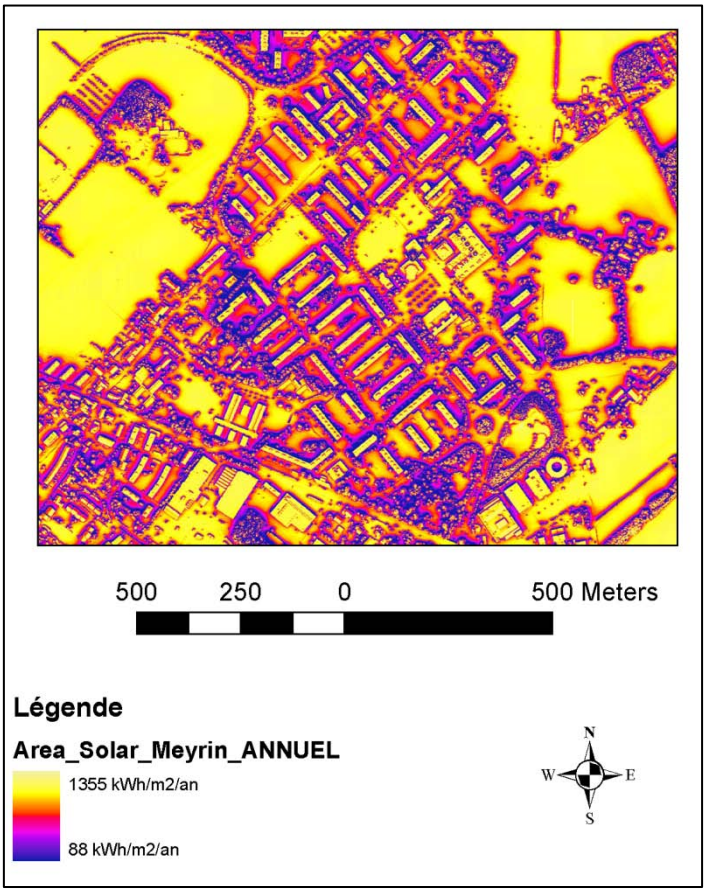
UNIVERSITÉ DE GENÈVE
INSTITUT DES SCIENCES DE L'ENVIRONNEMENT

Evaluation du potentiel solaire en milieu urbain : essais d'application aux toitures du canton de Genève



Accès solaire annuel (zone Meyrin)

Certificat de Géomatique

Jérôme Faessler Février 2010

Remerciements

Je tiens à remercier chaleureusement les personnes suivantes pour leurs différents apports et sans qui ce travail n'aurait pu avoir lieu :

- Claudio Carneiro, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) ;
- Gilles Desthieux, Haute Ecole du Paysage, d'Ingénierie et d'Architecture de Genève (HEPIA) ;
- Alain Dubois, Institut des Sciences de l'Environnement (ISE), Université de Genève ;
- Pierre Ineichen, Groupe Energie-Forel, ISE, Université de Genève ;
- Bernard Lachal, Groupe Energie-Forel, ISE, Université de Genève ;
- Anthony Lehmann, ISE, Université de Genève ;
- André Mermoud, Groupe Energie-Forel, ISE, Université de Genève ;
- Floriane Mermoud, Groupe Energie-Forel, ISE, Université de Genève ;
- Marylène Montavon, EPFL.

Tables des matières

Remerciements 2
Tables des matières 3
Liste des Figures 4
Liste des Tableaux 5
1 Introduction 7
2 Aspects théoriques 9
2.1 Rayonnement solaire 9
2.2 Filières énergétiques du solaire 11
2.2.1 Ressource 11
2.2.2 Transformations 12
2.2.3 Valorisations 13
2.3 Lien entre l'énergie solaire et les SIG 14
2.4 Outil « solar radiation » d'ArcGIS 16
2.4.1 Détails de l'outil *solar radiation* 16
2.4.2 Limites de l'outil *solar radiation* 17
2.5 Approche géoréférée effectuée dans ce travail 18
2.5.1 Processus général pour la comparaison avec la méthode LIDAR 18
2.5.2 Processus détaillé de l'approche Faessler 19
2.5.3 Limites du modèle Faessler 21
3 Résultats des analyses 23
3.1 Zone Test Meyrin 23
3.1.1 Comparaison avec la méthode Radiance (LESO-EPFL) 31
3.1.2 Comparaison avec la méthode LIDAR (Carneiro-Morello-Desthieux) 32
3.2 Commune d'Onex 33
3.2.1 Comparaison avec la méthode Mermoud 35
3.3 Du potentiel mobilisable modélisé par SIG au potentiel réel 37
4 Conclusions et Perspectives 39
Bibliographie 41
Annexe 1 : outil *Solar Radiation* – aide ESRI 42

Liste des Figures

Figure 1 : différents effets de l'atmosphère sur le rayonnement solaire arrivant sur terre (source : Ineichen, 2009) 9

Figure 2 : transmission du rayonnement solaire à la terre (source : Ineichen, 2009) 10

Figure 3 : variations interannuelles du rayonnement global sur un plan horizontal à Genève en kWh/m^2 (source : Ineichen, 2009) 10

Figure 4 : filière énergétique du solaire : de la ressource à la prestation 11

Figure 5 : ressource solaire mensuelle sur un plan horizontal (rouge) ou sur un plan incliné à 30° (vert) en kWh/m^2/jour (source : Mermoud, 2009) 12

Figure 6 : résumé du procédé de calcul de l'irradiation sur les toits de la méthode LIDAR (source : Carneiro *et al*, 2009) 15

Figure 7 : processus de préparation des couches pour la comparaison des méthodes 18

Figure 8 : model builder de la sélection de la zone test 19

Figure 9 : model builder de l'outil *solar radiation* et de l'addition des couches raster pour la valeur annuelle 19

Figure 10 : model builder de la sélection des zones de toits et du couplage avec les valeurs d'irradiance 20

Figure 11 : irradiation annuelle de la zone test de Meyrin (selon input MNS) en kWh/m^2/an 23

Figure 12 : irradiation annuelle de la zone test de Meyrin (selon input Terrain = 0 et Toits Plats) en kWh/m^2/an 24

Figure 13 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits issus de la 3D (test 1 – zone Meyrin) 25

Figure 14 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec geo_hauteur_bat (test 3 – zone Meyrin) 26

Figure 15 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits 27

Figure 16 : irradiation annuelle de la commune d'Onex en kWh/m^2/an 33

Figure 17 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits issus de la 3D (Onex – test 1) 34

Liste des Tableaux

Tableau 1 : résumé des différents tests effectués (zone test Meyrin)..... 28

Tableau 2 : comparaison de l'irradiance et des surfaces disponibles sur les toitures (zone test Meyrin)..... 28

Tableau 3 : statistiques générales du test 1 (zone test Meyrin)..... 29

Tableau 4 : statistiques spécifiques pour le test 1 et 5 (zone test Meyrin)..... 30

Tableau 5 : comparaison des surfaces selon l'irradiance pour les deux méthodes 31

Tableau 6 : comparaison entre l'étude Mermoud et la méthode Faessler..... 35

1 Introduction

Ces dernières années, la problématique du changement climatique et de la raréfaction des ressources fossiles a remis en avant l'importance de développer les énergies renouvelables de manière intensive. Parmi celles-ci, l'énergie solaire a une place de choix étant donné la ressource quasiment illimitée que représente le soleil. Cependant, cette ressource est souvent considérée à tort comme gratuite alors qu'il faut réfléchir en terme de filière énergétique : le captage du soleil puis sa transformation en énergie utilisable par la société a un certain coût et occupe de l'espace.

Le développement intensif du solaire implique une utilisation rationnelle de l'espace et des surfaces disponibles. Cela est d'autant plus vrai que notre zone d'étude s'est portée sur la région de l'agglomération franco-valdo-genevoise (AFVG), où la pression sur l'usage du sol est importante. C'est pourquoi il est opportun de réfléchir à intensifier l'utilisation des toitures en milieu urbain pour la production d'énergie solaire plutôt que d'utiliser des surfaces naturelles pour produire cette même énergie.

Le potentiel d'énergie solaire est d'abord dépendant de la ressource solaire (l'irradiance) arrivant réellement sur un toit durant une année complète. Divers problèmes peuvent en effet diminuer l'irradiance annuelle : orientation et pente du toit, ombrages d'autres bâtiments ou d'objets, etc… Différents outils plus ou moins précis peuvent être utilisés pour modéliser une zone ou un toit de bâtiment. L'idée présentée dans ce travail est d'utiliser un outil semi-automatique permettant de traiter un grand nombre de donnée via un Système d'Information Géoréféré (SIG).

En milieu urbain, il existe à notre avis un intérêt à spatialiser le potentiel pour chaque toit et/ou bâtiment en utilisant des SIG afin de coupler l'information de l'irradiance avec d'autres informations géoréférées, comme par exemple les statistiques de population, d'emplois, d'indice de dépense de chaleur des bâtiments, etc… Cet intérêt réside surtout dans les possibilités d'agrégation de données par quartier ou commune, afin d'avoir un outil de communication pour des décideurs politiques ou des propriétaires d'un ensemble de bâtiments comme des caisses de pension.

Après un premier chapitre présentant les aspects théoriques et l'approche développée dans ce travail, nous avons poursuivi un double objectif :

- tester et évaluer la pertinence de l'outil *solar radiation* du logiciel ArcGis pour l'estimation de la ressource solaire en milieu urbain en comparant l'irradiance modélisée avec d'autres méthodes d'analyse ;
- Proposer des réflexions sur les possibilités de couplage de différentes statistiques géoréférées avec cette ressource solaire pour voir l'utilité d'une telle démarche dans la perspective de la planification énergétique territoriale.

Pour terminer, quelques perspectives de recherche concernant notamment la modélisation élargie au canton de Genève, voir à l'agglomération franco-valdo-genevoise, sont abordées.

2 Aspects théoriques

2.1 Rayonnement solaire

Le soleil émet en permanence un rayonnement extra-atmosphérique de 1'367 W/m^2, correspondant à la constante solaire. Ce rayonnement n'arrive évidemment pas de manière uniforme à la surface de la Terre, et des corrections doivent être apportées pour estimer correctement le rayonnement global arrivant sur une surface au sol.

Le transfert du rayonnement solaire dépend (Guisan, 1988 et Ineichen, 2009) :

a) d'effets géométriques dû à :
   - l'excentricité de la trajectoire terre autour du soleil ;
   - l'inclinaison de l'axe de la terre par rapport au plan de la trajectoire autour du soleil ;
   - la rotation de la terre sur son axe (dynamique journalière) ;
   - le rayonnement incident sur un plan incliné ;

b) d'effet de l'atmosphère dû à :
   - la transmission du rayonnement ;
   - la diffusion du rayonnement ;
   - l'absorption du rayonnement ;
   - la réflexion du rayonnement ;

c) de variations interannuelles du rayonnement.

De manière schématique, les différents effets atmosphériques peuvent être représentés comme suit (voir Figure 1) :

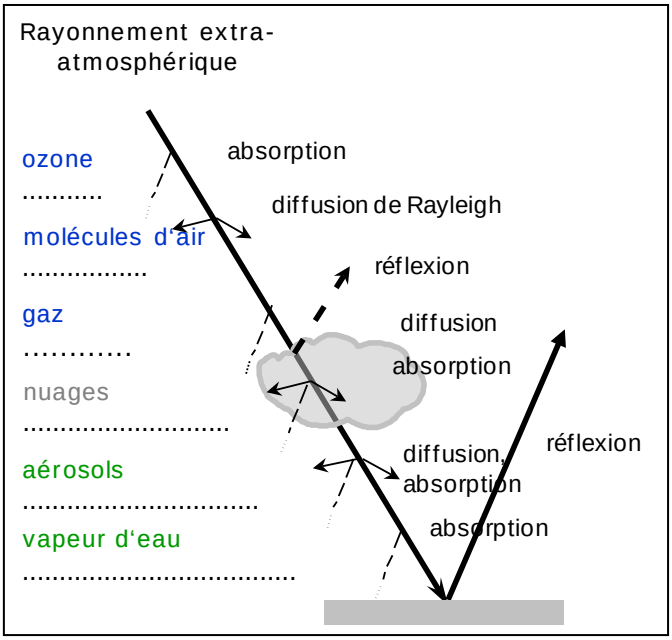


Figure 1 : différents effets de l'atmosphère sur le rayonnement solaire arrivant sur terre (source : Ineichen, 2009)

Les effets dû à l'atmosphère sont très complexes mais il existe des modèles simplifiés permettant d'approximer assez bien le rayonnement arrivant sur la surface du sol. Le rayonnement global incident arrivant réellement sur terre est la somme des rayonnements direct et diffus (voir Figure 2) :

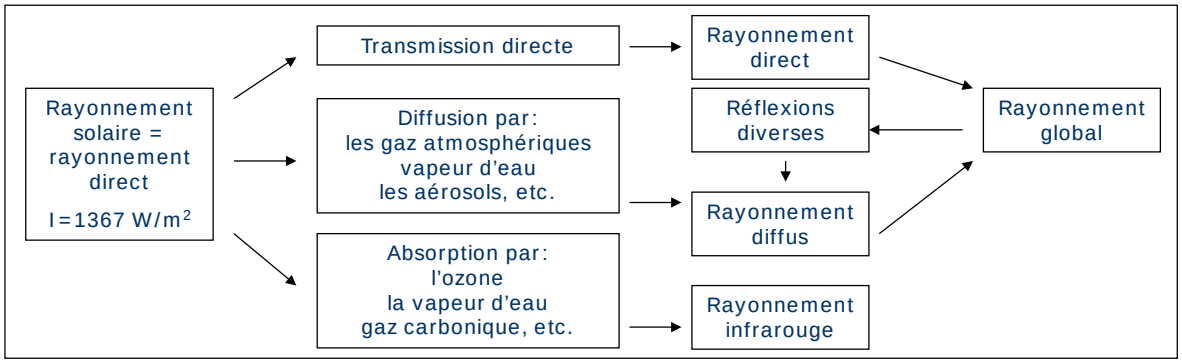


Figure 2 : transmission du rayonnement solaire à la terre (source : Ineichen, 2009)

A Genève, l'irradiance est mesurée par la station météo de la Jonction de l'Université de Genève depuis 1990 (voir sous http://www.unige.ch/energie/energieforel/activites/met.html, consulté le 8 février 2010) et peut être comparée à plusieurs autres mesures ou modèle (voir Figure 3 ci-dessous) :

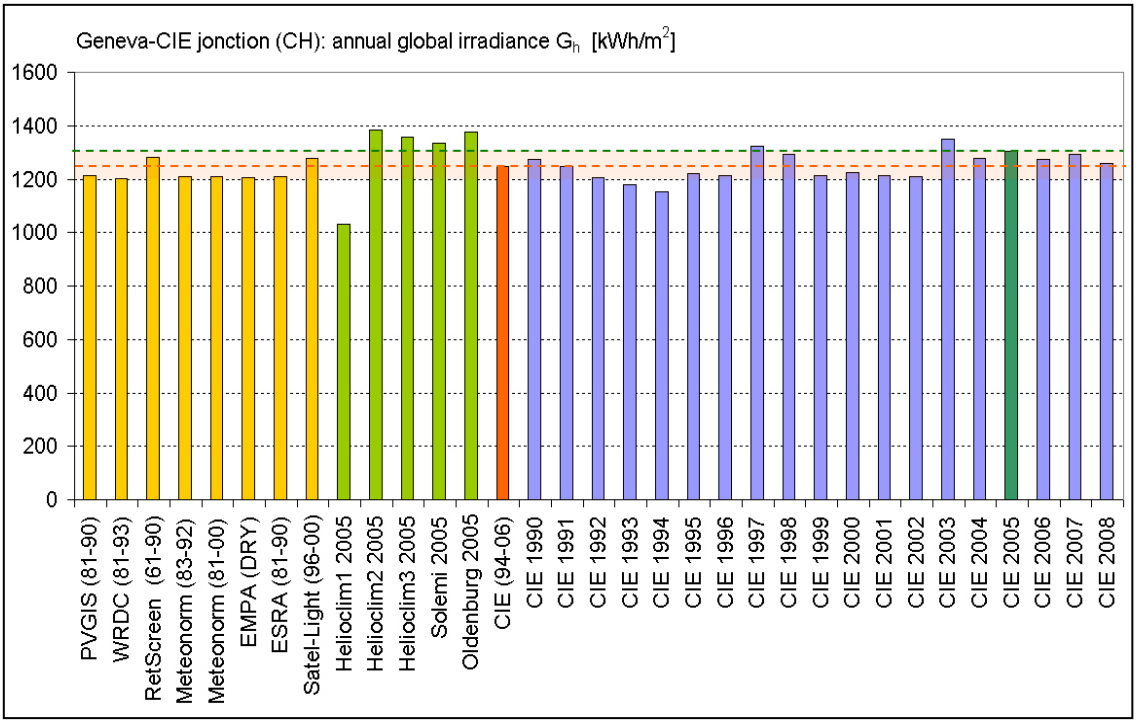


Figure 3 : variations interannuelles du rayonnement global sur un plan horizontal à Genève en kWh/m^2 (source : Ineichen, 2009)

La Figure 3 ci-dessus montre que le rayonnement moyen arrivant à Genève sur un plan global horizontal est d'environ 1'250 kWh/m^2 (ligne rouge en pointillé), avec une variation interannuelle de plus ou moins 5% selon les années de mesures (barres violettes sur la droite du graphique).

Il est important de toujours être au clair sur le type de rayonnement global utilisé, car sur un plan incliné à 30° sud, la moyenne annuelle à Genève monte alors à 1'350 kWh/m^2, soit 10% de plus que sur un plan horizontal. Cela pose un problème d'estimation de la mesure sur les toits, qui peuvent être plats ou inclinés. Nous verrons plus loin que l'outil *solar radiation* permet en partie de prendre en compte cette différence entre toits plats et inclinés.

2.2 Filières énergétiques du solaire

En parlant des ressources renouvelables, le soleil est souvent considéré comme gratuit et illimité mais nous pensons qu'il est plus intéressant de réfléchir en terme de filière énergétique, de la ressource à la prestation (voir Figure 4) :

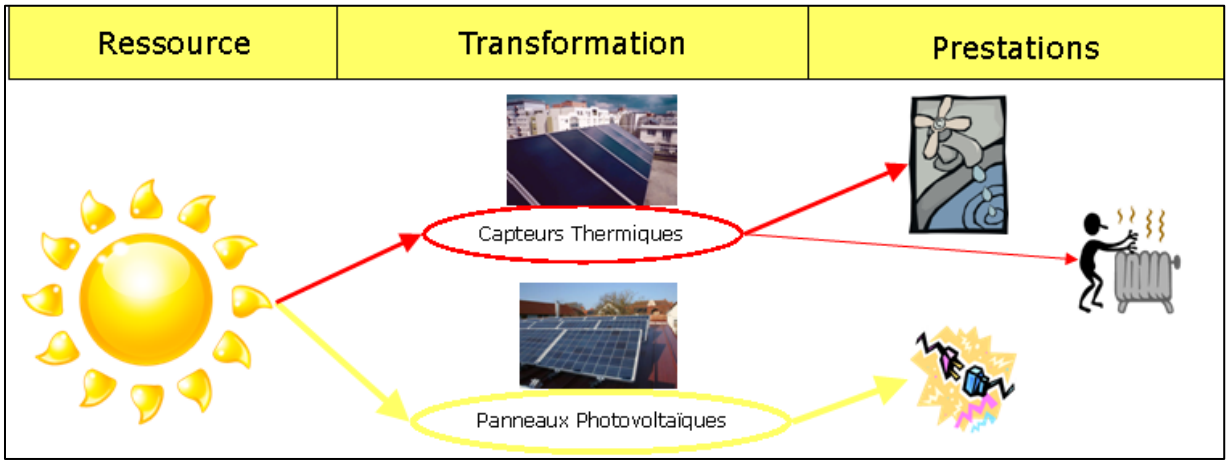


Figure 4 : filière énergétique du solaire : de la ressource à la prestation

2.2.1 Ressource

Cette ressource solaire est dépendante de la surface de captage. A Genève, cette surface peut être utilisée pour l'une ou l'autre des deux grandes filières de transformation du soleil :

- solaire thermique (avec production d'eau chaude sanitaire et/ou de chauffage)
- effet photovoltaïque (avec production d'électricité)

On admet ici que dans le cadre d'une utilisation rationnelle des surfaces du canton de Genève, le potentiel de cette ressource est essentiellement limité par la surface de toits. La surface réellement disponible des toits dépend de l'orientation, de la pente, des ombrages d'autres bâtiments ou d'objets, des superstructures qui empêchent la pose de capteurs, etc…

Pour la suite, nous définissons ici quatre types de potentiel :

- Le potentiel *brut*, correspondant aux toits étudiés ;
- Le potentiel *accessible*, correspondant aux toits faiblement ou non ombragé ;
- Le potentiel *mobilisable*, correspondant aux toits faiblement ombragé moins les structures et objets l'encombrant ;
- Le potentiel *réel*, intégrant en plus une notion de qualité du toit (état et nature du toit).

L'énergie solaire est une énergie de flux non stockable avec une importante dynamique été-hiver de rapport 4 sur 1 (voir Figure 5 ci-dessous) :

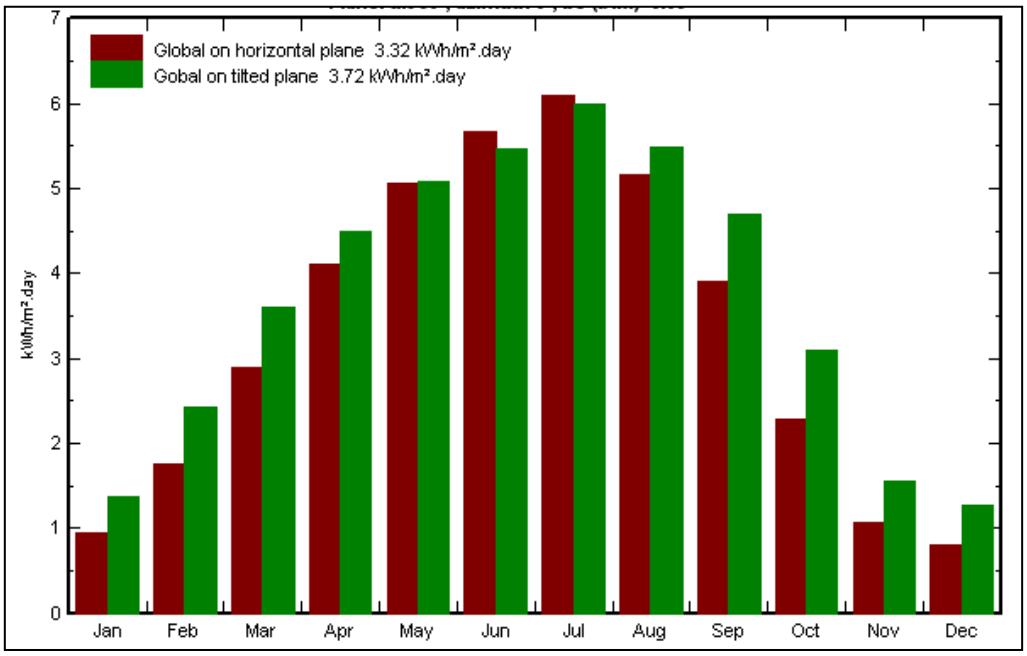


Figure 5 : ressource solaire mensuelle sur un plan horizontal (rouge) ou sur un plan incliné à 30° (vert) en kWh/m^2/jour (source : Mermoud, 2009)

2.2.2 Transformations

Au niveau économique, le solaire thermique est une technologie mature et rentable si les capteurs sont bien dimensionnés.

Le solaire photovoltaïque (PV) peut être considéré comme mature mais non rentable à court terme : une politique volontariste avec subventionnement est encore nécessaire pour permettre de continuer à diminuer les coûts de cette technologie.

En général, s'il y a des besoins d'eau chaude sanitaire (ECS) toute l'année (typiquement des toitures d'immeubles locatifs), il faut plutôt privilégier le solaire thermique puis ajouter du PV si possible. Le PV doit être préféré sur les toitures scolaires, les bâtiments industriels ou les centres sportifs, car les besoins en ECS sont faibles en été, lorsque la ressource est la plus abondante.

Le chauffage via le solaire thermique est potentiellement intéressant s'il est couplé avec une pompe à chaleur ou un stockage saisonnier, mais ces systèmes ont encore besoin de retour d'expérience.

L’intégration de systèmes solaires lors de la conception ou de la rénovation des bâtiments est beaucoup plus efficiente techniquement et économiquement.

2.2.3 Valorisations

Selon le transformateur associé, on produira de la chaleur (capteur thermique) ou de l’électricité (panneaux PV). La chaleur ne peut être utilisée que localement et est donc liée spatialement aux utilisateurs. Il est donc important de bien connecter l’offre et la demande.

En revanche, la production d’électricité via les panneaux PV est injectée dans le réseau électrique qui est un réseau européen et n’est donc plus lié spatialement aux utilisateurs, même s’il peut être intéressant pour une commune ou une région de connaitre son taux de production d’électricité photovoltaïque par rapport à la consommation moyenne d’électricité par habitant.

Dans le cadre de ce travail, pour des raisons de temps et de simplicité, seul la valorisation électrique (PV) de la ressource a été prise en considération (voir *chapitre 2.5.2*).

2.3 Lien entre l'énergie solaire et les SIG

Dans un cadre urbain, la modélisation de l'irradiance pour chaque bâtiment est assez compliquée étant donné les nombreux ombrages des objets sur ou à côté du bâtiment. Des logiciels comme PVSyst (http://www.pvsyst.com, consulté le 8 février 2010) permettent de calculer l'irradiance pour un toit donné en rentrant les informations d'ombrage en 3D de manière manuelle. Cela convient très bien pour le dimensionnement précis d'une installation pour un toit bien précis. En revanche, lorsqu'il s'agit d'évaluer de manière plus globale un quartier ou une commune entière, il paraît indispensable de passer à un modèle semi-automatique. La spatialisation de l'information et l'utilisation d'outils SIG permettent de traiter un grand nombre d'information à la fois.

Un groupe de recherche avec lequel nous avons collaboré pour ce certificat, appelé ci-après Carneiro-Morello-Desthieux, travaille depuis quelques temps déjà sur l'utilisation d'un modèle urbain 3D issu des données LIDAR (*Light Detection and Ranging*, qui sont en réalité des données altimétriques mesurées par avion).

De manière très résumée, leur modélisation est basée sur 5 grandes étapes (voir Carneiro *et al*, 2009 et la Figure 6 ci-après) :

1) traitement d'image permettant de reconstruire un modèle de surface 2.5D ;

2) procédure de segmentation pour estimer les orientations et pentes des toits ;

3) analyse des surfaces de toits disponibles, selon la surface minimale requise (20 m^2 pour le PV ; 4 m^2 pour le thermique) ;

4) évaluation de l'irradiation solaire pour ces segments de toits ;

5) visualisation des résultats en 2D.

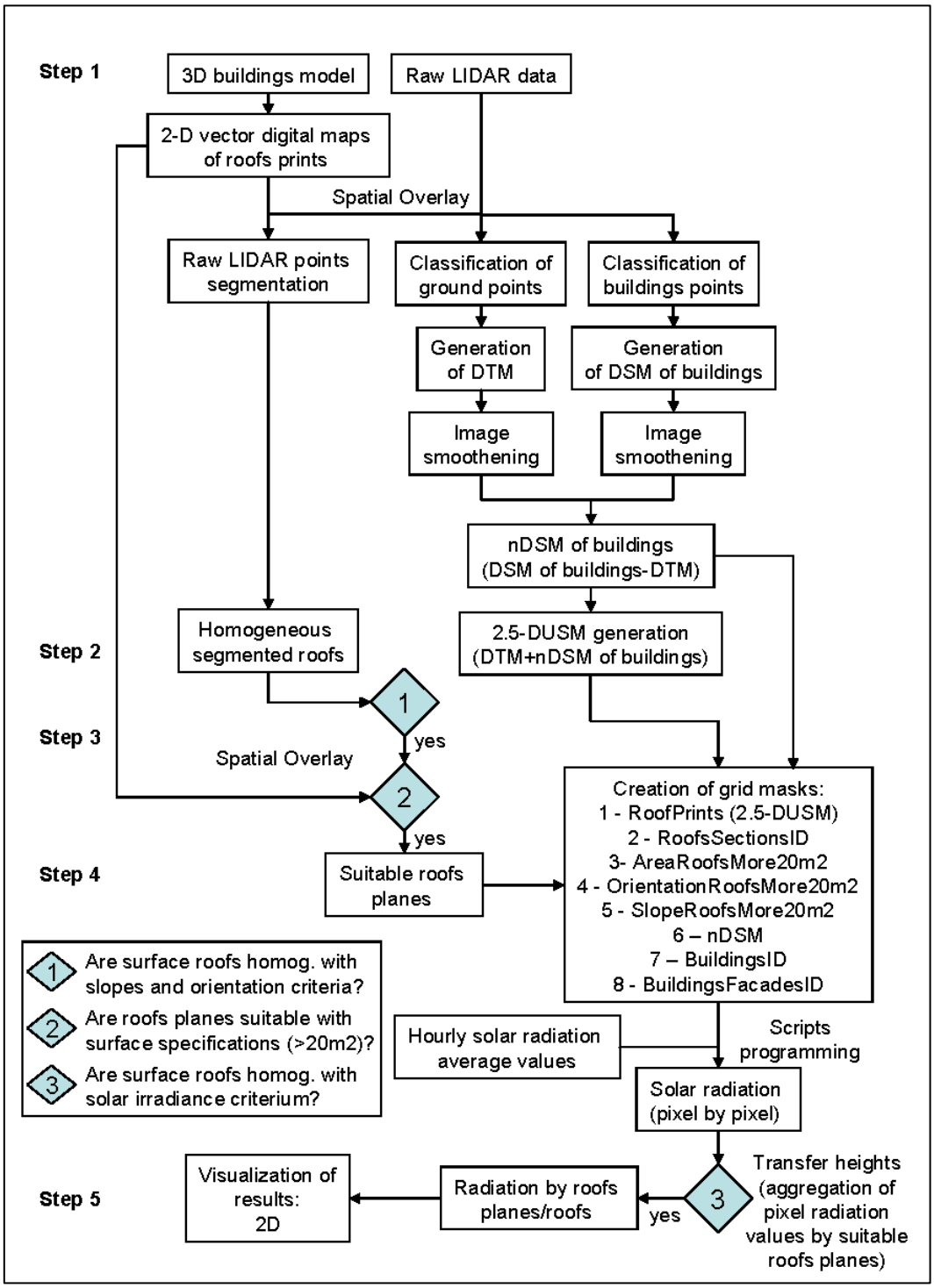


Figure 6 : résumé du procédé de calcul de l'irradiation sur les toits de la méthode LIDAR (source : Carneiro *et al*, 2009)

Cette procédure a l'avantage de travailler à partir de données brutes aéroportée et des couches vectorielles des bâtiments de manière automatique. Elle peut donc potentiellement être appliquée sur n'importe quelle zone urbaine ayant des données LIDAR et une couche vecteur des bâtiments à disposition. Dans ce travail, nous avons repris la zone test de Meyrin pour comparer nos résultats avec ceux de cette équipe de recherche (voir *chapitre 3.1*).

2.4 Outil « solar radiation » d'ArcGIS

Le logiciel ArcGis possède une toolbox spécifique pour les calculs de l'irradiation solaire (*solar radiation* dans spatial analyst). Cette « boîte noire » a été utilisée telle quelle dans ce travail, avec quelques modifications de paramètres. Une description complète de cet outil se trouve sur l'aide en ligne d'ESRI et a été mis en annexe pour information (voir l'*annexe 1*).

Les points essentiels de cet outil sont résumés ci-dessous :

2.4.1 Détails de l'outil *solar radiation*

Un certain nombre de paramètres concernent les effets géométriques liés au ciel (division du ciel, taille de la résolution du ciel, latitude, etc…) tandis que d'autres concernent les effets atmosphériques liés au ciel (type de modèle et proportion du rayonnement diffus, transmitivité liée à la couverture nuageuse, etc…).

La zone de ce travail correspondant à la région genevoise, une transmitivité de 0.5 a été prise (valeur moyenne mesurée de 47% sur les dix dernières années, P. Ineichen, communication personnelle), une latitude de 46° et une proportion de diffus de 0.3. Ce dernier chiffre est plutôt en moyenne de 0.5 à Genève (P. Ineichen, communication personnelle) mais lors d'essais de l'outil, nous avons remarqué que le changement de la proportion de rayonnement diffus n'influençait pas le rayonnement direct, toujours à 0.7. Or, pour être correct, la somme des deux proportions doit être égale à 100% ! Cela est une limite actuelle de cet outil. Les autres paramètres géométriques du ciel ont été pris par défaut (voir *annexe 1*).

Les calculs ont été faits sur une année complète, avec une modification des secteurs du ciel tous les 14 jours. L'intervalle de temps journalier pour la course du soleil est horaire, et les résultats sont donnés pour chaque mois d'une année type. La météo spécifique d'une année ne peut pas être intégrée dans le calcul.

L'input de notre calcul est une image issue du modèle numérique de surface du canton de Genève (disponible sous http://etat.geneve.ch/sitg/accueil.html, consulté le 8 février 2010). La résolution de l'image est de 1 mètre sur 1, avec une précision altimétrique de 0.15 mètre pour les surfaces dures (1 mètre pour les surfaces de forêt).

L'outil *solar radiation* peut prendre en compte les différences d'altitude entre chaque pixels, intégrant la notion de pente, d'orientation et d'ombres portées. C'est le paramètre par défaut utilisé ici. Il est également possible de traiter l'image en prenant des surfaces planes sans intégration de la pente, correspondant alors au plan global horizontal.

Les résultats de ce calcul sont donnés sous forme annuelle ou mensuelle en Wh/m^2 pour le rayonnement global, lui-même somme du rayonnement direct et diffus. Le nombre d'heure de rayonnement direct peut aussi être donné.

2.4.2 Limites de l'outil *solar radiation*

Cet outil nous paraît performant et permet d'avoir des résultats tout-à-fait corrects pour le niveau de détail des analyses effectuées ici. Trois limites peuvent toutefois être relevées :

1) rapport entre rayonnement direct et diffus non modifiable :
   - Une limite importante est ce terme de rayonnement diffus qui est modifiable mais qui malheureusement ne modifie pas le rayonnement direct. Il s'agit probablement d'une erreur qui sera communiquée à ESRI pour une future correction de l'outil.
   - Lors d'une estimation annuelle de l'irradiance, l'outil ne prend pas en compte la variabilité mensuelle moyenne de ce rapport entre le rayonnement direct et diffus. Cela serait toutefois possible en recalculant chaque mois séparément avec un rapport diffus/direct spécifique.
2) temps de calcul assez long :
   - Un autre problème pouvant se poser est le temps de calcul assez long : dans notre cas et avec nos puissances de calcul (4 Go de RAM), nous avons mis environ 5 heures pour faire le calcul sur la commune de Meyrin dans son entier. Or, Meyrin ne représente qu'environ 4% de la surface du canton de Genève, qui est de 420 km^2.
3) impossibilité d'intégrer une année spécifique de la météo :
   - Il n'est pas possible d'intégrer une année météorologique "type" avec des jours « moyens » par mois établis à partir de statistiques sur plusieurs années, comme avec *Meteonorm*. Une telle statistique a en revanche été intégrée dans l'outil Carneiro-Morello-Desthieux (Carneiro *et al*, 2009).
   - Si l'on fait des estimations de potentiel pour plusieurs années de production photovoltaïque, il n'est pas forcément essentiel de mesurer une année spécifique, ce qui ne serait pas le cas pour l'utilisation de capteurs thermiques, liés spatialement et temporellement à la demande de chaleur.

2.5 Approche géoréférée effectuée dans ce travail

Ce travail s'est attelé à deux objectifs :

1) Utiliser l'outil *solar radiation* et ses différentes possibilités de paramétrages directement sur un modèle numérique de surface (MNS) pour comparer avec l'irradiance générée par d'autres méthodes d'évaluation ;
2) Développer une procédure semi-automatique de couplage de différentes statistiques géoréférées avec cette ressource solaire issue du MNS (appelé ci-après *méthode Faessler*), afin d'appliquer par la suite l'outil de manière systématique sur le canton de Genève.

2.5.1 Processus général pour la comparaison avec la méthode LIDAR

Dans le cadre de la comparaison avec la méthode Carniero-Morello-Desthieux, un traitement de couches raster en plusieurs étapes a abouti à une nouvelle couche avec le modèle numérique de terrain (MNT) et des toits plats. Cela devant permettre à ces chercheurs d'utiliser la même zone test de Meyrin pour comparer avec d'autres méthodes. Nous avons également appliqué l'outil *solar radiation* puis notre méthode sur cette image.

Les principales étapes pour la préparation des couches de départ sont détaillées dans la figure ci-dessous (voir Figure 7) :

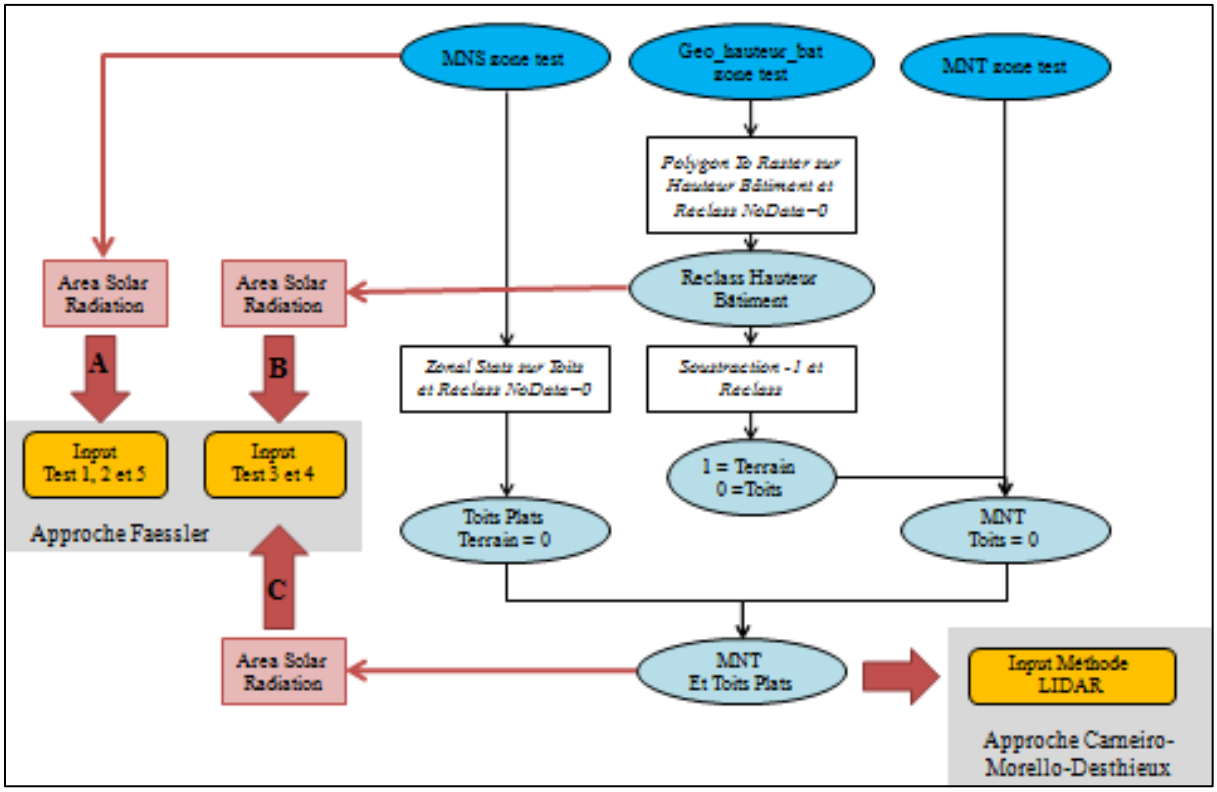


Figure 7 : processus de préparation des couches pour la comparaison des méthodes

2.5.2 Processus détaillé de l'approche Faessler

Pour estimer la ressource solaire disponible sur chaque toit, l'approche développée ici est de partir du MNS du canton de Genève et d'utiliser directement l'outil *solar radiation*. Cela permet de prendre partiellement en compte les orientations et les pentes des toits de la zone étudiée.

Dans un premier temps, la zone test a été sélectionnée (voir Figure 8). Puis l'outil *solar radiation* est appliqué sur cette zone test. Le résultat est donné mois par mois, et une valeur annuelle est calculée (voir détails dans la Figure 9).

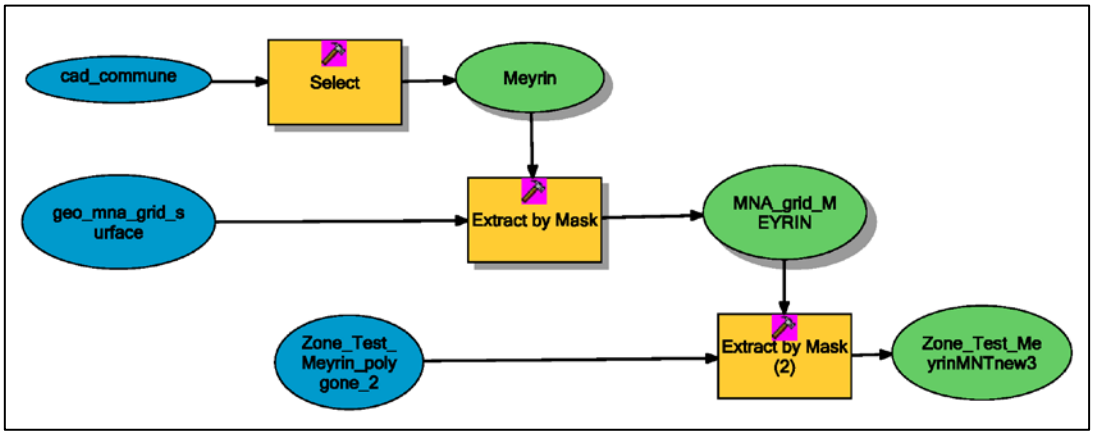


Figure 8 : model builder de la sélection de la zone test

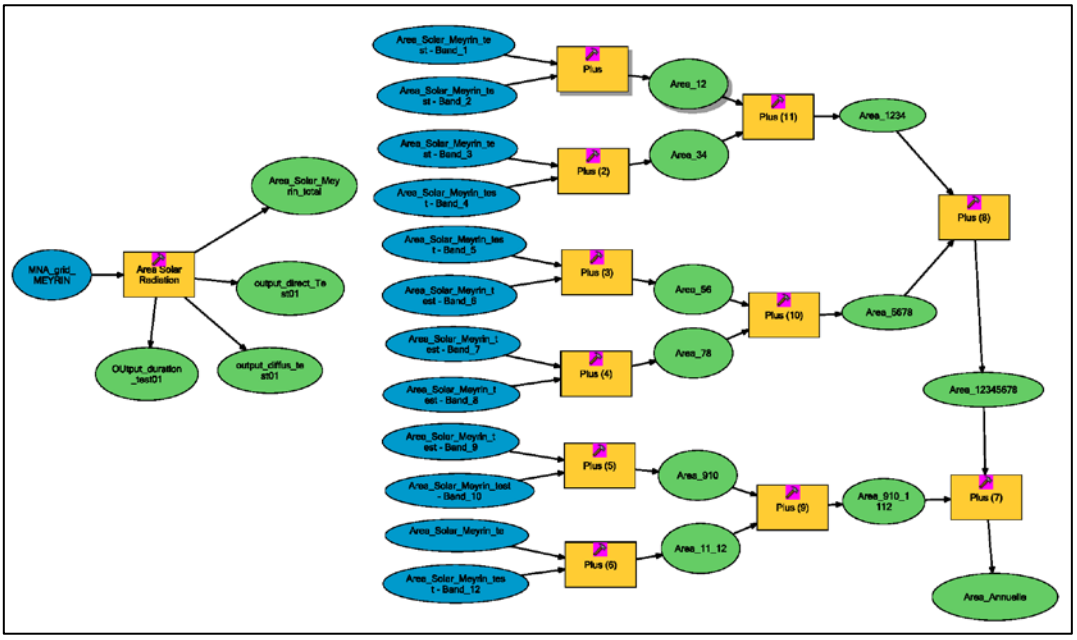


Figure 9 : model builder de l'outil *solar radiation* et de l'addition des couches raster pour la valeur annuelle

Dans un deuxième temps, les couches de toits et de superstructures de toits issus de la couche 3D sont transformées en empreinte 2D (outil *multipatch footprint*) et sélectionnés pour la zone test (Figure 10). Ces couches sont utilisées ici afin d'avoir l'information des surfaces totales réelles des toits.

Une zone tampon d'un mètre autour des superstructures et d'un mètre à l'intérieur des toits est retirée de ces couches. Cela permet d'éviter de comptabiliser des pixels qui seraient à moitié en façade, étant donné notre résolution de pixel à 1 mètre. Les zones de superstructures avec leur tampon sont retirées des zones de toits.

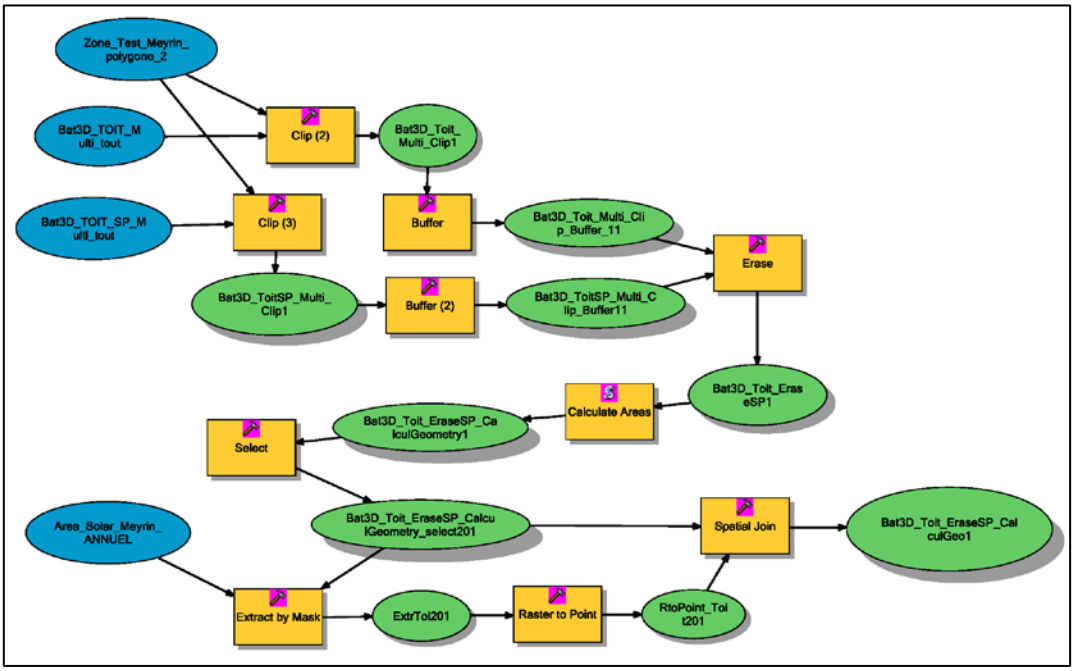


Figure 10 : model builder de la sélection des zones de toits et du couplage avec les valeurs d'irradiance

Dans un dernier temps, cette nouvelle couche avec les zones de toits utilisables réellement pour le captage de la ressource solaire est jointe spatialement avec le résultat du calcul de *solar radiation* (voir partie basse de la Figure 10). Les surfaces de toits plus petites que 20 m^2 sont exclues.

Nous aboutissons ainsi à une couche contenant les informations par bâtiment (EGID) suivantes :

- Surface totale des toits au départ (en 3D) ;
- Empreinte au sol des toits de départ (en 2D) ;
- Surface des toits après soustraction des bords et des superstructures ;
- Valeur moyenne des pixels de cette dernière surface.

Les pentes minimum, maximum et moyenne sont également disponibles dans cette couche, permettant au besoin de sélectionner les toits plats des toits non plats.

Par la suite, cette couche peut être liée via l'EGID de chaque bâtiment avec la couche CAD_Adresse, elle-même liée avec les couches OCS_population et OCS_bâtiment, afin d'avoir la possibilité de faire des statistiques par bâtiment, zone de bâtiment, quartier ou commune.

Pour la valorisation concrète de la ressource solaire, des estimations de production annuelle d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques pour chaque toit peuvent être effectuées. La valorisation thermique de la ressource n'a pas été prise en compte pour des raisons de temps car il aurait fallu faire tourner l'outil *solar radiation* sur des données horaires de jour moyen (intégration d'une météo « moyenne »).

2.5.3 Limites du modèle Faessler

En plus des limites inhérentes à l'outil *solar radiation* (voir *chapitre 2.4.2*), trois principales limites à notre modèle peuvent être relevées :

1) Le MNS a été utilisé directement depuis le SITG. La précision altimétrique de ce MNS peut poser problème pour l'estimation correcte des orientations et des pentes. Elle est de 15 centimètres pour les surfaces dures dans le cas du MNS de Genève (1 mètre pour les surfaces boisées). Cela a été constaté sur des toits plats sans ombrages qui ont des valeurs d'irradiance légèrement différentes alors qu'elles devraient être identiques ;
2) La qualité des données est importante pour faire tourner ce modèle. Dans le cas de Genève, cette procédure assez simple d'exécution est possible grâce au fait que de nombreuses données existent, et notamment toutes les données vectorielles des toits et des bâtiments. Cependant, une partie des données issues de la 3D utilisés ici (toits et superstructures) ne sont pas forcément toutes référencées dans le SITG (couche en cours de validation) ;
3) Lors de l'agrégation des pixels pour chaque surface restante disponible des toits, la dispersion statistique de certains pixels peut avoir une influence négative sur la moyenne pour un toit entier, alors que les trois quart de ce toit sont peut-être très bien exposé. Un critère supplémentaire a pu être rajouté dans un des test.

3 Résultats des analyses

La zone principale étudiée est une partie de Meyrin, correspondant à une zone précédemment étudiée par d'autres groupes de recherche (voir *chapitre 3.1.1*). Nous avons pris cette même zone de test à Meyrin (désigné ci-après *zone test Meyrin*) pour pouvoir comparer les résultats modélisés ici avec les autres méthodes.

3.1 Zone Test Meyrin

L'outil *solar radiation* est effectué sur le MNS de la zone test et sur l'image des toits plats (flèches A et B selon le processus de la Figure 7) (voir Figure 11 et Figure 12 ci-dessous) :

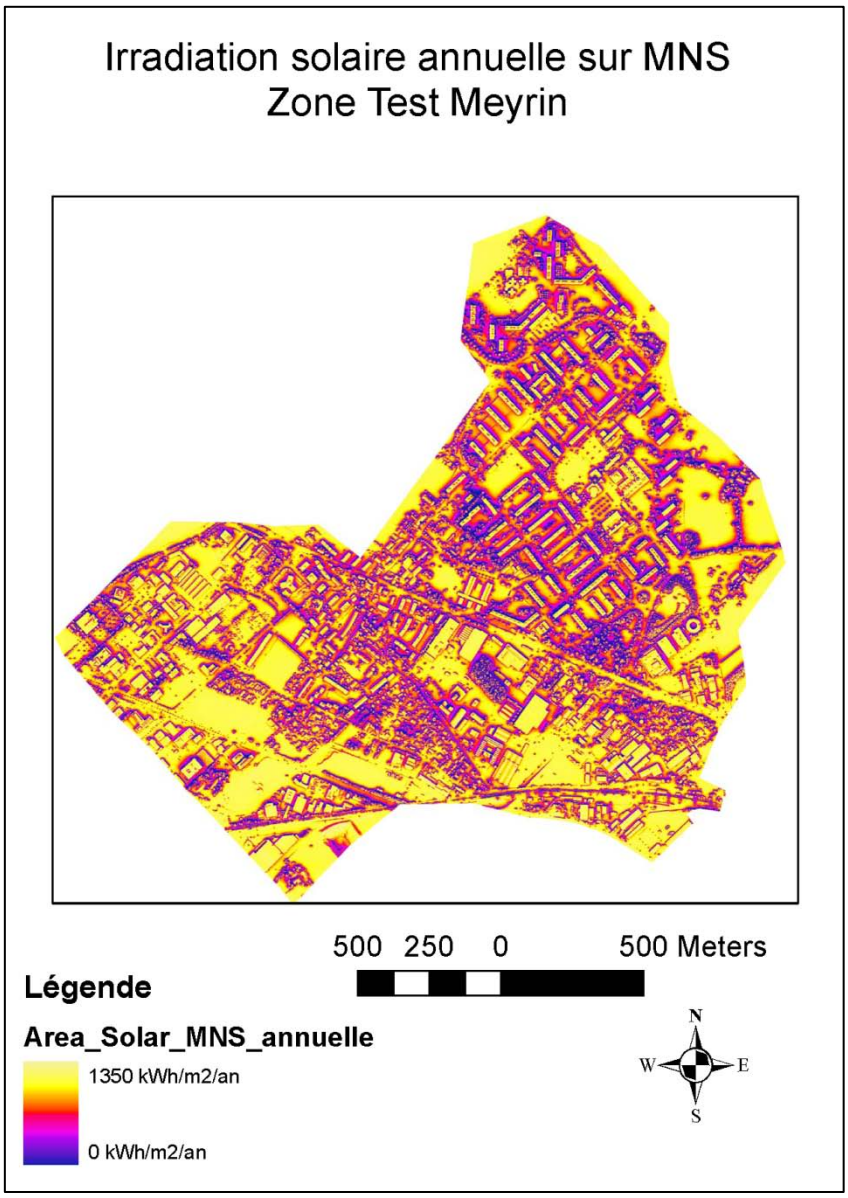


Figure 11 : irradiation annuelle de la zone test de Meyrin (selon input MNS) en kWh/m^2/an

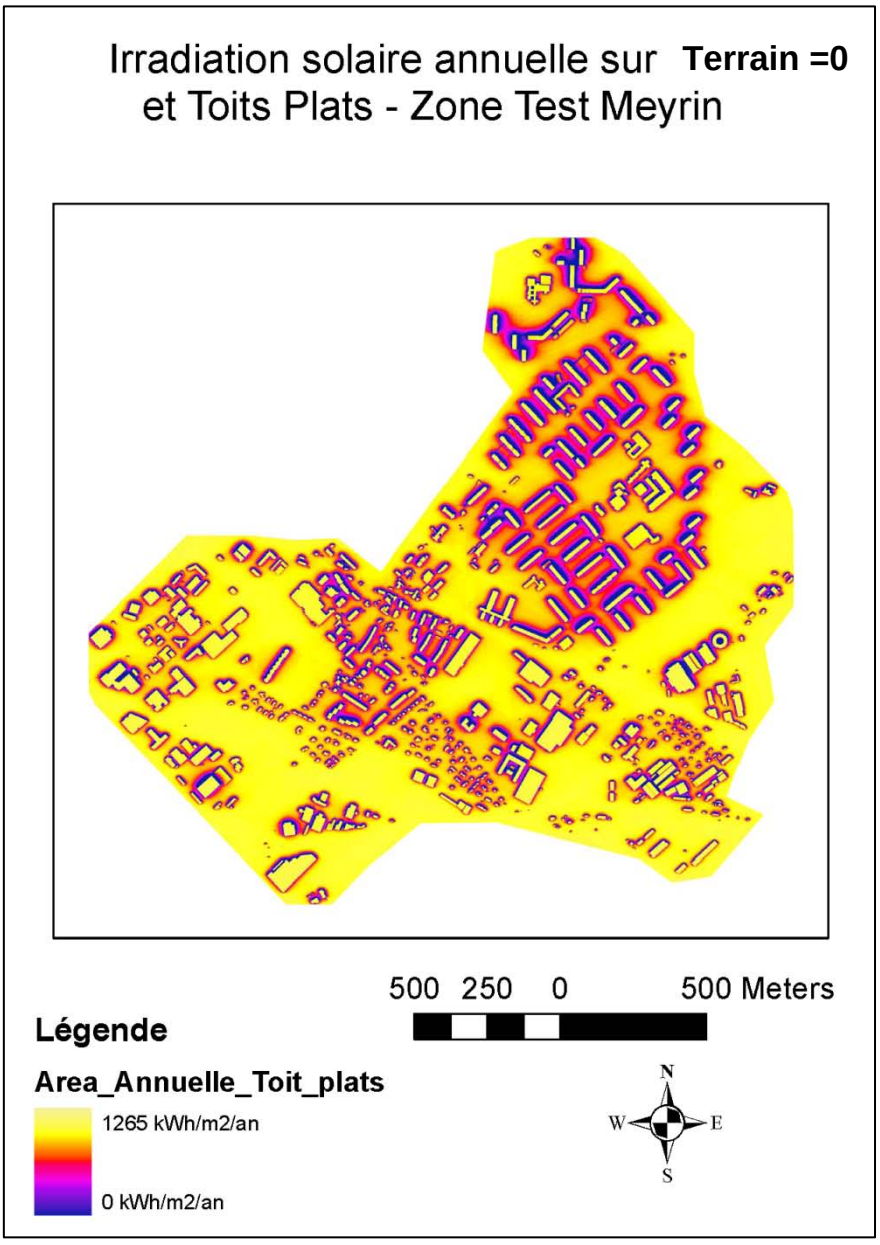


Figure 12 : irradiation annuelle de la zone test de Meyrin (selon input Terrain = 0 et Toits Plats) en kWh/m^2/an

Trois principales observations peuvent être faites :

- Les maximum sont différents et correspondent à des maximum mesurés pour un plan incliné à 30° plein sud ou pour un plan horizontal, ce qui montre la bonne précision du modèle et la prise en compte des pentes dans la l'irradiation issu du MNS ;
- Les ombres portées moyennes sont dirigées vers le Nord et correspondent à nos attentes ;
- L'outil effectué sur le MNS montre une plus grande précision et de plus grand détails sur les toits dont les imperfections sont pris en compte.

La procédure de sélection et de classification des toits décrite plus haut dans le model builder (voir Figure 10) abouti à la Figure 13 suivante :

Figure 13 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits issus de la 3D (test 1 – zone Meyrin)

Une autre possibilité de coupler l'irradiance solaire avec les bâtiments est d'utiliser la couche *geo_hauteur_bat* au lieu de la couche des toits et superstructures des toits issus de la 3D (test 3 et 4). Ces résultats nous permettront également de comparer l'outil *solar radiation* avec les méthodes LIDAR et RADIANCE (voir *chapitre 3.1.1*). Le résultat du test 3 est donné dans la Figure 14 ci-dessous :

Figure 14 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec geo_hauteur_bat (test 3 – zone Meyrin)

Afin d'étudier l'effet de l'agrégation des pixels pour chaque surface restante disponible des toits, un autre test a encore été effectué pour éliminer tous les pixels plus petits que 1'000 kWh/m^2/an avant de sélectionner les zones plus grandes que 20m^2. Nous aboutissons au résultat suivant (voir Figure 15 ci-dessous) :

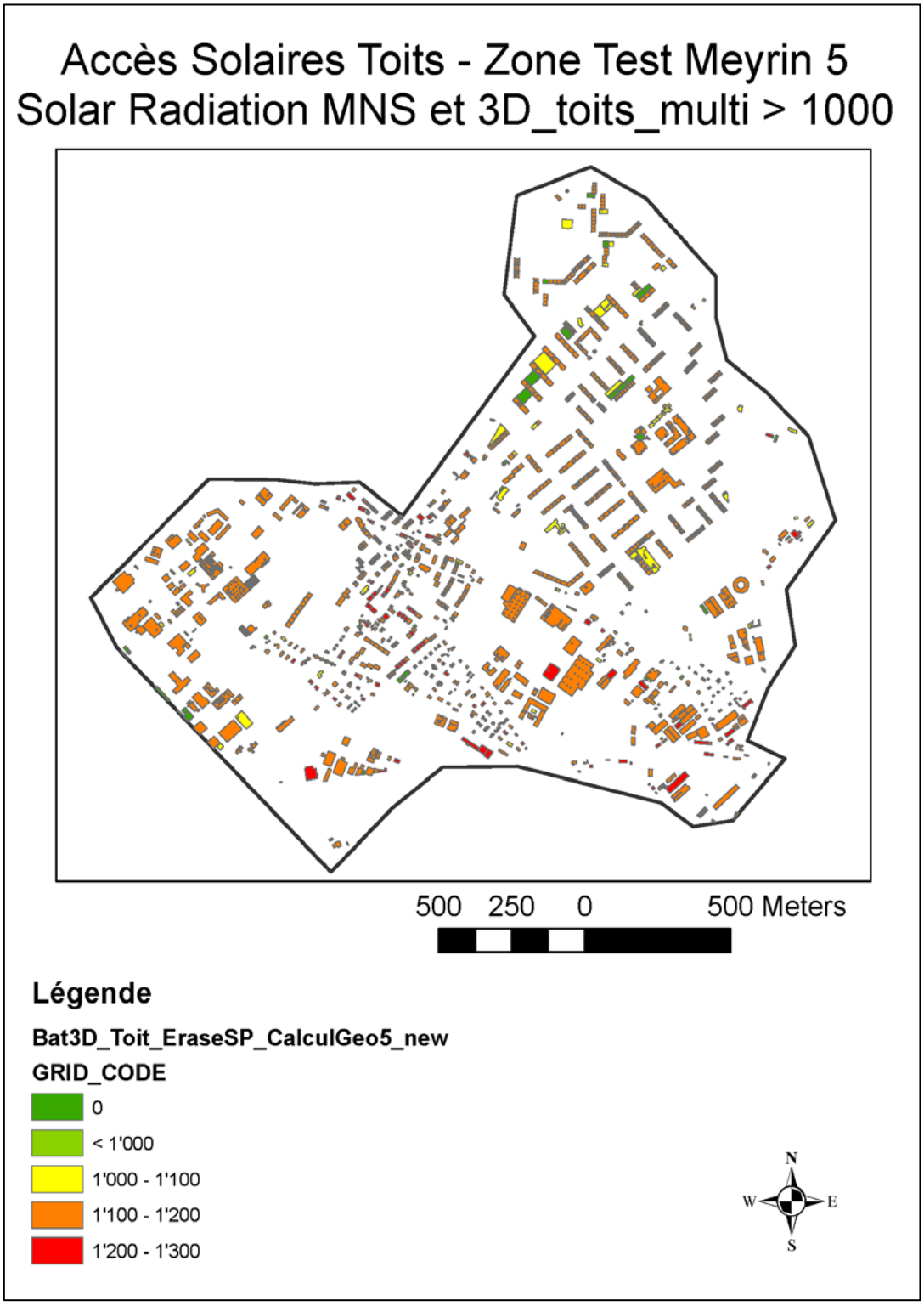


Figure 15 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits issus de la 3D sans pixel < 1'000 (test 5 – zone Meyrin)

En résumé, les 5 tests effectués dans ce travail sont (voir Tableau 1 ci-dessous) :

	Couche SITG retravaillée		
	Batiment_3D_Basic_Toit et Batiment_3D__SP_Toit	Batiment_3D_Basic_Toit et Batiment_3D__SP_Toit Exclusion pixel < 1'000 kWh/m^2	Geo_hauteur_bat
Outil *solar radiation* sur Modèle numérique de Surface (MNS)	Test 1	Test 5	Test 3
Outil *solar radiation* sur hauteur bâtiment moyenne et terrain = 0	Test 2		Test 4

Tableau 1 : résumé des différents tests effectués (zone test Meyrin)

Il est intéressant de comparer les statistiques d'irradiance et de surface de ces différents tests (voir Tableau 2) :

	Unité	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5
Irradiance Moyenne	kWh/m^2/an	1'005	1'022	1'036	1'107	1'155
Irradiance Médiane	kWh/m^2/an	1'042	1'048	1'066	1'121	1'155
Nb d'objet	nombre	1'127	1'127	972	972	1'127
Surface disponible finale	m^2	335'626	342'301	352'237	352'237	238'824

Tableau 2 : comparaison de l'irradiance et des surfaces disponibles sur les toitures (zone test Meyrin)

La différence du nombre d'objet provient de l'utilisation de deux couches différentes (*Batiment_3D_Basic_Toit* et *Geo_hauteur_bat*).

La valeur d'irradiance est assez comparable selon les différentes méthodes appliquées (10% de différence au maximum). La valeur d'irradiance systématiquement plus grande de la médiane est due à quelques valeurs de pixels très faibles, notamment vers les bords de toits (façades) ou lorsque deux toits sont contigus mais à une hauteur différente. Nous observons l'élimination de ce problème avec le test 5.

Ce dernier test a les valeurs d'irradiance les plus élevées car seuls les pixels de plus de 1'000 kWh/m^2/an ont été sélectionnés, ce qui diminue d'environ 30% les surfaces disponibles mais augmente la moyenne d'irradiance. Faute de temps, ce test 5 n'a pas été plus développé car il faudrait idéalement reconstruire les zones exactes sur chaque toit où il y a plus de 20 m^2 de

pixels plus grand que 1'000 kWh/m^2/an, et relier ces nouveaux morceaux de toits réellement utilisables pour le captage de l'énergie solaire aux toits (EGID) du SITG.

Il est intéressant de voir que les différentes applications de l'outil *solar radiation* ne changent pas fondamentalement les résultats sur la ressource solaire sur les toits. Cependant, pour ce qui suit, nous utiliserons le test 1 car il permet, grâce aux couplages effectués dans cette méthode, de lier les statistiques de population, d'emplois ou de logements par bâtiment et d'avoir les surfaces réelles des toits de départ (en 3D).

Quelques statistiques finales pour le test 1 sont données ci-dessous (voir Tableau 3) :

	Unités	Test 1
Surface brute départ (3D - totale)	m^2	454'540
Surface brute départ (2D - plane)	m^2	439'668
Surface accessible après Test 1	m^2	335'626
Surface mobilisable après Test 1 et pixels > 1'000 (= test 5)	m^2	238'824
% surface accessible selon les toits 3D	%	74
% surface accessible selon les toits 2D	%	76
% surface mobilisable avec pixels > 1'000 (= Test 5)	%	53
Population	Nb	17'691
Étages	Nb	3'336
Emplois	Nb	1'872
Logements	Nb	7'656
Habitants	Nb	17'765

Tableau 3 : statistiques générales du test 1 (zone test Meyrin)

La surface disponible avec les pixels de plus de 1'000 kWh/m^2/an peut être considérée comme la surface mobilisable à disposition pour monter des panneaux photovoltaïques (PV). Cette surface doit être pondérée par un Facteur d'Utilisation d'Implantation (FUI), représentatif du type de montage des PV (Mermoud, 2005). Dans cette étude, les PV sont considérés comme intégrés aux toits non plats et un montage optimal est utilisé pour les toits plats (sheds inclinés de seulement 5%), permettant d'aligner les sheds avec les bâtiments et de minimiser les pertes de surfaces globales. Ce FUI peut être globalement estimé ici à 90%.

La production électrique annuelle réelle par m^2 de panneaux photovoltaïque dépend de la technologie utilisée. On admet en moyenne un rendement de 12% pour les panneaux en silicium cristallin (*scénario 1*) et de 6% pour les panneaux en silicium amorphe (*scénario 2*) (Mermoud, 2009). Cela veut dire que selon les panneaux, deux fois plus d'électricité pourra être produite pour une même surface. Bien entendu, la différence de coût doit être inversement proportionnelle à la différence de rendement pour le choix des panneaux.

Le résumé suivant peut être fait pour les tests 1 et 5 (voir Tableau 4) :

	Unités	Test 1	Test 5
m^2 brute/personne	m^2	25	
m^2 accessible/personne	m^2	19	
m^2 mobilisable/personne	m^2		14
m^2/logement	m^2	44	
m^3/m^2 toit accesible	m^3/m^2	19	
Électricité produite – scénario 1	MWh/an	18'000	13'000
Électricité produite par habitant– sc. 1	kWh/habitant/an	1'020	740
Électricité produite – scénario 2	MWh/an	36'000	26'000
Électricité produite par habitant– sc. 2	kWh/habitant/an	2'040	1'480

Tableau 4 : statistiques spécifiques pour le test 1 et 5 (zone test Meyrin)

Ces données peuvent ensuite être comparées à d'autres méthodes développées par des groupes de recherche.

3.1.1 Comparaison avec la méthode Radiance (LESO-EPFL)

Une méthode utilisant le logiciel Radiance (http://radsite.lbl.gov/radiance/, consulté le 4 février 2010) a été testée par des chercheurs du LESO de l'EPFL (http://leso.epfl.ch/, consulté le 4 février 2010). Radiance est un outil permettant de modéliser et de visualiser l'éclairage intérieur, à l'usage des ingénieurs et des architectes. Cet outil a été testé pour modéliser l'irradiance sur les toits de la zone test de Meyrin.

Comme la méthode Radiance s'effectue sur des toits plats, nous la comparons à notre test 4 qui est basé sur le *solar radiation* effectué sur la hauteur moyenne (plate) du bâtiment. La comparaison donne les résultats suivants (voir Tableau 5) :

Irradiance en KWh/m2/an	Surface Toits (m2) selon méthode Radiance (LESO)	Surface Toits (m2) après test 4 (Faessler)	Pourcentage LESO/Faessler
0-100	0	0	
100-200	16	0	
200-300	57	0	
300-400	306	0	
400-500	1'065	0	
500-600	1'753	71	2461%
600-700	2'057	1'011	203%
700-800	2'921	3'806	77%
800-900	4'689	3'370	139%
900-1000	7'960	3'691	216%
1000-1100	19'180	28'414	68%
1100-1200	366'574	311'874	118%
1200-1300	189	0	
SOMME	**406'765**	**352'237**	**115%**

Tableau 5 : comparaison des surfaces selon l'irradiance pour les deux méthodes

Il est intéressant de noter que dans les deux cas, la majorité des surfaces modélisées donnent des résultats entre 1'100 et 1'200 kWh/m^2 annuel, ce qui correspond bien à une zone comme Meyrin avec beaucoup de gros bâtiments et avec des toits bien dégagés.

Notre méthode donne globalement des surfaces disponibles plus faibles étant donné que tous les bords de toits sont réduits d'un mètre et que toutes les surfaces plus petites que 20 m^2 ne sont pas prises en considération. De même, après agrégation par bouts de toits, aucun toit n'a une valeur moyenne en dessous de 500 kWh/m^2/an.

Ce qui est très intéressant dans notre méthode est de pouvoir utiliser directement le MNS, ce qui évite d'avoir à reconstruire les objets 3D pour les rajouter dans le MNT (comme cela est fait pour Radiance ou PVSyst). Cette reconstruction est en effet chronophage et exige une bonne maîtrise du logiciel Radiance. En revanche, si l'on veut des statistiques détaillées pour un toit spécifique, notre méthode est assez approximative et ne permet pas de régler correctement certains effets de pente ou de bords de toits.

Au niveau de l'analyse d'un toit d'un bâtiment, des logiciels comme Radiance ou PVSyst nous paraissent plus appropriés. Notre méthode est intéressante dans un cadre plus large pour traiter beaucoup d'informations et faire une première analyse géoréféreé et rapide de la commune ou de la ville.

3.1.2 Comparaison avec la méthode LIDAR (Carneiro-Morello-Desthieux)

Malheureusement, les délais de rendu de ce travail de géomatique ne nous ont pas permis d'intégrer les résultats de cette méthode qui devrait être prochainement disponible.

La procédure représentée par la flèche C de la Figure 7 n'a donc pas été effectuée étant donné que nous ne pouvions pas comparer ces résultats.

3.2 Commune d'Onex

La procédure de sélection et de classification des toits décrite dans le model builder (voir Figure 10) est appliquée sur la commune d'Onex afin de pouvoir comparer une partie des résultats avec ceux d'une étude sur quelques toits de bâtiments possédés par la commune (Mermoud, 2005).

L'outil *solar radiation* est effectué sur la commune d'Onex (voir Figure 16 ci-dessous) :

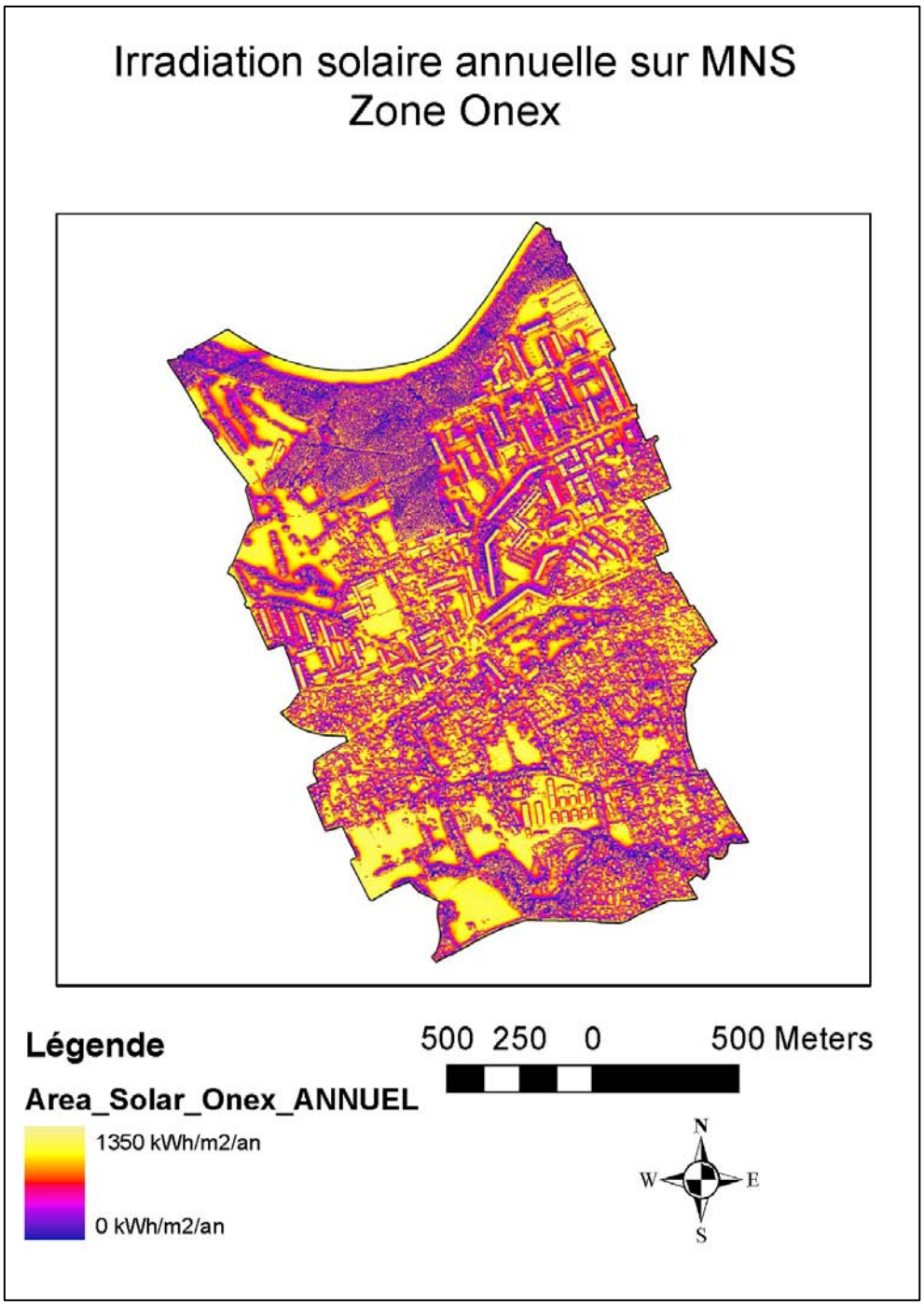


Figure 16 : irradiation annuelle de la commune d'Onex en kWh/m^2/an

Puis la procédure de sélection des toits (test 1) abouti à la figure suivante (Figure 17) :

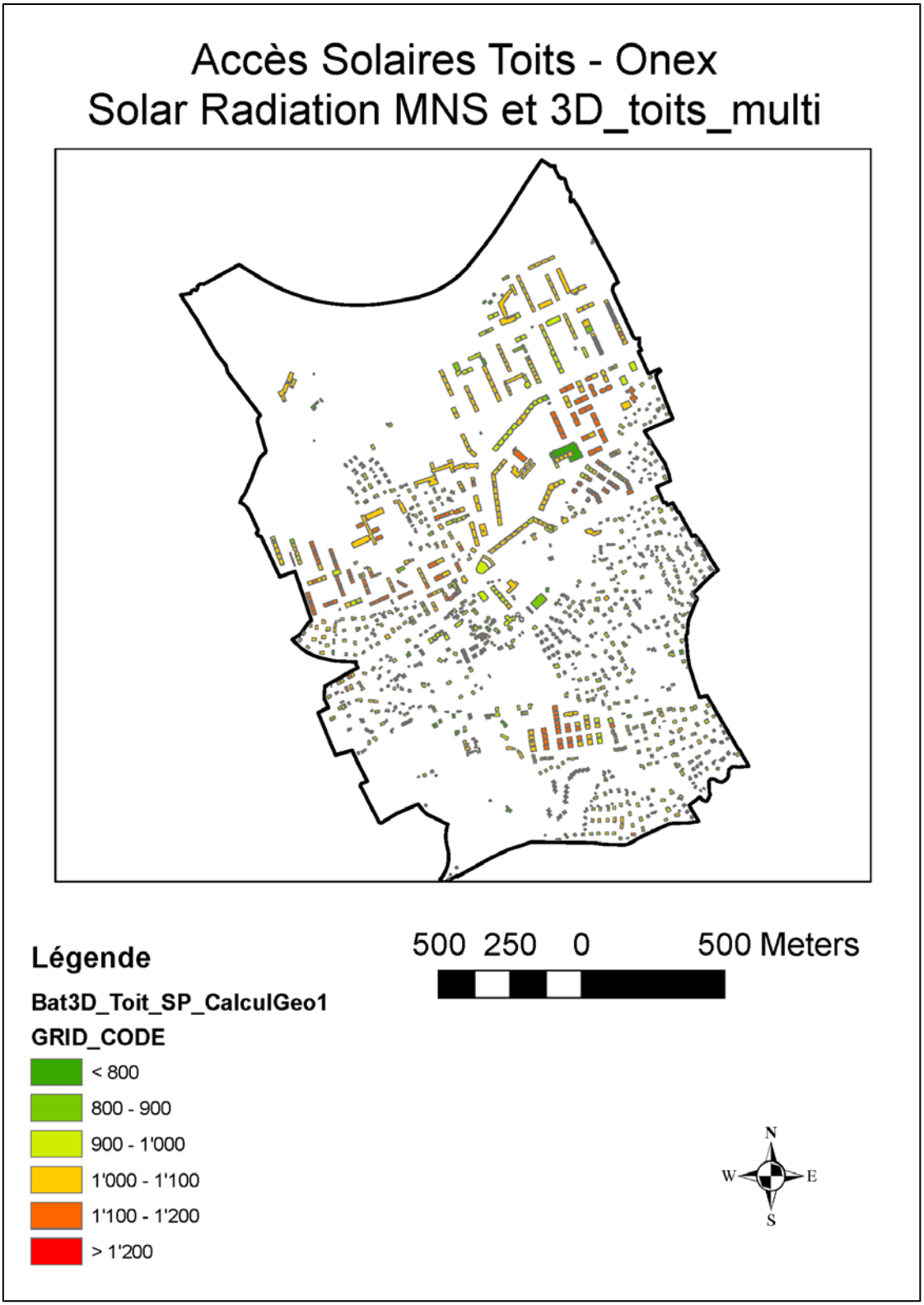


Figure 17 : Irradiance moyenne des toits potentiels avec la couche des toits issus de la 3D (Onex – test 1)

3.2.1 Comparaison avec la méthode Mermoud

L'étude de Mermoud (Mermoud, 2005) s'est déroulée sur onze bâtiments possédés par la commune, correspondant à une trentaine de toits. L'approche « bottom-up » était d'aller sur chaque toit et d'évaluer l'accès solaire, les zones non utilisables à cause d'obstacles proches, etc… Ces données ont été complétées par des données techniques comme les surfaces brutes de certains bâtiments (plans cadastraux), les pertes liées au type de montage des panneaux et le rendement moyen des panneaux.

Dans le résultat de la Figure 17, chaque toit est relié à un EGID de bâtiment. Il a fallu vérifier quelles EGID correspondaient aux onze bâtiments de l'étude Mermoud. Certains toits définis dans l'étude Mermoud correspondaient en réalité à plusieurs toits de plusieurs bâtiments.

En résumé, la comparaison abouti au tableau suivant (voir Tableau 6) :

	Etude Mermoud	Méthode Faessler	*SITG*
Nombre d'objet	11	18	18
Potentiel brute (m^2)	18'817 *(estimations Mermoud)*	22'159 *(empreinte des toits et des avant-toits)*	20'680 *(empreinte des toits)*
Potentiel accessible (m^2)	13'692 *(pondéré selon ombrages)*	18'259 *(sans superstructures et bords des toits)*	
Potentiel mobilisable (m^2)	12'516 *(pondéré selon implantation)*	15'000 *(pixel > 1'000 kWh/m^2/an)*	
Potentiel réel (m^2)	11'000 *(pondére selon nature et état du toit)*		
Electricité (MWh/an)	1'383	2'012	

Tableau 6 : comparaison entre l'étude Mermoud et la méthode Faessler

Globalement, la méthode développée ici avec le *solar radiation* surestime de 45% l'énergie électrique valorisable. Près de la moitié de cette différence peut être expliquée par la différence dans la surface brute de départ prise en compte. L'étude Mermoud n'ayant pas été faite de manière géoréférencée, la correspondance exacte entre les bâtiments n'est pas évidente est a été estimée manuellement sur une couche géoréférée. Pour information, les surfaces brutes issues du SITG sont indiquées sur la droite. La différence de 7% entre le SITG

et notre surface brute de départ est due à la prise en compte des avant-toits dans notre modèle (pour comparaison, la zone de test de Meyrin a également 7% des surfaces totales qui sont en réalité des avant-toits).

Si on regarde les toits les plus favorables de notre modèle (avec une moyenne plus grande que 1'000 kWh/m^2/an), on s'aperçoit qu'environ 15'000 m^2 répondent au critère *favorable*. Dans l'étude Mermoud, seul 7'500 m^2 répond au critère de *très bonne situation* et 3'500 m^2au critère *moyen*, soit 11'000 m^2 en tout.

Une des différences importantes entre les deux méthodes et qu'avec l'outil *solar radiation* semi-automatique, la qualité du toit (nature des matériaux, état, transformations) n'est pas connue, ce qui peut être un facteur limitant. Par exemple, un des toits n'a pas été pris en considération dans l'étude Mermoud étant donné la structure en tuile sur laquelle il est impossible de poser des panneaux PV et le fait que ce toit avait été rénové récemment.

3.3 Du potentiel mobilisable modélisé par SIG au potentiel réel

Nous avons vu que notre méthode automatique ne peut prendre en compte l'état réel du toit et la date de réfection. A l'aide des SIG, nous traitons un grand nombre de données mais nous nous arrêtons au potentiel mobilisable et ne pouvons estimer le potentiel réel de manière automatisée. Les ordres de grandeur sont corrects mais du coup, notre analyse a tendance à surestimer les potentialités réelles des toits en s'arrêtant à ce potentiel mobilisable (un tiers de plus dans la comparaison avec la méthode Mermoud).

Une étude statistique complète sur les bâtiments publics à Genève avait été effectuée par M. Nowak en 2004 et avait montré cette problématique des différents potentiels. Les surfaces d'aptitude moyenne du parc public genevois ramené au m^2 sont de (NET, 2004) :

- 1 m^2 de surface *brute* (correspondant à notre potentiel *brut*) ;
- 0.77 m^2 de qualité *bonne exposition* (correspondant à notre potentiel *accessible*) ;
- 0.42 m^2 de qualité *bonne exposition et architecture* (correspondant à notre potentiel *mobilisable*) ;
- 0.34 m^2 de qualité *surface utilisable* (correspondant à notre potentiel *réel*).

Le Chiffre de 42% de potentiel mobilisable correspond à notre chiffre de 53% de notre Tableau 3 pour Meyrin, qui comprend beaucoup de grandes surfaces de toits plats plutôt favorable au solaire. De nouveau, les ordres de grandeur correspondent.

Pour passer du potentiel mobilisable au potentiel réel, nous pourrions imaginer sélectionner selon certains critères spécifiques (immeubles publics ou privés, locatifs ou entreprises, toits plats ou non, plus grand que x m^2, etc…) les toits les plus favorables puis regarder via l'orthophoto du SITG (datant de 2005) la qualité des toits présélectionnés avant d'éventuellement faire une visite de terrain en cas de doute. Cette procédure aurait l'avantage de ne pas coûter cher pour des communes, des propriétaires ou des régies intéressés à avoir une évaluation rapide d'un potentiel réel de surface solaire à disposition dans leur parc de bâtiment avec une information géoréférée.

4 Conclusions et Perspectives

Dans ce travail, nous avons d'abord testé l'outil *solar radiation* d'ArcGIS pour comparer la modélisation de l'irradiance en milieu urbain, puis nous avons proposé plusieurs méthodes pour coupler des statistiques géoréféreés à l'irradiance par toit.

La modélisation de l'irradiance a montré que :

- L'outil s*olar radiation* utilisé sur un modèle numérique de surface est pertinent et rapide pour estimer la ressource solaire accessible sur les toits en milieu urbain ;
- Le résultat est directement disponible sous forme d'image géoréférencée, du moment qu'un MNS suffisamment précis existe ;
- L'intégration d'une météo horaire moyenne pour chaque mois permettrait d'estimer de manière plus précise l'irradiance mois par mois (essentiel pour lier l'offre à la demande, notamment pour le solaire thermique) ;

Plusieurs méthodes de sélection et de classification des toits ont montré que :

- De nombreux critères peuvent être intégrés, comme par exemple l'exclusion des bords de toits, des superstructures, des valeurs minimales de pixels, etc… ;
- Ces classifications permettent d'estimer un potentiel mobilisable pour un quartier ou une commune et de le rattacher à des statistiques urbaines (habitants, emplois, volume des bâtiments, etc..) ;
- Ce potentiel mobilisable peut intéresser les responsables communaux ou certains gros propriétaires pour développer des programmes de développement du solaire (*outil d'aide à la décision*) ;
- Le potentiel réel ne peut être automatisé, étant donné qu'il est à l'heure actuelle impossible d'avoir l'information sur la nature et la qualité du toit de manière automatique ;

L'avantage de la méthode développée ici réside dans la possibilité d'automatiser les séquences de calcul et de produire rapidement des données géoréférencées, permettant une première estimation par bâtiment, quartier, commune ou région. Ces données peuvent éventuellement être ensuite analysées à l'aide des orthophotos pour des cas concrets. Ces données peuvent potentiellement encore être couplées avec toutes sortes d'autres données géoréférencées, tels que les zones protégées (patrimoine), le type de propriétaire, l'indice de chaleur (IDC) des bâtiments, etc…

L'AFVG n'a pas été pris en compte dans ce travail étant donné le peu de données à disposition en libre service côté français. Il serait en tous les cas intéressant d'avoir déjà le MNS de la région afin de faire tourner l'outil *solar radiation* sur l'AFVG dans son entier. Pour le canton de Genève, l'évaluation de l'irradiance globale serait actuellement possible étant donné l'existence du MNS sur tout le canton sans restriction.

Par la suite, les futurs développements des SIG 3D et des outils plus performants permettront probablement d'intégrer également les potentiels des façades d'immeubles et de découper de manière précise les morceaux de toits avec les pentes et orientations associés. Cela permettrait d'affiner le potentiel mobilisable réalisé ici.

Pour conclure, notons que ce modèle ne prend en compte que des aspects purement techniques. Or, dans le domaine des énergies renouvelables, et celui du solaire en particulier, les enjeux sont souvent d'ordre économique (prix très bas des autres énergies, notamment fossiles) et social (acceptabilité de la technologie par tous les acteurs du bâtiment).

La ressource solaire est largement disponible, mais encore faut-il se donner les moyens de la capter, de la transformer et de la valoriser !

Bibliographie

Carneiro C., Morello E., Desthieux G., 2009, *Assessment of Solar Irradiance on the Urban Fabric for the Production of Renewable Energy using LIDAR Data and Image Processing Techniques*, In : Sester M., Bernard L., Paelke V. (Eds.), Advances in GIS, Proceedings of the 12th AGILE Conference, Springer Berlin Heidelberg, pp. 83-112.

Desthieux G, Carneiro C., Morello E., Gallinelli P., Camponovo R., 2009, *GIS-based assessment of solar irradiance on the urban fabric and potential for active solar technology*, Paper presented at CISBAT Conference, EPFL, Lausanne.

Guisan O., 1988, *Energie Solaire*, polycopié du cours Energie Solaire, Université de Genève.

Ineichen P, 2009, *Gisement solaire*, powerpoint du cours Nouvelles Energie Renouvelables 14E088, Université de Genève.

Mermoud A., 2005, *Commune d'Onex : Inventaire des toitures des bâtiments municipaux : évaluation du potentiel pour la réalisation d'installations photovoltaïques*, CUEPE, Université de Genève.

Mermoud A., 2009, *Energies renouvelables : la filière photovoltaïque*, powerpoint du cours Nouvelles Energie Renouvelables 14E088, Université de Genève.

NET, 2004, *Le potentiel solaire dans le canton de Genève : analyse et évaluation du Potentiel Solaire - thermique et photovoltaïque – dans le parc immobilier public du canton de Genève*, rapport technique, Scane, Etat de Genève.

Sites Internet consultés :

- Système d'information du territoire genevois : http://etat.geneve.ch/sitg/accueil.html
- Données météo de l'Université de Genève : http://www.unige.ch/energie/energieforel/activites/met.html
- Logiciel PVSyst : http://www.pvsyst.com
- Logiciel Radiance : http://radsite.lbl.gov/radiance
- Laboratoire d'énergie solaire (EPFL) : http://leso.epfl.ch

Annexe 1 : outil *Solar Radiation* – aide ESRI

Area Solar Radiation

Release 9.3
Last modified July 31, 2009

Derives incoming solar radiation from a raster surface.

Usage tips

- Because insolation calculations can be time consuming, it is important to be sure all parameters are correct. Calculation for a large digital elevation model (DEM) can take hours, and a very large DEM could take days.
- The output radiation rasters will always be floating-point type and have units of watt hours per square meter (WH/m2). The direct duration raster output will be integer with unit hours.
- The analysis is designed for local landscape scales, therefore, it is recommended to use one latitude value for the whole DEM. With large datasets (i.e., states, countries or continents), the insolation results will differ significantly at different latitudes (greater than 1 degree). For broader geographic regions, it is necessary to divide the study area into zones with different latitudes.
- For multi-day time configurations, the maximum range of days is a total of one year (365 days, or 366 days for leap years). If the start day is greater than the end day, the time calculations will proceed into the following year.

  For example, [start day, end day] = [365, 31], represents December 31 to January 31 of the following year. The example of [1, 2], the time is inclusive for the first day from 0:00 hours (January 1) to 0:00 (January 2). The start day and end day cannot be equal.
- For within-day time configurations, the maximum range of time is one day (24 hours). Calculations will not be performed across days (for instance, from 12:00 p.m. to 12:00 p.m. the next day). The start time must be less than the end time.
- For within-day time configurations, the start and end times are displayed as solar time (units: decimal hours). Use the time conversion dialog window to convert the local standard time and local solar time (HMS). When converting local standard time to solar time, the program accounts for equation of time.
- The use of a z-factor is essential for correcting calculations when the surface z units are expressed in units different from the ground x,y units. To get accurate results, the z units should be the same as the x,y ground units. If they are not the same, use a z-factor to convert z units to x,y units. For example, if your x,y units are meters and your z units are feet, you could specify a z-factor of 0.3048 to convert feet to meters.
- It is recommended to have your data in a projection coordinate system (units meters). However if you choose to run the analysis with a spherical coordinated system you will need to specify an appropriate z-factor for that latitude. If your x,y units are decimal degrees and your z units are meters, some appropriate z-factors for particular latitudes are:

Latitude	Z-factor
0	0.00000898
10	0.00000912
20	0.00000956
30	0.00001036
40	0.00001171
50	0.00001395
60	0.00001792
70	0.00002619
80	0.00005156

- The latitude for the site area (units: decimal degree, positive for the northern hemisphere and negative for the southern hemisphere) is used in calculations such as solar declination and solar position.
- For input surface rasters with a defined spatial reference, the mean latitude is automatically calculated; otherwise latitude will default to 45 degrees. When using an input layer, the spatial reference of the data frame is used.
- Skysize is the resolution of the viewshed, skymap, and sunmap rasters which are used in the radiation calculations (units: cells per side). These are upward-looking, hemispherical raster representations of the sky and do not have a geographic coordinate system. These grids are square (equal number of rows and columns).
- Increasing skysize increases calculation accuracy but also increases calculation time considerably.
- When the "day interval" setting is small (e.g. < 14days) a larger skysize should be used. During analysis the sunmap (determined by the skysize) is used to represent sun positions (tracks) for particular time periods to calculate direct radiation. With smaller day intervals, if the skysize resolution is not large enough, sun tracks may overlap resulting in zero or lower radiation values for that track. Increasing the resolution provides a more accurate result.
- The maximum skysize value is 4000. A value of 200 is default and is sufficient for whole DEMs with large day intervals (eg. > 14 days). Skysize value of 512 is sufficient for calculations at point locations where calculation time is less of an issue. At smaller day intervals (e.g. < 14 days) it is recommended to use higher values. For example, to calculate insolation for a location at the equator with day interval = 1, it is recommended to use a skysize of 2800 or more.
- Day intervals greater than 3 are recommended as sun tracks within three days typically overlap, depending on skysize and time of year. For calculations of the whole year with monthly interval, day interval is disabled and the program internally uses calendar month intervals. The default value is 14.
- Because the viewshed calculation can be highly intensive, horizon angles are only traced for the number of calculation directions specified. Valid values must be multiples of 8 (8, 16, 24, 32, and so on). Typically, a value of 8 or 16 is adequate for areas with gentle topography, whereas a value of 32 is adequate for complex topography. The default value is 32.
- The number of calculation directions needed is related to the resolution of the input DEM. Natural terrain at 30m resolution is usually quite smooth so fewer directions are sufficient for most situations (16 or 32). With finer DEMs, and particularly with man-made structures incorporated in the DEMs, the number of directions needs to increase. Increasing the number of directions will increase accuracy but will also increase calculation time.

- The Create outputs for each interval check box provides the flexibility to calculate insolation integrated over a specified time period or insolation "for each interval" in a time series. For example, for the within-day time period with an hour interval of one, checking this box will create hourly insolation values; otherwise, insolation integrated for the entire day is calculated.

- The For each interval checkbox parameter affects the format and number of output radiation files. For area analysis, always verify that sufficient disk space is available before initiating calculations, because it creates multiple outputs. When checked, the default output format is an ESRI GRID stack containing multiple bands that correspond to the radiation or duration values for each time interval (hour interval when time configuration is less than one day, or day interval when multiple days).

- The diffuse proportion is the fraction of global normal radiation flux that is diffuse. Values range from 0 to 1. This value should be set according to atmospheric conditions. Typical values are 0.2 for very clear sky conditions and 0.3 for generally clear sky conditions.

- The solar radiation transmitted through the atmosphere is a fraction of the solar radiation outside the atmosphere. Transmittivity is a property of the atmosphere and is the ratio of solar radiation outside the atmosphere to that reaching the earth's surface (averaged over all wavelengths) for the shortest path (in the direction of the zenith). Values range from 0 (no transmission) to 1 (complete transmission). Typical values are 0.6 or 0.7 for very clear sky conditions and 0.5 for a generally clear sky. Because the analysis corrects for elevation effects, transmittivity should always be given for sea level. Transmittivity has an inverse relation with the diffuse proportion parameter.

- The following environment settings affect this tool:

  - General: Current Workspace, Scratch Workspace, Output Coordinate system, Output Extent, Snap Raster.
  - Raster Analysis: Cell size, Mask.
  - Raster Storage: See the Raster Storage settings for the particular output raster format selected.

Command line syntax

An overview of the Command Line window

AreaSolarRadiation_sa <in_surface_raster> <out_global_radiation_raster> {latitude} {sky_size} {time_configuration} {day_interval} {hour_interval} {NOINTERVAL | INTERVAL} {z_factor} {FROM_DEM | FLAT_SURFACE} {calculation_directions} {zenith_divisions} {azimuth_divisions} {UNIFORM_SKY | STANDARD_OVERCAST_SKY} {diffuse_proportion} {transmittivity} {out_direct_radiation_raster} {out_diffuse_radiation_raster} {out_direct_duration_raster}

Parameter	Explanation	Data Type
<in_surface_raster>	Input DEM surface raster.	Composite Geodataset
<out_global_radiation_raster>	The raster created corresponding to the global radiation or total amount of incoming solar insolation (direct + diffuse) calculated for each location of the input surface. The output has unit watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset
{latitude}	The latitude for the site area (units: decimal degree, positive for the north hemisphere and negative for the south hemisphere).	Double

	For input surface rasters containing a spatial reference, the mean latitude is automatically calculated; otherwise, latitude will default to 45 degrees.	
{sky_size}	The resolution or skysize for the viewshed, skymap, and sunmap grids (units: cells). The default creates a raster of 200 x 200 cells.	Long
{time_configuration}	Specifies the time period used for calculations. • Within a day — Performs calculations for a specified time period within one day. Select Julian Day, enter start time and end time. When the start time and the end time are the same, instantaneous insolation will be calculated. When the start time is before sunrise and the end time is after sunset, insolation will be calculated for the whole day. • Special Days — Calculates solar insolation for summer solstice/equinox /winter solstice days. • Multiple days in a year — Performs calculations for a specific multiple-day period within a year. Specify the start day, start year, end day, within year interval, and within day interval. When the end day is smaller than the start day, the end day is considered to be in the following year. This is the default time configuration. • Whole year — Performs calculations for an entire year using monthly intervals for calculations. If the Create outputs for each interval option is checked, output files will be created for each month. Otherwise, a single output will be created for the whole year.	Time configuration

{day_interval}	The time interval through the year (units: days) used for calculation of sky sectors for the sunmap. The default value is 14 (biweekly).	Long
{hour_interval}	Time interval through the day (units: hours) used for calculation of sky sectors for sunmaps. The default value is 0.5.	Double
{NOINTERVAL | INTERVAL}	Specifies whether to calculate a single total insolation output raster or multiple output rasters for the specified hour and day interval.The default is NOINTERVAL.For example, when INTERVAL is specified for a whole year with monthly intervals, the result will contain 12 output radiation rasters. Otherwise, only a single total radiation raster will be calculated.	Boolean
{z_factor}	The number of ground x,y units in one surface z unit. The z-factor adjusts the units of measure for the z units when they are different from the x,y units of the input surface. The z-values of the input surface are multiplied by the z-factor when calculating the final output surface. If the x,y units and z units are in the same units of measure, the z-factor is 1. This is the default. If the x,y units and z units are in different units of measure, the z-factor must be set to the appropriate factor, or the results will be incorrect. For example, if your z units are feet and your x,y units are meters, you would use a z-factor of 0.3048 to convert your z units from feet to meters (1 foot = 0.3048 meter).	Double
{FROM_DEM | FLAT_SURFACE}	How slope and aspect information are derived for analysis. • FROM_DEM — The slope and aspect grids are calculated from the input surface raster. This is the default.	String

	• FLAT_SURFACE — Constant values of zero are used for slope and aspect.	
{calculation_directions}	The number of azimuth directions used when calculating the viewshed. Valid values must be multiples of 8 (8, 16, 24, 32, and so on). The default value is 32 directions, which is adequate for complex topography.	Long
{zenith_divisions}	The number of divisions used to create sky sectors in the skymap. The default is eight divisions (relative to zenith). Values must be greater than zero and less than half of the skysize value.	Long
{azimuth_divisions}	The number of divisions used to create sky sectors in the skymap. The default is eight divisions (relative to north). Valid values must be multiples of 8. Values must be greater than zero and less than 160.	Long
{UNIFORM_SKY | STANDARD_OVERCAST_SKY}	Type of diffuse radiation model. • UNIFORM_SKY — Uniform diffuse model. The incoming diffuse radiation is the same from all sky directions. This is the default. • STANDARD_OVERCAST_SKY — Standard overcast diffuse model. The incoming diffuse radiation flux varies with zenith angle.	String
{diffuse_proportion}	The proportion of global normal radiation flux that is diffuse. Values range from 0 to 1. This value should be set according to atmospheric conditions. The default value is 0.3 for generally clear sky conditions.	Double
{transmittivity}	The fraction of radiation that passes through the atmosphere (averaged over all wavelengths). Values range from 0 (no transmission) to 1 (all transmission).	Double

	The default is 0.5 for a generally clear sky.	
{out_direct_radiation_raster}	The output raster created corresponding to the direct incoming solar radiation for each location. The output has units of watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset
{out_diffuse_radiation_raster}	The output raster created corresponding to the diffuse incoming solar radiation for each location. The output has units of watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset
{out_direct_duration_raster}	The output raster created corresponding to the duration of direct incoming solar radiation. The output has units of hours.	Raster Dataset

Data types for geoprocessing tool parameters

Command line example

```
AreaSolarRadiation C:\Solar\dem C:\Solar\radglb # # "WithinDay 8 0 24" # # _
  NOINTERVAL # # # # # # # #  C:\Solar\raddir C:\Solar\raddif C:\Solar\raddur
```

Scripting syntax

About getting started with writing geoprocessing scripts

AreaSolarRadiation_sa (in_surface_raster, out_global_radiation_raster, latitude, sky_size, time_configuration, day_interval, hour_interval, each_interval, z_factor, slope_aspect_input_type, calculation_directions, zenith_divisions, azimuth_divisions, diffuse_model_type, diffuse_proportion, transmittivity, out_direct_radiation_raster, out_diffuse_radiation_raster, out_direct_duration_raster)

Parameter	Explanation	Data Type
in_surface_raster (Required)	Input DEM surface raster.	Composite Geodataset
out_global_radiation_raster (Required)	The raster created corresponding to the global radiation or total amount of incoming solar insolation (direct + diffuse) calculated for each location of the input surface. The output has unit watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset
latitude (Optional)	The latitude for the site area (units: decimal degree, positive for the north hemisphere and negative for the south hemisphere). For input surface rasters containing a spatial	Double

	reference, the mean latitude is automatically calculated; otherwise, latitude will default to 45 degrees.	
sky_size (Optional)	The resolution or skysize for the viewshed, skymap, and sunmap grids (units: cells). The default creates a raster of 200 x 200 cells.	Long
time_configuration (Optional)	Specifies the time period used for calculations. • Within a day — Performs calculations for a specified time period within one day. Select Julian Day, enter start time and end time. When the start time and the end time are the same, instantaneous insolation will be calculated. When the start time is before sunrise and the end time is after sunset, insolation will be calculated for the whole day. • Special Days — Calculates solar insolation for summer solstice/equinox/winter solstice days. • Multiple days in a year — Performs calculations for a specific multiple-day period within a year. Specify the start day, start year, end day, within year interval, and within day interval. When the end day is smaller than the start day, the end day is considered to be in the following year. This is the default time configuration. • Whole year — Performs calculations for an entire year using monthly intervals for calculations. If the Create outputs for each interval option is checked, output files will be created for each month. Otherwise, a single output will be created for the whole year.	Time configuration
day_interval (Optional)	The time interval through the year (units: days) used for calculation of sky sectors for the sunmap. The default value is 14 (biweekly).	Long

hour_interval (Optional)	Time interval through the day (units: hours) used for calculation of sky sectors for sunmaps. The default value is 0.5.	Double
each_interval (Optional)	Specifies whether to calculate a single total insolation output raster or multiple output rasters for the specified hour and day interval.The default is NOINTERVAL.For example, when INTERVAL is specified for a whole year with monthly intervals, the result will contain 12 output radiation rasters. Otherwise, only a single total radiation raster will be calculated.	Boolean
z_factor (Optional)	The number of ground x,y units in one surface z unit. The z-factor adjusts the units of measure for the z units when they are different from the x,y units of the input surface. The z-values of the input surface are multiplied by the z-factor when calculating the final output surface. If the x,y units and z units are in the same units of measure, the z-factor is 1. This is the default. If the x,y units and z units are in different units of measure, the z-factor must be set to the appropriate factor, or the results will be incorrect. For example, if your z units are feet and your x,y units are meters, you would use a z-factor of 0.3048 to convert your z units from feet to meters (1 foot = 0.3048 meter).	Double
slope_aspect_input_type (Optional)	How slope and aspect information are derived for analysis. • FROM_DEM — The slope and aspect grids are calculated from the input surface raster. This is the default. • FLAT_SURFACE — Constant values of zero are used for slope and aspect.	String
calculation_directions (Optional)	The number of azimuth directions used when calculating the viewshed. Valid values must be multiples of 8 (8, 16, 24,	Long

	32, and so on). The default value is 32 directions, which is adequate for complex topography.	
zenith_divisions (Optional)	The number of divisions used to create sky sectors in the skymap. The default is eight divisions (relative to zenith). Values must be greater than zero and less than half of the skysize value.	Long
azimuth_divisions (Optional)	The number of divisions used to create sky sectors in the skymap. The default is eight divisions (relative to north). Valid values must be multiples of 8. Values must be greater than zero and less than 160.	Long
diffuse_model_type (Optional)	Type of diffuse radiation model. • UNIFORM_SKY — Uniform diffuse model. The incoming diffuse radiation is the same from all sky directions. This is the default. • STANDARD_OVERCAST_SKY — Standard overcast diffuse model. The incoming diffuse radiation flux varies with zenith angle.	String
diffuse_proportion (Optional)	The proportion of global normal radiation flux that is diffuse. Values range from 0 to 1. This value should be set according to atmospheric conditions. The default value is 0.3 for generally clear sky conditions.	Double
transmittivity (Optional)	The fraction of radiation that passes through the atmosphere (averaged over all wavelengths). Values range from 0 (no transmission) to 1 (all transmission). The default is 0.5 for a generally clear sky.	Double
out_direct_radiation_raster (Optional)	The output raster created corresponding to the direct incoming solar radiation for each location. The output has units of watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset

out_diffuse_radiation_raster (Optional)	The output raster created corresponding to the diffuse incoming solar radiation for each location. The output has units of watt hours per square meter (WH/m2).	Raster Dataset
out_direct_duration_raster (Optional)	The output raster created corresponding to the duration of direct incoming solar radiation. The output has units of hours.	Raster Dataset

Data types for geoprocessing tool parameters

Script example

```
# AreaSolarRadiation_sample.py
# Description:
#   Calculates total global, direct, diffuse and direct duration
#    solar radiation for a single day.
# Requirements: None
# Author: ESRI
# Date: May 7, 2006
# Import system modules
import arcgisscripting

# Create the Geoprocessor object
gp = arcgisscripting.create()

try:
    # Set local variables
    inRaster = "C:/temp/Solar/dem"
    outGlobalRaster = "C:/Solar/radglb"
    outDirectRaster = "C:/Solar/output/raddir"
    outDiffuseRaster = "C:/Solar/output/raddif"
    outDurationRaster = "C:/Solar/output/raddur"

    # Check out ArcGIS Spatial Analyst extension license
    gp.CheckOutExtension("Spatial")

    # Process: AreaSolarRadiation...
    gp.AreaSolarRadiation(inRaster, outGlobalRaster, "", "", "", _
        "WithinDay    121 0 24", "", "", NOINTERVAL, "", "", "", "", "", "", "", _
        outDirectRaster, outDiffuseRaster, outDurationRaster)

 except:
    # Print error message if an error occurs
    print gp.GetMessages()
```