh(1,i)=str2double(DataTotM(i,11));
    Vvent(1,i)=str2double(DataTotM(i,15));
    Globh(1,i)=str2double(DataTotM(i,17));
    Globk(1,i)=str2double(DataTotM(i,19));
    Temperatures(1,i)=str2double(DataTotM(i,23));
end

HOURS=[datetime(datestr(datetime(now):0.0417:datetime(now)+1.9599))];

% -----PLOTING DES DONNEES METEO-----
%
figure(1)
%taille et emplacement plot
set(gcf, 'Position', [100, 100, 900, 700])

%dénifnition data Température sur axe y de gauche
yyaxis left
plot(HOURS,Temperatures)

hold on

%Définition axe y secondaire et plot rayonnements sur axe y secondaire
yyaxis right
ylabel('Rayonnements plan horizontal [W/m^2]')
plot(HOURS,Globh,HOURS,Dirh,HOURS,Diffh)
xlabel('DATE')
xlim([datetime(datestr(datetime(now))) datetime(datestr(datetime(now))+1.9599)]) %ok<*DNNW>
%légende axe y primaire (gauche)
yyaxis left
ylabel('Températures [°C]')

%légende générale du graphique, épaisseur des lignes, et Titre
legend('Temperature','Ray global H','Ray direct H','Ray diffus H')
set(findall(gca, 'Type', 'Line'),'LineWidth',1.8);
title(['Prévisions de la période demandée pour' 'Ville la plus proche:' Ville])

% RECUPERATION DES DONNEES DE POSITION DU SOLEIL
DMeteonorm= readtable('C:\Users\Vincent\Desktop\Sion-hour.csv');
DatasMN =table2array(DMeteonorm);

switch Mois
case '01'
if str2num(Jour)<10
a=97;
else
if str2num(Jour)<20
a=337;
else
a=577;
end
end
case '02'
if str2num(Jour)<10
a=841;
else
if str2num(Jour)<20
a=1081;

```

```

else
a=1321;
end
end
case '03'
if str2num(Jour)<10
a=1513;
else
if str2num(Jour)<20
a=1753;
else
a=1993;
end
end
case '04'
if str2num(Jour)<10
a=2257;
else
if str2num(Jour)<20
a=2257+240;
else
a=2257+480;
end
end
case '05'
if str2num(Jour)<10
a=2977;
else
if str2num(Jour)<20
a=2977+240;
else
a=2977+480;
end
end
case '06'
if str2num(Jour)<10
a=3721;
else
if str2num(Jour)<20
a=3721+240;
else
a=3721+480;
end
end
case '07'
if str2num(Jour)<10
a=4441;
else
if str2num(Jour)<20
a=4441+240;
else
a=4441+480;
end
end
case '08'
if str2num(Jour)<10
a=5185;
else
if str2num(Jour)<20
a=5185+240;
else
a=5185+480;
end
end
case '09'
if str2num(Jour)<10
a=5929;
else
if str2num(Jour)<20
a=5929+240;
else
a=5929+480;
end
end
case '10'
if str2num(Jour)<10
a=6649;
else
if str2num(Jour)<20
a=6649+240;
else
a=6649+480;
end
end
case '11'
if str2num(Jour)<10
a=7393;
else
if str2num(Jour)<20
a=7393+240;
else
a=7393+480;
end
end
case '12'
if str2num(Jour)<10
a=8113;
else
if str2num(Jour)<20
a=8113+240;
else

```



```

a=8113+480;
end
end
end
switch Heure
case '0'
a=a-1;
case '1'
a=a;
case '2'
a=a+1;
case '3'
a=a+2;
case '4'
a=a+3;
case '5'
a=a+4;
case '6'
a=a+5;
case '7'
a=a+6;
case '8'
a=a+7;
case '9'
a=a+8;
case '10'
a=a+9;
case '11'
a=a+10;
case '12'
a=a+11;
case '13'
a=a+12;
case '14'
a=a+13;
case '15'
a=a+14;
case '16'
a=a+15;
case '17'
a=a+16;
case '18'
a=a+17;
case '19'
a=a+18;
case '20'
a=a+19;
case '21'
a=a+20;
case '22'
a=a+21;
case '23'
a=a+22;

end
DdatasMeteonorm = DdatasMN(a:(a+47),:); %on choisi les valeurs pour les dates qu'on veut
Azsol=DdatasMeteonorm(1:24,10); %ON CONSIDERE QUE LA TRAJECTOIRE DU SOLEIL EST QUASI IDENTIQUE ENTRE LES JOURS DE LA SEMAINE
Hsol = DdatasMeteonorm(1:24,9);
AzsolSem=DdatasMeteonorm(:,10);
HsolSem=DdatasMeteonorm(:,9);

xHor=(DdatasTotH(1,2:50)); %LIGNE 1 DataTot (Azimut)
xHorizon=zeros(1,49);
yHor=(DdatasTotH(2,2:50)); %LIGNE 2 DataTot (Hauteur)
yHorizon=zeros(1,49);
for i=2:50
    xHorizon(1,i-1)=str2double(xHor(1,i-1));
    yHorizon(1,i-1)=str2double(yHor(1,i-1));
end
% -----calcul Rd + Rr-----
HORIZON=interp1(xHorizon,yHorizon,-180:1:180,'pchip');

TrajSol=interp1(Azsol,Hsol,-180:1:180,'pchip');

funcZ=zeros();
for i=1:361

    if TrajSol(1,i)<=HORIZON(1,i)
        funcZ(1,i)=0;
    else
        funcZ(1,i)=1;
    end
end

sommeZ=sum(funcZ)*(2*pi())/360; %somme de Z (en radians)

IntCOS=(sin(deg2rad(InclinaisonPV))); %résultat intégrale COS (en radians)
Rd=(IntCOS*sommeZ)/(4*pi()); %facteur de vue du ciel
Rr = 1-Rd;
% -----Caclul Gk horaire-----

% RAYONNEMENT DIRECT PLAN INCLINE (DK)

%création des vecteurs horaires
xpv= zeros();
ypv=zeros();
zpv=zeros();

xsol= zeros();
ysol=zeros();
zsol=zeros();

```

```

cosTETA_H = zeros();
sinETA_H= zeros();

coeffDK=zeros();
DKh= zeros();

for i=1:48
    xsol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*sin(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    ysol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*cos(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    zsol(1,i)= sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));

    xpv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*sin(deg2rad(AzimetPV));
    ypv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*cos(deg2rad(AzimetPV));
    zpv(1,i)= sin(90-deg2rad(InclinaisonPV));

    cosTETA_H(1,i)=(xsol(1,i)*xpv(1,i)+(ysol(1,i)*ypv(1,i)+(zsol(1,i)*zpv(1,i)));
    sinETA_H(1,i)=sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));
    coeffDK(1,i)=(cosTETA_H(1,i))/(sinETA_H(1,i));
    if coeffDK(1,i)==-inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)==inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)<0
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    DKh(1,i)= abs((Globh(1,i)-Diffh(1,i))*(coeffDK(1,i)));

end

% RAYONNEMENT DIFFUS PLAN INCLINE DifK

DifK_h= zeros();
for i=1:48
    DifK_h(1,i)=abs(Rd*(Diffh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT REFLECHI PLAN INCLINE RefK

rho= 0.2;
dp= 0.3;
euler=2.71828;
CoeffALBEDO_h=zeros();
RefK_h=zeros();
for i= 1:48
    CoeffALBEDO_h(1,i)= rho+(dp*(euler^(-0.038*((Temperatures(1,i))+3)^2)));
    RefK_h(1,i)=abs(CoeffALBEDO_h(1,i)*Rr*(Globh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT TOTAL PLAN INCLINEGK
GK_h=zeros();
PrevTH=zeros();
for i = 1:48
    GK_h(1,i)= DKh(1,i)+DifK_h(1,i)+RefK_h(1,i);
    PrevTH(1,i)=GK_h(1,i)*SurfacePV*rendement;
    if PrevTH(1,i)> PnomOnd
        PrevTH(1,i)=PnomOnd;
    end
end

%Correction T°

emissivitePV=0.9;
ConstBolzmann=0.000000567;
TempPV=zeros();
QRay=zeros();
QTOT=zeros();
PrevCorr=zeros();
for i = 1:48
    T0=Temperatures(1,i)+273;
    QRay(1,i)=(DKh(1,i));
    TempPV(1,i)=(((QRay(1,i))/(emissivitePV*ConstBolzmann*3600*2)+T0^4)^(1/4))-273;
    if TempPV(1,i)>25
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i)+((TempPV(1,i)-25)*PrevTH(1,i)*CoeffTEMP);
    else
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i);
    end
end
figure(2)
plot(HOURS,PrevCorr)
xlabel("Période")
ylabel("Prévision de production [W]")

case '1 semaine'

%Construction de l'URL METEO
URLM1='http://asq.ddns.net:1226/xmeteo?cmd=getForeCastDoneAt&siteId= ';
URLM2=[Site 'date='];
URLM3=[Annee '-'];
URLM4=[Mois '-'];
URLM5=[Jour 'hour='];
URLM6=Heure;
URLM=[URLM1 URLM2 URLM3 URLM4 URLM5 URLM6]; %URL=URL METEO
datBrutesMeteo=webread(URLM);
%CONSTRUCTION URL HORIZON
URLH1='https://re.jrc.ec.europa.eu/api/printhorizon?lat=';
URLH2=latitude;
URLH3='&lon=';

```

```

URLH4=longitude;
URLH=[URLH1 URLH2 URLH3 URLH4]; %URLH=URL HORIZON
datBrutesHorizon= webread(URLH);
% TRAITEMENT (EXTRACTION PRIMAIRE) DES DONNEES
%---traitement données METEO---
datBrutesMet=strsplit(datBrutesMeteo,'');
DatMet=datBrutesMet(1,11:4714); %on prend que les lignes qui nous intéressent
DdatasMet= reshape(DatMet,28,168);
DdatasMet2=DdatasMet(6:28,:);
DataTotM=DdatasMet2'; %DataTotM=données METEO traitées et nettoyées
%---traitement données HORIZON---
datBrutesH2=strsplit(datBrutesHorizon);
datBrutesH3=datBrutesH2(1,7:306);
DdatasTotH= reshape(datBrutesH3,6,50); %DataTotH=données HORIZON traitées et nettoyées

%---Préparation données METEO pour plot---

Dirh=zeros(1,168);
Diffh=zeros(1,168);
Vvent=zeros(1,168);
Globh=zeros(1,168);
Globk=zeros(1,168);
Temperatures=zeros(1,168);

for i=1:168
    Dirh(1,i)=str2double(DataTotM(i,7));
    Diffh(1,i)=str2double(DataTotM(i,11));
    Vvent(1,i)=str2double(DataTotM(i,15));
    Globh(1,i)=str2double(DataTotM(i,17));
    Globk(1,i)=str2double(DataTotM(i,19));
    Temperatures(1,i)=str2double(DataTotM(i,23));
end

HOURS=[datetime(datestr(datetime(now):0.0417:datetime(now)+6.9639))];

% -----PLOTING DES DONNEES METEO-----
%
figure(1)
%taille et emplacement plot
set(gcf, 'Position', [100, 100, 900, 700])

%définition data Température sur axe y de gauche
yyaxis left
plot(HOURS,Temperatures)

hold on

%Définition axe y secondaire et plot rayonnements sur axe y secondaire
yyaxis right
ylabel('Rayonnements plan horizontal [W/m^2]')
plot(HOURS,Globh,HOURS,Dirh,HOURS,Diffh)
xlabel('DATE')
xlim([datetime(datestr(datetime(now))) datetime(datestr(datetime(now))+6.9639)])
%légende axe y primaire (gauche)
yyaxis left
ylabel('Températures [°C]')

%légende générale du graphique, épaisseur des lignes, et Titre
legend('Temperature','Ray global H','Ray direct H','Ray diffus H')
set(findall(gca, 'Type', 'Line'),'LineWidth',1.8);
title(['Prévisions de la période demandée pour' 'Ville la plus proche:' Ville])

% RECUPERATION DES DONNEES DE POSITION DU SOLEIL
DMeteonorm= readtable('C:\Users\Vincent\Desktop\Sion-hour.csv');
DdatasMN =table2array(DMeteonorm);

switch Mois
case '01'
if str2num(Jour)<10
a=97;
else
if str2num(Jour)<20
a=337;
else
a=577;
end
end
case '02'
if str2num(Jour)<10
a=841;
else
if str2num(Jour)<20
a=1081;
else
a=1321;
end
end
case '03'
if str2num(Jour)<10
a=1513;
else
if str2num(Jour)<20
a=1753;
else
a=1993;
end
end
case '04'
if str2num(Jour)<10
a=2257;

```

```

else
if str2num(Jour)<20
a=2257+240;
else
a=2257+480;
end
end
case '05'
if str2num(Jour)<10
a=2977;
else
if str2num(Jour)<20
a=2977+240;
else
a=2977+480;
end
end
case '06'
if str2num(Jour)<10
a=3721;
else
if str2num(Jour)<20
a=3721+240;
else
a=3721+480;
end
end
case '07'
if str2num(Jour)<10
a=4441;
else
if str2num(Jour)<20
a=4441+240;
else
a=4441+480;
end
end
case '08'
if str2num(Jour)<10
a=5185;
else
if str2num(Jour)<20
a=5185+240;
else
a=5185+480;
end
end
case '09'
if str2num(Jour)<10
a=5929;
else
if str2num(Jour)<20
a=5929+240;
else
a=5929+480;
end
end
case '10'
if str2num(Jour)<10
a=6649;
else
if str2num(Jour)<20
a=6649+240;
else
a=6649+480;
end
end
case '11'
if str2num(Jour)<10
a=7393;
else
if str2num(Jour)<20
a=7393+240;
else
a=7393+480;
end
end
case '12'
if str2num(Jour)<10
a=8113;
else
if str2num(Jour)<20
a=8113+240;
else
a=8113+480;
end
end
end
switch Heure
case '0'
a=a-1;
case '1'
a=a;
case '2'
a=a+1;
case '3'
a=a+2;
case '4'
a=a+3;
case '5'
a=a+4;

```

```

case '6'
a=a+5;
case '7'
a=a+6;
case '8'
a=a+7;
case '9'
a=a+8;
case '10'
a=a+9;
case '11'
a=a+10;
case '12'
a=a+11;
case '13'
a=a+12;
case '14'
a=a+13;
case '15'
a=a+14;
case '16'
a=a+15;
case '17'
a=a+16;
case '18'
a=a+17;
case '19'
a=a+18;
case '20'
a=a+19;
case '21'
a=a+20;
case '22'
a=a+21;
case '23'
a=a+22;

end
DatasMeteonorm = DatasMN(a:(a+167),:); %on choisi les valeurs pour les dates qu'on veut
Azsol=DatasMeteonorm(1:24,10); %ON CONSIDERE QUE LA TRAJECTOIRE DU SOLEIL EST QUASI IDENTIQUE ENTRE LES JOURS DE LA SEMAINE
Hsol = DatasMeteonorm(1:24,9);
AzsolSem=DatasMeteonorm(:,10);
HsolSem=DatasMeteonorm(:,9);

xHor=(DatasTotH(1,2:50)); %LIGNE 1 DataTot (Azimut)
xHorizon=zeros(1,49);
yHor=(DatasTotH(2,2:50)); %LIGNE 2 DataTot (Hauteur)
yHorizon=zeros(1,49);
for i=2:50
    xHorizon(1,i-1)=str2double(xHor(1,i-1));
    yHorizon(1,i-1)=str2double(yHor(1,i-1));
end
% -----calcul Rd + Rr-----
HORIZON=interp1(xHorizon,yHorizon,-180:1:180,'pchip');

TrajSol=interp1(Azsol,Hsol,-180:1:180,'pchip');

funcZ=zeros();
for i=1:361
    if TrajSol(1,i)<=HORIZON(1,i)
        funcZ(1,i)=0;
    else
        funcZ(1,i)=1;
    end
end

sommeZ=sum(funcZ)*(2*pi())/360; %somme de Z (en radians)

IntCOS=(sin(deg2rad(InclinaisonPV))); %résultat intégrale COS (en radians)
Rd=(IntCOS*sommeZ)/(4*pi()); %facteur de vue du ciel
Rr = 1-Rd;
% -----Caclul Gk horaire-----

% RAYONNEMENT DIRECT PLAN INCLINE (DK)

%création des vecteurs horaires
xpv= zeros();
ypv=zeros();
zpv=zeros();

xsol= zeros();
ysol=zeros();
zsol=zeros();

cosTETA_H = zeros();
sinETA_H= zeros();

coeffDK=zeros();
DKh= zeros();

for i=1:168
    xsol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*sin(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    ysol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*cos(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    zsol(1,i)= sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));

    xpv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*sin(deg2rad(AzimutPV));
    ypv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*cos(deg2rad(AzimutPV));
    zpv(1,i)= sin(90-deg2rad(InclinaisonPV));

    cosTETA_H(1,i)=(xsol(1,i)*xpv(1,i))+(ysol(1,i)*ypv(1,i))+(zsol(1,i)*zpv(1,i));

```

```

sinETA_H(1,i)=sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));
coeffDK(1,i)=(cosTETA_H(1,i))/(sinETA_H(1,i));
if coeffDK(1,i)==-inf
    coeffDK(1,i)=0;
end
if coeffDK(1,i)==inf
    coeffDK(1,i)=0;
end
if coeffDK(1,i)<0
    coeffDK(1,i)=0;
end
DKh(1,i)= abs((Globh(1,i)-Diffh(1,i))*(coeffDK(1,i)));

end

% RAYONNEMENT DIFFUS PLAN INCLINE DifK

DifK_h= zeros();
for i=1:168
    DifK_h(1,i)=abs(Rd*(Diffh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT REFLECHI PLAN INCLINE RefK

rho= 0.2;
dp= 0.3;
euler=2.71828;
CoeffALBEDO_h=zeros();
RefK_h=zeros();
for i= 1:168
    CoeffALBEDO_h(1,i)= rho+(dp*(euler^(-0.038*((Temperatures(1,i))+3)^2)));
    RefK_h(1,i)=abs(CoeffALBEDO_h(1,i)*Rr*(Globh(1,i)));
end
% RAYONNEMENT TOTAL PLAN INCLINEGK
GK_h=zeros();
PrevTH=zeros();
for i = 1:168
    GK_h(1,i)= DKh(1,i)+DifK_h(1,i)+RefK_h(1,i);
    PrevTH(1,i)=GK_h(1,i)*SurfacePV*rendement;
    if PrevTH(1,i)> PnomOnd
        PrevTH(1,i)=PnomOnd;
    end
end

%Correction T°

emissivitePV=0.9;
ConstBolzmann=0.0000000567;
TempPV=zeros();
QRay=zeros();
QTOT=zeros();
PrevCorr=zeros();
for i = 1:168
    T0=Temperatures(1,i)+273;
    QRay(1,i)=(DKh(1,i));
    TempPV(1,i)=(((QRay(1,i))/(emissivitePV*ConstBolzmann*3600*2)+T0^4)^(1/4))-273;
    if TempPV(1,i)>25
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i)+((TempPV(1,i)-25)*PrevTH(1,i)*CoeffTEMP);
    else
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i);
    end
end
figure(2)
plot(HOURS,PrevCorr)
xlabel("Période")
ylabel("Prévision de production [W]")

end
case 'Prévision passée'
answer2 = questdlg('Choisissez la période de prévision','Choix de la période','48h','1 semaine','cancel');

switch answer2

case '48h'
    labels= {'année FORMAT: [yyyy]', 'mois FORMAT: [MM]', 'jour [dd]'};
    DEBperiode=inputdlg(labels, 'Date de départ de la période', [1 90]);
    annee= char(DEBperiode(1,1));
    mois= char(DEBperiode(2,1));
    jour= char(DEBperiode(3,1));

%Construction de l'URL METEO
URLM1='http://asq.ddns.net:1226/xmeteo?cmd=getForeCastDoneAt&siteId= ';
URLM2=[Site '&date='];
URLM3=[annee '-'];
URLM4=[mois '-'];
URLM5=[jour '&hour='];
URLM6='00';
URLM=[URLM1 URLM2 URLM3 URLM4 URLM5 URLM6]; %URLM=URL METEO
datBrutesMeteo=webread(URLM);
%-----
%CONSTRUCTION URL HORIZON
URLH1='https://re.jrc.ec.europa.eu/api/printhorizon?lat=';
URLH2=latitude;
URLH3='&lon=';
URLH4=longitude;
URLH=[URLH1 URLH2 URLH3 URLH4]; %URLH=URL HORIZON
datBrutesHorizon= webread(URLH);
%% TRAITEMENT (EXTRACTION PRIMAIRE) DES DONNEES
%---traitement données METEO---

```

```

datBrutesMet=strsplit(datBrutesMeteo,'');
DatMet=datBrutesMet(1,11:4714); %on prend que les lignes qui nous intéressent
DatasMet= reshape(DatMet,28,168);
DatasMet2=DatasMet(6:28,:);
DataTotM=DatasMet2'; %DataTotM=données METEO traitées et nettoyées
%---traitement données HORIZON---
datBrutesH2=strsplit(datBrutesHorizon);
datBrutesH3=datBrutesH2(1,7:306);
DatasTotH= reshape(datBrutesH3,6,50); %DataTotH=données HORIZON traitées et nettoyées

%---Préparation données METEO pour plot---

Dirh=zeros(1,48);
Diffh=zeros(1,48);
Vvent=zeros(1,48);
Globh=zeros(1,48);
Globk=zeros(1,48);
Temperatures=zeros(1,48);

for i=1:48
    Dirh(1,i)=str2double(DataTotM(i,7));
    Diffh(1,i)=str2double(DataTotM(i,11));
    Vvent(1,i)=str2double(DataTotM(i,15));
    Globh(1,i)=str2double(DataTotM(i,17));
    Globk(1,i)=str2double(DataTotM(i,19));
    Temperatures(1,i)=str2double(DataTotM(i,23));
end
Month={'Jan','Feb','Mar','Apr','May','Jun','Jul','Aug','Sept','Oct','Nov','Dec'};
MOIS= Month(1,str2num(mois));
datedebut=strcat(jour,"-",MOIS,"-",annee," ", "00:00:00");
HOURS=[datetime(datestr(datenum(datedebut)):0.0417:datenum(datedebut))+1.9599)];

% -----PLOTING DES DONNEES METEO-----
%
figure(1)
%taille et emplacement plot
set(gcf, 'Position', [100, 100, 900, 700])

%dénifnition data Température sur axe y de gauche
yyaxis left
plot(HOURS,Temperatures)

hold on

%Définition axe y secondaire et plot rayonnements sur axe y secondaire
yyaxis right
ylabel('Rayonnements plan horizontal [W/m^2]')
plot(HOURS,Globh,HOURS,Dirh,HOURS,Diffh)
xlabel('DATE')
xlim([datetime(datestr(datenum(datedebut))) datetime(datestr(datenum(datedebut))+1.9599)])
%légende axe y primaire (gauche)
yyaxis left
ylabel('Températures [°C]')

%légende générale du graphique, épaisseur des lignes, et Titre
legend('Temperature','Ray global H','Ray direct H','Ray diffus H')
set(findall(gca, 'Type', 'Line'),'LineWidth',1.8);
title(['Prévisions de la période demandée pour' 'Ville la plus proche:' Ville])

% RECUPERATION DES DONNEES DE POSITION DU SOLEIL
DMeteonorm= readtable("C:\Users\Vincent\Desktop\Sion-hour.csv");
DatasMN =table2array(DMeteonorm);

switch mois
case '01'
if str2num(jour)<10
a=97;
else
if str2num(jour)<20
a=337;
else
a=577;
end
end
case '02'
if str2num(jour)<10
a=841;
else
if str2num(jour)<20
a=1081;
else
a=1321;
end
end
case '03'
if str2num(jour)<10
a=1513;
else
if str2num(jour)<20
a=1753;
else
a=1993;
end
end
case '04'
if str2num(jour)<10
a=2257;
else
if str2num(jour)<20
a=2257+240;

```



```

else
a=2257+480;
end
end
case '05'
if str2num(jour)<10
a=2977;
else
if str2num(jour)<20
a=2977+240;
else
a=2977+480;
end
end
case '06'
if str2num(jour)<10
a=3721;
else
if str2num(jour)<20
a=3721+240;
else
a=3721+480;
end
end
case '07'
if str2num(jour)<10
a=4441;
else
if str2num(jour)<20
a=4441+240;
else
a=4441+480;
end
end
case '08'
if str2num(jour)<10
a=5185;
else
if str2num(jour)<20
a=5185+240;
else
a=5185+480;
end
end
case '09'
if str2num(jour)<10
a=5929;
else
if str2num(jour)<20
a=5929+240;
else
a=5929+480;
end
end
case '10'
if str2num(jour)<10
a=6649;
else
if str2num(jour)<20
a=6649+240;
else
a=6649+480;
end
end
case '11'
if str2num(jour)<10
a=7393;
else
if str2num(jour)<20
a=7393+240;
else
a=7393+480;
end
end
case '12'
if str2num(jour)<10
a=8113;
else
if str2num(jour)<20
a=8113+240;
else
a=8113+480;
end
end
end
DatasMeteonorm = DatasMN(a:(a+47),:); %on choisi les valeurs pour les dates qu'on veut
Azsol=DatasMeteonorm(1:24,10); %ON CONSIDERE QUE LA TRAJECTOIRE DU SOLEIL EST QUASI IDENTIQUE ENTRE LES JOURS DE LA SEMAINE
Hsol = DatasMeteonorm(1:24,9);
AzsolSem=DatasMeteonorm(:,10);
HsolSem=DatasMeteonorm(:,9);

xHor=(DatasTotH(1,2:50)); %LIGNE 1 DataTot (Azimut)
xHorizon=zeros(1,49);
yHor=(DatasTotH(2,2:50)); %LIGNE 2 DataTot (Hauteur)
yHorizon=zeros(1,49);
for i=2:50
    xHorizon(1,i-1)=str2double(xHor(1,i-1));
    yHorizon(1,i-1)=str2double(yHor(1,i-1));
end
% -----calcul Rd + Rr-----

```

```

HORIZON=interp1(xHorizon,yHorizon,-180:1:180,'pchip');

TrajSol=interp1(Azsol,Hsol,-180:1:180,'pchip');

funcZ=zeros();
for i=1:361

    if TrajSol(1,i)<=HORIZON(1,i)
        funcZ(1,i)=0;
    else
        funcZ(1,i)=1;
    end
end

sommeZ=sum(funcZ)*(2*pi())/360; %somme de Z (en radians)

IntCOS=(sin(deg2rad(InclinaisonPV))); %résultat intégrale COS (en radians)
Rd=(IntCOS*sommeZ)/(4*pi()); %facteur de vue du ciel
Rr = 1-Rd;
% -----Caclul Gk horaire-----

% RAYONNEMENT DIRECT PLAN INCLINE (DK)

%création des vecteurs horaires
xpv= zeros();
ypv=zeros();
zpv=zeros();

xsol= zeros();
ysol=zeros();
zsol=zeros();

costETA_H = zeros();
sinETA_H= zeros();

coeffDK=zeros();
DKh= zeros();

for i=1:48
    xsol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*sin(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    ysol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*cos(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    zsol(1,i)= sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));

    xpv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*sin(deg2rad(AzimetPV));
    ypv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*cos(deg2rad(AzimetPV));
    zpv(1,i)= sin(90-deg2rad(InclinaisonPV));

    costETA_H(1,i)=(xsol(1,i)*xpv(1,i)+(ysol(1,i)*ypv(1,i)+(zsol(1,i)*zpv(1,i)));
    sinETA_H(1,i)=sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));
    coeffDK(1,i)=(costETA_H(1,i))/(sinETA_H(1,i));
    if coeffDK(1,i)==-inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)==inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)<0
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    DKh(1,i)= abs((Globh(1,i)-Diffh(1,i))*(coeffDK(1,i)));

end

% RAYONNEMENT DIFFUS PLAN INCLINE DifK

DifK_h= zeros();
for i=1:48
    DifK_h(1,i)=abs(Rd*(Diffh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT REFLECHI PLAN INCLINE RefK

rho= 0.2;
dp= 0.3;
euler=2.71828;
CoeffALBEDO_h=zeros();
RefK_h=zeros();
for i= 1:48
    CoeffALBEDO_h(1,i)= rho+(dp*(euler^(-0.038*((Temperatures(1,i))+3)^2)));
    RefK_h(1,i)=abs(CoeffALBEDO_h(1,i)*Rr*(Globh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT TOTAL PLAN INCLINEGK
GK_h=zeros();
PrevTH=zeros();
for i = 1:48
    GK_h(1,i)= DKh(1,i)+DifK_h(1,i)+RefK_h(1,i);
    PrevTH(1,i)=GK_h(1,i)*SurfacePV*rendement;
    if PrevTH(1,i)> PnomOnd
        PrevTH(1,i)=PnomOnd;
    end
end

%Correction T°
emissivitePV=0.9;
ConstBolzmann=0.0000000567;
TempPV=zeros();
QRay=zeros();
QTOT=zeros();
PrevCorr=zeros();
for i = 1:48

```

```

T0=Temperatures(1,i)+273;
QRay(1,i)=(DKh(1,i));
TempPV(1,i)=(((QRay(1,i))/(emissivitePV*ConstBoltzmann*3600*2)+T0^4)^(1/4))-273;
if TempPV(1,i)>25
    PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i)+((TempPV(1,i)-25)*PrevTH(1,i)*CoeffTEMP);
else
    PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i);
end
end
figure(2)
plot(HOURS,PrevCorr)
xlabel("Période")
ylabel("Prévision de production [W]")

case '1 semaine'
    labels= {'année FORMAT: [yyyy]', 'mois FORMAT: [MM]', 'jour [dd]'};
    DEBperiode=inputdlg(labels, 'Date de départ de la période', [1 90]);
    annee= char(DEBperiode(1,1));
    mois= char(DEBperiode(2,1));
    jour= char(DEBperiode(3,1));

    %Construction de l'URL METEO
    URLM1='http://asq.ddns.net:1226/xmeteo?cmd=getForeCastDoneAt&siteId= ';
    URLM2=[Site ' &date='];
    URLM3=[annee '-'];
    URLM4=[mois '-'];
    URLM5=[jour ' &hour='];
    URLM6='00';
    URLM=[URLM1 URLM2 URLM3 URLM4 URLM5 URLM6]; %URLM=URL METEO
    datBrutesMeteo=webread(URLM);

    %-----CONSTRUCTION URL HORIZON
    URLH1='https://re.jrc.ec.europa.eu/api/printhorizon?lat=';
    URLH2=latitude;
    URLH3='&lon=';
    URLH4=longitude;
    URLH=[URLH1 URLH2 URLH3 URLH4]; %URLH=URL HORIZON
    datBrutesHorizon= webread(URLH);
    % TRAITEMENT (EXTRACTION PRIMAIRE) DES DONNEES
    %---traitement données METEO---
    datBrutesMet=strsplit(datBrutesMeteo, '');
    DatMet=datBrutesMet(1,11:4714); %on prend que les lignes qui nous intéressent
    DatasMet= reshape(DatMet,28,168);
    DatasMet2=DatasMet(6:28,:);
    DataTotM=DatasMet2'; %DataTotM=données METEO traitées et nettoyées
    %---traitement données HORIZON---
    datBrutesH2=strsplit(datBrutesHorizon);
    datBrutesH3=datBrutesH2(1,7:306);
    DatasTotH= reshape(datBrutesH3,6,50); %DataTotH=données HORIZON traitées et nettoyées

    %---Préparation données METEO pour plot---

    Dirh=zeros(1,168);
    Diffh=zeros(1,168);
    Vvent=zeros(1,168);
    Globh=zeros(1,168);
    Globk=zeros(1,168);
    Temperatures=zeros(1,168);

    for i=1:168
        Dirh(1,i)=str2double(DataTotM(i,7));
        Diffh(1,i)=str2double(DataTotM(i,11));
        Vvent(1,i)=str2double(DataTotM(i,15));
        Globh(1,i)=str2double(DataTotM(i,17));
        Globk(1,i)=str2double(DataTotM(i,19));
        Temperatures(1,i)=str2double(DataTotM(i,23));
    end
    Month=('Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'May', 'Jun', 'Jul', 'Aug', 'Sept', 'Oct', 'Nov', 'Dec');
    MOIS= Month(1,str2num(mois));
    datedebut=strcat(jour,"-",MOIS,"-",annee," ", "00:00:00");
    HOURS=[datetime(datestr(datenum(datedebut):0.0417:datenum(datedebut)+6.9639))];

    % -----PLOTING DES DONNEES METEO-----
    %
    figure(1)
    %taille et emplacement plot
    set(gcf, 'Position', [100, 100, 900, 700])

    %définition data Température sur axe y de gauche
    yyaxis left
    plot(HOURS, Temperatures)

    hold on

    %Définition axe y secondaire et plot rayonnements sur axe y secondaire
    yyaxis right
    ylabel('Rayonnements plan horizontal [W/m^2]')
    plot(HOURS, Globh, HOURS, Dirh, HOURS, Diffh)
    xlabel('DATE')
    xlim([datetime(datestr(datenum(datedebut))) datetime(datestr(datenum(datedebut))+6.9639)])
    %légende axe y primaire (gauche)
    yyaxis left
    ylabel('Températures [°C]')

    %légende générale du graphique, épaisseur des lignes, et Titre
    legend('Temperature', 'Ray global H', 'Ray direct H', 'Ray diffus H')
    set(findall(gca, 'Type', 'Line'), 'LineWidth', 1.8);
    title(['Prévisions de la période demandée pour ' Ville la plus proche: ' Ville])

    % RECUPERATION DES DONNEES DE POSITION DU SOLEIL

```

```

DMeteonorm= readtable("C:\Users\Vincent\Desktop\Sion-hour.csv");
DatanMN =table2array(DMeteonorm);

switch mois
case '01'
if str2num(jour)<10
a=97;
else
if str2num(jour)<20
a=337;
else
a=577;
end
end
case '02'
if str2num(jour)<10
a=841;
else
if str2num(jour)<20
a=1081;
else
a=1321;
end
end
case '03'
if str2num(jour)<10
a=1513;
else
if str2num(jour)<20
a=1753;
else
a=1993;
end
end
case '04'
if str2num(jour)<10
a=2257;
else
if str2num(jour)<20
a=2257+240;
else
a=2257+480;
end
end
case '05'
if str2num(jour)<10
a=2977;
else
if str2num(jour)<20
a=2977+240;
else
a=2977+480;
end
end
case '06'
if str2num(jour)<10
a=3721;
else
if str2num(jour)<20
a=3721+240;
else
a=3721+480;
end
end
case '07'
if str2num(jour)<10
a=4441;
else
if str2num(jour)<20
a=4441+240;
else
a=4441+480;
end
end
case '08'
if str2num(jour)<10
a=5185;
else
if str2num(jour)<20
a=5185+240;
else
a=5185+480;
end
end
case '09'
if str2num(jour)<10
a=5929;
else
if str2num(jour)<20
a=5929+240;
else
a=5929+480;
end
end
case '10'
if str2num(jour)<10
a=6649;
else
if str2num(jour)<20
a=6649+240;
else

```

```

a=6649+480;
end
end
case '11'
if str2num(jour)<10
a=7393;
else
if str2num(jour)<20
a=7393+240;
else
a=7393+480;
end
end
case '12'
if str2num(jour)<10
a=8113;
else
if str2num(jour)<20
a=8113+240;
else
a=8113+480;
end
end
end
DdatasMeteonorm = DdatasMN(a:(a+167),:); %on choisi les valeurs pour les dates qu'on veut
Azsol=DdatasMeteonorm(1:24,10); %ON CONSIDERE QUE LA TRAJECTOIRE DU SOLEIL EST QUASI IDENTIQUE ENTRE LES JOURS DE LA SEMAINE
Hsol = DdatasMeteonorm(1:24,9);
AzsolSem=DdatasMeteonorm(:,10);
HsolSem=DdatasMeteonorm(:,9);

xHor=(DdatasTotH(1,2:50)); %LIGNE 1 DataTot (Azimut)
xHorizon=zeros(1,49);
yHor=(DdatasTotH(2,2:50)); %LIGNE 2 DataTot (Hauteur)
yHorizon=zeros(1,49);
for i=2:50
    xHorizon(1,i-1)=str2double(xHor(1,i-1));
    yHorizon(1,i-1)=str2double(yHor(1,i-1));
end
% -----calcul Rd + Rr-----
HORIZON=interp1(xHorizon,yHorizon,-180:1:180,'pchip');

TrajSol=interp1(Azsol,Hsol,-180:1:180,'pchip');

funcZ=zeros();
for i=1:361

    if TrajSol(1,i)<=HORIZON(1,i)
        funcZ(1,i)=0;
    else
        funcZ(1,i)=1;
    end
end

sommeZ=sum(funcZ)*(2*pi())/360; %somme de Z (en radians)

IntCOS=(sin(deg2rad(InclinaisonPV))); %résultat intégrale COS (en radians)
Rd=(IntCOS*sommeZ)/(4*pi()); %facteur de vue du ciel
Rr = 1-Rd;
% -----Caclul Gk horaire-----

% RAYONNEMENT DIRECT PLAN INCLINE (DK)

%création des vecteurs horaires
xpv= zeros();
ypv=zeros();
zpv=zeros();

xsol= zeros();
ysol=zeros();
zsol=zeros();

costETA_H = zeros();
sinETA_H= zeros();

coeffDK=zeros();
DKh= zeros();

for i=1:168
    xsol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*sin(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    ysol(1,i)= cos(deg2rad(HsolSem(i,1)))*cos(deg2rad(AzsolSem(i,1)));
    zsol(1,i)= sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));

    xpv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*sin(deg2rad(AzimutPV));
    ypv(1,i)= cos(90-deg2rad(InclinaisonPV))*cos(deg2rad(AzimutPV));
    zpv(1,i)= sin(90-deg2rad(InclinaisonPV));

    costETA_H(1,i)=(xsol(1,i)*xpv(1,i)+(ysol(1,i)*ypv(1,i)+(zsol(1,i)*zpv(1,i)));
    sinETA_H(1,i)=sin(deg2rad(HsolSem(i,1)));
    coeffDK(1,i)=(costETA_H(1,i))/(sinETA_H(1,i));
    if coeffDK(1,i)==-inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)==inf
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    if coeffDK(1,i)<0
        coeffDK(1,i)=0;
    end
    DKh(1,i)= abs((Globh(1,i)-Diffh(1,i))*(coeffDK(1,i)));
end

```

```

end

% RAYONNEMENT DIFFUS PLAN INCLINE DifK

DifK_h= zeros();
for i=1:168
    DifK_h(1,i)=abs(Rd*(Diffh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT REFLECHI PLAN INCLINE RefK

rho= 0.2;
dp= 0.3;
euler=2.71828;
CoeffALBEDO_h=zeros();
RefK_h=zeros();
for i= 1:168
    CoeffALBEDO_h(1,i)= rho+(dp*(euler^(-0.038*((Temperatures(1,i))+3)^2)));
    RefK_h(1,i)=abs(CoeffALBEDO_h(1,i)*Rr*(Globh(1,i)));
end

% RAYONNEMENT TOTAL PLAN INCLINEGK
GK_h=zeros();
PrevTH=zeros();
for i = 1:168
    GK_h(1,i)= DKh(1,i)+DifK_h(1,i)+RefK_h(1,i);
    PrevTH(1,i)=GK_h(1,i)*SurfacePV*rendement;
    if PrevTH(1,i)> PnomOnd
        PrevTH(1,i)=PnomOnd;
    end
end

%Correction T°
emissivitePV=0.9;
ConstBolzmann=0.0000000567;
TempPV=zeros();
QRay=zeros();
QTOT=zeros();
PrevCorr=zeros();
for i = 1:168
    T0=Temperatures(1,i)+273;
    QRay(1,i)=(DKh(1,i));
    TempPV(1,i)=(((QRay(1,i))/(emissivitePV*ConstBolzmann*3600*2)+T0^4)^(1/4))-273;
    if TempPV(1,i)>25
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i)+((TempPV(1,i)-25)*PrevTH(1,i)*CoeffTEMP);
    else
        PrevCorr(1,i)=PrevTH(1,i);
    end
end

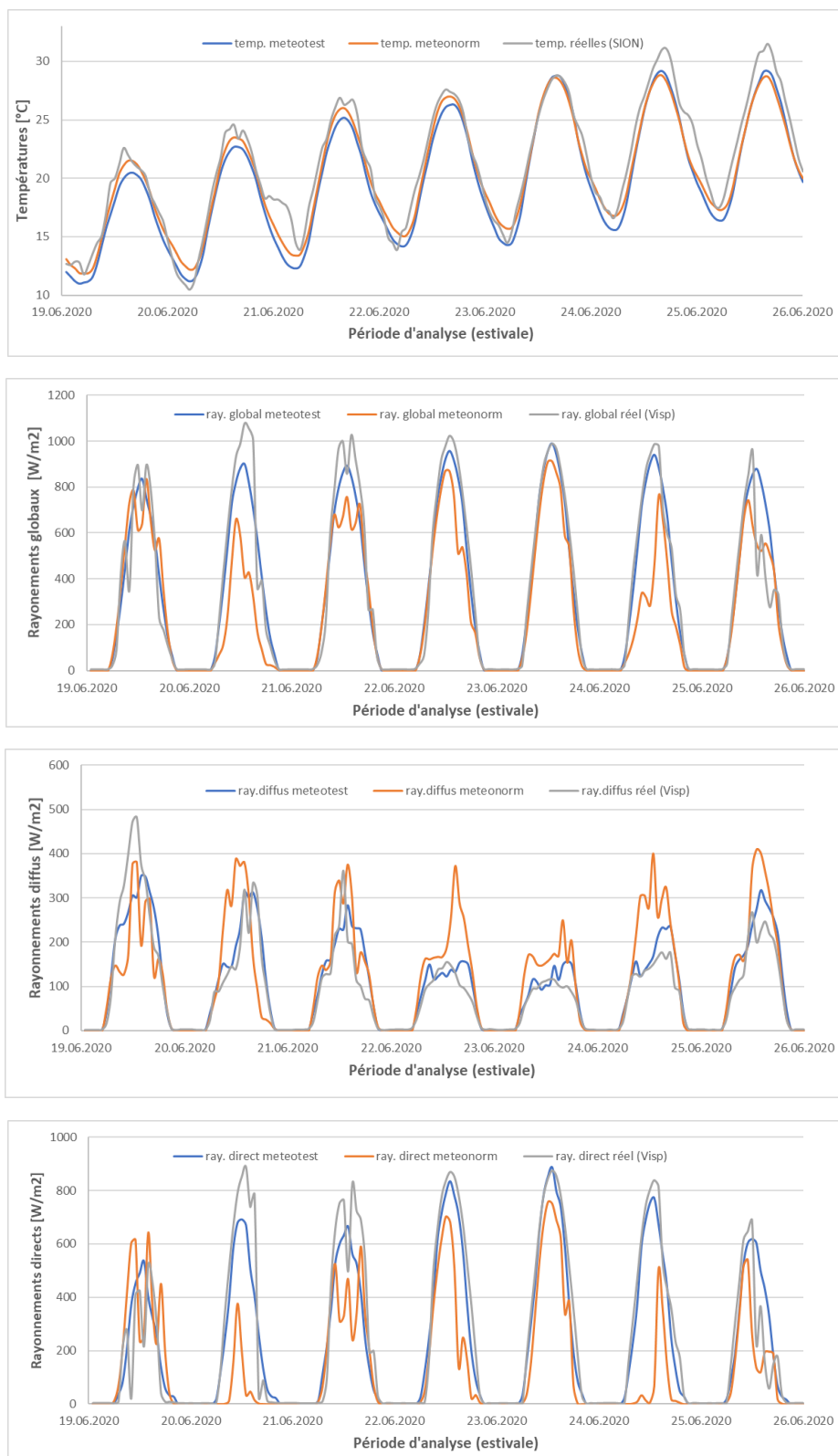
figure(2)
plot(HOURS,PrevCorr)
xlabel("Période")
ylabel("Prévision de production [W]")

end
end

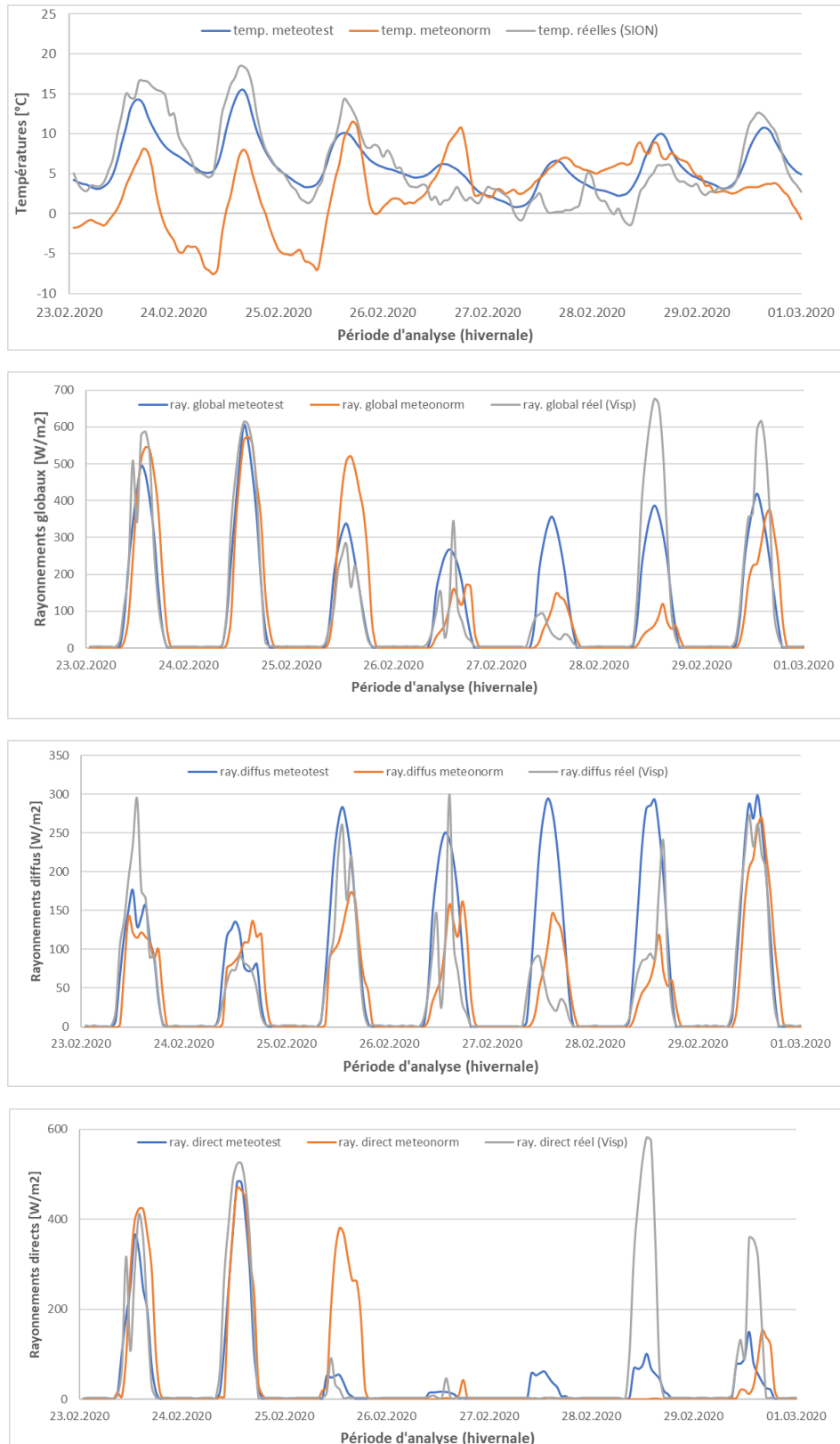
```

8.6 COMPARAISON DES DONNÉES MÉTÉOROLOGIQUES FOURNIES PAR LES BASES DE DONNÉES

8.6.1 Période estivale



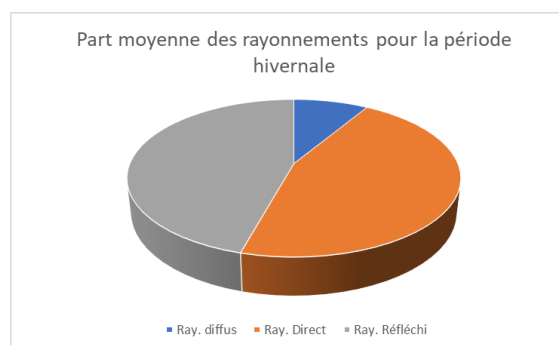
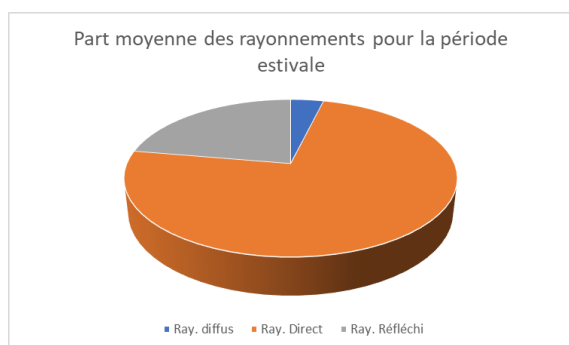
8.6.2 Période hivernale



8.7 PART DES DIFFÉRENTS RAYONNEMENTS (PLAN INCLINÉ) SUR LE RAYONNEMENT GLOBAL

Période estivale		
part des différents rayonnements sur plan incliné		
max diffus [%]	max direct [%]	max réfl [%]
6.70	80.95	26.60
min diffus [%]	min direct [%]	min réfl [%]
0.92	66.70	17.99
moy diffus [%]	moy direct [%]	moy réfl. [%]
3.81	73.82	22.29

Période hivernale		
part des différents rayonnements sur plan incliné		
max diffus [%]	max direct [%]	max réfl [%]
16.53	76.58	69.49
min diffus [%]	min direct [%]	min réfl [%]
0.83	15.37	22.52
moy diffus [%]	moy direct [%]	moy réfl. [%]
8.68	45.98	46.00



8.8 ERREURS DES PRÉVISIONS DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES DE LA PÉRIODE HIVERNALE

	Période hivernale 23.02.2020-29.02.2020							
	Période complète	23.02.2020 0	24.02.2020 0	25.02.2020 0	26.02.2020 0	27.02.2020 0	28.02.2020 0	29.02.2020 0
Prod réelle [kWh]	213.2	38.3	50.8	24.8	9.4	3.7	52.4	33.8
Prod prévue [kWh]	103.2	22.8	29.7	8.3	6.5	10.8	12.0	13.1
Prod données météo réelles [kWh]	127.5	19.7	34.4	11.6	7.1	2.9	34.7	17.2
Erreur relative réelle-prévue	-52%	-41%	-42%	-67%	-31%	191%	-77%	-61%
Erreur relative réelle-prévue avec météo réelle	-40%	-49%	-32%	-53%	-25%	-22%	-34%	-49%
Erreur absolue réelle-prévue [kWh]	-110.0	-15.5	-21.1	-16.5	-2.9	7.1	-40.4	-20.7
Erreur absolue réelle-prévue avec météo réelle [kWh]	-85.7	-18.6	-16.4	-13.3	-2.3	-0.8	-17.7	-16.5